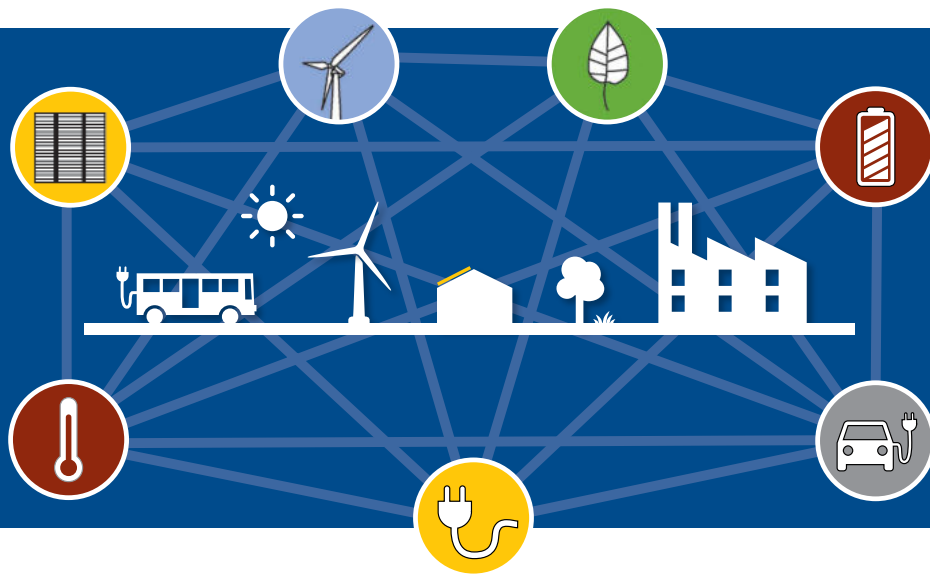


FVEE-Themen



Die Energiewende – smart und digital

Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2018



Veranstalter

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Die Energiewende – smart und digital

Jahrestagung 2018

des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien

17. und 18. Oktober 2018

Umweltforum Berlin • Pufendorfstr. 11 • 10249 Berlin

Wissenschaftliche Leitung

Prof. Dr. Kurt Rohrig • Fraunhofer IEE

Prof. Dr. Carsten Agert • DLR

Programmkomitee

DBFZ	• Dr. Nora Szarka
DLR	• Prof. Dr. Carsten Agert
Fraunhofer IEE	• Prof. Dr. Kurt Rohrig
Fraunhofer ISE	• Prof. Dr. Hans-Martin Henning
	• Prof. Dr. Christof Wittwer
Fraunhofer IWES	• Dr. Antje Wagenknecht
GFZ	• Prof. Dr. Ernst Huenges
HZB	• Dr. Carolin Ulbrich
ISFH	• Dr. Tobias Ohrdes
IZES gGmbH	• Juri Horst
FZ Jülich	• Dr. Uwe Bau
KIT	• Prof. Dr. Veit Hagenmeyer
UFZ	• Prof. Dr. Olaf Kolditz
Wuppertal Institut	• Dr. Peter Viebahn
ZAE Bayern	• Dr. Hans-Peter Ebert
ZSW	• Dr. Frank Sehnke



Veranstalter

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

■ Einführung

5 Die Energiewende – smart und digital

Prof. Dr. Kurt Rohrig • Fraunhofer IEE

Prof. Dr. Carsten Agert • DLR

■ Überblick – Digitalisierung des Energiesystems

6 Digitalisierung und globale Energiesystemtransformation – Chancen und Herausforderungen

Prof. Dr. Hans-Martin Henning • Fraunhofer ISE

12 Digitalisierung aus Nachhaltigkeitssicht – Beispiel Energiesektor

Paul Weigel • Wuppertal

16 Chancen der Digitalisierung für die Energiewende

Prof. Dr. Veit Hagenmeyer und Dr. Simon Waczowicz • KIT

■ Politische Rahmenbedingungen

20 Digitalisierung im 7. Energieforschungsprogramm

MinR'in Dr. Rodoula Tryfonidou • Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Dr. Andrea Heyn • Bundesministerium für Forschung und Entwicklung

■ Digitalisierung von der Erzeugungskomponente bis zum Kraftwerksmaßstab

22 Betriebs- und Einsatzoptimierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen durch IKT – Anwendungsfall: Eigenstromoptimierung

Manuel Wickert • Fraunhofer IEE

26 Anwendungspotenziale moderner Methoden in Betrieb und Service von Windenergieanlagen

Sebastian Pfaffel • Fraunhofer IEE

30 Smarte Wechselrichter als Schlüsselkomponente des zukünftigen elektrischen Energiesystems

Prof. Dr. Christof Wittwer • Fraunhofer ISE

35 Flexibler Einsatz von KWK, BHKW und Biogas-Anlagen durch Informations- und Kommunikationstechnik

Prof. Dr. Daniela Thrän • DBFZ

■ Innovative Lösungen im Rahmen der Digitalisierung

- 41 Multikriterieller Betrieb von Batteriespeichern**
Nina Munzke • KIT
- 45 Digitalisierung bei der Produktion von Solar- und Batteriezellen**
Dr. Ralf Preu • Fraunhofer ISE
- 48 Research on Shallow Geothermal Energy Utilization in the Helmholtz Association**
Prof. Dr. Haibing Shao • UFZ
- 52 Smarte Windenergieanlagen und -parks brauchen Digitalisierung**
Prof. Dr. Jan Wenske • Fraunhofer IWES
- 56 Solarthermische Kraftwerke: Machine Learning im CSP-Speicher-Management zur Optimierung von Dispatch-Strategien**
Dr. Tobias Hirsch • DLR

■ Smart Grids und Smart Markets

- 60 Möglichkeiten und Herausforderungen der Digitalisierung bei Übertragungsnetzbetreibern**
Axel Kießling • TenneT TSO GmbH
- 64 Energie- und Flexibilitätsmärkte der Zukunft als Schlüssel für die Energiesystem-Transformation**
Maike Schmidt • ZSW

■ Smart Demand

- 69 Lokale und regionale Sektorenkopplung in Regionen, Städten und Quartieren**
Dr. Dietrich Schmidt • Fraunhofer IEE
Dr. Karsten von Maydell • DLR
- 74 Energiespeicherung in der Industrie für flexible Sektorkopplung**
Dr. Matthias Rzepka • ZAE
- 79 Smarte Gebäude im Energiesystem**
Dr. Tobias Ohrdes • ISFH
- 85 Wärmepumpen in vernetzten Gebäuden**
Eva Hauser • IZES
- 90 Effizienter Stromeinsatz zur Bereitstellung geothermischer Wärme**
Dr. Henning Francke • GFZ

■ Der ForschungsVerbund Erneuerbare Energien

- 97 Standorte der FVEE-Mitgliedseinrichtungen**
- 98 Mitgliedseinrichtungen und Ansprechpartner**
- 99 Impressum**

Einführung

Die Energiewende – smart und digital

Der schnell fortschreitende Digitalisierungs- und Automatisierungsprozess wird ein wichtiger Wegbegleiter für die Transformation unseres Energiesystems. Richtig eingesetzt kann Digitalisierung die Energiewende beschleunigen und sie effizienter und kostengünstiger gestalten.

Es gilt, die drei Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr intelligent miteinander zu verknüpfen. Außerdem erfordert die notwendige Interaktion von Erzeugung, Transport, Speicherung und Verbrauch sowohl eine lokale Digitalisierung durch intelligente Komponenten als auch eine weitgehende Digitalisierung und Vernetzung des Gesamtsystems in der übergeordneten Ebene.

Der FVEE hat mit seiner Jahrestagung 2018 einen Überblick über den aktuellen Entwicklungsstand und die Perspektiven in den für die Energiewende relevanten Technologiebereichen gegeben. Die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler haben gezeigt, wie die Informations- und Kommunikationstechnologien den Transformationsprozess unterstützen können, um die Zielrichtungen Ökologie, Ökonomie und soziale Nachhaltigkeit gleichgewichtig umzusetzen. Der vorliegende Tagungsband fasst die Ergebnisse der Konferenz zusammen.

Dank

Wir danken allen Autorinnen und Autoren für ihre Beiträge und dem Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft für die Förderung der Tagung.



Prof. Dr. Kurt Rohrig
Wissenschaftliche Tagungsleitung
Fraunhofer IEE
kurt.rohrig@iee.fraunhofer.de



Prof. Dr. Carsten Agert
Wissenschaftliche Tagungsleitung
DLR-Institut für Vernetzte
Energiesysteme
carsten.agert@dlr.de

Digitalisierung und Energiesystemtransformation – Chancen und Herausforderungen



Fraunhofer ISE

Prof. Dr. Hans-Martin Henning
hans-martin.henning@ise.fraunhofer.de

DLR

Prof. Dr. Carsten Agert
carsten.agert@dlr.de

Dr. Thomas Vogt
t.vogt@dlr.de

Fraunhofer IEE

Prof. Dr. Kurt Rohrig
kurt.rohrig@iee.fraunhofer.de

ISFH

Dr. Raphael Niepelt
niepelt@isfh.de

KIT

Prof. Dr. Wolf Fichtner
wolf.fichtner@kit.edu

UFZ

Prof. Dr. Erik Gawel
erik.gawel@ufz.de

WI

Prof. Dr. Manfred Fischedick
manfred.fischedick@wupperinst.org

Welche Rolle spielt die Digitalisierung mit der Vielzahl ihrer Methoden und Anwendungen für die Energiewende – also für die Transformation unseres Energiesystems im Sinne der vereinbarten Klimaschutzziele? Ist sie notwendige Voraussetzung für den Systemumbau und ermöglicht beispielsweise erst den Übergang auf ein nahezu vollständig erneuerbares Energiesystem (Enabler) oder ist sie lediglich ein nützliches, den Umbau beschleunigendes Hilfsmittel (Facilitator)? Welche Veränderungen sind durch die Ziele der Energiewende getrieben und welche durch die Verbreitung von Techniken der Digitalisierung? All dies waren Fragen, die im Rahmen der Jahrestagung 2018 des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien unter dem Titel „Die Energiewende – smart und digital“ behandelt wurden. Dieser einführende Beitrag versucht einige Anhaltspunkte zur Beantwortung dieser Fragen zu liefern und in das Thema einzuführen.

Energiesystemtransformation und resultierende Systemkomplexität

Insbesondere für den Bereich von Stromerzeugung und -nutzung spielt die Digitalisierung eine wichtige Rolle. Nahezu sämtliche Studien, die Klimaschutzkompatible Entwicklungspfade unseres Energiesystems beschreiben, sehen Wind- und Solarenergie als wesentliche Pfeiler der zukünftigen Stromerzeugung.

Zugleich ist auf Grund der wachsenden Nutzung von Strom in Sektoren, die heute überwiegend direkt fossile Energieträger nutzen, ein Steigen des zukünftigen Stromverbrauchs zu erwarten – selbst dann, wenn es gelingt Strom in seinen klassischen Anwendungsbereichen effizienter zu nutzen.

Beispielhaft sollen hier einige Ergebnisse herangezogen werden, die im Rahmen der Arbeitsgruppe „Sektorkopplung“ des BMBF-geförderten Projekts „ESYS – Energiesysteme der Zukunft“ entstanden sind, das von den deutschen Wissenschaftsakademien unter Federführung von acatech durchgeführt wird. Im Rahmen dieser Arbeiten wurden u. a. Modellrechnungen für unterschiedliche mögliche Ausprägungen des deutschen Energiesystems durchgeführt, für die zentrale Randbedingungen nachfolgend tabellarisch erfasst werden (► *Tabelle 1*).

Die Modellrechnungen basieren auf einer stundengenauen Betrachtung des deutschen Energiesystems einschließlich aller Verbrauchssektoren, Energieträger und Infrastrukturen. Im Modell erfolgt eine kostenoptimierte Bestimmung der Entwicklung der Mengengerüste aller wesentlichen technischen Komponenten bis zum Jahr 2050, unter Berücksichtigung typischer Reinvestitionszyklen auf Basis des heutigen Bestands. Zur detaillierten Darstellung der Annahmen, Vorgehensweisen und Ergebnisse wird auf die Publikationen [1] verwiesen.

Tabelle 1
**ausgewählte
Rahmenbedingungen
für verschiedene
Modellrechnungen**

Modellrechnung	CO ₂ -Ziel	wesentliche Charakteristika
keine Restriktionen	Minus 85 % im Jahr 2050 (verglichen mit 1990)	<ul style="list-style-type: none"> keine Begrenzung direkter Stromnutzung (z.B. Wärmepumpen, Verkehr)
Wasserstoff		<ul style="list-style-type: none"> hoher Wasserstoffanteil im Verkehr (Brennstoffzellen-Antriebe) hoher Anteil von H₂ im Gasnetz
Power to-Gas Power-to-Liquid (P2G/P2L)		<ul style="list-style-type: none"> hoher Anteil von Methan bzw. flüssigen Kraftstoffen im Autoverkehr Methannutzung auch noch in Gebäuden Effizienzgewinne im Bereich der Industrie
Hocheffizienz		<ul style="list-style-type: none"> keine Begrenzung direkter Stromnutzung wesentliche Fortschritte bei der Implementierung von Effizienztechnologien wesentliche Fortschritte Reduktion Verbrauch

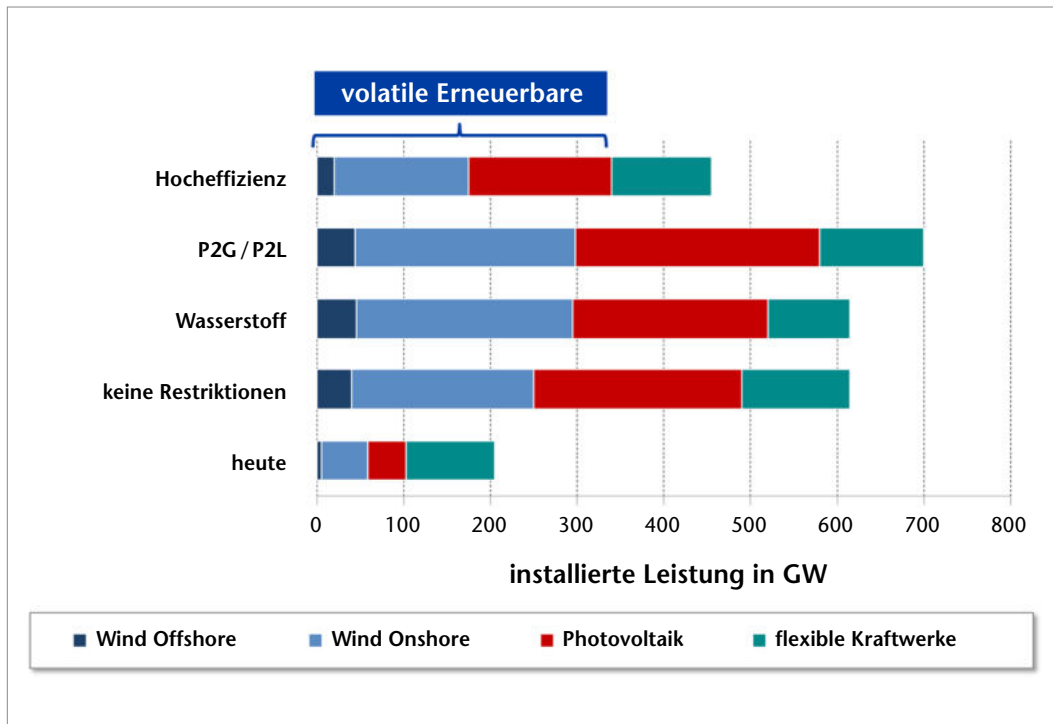


Abbildung 1
installierte Leistung
von Wind- und Photovoltaikanlagen sowie regelbarer Kraftwerke im Jahr 2050 für ausgewählte Modellrechnungen

Abbildung 1 zeigt die installierte Leistung von Wind- und Photovoltaikanlagen sowie regelbarer Kraftwerke zur Stromerzeugung für die ausgewählten Modellrechnungen im Jahr 2050.

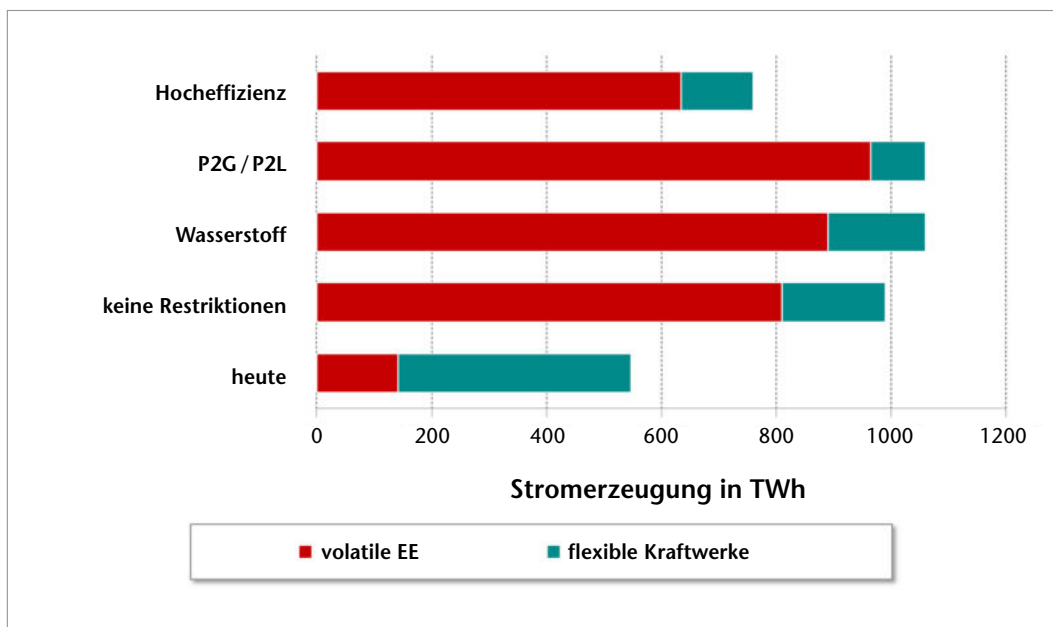


Abbildung 2
Jährliche Stromerzeugung
volatiler erneuerbarer Energien sowie regelbarer Kraftwerke im Jahr 2050 für ausgewählte Modellrechnungen

Abbildung 2 stellt die jährliche Stromerzeugung dar, aufgeteilt nach volatilen erneuerbaren Energien und regelbaren Kraftwerken. Es wird deutlich, dass Wind- und Solarenergie die Stromerzeugung dominieren, dass allerdings für alle betrachteten Randbedingungen auch im Jahr 2050 eine ähnlich hohe Leistung regelbarer Kraftwerke benötigt wird wie heute. Der Strombedarf steigt je nach Randbedingungen um 50% bis 100% im Vergleich zum heutigen Wert; die größte Strommenge wird unter Randbedingungen benötigt, die sich durch eine umfangreiche Nutzung synthetischer Brennstoffe auszeichnet, die auf Basis erneuerbaren Stroms hergestellt werden.

Abbildung 3
**Stromverwendung
 im Jahr 2050**
 für ausgewählte
 Modellrechnungen

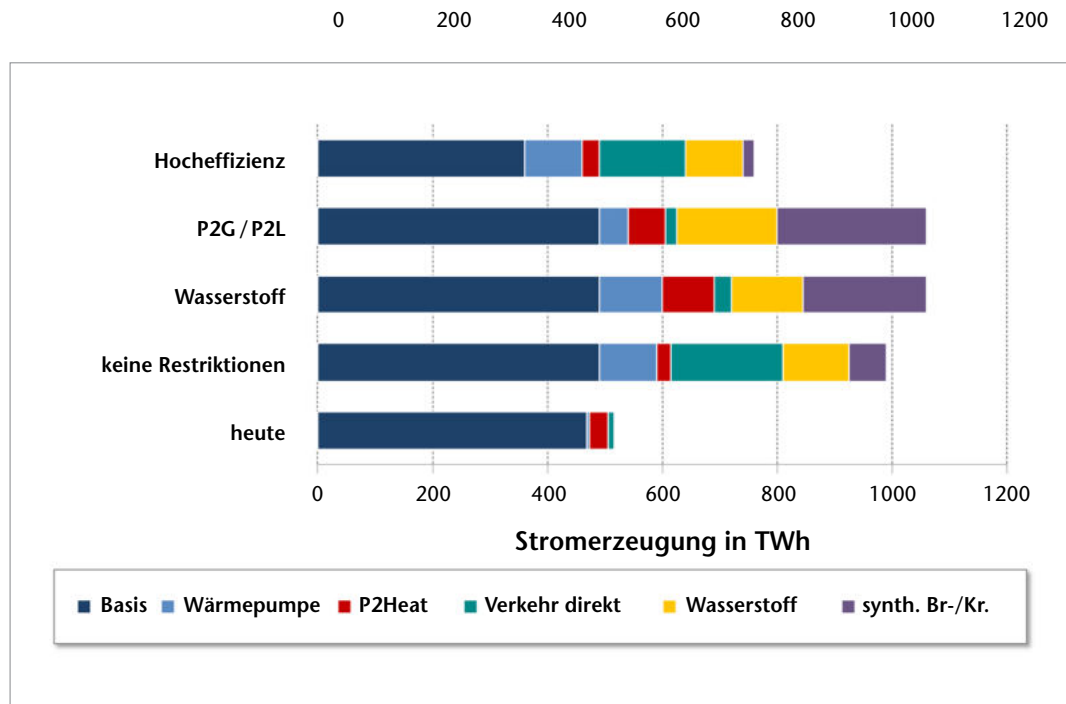
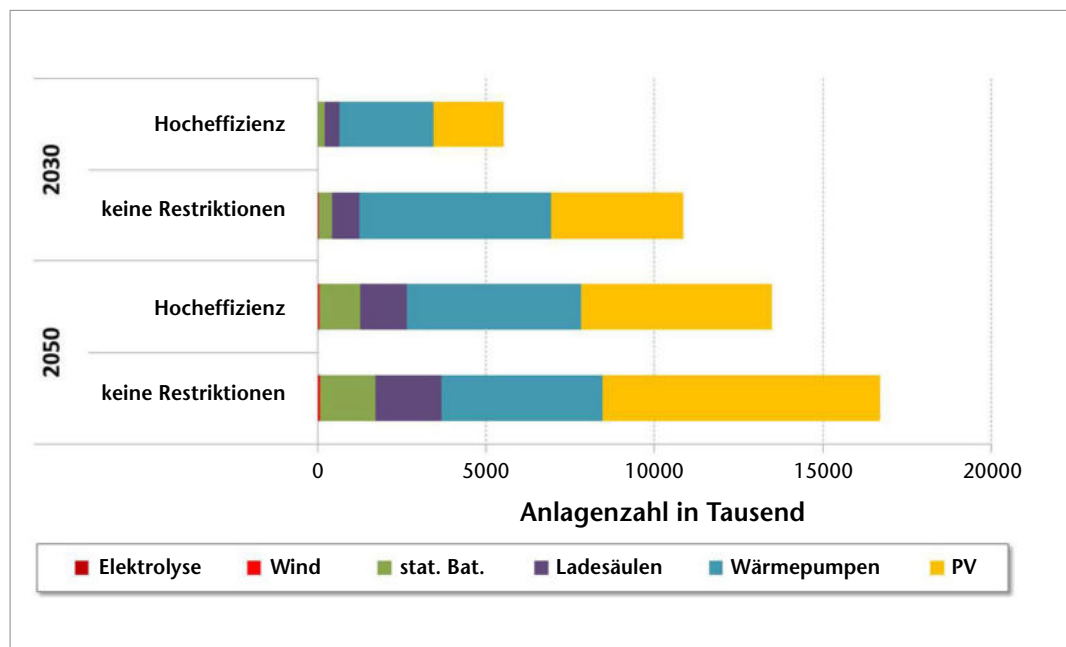


Abbildung 3 macht deutlich, dass vor allem die verstärkte Nutzung von Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr wesentlich für einen stark zunehmenden Strombedarf verantwortlich ist. Dies betrifft sowohl die direkte Stromnutzung, z. B. für die Wärmeversorgung mit Wärmepumpen oder Fahrzeuge mit

Elektromotor, als auch die indirekte Stromnutzung in Form von Wasserstoff oder synthetischen Brennstoffen, die auf Basis erneuerbaren Stroms hergestellt werden und in unterschiedlicher Weise für die Energieversorgung, aber auch als Ausgangsprodukt für die Industrie genutzt werden.

Abbildung 4
**Mengengerüste
 wesentlicher Anlagen
 im deutschen Stromnetz**
 (auf unterschiedlichen
 Spannungsniveaus)
 in den Jahren 2030
 und 2050 für zwei
 ausgewählte Modell-
 rechnungen. Hinsichtlich
 der Anlagenzahl
 dominieren diejenigen
 Technologien, bei denen
 viele Anlagen kleiner
 Leistung im kW-Maßstab
 beteiligt sind; hier
 handelt es sich vorrangig
 um Anlagen in oder an
 Gebäuden.



Aus den Modellrechnungen lassen sich Mengengerüste für wesentliche Anlagen zur Stromerzeugung und -nutzung ableiten. Dies ist für Ergebnisse zweier ausgewählter Modellrechnungen für die Jahre 2030 und 2050 in **Abbildung 4** dargestellt. Es wird deutlich, dass insbesondere Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, stationäre Batteriespeicher und Ladesäulen

für Elektrofahrzeuge – also technische Anlagen, bei denen viele auch im Bereich sehr kleiner Leistungen installiert sind – die Gesamtzahl dominieren. Insgesamt ist bei den hier beispielhaft unterstellten Randbedingungen damit zu rechnen, dass im Jahr 2030 rund sechs bis zehn Millionen Einzelanlagen innerhalb des deutschen Stromnetzes betrieben

werden und im Jahre 2050 mit rund zwölf bis siebzehn Millionen noch einmal mit einer deutlich höheren Zahl zu rechnen ist. Dies korrespondiert mit rund 500 GW bis 800 GW installierter Leistung für Leistungselektronik-Komponenten im Netz für Erzeuger, als Speicher und Anlagen bei den Verbrauchern (ohne Anlagen der Netztechnik wie Transformatoren und ohne Anlagen heutiger Einsatzbereiche von Leistungselektronik wie Frequenzwandler an Elektromotoren).

Die resultierende große Anzahl an Anlagen im Stromnetz an sich wäre noch kein notwendiger Grund für eine datenbasierte Vernetzung all dieser Anlagen. Der große Beitrag volatiler, nicht regelbarer erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung bedingt jedoch einen Paradigmenwechsel des heute immer noch stark auf zentralen Kraftwerken basierenden Versorgungsmodells. Die bedarfsgerechte Energiebereitstellung durch Großkraftwerke in der Vergangenheit wird zukünftig zunehmend ersetzt durch ein System, in dem fortwährend ein Ausgleich zwischen (volatiler) Bereitstellung und (notwendigerweise flexiblerer) Nutzung erfolgt.

Hieraus entsteht ein komplexes Zusammenspiel aus zeitlich angepasster Energienutzung, der stärkeren Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, dem temporären Einsatz flexibler Erzeugungsanlagen und von Speichern verschiedener Bauformen. Die Einbeziehung moderner Prognosemethoden für Erzeugung und Verbrauch ergänzt Organisation und Management dieses komplexer werdenden Systems. Der effiziente Betrieb dieses komplexen Systems, an dem derart viele Einzelanlagen beteiligt sind, die je nach Stromangebot ihr Verhalten ausrichten, ist

schwer vorstellbar ohne die umfangreiche Nutzung von Techniken und Methoden der Digitalisierung.

Die Komplexität des Gesamtsystems steigt im Übrigen noch an, wenn die Regulierungsebene berücksichtigt wird: Einerseits muss Regulierung auf technische Komplexitäten angemessen reagieren, andererseits erhöhen die Eigendynamiken auf der politischen Ebene – etwa die Heterogenität der Regulierung in der EU – selbst wieder die Systemkomplexität [2]. Insofern erweist sich die Digitalisierung als ein Enabler für das zukünftige Energiesystem, da sie eine effiziente und intelligente Organisation erst ermöglicht – wie auch immer diese im Detail ausgestaltet sein wird.

Digitalisierung im Kontext der Energiesystemtransformation

Betrachtet man genauer, welche Nutzungsmöglichkeiten moderner Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) für die zukünftige Energieversorgung möglich erscheinen, so ergibt sich ein unübersichtliches Bild, da zur Zeit eine Vielzahl an unterschiedlichen Methoden in ganz unterschiedlichen Anwendungskontexten diskutiert werden. In *Abbildung 5* wird der Versuch unternommen, die vielfältigen Dimensionen der Nutzungsmöglichkeiten von Techniken der Digitalisierung im Kontext der Energieversorgung zu systematisieren.

Anwendungsfelder finden sich in allen Bereichen der Energiewirtschaft, von der Erzeugung über Transport und Verteilung, Vertrieb und Handel bis hin zur Speicherung und der Verbrauchsseite.

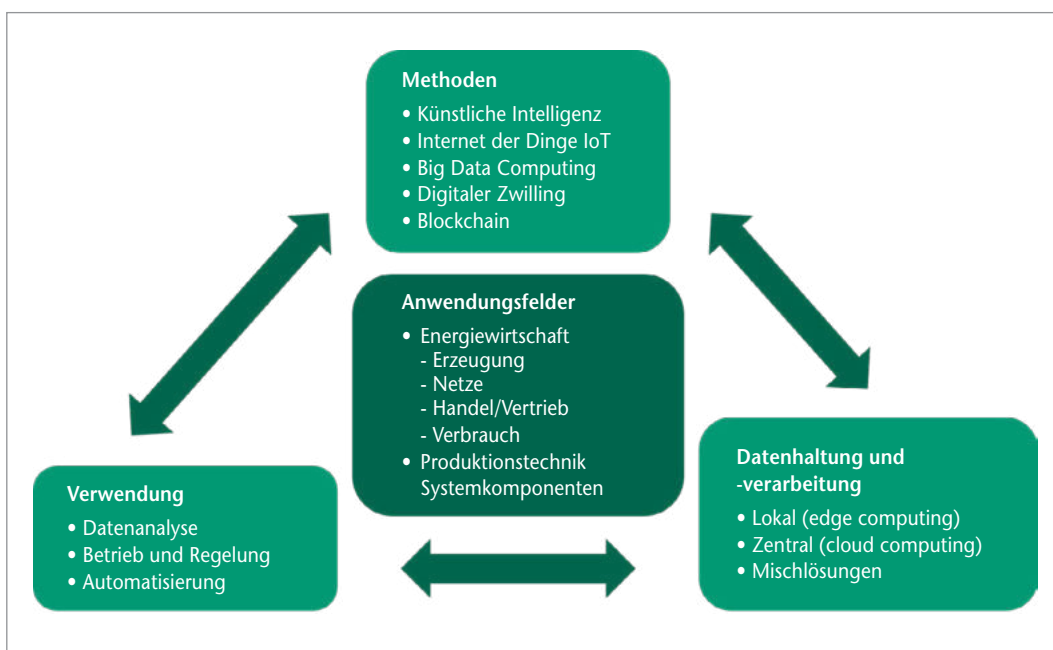


Abbildung 5
Dimensionierung der Digitalisierung im Kontext des Energiesystems

Außerdem wird auch die Produktionstechnik zur Herstellung von technischen Komponenten durch die Digitalisierung beeinflusst.

Für die Anwendung im Energiebereich kommen sämtliche bekannte Methoden der Digitalisierung in Betracht, von denen hier nur einige genannt werden:

• **Künstliche Intelligenz/machine learning**

Durch die Möglichkeit der massenhaften Erfassung und Speicherung von Betriebsdaten und zugehörigen Informationen (Wetter, Nutzer) ergeben sich neue Möglichkeiten, das Verhalten der Erzeuger, Speicher, Netze und Verbraucher besser zu analysieren und neue (bisher nicht erkannte) Zusammenhänge zu erkennen, z. B. für eine vorausschauende Betriebsführung.

• **Internet of Things (IoT, Internet der Dinge)**

Die massive Vernetzung aller relevanten Komponenten mit Unterstützung der IoT-Methodik bietet die Chance einer weitgehenden bis vollständigen Automatisierung der Energieversorgung. Der vollautomatisierte Einsatz der Komponenten und damit deren Rolle in Prozessabläufen sowie die schnelle Information von deren Umgebung, Beschaffenheit, Sicherheit und Aktualisierbarkeit stellen damit einen disruptiven Entwicklungsschritt dar, der die zukünftige Energieversorgung grundlegend verändern wird.

• **Big Data Computing**

Die Dezentralisierung der Energieversorgung bedeutet einen exponentiellen Zuwachs an zu verarbeitenden Daten. Die Datenquellen und Datenmengen sind mit herkömmlichen Methoden nicht mehr zu bewältigen und erfordern High Performance Computing und eine zuverlässige und sichere Verarbeitung (Übertragung, Analyse, Speicherung).

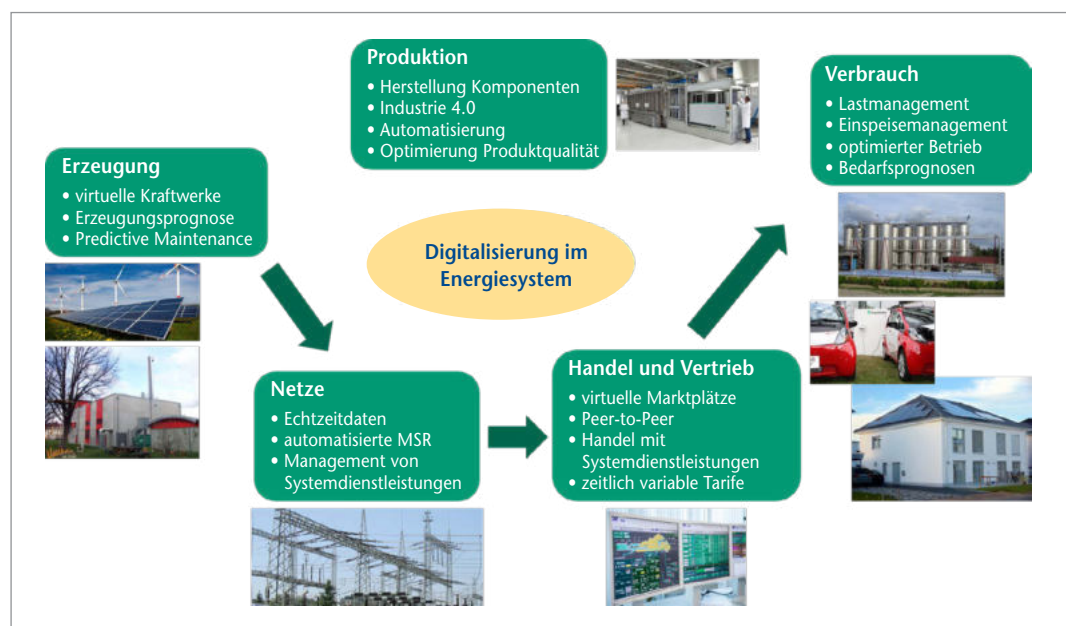
Die **Verwendung** reicht – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – von Datenanalysen, die zu einer höheren Transparenz oder dem Verständnis von Prozessverhalten führen, über Eingriffe in Betrieb und Regelung von Anlagen bis hin zu Konzepten der vollständigen Automatisierung.

Eine wichtige weitere Dimension betrifft die Frage des Ortes der **Datenhaltung und -verarbeitung**, die ausschließlich lokal (Edge Computing), vollständig zentral (Cloud Computing) oder in Mischformen erfolgen kann.

Abbildung 6 zeigt Beispiele für Anwendungen in den zuvor genannten Anwendungsfeldern. Viele dieser Anwendungen haben einen engen Bezug zu den zuvor dargestellten Anforderungen an den Betrieb und das Management der Stromnetze. Insbesondere im Bereich der Produktion von technischen Komponenten, aber auch auf der Verbrauchsseite, ergeben sich jedoch für Digitalisierungstechniken neue Einsatzbereiche, auch losgelöst vom übergeordneten Energiesystem. Automatisierung und Industrie-4.0-Ansätze können beispielsweise die zukünftige Herstellung von Photovoltaikzellen oder Batteriezellen maßgeblich beeinflussen und in der Folge zu sinkenden Herstellungskosten, aber auch einer höheren Produktqualität führen [3].

Auch in Gebäuden kann eine Betriebsoptimierung lokal erfolgen und wesentliche Energie- und Kosteneinsparungen bewirken, ohne dass ein Bezug zur übergeordneten Energieversorgung gegeben sein muss. Konzepte werden hier unter dem Begriff des Building Information Modelling (BIM) zusammengefasst, dessen Anwendungen weit über den Bereich der Energiethemen hinausgehen.

Abbildung 6
Anwendungsbeispiele für Digitalisierung in verschiedenen Anwendungsfeldern



Fazit – Herausforderungen und Chancen

Die Entwicklung insbesondere der elektrischen Energieversorgung ist charakterisiert durch eine stark wachsende Zahl beteiligter Anlagen – und somit beteiligter Akteure – auf allen Netzebenen, insbesondere aber im Verteilnetz. Um einen sicheren und effizienten Betrieb dieser vielen Millionen Erzeugungsanlagen und Verbraucher in allen Verbrauchssektoren zu gewährleisten, bedarf es eines fortwährenden Ausgleichs zwischen Bereitstellung und Nutzung durch ein komplexes Zusammenspiel aus zeitlich angepasster Energienutzung (Laststeuerung), sowie dem Einsatz von unterschiedlichen Speichern und flexibel regelbaren, residualen Erzeugungsanlagen. Ohne Einsatz von Digitalisierungstechniken, also datenbasierter Vernetzung ist ein (versorgungs-)sicherer, effizienter und effektiver Betrieb nur schwer vorstellbar. Die Ausschöpfung der heutigen Möglichkeiten der Digitalisierung ist damit eine wesentliche Voraussetzung für den notwendigen Systemumbau. Zugleich drängen neue Ansätze und Anwendungsmöglichkeiten von Digitalisierungstechniken auch in den Energiemarkt und wirken als zusätzliche Treiber und Beschleuniger.

Es ergibt sich eine Vielzahl an Chancen durch den Einsatz von Digitalisierungstechniken in der Energieversorgung wie u. a. die Folgenden:

- effiziente Nutzung der bestehenden Infrastruktur [4]
- erhöhte Versorgungssicherheit in Systemen mit fluktuierenden Erzeugern
- effizientere Integration von erneuerbaren Energien und Flexibilisierung der Nachfrage
- Schaffung neuer Geschäftsmodelle
- Verlegung von mehr Verantwortung in Verbraucherhand
- verursachergerechtere Abrechnung
- erhebliches Einsparpotenzial (sowohl für Endkunden als auch im Gesamtsystem) im Vergleich zum Einsatz von Standardlösungen

Diesen Chancen stehen Herausforderungen gegenüber, deren Bearbeitung Gegenstand zukünftiger Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sein muss und die teilweise – z. B. im Bereich der Sicherheitsfragen – eine entscheidende Rolle für den Erfolg des Einsatzes von Digitalisierung in der Energieversorgung haben werden:

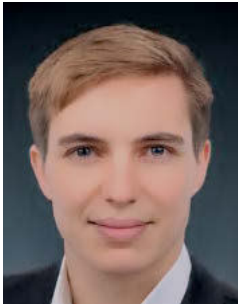
- Systemstabilität und technische Resilienz (auch gegenüber kriminellen Angriffen)
- Privacy und Datensouveränität [5]
- Berücksichtigung der Nutzerakzeptanz
- Anpassung politischer Rahmenbedingungen
- Nachhaltigkeit, Ressourcen, Energieverbrauch und Rebound-Effekte [6]

Bei der Umsetzung der Digitalisierung handelt es sich, wie bei der Transformation des Energiesystems insgesamt, um eine komplexe Gestaltungsaufgabe. Klare Nutzenorientierung und ganzheitliche Bewertung der Anwendungsmöglichkeiten sind dabei ein zentrales Gebot. Digitalisierung ist kein Selbstzweck, bietet aber eine entscheidende Grundlage für den Umbau zu einem nachhaltigen Energiesystem.

Quellenangaben

- [1] Publikationen entstanden im Rahmen der Arbeitsgruppe „Sektorkopplung“ (Leitung Eberhard Umbach und Hans-Martin Henning) des Projekts „ESYS – Energiesysteme der Zukunft“:
Stellungnahme „Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende“, ISBN: 978-3-8047-3672-6, November 2017 und Ausfelder et al.,
Analyse „Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems“, ISBN: 978-3-9817048-9-1, November 2017
- [2] Zur dynamischen Entwicklung der Förderung für erneuerbare Energien in der EU siehe z. B.: Strunz, S., Gawel, E., Lehmann, P., Söderholm, P. (2018). Policy convergence as a multi-faceted concept: The case of renewable energy policies in the EU. *Journal of Public Policy* 38(3): 361-387.
- [3] siehe hierzu: Ralf Preu, Jürgen Fleischer: Digitalisierung bei der Produktion von PV-Modulen und Batteriezellen. Jahrestagung des Forschungsverbands Erneuerbare Energien (FVEE) 2018. Beitrag im gleichen Tagungsband.
- [4] siehe z. B.: Heinrichs, H., Jochem, P. (2016), Long-term impacts of battery electric vehicles on the German electricity system, *European Physical Journal Special Topics* 225, 583-593, doi: 10.1140/epjst/e2005-50115-x
- [5] siehe z. B.: Buchmann, E.; Kessler, S.; Jochem, P.; Böhm, K. (2013): The Costs of Privacy in Local Energy Markets, *IEEE Conference on Business Informatics (CBI)*, Vienna, Austria.
- [6] siehe hierzu: Paul Weigel, Manfred Fishedick, André Brosowski: Digitalisierung aus Nachhaltigkeitssicht – Beispiel Energiesektor, Jahrestagung des Forschungsverbands Erneuerbare Energien (FVEE) 2018. Nachfolgender Beitrag im gleichen Tagungsband.

Digitalisierung aus Nachhaltigkeitssicht – Beispiel Energiesektor



Wuppertal

Paul Weigel
paul.weigel@rocketmail.com

Prof. Dr. Manfred Fishedick
manfred.fishedick@
wupperinst.org

DBFZ

André Brosowski
andre.brosowski@dbfz.de

Kernaussagen

1. Wir befinden uns bereits mitten in einem sich zunehmend **beschleunigenden Digitalisierungsprozess**
2. Die Digitalisierung bietet **erheblichen Nutzen** und ist **Enabler der Energiewende**
3. Es bestehen z.T. erhebliche **Spannungsfelder**, deren **frühzeitige Betrachtung** wichtig ist um den Nutzen realisieren zu können
4. Die **multikriterielle Analyse** von digitalen Anwendungen kann helfen Spannungsfelder und Lösungsvorschläge zu identifizieren

- *Senken des Energieverbrauchs:*
z.B. Verhaltensänderung durch Verbrauchstransparenz und Reduzierung von Verlusten
- *Umwelt- / Klimaschutz (Reduktion der Ressourcen & Emissionen):*
z.B. durch netzdienliche Einbindung von erneuerbaren Energien und Lastverlagerung
- *Erfüllen gesellschaftlicher Bedürfnisse:*
z.B. durch verbesserte Verbrauchstransparenz und -steuerung und aktive Einbindung des Energiemanagements in industrielle Prozesse
- *Steigerung des Umsatzes:*
z.B. durch neue Produkte und Services (Smart Home Applications) und neue Geschäftsmodelle (Data Mining, Plattform Provider)

1. Wir befinden uns bereits mitten in einem sich zunehmend beschleunigendem Digitalisierungsprozess

Die Digitalisierung ist längst gelebte Praxis. Jeden Tag werden Milliarden an „digitalen“ Handlungen ausgeführt. Beispielsweise werden täglich 207 Mrd. E-Mails verschickt, 8,8 Mrd. YouTube-Videos angesehen und 36 Mio. Amazonkäufe getätigt (vgl. [1]). Dabei nimmt die Geschwindigkeit, mit der neue Anwendungen entwickelt und etabliert werden, kontinuierlich zu. Es stellt sich also die Frage, was im Energiesektor zu erwarten ist und wie die Entwicklung zielgerichtet genutzt werden kann.

2. Die Digitalisierung bietet erheblichen Nutzen und ist Enabler der Energiewende

Die Digitalisierung kann generell als ein Enabler nachhaltiger Entwicklung gesehen werden. Im Energiesektor bietet die Digitalisierung erheblichen Nutzen, insbesondere in den folgenden sechs Bereichen (vgl. [2], [3]):

- *Verbesserung der Systemstabilität/Netzsteuerbarkeit:*
z.B. durch Einbringung von Flexibilitäten und Erhöhung der Dichte an Netzzustandsdaten
- *Senken der Energiekosten (Preis/kWh):*
z.B. durch optimierte Prozesse und zustandsbasierte Instandhaltung

Insbesondere durch Anwendungen zur Flexibilisierung und Steuerung von Last und Erzeugung sowie durch verbesserte Transparenz zur Netzauslastung können vermehrt erneuerbare Energien im Energiesystem integriert, Energieeffizienzpotenziale gehoben und somit CO₂-Emissionen eingespart werden. Die Digitalisierung ist also ein Enabler der Energiewende (vgl. [4], [5]).

Weiterhin kann die Digitalisierung die Umsetzung der Kreislaufwirtschaft verbessern. Durch die Verfügbarkeit und Authentifizierung von Informationen über Qualität, Zusammensetzung, Herkunft, Anwendungshistorie und das voraussichtliche Produktlebensende sowie die Weitergabe dieser Informationen entlang des Produktlebenszyklus kann der Anteil an wiederverwertbaren Materialien gesteigert werden. Die Digitalisierung ist also ein Enabler der Circular Economy (vgl. [6]).

Der angewandte Nutzen der Digitalisierung kann sehr vielfältig sein. So unterstützt die Digitalisierung beispielsweise die Nutzung biogener Rohstoffe in mehrfacher Hinsicht. Insbesondere kann hier die digitale Zusammenführung von institutionellem Wissen zu Datenbanksystemen und die digitale Bereitstellung von Schlüsselinformationen zur Beantwortung höherwertiger Fragestellungen führen. So kann sowohl die Bewertung der biogenen Ressourcenbasis als auch des Impacts verschiedener Technologieausprägungen präzisiert werden. Dies führt zur Optimierung bestehender Anwendungen und Erschließung neuer Potenziale.

3. Es bestehen Spannungsfelder, deren frühzeitige Betrachtung wichtig ist um Nutzen realisieren zu können

Neben den zahlreichen Nutzen ergeben sich jedoch auch neue Spannungsfelder zwischen Nutzen der Digitalisierung und nachhaltiger Entwicklung. Die frühzeitige Analyse der Spannungsfelder ist von großer Wichtigkeit um potenzielle Hindernisse zu identifizieren und Lösungsoptionen auszuarbeiten.

Die Spannungsfelder können in diese vier Kategorien eingeordnet werden:

- Sicherheit
- Ökonomie
- Gesellschaft
- Ökologie.

Die nachfolgende **Abbildung 1** bietet eine knappe Übersicht der wichtigsten Spannungsfelder. Es ist durchaus möglich, dass eine digitale Anwendung einen Nutzen aufweist, ohne dass der Nachteil des jeweiligen Spannungsfeldes besteht. Gleichmaßen kann natürlich auch der Nachteil ohne den Nutzen bestehen. Nachfolgend einige Beispiele von Spannungsfeldern anhand digitaler Anwendungen.

Spannungsfeld Ökonomie –

Beispiel Blockchain:

„Zukunftsfähigkeit“ vs.

„Veränderung der Arbeitswelt“

Die Blockchain ermöglicht die direkte automatisierte und manipulationssichere Kommunikation zwischen Akteuren (auch Geräten) im Energie-Wertschöpfungsnetz und darüber hinaus. Auch kleine Transaktionen können durch Wegfall der zentralen

Koordination und Authentifizierung wirtschaftlich durchgeführt werden. Dies kann z. B. genutzt werden für die Ladeinfrastruktur der E-Mobilität, die Zertifizierung von Grün- und Regionalstrom, Nachbarschafts- und Mieterstromkonzepte und Flexibilitätsangebote (vgl. [7]). Im Extremfall wird Strom komplett automatisiert über Blockchain-Anwendungen (Peer-2-Peer) gehandelt (dabei sind keine Aggregatoren/Vermarkter nötig). Dem gegenüber steht der potenzielle Wegfall von Aufgaben (im Peer-2-Peer-Extremfall fällt die gesamte Vermittlung zwischen Erzeuger und Verbraucher weg). Zwar werden durch die Implementierung der Blockchain neue Jobs geschaffen, diese setzen aber häufig deutlich andere, meistens höhere Qualifikationen voraus. Bei heutigen Blockchain-Anwendungen bestehen darüber hinaus weitere Implementierungshindernisse, insbesondere der extrem hohe Strombedarf sowie die langsame Transaktionsgeschwindigkeit.

Spannungsfeld Gesellschaft –

Beispiel Smart Home:

„Komfort, Convenience & Usability“ vs.

„Privatsphäre & Informationsselbstbestimmung“

Als Folge der Smart Meter-Installation und der somit verfügbaren Informationen über den zeitlichen Stromverbrauch ergeben sich Möglichkeiten für Smart Home-Systeme und -Services welche auf Kundenbedürfnisse fokussiert sind. Im Kern zentralisieren Smart Home-Systeme die Bedienung verschiedener Anwendungen wie Licht, Heizung, Lüftung sowie „smarter“ (Haushalts-)Geräte um den Komfort beispielsweise durch ortsunabhängige Steuerung zu steigern und den Energieverbrauch sowie die Kosten durch erhöhte Verbrauchs- und Kostentransparenz

 Sicherheit	„Prozess- und Zustandsüberwachung“ Einsatz smarter Technologien, umfangreiche Vernetzung	 „Cyber Security Bedrohungen“ Verletzlichkeit der kritischen Infrastruktur, Abhängigkeit von IT-Systemen, Gefahren für Datensicherheit
 Ökonomie	„Commons-Ökonomie“ Sharing Economy, neue Verteilungsmuster, Demokratisierung „Zukunftsfähigkeit der Wirtschaft“ Innovationskraft, Wettbewerbsfähigkeit, Exportpotenziale	 „Winner takes it all“ Plattform Geschäftsmodelle fördern Monopolbildung „Veränderung des Arbeitsmarktes“ Automatisierung, Wegfall Arbeitsplätze, neue Anforderungen
 Gesellschaft	„Digitale Aufklärung“ Weltwissen, freier Informationszugang, ... „Komfort“ Komfort, Convenience, Usability	 „Digitale Demenz“ Entertainment-Society, Fake-News, Informations-Überangebot „Privatsphäre & Informationsselbstbestimmung“ Datensammlung, Auswertung, Lösbarkeit
 Ökologie	„Energie- und Ressourceneffizienz“ Effizienzsprünge in Produktion, Produkten, Services, Verhalten „Elektrifizierung & Sektorkopplung“ Elektrifizierung weiterer Sektoren e.g. Mobilität, Wärme	 „Rebound Effekte & Ressourcen-Dissipation“ Mehr Wachstum, mehr (elektrische) Geräte, erhöhte Nutzung „Anstieg des Stromverbrauchs“ Sektorkopplung nur bei hohem EE-Anteil ökologisch sinnvoll

Abbildung 1
Spannungsfelder der Digitalisierung im Energiesektor
 (eigene Darstellung)

zu senken. Weiterhin kann ein Smart Home-System ebenfalls als Sicherheitssystem durch Zustandsmonitoring dienen (vgl. [8]).

Insgesamt ist die Erhebung von umfangreichen Stamm- und Verbrauchsdaten erforderlich. Diese, sowie die hieraus gewonnenen Informationen, welche z. T. detailliert über Verhaltensweisen Aufschluss geben, werden unter autorisierten Akteuren übermittelt. Sobald Informationen erhoben werden spielt Datensicherheit eine kritische Rolle (vgl. [9]).

**Spannungsfeld Ökologie –
Beispiel Autonomes Fahren:
„Energie- und Ressourceneffizienz“ vs.
„Rebound-Effekte“**

Autonom fahrende Autos können je nach Ausgestaltung gemeinschaftlich genutzt werden oder in Privatbesitz sein. Der Einfluss der Ausgestaltung auf die Umweltbelastung ist erheblich. Wenn autonome Fahrzeuge gemeinschaftlich in Car-Sharing-Diensten genutzt werden, erhöht sich der Nutzungsgrad der Fahrzeuge und der Fahrzeugbedarf sinkt. Sind die Car-Sharing-Dienste keine Konkurrenz, sondern sinnvolle Ergänzung der öffentlichen Verkehrsmittel, reduziert sich ebenfalls die Fahrleistung. Wenn autonome Fahrzeuge jedoch in Privatbesitz sind und häufiger und für weitere Strecken genutzt werden und somit den öffentlichen Nahverkehr substituieren, steigt die Fahrleistung und der Fahrzeugbedarf. Die Stärke der Rebound-Effekte hängt von der Ausgestaltung ab (vgl. [10]).

**Spannungsfeld Ökologie –
Beispiel Smart Meter (iMSys):
„Energie- und Ressourceneffizienz“ vs.
„Rebound-Effekte“**

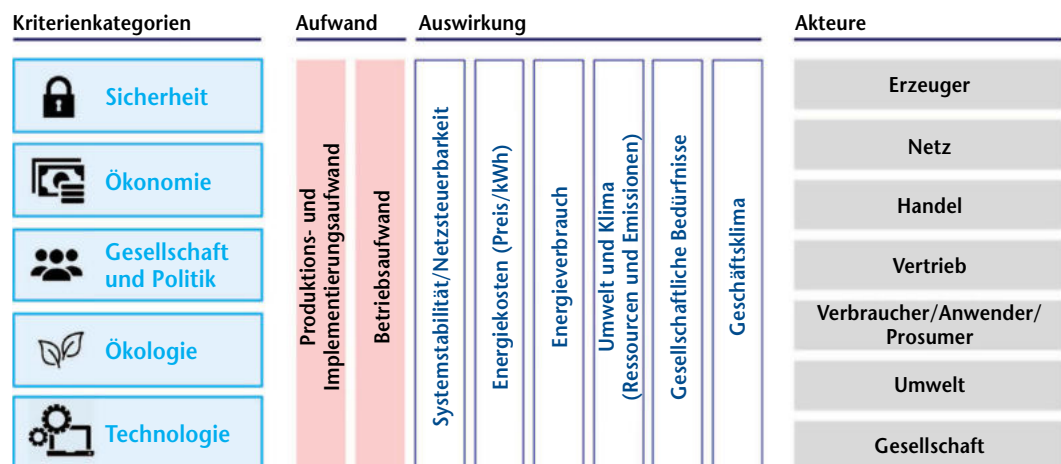
Der Roll-out der iMSys (bestehend aus Stromzähler & Gateway) ist ein wichtiger Enabler des Smart Grids/ Smart Markets und der Smart Home-Systeme. Durch den Smart Meter-Roll-out ist eine Verbrauchs-

reduktion durch Verhaltensänderung basierend auf Verbrauchs- und Kostentransparenz zu erwarten. Weiterhin wird prinzipiell die Möglichkeit zur Lastverschiebung (auch automatisiertes Demand Side Management) basierend auf z. B. Preissignalen geschaffen. Somit können CO₂-Emissionen reduziert und Netzausbau vermieden werden (vgl. [11]). Anders als herkömmliche Ferraris-Zähler beinhalten Smart Meter jedoch elektrotechnische Bauteile (Mikrochips, Kondensatoren, Displays etc.). Wenn Hersteller hier keinen besonderen Fokus setzen, enthalten diese Bauteile z. T. kritische Rohstoffe, welche potenziell aus Konfliktregionen stammen, starke Umweltschäden am Abbauort oder eine Abhängigkeit von anderen Nationen verursachen (vgl. [12]).

4. Die multikriterielle Analyse von digitalen Anwendungen kann helfen Spannungsfelder und Lösungsvorschläge zu identifizieren

Die Analyse und Bewertung von digitalen Anwendungen und deren Spannungsfeldern ist zum Teil sehr komplex. Zum einen sind Bewertungskriterien in den Bereichen Sicherheit, Ökonomie, Gesellschaft und Politik, Ökologie sowie Technologie zu berücksichtigen, zum anderen müssen jeweils der Aufwand wie auch die positiven und negativen Auswirkungen analysiert werden. Der Aufwand besteht im Wesentlichen aus dem Produktions-, Implementierungs- und Betriebsaufwand. Die Auswirkungen sind äquivalent zu den bereits vorgestellten Nutzen, können aber natürlich positiver sowie negativer Natur sein. Zusätzlich können verschiedene Blickwinkel der jeweiligen Akteure wie etwa Erzeuger, Netz, Verbraucher/Prosumer, Gesellschaft etc. eingenommen werden. Die Übersicht der Bewertungsstruktur ist in der folgenden *Abbildung 2* dargestellt.

Abbildung 2
Nachhaltigkeitsbewertung
digitaler Anwendungen
basierend auf multiplen
Kriterien
(eigene Darstellung)



Aufgrund der komplexen Kriterien- und Akteursstruktur eignet sich die multikriterielle Analyse als Bewertungsgrundlage. Durch die Möglichkeit sowohl quantitative als auch qualitative Aspekte zu integrieren kann die Komplexität der Bewertung auf ein handhabbares Maß reduziert werden, sodass eine transparente Grundlage für eine offene Diskussion geschaffen wird. Gleichzeitig können besonders kritische Einzelaspekte identifiziert werden, um so Lösungsalternativen zu erarbeiten. Bei Bedarf kann eine Lebenszyklusanalyse (Ökobilanz) vorgeschaltet werden um eine möglichst quantitative Bewertungsgrundlage zu schaffen.

5. Quellenangaben

- [1] World Bank Group, World Development Report 2016: Digital Dividends. Washington, DC: World Bank, 2016
- [2] dena, „15 Thesen auf dem Weg in die digitale Energiewelt“, März 2017
- [3] Forschungsradar Energiewende, „Die Digitalisierung der Energiewende“, 2018.
- [4] dena, „Digitalisierung als Enabler für die Steigerung der Energieeffizienz“, dena, 2017
- [5] Forum für Zukunftsenergien e.V., „Chancen und Herausforderungen durch die Digitalisierung der Wirtschaft“. Schriftenreihe des Kuratoriums, 2016
- [6] H. Wilts und H. Berg, „The digital circular economy, Can the digital transformation pave the way for resource-efficient materials cycles“. Apr-2017
- [7] BDEW, „Blockchain in der Energiewirtschaft“, BDEW, 2017
- [8] O. D. Doleski, Hrsg., Herausforderung Utility 4.0: wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2017
- [9] M. Friedrichsen und P.-J. Bisa, Hrsg., Digitale Souveränität. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016
- [10] Agora, „Agora Verkehrswende: Mit der Verkehrswende die Mobilität von morgen sichern. 12 Thesen zur Verkehrswende“, Agora, 2017
- [11] BMWi und EY, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013
- [12] Landis+Gyr, „How to improve circularity of smart meters?“, Landis+Gyr, 2018

Chancen der Digitalisierung für die Energiewende



KIT
Prof. Dr. Veit Hagenmeyer
veit.hagenmeyer@kit.edu

Einleitung

Der schnell fortschreitende Digitalisierungs- und Automatisierungsprozess ist heute schon ein wichtiger Wegbegleiter für die Transformation des aktuellen Energiesystems. Im vorliegenden Beitrag werden sechs Anwendungsbeispiele vorgestellt, die deutlich machen, dass die Energiewende ohne Digitalisierung nicht denkbar ist.

Dezentrale optimierungsbasierte Einsatzplanung für Batteriespeicher mittels stochastischer Prognosen

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (z. B. Wind, Sonne) ist aufgrund der intrinsischen Volatilität nicht frei regelbar (abgesehen vom Abregeln im Falle von Netzüberlastung). Die Integration von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in den Strommarkt und der Betrieb des Stromnetzes können insofern gelingen, als Energiespeichersysteme eingesetzt werden, die diese Volatilität ausgleichen. In der Regel erfolgt die Planung und Steuerung derartiger Energiesysteme mithilfe eines hierarchischen Ansatzes. Das heißt, auf der oberen Ebene wird zunächst ein Optimierungsproblem zur Berechnung eines Betriebsfahrplans (Dispatch Schedule) gelöst und die entsprechenden Energiemengen zugeordnet. Auf der unteren Ebene werden anschließend Online-Anpassungen des Betriebsfahrplans mithilfe der modellprädiktiven Regelung durchgeführt. Eine modellprädiktive Regelung wird i. d. R. dann eingesetzt, wenn das zukünftige Verhalten eines Prozesses in Abhängigkeit von den Eingangssignalen berechnet werden soll.

In einem neuartigen Ansatz für die optimierungsbasierte Einsatzplanung für Batteriespeicher werden datengetriebene, wahrscheinlichsbasierte Prognosen der Leistungs- und Energieproduktion von erneuerbaren Energieanlagen mit Optimierungsverfahren zur Minimierung der ökonomischen Kosten kombiniert (Appino et al. 2018, ► [Abbildung 1](#)).

Oberstes Ziel ist die Einhaltung des Betriebsfahrplans mit einem bestimmten Sicherheitsniveau, obgleich wahrscheinlichsbasierte Prognosen der Leistungs-/Energieprofile der Nachfrage/Erzeugung die Grundlage bilden. Die Wirksamkeit des vorgeschlagenen Ansatzes konnte in umfangreichen Simulationen

und Experimenten am KIT gezeigt werden, die auf realen Produktions- und Verbrauchsdaten von Haushalten basieren (Appino et al. 2018).

Automatisierte Flexibilitätserkennung in Industrieprozessen

Die Flexibilisierung des Stromverbrauchs von Industrie- und Haushaltsstromkunden wird als ein Mittel zur Synchronisation von Stromerzeugung und -verbrauch gesehen. Die Verfahren zur Beeinflussung des Stromverbrauchsverhaltens werden in der Regel unter dem Begriff Demand Side Management (DSM) zusammengefasst.

Um DSM-Strategien zu implementieren, sollte zunächst die Flexibilität des Verbrauchers ermittelt werden. Das Flexibilitätspotenzial für Haushalte sowie für einige energieintensive Industrieprozesse wurde in der Literatur bereits umfangreich analysiert, jedoch wurden industrielle Batchprozesse bisher nicht berücksichtigt (Batchprozesse sind diskontinuierliche Produktionsprozesse, die als „Stapel“ [englisch batch], das heißt streng nacheinander, abgearbeitet werden, z. B. zur Synthese von Chemikalien.)

So stellt (Ludwig et al. 2017) einen neuen Ansatz vor, um wiederkehrende Muster (Fachbegriff: Motive) in industriellen Energiedaten zu finden. Der hierfür eingesetzte zweistufige Algorithmus (Motif Discovery Algorithmus) erweist sich als sehr effizient bei der Suche nach wiederkehrenden Mustern in industriellen Prozesszeitreihendaten. Die wiederkehrenden Muster lassen sich als „Standardprozessprofile“ begreifen und die Variation der Muster kann als Indikator für Flexibilitätspotenziale verwendet werden (Barth et al. 2018). Dieser Ansatz bietet den Vorteil, dass Flexibilitätspotenziale in Industrieprozessen automatisiert erkannt werden, ohne dass Expertenwissen über den zugrundeliegenden Industrieprozess notwendig ist.

Neue Leitwartentechnologien zur Vollautomatisierung

In einem Energiesystem mit einer Vielzahl an verteilten erneuerbaren Energieanlagen (Distributed Energy Resources – DER) und einem eng vernetzten Gesamtsystem müssen neue Leitwartekonzepte und -technologien entwickelt werden, die eine Voll-



KIT
Dr. Simon Waczowicz
simon.waczowicz@kit.edu

DBFZ
Dr. Nora Szarka
nora.szarka@dbfz.de

Dr. Franziska Müller-Langer
franziska.mueller-langer@dbfz.de

DLR
Michael Kröner
michael.kroener@dlr.de

UFZ
Michael Steubing
michael.steubing@ufz.de

Prof. Dr. Daniela Thrän
daniela.thraen@ufz.de

Wuppertal
Prof. Dr. Manfred Fischedick
manfred.fischedick@wupperinst.org

Paul Weigel
paul.weigel@rocketmail.com

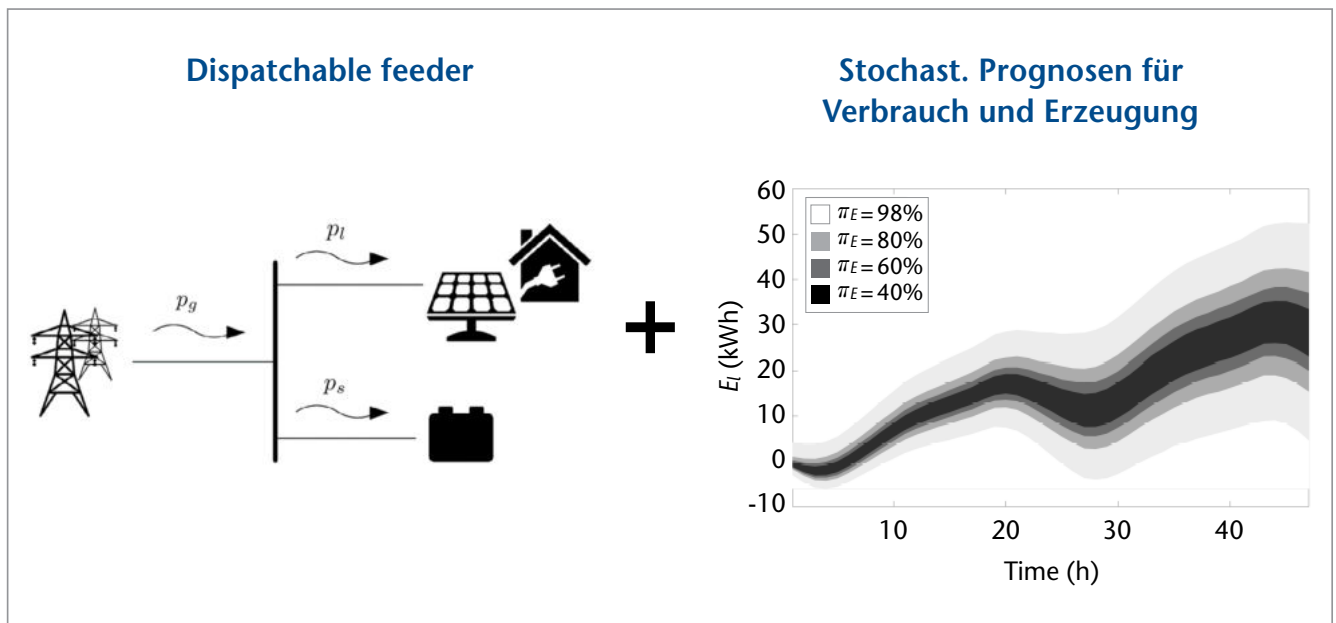


Abbildung 1

optimierungsbasierte Einsatzplanung für Batteriespeicher
(bereitgestellt von R. Appino, KIT-IAI, ©KIT-IAI)

automatisierung des Energiesystems ermöglichen. Eine vielversprechende Lösung ist hierbei ein automatisierter Multi-Agenten-Ansatz (siehe Abbildung 2). Er plant den Einsatz der im System beteiligten Komponenten, wie z. B. Photovoltaikanlagen (PV), Windkraftanlagen (WKA), Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), Elektrofahrzeuge (EV), Wärmepumpen (WP) und Batteriespeicher (BS). Sogenannte Agenten (auf unterschiedlicher Aggregationsstufen) sammeln und vereinen virtuell die von den Komponenten bereitgestellten Flexibilitäten. In einem weiteren Schritt nutzen Aggregatoren oder Virtuelle Kraftwerke die gebündelten Flexibilitäten und bieten diese auf den Energiemärkten zum Kauf an, wonach sie von Netzbetreibern zur Netzstabilisierung

genutzt werden können. Die Vollautomatisierung dieses Prozesses bedingt allerdings die parallele und hoch-performante Ausführung von Optimierungsrechnungen. Eine mögliche Lösung hierfür ist ein generisches Container- und Microservice-basiertes Framework (Hagenmeyer et al. 2016).

Simulation, Analyse und Konzeption komplexer Energiesysteme

Die Digitalisierung ermöglicht die Virtualisierung komplexer Energiesysteme auf allen Skalen vom Einzelgebäude bis zum internationalen Netzverbund („Digitaler Zwilling“). Die Hauptaufgabe

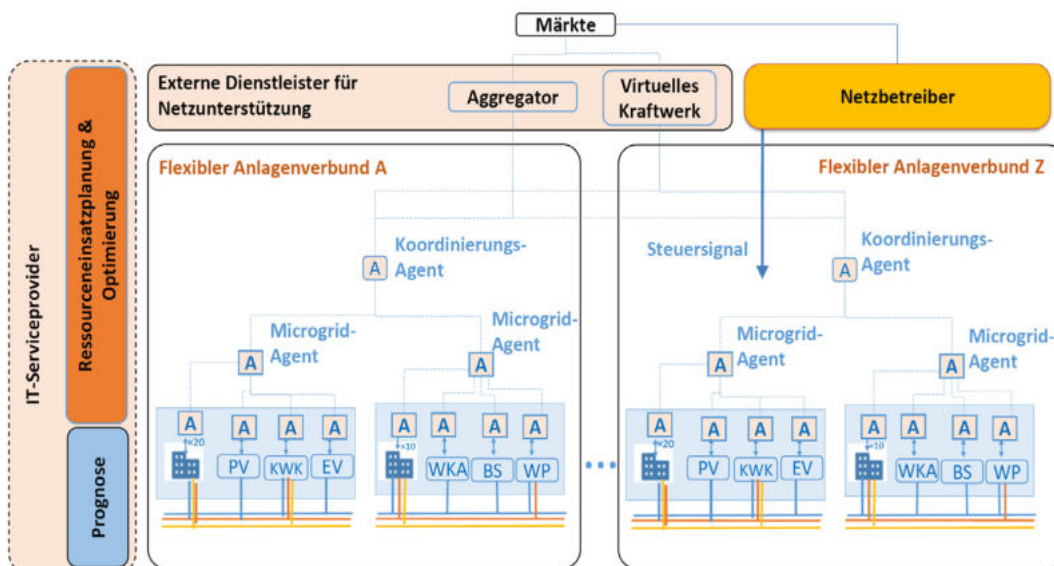


Abbildung 2

automatisierter Multi-Agenten-Ansatz für die Ressourceneinsatzplanung
(bereitgestellt von Dr. C. Düpmeier, KIT-IAI, ©KIT-IAI)
Abkürzungen:
PV – Photovoltaikanlage,
WKA – Windkraftanlage,
KWK – Kraft-Wärme-Kopplungsanlage,
EV – Elektrofahrzeug,
BS – Batteriespeicher,
WP – Wärmepumpe)

besteht darin, in einem ganzheitlichen Ansatz alle Energienetze, von klein bis groß, zu modellieren, zu simulieren und verschiedene Energieträger, Energiemeteorologie und verschiedene Energiemärkte zu verbinden. Daher wurde ein umfangreiches Portfolio an Modellen zur Simulation und Optimierung von Niederspannungsstromnetzen bis hin zum paneuropäischen Übertragungsnetz entwickelt (Hagenmeyer et al. 2016).

Zur Berücksichtigung der geografisch verteilten erneuerbaren Energien wurde ein Modell des deutschen Übertragungsnetzes (380 kV/220 kV) um das komplette 110 kV-Verteilnetz sowie einige ausgewählte Mittel- und Niederspannungsnetze erweitert. Zudem wurden neueste, nicht offen verfügbare Topologiedaten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber für diese Modelle genutzt. Die entwickelten Modelle bilden die Grundlage für umfangreiche Lastflussberechnungen für Verteil- und Übertragungsnetze, wobei u. a. das Softwareframework eASiMoV zum Einsatz kommt (Kyesswa et al. 2017).

Komplexe Energiesysteme sind durch energietechnische Anlagen, Gebäude, Energie- und Informationsnetze gekennzeichnet. Sollen diese Energiesysteme simuliert werden, muss u. a. das thermische Verhalten der Gebäude modelliert werden. Am KIT wurden hierzu Verfahren weiterentwickelt, um 3D-Gebäudemodelle einer Liegenschaft automatisiert aus dem Datenaustauschformat CityGML zu erzeugen (Geiger et al. 2018). Die Gebäudemodelle werden in einem weiteren Schritt mit Netzmodellen für Strom und Wärme verknüpft, sodass der Strom- und Wärmebedarf größerer Gebäudegruppen simuliert werden kann.

Eine erfolgreiche Energiewende impliziert auch wesentliche Veränderungen im Wärmesektor. Aus regenerativen Quellen gespeiste Wärmenetze können hier einen entscheidenden Beitrag leisten und sind notwendig, um die angestrebte Reduzierung der Treibhausgasemissionen von 95% gegenüber 1990 zu erreichen (Fraunhofer IWES/IBP 2017). Digitale Wärmebedarfskarten, die in der Planung von Wärmenetzen eingesetzt werden, identifizieren Wärmequellen und -senken sowie deren räumliche Beziehung und unterstützen somit die Bewertung von standortspezifischen Wärme(netz)-Optionen. Weiterhin können dadurch energieträgerspezifische (z. B. Biomasse) Potenziale quantifiziert und räumlich verortet werden.

Chancen der Digitalisierung für den Verkehr

Der Verkehrssektor steht vor der enormen Herausforderung, trotz wachsender Verkehrsleistungen insbesondere Klimagase (BMUB 2016) und lokale Schadstoffemissionen massiv zu reduzieren (BMVI 2014). Ein wesentlicher Baustein ist dafür die Energiewende im Verkehr und damit einhergehend die möglichen Chancen, die eine fortschreitende Digitalisierung mit sich bringt.

So hat vernetzte Mobilität das Potenzial, den Energieverbrauch – und damit i. d. R. Emissionen – zu reduzieren.

Weiterhin kann die Kopplung der Energiesektoren „Strom“ und „Mobilität“ zur Netzstabilität beitragen. So ist in diesem Zusammenhang der Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen als Stromspeicherelement zu nennen (z. B. unter Ausschöpfung der Synergien, die sich aus dem Bioenergie- und Stromsektor ergeben, in Bezug auf SynBioPTx-Produkte) (Müller-Langer et al. 2016). Diese Kraftstoffe können beispielsweise in Elektrofahrzeugen mit Range-Extendern zur Reichweitenverlängerung zum Einsatz kommen.

Eine weitere erfolgversprechende Kopplung zeigt sich auf Haushaltsebene mit Link zum Smart Home Grid. Teils vielversprechende Ansätze ergeben sich insbesondere im Zusammenhang mit bedarfsgerechter Energiebereitstellung respektive -verwaltung und dem Einsatz von (Range-Extender-)Elektrofahrzeugen als lokale Pufferspeicher. Eine Herausforderung, die es dabei zu bewältigen gilt, ist die Entwicklung und Implementierung eines intelligenten lokalen Lastmanagements, welches das Laden und Rückspeisen im Sinne von bidirektionalem Laden orchestriert.

Multikriterielle Nachhaltigkeitsbewertung

Die Bewertung komplexer Energiesysteme hinsichtlich ihrer Nachhaltigkeit bedarf der Berücksichtigung einer Vielzahl unterschiedlicher Kriterienkategorien (Technologie, Sicherheit, Ökonomie, Gesellschaft & Politik, Ökologie) und beteiligter Akteure (z. B. Erzeuger, Netze, Vertrieb, Verbraucher). Im Rahmen einer multikriteriellen Analyse werden der technische Lebenszyklus sowie die Spannungsfelder bewertet.

Fazit

Der vorliegende Beitrag verdeutlicht, dass die Digitalisierung die Virtualisierung komplexer Energiesysteme ermöglicht und dass die Energiewende nur mit dem „Digitalen Zwilling“ gelingen kann. Denn nur die Digitalisierung führt zu wirtschaftlichem und sicherem Betrieb komplexer Energiesysteme, nur sie führt zu einer verbesserten Netzplanung für ein effizienteres Gesamtsystem, nur sie ermöglicht Berechnung hochkomplexer Szenarien. Die Digitalisierung ist also sowohl Enabler als auch Beschleuniger der Energiewende.

Literaturverzeichnis

- Appino, Riccardo Remo, Jorge Ángel González Ordiano, Ralf Mikut, Timm Faulwasser, and Veit Hagenmeyer. 2018. “On the Use of Probabilistic Forecasts in Scheduling of Renewable Energy Sources Coupled to Storages”. *Applied Energy* 210: 1207–18. doi:10.1016/j.apenergy.2017.08.133.
- Appino, Riccardo Remo, Jorge Ángel González Ordiano, Ralf Mikut, Veit Hagenmeyer, and Timm Faulwasser. 2018. “Storage Scheduling with Stochastic Uncertainties: Feasibility and Cost of Imbalances”. In *Proc., 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 1–7. doi:10.23919/PSCC.2018.8442529.
- Barth, Lukas, Veit Hagenmeyer, Nicole Ludwig, and Dorothea Wagner. 2018. “How Much Demand Side Flexibility Do We Need? – Analyzing Where to Exploit Flexibility in Industrial Processes”. In *9th ACM International Conference on Future Energy Systems (ACM e-Energy)*, 12th–15th June 2018, Karlsruhe, Germany. ACM, New York. doi:10.1145/3208903.3208909.
- BMUB 2016: Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Kabinettsbeschluss vom 14.11.2016.
- BMVI 2014: Verkehrsprognose 2030. URL: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/verkehrsprognose-2030-praesentation.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff: 03.03.2017). 2014.
- Fraunhofer IWES/IBP. Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. 2017.
- Geiger, Andreas, Joachim Benner, Karl-Heinz Häfele, and Veit Hagenmeyer. 2018. “Thermal Energy Simulation of Buildings Based on the City-GML Energy Application Domain Extension”. In *BauSIM2018 – 7. Deutsch-Österreichische IBPSA-Konferenz: Tagungsband*. Hrsg.: P. Von Both, 295–302. KIT, Karlsruhe.
- Hagenmeyer, Veit, Hüseyin Kemal Çakmak, Clemens Döpmeier, Timm Faulwasser, Jörg Isele, Hubert B. Keller, Peter Kohlhepp, et al. 2016. “Information and Communication Technology in Energy Lab 2.0: Smart Energies System Simulation and Control Center with an Open-Street-Map-Based Power Flow Simulation Example”. *Energy Technology* 4 (1). Wiley: 145–62. doi:10.1002/ente.201500304.
- Kyesswa, Michael, Hüseyin Çakmak, Uwe Kühnapfel, and Veit Hagenmeyer. 2017. “A Matlab-Based Dynamic Simulation Module for Power System Transients Analysis in the EAsiMOV Framework”. *11th European Modelling Symposium on Mathematical Modelling and Computer Simulation (EMS 2017)*, Manchester, GB, November 20-22, 2017.
- Ludwig, Nicole, Simon Waczowicz, Ralf Mikut, and Veit Hagenmeyer. 2017. “Mining Flexibility Patterns in Energy Time Series from Industrial Processes”. In *Proc., 27. Workshop Computational Intelligence*, Dortmund, 13–32.
- Müller-Langer, Franziska, Ralph-Uwe Dietrich, Roel van de Krol, Karin Arnold, and Falk Harnisch. 2016. “Erneuerbare Kraftstoffe für Mobilität und Industrie”. *FVEE-Themen*, 2016

Digitalisierung im 7. Energieforschungsprogramm

Gute Rahmenbedingungen

Tryfonidou: In der Energieforschungspolitik haben wir seit über 40 Jahren verlässliche Rahmenbedingungen, sowohl bei der Förderung von Projekten als auch bei der Grundlagenforschung auf der institutionellen Seite. Wir haben in Deutschland viele gute Experten, die die verschiedenen Instrumente, die wir seit sehr langer Zeit verlässlich bereitstellen, auch nutzen. Jetzt müssen sie die neuen Herausforderungen aufgreifen.

Themen im 7. Energieforschungsprogramm

Tryfonidou: Wir werden uns um das ganze Spektrum der Energiewende kümmern, wie Sie im neuen Programm nachlesen können.

1. Wir fangen dort an, wo im Moment der Schuh drückt: Beim Thema „Verbrauchssektoren“. Wir müssen es schaffen, die Energieeffizienz in allen Bereichen zu verbessern – im Gebäudebereich, im Quartiersbereich, im Industriebereich und auch im Bereich des Verkehrs.
2. Gleichzeitig verfolgen wir konstant das Thema „Energieerzeugung“ und werden es weiter entwickeln, um den Ausbau und die Systemintegration erneuerbarer Energien nachhaltig voranzutreiben.
3. Das Thema „Systemintegration“ umfasst Netze, Speicher und Sektorkopplung. Diese Technologien werden entscheidend sein für ein Energiesystem, das überwiegend auf erneuerbaren Energieträgern basiert. Stromnetze sind forschungsseitig schon seit einigen Jahren sehr stark im Mittelpunkt und wir werden das noch weiter ausbauen. Auch das Thema „Netzintegration“ von erneuerbaren Energien und neuen Energieanlagen werden wir weiterhin vorantreiben.
4. Als vierten Bereich der Projektförderung haben wir „systemübergreifende Forschungsthemen der Energiewende“ definiert, die überall eine Rolle spielen. Dazu gehört in erster Linie die Digitalisierung in allen Bereichen des Energiesystems. Darüber spielen auch Fragestellungen zur Ressourceneffizienz und zur Gesellschaftsakzeptanz eine wichtige Rolle.

Wir brauchen Technologieentwicklungen in allen Einzelbereichen. Aber die großen, systemischen Herausforderungen der Energiewende in Deutschland sind ein Thema, das wirklich alle Energie-

forscher angehen sollte. Gemeint ist damit, dass jeder Antrag auf Forschungsförderung, sich darauf bezieht: Was ist der jeweilige Beitrag für das Energiesystem der Zukunft?

Digitalisierung

Tryfonidou: Im neuen Energieforschungsprogramm sind zwar einige Fragestellungen zur Digitalisierung formuliert – zum Beispiel Datenschutz, Effizienzsteigerung durch die Digitalisierung oder auch neue Geschäftsmodelle in bestimmten Sektoren. Aber die eigentlichen Forschungsfragen müssen von der Wissenschaft formuliert werden.

Wir wissen, dass die Herausforderungen eines dezentralen Energiesystems sehr groß sind und wir gehen davon aus und hoffen auch, dass mit der Digitalisierung, das heißt mit Vernetzung, Automatisierung und Steuerung, komplexe Vorgänge einfacher und sicherer gestaltet werden können.

Entsprechend der Zieltrias für Nachhaltigkeit muss das Energiesystem wirtschaftlich, ökologisch und versorgungssicher sein. Wir gehen davon aus, dass die Digitalisierung hier Beiträge leisten kann.

Heyn: Wir gehen davon aus, dass man durch Digitalisierung Einsparungen erzielen und effizienter werden wird. Aber wir erwarten auch, dass es einen erhöhten Energiebedarf geben wird. Zum einen aufgrund einer wachsenden Bevölkerung, zum anderen aber durch die Digitalisierung selbst aufgrund ihres zusätzlichen Energiebedarfs für die digitalen Unterstützungsnetzwerke. Das müssen wir möglichst intelligent lösen. Man muss dies aber in Perspektive betrachten: die Digitalisierung ist nur ein Enabler, also ein Hebel, der Technologieentwicklungen beschleunigen und vielleicht für uns persönlich nutzbar machen kann. Digitalisierung verändert die Ware Strom im eigentlichen Sinne nicht. Es können jedoch im Wege der Digitalisierung zusätzliche Player als Mittler zwischen Verbraucher und Erzeuger hinzutreten, die Plattformen intelligent aufsetzen und uns Ihre Dienstleistungen dann maßgeschneidert verkaufen.

Technologie- und Innovationstransfer

Reallabore

Heyn: Wir haben insbesondere nach systemischen Lösungen gesucht. Wir können nicht mehr einfach das alte, marktbasierende System weiterführen, sondern



Teilnehmende des Podiumsgesprächs (von links nach rechts):

- *Hanna Gersmann (Moderation)*
- **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**
MinR'in Dr. Rodoula Tryfonidou
- **Bundesministerium für Forschung und Entwicklung**
Dr. Andrea Heyn

müssen für die Zukunft sowohl die Produktion als auch die Nachfrage nach Energie systemisch vernetzen. Und eine der Antworten, die das BMBF und das BMWi darauf geben, sind die Reallabore. Wir wollen die Reallabore langfristig auslegen.

Ein Beispiel für ein Reallabor, das das BMBF und das BMWi zusammen angestoßen haben, ist das Projekt „Energetisches Nachbarschaftsquartier Fliegerhorst Oldenburg“ (ENaQ). Hier wird auf Quartiersbasis auf einem ehemaligen Truppenübungsplatz ausprobiert, wie man ein Energiequartier mit ca. 1000 Wohneinheiten konzipieren kann, das eigenen Strom und eigene Energie produziert und sich selbst trägt. Es gibt dabei sowohl auf der Verbraucher- als auch auf der Erzeugerseite Plattformen, die versuchen, die Steuerung eines solchen Quartiers digital zu leisten.

Tryfonidou: Unser Verständnis für das neue Format werden wir bald mit einer neuen Ausschreibung konkretisieren.

Startups

Tryfonidou: Es wird auch darum gehen, wie wir die Forschungsergebnisse in die Praxis transferieren. Dafür gibt es verschiedene Möglichkeiten. Wir halten Startups für eine sehr dynamische Unternehmensform, die durch ihre Agilität tatsächlich dazu beitragen kann, Forschungsergebnisse schneller in den Markt zu transferieren. Wir haben deshalb ins Programm geschrieben, dass wir Startups besonders fördern wollen. Und wir wollen, dass, wenn die Reallabore umgesetzt werden, sich Startups bei diesen großen, ambitionierten, sehr marktnahen Projekten beteiligen.

Strategien gegen Fachkräftemangel

Heyn: Bundesforschungsministerin Karliczek sieht in der beruflichen Bildung ein großes Wachstumspotenzial für unsere Wirtschaft. Und ich finde, dass Forschungseinrichtungen selbst ausbilden sollten.

Betriebe, die das bewerkstelligen können, sollten auch in den Forschungsprojekten junge Leute an Bord nehmen, sie auf die Berufsschule schicken und selber ausbilden.

Tryfonidou: Was kann die Energieforschung gegen den Fachkräftemangel tun? Ich beobachte, dass zunehmend Projektanträge bei uns eingehen, die Digitalisierung im Kontext der Energiefrage betreffen. Ich denke, es ist eine sehr gute Möglichkeit, wenn man attraktive Promotions- oder Diplomarbeiten an den Universitäten oder auch an den außeruniversitären Forschungsinstituten anbietet. Wenn man attraktive Themen hat – und die hat die Energiewendeforschung – dann bekommt man auch die Leute dafür. Das generelle Thema Fachkräftemangel ist eine größere Diskussion, die man hier von den Rahmenbedingungen nicht an dem Energiebereich und schon gar nicht an dem Forschungsbereich festmachen kann. Aber unser Beitrag ist wesentlich. Da wir Ihnen so viele Möglichkeiten zumindest programmatisch und auch vom Budget her zur Verfügung stellen, gehe ich davon aus, dass alle, die Institute leiten, wirklich dafür Sorge tragen können, dass die Leute, die da sind, auch zu den Energiethemen kommen.

Förderung

Tryfonidou: Der jährliche Budgetansatz beträgt 1,3 Mrd. Euro. Das ist wirklich ein gewaltiger Betrag für ein Forschungsprogramm! Die Herausforderung besteht nicht nur darin, mehr Geld bereitzustellen – das tun wir bereits Jahr für Jahr; in diesem Jahr z. B. mit zusätzlichen 100 Mio. Euro für die Reallabore. Die eigentliche Herausforderung besteht darin, dieses Geld sinnvoll für eine effiziente und beschleunigte Umsetzung der Energiewende auszugeben. Da liegt es bei den Forscherinnen und Forschern, die richtigen Forschungsfragen zu adressieren und gute Anträge zu schreiben, die dann gefördert werden.

Betriebs- und Einsatzoptimierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen durch IKT

Anwendungsfall: Eigenstromoptimierung



Fraunhofer IEE
Manuel Wickert
manuel.wickert@iee.fraunhofer.de

André Baier
andre.baier@iee.fraunhofer.de

ARGE-Netz
Dr. Martin Grundmann
grundmann@arge-netz.de

DLR
Dr. Benedikt Hanke
benedikt.hanke@dlr.de

Dr. Detlev Heinemann
detlev.heinemann@dlr.de

Dr. Thomas Vogt
t.vogt@dlr.de

Fraunhofer ISE
Dr. Sven Killinger
sven.killinger@ise.fraunhofer.de

FZ Jülich
Dr. Bart Pieters
b.pieters@fz-juelich.de

KIT
Prof. Dr. Veit Hagenmeyer
veit.hagenmeyer@kit.edu

UFZ
Prof. Dr. Daniela Thrän
daniela.thraen@ufz.de

ZSW
Leon Schröder
leon.schroeder@zsw-bw.de

Fluktuierende erneuerbare Energien aus Wind und Sonne werden zukünftig die Versorgung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr zu wesentlichen Teilen gewährleisten und durch ihre Spezifika prägen. Um dies wirtschaftlich und technisch sinnvoll umzusetzen ist ein intelligenter Betrieb aller beteiligten Energieanlagen inklusive der Lasten, der flexiblen Erzeugung und der Speichersysteme notwendig. Dabei können sowohl lokale wie auch überregionale Betriebsführungsstrategien einen sinnvollen Beitrag leisten.

Im folgenden Artikel beleuchten wir die lokale Eigenstromoptimierung in verschiedenen Skalierungsstufen von Einzelhaushalten bis zur Optimierung von größeren Lasten an Windparks.

Einleitung

Die Optimierung des Eigenstroms durch lokale Lasten oder Speichersysteme kann verschiedene Gründe haben. Meistens sind wirtschaftliche Aspekte auf Seiten des Anlagenbetriebs für eine Eigenstromoptimierung ausschlaggebend. Insbesondere die Vermeidung von Einspeisereduktionen bzw. Abschaltungen des Netzbetreibers und die Verringerung der Energieversorgungskosten gehören dazu. Weitere Gründe können die intensivere Nutzung von Grünstrom sowie der Gedanke einer hohen Autarkie sein.

Die Umsetzung eines Anwendungsfalls basiert meist auf einem mathematischen Optimierungsmodell. Das Modell wird verwendet um eine optimale Betriebsweise einer Anlage oder eines Anlagenportfolios unter gegebenen Randbedingungen zu berechnen. Zur Berechnung eines konkreten Optimierungslaufes werden Mess- und Prognosedaten verwendet um eine konkrete Instanz des abstrakten Modells zu erstellen. Um die Daten aufzunehmen und Mess- und Prognosedaten zu verwenden sind wiederum IKT-basierte Systeme notwendig, die die verschiedenen Sensordaten erfassen, validieren und in Parameter für das Modell umrechnen. Außerdem bilden diese Daten die Grundlage für die dahinterstehenden Prognosesysteme.

In den nächsten Abschnitten wird auf die Modellbildung und konkrete Anwendungen der Modelle eingegangen. Im Anschluss daran wird von den

Erfahrungen aus der Umsetzung berichtet. Abschließend wird ein Fazit über die wesentlichen Aspekte gezogen.

Modellbildung

Die Modellbildung umfasst die Erstellung eines mathematischen Modells der beteiligten Anlagen und der Modellierung der Zielstellung (Optimierungsziel).

Grundsätzlich wird zwischen linearer und nichtlinearer Optimierung unterschieden. Während bei der linearen Optimierung alle Zusammenhänge durch lineare Abhängigkeiten beschrieben werden können, existieren bei nichtlinearer Optimierung unterschiedliche nichtlineare Zusammenhänge. Im Energiesektor kommen für eine betriebswirtschaftliche Optimierung oft lineare gemischt-ganzzahlige Optimierungen zum Einsatz. Wobei Nicht-Linearitäten wie z. B. eine Wirkungsgrad-Kennlinie durch Vereinfachungen linearisiert werden. Dadurch können selbst größere Optimierungsmodelle in annehmbarer Zeit ausreichend genau gelöst werden.

Ein weiterer wichtiger Aspekt bei der Aufstellung des Optimierungsmodells ist der Umgang mit Unsicherheiten während der Optimierung – induziert z. B. durch Prognoseunsicherheiten. Viele Modelle werden aktuell deterministisch umgesetzt. Das bedeutet: Für die zukünftige Entwicklung eines Werts wird eine Prognose verwendet, die den Erwartungswert darstellt.

Stochastische Optimierungen dagegen werden verwendet, um Unsicherheiten in der Zukunft besser betrachten zu können. Dabei können aus probabilistischen Prognoseinformationen Szenarien generiert werden und auf Basis dieser Szenarien eine stochastische Optimierung durchgeführt werden. Die Ergebnisse berücksichtigen dann nicht nur einen möglichen Pfad für die Zukunft, sondern unterschiedliche Szenarien. Diese Methode ist in der Umsetzung um einiges komplexer, kann aber bei korrekter Implementierung zu einer Minimierung des Risikos führen.

Ein Beispiel für die erfolgreiche Umsetzung einer stochastischen Optimierung zum Einsatz eines Batteriespeichers ist in [1] beschrieben.

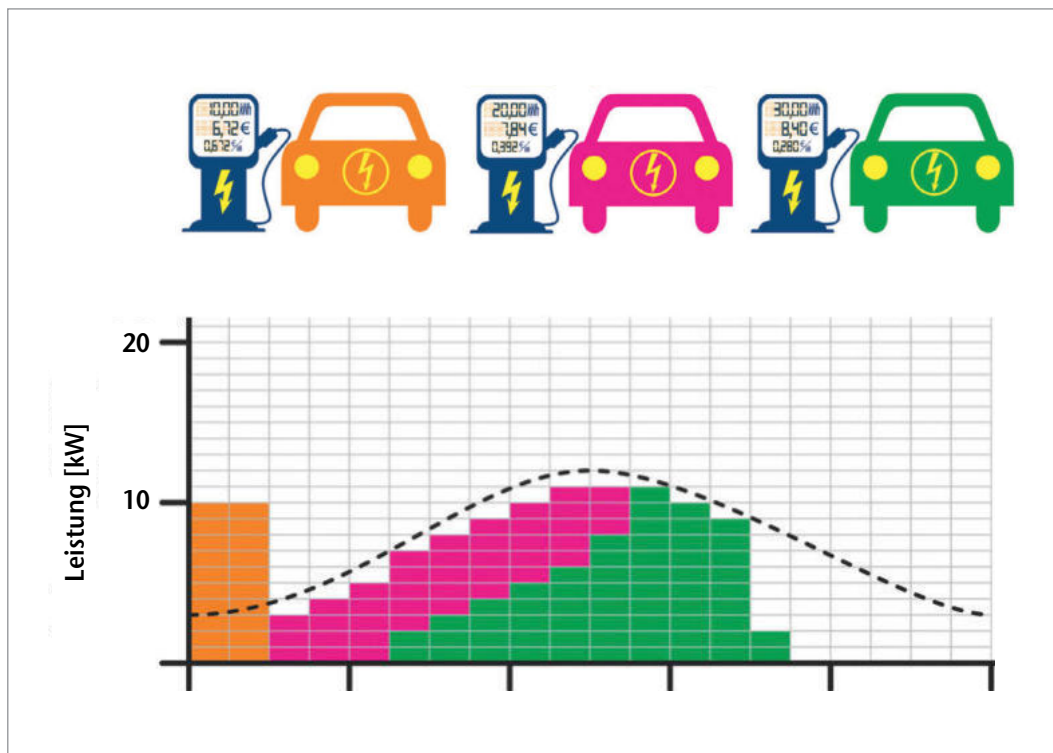


Abbildung 1

Lademanagement für E-Mobilität:

Beispiel eines Lademanagements zur Nutzung von PV-Strom mit Anpassung der Ladeleistung an das aktuelle PV-Angebot

Anwendung der Eigenstromoptimierung

Anhand von drei Beispielen sollen verschiedene Anwendungsmöglichkeiten der Eigenstromoptimierung verdeutlicht werden:

1. Lastmanagement in Mehrmieter-Gewerbeimmobilien

Elektromobilität ist in Deutschland auf dem Vormarsch und wird sich in den nächsten Jahren immer mehr zu einer weiteren etablierten Kraftstoffform entwickeln. Für die zukünftige Arbeitsplatzgestaltung wird daher das Bereitstellen einer Ladeinfrastruktur für die Elektrofahrzeuge der Mitarbeitenden sowie des eigenen Fahrzeugpools immer wichtiger. Zur Vermeidung von Lastspitzen durch die Fahrzeuge, sowie zur Nutzung von möglichst lokal erzeugtem PV-Strom ist dafür ein lokales Lademanagement von Vorteil, das einerseits die aktuelle aber auch die zukünftige Erzeugung berücksichtigt und andererseits die Ladung der Elektrofahrzeuge nach Vorgaben der Nutzer intelligent steuert. Im Projekt ENIGMO [2] wird ein wirtschaftlich tragfähiges Konzept erarbeitet, das die Eigenstromversorgung optimiert und eine Umsetzung als Partizipationsmodell anstrebt.

2. Pelletkessel-Betriebsoptimierung

Eine energiebasierte Optimierung ist nicht immer ausschließlich aus Sicht des Stromsektors möglich. Auch im Wärmebereich wird die Digitalisierung noch

einige Potenziale erschließen können und damit die Effizienz in diesem Sektor erheblich verbessern. Ein Beispiel hierfür ist die Optimierung einer Pelletkesselanlage. Durch eine intelligente Betriebsoptimierung konnte hier der Kesselnutzungsgrad um 8% und der Systemnutzungsgrad um 6% gesteigert werden. In Verbindung mit dem erforderlichen Pufferspeicher kann auch die Eigenerzeugung von Strom als Randparameter aufgenommen werden, so dass der Hilfsstromverbrauch für Brennstoffförderung und Kesselgebläse in Zeiten hoher Eigenerzeugung erfolgen könnte.

3. Windpark mit Batterie und Power2Gas-Anlage

Durch den Einsatz einer Batterie und einer Power2Gas-Anlage an einem Windpark in Norddeutschland kann einerseits bei Netzengpässen die Energie zwischengespeichert bzw. ins Gasnetz eingespeist werden. Außerdem kann die Nutzung des Wasserstoffs in einer Fahrzeugflotte die Nutzung von Eigenstrom wirtschaftlich machen.

Unter Annahme geänderter Regulatorik bzgl. der Einspeisevergütung und des oben dargestellten Testaufbaus kann eine Eigenstromoptimierung aktuell nur Erlöse unterhalb von 10.000 Euro pro Monat generieren. In Szenarien ohne Marktprämie oder Marktprämien von ca. 4-5 ct. lassen sich Erlöse bis zu 14.216 Euro pro Monat generieren. Ohne entsprechende Förderung der Investition ist hier eine Eigenstromnutzung aktuell noch kein tragfähiges Geschäftsmodell.

Abbildung 2
**Pelletkessel-Betriebs-
optimierung:**
Optimierter Fahrplan
zur Verbesserung der
Wirkungsgrade

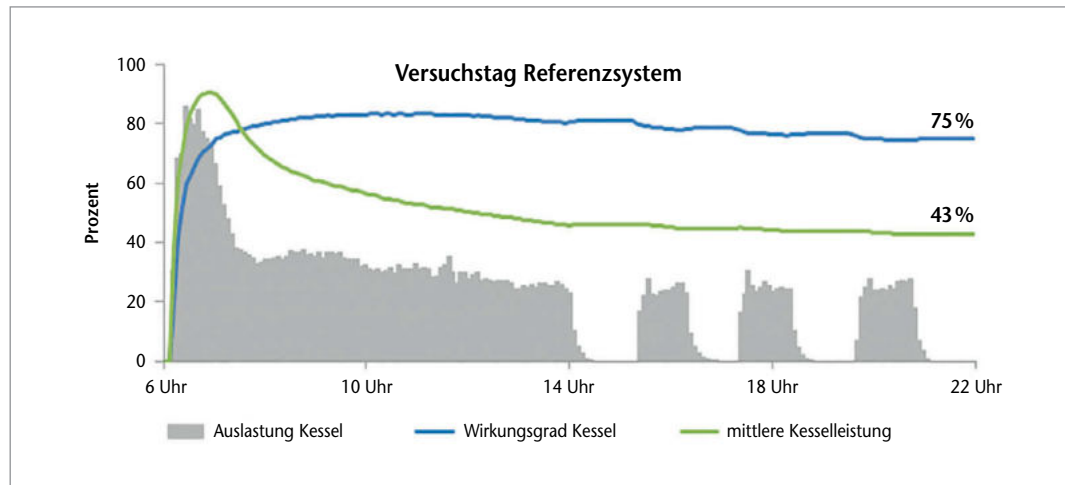
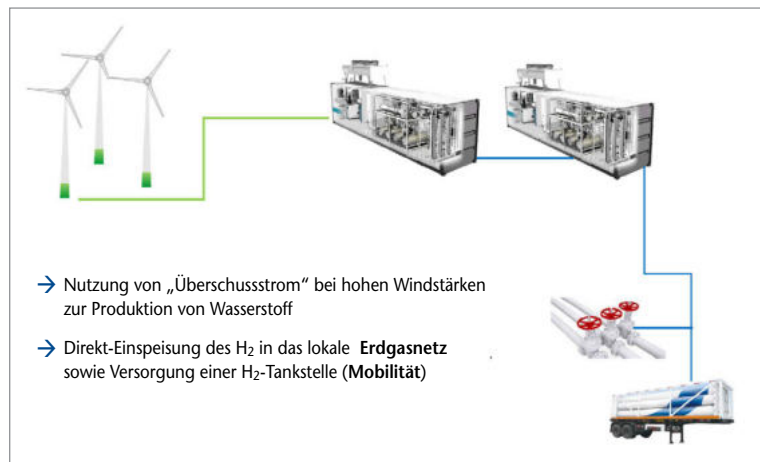


Abbildung 3
**Windpark mit
H₂-Anlage und Batterie**



Umsetzung der Eigenstromoptimierung

Zur Umsetzung einer Optimierung ist neben der Software zur Durchführung der optimierten Betriebsführung, die IKT zum Auslesen von Messwerten und Steuern der Anlagen entscheidend. Außerdem sind Prognosesysteme zur Vorhersage von nicht beeinflussbaren Lasten oder Erzeugungsflüssen notwendig. Für die Umsetzung von Optimierungsprojekten ist gerade die Installation dieser IKT und die intelligente Verknüpfung mit dem Optimierungskern eine wesentliche Herausforderung. Gerade für kleine Anlagen lohnt sich eine nachträgliche Investition von IKT oft nicht, da die erwarteten zusätzlichen Erlöse nicht die Abschreibung der Investitionskosten der IKT übersteigen. Wird allerdings bei der Anlagenplanung oder sogar bereits bei der Produktion die IKT berücksichtigt, lassen sich selbst für Kleinanlagen mit wenigen kW wirtschaftliche Anwendungsfälle realisieren.

Wird die IKT für Sensorik und Aktorik im Nachhinein installiert, sind folgende Punkte von besonderer Relevanz:

- vorhandene Sensoren und Signalwege bzw. Feldbusse über die die Sensorwerte eingelesen werden können
- Möglichkeiten die Anlage zu steuern und diese Steuerungssignale an die Anlage weiterzugeben
- historische Messwerte zur Kalibrierung der Prognosesysteme

Auf Basis dieser Informationen kann ermittelt werden welche IKT vor Ort installiert, welche Regelalgorithmen erweitert und welche Sensorik nachgerüstet werden muss.

In der Praxis zeigen sich immer wieder Probleme bei der Nachrüstung der Systeme nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten. So gibt es z. B. große Kühlhäuser, deren Kühlvolumen als Flexibilität innerhalb festgelegter Temperaturgrenzen angesehen werden kann, die allerdings keine digital auslesbaren Temperatursensoren besitzen.

Neben der reinen Existenz von Sensoren ist die Qualität der Sensordaten sehr heterogen. Sind Sensoren beispielsweise falsch platziert, können die Sensordaten nur unzureichend Informationen liefern und im schlimmsten Fall lassen sich die für die Optimierung notwendigen Informationen nicht oder nur mit großen Aufwänden aus den Daten gewinnen.

Fazit

Die intelligente Optimierung der Anlagen unterstützt die Integration erneuerbarer Energien für zentrale aber auch für dezentrale Ansätze. Sektorübergreifende Ansätze zu Mobilität, Wärme aber auch Gas lassen sich mit moderner IKT umsetzen. Allerdings ist an vielen Stellen noch keine durchgängige Integration von Sensordaten in Modellen möglich, so dass einige Optimierungspotenziale auf der Strecke bleiben.

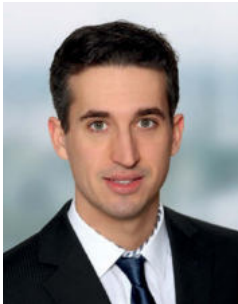
Um in Zukunft die Sektorenkopplung voranzutreiben und weitere Optimierungspotenziale zu heben, sollte:

- bei Herstellung oder Planung der Anlage auch auf IKT geachtet werden,
- die Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Optimierung vorangetrieben werden,
- weitere Informationen, wie Abnutzungsmodelle der Anlagen, Einzug in eine ganzheitliche Betrachtung finden,
- die Erhöhung von Automatisierung über die gesamte Kette von der Anlage bis zum Markt durchgeführt werden.

Quellenangaben

- [1] R. Appino et al., On the Use of Probabilistic Forecasts in Scheduling of Renewable Energy Sources Coupled to Storages. Applied Energy, 2018
R. Appino et al., Scheduling Storage Operation with Stochastic Uncertainties – Feasibility and Cost of Deviation. PSCC, 2018
- [2] <http://www.emgimo.eu>

Anwendungspotenziale moderner Methoden in Betrieb und Service von Windenergieanlagen



Fraunhofer IEE
Sebastian Pfaffel
sebastian.pfaffel@iee.fraunhofer.de

Stefan Faulstich
stefan.faulstich@iee.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES
Enno Dietrich
enno.dietrich@iwes.fraunhofer.de

ZSW
Anton Käfel
anton.kaeffel@zsw-bw.de

Zwar hat sich der Zubau neuer Windenergieanlagen (WEA) in Deutschland im Jahr 2018 verlangsamt, international setzen jedoch mehr und mehr Länder auf die Windenergie und auch in Deutschland wird der Zubau mittelfristig wieder Fahrt aufnehmen. Außer Frage steht dabei, dass die Anzahl der bestehenden WEA stetig größer wird. Stand November 2018 waren in Deutschland WEA mit einer Gesamtleistung von rund 59 GW installiert [1].

Mit einem Anteil von bis zu 40 % [2] an den Stromgestehungskosten von Onshore-WEA macht der Betrieb und die Instandhaltung (IH) folglich einen kontinuierlich wachsenden Anteil am Umsatz der Branche aus. Gleichzeitig gilt es die bestehenden WEA möglichst effizient zu betreiben und auch die letzte Kilowattstunde (kWh) aus ihnen herauszukitzeln. Denn jedes zusätzliche Prozent wirkt sich positiv auf die Klimabilanz aus und ist bare Münze wert. Bei über 30.000 bereits in Deutschland installierten WEA [3], einem steigenden Kostendruck und dem viel diskutierten Fachkräftemangel, kann der Betriebsführer jedoch nicht mehr alle WEA im Detail kennen und sich auf sein Bauchgefühl verlassen. Es gilt vielmehr den verfügbaren Daten mittels moderner Methoden möglichst viele Geheimnisse zu entlocken und diese konsequent zu nutzen.

- Stillstände mit WEA-/Park-Bezug
- umgebungsbedingte Verluste
- auflagenbedingte Verluste
- Komponentenversatz/Sensorfehler
- Leistungsreduzierung
- Leistungsdegradation
- netzbedingte Verluste

Hinter jeder dieser Verlustkategorien verbirgt sich eine Vielzahl an Verlustursachen, die sich jedoch nur zum Teil beeinflussen lassen und zu einem noch geringeren Teil einfach zu erkennen sind. Es stellen sich jeweils diese Fragen:

- Was lässt sich beeinflussen?
- Was können wir erkennen?
- Lassen sich Verbesserungen validieren?

Gleichzeitig existiert bereits bei heutigen WEA ein schierer Berg an Daten aus dem Betrieb und der Instandhaltung der Anlagen. Hierbei handelt es sich um Betriebsdaten (SCADA = Supervisory Control and Data Acquisition), welche teils hunderte Messkanäle umfassen, Status- und Alarmmeldungen sowie Ereignis- bzw. Instandhaltungsdaten. Hinzu kommen teils noch Daten aus der komponentenspezifischen Zustandsüberwachung (CMS).

Von Potenzialen und Daten

Das Potenzial zur Senkung der Stromgestehungskosten kann aus zwei verschiedenen Richtungen angegangen werden, welche sich an einigen Stellen überschneiden.

Einerseits gilt es die IH durch eine an den jeweiligen Windpark angepasste Instandhaltungsstrategie möglichst effizient zu gestalten. Im Idealfall lassen sich die Instandhaltungskosten senken und die Verfügbarkeit gleichzeitig erhöhen. Folgende Maßnahmen bieten dabei Optimierungspotenzial:

- Erkennung von Fehlern bevor diese auftreten (präventive statt reaktive IH)
- Bündelung von IH-Maßnahmen
- Anpassung von Instandhaltungsintervallen
- Zuverlässigkeitsbasiertes Ersatzteilmanagement
- Anpassung der IH-Kapazitäten (insbesondere offshore)

Andererseits gibt es eine Vielzahl von Ursachen, die zu Stillständen oder Performanceeinbußen und damit zu Ertragsverlusten an den WEA führen können. Zu den Verlustkategorien [4–7] zählen:

Unsere Werkzeuge von heute und morgen

Im Sog des allgemeinen Trends zur Digitalisierung und der Anwendung von Verfahren des Machine Learning, werden auch in der Windenergiebranche verstärkt moderne Methoden getestet und finden Einzug in die tägliche Anwendung. Diese sollen die 24/7-Überwachung durch einen Betriebsführer jedoch ergänzen und nicht ersetzen. An dieser Stelle möchten wir einen kleinen Einblick geben.

Modellierung von Leistungskurven

Für die Performanceanalyse von WEA sind Leistungskurven ein grundlegendes Werkzeug, das für eine Vielzahl an Anwendungen verwendet wird. Ist auch die Verwendung von Leistungskurven an sich altbekannt, so gibt es zur Modellierung und insbesondere zur vorangehenden Filterung der Daten eine Vielzahl neuer Ansätze [8]. Unweigerlich führt eine Änderung der Vorgehensweise auch zu Abweichungen in nachgelagerten Berechnungen, wie der Bestimmung von Ertragsverlusten [9].

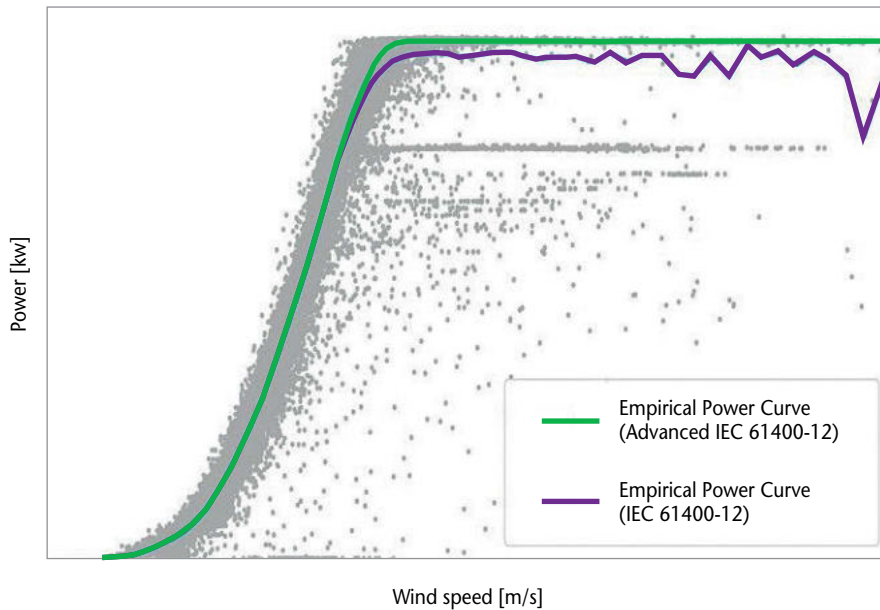


Abbildung 1
Einfluss des Modellierungsvorgehens auf die empirische Leistungskennlinie anhand zweier Beispiele

Anomalie-Erkennung auf Basis von Betriebsdaten

Um ungeplante Stillstände zu vermeiden, müssen technische Probleme möglichst frühzeitig erkannt werden. Theoretisch sind technische Probleme häufig frühzeitig durch abnormales Verhalten, kurz Anomalien in den Betriebsdaten zu erkennen. Praktisch ist die Überwachung hunderter Messkanäle durch den Menschen nicht zu leisten. An dieser Stelle können Verfahren der künstlichen Intelligenz weiterhelfen [10].

Zur Anomalie-Erkennung werden für die einzelnen Messkanäle (z. B. Temperaturen) jeweils auf Basis der restlichen Kanäle (z. B. Windgeschwindigkeit, Leistung etc.) Prognosen bzw. Erwartungswerte erstellt und diese dann mit den tatsächlichen Werten abgeglichen. Je größer die Abweichungen zwischen

den Werten ausfallen, desto wahrscheinlicher ist ein technisches Problem. Durch die Betrachtung der zeitlichen Entwicklung der Abweichung und die Kombination mit Instandhaltungsdaten ließe sich zukünftig die verbleibende Zeit bis zu einem Ausfall vorhersagen.

Assoziationsanalysen

Besser als Warenkorbanalysen bekannt, begegnen uns Assoziationsanalysen täglich bei Onlineshops oder Nachrichtenseiten. Die Fragestellung ist jeweils identisch: Wie wahrscheinlich ist es, dass auf ein Ereignis (Kauf von Produkt A) ein weiteres Ereignis (Kauf von Produkt B) folgt? Das Ergebnis sind möglichst passgenau auf unsere Bedürfnisse zugeschnittene Produktvorschläge.

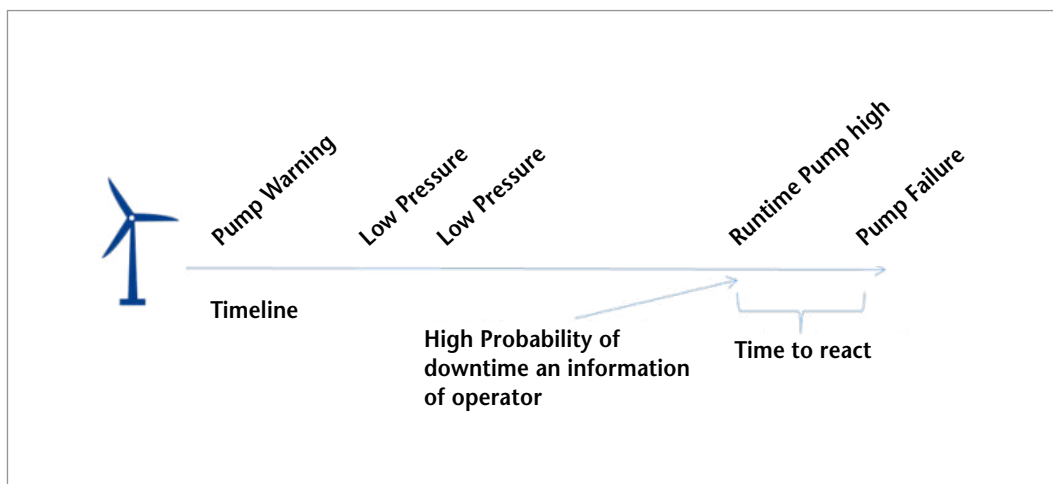


Abbildung 2
Assoziationsanalyse:
 Alarmkette, die im Ausfall einer Pumpe endet.
 Ab der vorletzten Meldung ist der Ausfall zu erwarten.

Diese Methode lässt sich auch auf die Flut von Alarmmeldungen aus dem Betrieb von WEA anwenden. Im Idealfall lassen sich so Alarmketten erkennen und zukünftige Ereignisse (Stillstände) mit einer bekannten Wahrscheinlichkeit vorhersagen.

Lebensdauermerkmale

Für die Untersuchung der Zuverlässigkeit von WEA und ihrer Komponenten ist die Kenntnis über die jeweils primäre Belastungsgröße (Lebensdauermerkmal) ausschlaggebend. Hierzu müssen die SCADA-Daten und Instandhaltungsberichte kombiniert werden. Lebensdauermerkmale können im einfachsten Fall Betriebsstunden oder erzeugte Kilowattstunden sein, es kann sich aber auch um Winkel, Temperaturwechsel oder Schaltvorgänge handeln. Dies sind teils Größen, welche in den SCADA-Daten bisher nicht enthalten sind und möglicherweise auch nicht sinnvoll als 10-Minuten-Mittelwerte abzubilden sind. Ein Ansatz ist es daher, die Intelligenz in die Steuerung der WEA zu verlagern und Lebensdauermerkmale dort zu aggregieren.

Standardisierung ist der Schlüssel

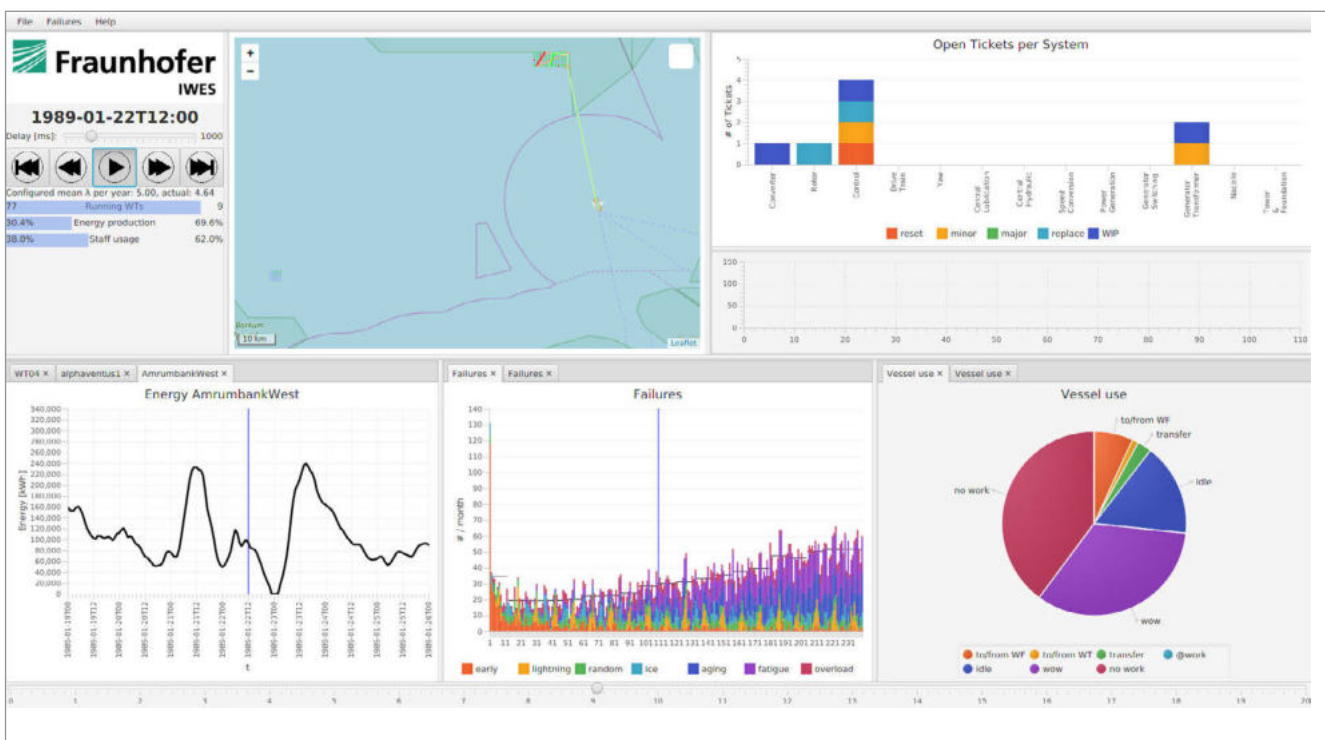
Bei der Analyse von Daten ist eine genaue Kenntnis über die Art der Daten für die Qualität der Ergebnisse entscheidend. Um nicht für jeden Hersteller,

Anlagentyp oder Instandhaltungsdienstleister bei null anfangen zu müssen, ist eine Standardisierung bei der Erfassung und Bezeichnung der Daten unausweichlich, wenn auch bisher nur begrenzt umgesetzt. Standards und Richtlinien wie die IEC 61400-25 [11], RDS-PP® [12] und ZEUS [13] müssen zukünftig deutlich konsequenter in der Branche angewendet werden. Für Status- und Alarmmeldungen steht eine Standardisierung noch komplett aus, die FGW TR 10 [6] zeigt erste Ansätze.

Datenpooling: Gemeinsam bessere Ergebnisse erzielen

Die Ergebnisse aller zuvor beschriebenen Methoden hängen direkt von der Anzahl der zur Verfügung stehenden Daten ab. Methoden des Machine Learning müssen beispielsweise mit einem großen Datensatz trainiert werden. Da es in der Windbranche jedoch viele kleine Unternehmen mit einem heterogenen Anlagenportfolio gibt, bietet sich ein Pooling der Informationen an. Neben der deutschen WinD-Pool Initiative [14], in welche bereits Daten von mehr als 3000 WEA unterschiedlicher Betreiber einfließen, gibt es international weitere Beispiele. Ein Datenpooling ermöglicht darüber hinaus Benchmarks und gemeinsame Zuverlässigkeitsauswertungen.

Abbildung 3
Simulationstool:
Nutzeroberfläche der
Simulationsumgebung
Offshore-TIMES



Simulation von Betrieb und Instandhaltung

Insbesondere für Offshore-Windparks ist die Festlegung der Betriebs- und Instandhaltungsstrategie vor Inbetriebnahme ein entscheidender Erfolgs- und Kostenfaktor. Entsprechende Strategien werden jedoch weder bei neuen Projekten noch im späteren Betrieb willkürlich festgelegt oder geändert. Ein Testen im Betrieb kann teuer werden und eine Entscheidungsfindung verlangt nach Informationen zum Einsparpotenzial. Simulationen können an dieser Stelle helfen. Offshore-TIMES ist ein entsprechendes Tool, welches zeitreihenbasiert arbeitet und Inputdaten z.B. aus dem Datenpooling nutzen kann.

Zusammenfassung

In Betrieb und Instandhaltung von WEA steckt ein erhebliches Potenzial zur Performancesteigerung und Kostensenkung. Eine Vielzahl an Daten steht schon heute zur Verfügung und wird bisher nur in begrenztem Umfang genutzt. Durch den Einsatz moderner Methoden lassen sich zusätzliche Erkenntnisse gewinnen. Die Methoden stehen zur Verfügung und werden nach und nach auf ihre Anwendbarkeit in der Windbranche geprüft, erste Ergebnisse sind vielversprechend. Wichtigste Grundlage ist jedoch immer eine gute Datenqualität, welche durch den konsequenten Einsatz von Standards und Richtlinien noch verbessert werden muss.

Literatur

- [1] Fraunhofer IWES, WindMonitor.de: Entwicklung der Windenergie in Deutschland
- [2] S. Lüers and K. Dr. Rehfeldt, „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland: Update“
- [3] M. Durstewitz et al., „Windenergie Report Deutschland 2017“
- [4] Production based availability for wind turbines (IEC 61400-26-2), IEC 61400-26-2, 2014
- [5] Technical guideline for power plants part 6: Determination of wind potential and energy yields, TG 6, 2017
- [6] Technical guideline for power plants part 10: Determination of site quality following commissioning, TG 10, 2018
- [7] B. Sherwin and J. Fields, “IEC 61400-15 Working Group: Progress Update #2 – Meeting 13”
- [8] V. Sohoni, S. C. Gupta, and R. K. Nema, “A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems” Journal of Energy
- [9] A. Craig, M. Optis, M. J. Fields, and P. Moriarty, “Uncertainty quantification in the analyses of operational wind power plant performance”
- [10] S. Dienst and J. Beseler, “Automatic Anomaly Detection in Offshore Wind SCADA Data,” Proceedings of WindEurope Summit 2016
- [11] Wind turbines – Part 25-1: Communications for monitoring and control of wind power plants – Overall description of principles and models (IEC 61400-25-1:2006), 61400-25-1, 2007
- [12] VGB PowerTech e.V., Ed., VGB-Standard RDS-PP®: Application Guideline Part 32: Wind Power Plants. VGB-S823-32-2014-03-EN-DE, 2014
- [13] Technische Richtlinie für Energieanlagen Teil 7: Betrieb und Instandhaltung von Kraftwerken für Erneuerbare Energien Rubrik D2: Zustands-Ereignis-Ursachen-Schlüssel für Erzeugungseinheiten (ZEUS), TR 7 D2, 2012
- [14] Fraunhofer IWES, WinD-Pool: Windenergie-Informationen-Daten-Pool. www.wind-pool.de

Smarte Wechselrichter als Schlüsselkomponente des zukünftigen elektrischen Energiesystems



Fraunhofer ISE
Prof. Dr. Christof Wittwer
christof.wittwer@ise.fraunhofer.de

KIT
Prof. Dr. Marc Hiller
marc.hiller@kit.edu

Fraunhofer IEE
Dr. Marco Jung
marco.jung@iee.fraunhofer.de

Die Integration von PV- und Windkraftanlagen führt zunehmend zu hoher Dynamik im Stromnetz. Dabei werden erhebliche Leistungsgradienten wirksam, die sowohl im Verteilnetz, wie auch im Übertragungsnetz bei der Betriebsführung berücksichtigt werden müssen. Die Systemstabilität spielt eine zentrale Rolle, wenn es um die Fortentwicklung von Netzanschlussrichtlinien geht, die von Erzeugern zu beachten sind.

Die EnergyCharts [1] illustrieren die Dynamik der Erzeugung, man erkennt in ► *Abbildung 1* die täglichen Spitzen der PV-Einspeisung mit ca. 30 GW Leistung im Netz, ebenso werden hohe Leistungsgradienten durch die fluktuierende Windenergie wirksam. In der Folge werden Kraftwerke flexibel eingesetzt und ein Ausgleich in die benachbarten Länder tritt auf. Der Ausstieg aus der Kohle und Kernenergie erfordert den Zubau von flexiblen Kraftwerken, Speichern und P2X-Technologien. Heute werden Windenergieanlagen und PV-Anlagen fast ausschließlich mittels leistungselektronischer Stromrichter in die Nieder- und Mittelspannungsebene des Stromnetzes integriert. Sie speisen Strom ein und tragen zur Spannungs- und Frequenzbildung des Netzes bei.

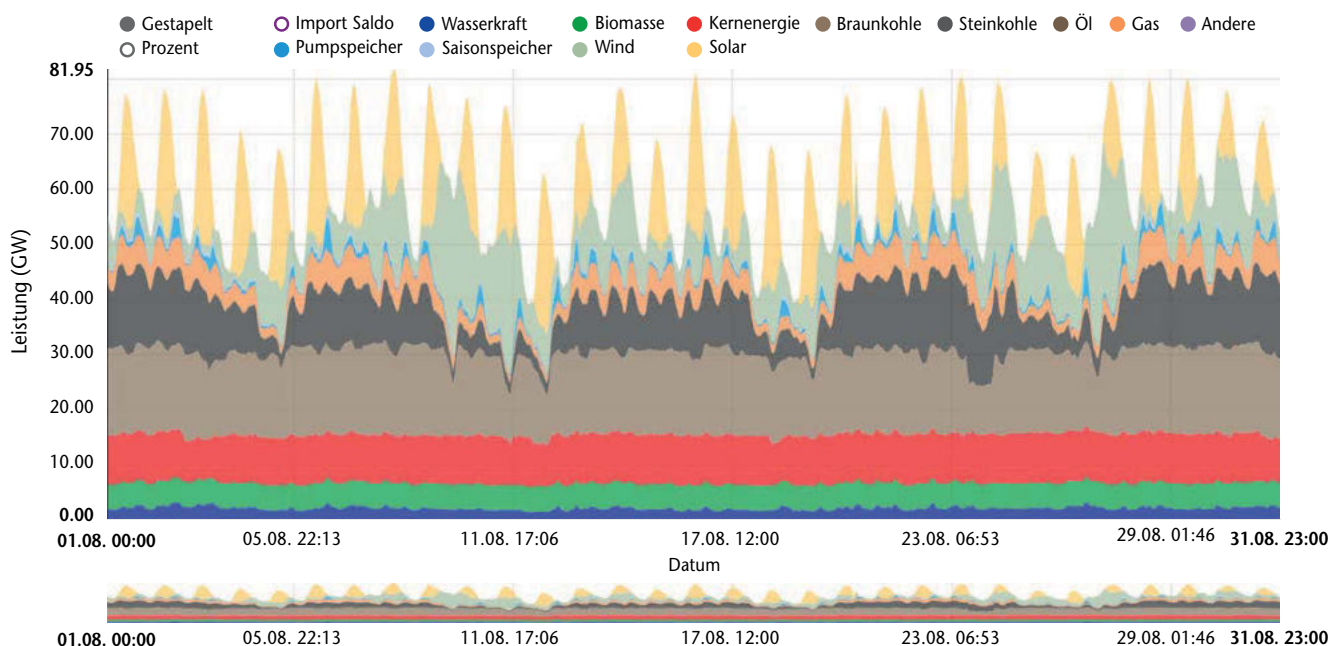
Die Systeme erfassen den Netzzustand und können sehr schnell auf Änderungen reagieren, ebenso lassen sie sich durch die Vernetzung bzgl. ihrer Charakteris-

tik und der Leistungsvorgabe für Blind- und Wirkleistung extern steuern. Die Stromrichter tragen neben den Kraftwerken zunehmend auch zur Netzstabilität bei, die Dominanz wird mit der Verbreitung von Batteriespeichern und Power-to-X-Anlagen noch in erheblichem Maße zunehmen können. Die Transformation des Energiesystems führt zu mehr Dezentralisierung in der Stromerzeugung und erfordert damit auch einen Beitrag der neuen Betriebsmittel zur Erbringung von Systemdienstleistungen. Die zunehmende Digitalisierung mit schnellen Signalprozessoren ermöglicht einerseits die netzverträgliche Integration in das Stromnetz vor Ort, andererseits wird durch die Vernetzung der Stromrichter auch eine Einbindung in die Betriebsführung der Netze möglich.

► *Abbildung 2a* zeigt ein Schema eines Verteilnetzes, das mit verteilten PV-Anlagen und Ladesystemen einen netzdienlichen Betrieb realisiert. Hierbei liefern die PV-Wechselrichter einen Beitrag, den Spannungsanstieg in Folge der solaren Einspeisung zu vermindern und somit auch erst den maximalen Zubau von Solaranlagen zu erlauben.

Die Leistungshalbleiter werden immer leistungsfähiger hinsichtlich ihrer Schaltverluste und der Spannungsverträglichkeit, so dass künftig Wechselrichter direkt ohne Nutzung eines Transformators in das Mittelspannungsnetz integriert werden können.

Abbildung 1
Visualisierung der Erzeugung in Deutschland
(www.energy-charts.de)
Fraunhofer ISE [1]



► **Abbildung 2b** zeigt ein Arbeitsmuster eines Mittelspannungswechselrichters, der mit Hochvolt-SiC MOSFET-Halbleiter (Siliziumkarbid) direkt in das 10 kV-Netz Strom einspeist. Neben Wechselrichtern für hohe Ausgangsspannungen ist ein weiterer Batteriewechselrichter dargestellt (► **Abbildung 2c**), der auf Basis von SiC MOSFET Halbleitern arbeitet: Die Systeme erreichen höchste Wirkungsgrade bei extrem kompakter Bauweise: Hier dargestellt ist ein 1 MW Wechselrichter, der im EU-Projekt Netfficient [3] entwickelt wurde, der mit einer Wasserkühlung arbeitet. Die Einzelwechselrichter sind mit einem echtzeitfähigen (100 ms) Kommunikationsbus untereinander

vernetzt, ebenso erfolgt die Kommunikation mit den Batteriesystemen über die Feldbuskommunikation. Nach außen erfolgt die Vernetzung mit Ethernet-TCP/IP-Technologie, die auch die Einbindung in die Netzleitwarte bewerkstelligt. Dabei kann sowohl eine Parametrierung, wie auch die Leistungsvorgabe des Wechselrichters über das Netzwerk erfolgen.

Die Systemdienstleistung (SDL) von stromeinspeisenden Wechselrichtern erlaubt u. a. die Bereitstellung von Blindleistung, die früher ausschließlich von konventionellen Kraftwerken erbracht wurde. Dabei sorgt einerseits die „statische Spannungshaltung“

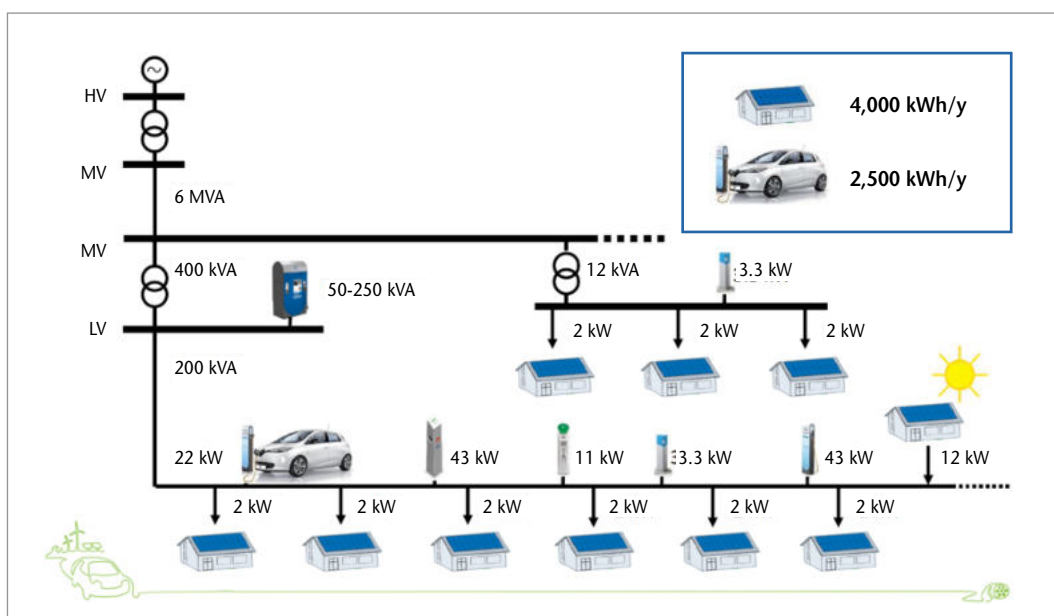


Abbildung 2a
Niederspannungsnetze mit verteilten PV-Anlagen und netzdienlich betriebenen Ladesystemen.
 Systemdienstleistungen (SDL) werden von den dezentralen Stromrichtern gestellt, um z. B. den Spannungsanstieg zu reduzieren.



links: Abbildung 2b
Hochvolt-Siliziumkarbid-Wechselrichter:
 HV-SiC 15 kV Wechselrichter für die transformatorlose Mittelspannung (Fraunhofer ISE) [2]

rechts: Abbildung 2c
hocheffizienter kompakter SiC-MOSFET Batterie-wechselrichter mit einer Leistung von 1 MW für die Niederspannung (Fraunhofer ISE) [2]

Abbildung 3a

Scheinleistungshalbkreis: Dargestellt ist die normierte Scheinleistung S mit dem einhüllenden Halbkreis. Sie setzt sich aus der Blindleistung Q und der Wirkleistung zusammen. Die technischen Anschlussrichtlinien TAR definieren den blau markierten Bereich mit einem positiven und negativen Anteil an Blindleistung Q

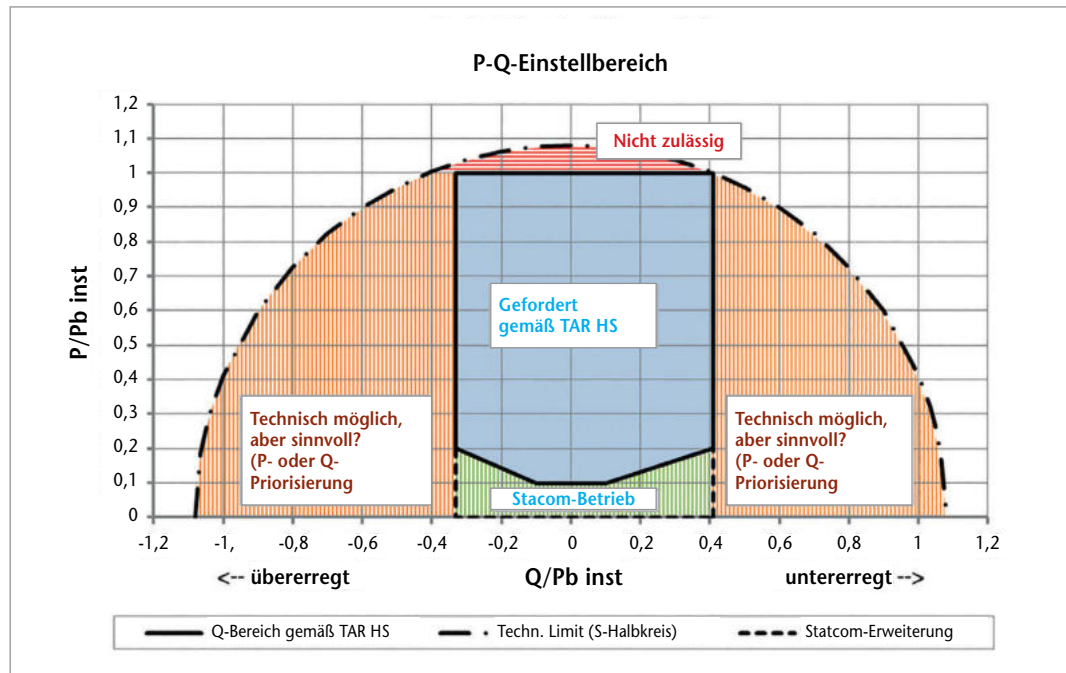


Abbildung 3b

Testlab mit Netzsimulatoren zur Entwicklung und elektrischen Prüfung von Wechselrichtern und Systemdienstleistungen (Fraunhofer IEE)

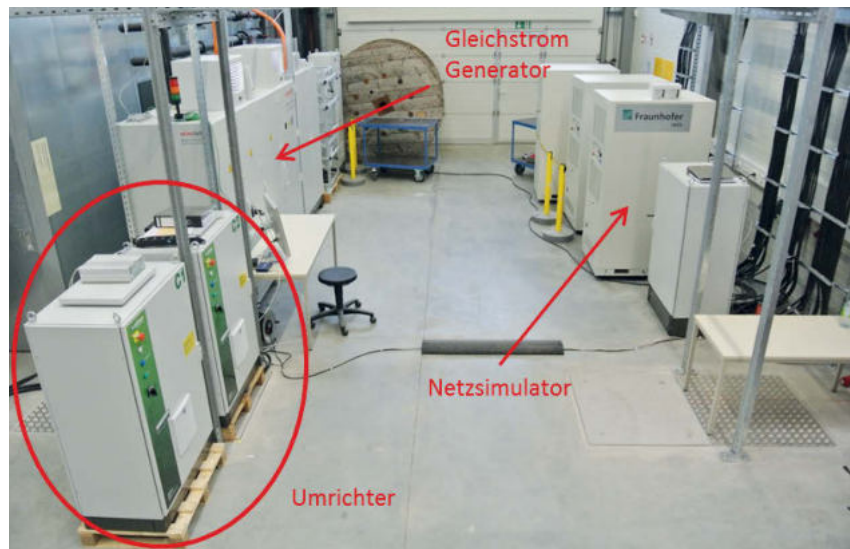
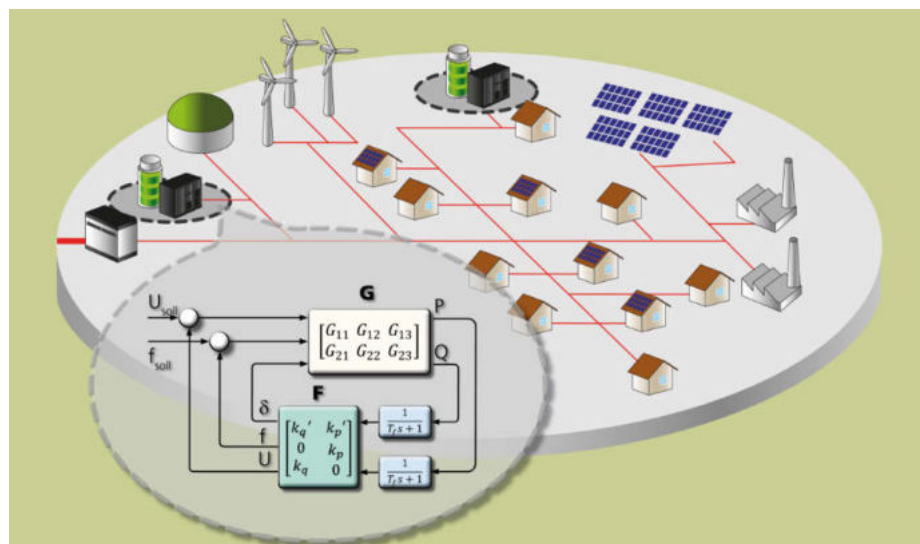


Abbildung 4

SelfSync: konventionelle Statik und Netzbildung $f(P)$ und $U(Q)$ Fraunhofer IEE



für die Regelung der Spannung lokal am Netzanschlusspunkt, wodurch u. a. der Zubau von EE-Anlagen im existierenden Niederspannungsnetz deutlich erhöht werden kann. Der Scheinleistungshalbkreis beschreibt die Betriebspunkte des Wechselrichters: Während die Einhüllende die Scheinleistung S darstellt, beschreibt der Phasenwinkel PHI den Winkel zwischen Blind- und Wirkleistung, ► *Abbildung 3a*. Die Statik kann in weiteren Bereichen variiert werden, für den Betreiber der Anlage ist in der Regel ein geringer Blindleistungsanteil von Vorteil. Der Statcom-Betrieb erlaubt die direkte Anforderung von Wirk- und Blindleistung zur Kompensation im Netz durch den Netzbetreiber. Blindleistung wird meist in Abhängigkeit der lokalen Spannung $Q(U)$ oder von der produzierten Wirkleistung $Q(P)$ erbracht. Ein Blindleistungsmanagement kann auch erfolgen, indem die Netzleitwarte Sollwerte für die Blindleistung oder den Phasenwinkel „ $\cos(\phi)$ “ vorgibt.

Die Systemstabilität im Stromnetz erfordert einen Beitrag der Stromrichter zur Regelung von Frequenz und Spannung. Netzwechselrichter reagieren nach VDE-FNN-AR4110 Richtlinien auf die Netzfrequenz und regeln dem entsprechend die Wirkleistung, so darf bei zu hoher Netzfrequenz nur noch eine

reduzierte Einspeisung von Wirkleistung erfolgen. Schließlich sorgen Wechselrichter u. a. auch für eine „dynamische Netzstützung“ mit dem sog. LVRT-Verfahren (Low Voltage Ride Through), das bei einem Spannungseinbruch im Netz wirksam wird: Hierbei unterstützt der Wechselrichter das Netz mit Blindleistung, und deaktiviert nicht etwa den Betrieb. Durch die weitere Netzintegration von stromrichtergekoppelten Erzeugungs- und Speichereinrichtungen ist zukünftig von einem vermehrten Auftreten von Störeffekten bzw. Wechselwirkungen zwischen den Systemen auszugehen. Um die Stabilität und das transiente Verhalten von Netzen im Normalbetrieb und im Fehlerfall bereits vor der Realisierung und der Netzintegration von neuartigen Betriebsmitteln untersuchen zu können, ist die Erprobung realitätsnah vorzeitig sinnvoll. Dies kann durch die Nachbildung (Emulation) eines Netzanschlusspunktes in einer P-HIL-Umgebung (Power Hardware-in-the-Loop) z. B. für das Netzverhalten eines Stromrichters und dessen Netzurückwirkung in einem realitätsnahen Umfeld erfolgen (► *Abbildung 3b*).

Durch den Rückgang der konventionellen Stromerzeugung hin zu immer mehr erneuerbaren Energien, müssen zukünftig ein Teil der Stromrichter nicht nur

Abbildung 5
Multikriterieller Betrieb von Batterieanlagen mit kommunikationsfähigen Wechselrichtern, die einerseits Eigenstromoptimierung realisieren, andererseits am Primärenergiemarkt (PCR) teilnehmen, der durch die Frequenzabweichung vom Nennarbeitspunkt intensiviert wird. [4]

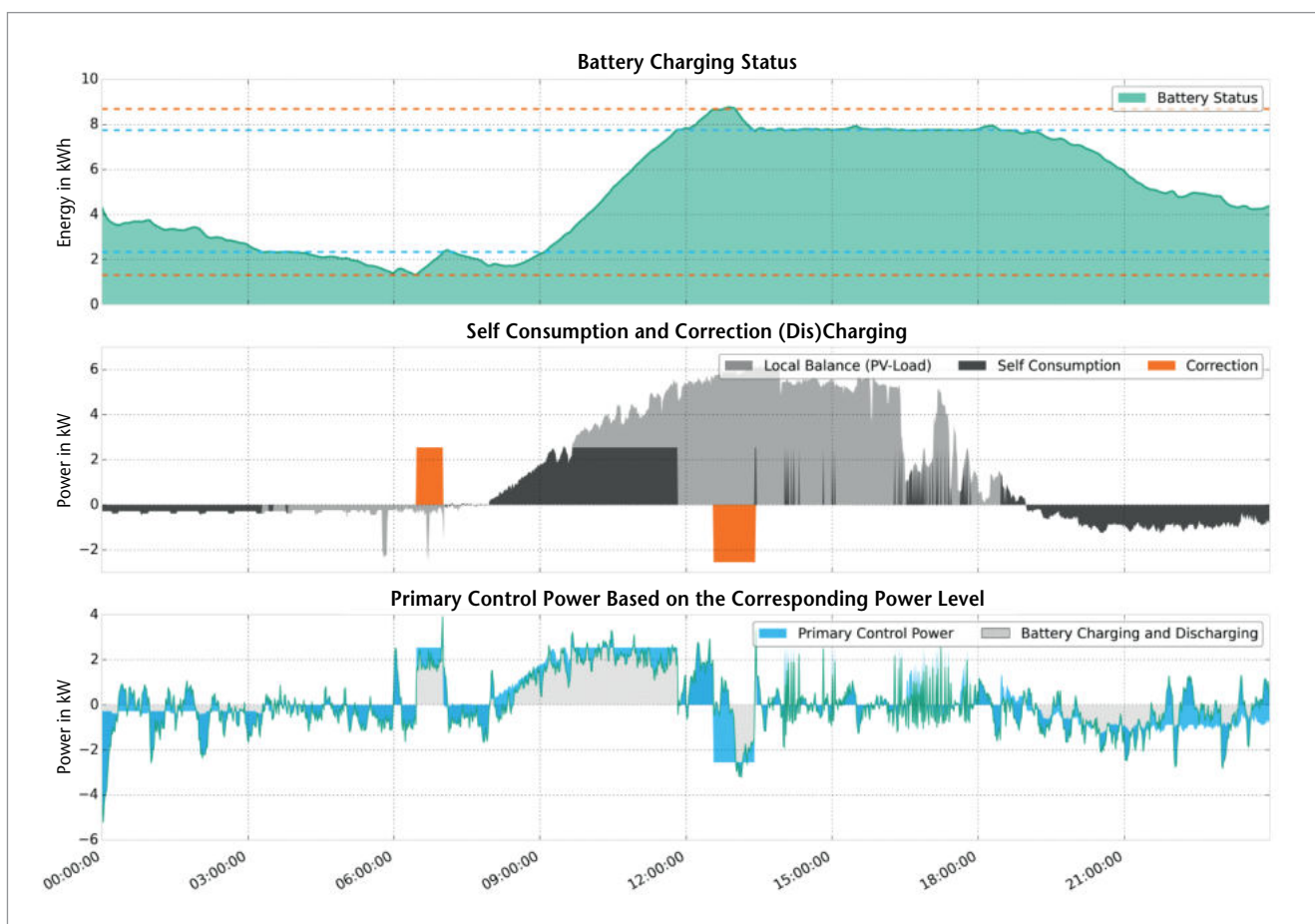
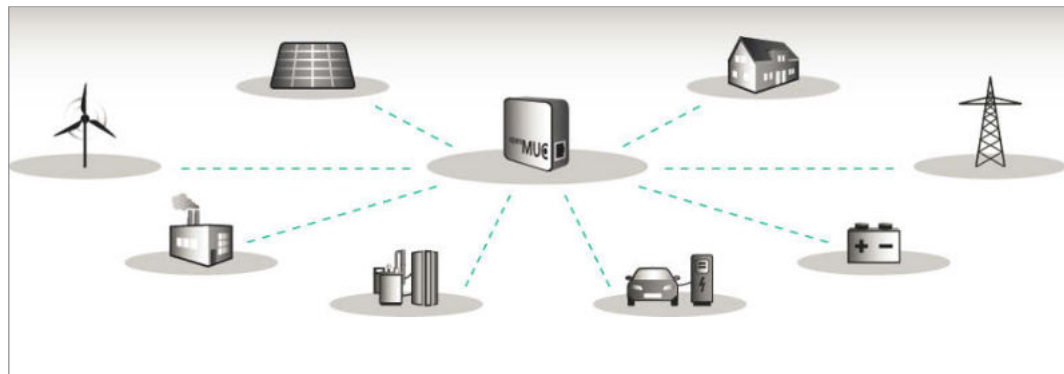


Abbildung 6
**Smart Gateway
 OpenMuc**
 (www.openmuc.org) [5]
 zur Integration
 von dezentralen
 Energiesystemen
 (Fraunhofer ISE)



Systemdienstleistungen erbringen, sondern vielmehr auch die netzbildenden Eigenschaften der Kraftwerke. Heutzutage werden Stromrichter mit diesen Eigenschaften schon zur Bildung von Inselnetzen eingesetzt. Der Betrieb im Verbundnetz ist aktuell Gegenstand in Forschung und Entwicklung (vgl. mit ► *Abbildung 4*).

Schließlich gilt es, mit „smarten Batteriewechselrichtern“ auch den Netzbetrieb durch flexible Bereitstellung von Energie zu unterstützen. Während PV-Batteriesysteme in der Regel den Eigenverbrauch optimieren, lassen sich viele Anforderungen gleichzeitig erfüllen, in dem die Systeme in den Energiemarkt integriert werden. ► *Abbildung 5* zeigt eine solche „multikriterielle Optimierung“ [4] des Speicherbetriebs: Der Bereich des Ladezustands SOC wird für die Bereitstellung im Primärenergiemarkt limitiert, so dass eine garantierte Lieferung erfolgen kann. Die lokale Frequenzmessung erlaubt den stetigen Beitrag für das Netz, entsprechend gibt der Speicher Energie ab, wenn die Netzfrequenz absinkt. Eine prädiktive Regelung des Speichers erlaubt gleichzeitig die Optimierung der Eigenstromnutzung aus der PV-Anlage und des Ladeausgleichs. Die Systemregelung braucht entsprechend Vorhersagen für Wetter und Energiepreise aus dem Netzwerk, derartige Systeme gibt es schon am Markt.

Die Vision des „Smart Grids“ umfasst die Integration und Interaktion aller Betriebsmittel im Stromnetz: Dabei gilt es Flexibilitäten zu erschließen, die zunehmend durch Integration der erneuerbaren Energien benötigt werden. Smart Gateways können die Integration durch die kommunikative Vernetzung der Anlagen unterstützen (vgl. mit ► *Abbildung 6*).

Fazit und Ausblick

Wechselrichter und leitungselektronische Umrichter beeinflussen zunehmend den Netzbetrieb. Der Netzstatus wird dezentral erfasst (f, P, Q, Harmonische) und lässt sich zur Netzbetriebsführung nutzen. Die

Ausnutzung der Netze wird durch gezieltes Wirk- und Blindleistungsmanagement erhöht, smarte Wechselrichter unterstützen dabei sowohl statisch als auch dynamisch das Netz. Die Rollenteilung von dezentralen transienten Regelungsprozessen und der Vernetzung der Komponenten ist Gegenstand von Forschung und Entwicklung. Dabei spielt die standardisierte, sichere und hochverfügbare Kommunikation für das „Smart Grid“ und den modernen Marktbetrieb eine bedeutende Rolle.

Datenmodelle helfen, die komplexe Struktur zu automatisieren. Der Netzbetrieb erfordert die Beobachtung und Schätzung des Netzzustands und verlässliche Prognosen. Das Marktdesign verändert sich durch die Möglichkeiten der Digitalisierung ebenfalls, z. B. erfordert der „P2P-Handel“ eine präzise Abstimmung im Netzbetrieb (BDEW-Ampel). Leistungselektronische Komponenten ermöglichen die Integration von elektrischem Netz und Kommunikationsnetz, somit schreitet die Digitalisierung auch im Energiesystem zunehmend voran.

Quellen

- [1] B. Burger; Onlinedarstellung der deutschen Stromerzeugung: <https://www.energy-charts.de>
- [2] Presseinformation Fraunhofer ISE: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2018/neuer-hochvolt-siliciumkarbid-wechselrichter-stabilisiert-mittelspannungsverteilnetze.html>;
- [3] EU-Forschungsprojekt „Netfficient“ <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/netfficient.html>
- [4] R.Hollinger; Dissertation TU Braunschweig „Gepoolte PV-Heimspeicher zur Bereitstellung von Primärregelleistung“
- [5] Website Java-basiertes Energiemanagement Framework; <https://www.openmuc.org>

Flexibler Einsatz von KWK, BHKW und Biogas-Anlagen durch Informations- und Kommunikationstechnik

Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Anlagen, Blockheizkraftwerke (BHKW) und Biogasanlagen können neben der bisher vorherrschenden konstanten Fahrweise auch flexibel betrieben werden und damit wichtige integrierende Funktionen in einem künftig weitgehend auf erneuerbaren Energien (EE) basierenden Energiesystem übernehmen.

Die Systemdienstleistungen umfassen die Regenergiebereitstellung und das Angebot einer erhöhten Residuallastdeckung in Zeiten, in denen die fluktuierenden Energien wie Photovoltaik (PV) und Windenergie nicht ausreichend verfügbar sind. Auf den Energiemärkten kann flexibel eingesetzte Bioenergie dadurch höhere Strommarkterlöse erzielen. Zudem können innovative KWK-Anlagen (iKWK) eine optimierte Wärmebereitstellung mit einer stabilisierenden Stromversorgung auch bei sehr hohen Anteilen an EE verbinden.

Um diese Ziele zu realisieren, erfordert die Flexibilisierung das Vorhalten von entsprechenden Kapazitäten zur Stromerzeugung, eine fernwirktechnische Regelbarkeit der Bioenergieanlage über netzwerk-basierte Kommunikation und intelligente Regelungskonzepte auch aus dem Bereich der künstlichen Intelligenz.

Die Leistungsfähigkeit der Flexibilisierung von KWK, BHKW und Biogasanlagen wird durch die folgenden Dimensionen beschrieben, welche aggregat-spezifisch bestimmbar sind [1]:

- Ramp (anlagenspezifische Lastrampen)
- Range (Amplitude bzw. Regelbereich zwischen maximaler und minimaler Anlagenleistung) und
- Duration (maximales Verbleiben in einem bestimmten Lastzustand)

In einem „äußeren“ Regelkreis, siehe ► [Abbildung 1](#), werden externe Informationen aus dem übergeordneten Netzverbund (z. B. Verfügbarkeit anderer EE, Netzauslastung und Energiemarktinformationen) mit internen Anlageninformation (z. B. Lastsituation, Füllstand des biogenen Brennstoffs und Prozessparameter) digital verarbeitet, um über einen „inneren“ Regelkreis den Betriebszustand der Anlage entlang der Dimensionen Ramp, Range und Duration den aktuellen Bedarfsanforderungen flexibel anzupassen.

Bioenergieanlagen können hierbei vor allem längerfristige Ausgleichsbedarfe (Fluktuationen innerhalb von 24 h bis hin zu saisonalen Schwankungen) bedienen, da sie den Brennstoff als chemischen Energiespeicher nutzen können, um Strom und Wärme bedarfsgerecht zu liefern.

An die zugehörige Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) werden vielfältige Anforderungen gestellt, von der netzwerk-basierten Kommunikation über standardisierte Schnittstellen bis hin zur dezentralen und zentralen Informationsverarbeitung, um die Flexibilisierung der Anlage optimal zu regeln. Die zentrale Datenhaltung und Informationsverarbeitung kann dabei durch abgesicherte Cloud-Dienste über das Internet erfolgen.

Die Herangehensweisen und der Einsatz von IKT unterscheiden sich in den unterschiedlichen Anwendungsbereichen:

Bei Biogasanlagen kann Flexibilität beispielsweise mit unterschiedlicher Qualität und damit auch mit unterschiedlich großer Auswirkung auf den Prozess realisiert werden. Während die Bereitstellung von Regelenergie mit kürzeren Phasen der Laständerung des BHKW bei relativ geringem Eingriff in den Betrieb angeboten werden kann, sind für eine prognose-basierte Reaktion auf Preissignale am Markt oder beim Netzauslastungsmanagement weitreichende Eingriffe in den Prozess notwendig. Dabei ist zum einen eine Prognose des Bedarfs nötig, um daraus den Fahrplan zu generieren. Zum anderen muss die Leistungsfähigkeit der Gesamtanlage modellbasiert beschrieben werden, um dies mit dem gewünschten Fahrplan abzugleichen. Die Anlagenregelung muss dann die Komponenten Gasspeicher, biologischen Prozess und ggf. den existierenden Wärmebedarf (Anlage selbst und extern) dynamisch abbilden (► [Abbildung 2](#)). Technische Restriktionen ergeben sich u. a. aus der abrufbaren BHKW-Leistung, realisierbaren Rampen und maximalen Amplituden der Teilprozesse und Transportlimitierungen (z. B. Fütterungsmengen). Externe Einflüsse wie beispielsweise das Wetter (dynamischer Einfluss auf die Gasspeichermenge) müssen ebenso berücksichtigt werden. Die Qualität und der Detaillierungsgrad der Regelung haben großen Einfluss auf den Grad der möglichen Flexibilisierung und auf die resultierenden Umweltwirkungen.



DBFZ

Prof. Dr. Daniela Thraen
daniela.thraen@dbfz.de

Dr. Volker Lenz
volker.lenz@dbfz.de

Dr. Jan Liebetrau
jan.liebetrau@dbfz.de

Fraunhofer IEE

Dr. Bernd Krautkremer
bernd.krautkremer@
iee.fraunhofer.de

Dr. Tanja Kneiske
tanja.kneiske@iee.fraunhofer.de

Alexander Dreher
alexander.dreher@
iee.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE

Dr. Bernhard Wille-Haußmann
bernhard.wille-haussmann@
ise.fraunhofer.de

FZ Jülich

Dr. Manuel Dahmen
m.dahmen@fz-juelich.de

David Yang Shu
d.shu@fz-juelich.de

Dr. Uwe Bau
u.bau@fz-juelich.de

KIT

Prof. Dr. Thomas Kolb
thomas.kolb@kit.edu

Dr. Frank Graf
graf@dvgw-ebi.de

Wolfgang Köppel
koepfel@dvgw-ebi.de

UFZ

Dr. Reinhold Lehneis
reinhold.lehneis@ufz.de

Abbildung 1
Systemelemente und Wirkungslüsse für die Flexibilisierung von Bioenergieanlagen mittels moderner IKT
 (Quelle: DBFZ/UFZ)

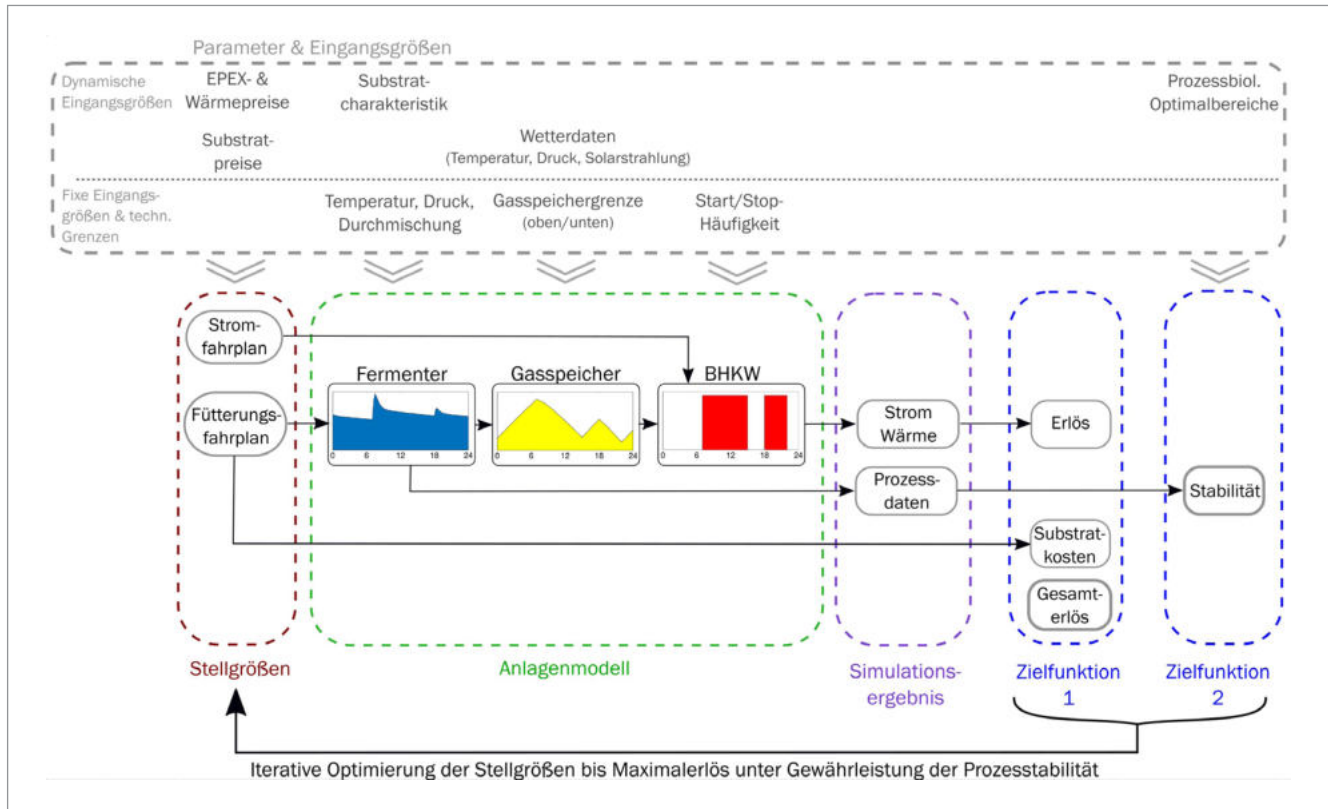


Abbildung 2
Komponenten einer Prozessregelung für Biogasanlagen aus dem Vorhaben „GAZELLE“
 (Quelle: DBFZ)

Flexibilisierung bedeutet im Gebäude- und Quartiersbereich, dass IKT-basierte Regelungen von KWK-Anlagen (insbesondere bei kleinen BHKW mit Leistungen von 2 bis 10 kW) helfen, nicht nur Betriebskosten für den Endkunden zu senken, sondern auch die CO₂-Emissionen von Strom-Wärme-Systemen zu reduzieren [2]. Dies wurde im Projekt „INE-VES“ für ein optimiertes PV-KWK-Speichersystem nachgewiesen (► [Abbildung 3](#)).

Betriebskosten (blau) und CO₂-Emission (grün) pro Tag für ein optimiertes PV-KWK-Speichersystem sind aufgeteilt nach einem typischen Tag im Winter, Sommer und in der Übergangszeit. Der Vergleich wurde mit einem konventionellen System (orange) bestehend aus Netzstrombezug und einer Gasheizung durchgeführt (Quelle: Fraunhofer IEE). Es zeigt sich, dass beide Optimierungen (Kosten und CO₂) zu akzeptablen Ergebnissen führen, die größtenteils unterhalb der konventionellen Werte liegen.

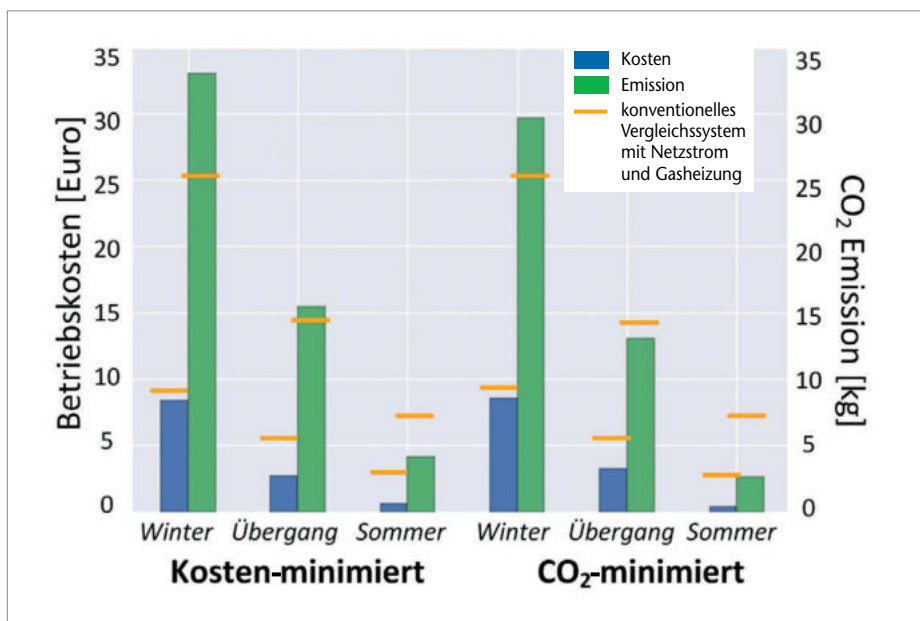


Abbildung 3

Flexibilisierung für ein optimiertes PV-KWK-Speichersystem hinsichtlich der Zielgrößen **Betriebskosten (blau)** bzw. **CO₂-Emission (grün)** im Vergleich zu einem **konventionellem System (orange)**

(Quelle: Fraunhofer IEE)

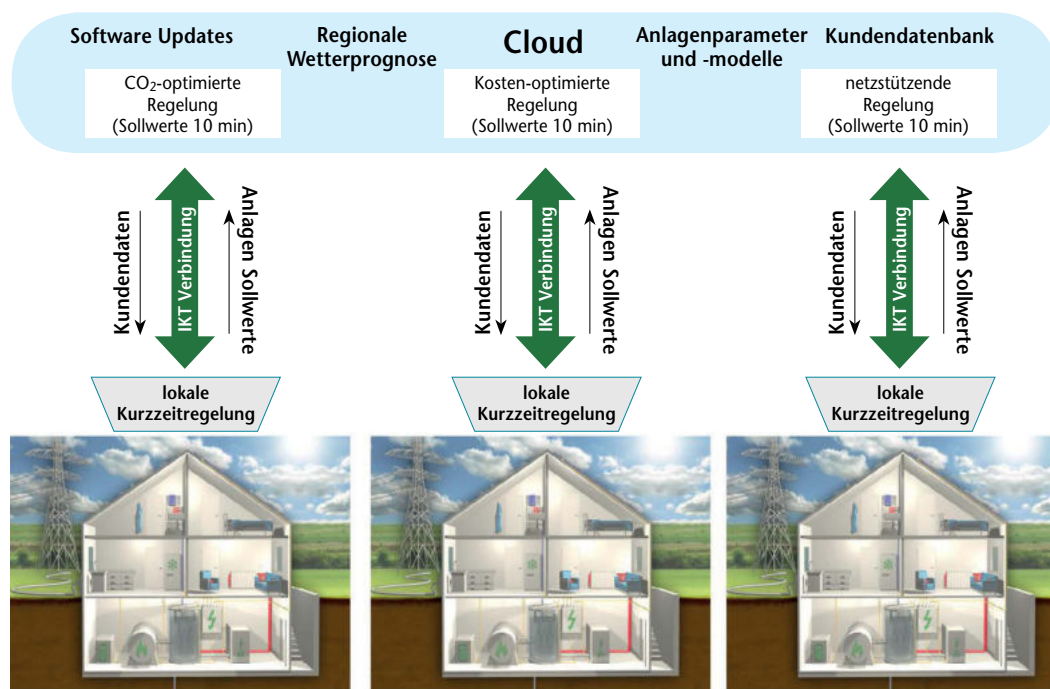


Abbildung 4

Schema eines cloud-basierten, zweistufigen Regelungskonzeptes für BHKW in Gebäuden

(Quelle: Fraunhofer IEE)

Die Mehremission in der Heizperiode wird durch längere Laufzeiten des BHKW gegenüber der Laufzeit einer Gasheizung verursacht. Bei Nutzung eines BHKW wird allerdings zusätzlich überproduzierter Strom ins Stromnetz eingespeist. Der zusätzlich positive Effekt, dass der eingespeiste PV- und BHKW-Strom den Emissionskoeffizienten des Stromnetzes reduziert, ist hier noch nicht berücksichtigt bzw. abgebildet.

► **Abbildung 4** zeigt das Schema eines cloudbasierten, zweistufigen Regelungskonzeptes für BHKW in Gebäuden. Hier wurde ein prognosebasierter Ansatz gewählt, der nicht nur den Einfluss des Wetters, sondern auch das Nutzerverhalten und damit den individuellen Strom-, Warmwasser- und Heizbedarf vorausschauend in eine optimierte Anlagenregelung einbindet. Das analysierte Energiesystem bestand aus einem BHKW und einer PV-Anlage im Zusammenspiel mit Wärme- und Stromspeichern.

Berechnet wurden Betriebskosten, CO₂-Emissionen, Eigenverbrauchsrate, Autarkiegrad und weitere spezifische Parameter zur Bewertung des Betriebsverhaltens unter Nutzung verschiedener Zielfunktionen. Diese innovativen Regelungskonzepte müssen dabei nicht lokal beim Endkunden installiert und gewartet werden, sondern können mit Hilfe moderner IKT bei einem Cloud-Dienstleister implementiert werden. Eine entsprechende Pilotanlage wurde im Labor installiert und mit der neuen Regelung erfolgreich betrieben [3,4]. Entstehende Abweichungen der echten Strom- und Wärmebedarfe von den prognostizierten Werten können außerdem durch lokale Kurzzeitregelungen ausgeglichen werden. So kann zu jedem Zeitpunkt eine zuverlässige Energieversorgung beim Endkunden gewährleistet werden [5].

Voraussetzung für solche Systeme ist es, entweder zu einheitlichen Schnittstellen-Standards zu kommen, sodass die Einzelkomponenten der zunehmend komplexen Systeme auch miteinander kommunizieren können. Oder kostengünstige Transfermodule zu entwickeln, die auch bei bestehenden Anlagen leicht nachzurüsten sind und dadurch eine Kommunikation der Komponenten untereinander erlauben. Beispielsweise werden im Projekt „Autobus“ des DBFZ, gefördert durch die Sächsische Aufbaubank mit Mitteln des Europäischen Strukturfonds, kostengünstige Adapter entwickelt, die an die verschiedensten

Energieerzeuger, Verbraucher, Regler und Sensoren angeschlossen werden können und dann eine einheitliche Kommunikation auch für kleine Objekte wie Ein- und Zweifamilienhäuser erlauben, ohne dass hardwareseitige Verbindungen gelegt werden müssen.

Auch im industriellen Bereich ermöglicht moderne IKT eine weitere Senkung des Primärenergieverbrauchs und der CO₂-Emissionen. Industrielle Energiesysteme stellen verschiedene Energieformen wie Elektrizität, Wärme und Kälte für den Produktionsprozess zur Verfügung. Aufgrund der Vielzahl miteinander verbundener Komponenten weisen diese Systeme typischerweise eine hohe Komplexität auf. Methoden und Werkzeuge der mathematischen Optimierung erlauben es, solch komplexe Systeme im Hinblick auf verschiedene, teils konkurrierende Ziele (z. B. Minimierung von Kosten oder von Umwelteinflüssen) optimal zu betreiben [6]. Dazu muss zunächst ein mathematisches Modell des industriellen Energiesystems geschaffen werden. Bei der Modellierung sind insbesondere die Einschränkungen der Betriebsfreiheitsgrade und die regulatorischen Nebenbedingungen entsprechend zu berücksichtigen. Die Zielfunktion des Betriebsoptimierungsproblems beschreibt beispielsweise die Betriebskosten, den Primärenergieverbrauch oder die CO₂-Emissionen. In der klassischen Offline-Betriebsoptimierung werden Zeitreihen für Energie-

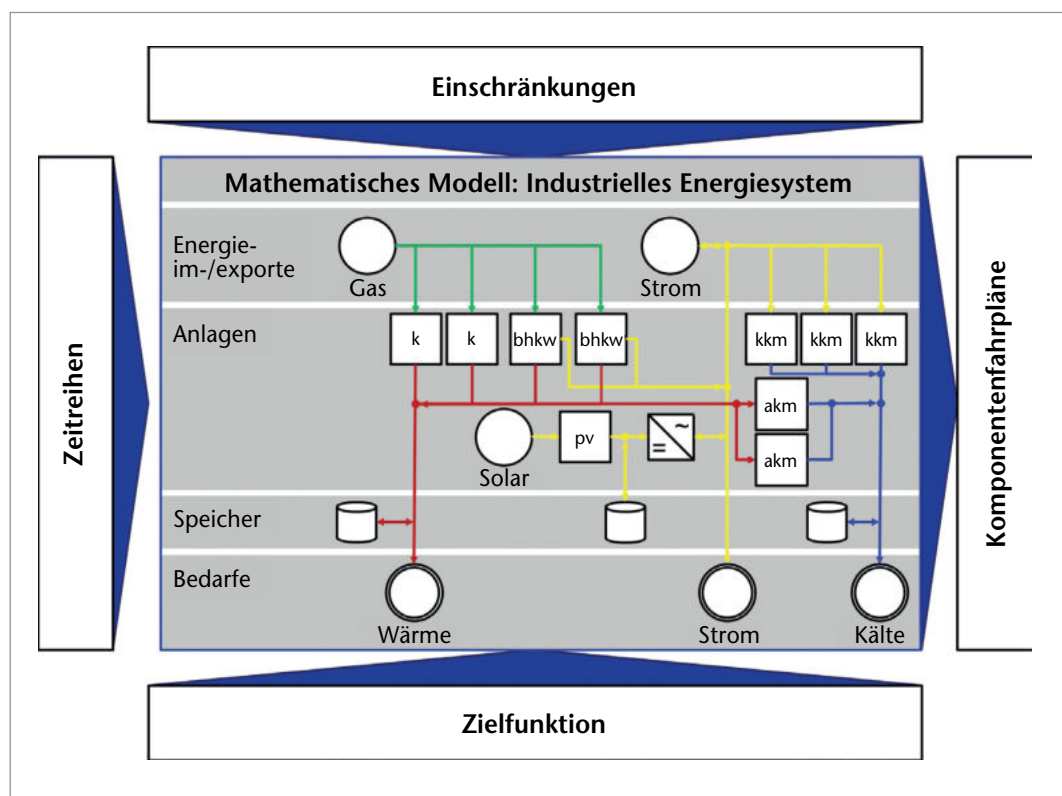
Abbildung 5

Das industrielle Energiesystem als mathematisches Modell:

Berücksichtigt werden Zeitreihen, Einschränkungen und Zielfunktion, um einen optimalen Komponentenfahrplan zu berechnen.

Abgebildet sind Anlagenzusammenhänge eines beispielhaften Energiesystems mit Kesseln (k), Blockheizkraftwerken (bhkw), Kompressionskältemaschinen (kkm), Absorptionskältemaschinen (akm) und Photovoltaikanlagen (pv)

(Quelle: FZI)



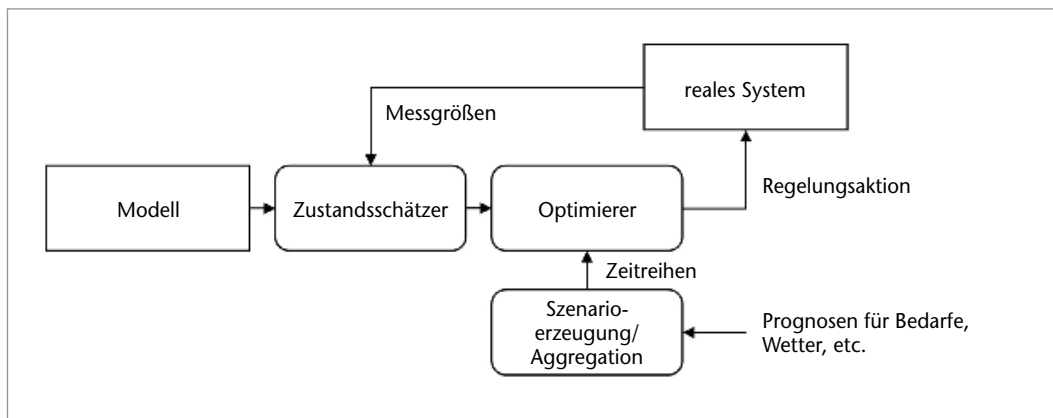


Abbildung 6

Prinzipische Skizze zur modellprädiktiven Regelung:

Auf Basis von aktuellen Messgrößen und Prognosen berechnet der Optimierer in kurzen Abständen neue Regelungsaktionen.

(Quelle: FZ)

bedarfe, Preise und Verfügbarkeiten von EE vorgegeben [7]. Die Optimierung liefert auf dieser Basis optimale Fahrpläne für alle Komponenten im System (► [Abbildung 5](#)).

Für die Echtzeitregelung von Energiesystemen hingegen, siehe ► [Abbildung 6](#), kommt die sogenannte Online-Betriebsoptimierung oder modellprädiktive Regelung [8] in Frage. Unter Einsatz moderner IKT werden dabei laufend Messgrößen des realen Systems erfasst, um die Zustände eines mitlaufenden Modells zu schätzen. Ausgehend vom geschätzten Ist-Zustand des Energiesystems und aktueller Prognosen erlaubt der modellprädiktive Regler die Ableitung von Regelungsaktionen. Diese Regelungsaktionen werden mittels IKT wieder an das reale System übergeben. Das Konzept der Online-Betriebsoptimierung beschreibt also einen iterativen Zyklus zwischen realem System und „digitalem Zwilling“. Damit ist es möglich, unmittelbar auf Störungen oder Änderungen in den Prognosen zu reagieren.

Auch die explizite Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten, etwa in Form von Szenarien, ist denkbar. Mittels Aggregationsmethoden kann eine Reduktion der Datenmenge in der Online-Betriebsoptimierung und der damit verbundenen Rechenlast erreicht werden [9].

Die genannten Effekte moderner IKT lassen sich auch auf die regionale Ebene übertragen und dort in ihrer Wirkung noch verstärken. Eine wesentliche Herausforderung der zukünftigen Versorgung mit EE liegt in der sehr viel größeren Anzahl an Anlagen mit unterschiedlichen zeitlichen Anforderungen bezüglich der Strom- und Wärmebereitstellung. Dadurch stoßen zentrale Regelungs- und Kommunikationsansätze, wie sie heute aus der bestehenden, größtenteils noch streng hierarchischen Stromversorgung bekannt sind, an ihre Grenzen. Insbesondere wenn KWK-Anlagen eingebunden werden sollen, die im Rahmen der Sektorkopplung nennenswerte

Beiträge zur Absicherung der Energieversorgung leisten sollen oder aufgrund ihrer Betriebscharakteristik nicht beliebig schnell und häufig an- und abgefahren werden können.

Zukünftig gilt es sich daher auf alternative Ansätze einzustellen. Zum einen sind hier Schwarm-Konzepte denkbar, in denen eine Regelanforderung des Netzes zwischen den einzelnen Anlagen nach eingehendem Informationsaustausch untereinander bestmöglich aufgeteilt wird. Damit ist aber auch ein hoher und vor allem schneller Kommunikationsaufwand verbunden und es besteht die Gefahr, dass Regelanforderungen nicht vollständig oder nicht schnell genug erfüllt werden. Mit sich selbst optimierenden Clustern innerhalb des Schwarms bzw. der Energiezelle könnte der Datenaustausch parallelisiert und somit beschleunigt werden.

Alternativ wären auch Lösungen denkbar, in denen jede Anlage für sich das Netz überwacht und ihr Verhalten automatisch im Sinne der Netzdienlichkeit anpasst, was aber auch zu nicht geregelten Konkurrenzsituationen und somit zu einem nicht energieoptimierten Gesamtsystem führen kann.

In Verbindung mit moderner IKT ist jedoch ein einzeloptimiertes Verhalten für die Anlage und die Netzstabilität denkbar. Im Sinne eines ökonomischen Betriebs müssten die marktwirtschaftlichen Anreize ausreichend hoch sein, damit der notwendige Regelbedarf erreicht wird.

Die hier aufgezeigten Beispiele moderner IKT bilden in Anlehnung an Industrie 4.0 die Basis für eine Entwicklung hin zu KWK 4.0 und fungieren gleichzeitig auch als „Enabler“ für den flexiblen Einsatz von KWK, BHKW und Biogasanlagen in neuen Netzstrukturen über Smart Demand.

Moderne IKT für einen flexiblen Einsatz von Bioenergie umfasst neben der Etablierung

geeigneter Schnittstellen und Datenverbindungen für vorhandene oder zukünftige digitale Netzwerke (Stichwort 5G-Mobilfunk-Standard) auch modellprädiktive Regelungen für Erzeugungsanlagen vom Einzelabnehmer bis hin zu ganzen Regionen. Modellprädiktive Regelungen werden derzeit auf allen Ebenen entwickelt und ermöglichen parallel zum Betrieb modellhafte Szenarien von Anlagenzuständen zur Ableitung einer optimalen Systemsteuerung. Für die Systemsteuerung werden hierbei sowohl hierarchische als auch autonome Entscheidungskonzepte erprobt.

Literatur

- [1] M. Dotzauer, D. Pfeiffer, M. Lauer, M. Pohl, E. Mauky, K. Bär, M. Sonnleitner, W. Zörner, J. Hudde, B. Schwarz, B. Faßauer, M. Dahmen, C. Rieke, J. Herbert, D. Thrän "How to measure flexibility – performance indicators for demand driven power generation from biogas plants", *Renewable Energy*, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.021>.
- [2] T.M. Kneiske, „Reduktion von CO₂-Emission durch eine kombinierte Regelungsstrategie für PV-KWK Hybridsysteme“, Konferenzbeitrag auf der 10. IEWT 2017, Wien, 2017.
- [3] T.M. Kneiske, M. Braun, "Flexibility potentials of a combined use of heat storages and batteries in PV-CHP hybrid systems", *Energy Procedia*, 135, 482-495, 2017.
- [4] Abschlussbericht Projekt „INE-VES Innovative Energiespeicher in vernetzten PV-Hybrid-systemen“.
- [5] T.M. Kneiske, M. Braun, D.I. Hidalgo-Rodriguez, "A new combined control algorithm for PV-CHP hybrid systems", *Applied Energy*, 210, 964-973, 2018.
- [6] A.N. Ünal, S. Ercan, G. Kayakutlu, "Optimisation studies on tri-generation: a review", *International Journal of Energy Research*, 39, 1311-1334, 2015.
- [7] P. Voll, C. Klaffke, M. Hennen, A. Bardow, "Automated superstructure-based synthesis and optimization of distributed energy supply systems", *Energy*, 50, 374-88, 2013.
- [8] A. Parisio, E. Rikos, G. Tzamalís, L. Glielmo, "Use of model predictive control for experimental microgrid optimization", *Applied Energy*, 115, 37-46, 2014.
- [9] B. Bahl, T. Söhler, M. Hennen, A. Bardow, "Typical Periods for Two-Stage Synthesis by Time-Series Aggregation with Bounded Error in Objective Function", *Frontiers in Energy Research*, 5, 2018.

Multikriterieller Betrieb von Batteriespeichern

Elektrische Energiespeicher, insbesondere Lithium-Ionen-(Li-Ionen)Batterien, können einen entscheidenden Beitrag zur sicheren Bereitstellung elektrischer Energie und zur Erreichung der Ziele der Energiewende liefern und tun dies schon heute. Ihr Potenzial ist besonders groß in einem Energiesystem mit verteilter und fluktuierender Erzeugung, wie sie in einem von erneuerbaren Energien geprägten elektrischen Energiesystem auftritt.

Für die Wirtschaftlichkeit elektrischer Energiespeicher spielen neben den Investitionskosten auch die Lebensdauer der einzelnen Komponenten, die Systemdimensionierung, das Systemdesign und Effizienz des Systems, die Auslastung des Speichers sowie die Systemsteuerung eine wichtige Rolle. Dabei beeinflussen sich die einzelnen Faktoren auch gegenseitig (► *Abbildung 1*).

Das Batteriespeicher-System sollte je nach Anwendung so betrieben werden, dass die Anforderungen des Systembetreibers erfüllt werden.

Die Erzeugung elektrischer Energie durch PV-Anlagen zur Eigenversorgung ist wirtschaftlich und ökologisch interessant und seit vielen Jahren üblich, insbesondere bei Einfamilienhäusern. Ein wachsender Anteil dieser Einfamilienhäuser mit PV-Anlagen nutzt eine Batterie zur weiteren Reduktion des Strombezugs aus dem öffentlichen Stromnetz (PV-Heimspeicher). Die Batterien speichern somit

aktuell überschüssige Energie für die spätere Entnahme zur Deckung der Haushaltslast (► *Abbildung 1*, Bild links unten). PV-Heimspeicher zu diesem Zweck zu installieren und zu betreiben kann derzeit bereits wirtschaftlicher sein, als der reine Netzbezug. An den alleinigen Betrieb einer PV-Anlage kommt die Wirtschaftlichkeit im Regelfall jedoch nicht heran. Gesamtsystemisch kann diese Betriebsweise die Aufnahmefähigkeit eines elektrischen Systems für Solarstrom erhöhen. Sie ist jedoch nicht zwingend vorteilhaft, da die Spitzenleistung womöglich nicht reduziert wird.

Kriterien, die beim Betrieb von Speichersystemen und somit auch in der Lade- bzw. Entladestrategie berücksichtigt werden sollten, sind (je nach Anwendung) z. B.

- die Alterung der Batterie
- die Effizienz einzelner Komponenten
- die Kappung von PV-Spitzenleistung oder
- eine zusätzliche Bereitstellung von Primärregelleistung.

Spielen mehrere Kriterien für den Betrieb des Batteriespeichersystems gleichzeitig eine Rolle, so wird im Folgenden von einem multikriteriellen Betrieb gesprochen. Die folgenden Beispiele stellen Anwendungen mit unterschiedlichen multikriteriellen Betriebsstrategien vor.



KIT
Nina Munzke
nina.munzke@kit.edu

ISE
Raphael Hollinger
raphael.hollinger@ise.fraunhofer.de

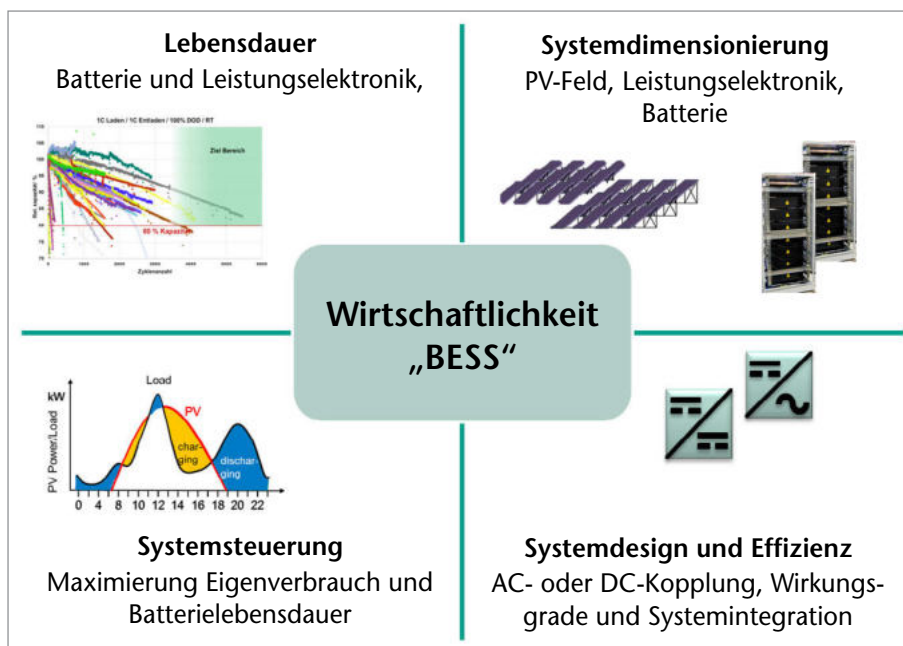


Abbildung 1
Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit eines stationären Speichersystems [1]

PV-Speichersysteme zur Erhöhung des Autarkiegrades unter Vermeidung frühzeitiger Batteriealterung

Unabhängig von der Anwendung, in der ein Batteriespeichersystem eingesetzt wird, kann es sinnvoll sein, dass die Batterie möglichst wenig Zeit bei einem hohen Ladezustand („SOC“ = State of Charge) verbringt. Grund hierfür ist, dass einige Li-Ionen-Batterien bei hohem SOC schneller kalendarisch altern als in anderen SOC-Bereichen [2]. Hierzu zählen z. B. Zellchemien wie NMC (Nickel-Mangan-Cobalt), NCA (Nickel-Cobalt-Aluminiumoxid) und LFP (Lithium-Eisen-Phosphat).

Je nach Zellchemie ist es zudem von Vorteil, weitere SOC-Bereiche zu vermeiden. Durch eine intelligente Steuerung des Speichers kann eine unnötige frühzeitige kalendarische Alterung vermieden werden [3].

Wenn beispielsweise ein PV-Speichersystem zur Deckung des Eigenstrombedarfs dient, so ist es Aufgabe der Steuerung sowohl den Eigenverbrauchsanteil bzw. den Autarkiegrad des Systembetreibers zu erhöhen als auch die Batterie möglichst schonend zu betreiben, um ihre Lebensdauer zu verlängern. Sowohl die Erhöhung des Autarkiegrades als auch eine längere Lebensdauer der Batterien haben wiederum eine höhere Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems zur Folge. Somit ist, wie in Munzke et al. [4] beschrieben, die Fähigkeit zur Prognose des Energiebedarfs des Systembetreibers sowie der durch die PV-Anlage bereitgestellten Energie im Tagesverlauf ein sehr wichtiges Kriterium für die Güte der Systemsteuerung. Hier kommt es folglich darauf an, sowohl die Last als auch die voraussichtlich zur Verfügung stehende lokale Erzeugungsleistung vorherzusagen zu können und daraus abzuleiten, wie das System im Tagesverlauf gesteuert werden sollte.

Für das Laden der Batterien kann dies beispielsweise bedeuten, dass diese nicht sofort zu Beginn des Tages mit überschüssiger Energie geladen werden (► *Abbildung 2*), sondern erst ab der Tagesmitte (► *Abbildung 3*). Dies gilt vor allem für Tage, an denen mehr Überschussenergie aus der PV-Anlage zur Verfügung steht, als in der Batterie gespeichert werden kann. Dies erfordert eine erhebliche Intelligenz der Steuerung, da im Voraus entschieden werden muss, ab wann und wie schnell die Batterie geladen werden soll, um gleichzeitig die unterschiedlichen Zielkriterien zu erreichen.

Neben der Alterung der Batterien, kann es sinnvoll sein, auch die Wirkungsgrade der Leistungselektronik mit zu berücksichtigen, da diese bei einer unterschiedlichen Lade- oder Entladeleistung einen unterschiedlichen Wirkungsgrad aufweisen. Sind rechtlichen Rahmenbedingungen bezüglich Einspeiselimits vorhanden, kann durch die Speicherung von Überschussleistung zur Mittagszeit vermieden werden, dass diese gekappt wird.

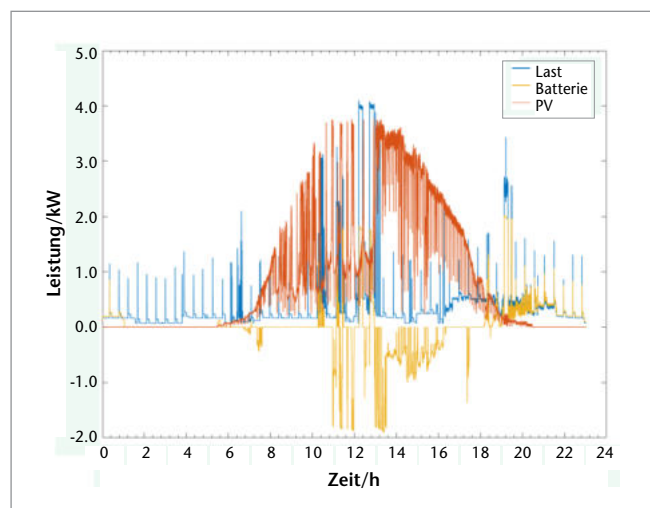
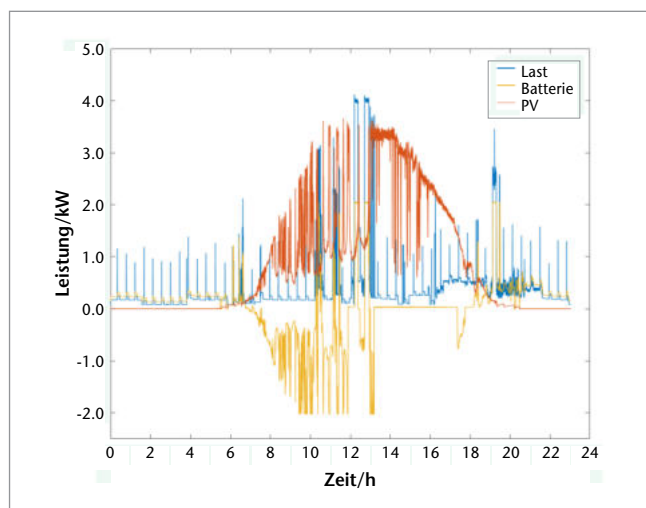
Während die Batterie in ► *Abbildung 2* bereits gegen 14:00 Uhr vollständig geladen ist, erreicht die Batterie in ► *Abbildung 3* erst nach 16:00 Uhr bzw. erst gegen Abend einen Ladezustand von 100%. Mit der prognosebasierten Ladesteuerung wird somit der komplette Energieinhalt ausgenutzt und die Batterie gleichzeitig trotzdem möglichst schonend betrieben.

Untersuchungen des KIT in Bezug auf die kalendarische Alterung der Speicher zeigen je nach Betriebsweise einen deutlichen Einfluss auf die Lebensdauer der Speicher. Beschrieben wird ein Unterschied der Lebensdauer der Speicher zwischen 3 und 19 Monaten in Abhängigkeit der kalendarischen Alterung bei unterschiedlichen Ladezuständen und der Ladestrategie [5]. Diese Ergebnisse wurden für Speicher

Abbildungen 2 und 3

Vergleich von Heimspeichersystemen ohne (*Abbildung 2*) bzw. mit (*Abbildung 3*) prognosebasiertes Ladesteuerung des Speichers.

Zu sehen sind jeweils Messdaten eines Übergangstages aus dem Projekt SafetyFirst. Negative Werte bedeutet Laden der Batterie. Positive Werte bedeuten Entladen [6]



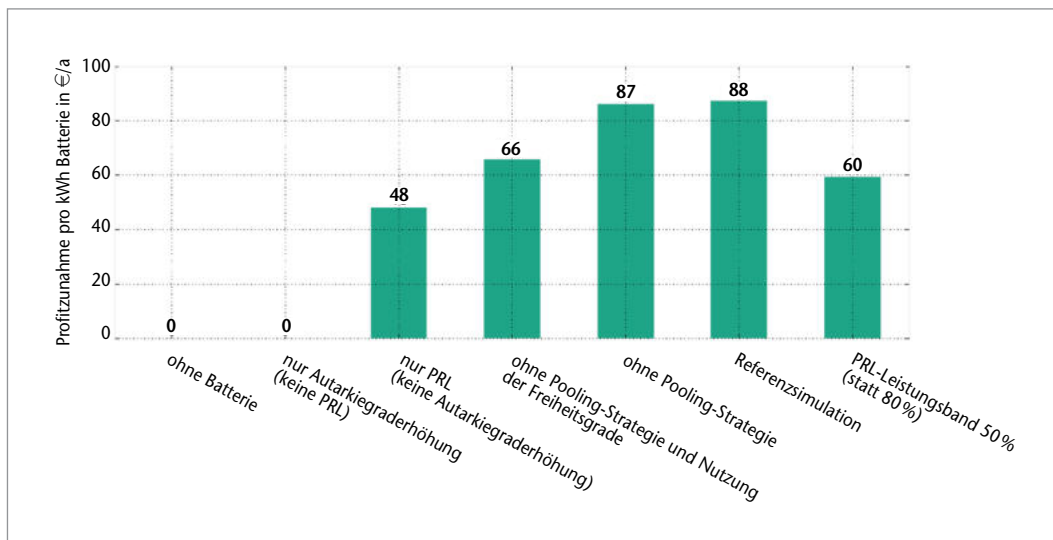


Abbildung 4

Spezifische Profitzunahme bei unterschiedlichen Betriebsführungsstrategien eines Pools von PV-Heimspeichern (mit 1-C Lade- und Entladeleistung).
 Die Referenzsimulation umfasst eine Regelung die sowohl den Autarkiegrad der individuellen Haushalte erhöht als auch Primärregelleistung bereitstellt (mit 80% der technischen Leistung) und dies unter Ausnutzung einer intelligenten Poolingstrategie und der Nutzung regulativer Freiheitsgrade (im Zuge der Erbringung von Primärregelleistung = PRL)

in Einfamilienhäusern ermittelt, die Tendenzen gelten aber auch für größerer Speichersysteme und andere Anwendungen.

Am KIT wurden zum einen im Projekt SafetyFirst verschiedene Heimspeichersysteme getestet und deren Ladestrategien in Bezug auf die Erreichung der einzelnen Kriterien und die daraus resultierende Wirtschaftlichkeit der Systeme bewertet, zum anderen wurde eine intelligente Steuerung entwickelt, die die einzelnen Aspekte berücksichtigt. Diese wird auf einem AC-gekoppelten PV-Speichersystem getestet. Bei einem Test an Heimspeichern konnte gezeigt werden, dass derzeit lediglich ca. 25% der am Markt verfügbaren Systeme über eine intelligente Ladesteuerung verfügen [6].

Gepoolte PV-Heimspeicher in der Primärregelleistung

Das Konzept zur gepoolten Bereitstellung von Primärregelleistung (schnellste Art der Regelleistungsreserve) durch PV-Heimspeicher wurde im Zuge des vom BMWi geförderten Projektes NET-PV entwickelt. Das Konzept erschließt für die investitionsintensiven PV-Heimspeicher eine weitere Erlösquelle und leistet zudem einen Beitrag zu einer sicheren und kostengünstigen Energiewende, da erst die Übernahme der Systemdienstleistungen durch Speicher und erneuerbare Energien das (zeitweise) vollständige Herunterfahren der konventionellen Kraftwerke ermöglicht.

Die vom Fraunhofer ISE entwickelten Algorithmen setzen das Konzept der Nutzung der PV-Heimspeicher sowohl zur Erhöhung des lokalen Autarkiegrades als auch zur Bereitstellung von Primärregelleistung optimal um [7].

Neben den Algorithmen zur Doppelnutzung wurde eine Pooling-Strategie für die optimale Bereitstellung elektrischer Leistung aus einer Vielzahl von PV-Heimspeichersystemen entwickelt. Die Pooling-Strategie erhöht die Effizienz und vermeidet, dass einzelne Heimspeicher an Kapazitätsgrenzen stoßen, während andere Heimspeicher im Pool noch Kapazitätsreserven haben [8]. Der entwickelte Algorithmus zur optimalen Nutzung regulativer Freiheitsgrade in der Bereitstellung von Primärregelleistung ermöglicht die Beeinflussung der in der Primärregelleistung bereitgestellten kumulierten Energie und damit den Verlauf des Speicherfüllstandes [9]. Dies erlaubt es, den Speicherfüllstand zu stabilisieren, so die Resilienz des Pools zu erhöhen und Korrekturmaßnahmen zur Vermeidung von vollen oder leeren Heimspeichern zu minimieren.

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt das hohe ökonomische Potenzial sowohl der Doppelnutzung der Heimspeicher als auch der Algorithmen zur Optimierung der Betriebsführung (► [Abbildung 4](#)).

Technische Vor- und Nachteile gegenüber Batterie-Speicherkraftwerken zur reinen Primärregelleistung sowie der reinen Erhöhung des Autarkiegrades (bzw. Eigenverbrauchserhöhung) mit PV-Heimspeichern wurden analysiert. Die Ergebnisse der Simulation zeigen Vor- und Nachteile der zusätzlichen Bereitstellung von Primärregelleistung durch PV-Heimspeicher gegenüber der reinen Erbringung von Primärregelleistung. So nimmt der erreichbare Autarkiegrad zwar ab (in der Referenzsimulation ca. 12 Prozentpunkte), verglichen mit der reinen Erhöhung des Autarkiegrades, die Resilienz des Pools (mittlerer Abstand zu den technischen Kapazitätsgrenzen) in der Primärregelleistung nimmt jedoch zu.

Die Notwendigkeit für externe Korrekturen des Speicherfüllstands nimmt hierdurch deutlich ab – bei der Referenzsimulation um 4 MWh bzw. 55%. Dies entspricht 20 äquivalenten Vollzyklen pro Jahr. Hinzu kommen die wirtschaftlichen Vorteile einer Doppelnutzung der investitionsintensiven Batterietechnologie (mit entsprechend zwei Einnahmequellen).

Quellenangaben

- [1] N. Munzke, „Dimensionierung und Auslegung von PV-Speichersystemen“, in Stromspeicher für Gewerbe und Industrie: Technik, Auswahl und Auslegung Mit Anmerkungen für Heimspeicher (Beuth Praxis), 1. Aufl., Beuth, 2018, S. 114–153.
- [2] P. Keil u. a., „Calendar Aging of Lithium-Ion Batteries I. Impact of the Graphite Anode on Capacity Fade“, J. Electrochem. Soc., Bd. 163, Nr. 9, S. A1872–A1880, Jan. 2016.
- [3] N. Munzke, B. Schwarz, und J. Barry, „The Impact of Control Strategies on the Performance and Profitability of Li-Ion Home Storage Systems“, Energy Procedia, Bd. 135, Nr. Supplement C, S. 472–481, Okt. 2017.
- [4] N. Munzke, J. Barry, und B. Schwarz, „Performance Evaluation of Household Li-Ion Battery Storage Systems“, 32nd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib., S. 1516–1521, Juli 2016.
- [5] N. Munzke, B. Schwarz, und M. Hiller, „Intelligent control of household Li-ion battery storage systems (akzeptiert)“, Energy Procedia, 2018.
- [6] N. Munzke, B. Schwarz, und J. Barry, „Performance Evaluation of Household Li-ion Battery Storage Systems“, in Proceedings of the Twenty-seventh (2017) International Ocean and Polar Engineering Conference, San Francisco, 2017, S. 655–660.
- [7] R. Hollinger, L. M. Diazgranados, F. Braam, T. Erge, G. Bopp, und B. Engel, „Distributed solar battery systems providing primary control reserve“, IET Renew. Power Gener., Bd. 10, Nr. 1, S. 63–70, 2016.
- [8] R. Hollinger, L. M. Diazgranados, und J. Sönichsen, „Optimaler Einstaz eines Verbundes von Solar-Batterie-Systemen in der Primärregelleistung: Potenital des Poolings und der regulativen Freiheitsgrade“, in VDI-Tagung Optimierung in der Energiewirtschaft 25, Düsseldorf, 2015, Bd. VDI-Berichte 2266.
- [9] R. Hollinger, L. M. Diazgranados, C. Wittwer, und B. Engel, „Optimal Provision of Primary Frequency Control with Battery Systems by Exploiting All Degrees of Freedom within Regulation“, Energy Procedia, Bd. 99, S. 204–214, Nov. 2016.

Digitalisierung bei der Produktion von Solar- und Batteriezellen

Die Digitalisierung von Maschinen und Produktion ist kein so modernes Thema wie es scheint. Bereits im 18. Jahrhundert wurden Walzen zur Steuerung von Webstühlen eingesetzt, 1805 erfolgte dann mit Einführung des Jacquard-Webstuhls binäre digitale Produktion auf der Basis von leichter austausch- und ergänzbaren Lochkarten [1]. Weitere Meilensteine der Digitalisierung mit großem Einfluss auf die Produktionstechnologien waren die Einführung der digitalen Fernkommunikation mit Samuel Morses Telegraph im Jahre 1837 sowie die Z3, mit der Konrad Zuse im Jahr 1941 erstmals komplexe Rechenoperationen digital abbilden konnte. Seither haben sich alle ca. 5 Jahre die Kosten für eine Million standardisierter Operationen verzehnfacht [2].

Welche Rolle kann die Digitalisierung in der Produktion stromtragender Bauelemente der Energiewende spielen? Hierzu lohnt es sich, die wachsenden Herausforderungen zu betrachten:

- schnell wachsende Märkte und globaler Wettbewerb (bspw. Silizium-Solarzellen, Lithium-Batterien, ProtonExchangeMembrane (PEM)-Brennstoffzellen)
- zunehmende Komplexität und Vielfalt der Produkte
- zunehmende Produktivität der Produktion
- steigende Anzahl der Akteure und Sensoren (Big Data)

Der durch die Digitalisierung angestrebte Nutzen liegt insbesondere in der zentralen digitalen Erfassung und Auswertung aller Abläufe und anfallenden Daten, um so Prozesse und Produktionsabläufe automatisiert zu optimieren und damit die Performanz

einer Produktion zu verbessern und Produktionskosten zu reduzieren.

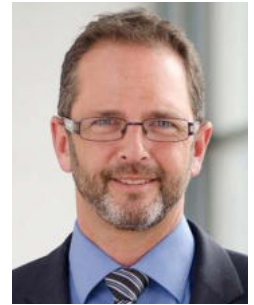
Digitalisierung innerhalb der Photovoltaik-Produktion

Wir haben hier Produkte entlang der Wertschöpfungskette, die vom Rohstoff Quarz über die Siliziumherstellung bis zum System reicht. Die PV-Produkte werden üblicherweise quasistatisch betrachtet, bei Themen wie Degradation aber auch dynamisch. Demgegenüber grundsätzlich dynamischer Natur sind die Prozesse, die in der Produktion zu betrachten sind, exemplarisch in der Prozesskette zur Herstellung einfacher Siliziumsolarzellen.

Als Reallabor zur Evaluation neuer Solarzellen-Technologien verwendet das Fraunhofer ISE das PV-TEC (Technologie-Evaluations-Centrum). Ergänzt um die vorhergehenden und nachfolgenden Stufen der Silizium-Scheiben und Modul-Herstellung bildet das Fraunhofer ISE die Wertschöpfungskette als F+E-Dienstleistungszentrum für die Photovoltaik ab.

Von der Fab zur Smart Fab – Herausforderungen und Lösungsansätze

Die Produktion von stromtragenden Bauelementen wie Solarzellen sieht sich, abgeleitet von den oben genannten übergeordneten Herausforderungen, zunehmend auch digitalen Herausforderungen gegenüber. Die nachfolgende Tabelle stellt Herausforderungen in der Silizium-Solarzellen-Technologie deren digitalen Lösungsansätzen gegenüber.

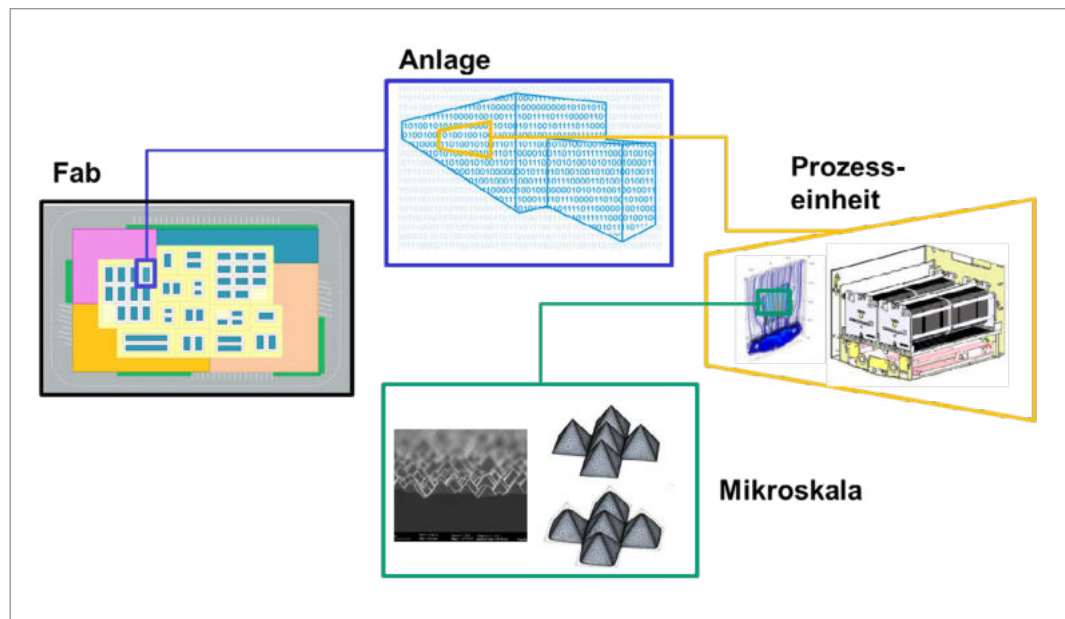


Fraunhofer ISE
 Dr. Ralf Preu
 ralf.preu@ise.fraunhofer.de
 Dr. Stefan Rein
 rein@ise.fraunhofer.de
 Dr. Martin Zimmer
 martin.zimmer@ise.fraunhofer.de

KIT
 Prof. Dr. Jürgen Fleischer
 juergen.fleischer@kit.edu
 Hannes Weinmann
 hannes.weinmann@kit.edu
 Janna Hofmann
 janna.hofmann@kit.edu

Herausforderungen	Digitale Lösungsansätze
Einzeldaten-Analyse <ul style="list-style-type: none"> • Rohdaten-Analyse • Extraktion von Defektsignaturen • Messdaten-Kondensation 	<ul style="list-style-type: none"> • Mustererkennung / Bildverarbeitung
Datenbewertung <ul style="list-style-type: none"> • Identifikation kritischer Kenngrößen • Wechselwirkungen • Wirkungsvorhersage (Feed-Forward) 	<ul style="list-style-type: none"> • Multivariate Korrelationsanalysen • Metamodeling, z. B. simulationsgestützte Analyse von Prozess-Schwankungen • Maschinelles Lernen, Q-/Deep Learning
Anwendungen <ul style="list-style-type: none"> • Regelung und Selbstoptimierung von Einzelprozessen • Prozessanlagenüberwachung • Anlagen- und Messgerätoptimierung für die Hochdurchsatzfertigung • zentrale Fab-Steuerung zur Performanz-/Kostenoptimierung 	<ul style="list-style-type: none"> • Prozesssimulation • Datenanalyse der Anlagensensorik • Predictive Maintenance • Compressed Sensing

Abbildung 1
Verschiedene Skalen digitaler Zwillinge einer Solarzellenproduktion am Beispiel des nasschemischen Ätzprozesses zur mikroskopischen Oberflächenbearbeitung.
 © Fraunhofer ISE



Konzept des Digitalen Zwillings

Ein Digitaler Zwilling ist eine virtuelle Repräsentation eines Produktes, einer Produktion oder abstrahierter Performanz-Kriterien, wie beispielsweise des Wirkungsgrads oder der Fertigungskosten einer Solarzelle. In der ► **Abbildung 1** werden die verschiedenen Skalen auf der Ebene der Produktion, der Prozessanlage, der Prozesseinheit und der Mikroskala für den Prozess zur nasschemischen Herstellung einer Oberflächentextur dargestellt.

zum Einsatz, in dem Trainingsätze genutzt werden, um mit einem selbstlernenden Algorithmus relevante Struktureigenschaften in hochdimensionalen Parameter- und Ergebnisräumen zu identifizieren und zu klassieren. An Testdatensätzen kann dann die Prognosegüte demonstriert werden.

Machine Learning am Beispiel der Parameterprognose auf der Basis von Photolumineszenz-Bildern [3]

Methoden des „Machine Learning“ kommen beispielsweise bei der Prognose von Solarzellenleistungsdaten auf der Basis von Photo-Lumineszenz(PL)-Bildern am nicht prozessierten Rohwafer

Batteriesolarzellenproduktion am KIT

Das KIT deckt die komplette Prozesskette zur Herstellung von Lithium-Ionen Batteriezellen ab. Gegenwärtig beherbergt das Batterietechnikum alle Prozessschritte vom Kalandrieren bis zum Formieren. Beim Prozessschritt der Stapelbildung werden im Batterietechnikum zwei Verfahren adressiert, nämlich diskontinuierliche und kontinuierliche Stapelbildungsverfahren.

Im Folgenden soll auf die Digitalisierung in der Produktion am Beispiel des Einzelblattstapelns näher eingegangen werden. Dieses beschreibt ein diskon-

Abbildung 2
Machine Learning Algorithmus für die Prognose von Solarzellenparametern (hier die offene Klemmenspannung Voc).
 © Fraunhofer ISE

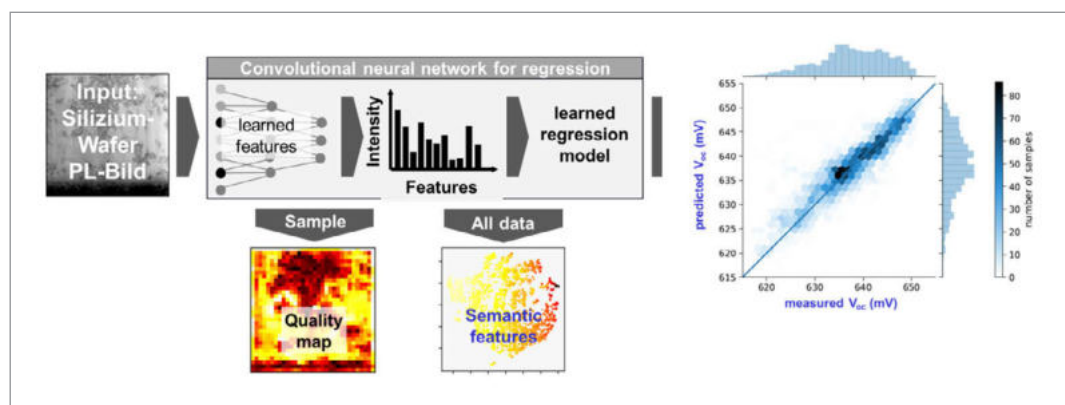




Abbildung 3
**Prozesskette zur
 Batterieherstellung**
 © KIT

tinuierliches Stapelbildungsverfahren, bei welchem Einzel sheets – bestehend aus Anode, Kathode und Separator – wechselseitig und präzise übereinandergestapelt werden, bis der Zellstapel vollständig und in gewünschter Höhe gebildet wurde.

Die Herausforderungen des Verfahrens liegen in der Senkung der Kosten, aufgrund der Vielzahl von Handhabungsoperationen, sowie der allgemeinen Reduktion der Taktzeit bei gleichzeitig höchster Genauigkeit und Qualität. Einen Ansatzpunkt bilden die Neuentwicklung von Handhabungs- und Greifsystemen, sowie die Entwicklung intelligenter Komponenten basierend auf einem fundierten Prozessverständnis.

Basis jeder Digitalisierung in der Produktion ist ein grundlegendes Material- und Prozessverständnis. Dafür wurden alle relevanten Material- und Anlagenparameter identifiziert und, soweit möglich, formal beschrieben. Die funktionalen Zusammenhänge können dann, zusammen mit den experimentell ermittelten Wirkzusammenhängen, in ein Modell zur Einzelblattstapelbildung überführt werden. Dieses kann sukzessive erweitert werden und mündet letztlich in einen digitalen Zwilling. Mithilfe dieses digitalen Zwillings ist es dann möglich auf die Prozessierbarkeit neuer Materialien zu schließen, noch bevor diese tatsächlich auf der Anlage verarbeitet werden. Im Umkehrschluss können ebenfalls Rückschlüsse darüber gezogen werden wie die Anlage ausgeführt sein muss, um ein bestimmtes (neues) Material zu verarbeiten.

Auf dem Weg zum digitalen Zwilling sind experimentelle Untersuchungen essenziell, die an zwei Beispielen erläutert werden sollen:

1. Integration einer adaptiven Regelung der Bahnzugkraft in den Einzelblattstapler.

Damit lassen sich zum einen die Materialförderung optimieren, als auch optimale Parameter für den Stanzvorgang – in Abhängigkeit des jeweiligen Materials – finden. Letztlich lassen sich materialspezifische Optimierungsmodelle erstellen, welche beschreiben, welcher Bahnzug zu einer optimalen Elektrodengeometrie beim Stanzvorgang führt.

2. Auswertung mittels eines eigens entwickelten Algorithmus.

Dieser macht die Bahnverzüge in der Materialzuführung sichtbar und quantifizierbar. Mithilfe des Algorithmus kann zum einen die Materialzuführung optimiert und zum anderen eine Qualitätssicherung vor dem Stanzwerkzeug realisiert werden. So kann sichergestellt werden, dass das Material in der Stanzeinheit faltenfrei geklemmt ist.

Die Digitalisierung der Produktion für die Batterieherstellung erfordert ein grundlegendes Prozessverständnis entlang der Prozesskette. Dabei ist es wichtig, die Wechselwirkungen zwischen Anlagen- und Materialparametern zu kennen und zu beschreiben.

Fazit

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Digitalisierung seit über 200 Jahren der Maschinensteuerung dient. Durch die deutliche Kostenreduktion in der Bereitstellung digitaler Leistung gibt es immer mehr digitale Lösungsansätze für die wachsenden Herausforderungen bei der Produktion stromtragender Bauelemente der Energiewende. Das Konzept des digitalen Zwillings wird hierbei auf verschiedenen Skalen verfolgt und es werden Methoden künstlicher Intelligenz eingesetzt, um die Performanz der Produkte zu erhöhen und die Kosten der Herstellung zu reduzieren.

Quellenangaben

- [1] <https://de.wikipedia.org/wiki/Jacquardwebstuhl>, Internet entnommen am 18.10.2018
- [2] <https://aiimpacts.org/trends-in-the-cost-of-computing/>, Internet entnommen am 18.10.2018
- [3] Deep learning approach to inline quality rating and mapping of multi-crystalline Si wafers, M. Demant et al., 35th EU-PVSEC, Brussels (2018), 814-818

Research on Shallow Geothermal Energy Utilization in the Helmholtz Association



UFZ
 JProf. Dr. Haibing Shao
 haibing.shao@ufz.de
 Dr. Uwe-Jens Görke
 uwe-jens.goerke@ufz.de
 Prof. Dr. habil. Olaf Kolditz,
 olaf.kolditz@ufz.de
 Dr. Thomas Vienken
 thomas.vienken@ufz.de

DBFZ
 Markus Lauer
 markus.lauer@dbfz.de

GFZ
 Dr. Guido Blöcher
 guido.bloecher@gfz-potsdam.de

KIT
 Prof. Dr. Veit Hagenmeyer
 veit.hagenmeyer@kit.edu

TU Freiberg
 Prof. Dr. Thomas Nagel
 thomas.nagel@ifgt.tu-freiberg.de

Technical Background

In the shallow subsurface (<200 m depth), the soil temperature is often kept as a constant. The amount of geothermal energy stored there is increasingly employed for heating and cooling of buildings through the Ground Source Heat Pump Systems (GSHPs). In the heating mode, the general principle of a GSHPs is to extract heat from the shallow subsurface by circulating heat carrying fluid through single or multiple borehole heat exchangers (BHE), which are typically operating at a relatively low temperature.

The energy carried by the circulating fluid is then lifted by heat pump to a level suitable for domestic applications (see ► *Figure 1*).

For cooling applications, the system can be reversed, and the excess heat can be removed from the building and stored in the ground.

As the temperature in the shallow subsurface remains constant, GSHPs are very efficient in comparison to other technologies. For example, if 1 kWh of energy is required to heat the building, only 0.25-0.3 kWh of electricity are consumed to drive the heat pump. The substitution of coal and gas burning boilers by GSHPs will not only reduce fuel costs, but also lead to substantially lower emission of CO₂ and air pollutants. Therefore in the context of energy tran-

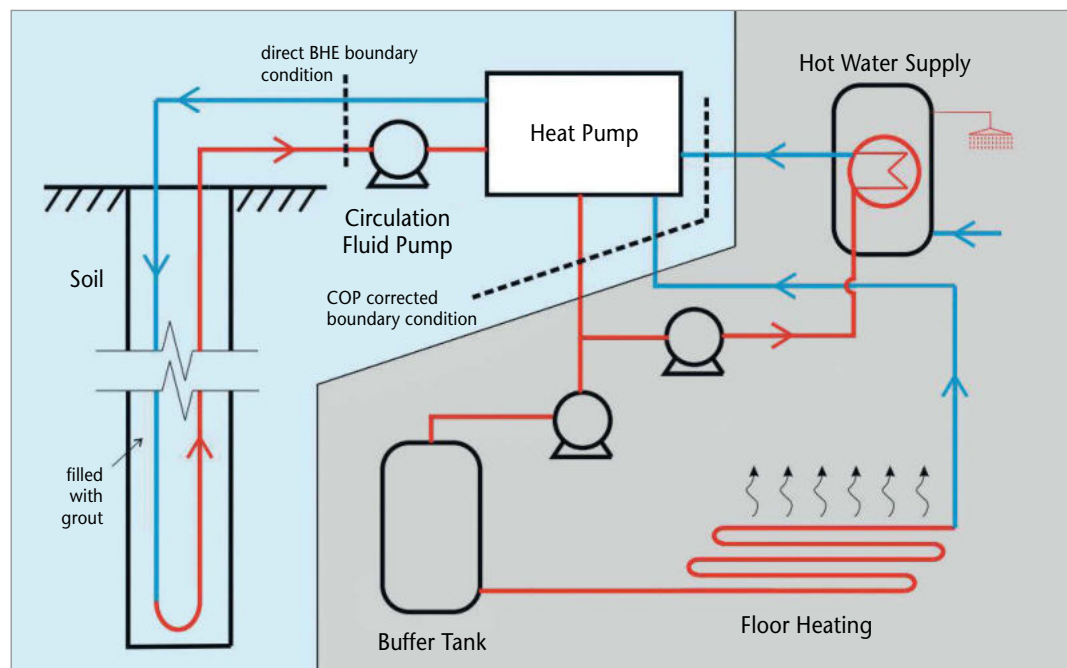
sition, GSHPs have become a very attractive technology for reducing the CO₂ emission of the domestic heating sector.

Quantification of Sustainably Exploitable Shallow Geothermal Energy

For policy makers and city planners, it is important to know how much thermal energy can be sustainably extracted from the shallow subsurface. Traditionally, such kind of evaluation was carried out via a volumetric approach. Putting into simple words, the evaluation was conducted by multiplying the subsurface volume together with the heat capacity of the soil and also by assuming uniform temperature drop of 2-6 °C in the aquifer. Although this approach has been carried out widely, the 2-6 °C of temperature drop is considered an empirical parameter and its sensitivity remains unknown.

Recently, the researchers from the Helmholtz Centre of Environmental Research (UFZ = Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung) have conducted a more comprehensive study to answer the above question. As shown in Hein et al. [2], a numerical model has been constructed to re-produce the operation of ground source heat pump system over a long period of time. Numerical experiments have been perfor-

Figure 1
Shallow geothermal energy extraction through borehole heat exchangers (BHE)



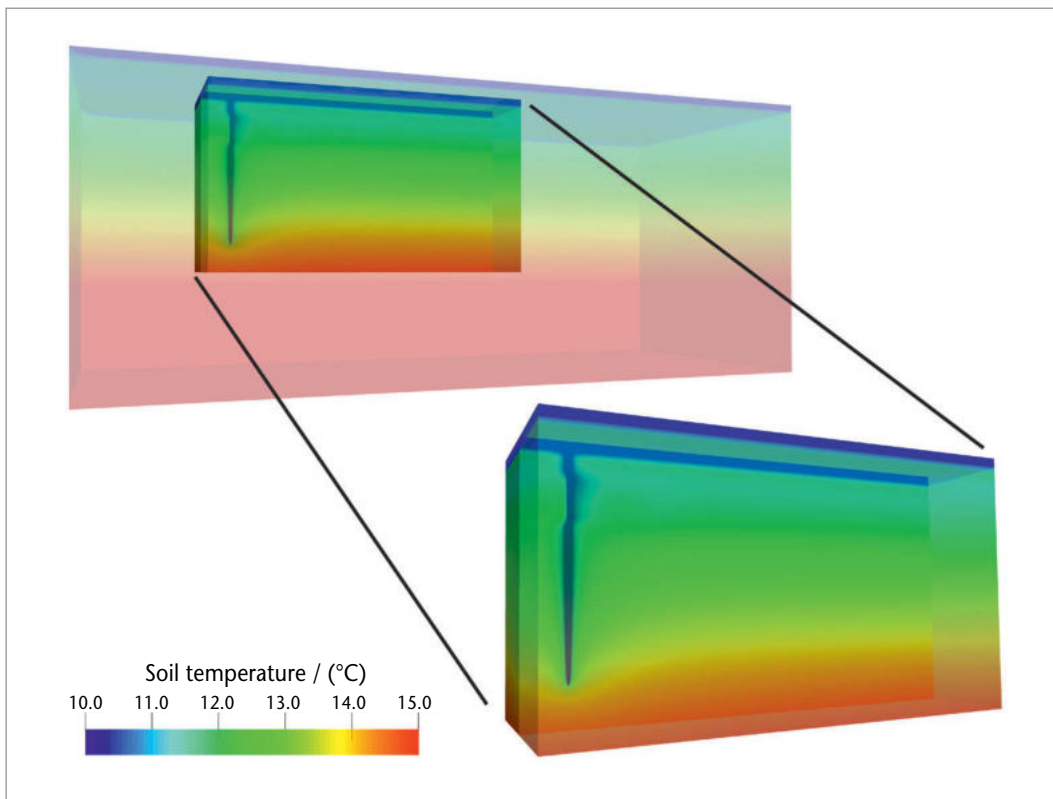


Figure 2
Numerically simulated temperature distribution in the shallow subsurface due to geothermal energy extraction

med by simulating the evolution of the subsurface temperature field. As illustrated by the simulation results in ► *Figure 2*, the change of subsurface temperature distribution is subject to the operation of borehole heat exchangers and varying parameters like subsurface thermal conductivity and groundwater flow velocity.

The concept of equivalent temperature drop is proposed as an auxiliary quantity for the subsurface. With the help of this parameter, a procedure has been established to quantify the amount of shallow geothermal potential. Following this approach, a realistic equivalent temperature reduction is found to be from -1.8 to -4.4 °C in the subsurface over a period of 30 years. This can be translated to an annual extractable geothermal energy value in a unit surface area, and it ranges from 3.5 to 8.6 kWh per square meter per year.

Environmental Impact of Shallow Geothermal Energy Utilization

According to the current trend, the shallow geothermal energy is utilized in a more extensive way to help cut CO₂ emission in the building heating sector. It is interesting to the researcher that, if the subsurface energy is continuously extracted over a long period of time, what kind of environmental

impact will it be in terms of downstream groundwater?

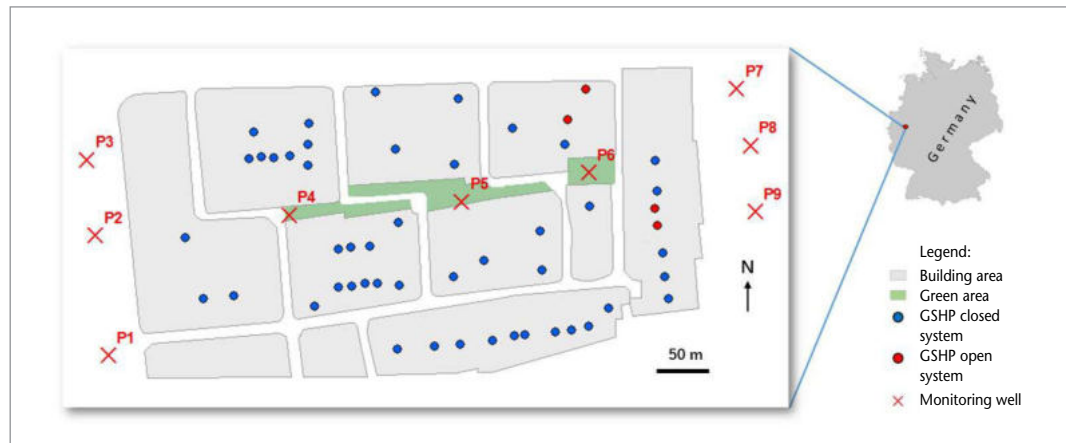
In this context, a suburban neighborhood in Cologne, Germany, was chosen as the study area. In this neighborhood, high-density Ground Source Heat Pump systems have been installed for the heating and cooling of houses.

► *Figure 3* illustrates the position of the GSHP systems and their respective types (open or closed loop). In total, there are 51 GSHP installations, of which 47 are closed loop BHEs while the remaining 4 are open systems. All the installed GSHP systems are at least used for heating during the winter. The minimum distance between adjacent installations is about 10 m, which is quite typical in German urban settings.

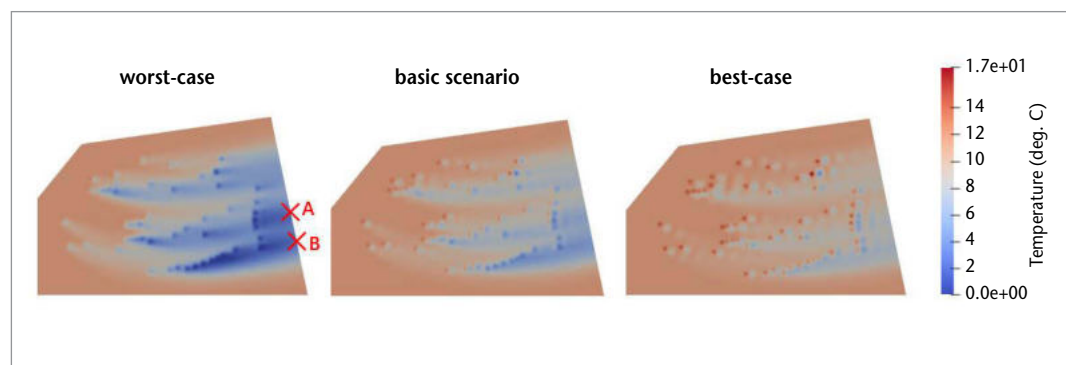
As part of the monitoring activities, the groundwater level and temperature in the wells of this neighborhood have been continuously monitored from 2013 to 2017. As suggested by the groundwater level measurements, the groundwater flow direction of the study area is in general from west to east. Combining with the documentation of drill cuttings acquired during BHE installation, it can be inferred that the aquifer is partially-saturated. The measured groundwater temperature in the downstream of GSHP installations exhibited a decrease of ~ 0.4 °C within the monitored 5-year period.

Figure 3

(a) Location of the study area and the location of GSHP systems in this neighborhood.



(b) Modelled downstream groundwater temperature distribution.



Based on the monitoring data and field measured aquifer parameters, a 2D numerical model has been established to predict the long term evolution of groundwater temperature. The simulation of 25 years showed that the downstream groundwater temperature will be around 6 °C, which is nearly compatible with the regulatory requirements.

However, for locations in the downstream of a series of GSHPs in the east-west direction, groundwater temperature is likely to drop more than 6 °C, as the groundwater is continuously cooled along its way (see Meng et al. [3]).

From this modelling study, two recommendations can be given:

(1) For small neighborhoods where the shallow geothermal energy is planned to be used intensively, an overall geological survey and planning is needed to avoid any interference between different GSHP systems, which is beneficiary for the long-term interest of individual owners.

(2) In the German climate condition, house cooling load is much smaller than the heating demand. Thus, it is recommended to use the GSHP system in both the cooling and heating modes. This will greatly reduce the risk of heat or cold accumulation in the subsurface.

Thermal Energy Storage in the Urban Subsurface

Following the idea in the above section, Aquifer Thermal Energy Storage (ATES) has been proposed as one technology to bridge the time gap between energy production and demand. Through an ATES system, thermal energy storage and recovery are achieved by extraction and injection of groundwater from aquifers using groundwater wells.

The ATES systems are commonly operated in a seasonal mode:

In summer, the groundwater is extracted and excess heat is transferred to the groundwater by means of a heat exchanger. Subsequently, the heated groundwater is injected back into the aquifer, which creates storage of heated groundwater.

In winter time, the flow direction is reversed such that the heated groundwater is extracted and can be used for heating, often with the help of a heat pump.

In order to achieve a successful ATES project, the hydraulic properties of the targeted aquifer are the key parameters for its long term performance and sustainability.

To analyze the potential of an ATES in the center of Berlin a research drilling campaign on the campus of Technische Universität Berlin was conducted by GFZ

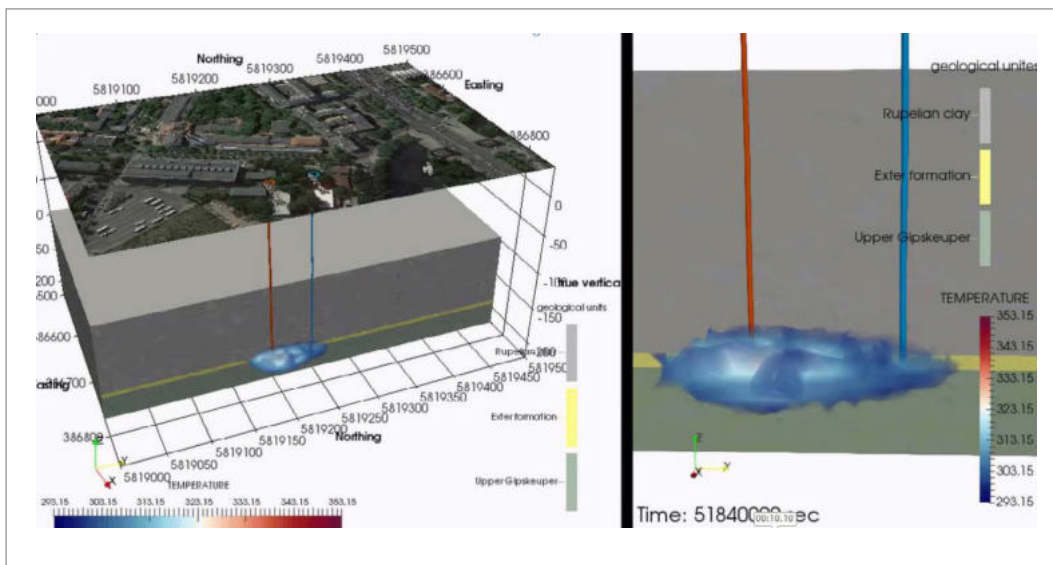


Figure 4

Aquifer Energy Storage System (ATES):
 Numerically simulated operation process of a proposed ATES in the campus of Technische Universität Berlin.

German Research Centre for Geosciences in the framework of the research project “Effizienz und Betriebssicherheit von Energiesystemen mit saisonaler Energiespeicherung in Aquiferen für Stadtquartiere” (BMW – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie FKZ 03ESP409A). The main work has been focusing on the aquifer geological characterization and hydraulic tests. The Exter-sandstone formation was chosen as the target aquifer formation. This aquifer formation has a temperature of 17 °C at a depth between 220 und 230 m below ground surface. Several hydraulic tests including slug-withdraw tests, a step-rate-test, production tests, and push-pull-tests were performed during 40 days’ operation in 2017 in order to quantify the key aquifer parameters. These tests were accompanied by Distributed-Temperature-Sensing (DTS) which allows a continuous and spatial distributed temperature profiling in the well. These temperature measurements provide indications of injection areas based on the warm back period during a push-pull test with 90 °C hot water. Each one slug-withdraw test was performed at the beginning and at the end of the test campaign to evaluate the changes of the hydraulic performance during testing and to compare the results to the conventional well-testing methods like production and step rate tests. The results indicate that the aquifer horizon, although only 4 m in thickness, is suitable for aquifer thermal energy storage. The aquifer transmissibility $T = 3.2 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$ was calculated based on the shut-in and build up measurements after the step rate tests. During the well development and the subsequent hydraulic testing the productivity increases from initial 0.7 m³/h/bar to 1.8 m³/h/bar allowing maximum flowrates of about 10 m³/h. The storage capacity of the aquifer can reach approx. 700 MWh and maximum load capacity can be 200 KW.

Geothermal energy resources for urban heating cooling supply is of great interest world-wide, a recent German-Chinese geothermal research workshop was elaborating the potential for cooperation between the two countries.

References

- [1] Guido Blöcher, Simona Regenspurg, Stefan Kranz, Jan Henniges, Ben Norden, Ali Saadat, and Ernst Huenges (2018): Hydraulic performance of a scientific Aquifer-Thermal-Energy-Storage (ATES) site in Berlin (Germany), (Geophysical Research Abstracts, Vol. 20, EGU2018-12831), General Assembly European Geosciences Union (Vienna 2018).
- [2] Philipp Hein, Ke Zhu, Anke Bucher, Olaf Kolditz, Zhonghe Pang, Haibing Shao (2016) Quantification of exploitable shallow geothermal energy by using Borehole Heat Exchanger coupled Ground Source Heat Pump systems, Energy Conversion and Management 127: 80-89.
- [3] Meng, B., Vienken, T., Kolditz, O., Shao, H. (2018) Modeling the groundwater temperature response to extensive operation of ground source heat pump systems: A case study in Germany (Conference Paper), Energy Procedia 152: 971-977.

Smarte Windenergieanlagen und -parks brauchen Digitalisierung



Fraunhofer IWES
Prof. Dr. Jan Wenske
jan.wenske@iwes.fraunhofer.de

DLR
Dr. Manfred Imiela
manfred.imiela@dlr.de

Fraunhofer IEE
Berthold Hahn
berthold.hahn@ee.fraunhofer.de

Bei der Entwicklung von Windenergieanlagen (WEA) neuester Generation ist ein ungebrochener Drang bezüglich Größenwachstum zu beobachten, d. h. größere Rotordurchmesser, Nabenhöhen sowie höhere Nennleistungen. Das Versprechen der Hersteller und Betreiber lautet hierbei, eine weitere Verringerung der spezifischen Kosten pro eingespeister kWh zu erreichen. Ob das Versprechen in dieser Form einlösbar sein wird, hängt jedoch weniger von einer bloßen Skalierung bisheriger Anlagentechnik ab, sondern vielmehr vom verstärkten Einsatz neuer Technologien, um bestehende Optimierungspotenziale zu heben.

Mögliche Ansatzpunkte sind vielfältig und umfassen die gesamte Wertschöpfungskette im Bereich der Windenergienutzung und den kompletten Lebenszyklus von WEAs und Windparks, d. h. Planung, Design, Herstellung, Installation, Betrieb und Entsorgung. Die überwiegende Mehrzahl der Optimierungsansätze basiert eindeutig auf dem consequenten Einsatz von „smarten“ Technologien unter umfassender Nutzung (Erhebung und Verknüpfung) von verschiedensten Daten- und Informationsquellen, um den individuellen Zustand und die wirksamen Umwelteinflüsse auf die einzelnen Anlagen kontinuierlich zu bestimmen und für deren Betrieb nutzbar zu machen. Eine Analyse des aktuellen Ist-Zustands offenbart speziell hier noch erhebliche Defizite.

Das Idealbild einer „smarten“ Windenergieanlage und damit auch entsprechender Parks oder Cluster ist das eines sich möglichst selbsttätig anpassenden, optimierenden Systems. Wobei die Anpassungsfähigkeit wiederum eine große Bandbreite von möglichen und zeitlich veränderlichen Umwelt- und Umgebungseinflüssen abdecken sollte. Das heißt für Windenergieanlagen im einfacheren Fall zeitlich veränderliche, standortspezifische Windbedingungen und im komplexeren Fall die selbsttätige Betriebsanpassung u. a. unter Berücksichtigung von aktuell verfügbaren Servicere Ressourcen, des individuellen Anlagenzustands und von Marktbedingungen bzw. Geschäftsmodellen des Betreibers.

Es ist offensichtlich, dass diese Vision einer „smarten“ Anlagentechnik ein Mehr an Digitalisierung in jeder Phase des Entwicklungs- und Produktlebenszyklus' bedarf. Beispielhaft soll dies für einige der wichtigsten Phasen andiskutiert werden. Es zeigt sich,

dass alle Detailverbesserungen auf einer umfassenden und effizienten Nutzung von Datenquellen basieren. Damit ergibt sich übergreifend die Notwendigkeit weiterer Standardisierungen bei Datenformaten, Daten- und Prozessmodellen, Datenbanken, Schnittstellen und Verknüpfungen.

Beispiel WEA-Designprozess

Der aktuelle Designprozess von Windenergieanlagen basiert auf einer relativ groben Klassifizierung von Umgebungsbedingungen und deren Unsicherheiten. Diese Eingangsgrößen werden mit Hilfe der digitalen Simulation mit verschiedenen Softwaretools verarbeitet und designabhängig in Lastverläufe umgerechnet, welche wiederum mittels Klassifizierungsverfahren für Betriebsfestigkeitsbetrachtungen verdichtet werden.

Aus den Häufigkeitsverteilungen der Lastzyklen und den verschiedenen Materialkennwerten werden im Anschluss, unter Berücksichtigung einer Vielzahl von teilweise pauschalen Sicherheitsfaktoren, Festigkeitsnachweise bzw. Designoptimierungen durchgeführt. Dieser aktuelle Design- und Entwurfsprozess berücksichtigt die jeweiligen Unsicherheiten und Ungenauigkeit nur pauschal und nicht durchgehend probabilistisch (berücksichtigt also nicht ihre Wahrscheinlichkeit). Dies führt i. d. R. zu sehr konservativen Designs, welche speziell für große WEA zunehmend unwirtschaftlich werden und damit im Widerspruch zum oben genannten Versprechen einer weiteren Kostensenkung stehen.

Die Alternative einer durchgängig probabilistischen Designmethodik benötigt jedoch eine möglichst erwartungstreue stochastische Beschreibung der jeweiligen Unsicherheiten, Toleranzen und sonstigen Ungenauigkeiten. Diese müssen anschließend in umfangreichen Variantenrechnungen in ein möglichst individuelles, probabilistisches Anlagenmodell transformiert werden. Ein solches WEA-Modell kann dann eine Grundlage für den „smarten“ Betrieb der jeweiligen Anlage an ihrem individuellen Standort mit spezifischen Umweltbedingungen bilden. Hierfür sind aber weitere intensive Forschungs- und Entwicklungsarbeiten für eine geeignete Modellbeschreibung und Auslegungs- und Berechnungsmethodik von großen Windenergieanlagen notwendig.

Selbstverständlich benötigt eine „smarte“ WEA neben einer geeigneten Auslegungsmethodik auch die inhärente Möglichkeit durch entsprechend erweiterte Aktuatorik, die aus der Windenergienutzung resultierenden parasitären Lasten zu minimieren bzw. zu glätten. Ein Beispiel hierfür ist die Entwicklung von intelligenten Aktuatortechnologien im Rahmen des Smart Blades-Verbundforschungsvorhabens (DLR, ForWind, Fraunhofer IWES).

Speziell die komplexen Zusammenhänge zwischen standortspezifischer Windfeldcharakteristik, Wake-Effekten, Akustik, Aerodynamik, Aeroelastik, optimierten strukturellen Eigenschaften und optimieren Fertigungsprozessen bei zukünftigen, sehr großen Rotordurchmessern (>150m) erfordern im Entwurfs- und Designprozess durchgängige Toolketten mit performanten Schnittstellen, um die Design- und Optimierungsprozesse ressourceneffizient durchführen zu können. Komplexe CFD- und FE-Berechnungen (Computational Fluid Dynamics/ Finite Elemente) müssen für die jeweilige Anwendung angepasst werden, z. B. Detailoptimierung des Rotorblattprofils, Einfluss der Geländetopographie auf das Windfeld oder großskalige meteorologische Prognoseberechnungen. Hierfür sind Modellierungsstandards zu entwickeln, um Unsicherheiten und Toleranzen im Auslegungsprozess beschreibbar zu machen.

Ein weiteres Kriterium für die spezielle Modellentwicklung ist die zeitliche Verfügbarkeit der jeweiligen Ergebnisse. Für eine „smarte“ WEA werden verschiedene Modelle für offline-Rechnungen und solche für Echtzeit (oder darüber hinaus beschleunigt) benötigt.

Beispiel WEA-Test und Validierung

Eine Anwendung von Echtzeitmodellen findet sich beispielsweise in der Generierung möglichst realitätsnaher Versuchsbedingungen an WEA-Großprüfständen. Hier wird das Verhalten von physikalisch nicht vorhandenen Systemteile einer WEA z. B. bei der Komponenten- und System-Prüfung bzw. Validierung mit Hilfe von HiL, SiL und MiL-Verfahren (Hardware-, Software-, Modell-in the Loop) durch Prüfstandsaktuatorik berücksichtigt. Forschungseinrichtungen und die Industrie arbeiten mit Hochdruck daran, den Umfang dieser niedrig- oder unskalierten Versuche weiter auszubauen.

Heute existieren bereits Großprüfeinrichtungen für folgende auslegungskritische WEA-Komponenten und Systeme:

- Rotorblätter
- Pitchsysteme

- Großlager (Blattlager, Rotorhauptlagerung)
- Getriebe (u. Getriebelager)
- Kupplung und Bremsen
- Rotorwellen
- komplette Gondeln
- Antriebsstränge
- Generator/Umrichtersysteme

Mit dem stetigen Größenwachstum neuer Anlagen-generationen speziell im Offshore-Bereich ergibt sich die Forderung nach einem Mitwachsen der Prüfstandsgrößen/-Leistungen. Dies erscheint im Sinne zukünftiger „smarter“ Test- und Validierungsprozesse kein effizienter Weg zu sein, zumal die statistische Verwertbarkeit von quasi Einzelprüfungen an Großprüfständen ohnehin zumindest fragwürdig erscheint. Als zukünftige Lösung zeichnet sich hierbei die zunehmende Virtualisierung von Prüfungen ab. Zwar weiterhin gestützt von Einzeltests an realen Hochleistungsprüfständen, jedoch mit einer größeren statistischen Aussagekraft. Unverzichtbare Grundlage von virtuellen Testverfahren sind ebenfalls Daten, sei es u. a. aus dem Fertigungs- und Qualitätsmanagement-Prozess oder sofern bereits vorhanden, aus dem laufenden Betrieb bzw. O&M-Prozessen (Operations & Maintenance = Betrieb & Instandhaltung).

Ein „Digitaler Zwilling“ einer Komponente könnte es ermöglichen, zu jeder Zeit den jeweiligen individuellen Zustand einer Komponente und damit ihre Restgebrauchsdauer konsistent zu schätzen bzw. unter Annahme von verschiedenen Nutzungs- und Betriebsszenarien zu extrapolieren. Noch ist ein vollständiger digitaler Zwilling entsprechender Güte reines Wunschdenken, Industrie und Forschung arbeiten aber bereits daran zumindest Teilaspekte abzudecken, z. B. innerhalb des binationalen Verbundforschungsprojekts Reliablade (DTU Wind Energy, Forwind, Fraunhofer IWES), und in erste konkrete Anwendungen zu bringen (siehe hierzu den Abschnitt „Zuverlässigkeitsregelung“).

Beispiel Fertigungsprozesse

Wie bereits mehrfach beschrieben, ist eine umfassende Datenerhebung und -nutzung der Schlüssel für „smarte“ WEAs und deren „smarte“ Nutzung. Daten in Form von individuellen Materialkennwerten bzw. Prozessparametern oder -größen sind der Schlüssel für eine individuelle Bestimmung des Komponenten- bzw. Anlagenzustands zum Zeitpunkt $t=0$ der Nutzung. Umgangssprachlich häufig als Qualität eines Produkts beschrieben, sind diese Daten der Schlüssel für das Aufsetzen eines digitalen Abbildes.

Für eine spätere Bestimmung des Anlagenzustands im laufenden Betrieb sind aber weiterhin validierte Schädigungs-, Alterungs- und Fehlermodelle notwendig, um die zeitliche Fortschreibung der Qualität, d. h. die Zuverlässigkeit zu jeder Zeit bestimmen zu können. Die Datengewinnung in der Fertigung (z. B. mittels IIoT = Industrial Internet of Things) sollte aber bereits das Ende der Nutzungsdauer z. B. in Form von digital implementierten Recyclingpässen berücksichtigen. Zusätzliche Sensorik in den Herstellungswerkzeugen und im Produkt selbst sichert nicht nur einfach die Qualität und dient der Fehlervermeidung bei der Herstellung, sondern ermöglicht vielmehr und in zunehmendem Maße eine individuelle Produktcharakterisierung innerhalb der einzelnen Fertigungslose (siehe hierzu DLR-Projekte Smart-Work-Station und Eco-Efficiency Assessment Model).

Ähnliches gilt für die komplexen Logistik-, Transport- und Installationsprozesse bei der Errichtung von Offshore-Windparks. Datenaustausch und Vernetzung von Daten- und Informationsströmen unter Nutzung von Breitband-Echtzeit-Kommunikationskanälen (z. B. 5G) in Verbindung mit der Nutzung historischer Daten (z. B. Wetterdaten) erlauben verlässliche Risikoabschätzungen und verbesserte Planungs- und Optimierungsprozesse bei Großprojekten (siehe hierzu Projekte z. B. Com4Offshore, Offshore TIMES).

Beispiel Optimierung im Betrieb durch Zuverlässigkeitsregelung

Der Wind als primäre Eingangsgröße beeinflusst die Auslegung und Lebensdauer einer WEA maßgeblich. Dies wird während der Entwicklung einer Anlage durch eine Klassifizierung des Standorts in eine der Standortklassen nach IEC61400-1 berücksichtigt (wie bereits oben im Abschnitt „Designprozess“ erläutert). Folglich werden Anlagen innerhalb einer Klasse an stark unterschiedlichen Standorten betrieben, obwohl die Auslegung nur die nominellen Standortbedingungen berücksichtigt. Windenergieanlagen werden daher zumeist überdimensioniert, um immer den widrigsten erwarteten Bedingungen innerhalb ihrer Standortklasse standzuhalten. Die Widerstandsfähigkeit und die real auftretenden Lasten einer jeden Anlage sind real jedoch immer individuell.

Um eine effektivere Ausnutzung der Widerstandsfähigkeit zu ermöglichen, bietet sich eine kontinuierliche Adaption des Betriebsverhaltens mittels Zuverlässigkeitsregelung an.

Dies ist ein Verfahren zur automatischen Anpassung des Anlagenbetriebs, welches ohne manuellen Eingriff sicherstellt, dass die Anlage jederzeit maximalen Energieertrag erwirtschaftet und dabei zugleich ihre bestehende Widerstandsfähigkeit (auch Gebrauchsdauer oder „total fatigue budget“) ausschöpft. Dadurch wird die Energieausbeute erhöht, zugleich aber die Gefahr unerwarteter Frühausfälle verringert. Dieses Verfahren hat bereits in anderen ersten aber einfacheren Anwendungen seine Leistungsfähigkeit unter Beweis gestellt, muss aber spezifisch für Windenergieanlagen angepasst und weiterentwickelt werden.

Neben direkten Vorteilen, wie einer besseren Materialausnutzung und daher geringeren Investitionskosten oder einem höheren Energieertrag, können die Stromgestehungskosten auch indirekt durch effizientere Wartungsverfahren und höhere Verfügbarkeit gesenkt werden. Zugleich kann auf dynamisch veränderliche Randbedingungen reagiert werden, z. B. indem bei hohem Strompreis die Leistungsfähigkeit von Anlagen im Rahmen ihres individuellen verfügbaren „fatigue budgets“ vorübergehend erhöht wird.

Zuverlässigkeitsregelung führt demnach zu einer selbstständigen Anpassung einer Anlage an ihren Standort. Schwach dimensionierte Anlagen werden vor permanenter Überlast und somit vor Frühausfällen geschützt. Für ihren Standort überdimensionierte Anlagen können mit erhöhter Leistung betrieben werden. Dadurch wird die Streuung der Ausfallzeiten reduziert und die nutzbare Lebensdauer maximiert. Darüber hinaus ist eine Vorgabe der gewünschten Lebensdauer möglich, die selbstständig von der Anlage über eine Erhöhung der Leistungsfähigkeit oder eine Reduktion der Schädigung umgesetzt wird. Die geschlossene Regelschleife einer Zuverlässigkeitsregelung besteht dabei aus einer Erfassung des aktuellen Schädigungszustands z. B. mittels echtem Condition Monitoring oder Modellrechnungen, einer Bestimmung der notwendigen Anlagenbetriebsführung durch den Zuverlässigkeitsregler sowie einer entsprechenden Adaption der Anlagenbetriebsführung. Die Zuverlässigkeitsregelung selbst läuft dabei auf einer übergeordneten Ebene und wird vollständig von den zertifizierungsrelevanten Reglern der Windenergieanlage getrennt.

Beispiel „Common Data Space“

Eines der größten Hemmnisse beim Einsatz von Digitalisierungstechnologien im Bereich der Windenergienutzung ist und bleibt der Mangel an einer umfassenden Datenbereitstellung und einem übergreifenden Datenaustausch zwischen allen Akteuren (Hersteller, Zulieferer, Zertifizierer, Betreiber, Serviceprovider, Netzbetreiber, ...). Die Gründe hierfür sind vielschichtig, die Hauptursachen sind jedoch eine mangelnde Bereitschaft unter den Akteuren meist mit dem Verweis auf eigenes IP, keine geeigneten, kommerziellen Plattformen für einen sicheren, transparenten und selbstbestimmten Umgang mit eigenen Daten und mangelnde Standardisierung. Im Rahmen eines großen Verbundvorhabens haben verschiedene Fraunhofer-Institute eine solche allgemein nutzbare Plattform für den industriellen Datenaustausch in Form des „Industrial Data Space“ geschaffen. Anwendungen für und von der Windenergie wurden hier jedoch noch nicht als Referenzanwendungen implementiert und erprobt.

Solarthermische Kraftwerke: Machine Learning im CSP-Speicher-Management zur Optimierung von Dispatch-Strategien



DLR
Dr. Tobias Hirsch
tobias.hirsch@dlr.de

Ana Carolina do Amaral Burghi
Ana.doAmaralBurghi@dlr.de

CSP-Kraftwerke – Erneuerbarer Strom aus Sonne mit eingebautem Speicher

Solarthermische Kraftwerke, oder Englisch „concentrating solar power“ (CSP) plants, nutzen das Sonnenlicht, um mittels konzentrierender Optiken Hochtemperaturwärme zu erzeugen. Diese Wärme dient dann zum Antrieb eines Dampfkraftprozesses. Systemischer Vorteil des Konzepts im Vergleich zur photovoltaischen Stromerzeugung ist die einfache Speicherbarkeit der Wärme.

Stand der Technik sind Flüssigsalzspeicher, die Wärme bei bis zu 550 °C mit sehr geringen Verlusten speichern können. Von den heute weltweit installierten 5 GW an Kraftwerkskapazität ist ein Großteil mit thermischen Speichern ausgestattet, die einen Betrieb der Dampfturbine für 6-12 Stunden aus dem Speicher ermöglichen. Typische Leistungsgrößen eines solarthermischen Kraftwerks liegen im Bereich von 50 bis 150 MW.

Wandel in der Vergütungsstruktur für Strom aus CSP-Kraftwerken

Im Zeitraum von 2000 bis 2010 wurden in Spanien 2 GW an Kraftwerksleistung installiert. Treibend für diese Entwicklung war eine feste und zeitunabhängige Einspeisevergütung für den solar erzeugten Strom. Um den Gewinn zu maximieren, ist der Betreiber bei diesem Vergütungsmodell bestrebt, eine hohe Stromproduktion ungeachtet des Produktionszeitpunkts zu erreichen.

Der zunehmende Zubau von günstiger PV-Erzeugungskapazität hat in vielen Zielländern dazu geführt, dass die CSP-Kraftwerke wegen ihrer Speicherfähigkeit immer stärker als Ergänzung zur PV-Produktion eingesetzt werden. So erhielten die Betreiber für die ab 2010 gebauten Kraftwerke in Südafrika eine Einspeisevergütung, die von der Tageszeit abhängt. Um die große Nachfrage in den Abendstunden zu bedienen, wurde die Vergütung in diesen Stunden auf den 2.7-fachen Wert der Vergütung unter Tags festgelegt. Die Kraftwerksbetreiber sind somit bestrebt, auf jeden Fall in den Hochpreisen Strom zu erzeugen.

Abbildung 1
Solarthermisches Parabolrinnenkraftwerk in Spanien
[DLR]



Für die Zukunft gehen wir davon aus, dass sich die Strommärkte auch in den CSP-Zielländern immer stärker in Richtung eines Whole-Sale-Marktes entwickeln. Die CSP-Betreiber müssen ihren Strom dann über die Börse verkaufen, was in diesem Bereich vorzugsweise über den Day-Ahead-Markt funktionieren wird. Der Betreiber muss also am Vorabend angeben, wieviel Strom er am darauffolgenden Tag in welcher Stunde produzieren wird. Eine Nicht-Erfüllung des Gebots wird stärker geahndet werden, als dies heute z. B. im spanischen Markt der Fall ist.

Einsatzoptimierung als wichtige Aufgabe des Anlagenbetreibers

Für den Betreiber einer Anlage wird die Erstellung dieses Fahrplans zu einer zunehmend wichtigen Aufgabe, mit der der Ertrag seiner Anlage gesteigert werden kann. Die Aufgabe besteht darin, anhand einer Wettervorhersage, die Auskunft über die im Prognosezeitraum einsammelbare solare Wärme gibt, und einer Prognose der zu erwartenden Strompreise am Markt einen ertragsoptimalen Fahrplan zu erstellen. Dies stellt eine klassische Optimierungsaufgabe dar, für die z. B. Methoden der linearen Optimierung, der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung oder der dynamischen Programmierung eingesetzt werden können.

DLR-Einsatzoptimierer FRED

Der am DLR entwickelte Einsatzoptimierer FRED (Flexible Renewable Energy System Dispatch Optimizer) nutzt einen anderen Optimierungsansatz. Dieser basiert auf einem Satz von Regeln, nach denen die verfügbaren Wärmemengen zeitlich so verschoben werden, dass ein ertragsoptimaler Betrieb resultiert. Weitere Regeln sorgen dafür, dass auch betriebliche Randbedingungen wie z. B. der Energiebedarf für das Anfahren der Anlage berücksichtigt sind. Im Vergleich zu den oben genannten mathematischen Optimierungsansätzen, die zunächst einen hohen Aufwand in der Erstellung des Modellgleichungssystems haben, folgt der DLR-Ansatz einem leichter verständlichen Konzept, welches wegen seiner Transparenz für eine höhere Akzeptanz bei den tendenziell konservativer eingestellten Kraftwerksbetreibern sorgen soll. Des Weiteren ist der Optimierungsansatz leicht auf andere Konfigurationen übertragbar.

Unsicherheiten in den Vorhersagen als Grundproblem der Fahrplanerstellung

Die Erstellung des Fahrplans basiert auf Vorhersagen, die ihrer Natur nach ungenau sind und niemals mit der dann eintretenden Realität vollständig übereinstimmen. Die perfekte Vorhersage ist daher immer als das theoretische Optimum zu betrachten, das jedoch nie erreicht wird.

Bezüglich der Wettervorhersage ist das Minimum durch die sogenannte Persistenz-Vorhersage festgelegt. Diese Vorhersage geht davon aus, dass das Wetter, und damit auch die hier wichtige Einstrahlung, morgen genauso sein wird wie heute. In der Vorhersagequalität dazwischen liegt dann die Prognose, die von kommerziellen Wettervorhersagediensten angeboten wird. Während die Vorhersage im Bereich der Globalstrahlung in den letzten Jahren große Fortschritte gemacht hat, hinkt die Vorhersagequalität bei der Direktstrahlung noch hinterher. Die Einsatzplanung muss daher immer von einer nennenswerten Unsicherheit ausgehen. Je nach Abweichung kann der erstellte und dann kontraktierte Fahrplan dann in der Realität entweder nicht voll erfüllt werden oder es wäre real mehr Stromproduktion möglich gewesen und dem Betreiber sind Gewinne entgangen. Ziel der hier vorgestellten Arbeiten war es daher, den erstellten Fahrplan näher an den Fahrplan heranzubringen, der mit einer perfekten Vorhersage erzeugt worden wäre.

Erweiterung des Einsatzplaners um Artificial Learning: ALFRED

Der am DLR-Institut für Solarforschung entwickelte Einsatzoptimierer FRED wurde dazu um ein Post-Processing-Modul erweitert. Dieses Post-Processing basiert auf künstlichem Lernen, weshalb die erweiterte Version als ALFRED bezeichnet wurde (AL von Artificial Learning).

Das Prinzip des Lernens beruht darauf, dass anhand historischer Daten analysiert wird, wie weit die jeweilige Vorhersage von der real eingetretenen Situation entfernt lag. Dazu wurde der Einsatzoptimierer für mehrere Jahre an Trainingsdaten einmal für die jeweilige Vorhersage und einmal für die reale Beobachtung durchgerechnet. Im anschließenden Schritt wurden die Daten analysiert und die Abweichung der Beobachtung von der Vorhersage ausgewertet. Hierzu wurden drei Parameter zur Klassifizierung genutzt. Als Methode wurde ein Fuzzy-Entscheidungsbaum-Verfahren gewählt, welches ein übliches Verfahren der künstlichen Intelligenz ist.

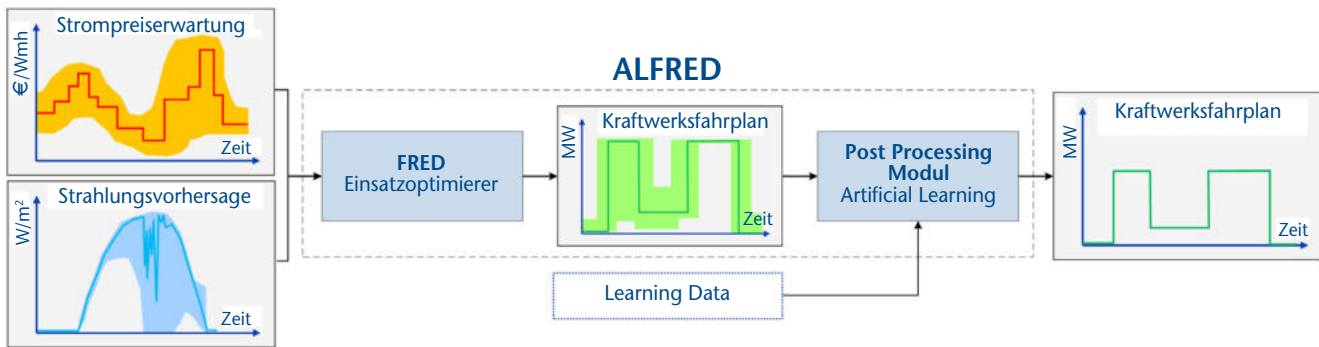


Abbildung 2

Berechnungsschema der Einsatzoptimierer FRED und ALFRED
[DLR]

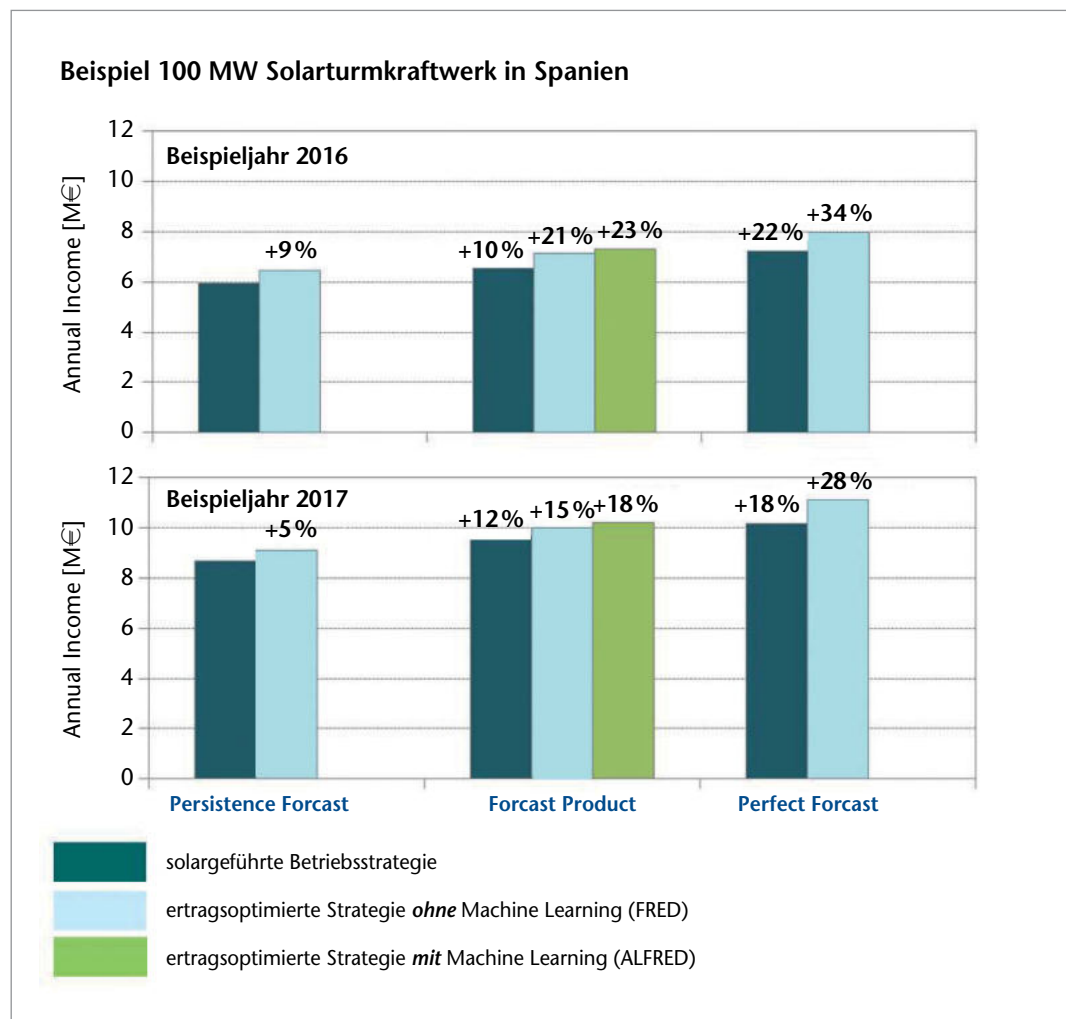
Mit den Trainingsdaten wurde die Struktur des Entscheidungsbaums erstellt und die entsprechenden Abfragen in einer automatisierten Form formuliert. In der Erprobungsphase wurde die Produktions-trajektorie des Einsatzoptimierers anhand der Entscheidungsbaumlogik korrigiert. Im umgesetzten System wurde für alle 48 einzelnen Stunden des vorherberechneten Produktionsplans eine Korrektur nach oben oder unten durchgeführt. Der dadurch ermittelte Produktionsplan wurde dann als Fahrplan für den nächsten Tag zugrunde gelegt.

Die exerzierten Beispiele zeigen, dass durch den Einsatz des Lernens eine deutliche Verbesserung der Vorhersagequalität und damit ein höherer Jahresertrag erzielt werden kann.

► **Abbildung 3** zeigt die Ergebnisse für zwei ausgewählte Jahre 2016 und 2017. Durchgeführt wurde die Analyse für ein Solarturmkraftwerk mit 120 MW Turbinenleistung und einem Speicher von 10 h an einem fiktiven Standort in Spanien.

Abbildung 3

Jahresergebnisse verschiedener Betriebsstrategien unter Verwendung unterschiedlicher Wettervorhersagen für Beispieljahre 2016 und 2017



In allen Fällen musste der Anlagenbetreiber am Vorabend die Liefermengen und den zugehörigen Preis in stündlicher Auflösung für den nächsten Tag vertraglich vereinbaren. Kann er die Zusage nicht einhalten, fällt eine Strafzahlung in Höhe von 100% des jeweiligen Strompreises für die Mindermenge an. In der Abbildung dargestellt sind die jeweiligen Jahreserträge aus der Anlage rein basierend auf dem Day-Ahead-Strompreis am Standort Spanien. Für die Simulationen wurden reale Strompreisverläufe der beiden getesteten Jahre von der spanischen Strombörse OMEL verwendet. Als Referenz wird eine sogenannte solargeführte Betriebsstrategie eingesetzt. Bei dieser Strategie wird Strom produziert, sobald ausreichend Energie aus dem Solarfeld oder dem Speicher verfügbar ist. Ist mehr Energie aus dem Solarfeld vorhanden, als in der Turbine umgesetzt werden kann, wird der Überschuss im thermischen Speicher eingespeichert. Die eingespeicherte Energie wird auch in diesem Basisschema bereits in einer einfachen Logik für die Stunden mit hohem Preis eingesetzt. ► *Abbildung 3* zeigt für diese Betriebsstrategie das Jahresergebnis unter Verwendung von drei unterschiedlichen Wettervorhersagen. Die niedrigsten Erträge werden bei der Persistenz-Vorhersage (Wetter ist morgen so wie heute) erzielt, die theoretisch höchsten Erträge bei der perfekten Vorhersage. Während ersteres die triviale Vorhersage ist, die immer verfügbar ist, stellt die perfekte Vorhersage den maximal möglichen Ertrag dar. Ein reales Wettervorhersageprodukt wird sich zwischen diesen beiden Extremen befinden. Das Ziel muss immer sein, so nah wie möglich an die perfekte Vorhersage heranzukommen. Im gezeigten Beispiel gelingen mit dem Wettervorhersageprodukt in den beiden Testjahren 10% bzw. 12% Verbesserung gegenüber dem Referenzpunkt Persistenz-Vorhersage.

Beim Übergang auf eine ertragsoptimierte Strategie wird durch den Optimierer FRED unter Berücksichtigung der Wettervorhersage und Strompreisvorhersage ein optimaler Fahrplan erstellt, der am Vorabend vertraglich fixiert wird. Bei größeren Schwankungen der Strompreise, wie sie in Spanien zu beobachten sind, können bei allen drei Wettervorhersageoptionen Mehrerträge dargestellt werden. Beim realen Vorhersageprodukt beträgt dies in 2016 11%- und in 2017 3%-Punkte. Der größere Benefit in 2016 erklärt sich durch die insgesamt geringere Strahlungsmenge in diesem Jahr (2032,5 statt 2172,2 kWh/m²a in 2017) sowie den in 2016 um ca. 10 €/MWh niedrigeren Strompreis im Vergleich zu 2017. In 2016 ist der thermische Speicher systematisch weniger voll, weshalb die finanziell lukrativeren Abendstunden mit der solargeführten Strategie weniger abgedeckt sind. Eine Produktions-

verschiebung auf die Hochpreisstunden hat daher größere Benefits zur Folge. Durch die Ergänzung des Machine-Learning Post-Processing kann der Ertrag nochmals um 2 bzw. 3 %-Punkte gesteigert werden. Die Korrektur der Produktionskurve anhand historischer Daten stellt sich also als vorteilhaft heraus. Im gezeigten Beispiel für das Jahr 2016 wurden Trainingsdaten der Jahre 2015, 2017 und 2018 verwendet. Für das Beispiel 2017 wurden Trainingsdaten der Jahre 2015, 2016 und 2018 eingesetzt.

Bewertung und zukünftige Entwicklungen

Der Einsatz solarthermischer Kraftwerke wird zunehmend durch variable Stromvergütungen bestimmt. Ein Einsatzoptimierer, der Fahrpläne auf Basis der Wettervorhersage und Strompreisvorhersage erstellt, wird in Zukunft zu einem festen Bestandteil der Anlagenfahrweise werden. Die gezeigten Beispiele weisen die Vorteile am Beispiel einer 100 MW-Solarturmanlage in Spanien nach. Aktuell laufen am DLR Arbeiten, die den Einsatzoptimierer unter weiteren Randbedingungen testen sowie auf andere Einsatzbereiche übertragen. Hier steht neben angepassten Strommarktbedingungen auch der Einsatz für die deutsche Energiewende im Fokus. Auch wenn im deutschen Strommarkt heute Speicher mit ca. 1 h Volllast dominieren, ist davon auszugehen, dass in Zukunft auch größere Speichersysteme zum Einsatz kommen. Für solche Systeme können Verfahren wie das hier gezeigte FRED bzw. ALFRED eingesetzt werden.

Möglichkeiten und Herausforderungen der Digitalisierung bei Übertragungsnetzbetreibern



TenneT TSO GmbH
Axel Kiessling
axel.kiessling@tennet.eu

DBFZ
Martin Dotzauer
martin.dotzauer@dbfz.de

Fraunhofer IEE
André Baier
andre.baier@iee.fraunhofer.de

KIT
Prof. Dr. Wolf Fichtner
wolf.fichtner@kit.edu

Hauptaufgabe eines Übertragungsnetzbetreibers ist die sichere Steuerung des Stromnetzes. Hierfür setzt er Systemdienstleistungen ein, um Ungleichgewichte im Stromnetz auszugleichen. Aufgrund der anstehenden Veränderungen des Energiesystems im Zusammenhang mit der Energiewende, die sich auch auf den Markt für Systemdienstleistungen auswirken, sieht sich der Netzbetreiber mit zunehmenden Herausforderungen bei der Netzsteuerung konfrontiert. Gleichzeitig bietet die Digitalisierung Möglichkeiten zur Bewältigung der Herausforderungen.

Im Folgenden werden nach einer kurzen Beschreibung der relevanten Veränderungen für den Übertragungsnetzbetreiber im Energiesystem Aktivitäten der TenneT als Übertragungsnetzbetreiber vorgestellt, um Lösungen für die Herausforderungen zu entwickeln.

Im Stromnetz der Vergangenheit wurde Strom aus fossilen und nuklearen Großkraftwerken zentral in das Übertragungsnetz eingespeist und über die Verteilnetzebene an die Verbraucher weiterverteilt. Diese Großkraftwerke wurden zudem in der Nähe der Verbrauchszentren angesiedelt. So konnte der Strom bedarfsgerecht erzeugt und über kurze Wege zu den Verbrauchern transportiert werden. Im Zuge der Energiewende werden nun zunehmend regenerative Energiequellen in der Stromgewinnung eingesetzt (► *Abbildung 1*). Gemäß Energiekonzept der Bundesregierung soll der Anteil erneuerbarer

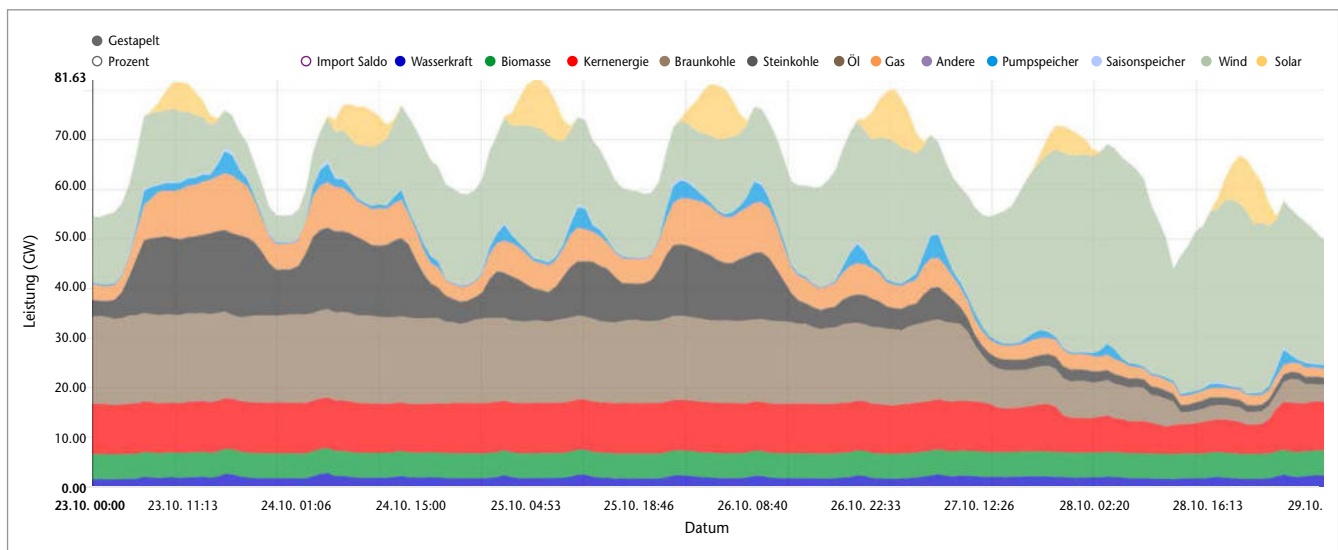
Energien bei der Stromerzeugung auf mindestens 65 % bis 2030 ansteigen, wodurch ihr Einfluss auf die Stromnetze zunehmen wird.

Eine der Herausforderungen für die Übertragungsnetzbetreiber besteht in dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien an der Erzeugungsleistung. Mit Zunahme der Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien, insbesondere in den windstarken Regionen an den Küsten und im Norden, fallen Stromerzeugung und Stromverbrauch räumlich zunehmend auseinander. Dies geht einher mit geänderten Stromflüssen innerhalb der Stromnetze. Außerdem steigt der Komplexitätsgrad der Netzsteuerung durch die Zunahme an kleinen dezentralen Anlagen und die damit verbundene fluktuierende Einspeisung.

Zur Bewältigung der wachsenden Komplexität des Energiesystems werden entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft Möglichkeiten der Digitalisierung und Automatisierung von Prozessen genutzt [1].

Insbesondere die stark wachsenden Datenmengen erfordern eine moderne Informations- und Kommunikationstechnologie und eine digitale Vernetzung auch zwischen den Wertschöpfungsstufen (vgl. ► *Abbildung 2*). Im Fokus steht deshalb die Nutzbarmachung von Daten, auch in Echtzeit. Das ermöglicht zum einen bessere Prognosen zu erstellen, Anlagen auf dieser Basis zu steuern und somit auch Flexibilität für das Gesamtsystem verfügbar zu machen.

Abbildung 1
Stromproduktion in Deutschland in der KW 43-2017 (in GW)



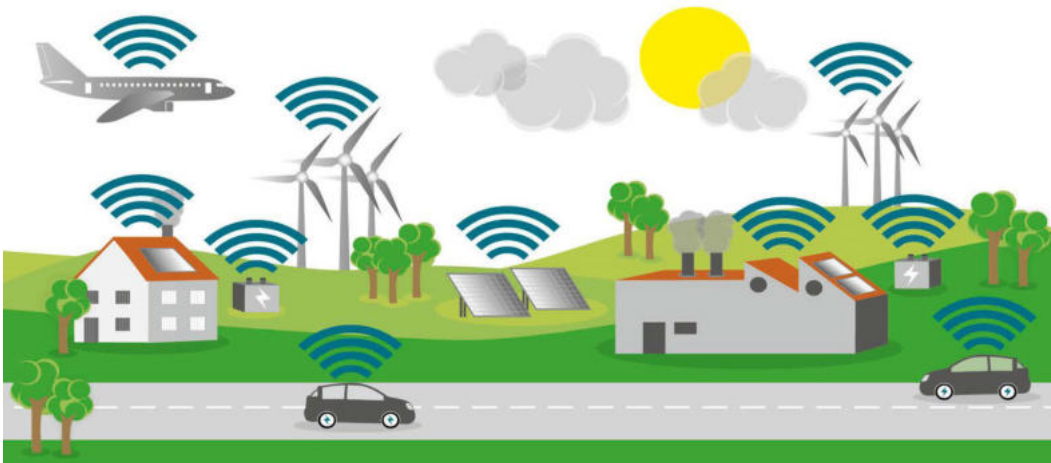


Abbildung 2

Verbreitung von Sensoren
zur Unterstützung der Steuerung des Energiesystems

Zum anderen ermöglicht die Nutzung von Daten Anwendungen im Anlagenbereich der Erzeugung und der Netze, bspw. „Predictive Maintenance“.

Um sich nun auf die neuen Herausforderungen in Bezug auf die Steuerung der Stromnetze in der Zukunft vorzubereiten und Lösungen entwickeln zu können, hat die TenneT vier Innovationsfelder im Kontext erneuerbarer Energien gebildet.

1. Im Cluster „Visibilität und Prognose“ geht es um eine verbesserte Darstellung von energie-relevanten Daten und deren Nutzung für die Prognose von Zuständen, Einspeisungen oder Verbräuchen.
2. Im Cluster „Flexibilität“ sollen neue Flexibilitätsquellen erschlossen werden, um den zunehmenden Bedarf sowie den Wegfall an Flexibilität aus Großkraftwerken kompensieren zu können.
3. Durch die Veränderungen bei den Erzeugungsanlagen und den Verbrauchseinheiten ergeben sich „Neue Netzstrukturen“.
4. Schließlich werden im letzten Cluster die Anpassungsbedarfe an das „Markt Design“ analysiert.

Durch den Einsatz von Sensorik im Zuge der Digitalisierung können Echtzeitdaten über den Zustand des Energiesystems und dessen Umwelt ermittelt werden. Beispielsweise können Fahrzeuge, Flugzeuge und mobile Sensoren lokale Wetterinformationen in Echtzeit übertragen, während intelligente Messgeräte Live-Daten zu Energiekonsum und -erzeugung bereitstellen. Alle diese Daten können dem Netzbetreiber bei der Steuerung der Netze helfen.

Diese Daten werden mit Hilfe von Algorithmen von der TenneT zu steuerungsrelevanten Informationen verarbeitet und in Prognosemodelle integriert, um die Systemkosten zu reduzieren.

Im Rahmen des Förderprojektes C/Sells als Teil von SINTEG (Schaufenster intelligente Energie –

Digitale Agenda für die Energiewende) wurde bspw. in einem Pilotprojekt gemeinsam mit dem Fraunhofer IEE der Nutzen aus mobilen Sensordaten für die Einspeisung von PV-Anlagen untersucht. Dabei wurden in der Testregion Braunschweig Messdaten von Helligkeitssensoren und Sonnenintensitätssensoren aus fahrenden Autos gesammelt, um die Solareinspeisung zu simulieren. Die Sensordaten übertragen dabei unter anderem die Sonneneinstrahlung, die Temperatur sowie die Fahrtrichtung und Position des Fahrzeuges. Aufgrund der Übertragungsrates liegen die Daten in einer hohen zeitlichen und räumlichen Auflösung vor und können die Berechnung der Solareinspeisung für ausgewählte Referenzanlagen verbessern.

Um den Wegfall von Systemdienstleistung aus den großen zentralen Kraftwerken und den damit verbundenen Verlust an Flexibilitätspotenzial zu kompensieren, müssen kleinere, dezentrale Anlagen sowie Speicher für die Systemdienstleistung erschlossen werden.

Das wachsende Flexibilitätspotenzial aus den dezentralen Anlagen wie z. B. durch die stärkere Durchdringung von Elektrofahrzeugen wird dabei zu virtuellen Kraftwerken zusammengefasst.

Neben der Entwicklung der Modelle zur Erschließung des Flexibilitätspotenzials werden die Rahmenbedingungen und Anreizmechanismen für kleine Anlagen geprüft. Dies soll durch die Nutzung intelligenter Technologien (u. a. Blockchain) unterstützt werden.

Wie bereits angedeutet, bieten mobile Speicher aus Elektrofahrzeugen bei zunehmender Marktdurchdringung ein stark wachsendes Flexibilitätspotenzial für Systemdienstleistungen. Hierfür wird die Wirkungsweise von Vehicle-to-Grid-Ansätzen in verschiedenen Use Cases untersucht und bewertet, inwieweit dieses zunehmende Potenzial genutzt werden kann.

Ein Use Case ist der Einsatz von Elektrofahrzeugen zum Redispatch. Dafür nehmen im Norden Fahrzeuge überschüssigen Strom aus Windkraftanlagen gesteuert auf, während im Süden gespeicherter Strom aus EV (Electric Vehicles) in das Netz eingespeist bzw. die Beladung unterbrochen wird. Durch die intelligente Be- und Entladung der Fahrzeuge können Netzengpässe gemanagt und die Nutzung der erneuerbaren Energien gesteigert werden.

Voraussetzung für die Nutzung der Flexibilität aus Elektrofahrzeugen ist, dass die Fahrzeuge genau dann, wenn ihre Flexibilität genutzt werden soll, nicht anderweitig benötigt werden und an eine Ladesäule angeschlossen sind. Zur Analyse dieser Fragestellung wurden von Schäuble et al. [2] drei Flottentests ausgewertet, bei denen im Wesentlichen elektrische Flotten- und Dienstfahrzeuge zum Einsatz kamen. Die Analysen zeigen, dass diese Elektrofahrzeuge den Großteil des Tages geparkt sind, zumeist allerdings an Orten, die (noch) keine Ladeinfrastruktur aufweisen, z. B. Arbeitsplätze oder auch Supermärkte (► *Abbildung 3*). Insofern gilt es die Verbreitung von Ladesäulen an diesen Orten zu steigern, um das Flexibilitätspotenzial nutzbar zu machen.

Eine weitere Fragestellung betrifft die Wertigkeit dezentraler Flexibilitäten für die Netzstabilität. In der Studie von Schermeyer, Vegara und Fichtner (2018) [3] und der Dissertation von Schermeyer (2018) [4]

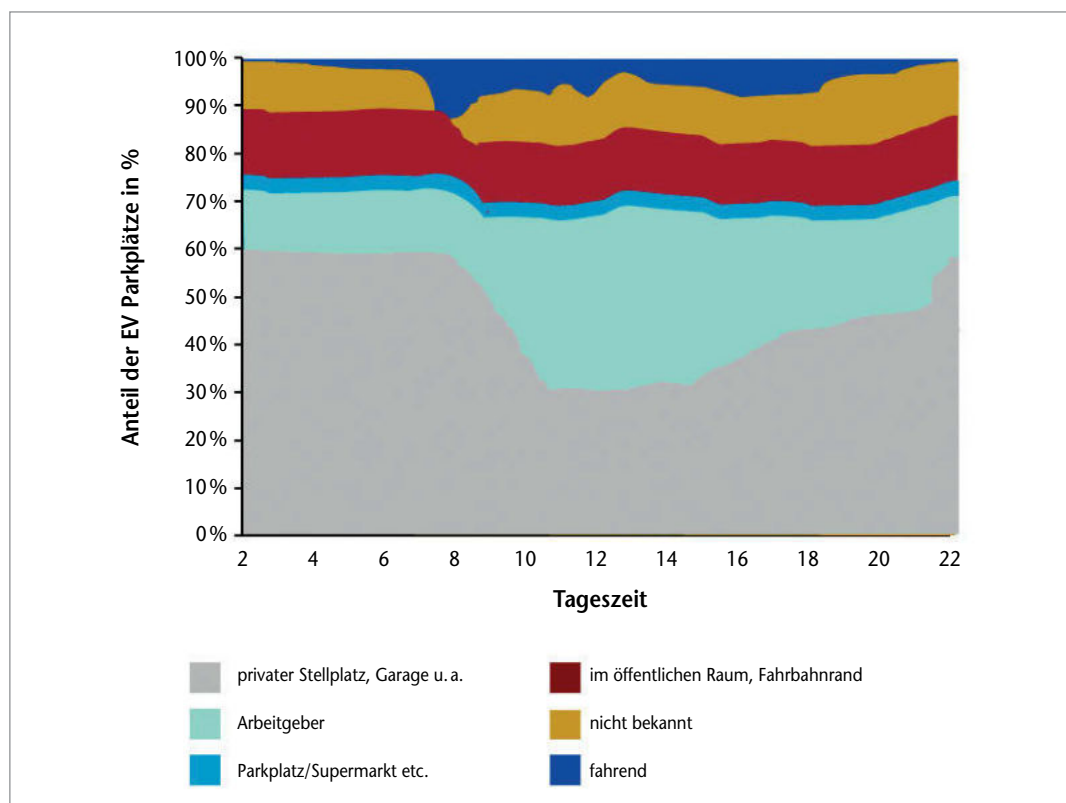
wurden mit einem modellgestützten Ansatz Engpasssituationen für ein norddeutsches Verteilnetz analysiert. Dabei wurde u. a. untersucht, ob durch Sektorenkopplung (Power-to-Heat) die aus netztechnischen Gründen erforderliche Abregelung von Windenergieanlagen reduziert werden kann.

In einer weiteren Studie wurde analysiert, inwieweit eine stärkere Durchdringung mit Photovoltaik- und Batteriesystemen aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers einen Beitrag zur Reduktion der Abregelung von erneuerbaren Energien leisten kann [5].

In diesen Studien zeigt sich sehr deutlich, dass Flexibilität nicht gleich Flexibilität ist, sondern deren Wert ganz wesentlich vom Standort der Flexibilität im Stromsystem abhängt.

Steuerbare Bioenergieanlagen können als Flexibilitätsoption im Übertragungsnetz genutzt werden, wenn diese regional einen Mindestanteil der erneuerbaren Leistung stellen. Die maßgeblich für die volatilen Erzeugungsschwankungen verantwortlichen Erzeugungsformen Windkraftanlagen und PV, sind räumlich sehr heterogen verteilt. Die bei bestimmten Witterungsbedingungen hieraus resultierenden räumlichen Ungleichgewichte im Übertragungsnetz können zu temporären Engpässen führen. Als Maßstab dafür, in welchem Umfang Bioenergieanlagen zum Engpassmanagement genutzt werden können,

Abbildung 3
Parksituationen von E-Autos
In Anlehnung an Schäuble et al. (2017) [2]



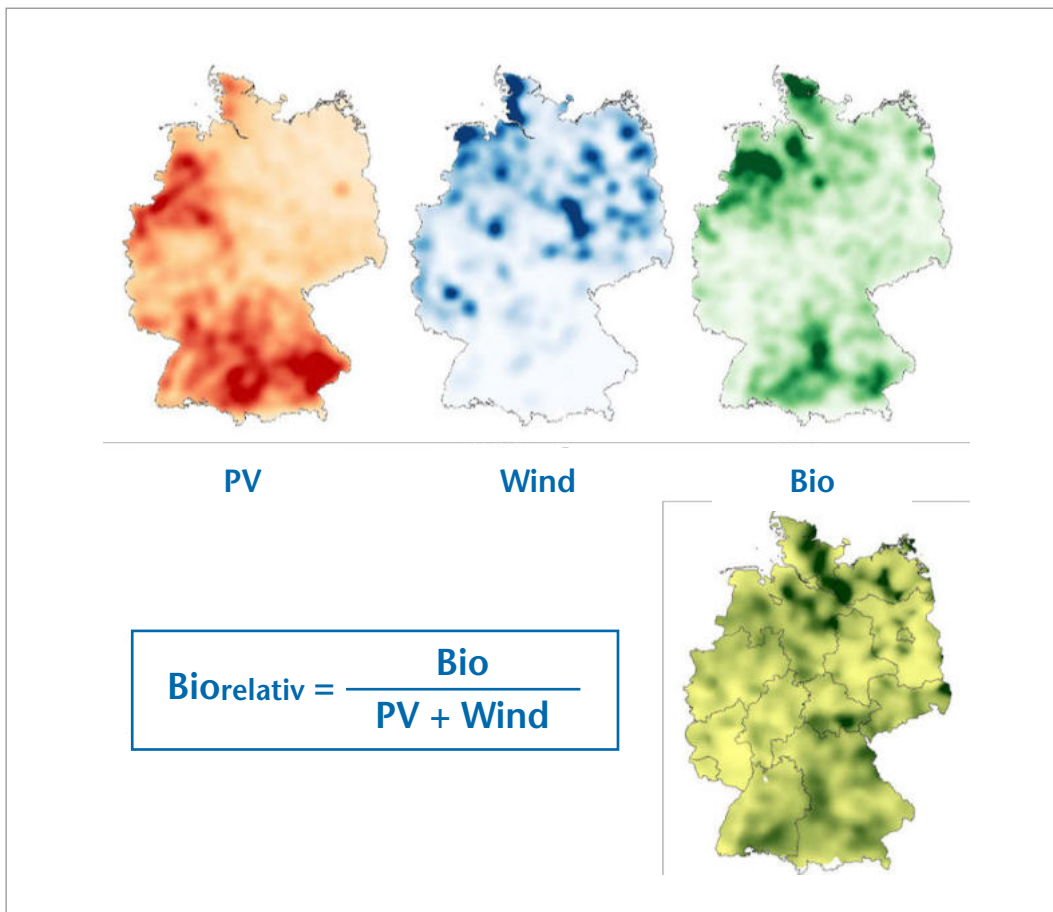


Abbildung 4

Regionale Bedeutung von Bioenergieanlagen als steuerbare Erzeuger

kann der Quotient aus der installierten Leistung der Bioenergie und der Summe der volatilen Einspeiseleistung herangezogen werden (► *Abbildung 4*). Im Ergebnis können Regionen identifiziert werden, in denen eine Bündelung von Anlagen zum Redispatch zielführend ist.

Schließlich kann durch die netzdienliche Ausgestaltung von Industrieprozessen, insbesondere Kühlen und Heizen, zusätzlich Flexibilitätspotenzial erschlossen werden. Bei der Sektorkopplung wird in Zeiten hoher Elektrizitätseinspeisung die vorhandene Überschussenergie zum Kühlen oder Heizen von Lagerräumen und anderen Industrieanlagen eingesetzt und somit ein Beitrag zur Netzstabilität erbracht.

Die Energiewende stellt den Übertragungsnetzbetreiber vor große Herausforderungen. Zur Bewältigung untersucht die TenneT in verschiedenen Ansätzen neue Lösungsalternativen unter Berücksichtigung der Möglichkeiten der Digitalisierung. Dabei werden insbesondere neue Datenquellen und Flexibilitätspotenziale für die Systemführung erschlossen. Einen Schwerpunkt bilden mobile Speicher aus Elektrofahrzeugen. Um das wachsende Potenzial jedoch nutzen zu können, wird TenneT noch in weiteren Projekten Lösungsmöglichkeiten untersuchen und geeignete Konzepte in Produktsysteme überführen.

Quellenangaben

- [1] Vgl.: In Anlehnung an Forschungsradar Energiewende, Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende, Aug. 2018
- [2] Schäuble, J. et al. (2017): Generating electric vehicle load profiles from empirical data of three EV fleets in Southwest Germany. In: Journal of Cleaner Production 150, S. 253-266
- [3] Schermeyer, H.; Vergara, C.; Fichtner, W. (2018): Renewable energy curtailment: case study on today's and tomorrow's congestion management. In: Energy Policy 112, S. 427-436
- [4] Schermeyer, H.: Dissertation: Netzengpassmanagement in regenerativ geprägten Energiesystemen, KIT, 2018
- [5] Hebbeln, I.: Masterarbeit: Impact of different incentive schemes regarding the dispatch of batteries on the electricity grid and market, KIT, 2017

Energie- und Flexibilitätsmärkte der Zukunft als Schlüssel für die Energiesystem-Transformation



ZSW
 Maïke Schmidt
 maïke.schmidt@zsw-bw.de
 Dr. Jann Binder
 jann.binder@zsw-bw.de
 Jochen Metzger
 jochen.metzger@zsw-bw.de
 Ruben Rongstock
 ruben.rongstock@zsw-bw.de

DLR
 Kristina Nienhaus
 kristina.nienhaus@dlr.de

ENM
 Nicolas Spengler
 nicolas.spengler@EnergieNetz-Mitte.de

IZES
 Juri Horst
 horst@izes.de

UFZ
 Prof. Dr. Erik Gawel
 erik.gawel@ufz.de

Klaas Korte
 klaas.korte@ufz.de

Die heutigen Marktstrukturen bilden bislang nur ein unzureichendes Gerüst für die Zukunft des Energiesystems, da es für einige benötigte Optionen aktuell keine Märkte gibt. Dies gilt insbesondere im Bereich der Flexibilität und Systemdienstleistungen (beispielsweise Blindleistungsbereitstellung). Das heutige Marktregime entstammt den über Jahrzehnten gewachsenen Strukturen und Anforderungsprofilen der „alten“ Energiewirtschaft. Erste Reaktionen auf den Wandel in den Erzeugungsstrukturen durch die erneuerbaren Energien und die durch die Digitalisierung erwachsenden Möglichkeiten hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit und Nutzbarkeit von Daten sind zwar zu erkennen, von einer dynamischen Entwicklung kann jedoch noch nicht gesprochen werden (► *Abbildung 1*).

Markttrends

Unterstützt durch die Digitalisierung – sie stellt in diesem Zusammenhang eine „enabling technology“ dar – lassen sich in der jüngeren Vergangenheit drei Trends bei der Entwicklung der Märkte identifizieren:

1. Zunehmende Kurzfristigkeit

Im Intraday-Handel wurden im Jahr 2011 Handelszeitscheiben von 15 Minuten eingeführt. Im Jahr 2014 folgte die Intraday-Auction ebenfalls mit 15 Minuten Kontrakten. Die Vorlaufzeiten wurden

zudem deutlich verkürzt. Für den Intraday-Handel betragen sie innerhalb der Regelzone lediglich 5 Minuten, außerhalb der Regelzone 30 Minuten. Auch die Ausschreibungsdauern für die Regelenergiekontrakte wurden deutlich reduziert, was vielen Anbietern den Markteintritt erst ermöglicht hat.

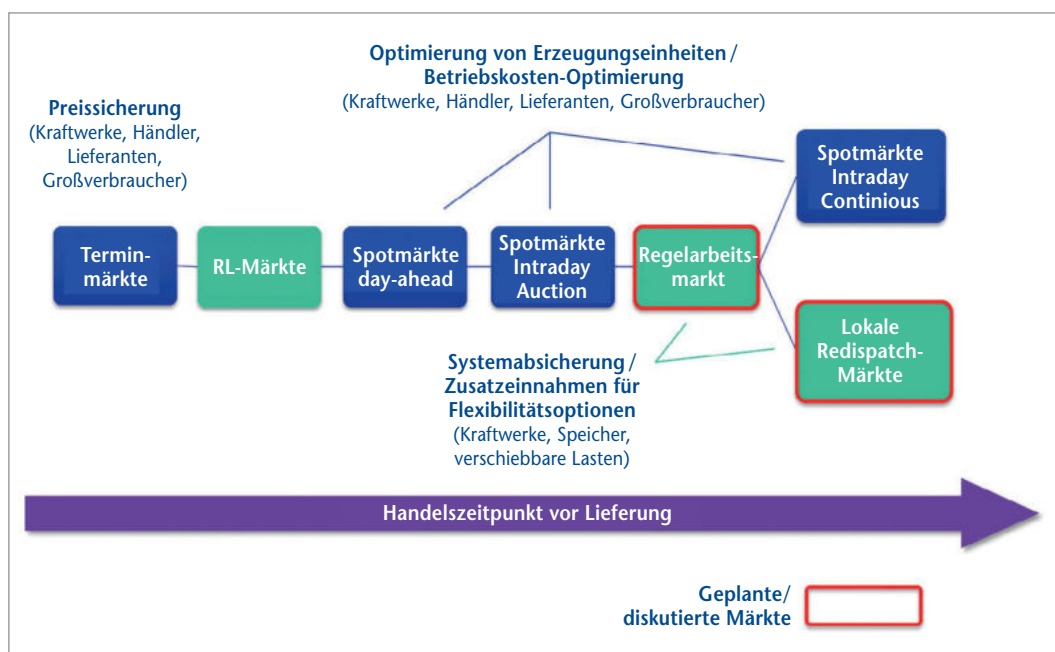
2. Zunehmende Kleinteiligkeit

Die Bereitstellung von Regelenergie durch Erneuerbare-Energien-Anlagen war nur durch ein Herabsetzen der Leistungsgrenzen möglich. Die Reduktion der Leistungsvorgaben vergrößert zwangsläufig das Bieterportfolio. Gleiches gilt für die Absenkung der anzubietenden Mindestleistung in der Regelenergie. Aber auch die im EEG eingeführte Pflicht zur Direktvermarktung für Anlagen ab 100 kW führt zu einer deutlich größeren Anzahl an Marktteilnehmern mit kleineren Anlagen, die potenziell auch sehr dezentral verteilt sein können.

3. Internationalisierung

Seit 2011 wurde der Börsenhandel der EPEX auf Frankreich, Österreich und die Schweiz ausgeweitet. Gleichzeitig war eine verstärkte Zusammenarbeit der europäischen Übertragungsnetzbreiter zu verzeichnen. So erfolgt seither beispielsweise eine gemeinsame Beschaffung der Primärregelleistung für Deutschland, Frankreich, Österreich, Schweiz, Niederlande und Belgien.

Abbildung 1
Stromgroßhandelsmärkte:
 Übersicht auf der Zeitachse



Diese Trends werden sich voraussichtlich fortsetzen. Denn sie erwachsen aus den zunehmenden Herausforderungen an das Stromsystem, für die noch keine adäquaten marktbasieren Lösungen bestehen.

Herausforderungen

Dieser Beitrag fokussiert auf die Bereitstellung von notwendigen Flexibilitäten. Von der Frage der Refinanzierung von Kraftwerkskapazitäten soll hier abgesehen werden.

Zu nennen ist zunächst die Überwindung von Engpässen im Übertragungsnetz. Konkret geht es um eine Reduktion des Redispatchbedarfs ebenso wie des Einspeisemanagements, aber auch des Netzausbaubedarfs selbst. Die Koordination zwischen Markt und Netz muss entscheidend verbessert werden, um Netzengpässe auch von marktlicher Seite zu adressieren und Anreize zu systemdienlichem Verhalten zu geben.

Auch die zukünftige Allokation der Erzeugung, die mit dem Umbau der Erzeugungsstrukturen einhergeht, verlangt neue Lösungsansätze, die über den reinen Netzausbau hinausgehen.

Ebenso ergeben sich im Verteilnetz durch Dezentralisierung und neue Akteure (z. B. Prosumer) neue Anforderungen, die mit dem heutigen Marktregime noch nicht erfüllt werden können. Auch hier ist das Einspeisemanagement im Rahmen der erneuerbaren Stromerzeugung ein wichtiges Thema.

Im Zuge der Sektorenkopplung kommen neue Aspekte wie Gleichzeitigkeit hinzu, insbesondere, weil das Verhalten von Prosumern bislang nur unzureichend erfasst und ansprechbar ist.

Hinzu kommen neue Bedarfe für Systemdienstleistungen, denn durch den Wegfall von konventioneller Stromerzeugung fallen auch die rotierenden Massen weg, die heute zur Frequenzhaltung/Blindleistungsbereitstellung ebenso wie für die Momentanreserve herangezogen werden. Hier bedarf es entweder einer Anpassung der technischen bzw. regulatorischen Vorgaben oder – wenn die Beschaffung zukünftig marktlich organisiert werden soll – neuer Marktstrukturen, damit neue Marktakteure mit Alternativtechnologien den Bedarf bedienen können.

Die stärkere Beteiligung kleinerer Marktteilnehmer und erneuerbarer Energien muss hier ebenfalls im Fokus der Bemühungen stehen.

Lösungsansätze

Für viele der Herausforderungen gibt es bereits erste Lösungsansätze. Im Themenfeld Koordination von Erzeugung und Netz befinden sich mehrere Instrumentenoptionen im wissenschaftlichen Diskurs. Als eine Option für die Erzeugerallokation sind Steuerungen über den Strompreis denkbar. Hier stehen insbesondere das Nodal Pricing und das Market Splitting im Mittelpunkt der Diskussion. Als Instrumente, die über die Netzentgelte steuern sollen, werden etwa die G-Komponente (G= Generation) und Baukostenzuschüsse diskutiert. Die Option der ordnungsrechtlichen Steuerung wird aktuell bereits über die Netzausbaugelände im Rahmen des EEG genutzt, wenngleich sich hieraus noch nicht die gewünschte Steuerungswirkung auf die Allokation des Ausbaus ergeben hat.

Aus Marktperspektive sind insbesondere die beiden Steuerungsmechanismen über die Strompreise interessant (► *Abbildung 2*).

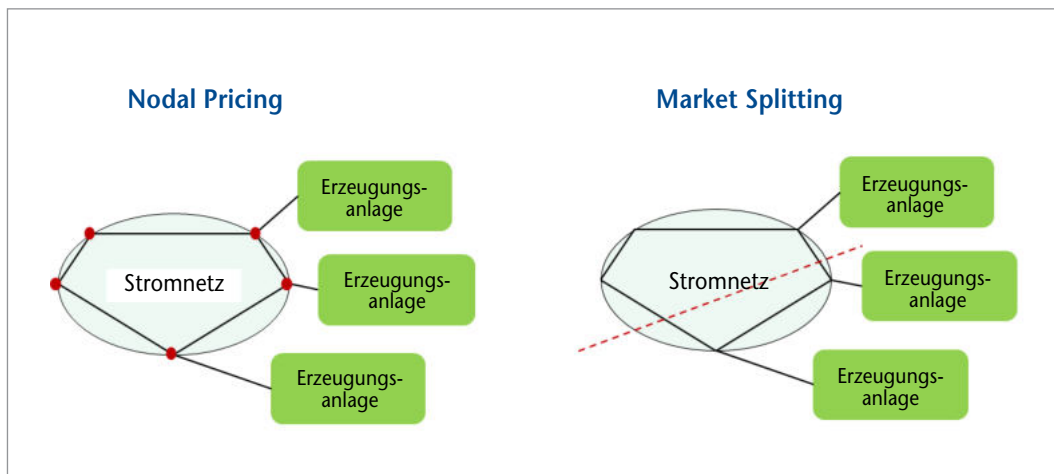


Abbildung 2
Steuerungen über den Strompreis:
Schematische Darstellung von Nodal-Pricing und Market-Splitting

Nodal Pricing

Hier erfolgt die Preisbildung im Stromhandel je Netzknoten auf Basis einer Vorabmodellierung eines Independent System Operator (ISO). Aus der Preisbildung auf Ebene der Netzknoten ergeben sich höhere Preise in Regionen mit einem Nachfrageüberhang, woraus Anreize für die räumliche Verteilung von Erzeugung und Verbrauch und die präventive Vermeidung von Netzengpässen erwachsen. Für das Nodal Pricing spricht dabei, dass hierdurch die aus volkswirtschaftlicher Sicht theoretisch optimale Allokation im Strommarkt angereizt wird, wengleich auch nur in statischer Hinsicht. Darüber hinaus zeigen die Preisdifferenzen aber auch die Engpasskosten auf, so dass auf dieser Basis dynamisch effiziente Entscheidungen zum Netzausbau möglich wären. Modellierungen zufolge wären auch Energiewende-förderliche Auswirkungen auf den Stromerzeugungsmix zu erwarten (Rückgang Kohleverstromung, steigende Kapazitäten Gaskraftwerke).

Ebenfalls positiv hervorzuheben ist, dass der Mechanismus politisch relativ robust ist, da die Netzknoten physikalisch gesetzt und somit nicht politisch verhandelbar sind. Allerdings wäre mit der Einführung von Nodal Pricing eine Systemumstellung verbunden. Es müsste ein Independent System Operator etabliert werden, was eine zentrale Abwicklung sämtlichen Stromhandels zur Konsequenz hätte. Es könnten sich starke Verteilungseffekte ergeben, die die politische Durchsetzbarkeit fraglich machen. Außerdem entsteht eine Investitionsunsicherheit für Erzeuger, da die Preisvolatilität zunimmt. Dies könnte die Umsetzung der Energiewende im Erzeugungsbereich negativ beeinflussen. Darüber hinaus kommt es durch die starke Verkleinerung des Marktes auf Netzknotenebene ggf. zu Marktmachtproblemen [1].

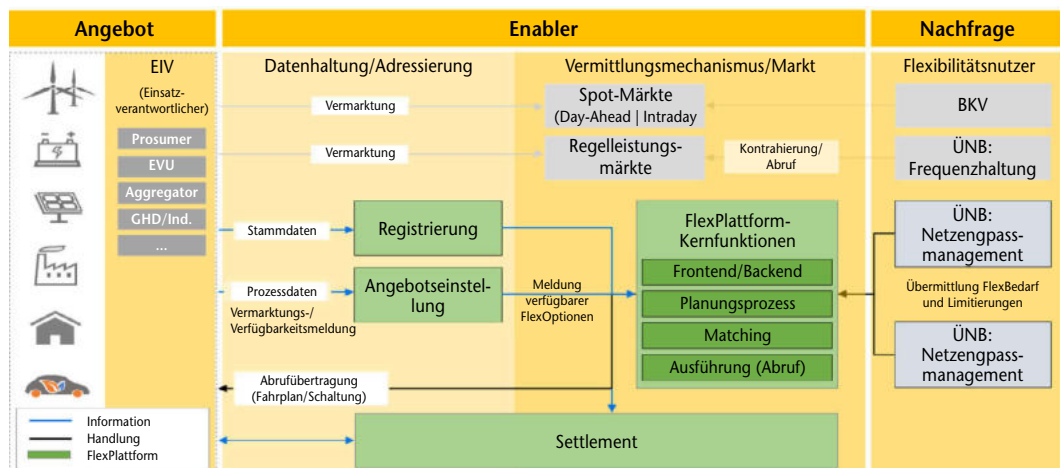
Market Splitting

Hier erfolgt eine Aufspaltung des Marktes in mehrere Gebotszonen, z. B. in Nord-/Süddeutschland. Dabei ist der Handel zwischen Gebotszonen möglich, sofern die Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen ausreichen, ähnlich wie beim bestehenden länderübergreifenden Handel.

Market Splitting kann als eine abgeschwächte Form des Nodal-Pricing betrachtet werden, wobei der Redispatch zwischen den Gebotszonen entfällt. Letztlich resultieren höhere Preise in Gebieten mit fehlenden Erzeugungskapazitäten, so dass hier Anreize für einen höheren Zubau gesetzt werden. Positiv zu bewerten ist, dass sich das Market Splitting mit geringem Aufwand in das derzeitige Marktdesign integrieren ließe – analog zum europäischen Strommarkt – und damit die Transaktionskosten relativ gering ausfallen dürften. Gegenüber dem Nodal Pricing sind in Folge größerer Märkte die Marktmachtprobleme und die Preisvolatilität deutlich reduziert, aber auch die Produktionskosteneffizienz herabgesetzt. Verteilungseffekte könnten gegebenenfalls vermieden werden, wenn Preisdifferenzen nur für den Erzeuger wirksam würden.

Problematisch erscheint jedoch der Zuschnitt der Teilmärkte, da die politische Verhandelbarkeit der Marktgebiete eine effiziente Aufteilung der Märkte gefährdet [1]. Dies konnte jüngst bei der Trennung der Preiszonen von Deutschland und Österreich beobachtet werden: Auch wenn der größte Netzengpass mitten in Deutschland verläuft, wurde durch politischen Druck eine Verschiebung der Trennlinie bis hin zur Landesgrenze erwirkt. Letztlich ist zum aktuellen Zeitpunkt offen, ob diese Marktideen (Nodal-Pricing, Market-Splitting) die bestehenden Herausforderungen auch in der Praxis effizient lösen können. Um dies zu testen, könnte es hilfreich sein, Testumgebungen zu schaffen, um

Abbildung 3
Dezentrales Engpassmanagement:
Die Flexplattform in der „gelben Ampelphase“.



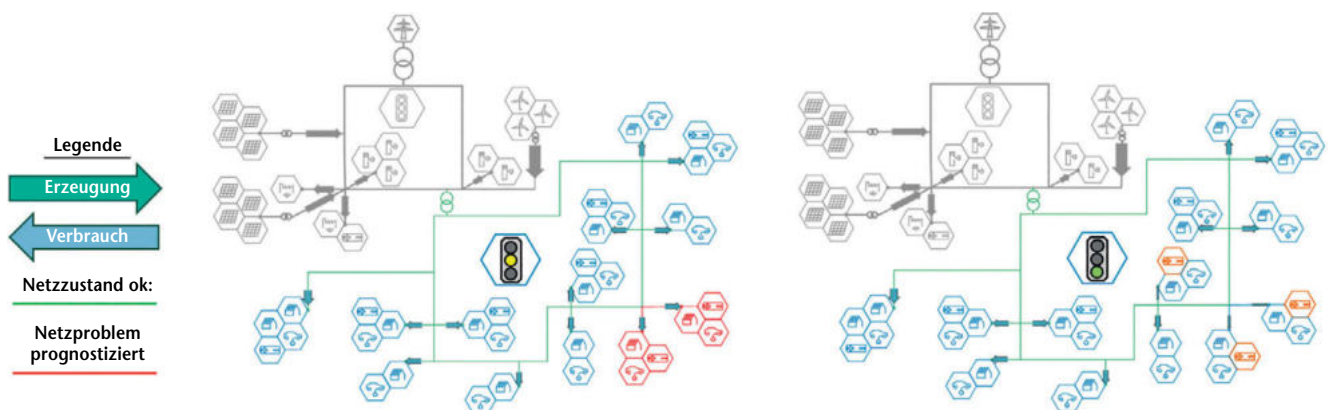


Abbildung 4

Beispielhafter Einsatz der Flex-Plattform:

Links: „Gelbe Netzampel“ mit Netzüberlastungssituation.

Rechts: „Grüne Netzampel“ nach Lösung durch Einsatz von lokalen Speichern in der Demozelle Dillenburg.

belastbare Erkenntnisse in der Praxis zu sammeln, bevor eine endgültige Entscheidung zur Einführung getroffen werden kann.

Weitere Lösungsoptionen werden auf verschiedenen Ebenen entwickelt. So wird im SINTEG-Projekt c/sells der Forschungsfrage nachgegangen, ob dezentrale, kleinteilige Anlagen zum Netzengpassmanagement wirtschaftlich genutzt werden können, und falls dies der Fall ist, welches Potenzial diesbezüglich erschlossen werden könnte.

Für die Erprobung geeigneter Maßnahmen wird auf das Konzept der Netzampel gesetzt. In der grünen Phase (Normalzustand) wirken die „normalen“ Marktmechanismen. Eingriffe von Seiten des Netzbetreibers sind nicht nötig. In der roten Phase hingegen ist bereits der Notzustand eingetreten und der Netzbetreiber greift beispielsweise mit Einspeisemanagement und Lastreduzierung aktiv ein, um das Netz zu stabilisieren. Die Entwicklung von Lösungsoptionen im Sinne eines dezentralen Engpassmanagements konzentriert sich daher auf den Bereich der gelben Ampelphase, in der marktbezogene Maßnahmen zur Systemstabilität beitragen könnten. Ziel ist es, die gelbe Netzampel wieder in einen grünen Zustand zu transferieren.

Die Flexplattform nutzt dabei den Lösungsraum der Digitalisierung, um Flexibilitätsangebot (Prosumer, Energieversorgungsunternehmen, Aggregatoren, Gewerbe/Industriebetriebe u. a.) und Flexibilitätsnachfrage (Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber im Rahmen des Engpassmanagements) auf einer Plattform zusammenzuführen.

Die Anbieter müssen sich hierfür mit ihren Stammdaten auf der Plattform registrieren und können dann entsprechende Angebote einstellen, die als verfügbare Flex-Optionen auf der Plattform sichtbar

werden. Bei Bedarf („gelbe Netzampel“) übermittelt der Netzbetreiber seinen Flex-Bedarf und gegebene Limitierungen. Über die FlexPlattform erfolgt das Settlement, d. h., das Angebot wird dem Nachfrager vermittelt, dieser setzt die angebotene Option ein und entlohnt sie entsprechend. So wird die Netzstabilität gewahrt und ein störungsfreier Zustand wiederhergestellt.

Der entwickelte Ansatz eines marktbasierten Engpassmanagements im Verteilnetz wird im weiteren Projektverlauf eingehend getestet und die Randbedingungen für einen flächendeckenden Einsatz analysiert. Weiterhin werden geeignete Biet- und Marktmechanismen entwickelt und das Produktdesign „Flexibilitätsprodukte“ erforscht und konkretisiert. Mittels Simulation erfolgt eine Analyse der Marktliquidität unter verschiedenen Rahmenbedingungen. Das Bieterverhalten wird im Rahmen eines Feldtests erfasst und untersucht. Es ist ebenfalls Teil der Forschungsarbeiten, eine Nutzenanalyse aus Sicht der verschiedenen Stakeholder ebenso wie eine gesamt-/volkswirtschaftliche Nutzenanalyse durchzuführen, um ein umfassendes Bild der Einsatzmöglichkeiten und der Lösungsbeiträge derartiger lokaler Marktstrukturen zu zeichnen. Hieraus werden sich zum Projektende entsprechende Handlungsempfehlungen für die Politik ableiten lassen.

Fazit und Ausblick

Es ist zu konstatieren, dass die bestehenden Marktmechanismen nicht für alle langfristig wichtigen Aspekte der Energiewende die erforderlichen Anreize setzen. Eine Steuerung der Erzeugerallokation bzw. eine Berücksichtigung von Netzengpässen ist in den heutigen Regimen nur unzureichend vorhanden. Die Bereitstellung gesicherter Leistung wird heute nicht ausreichend über Marktmechanismen adressiert.

Für die Bereitstellung von Momentanreserve und die Blindleistungsbereitstellung müssen neue Anbieter aktiviert werden, wenn die thermischen Kraftwerke sukzessive aus dem Markt gehen. Für Systemdienstleistungen im Verteilnetz ebenso wie für Systemdienstleistungen durch fluktuierende erneuerbare Energien müssen ebenfalls neue Marktstrukturen etabliert werden.

Es zeigen sich erste Reaktionen auf die erkennbaren Unzulänglichkeiten in den Märkten, denn es sind neue Märkte wie der Regelarbeitsmarkt oder lokale Redispatchmärkte in Planung bzw. in der Diskussion. Darüber hinaus gibt es – wie mit der Flex-Plattform gezeigt – Marktideen, die eine effiziente Lösung für bestehende Herausforderungen bieten könnten. Es gibt aber auch größerskalige Marktideen für die räumliche Koordination von Netz und Erzeugung wie die dargestellten Ansätze des Nodal-Pricing oder des Market-Splitting, bei denen Trade-Offs hinsichtlich der verschiedenen Herausforderungen einer nachhaltigen Energieversorgung auftreten. Die Wahl des geeigneten Instruments ist daher in hohem Maße auch von der gesellschaftlichen bzw. politischen Gewichtung der Nachhaltigkeitsziele abhängig. Zudem stellt sich die Frage, wie leistungsfähig die theoretischen Ansätze in der Praxis tatsächlich sind. Zur Beantwortung dieser Frage müssten für derartige Lösungen weitere Testumgebungen geschaffen werden. Somit bleibt noch viel zu tun, um die Märkte für die Zukunft so zu gestalten, dass sie den Transformationsprozess des Energiesystems unterstützen.

Literatur

- [1] Korte, K./Gawel, E. (2018): Räumliche Koordination im liberalisierten Strommarkt: angemessene Anreize für die Einspeisung. *Wirtschaftsdienst* 98 (1), S. 60–67.

Lokale und regionale Sektorenkopplung in Regionen, Städten und Quartieren

In diesem Artikel sollen die Potenziale und Herausforderungen der Sektorenkopplung auf regionaler und lokaler Ebene erörtert werden. Die AG Energiebilanzen hat Zahlen des Endenergieverbrauches aus dem Jahr 2017 veröffentlicht. Dabei machen der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte sowie des Verkehrs jeweils mehr als ein Viertel des Gesamtverbrauchs aus. Die Reduktion des CO₂-Ausstoßes in diesen Bereichen kann vorzugsweise lokal/regional erfolgen.

Eine große Herausforderung stellt die Defossilierung des Bereichs Mobilität dar. Dies kann durch eine Elektrifizierung gespeist mit Strom aus erneuerbaren Energien (EE) realisiert werden. Durch eine Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität wird eine signifikante Reduktion des CO₂-Ausstoßes auf regionaler und lokaler Ebene erreicht. Eine gezielte lokale Betriebsführung kann neben der Minderung des CO₂-Ausstoßes auch zu einer Entlastung der höheren Stromnetzebenen führen und Einspeisemanagementmaßnahmen – Abregelung von EE-Anlagen – reduzieren.

Im Folgenden werden verschiedene Aspekte der Sektorenkopplung auf regionaler und lokaler Ebene betrachtet.

1. Zunächst wird ein Energieversorgungsszenario für das Jahr 2050 (80-90% CO₂-Reduktion) beschrieben, und die Bedeutung der Sektorenkopplung dargelegt.
2. Im nächsten Abschnitt wird gezeigt, wie die Anforderung an Flexibilitäten im Stromsystem ist, um Abregelungsvorgänge zu reduzieren.
3. Das Energiewaberkonzept hebt die lokale Energievermarktung zur Entlastung der Übertragungsnetze in einen überregionalen und länderübergreifenden Kontext.
4. Das RE³ASON-Modell analysiert die Optionen für Energiesystemdesigns von Gemeinden und beteiligt die Bürgerinnen und Bürger bevor es konkrete Handlungsempfehlungen ableitet.
5. Im letzten Teil werden konkrete Umsetzungsprojekte für zukunftsfähige Energieversorgungssysteme auf regionaler (Gemeinde) und lokaler (Stadtquartiere) Ebene vorgestellt.

1. Energieversorgungsszenarien im Kontext der Sektorenkopplung auf regionaler Ebene (Baden-Württemberg)

Um der wesentlichen Ausgleichswirkung durch das Stromnetz innerhalb Deutschlands wie auch darüber hinaus Rechnung zu tragen, erfordert eine Untersuchung der regionalen Ausgestaltung der Sektorenkopplung eine überregionale Modellierung. So wurde das REMix-Energiesystemmodell des DLR zuletzt innerhalb verschiedener Studien mit einer regionalisierten Betrachtung Deutschlands und unter Berücksichtigung des europäischen Stromausbaus angewendet (Gils 2015, Schick et al. 2018, Lechtenböhmer et al. 2018). Dabei wurden Szenarien für das Jahr 2050 mit einer CO₂-Emissionsreduktion um 80-90% in das Modell eingebunden. In der angewendeten Konfiguration umfasst das Modell nicht nur den Stromsektor, sondern auch alle wesentlichen Sektorenkopplungsoptionen einschließlich KWK, elektrischer Wärmeerzeugung in Wärmepumpen und Elektrokesseln, Batterieelektromobilität sowie die Erzeugung von Wasserstoff für den Verkehrssektor und die Industrie. Durch Einbindung thermischer und chemischer Speicher, sowie die Betrachtung gesteuerten Ladens sind all diese Technologien als flexible Lasten modelliert. Sie konkurrieren somit um den Ausgleich fluktuierender Wind- und Solarstromerzeugung mit Stromspeichern und dem überregionalen Stromausbau. In den Modellergebnissen für die Szenarien wird dieser Lastausgleich durch das Stromnetz und flexible Sektorenkopplung dominiert. Letztere erweist sich insbesondere als wirkungsvoll beim Ausgleich starker kurzfristiger Veränderungen in der EE-Stromerzeugung (► *Abbildung 1*).

Die Ergebnisse zeigen weiterhin einen deutlichen Rückgang des Bedarfs an Stromspeichern durch eine flexibel ausgelegte Sektorenkopplung. So zeigt das Ladeverhalten der Batterieelektrofahrzeuge eine klare Korrelation mit der EE-Erzeugung, wie auch der Betrieb der Wasserstoffelektrolyseure und der Wärmepumpen in der netzgebundenen Versorgung. Dabei stehen die verschiedenen Sektorenkopplungsoptionen nur bedingt in Konkurrenz zueinander und weisen vielmehr eine positive Rückkopplung bei Kombination auf.



Fraunhofer IEE
Dr. Dietrich Schmidt
dietrich.schmidt@iee.fraunhofer.de



DLR
Dr. Karsten von Maydell
karsten.maydell@dlr.de

DLR
Dr. Hans-Christian Gils
hans-christian.gils@dlr.de

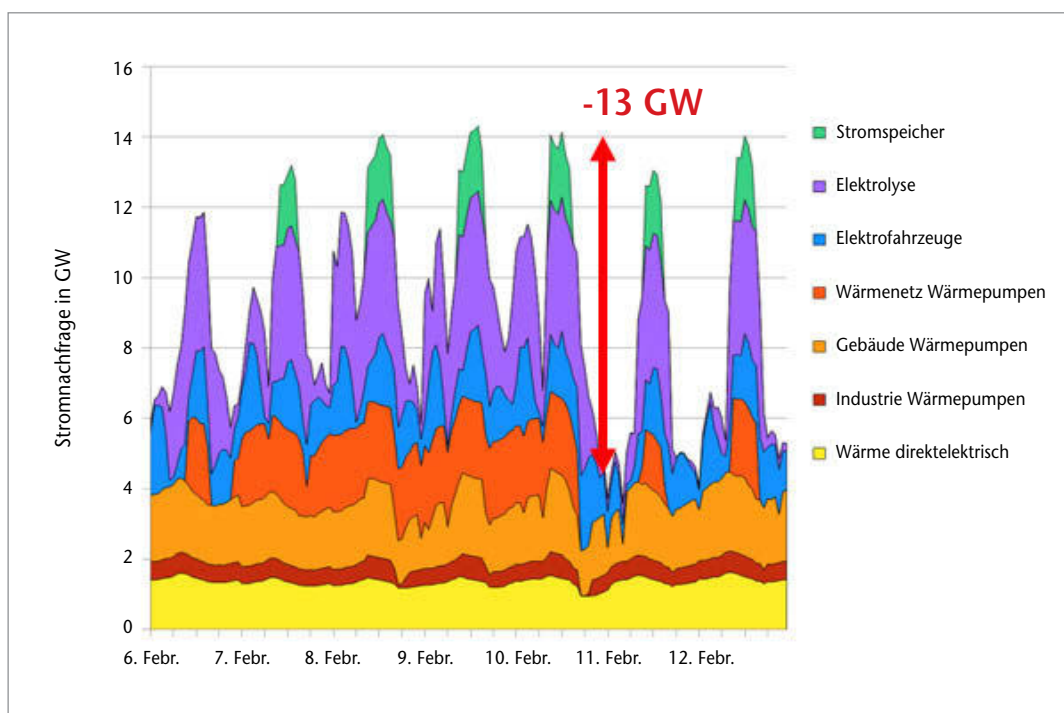
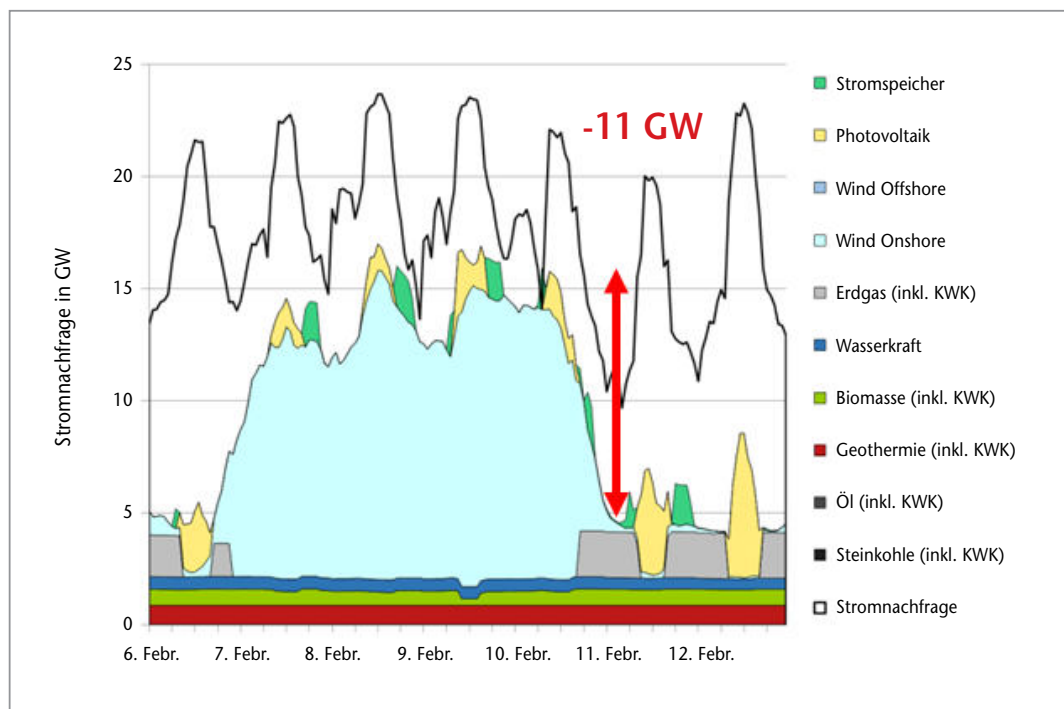
Fraunhofer ISE
Gerhard Stryi-Hipp
gerhard.stryi-hipp@ise.fraunhofer.de

IZES
Juri Horst
horst@izes.de

KIT
Prof. Dr. Wolf Fichtner
wolf.fichtner@kit.edu

Regionale Unterschiede in der Ausgestaltung der flexiblen Sektorenkopplung ergeben sich überwiegend dann, wenn ein Ausbau des Stromnetzes nicht oder nur in begrenztem Maße möglich ist. So wird eine Flexibilisierung der KWK-Versorgung und Wasserstofferzeugung in von Windkraft dominierten Regionen forciert, während ein gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in von Photovoltaik (PV) dominierten Regionen eine erhöhte Bedeutung hat.

Abbildung 1
Beispiel des stündlichen Systembetriebs
 in Baden-Württemberg
 in einem Szenario für 2050.
 oben: für die Erzeugungsseite
 unten: für die flexible Stromnachfrage



2. Einsatz von lokalen Flexibilitäten zur Reduktion von Abregelungsvorgängen

Das Projekt „ENERA“ ist eines der 5 Projekte im Programm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG). Es adressiert die Themenschwerpunkte Netz, Markt und Daten in einer Netzregion im Nordwesten Deutschlands (Ostfriesland). Innerhalb des Projektes sollen durch den Einsatz flexibler Erzeuger, Verbraucher und Speicher und durch die Ertüchtigung des Netzes mit neuen Betriebsmitteln das Energiesystem flexibilisiert sowie regionalisierte Stromprodukte gehandelt werden. Hohe EE-Einspeisung und nicht ausreichende Übertragungskapazitäten des elektrischen Netzes – vor allem des Übertragungsnetzes – führen vermehrt zur Abregelung (Einspeisemanagement) von EE-Anlagen. Dies führt zu einer Ineffizienz bei der Energiewandlung aus EE-Quellen, da „sauber“ erzeugter Strom durch die Abregelung „weggeworfen“ und meist durch Redispatch durch konventionelle Kraftwerke subventioniert wird.

Ein Ziel der Arbeiten des DLR-Instituts für Vernetzte Energiesysteme im Projekt ist es, diese abgeregelte bzw. „weggeworfene“ Energie in flexiblen Energieanlagen sinnvoll zu nutzen. Zur Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs wurden mittels eines entwickelten Modells die aufgrund von Abregelung nicht genutzte jedoch potenziell zur Verfügung stehende Leistung bzw. Energie bestimmt. In der ENERA-Region zeigt sich, dass es bestimmte Versorgungsbezirke gibt, in denen besonders viel EE-Energie abgeregelt wird. In diesen Bezirken könnten flexible Energieanlagen besonders effizient die vorhandenen Engpässe beseitigen. Zur Abschätzung geeigneter Energieanlagen zur Lösung von Engpässen, wurden aus den abgeregelten Leistungszeitreihen die Jahresdauerlinien gebildet. Es zeigt sich, dass eine sehr begrenzte Zeit im Jahr sehr „hohe“ Leistungen typischerweise abgeregelt werden (Peters et al. 2018). Zur Nutzung der abgeregelten Energie in Engpässen würden folglich flexible Energieanlagen mit einer hohen Anschlussleistung benötigt.

3. Überregionale Flexibilitätsvermarktung zur Reduktion von Netzengpässen – Das Energiewabenkonzept

Da die verfügbaren Ressourcen an steuerbaren erneuerbaren Energien wie Biomasse und Geothermie in Mitteleuropa begrenzt sind, muss ein Großteil der Stromversorgung durch fluktuierend einspeisende erneuerbare Energien (fEE, hier Wind- und Solarenergie sowie Fließgewässer) erfolgen. Diese sind im Gegensatz zu den heutigen thermischen Großkraftwerken dezentral in Verteilnetze eingebunden. Elektrische Energie kann im Vergleich zur chemisch

gebundenen Energie in Brennstoffen nur schlecht mittel- und langfristig gespeichert werden. Aus Gründen der Systemstabilität (Frequenz- und Spannungshaltung) müssen jedoch Stromerzeugung und -verbrauch zu jeder Zeit im Gleichgewicht sein. Daher bedarf ein System, welches insbesondere auf dezentral verteilte fEE aufsetzt, einer komplexen Mess- und Steuerungsinfrastruktur, welche neben fEE auch andere Flexibilitätsoptionen (Lastmanagement von Verbrauchern, steuerbare Kraftwerke und Speicher) einbezieht, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Zudem sind gute Wetter- und Verbrauchsprognosen sowie gute Steuerungsalgorithmen in den Leitwarten notwendig.

Hier setzt das Interreg V A-Projekt Energiewaben an (<https://energiewaben-gr.eu/>). Es untersucht ein Konzept für eine zukünftige Energieversorgung auf Basis von fEE. Dabei wird ein dezentraler Ansatz verfolgt, der sogenannte Energiewabenverbund. Das Optimierungsziel im Energiewabenprojekt ist die Versorgung aus fEE zu maximieren und deren Abregelung – die im derzeitigen System aufgrund verschiedener Restriktionen erfolgt – möglichst zu vermeiden. Insbesondere werden aber Möglichkeiten eines länderübergreifenden Verbunds von Energiewaben in Grenzregionen auf Verteilnetzebene im Sinne der europäischen Energieunion analysiert. Die Großregion Saar-Lor-Lux bietet als Untersuchungsraum hierfür die besten Voraussetzungen.

Eine Energiewabe stellt eine abgegrenzte Region dar, die sich wie ein Bilanzkreis zusammensetzt und sich innerhalb dieser Grenzen selbst optimiert. Zu diesem Zweck werden Stromerzeugungsanlagen und verschiedene flexible Verbraucher gesteuert, wobei die Versorgungssicherheit auch weiterhin gewährleistet bleiben muss. Eine Energiewabe wird dabei ausdrücklich nicht als autarkes System innerhalb der nationalen Stromversorgung geschaffen. Sie verfolgt vielmehr das Ziel, in einem Umfeld zunehmend dezentraler Stromerzeugung (virtuelles Kraftwerk) lokale und regionale Ausgleichseffekte auf Erzeuger- und Verbraucherseite zu nutzen. Auch kommunizieren benachbarte Waben miteinander und tauschen Strommengen aus, so dass diese noch weiter optimiert werden können.

Gesteuert werden Erzeugung und Verbrauch von einer Leitzentrale, in welcher auch Mess- und Prognosedaten zusammenlaufen. Steuerungsalgorithmen passen dabei in einer 15-Minuten-Taktung für die jeweils kommenden 36 Stunden rollierend den Einsatz aller Flexibilitätsoptionen an. An die Leitwarte ist auch ein sogenannter Online-Regler angebunden. Bei diesem handelt es sich bspw. um einen Speicher(verbund), der prognostizierten Stromverbrauch und Erzeugung innerhalb einer Handelsperiode von 15 Minuten bilanziell im Gleichgewicht hält.

4. Energiesystemdesign einer Gemeinde: Bürgerbeteiligung für einen energetischen Nachhaltigkeitsprozess

In Städten und Gemeinden bestehen große Nachhaltigkeitspotenziale, insbesondere durch die Nutzung erneuerbarer Energien sowie durch nachfrageseitige Maßnahmen wie die energetische Sanierung von Wohngebäuden. In vielen Fällen bestehen Synergie- aber auch Konkurrenzeffekte zwischen diesen Maßnahmen. Insbesondere kleinere Gemeinden sind jedoch meist aufgrund personeller und finanzieller Einschränkungen nicht in der Lage, diese Potenziale zu quantifizieren und vielversprechende Maßnahmenkombinationen identifizieren zu können.

Zur Unterstützung solcher Gemeinden wurde das RE³ASON-Modell entwickelt, mit dem das bestehende Energiesystem einer Gemeinde (insb. Nachfragestruktur, Gebäudebestand und Potenziale für erneuerbare Energien, ► *Abbildung 2 Teil a*) analysiert werden kann. Weiterhin kann das Modell genutzt werden, um Alternativen für die zukünftige Gestaltung des kommunalen Energiesystems mit verschiedenen Zielsetzungen und Rahmenbedingungen zu generieren.

Für die Akzeptanz sämtlicher Empfehlungen ist die Einbeziehung der lokalen Akteure von großer Bedeutung. Im Rahmen einer Fallstudie wurde daher die Interaktion mit Gemeindevertretern gesucht, um Werte, Ziele und Präferenzen der lokalen Akteure bei der Entscheidungsfindung in einem iterativen Prozess zu berücksichtigen (► *Abbildung 2 Teil c*).

Die Ergebnisse der Fallstudie demonstrieren u. a. den Mehrwert durch die Interaktion mit der Gemeinde: Werden lediglich die Kosten, Emissionen oder Energie-

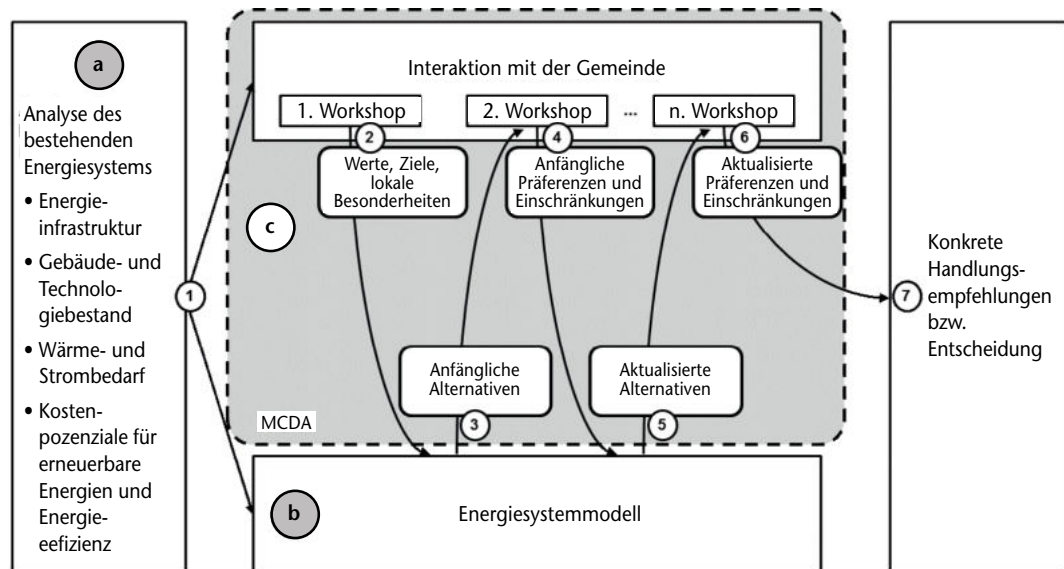
importe minimiert, ergeben sich wenig attraktive Alternativen mit teilweise extremen Empfehlungen, wie bspw. die ausschließliche Nutzung von Pelletheizungen. Werden jedoch die Präferenzen der Gemeindevertreter zur Bewertung der Alternativen herangezogen, ergeben sich ausgewogenere Empfehlungen, die einen sinnvollen Kompromiss zwischen den Zielwerten Kosten, Emissionen und Energieimporte darstellen. Erreicht werden diese Alternativen u. a. durch Sektorkopplung auf der regionalen Ebene, z. B. durch die Nutzung der Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen in Wärmepumpen, sowie durch die energetische Sanierung insbesondere älterer Gebäude in der Gemeinde (McKenna et al. 2018).

5. Einige konkrete Projekte/Reallabore zur Umsetzung zukunftsfähiger Energieversorgungskonzepte auf regionaler und lokaler Ebene:

- **Fliegerhorst Oldenburg – www.enaq-fliegerhorst.de**

Auf einem ehemaligen Militärgelände, dem Fliegerhorst in Oldenburg, wird innerhalb eines Forschungsprojektes in den kommenden Jahren ein Smart City-Wohnquartier mit etwa 110 Wohneinheiten entstehen, in dem der Energiebedarf zum größten Teil aus lokal erzeugter Energie gedeckt werden wird. Das Vorhaben ist eines von sechs Leuchtturmprojekten der Ausschreibung „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“ in Oldenburg. Im Fokus der Arbeiten stehen neben einem innovativen Energieversorgungskonzept ein intensiver Partizipationsprozess der Bürger sowie die Ertüchtigung eines lokalen Energiehandels

Abbildung 2
Gestaltung von Energiesystemen für Gemeinden:
Vorgehensweise bei der Ableitung von Handlungsempfehlungen.
In Anlehnung an McKenna et al. (2018).



- **Pfaff Nähmaschinenwerk Kaiserslautern**

Das Gelände des früheren Nähmaschinenwerkes Pfaff in Kaiserslautern wird in den nächsten Jahren ein ganzheitlich optimiertes Energieversorgungssystem für eine CO₂-emissionsfreie Energieversorgung im Rahmen der Umsetzung eines Reallabors für smarte Quartiere erhalten. Das Vorhaben wird ebenfalls als eines der Leuchtturmprojekte der Ausschreibung „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“ gefördert. Besonderes Augenmerk wird in dem Vorhaben auf die Nutzung von Synergien durch die Integration von zentralen und dezentralen Systemen und Speichern, sowie eine Verknüpfung aller Bausteine durch ein agentenbasiertes Energiemanagementsystem mit Blockchain-Technologie gelegt.

- **Geo-Solare Wärmeversorgung für das Neubauquartier „Zum Feldlager“ in Kassel**

Im Rahmen einer detaillierten Untersuchung wurden die Möglichkeiten einer auf erneuerbaren Energien basierenden Wärmeversorgung unter Einbindung von Geothermie mit Großwärmepumpe, innovativen Niedertemperatur Wärmenetz und Solarthermie für ein Großstadtquartier untersucht. Das System stellt eine intelligente Verknüpfung erprobter Einzeltechnologien durch die Integration innovativer Fernwärme-Technologien und gebäudetechnischer Anlagen zusammen mit der Geothermie dar. Die Untersuchung zeigte die Möglichkeiten zur Übertragung des Konzeptes auf viele Neubausituationen und stellte Betriebsweisen der Wärmeversorgungsanlagen vor, wie sie für ein flexibles Energiesystem in der Kopplung der Sektoren Strom und Wärme notwendig sind.

- **Benjamin-Franklin-Village Mannheim**

Auf der 144 ha großen Konversionsfläche im Herzen Mannheims soll auf einem ehemaligen Militärgelände ein neuer Stadtteil mit einem beispielhaften Wärmeversorgungssystem für die Versorgung der Bestands- und Neubauten entstehen. Im Rahmen des Umbaus wird ein Wärmenetz erstellt werden, welches die anfallenden Abwärme-Potenziale aus den angrenzenden Gewerbeimmobilien integriert und lokal erzeugten PV-Strom und dezentrale Wärmepumpen einbindet. Durch die Größe des Areals und die Vielzahl der vorgesehenen Nutzungen wird ein Reallabor für zukünftige lokale Energiesysteme und den Test von Technologien entstehen.

- **Initiative zur Digitalisierung der Energiewirtschaft: Das Open District Hub**

Mit der Gründung des Vereins Open District Hub soll die Digitalisierung der Energiewirtschaft durch die Nutzung von Konzepten der Sektorkopplung vorangetrieben werden. Der Verein schafft einen Rahmen, um die Interessen des gesamten Wertschöpfungs-

netzes der Quartiersversorgung zu bündeln, inklusive Strom, Wärme, Raumklimatisierung und Mobilität. Die Grundlage dafür stellen Technologien und Forschungsergebnisse zur Digitalisierung dar, wie ein selbstlernendes Energiemanagementsystem, ein digitaler Blockchain-Marktplatz und ein auf künstlicher Intelligenz basierendes Cybersicherheitskonzept.

Fazit

- Durch die Beispiele kann gezeigt werden, dass eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes im Bereich Raumwärme und Verkehr im Wesentlichen vor Ort, also lokal/regional zu lösen ist.
- Eine lokale Nutzung erzeugter Energien führt einen geringeren notwendigen Netzausbau mit sich. Forschungsergebnisse zeigen deutlich, dass ein gekoppeltes Energiesystem für die Erreichung der Energiewende nötig ist. Wie dies lokal realisiert werden kann, zeigt eine Reihe von zukunftsfähigen Quartiersbeispielen.
- Als zentrales Hemmnis für eine vermehrte Sektorenkopplung können die im Vergleich zu fossilen Brennstoffen hohen Strompreise genannt werden. Zur breiten Umsetzung der vielversprechenden Ansätze ist ein „even-level-playing-field“ für alle Energien notwendig.

Referenzen

- Schick, C. et al. „Energiesystemanalyse Baden-Württemberg“, Abschlussbericht des Forschungsverbunds STRise
- Lechtenböhrer, S. et al. „RegMex - Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung: Schlussbericht“
- Gils, H. C. „Balancing of intermittent renewable power generation by demand response and thermal energy storage“ (2015), Dissertation, Universität Stuttgart
- D. Peters, S. Börries, R. Völker, M. Greulich, F. Schuldt und K. von Maydell, „Einspeisemanagement in der enera Region,“ Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, 2018.
- McKenna, R., Bertsch, V., Mainzer, K., Fichtner, W. (2018) „Combining local preferences with multi-criteria decision analysis and linear optimisation to develop feasible energy concepts in small communities“, European Journal of Operational Research, Volume 268, Issue 3, 2018.

Energiespeicherung in der Industrie für flexible Sektorkopplung



ZAE
Dr. Matthias Rzepka
matthias.rzepka@zae-bayern.de

DBFZ
Dr. Volker Lenz
volker.lenz@dbfz.de

FZ Jülich
Dr. Uwe Bau
u.bau@fz-juelich.de
Fritz Röben
f.roeben@fz-juelich.de

Fraunhofer IEE
Anna Kallert
anna.kallert@iee.fraunhofer.de

GFZ
Dr. Felina Schütz
fschuetz@gfz-potsdam.de

KIT
Prof. Dr. Thomas Wetzel
thomas.wetzel@kit.edu

Aufgrund der globalen CO₂-Emissionen (hauptsächlich verursacht durch energetische Nutzung von fossilen Quellen) steigt der CO₂-Gehalt in der Atmosphäre seit vielen Jahrzehnten stetig an – mit weitreichenden Folgen für das Weltklima. Soll das 2-Kelvin-Ziel nicht überschritten werden, müssen sämtliche CO₂-Emissionen drastisch reduziert werden. Deutschland hat hier im Zuge der Energiewende schon erste Erfolge erreicht, trägt aber trotzdem mit etwa 750 Millionen Tonnen CO₂ jährlich [1-3] zu fast 2% des weltweiten Ausstoßes bei.

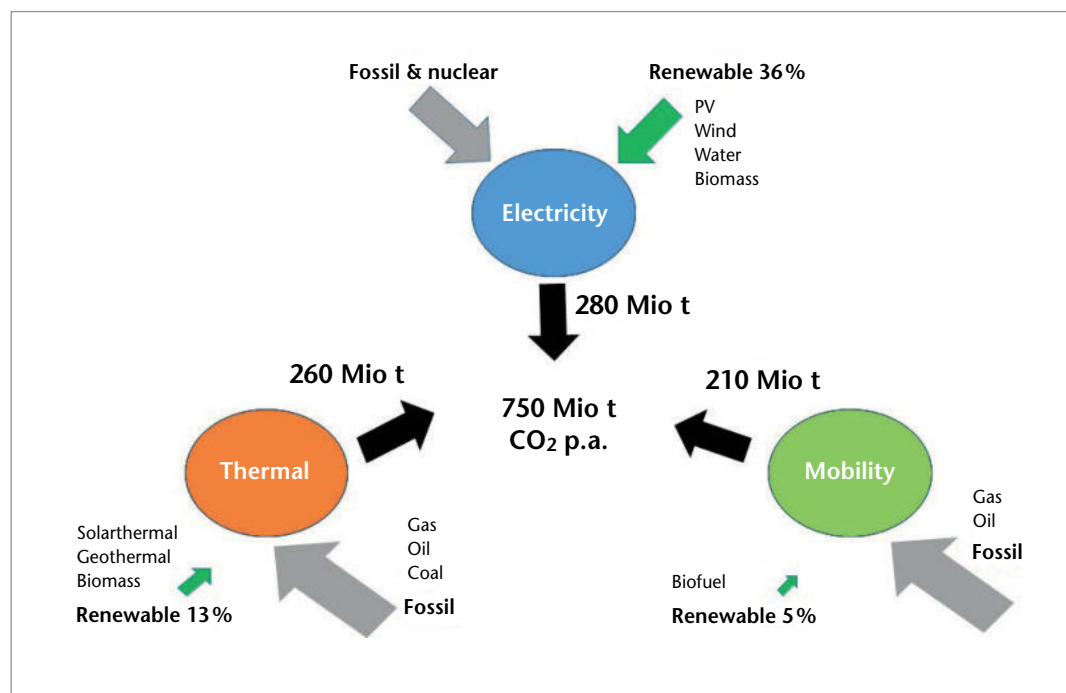
Dabei teilen sich diese Emissionen aktuell zu etwa gleichen Teilen auf die drei wesentlichen Verbrauchssektoren auf (► *Abbildung 1*): 280 Mill. t im Sektor Strom, 260 Mill. t im Sektor Wärme und 210 Mill. t im Sektor Verkehr (jeweils pro Jahr).

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch in diesen drei Sektoren ist jedoch sehr unterschiedlich. Im Stromsektor ist durch den vergleichsweise starken Zubau an Windenergieanlagen (On- und Offshore) sowie an PV-Installationen der Anteil an Erneuerbaren mittlerweile auf fast 40% gestiegen. In den übrigen Sektoren ist sowohl das bislang erreichte Niveau an erneuerbaren Energien als auch die Zubaudynamik deutlich kleiner.

Um das ehrgeizige und dringend nötige CO₂-Reduktionsziel (80-95% bis 2050 lt. Energieszenario der Bundesregierung [4]) zu erreichen, muss jedoch in allen drei Sektoren der Erneuerbaren-Anteil gleichermaßen erhöht werden. Neben dem intrasektoriellen Zubau (z.B. Solarthermie, Geothermie im Wärmesektor) wird dabei die Kopplung der Sektoren eine immer bedeutendere Rolle einnehmen. Sollte das Zubautempo an erneuerbaren Stromerzeugern weiter hoch sein, wird die Nutzung von CO₂-frei erzeugter Elektrizität in den Sektoren Wärme und Verkehr eine zentrale Rolle im zukünftigen Energiesystem einnehmen.

Wesentliches Merkmal von Wind- und Sonnenstrom ist die wetterbedingte, bedarfsunabhängig fluktuierende Erzeugung, so dass mit steigendem Anteil auch die Notwendigkeit von Flexibilitäten zur Anpassung von Erzeugung und Bedarf steigen wird. Hier bietet die Sektorkopplung auch die Chance, Speicheroptionen in den nachgelagerten Sektoren zu nutzen (► *Abbildung 2*). Insbesondere die direkte anwendungsnahe Wärmespeicherung bietet hier gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen Vorteile bzgl. Effizienz und Kosten.

Abbildung 1
Vergleich der Verbrauchssektoren Wärme, Strom und Verkehr:
jeweilige Erneuerbaren-Anteile und CO₂-Emissionen



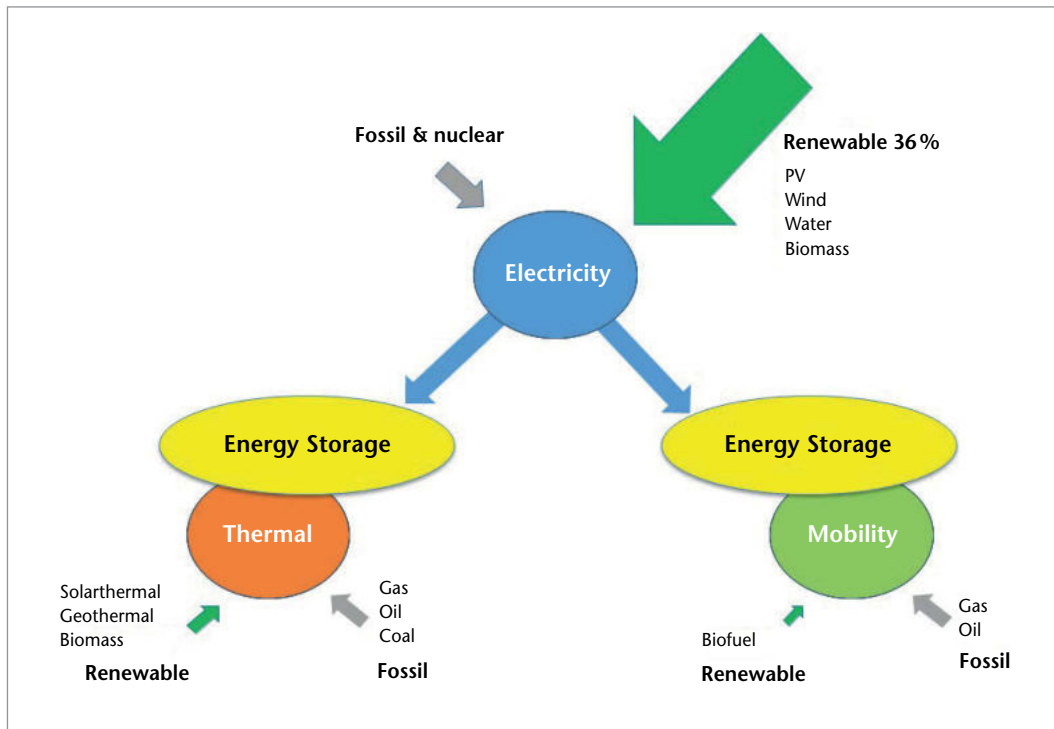


Abbildung 2
Sektorkopplung bietet Speicheroptionen in nachgelagerten Sektoren

Wärmespeicher im Niedertemperaturbereich zur Bereitstellung von Raumwärme sind Stand der Technik und werden schon lange zur kurzfristigen Lastverschiebung bis hin zu saisonaler Wärmespeicherung eingesetzt. In Zukunft wird jedoch der Bereich der industriellen Prozesswärme eine immer größere Rolle spielen. Aktuell entfällt etwa die Hälfte des Endenergiebedarfs in Deutschland auf den

Wärmebereich (► *Abbildung 3*), 29% auf den Verkehr und 20% auf den Elektrizitätssektor [1].

Innerhalb des Wärmesektors dominiert momentan noch der Anteil an Raumwärme. Dies wird sich in Zukunft jedoch deutlich ändern. Die angestrebten CO₂-Reduktionsziele bis zum Jahr 2050 lassen sich nur durch enorme Energieeinsparungen und Effizi-

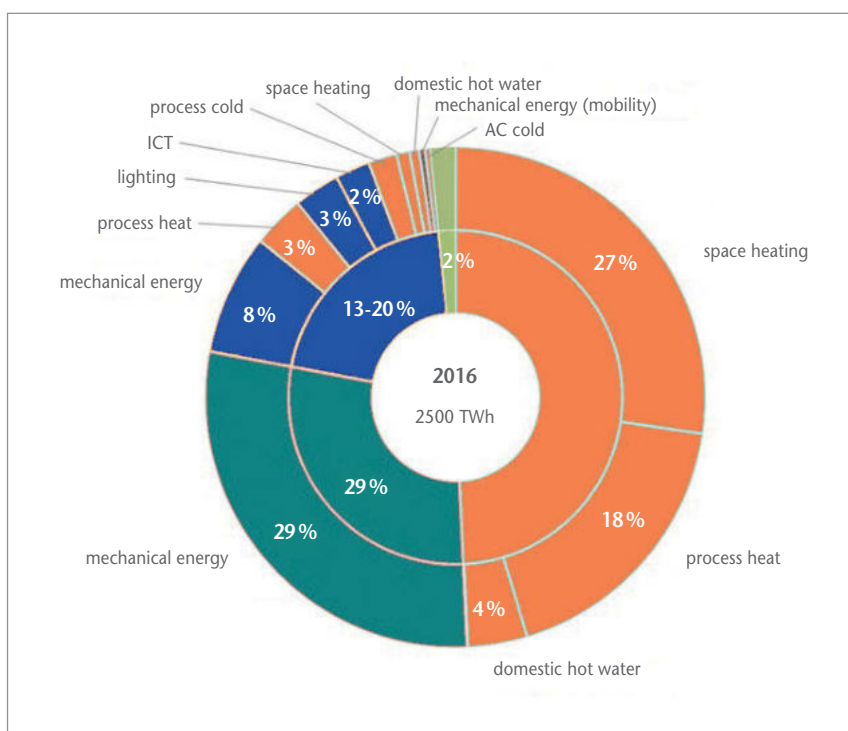


Abbildung 3
Endenergiebedarf in Deutschland nach Sektoren

enzsteigerungen erreichen, insbesondere im Bereich Verkehr (Übergang zur Elektromobilität) und im Bereich der Raumwärme (Verbesserung der Gebäudestandards im Neubau sowie Altbausanierung). Unter der Annahme, dass im industriellen Bereich das Einsparpotenzial eher gering ist, ergibt sich somit eine deutlich wichtigere Rolle der Hochtemperaturwärme für das zukünftige Gesamtenergiesystem Deutschlands.

Schon heute sind im Bereich der Raumwärmebereitstellung und der Mobilität Techniken etabliert, um komplett ohne den Einsatz fossiler Quellen auszukommen. Ziel muss es sein, auch die sehr unterschiedlichen industriellen Prozesse vollständig zu dekarbonisieren. Aufgrund der über alle Branchen hinweg sehr vielfältigen Anwendungsfelder erfordert dies den Einsatz unterschiedlicher Techniken.

Eine vielversprechende Option ist hier, über Power2Gas oder Power2Fuel in bisher fossil befeuerten Anlagen Brennstoffe zu verwenden, die CO₂-frei erzeugt wurden.

Eine weitere Option ist die direkte elektrische Wärmebereitstellung, da hier Umwandlungsverluste weitgehend vermieden werden können. Dies erfordert jedoch die zusätzliche Einbindung von Hochtemperaturwärmespeichern ins System, um den zeitlichen Versatz zwischen Stromangebot und Prozesswärmebedarf zu überbrücken. Das Potenzial für Hochtemperaturwärmespeicherung in der Industrie ist noch weitgehend unbekannt, erste Studien dazu werden aktuell durchgeführt [5].

Im Folgenden werden anhand einiger ausgewählter Beispiele aktuelle Forschungsaktivitäten vorgestellt:

Flüssigmetalle zur Wärmespeicherung

Eine vielversprechende Option zur Wärmespeicherung bei hohen Temperaturen sind Flüssigmetalle. Ziel ist die Realisierung von Anlagen im MWh-Maßstab bei Speichertemperaturen von 600-1100 °C.

Aufbauend auf langjähriger Erfahrung wird im Flüssigmetall-Labor des KIT (► *Abbildung 4*) aktuell integrierte Materialforschung an unterschiedlichen Materialklassen (z. B. Natrium, Zinn und Zinnlegierungen, Blei) durchgeführt.

Aufgrund der herausragenden Wärmetransporteigenschaften von Flüssigmetallen sind insbesondere Systeme zur effizienten Extraktion und Wiedernutzung von Hochtemperaturwärme im Aufbau. Aktuelle Forschungsthemen sind Materialforschung (insbesondere die Optimierung der Strukturmaterialien im Kontakt mit den hochkorrosiven Speichermedien), die Entwicklung von effizienten Speichertanksystemen mit hoher Ladedynamik sowie die Untersuchung von verschiedenen Nutzungsoptionen. Dabei spielt die Integration in bestehende Prozesse sowie die Entwicklung innovativer Heat-2Fuel-Prozesse eine wesentliche Rolle. Für Natrium als Speichermedium wird als weitere Option die direkte Stromwandlung untersucht (AMTEC Alkali Metal Thermal Electric Converter).

Abwärmenutzung für Prozess- und Heizwärme

Ein weiteres Anwendungsbeispiel aus dem industriellen Umfeld ist die Nutzung der Abwärme eines Gießereiofens während dessen Stillstandszeiten zur Bereitstellung von Prozess- und Heizwärme. Hier entwickelt das ZAE Bayern für die Gießerei Heunisch zusammen mit dem Anlagenbauer Küttner einen Hochtemperaturwärmespeicher (► *Abbildung 5*). Dieser wird als druckloser Zweistoffspeicher für Einsatztemperaturen bis 220 °C ausgeführt. Ein kostengünstiges Feststoffspeichermaterial wird von einem flüssigen Wärmeträgerfluid (Thermoöl) durchströmt. Die Wärme kann im Direktkontakt ausgetauscht werden. Nach einer Erprobungsphase im Labor soll das Speichermodul im realen Betrieb getestet werden. Durch die Anlage zum Abwärmerecycling sollen bei der Gießerei Heunisch jährlich etwa 3000 MWh Primärenergie und 600 t CO₂ eingespart werden.

Abbildung 4
Flüssigmetalle
für die Wärmespeicherung
bei hohen
Temperaturen
(Flüssigmetall-Labor
des KIT)





Abbildung 5
Hochtemperaturwärmespeicher für die Abwärmennutzung einer Gießerei (ZAE Bayern)

Energieintensive Industrien zur Produktion von Metallen, Zement oder Chemikalien machen einen Großteil des deutschen Strombedarfs aus. Die Produktionsschritte energieintensiver Industrien beinhalten zudem große Mengen innerer Energie in Form von heißen Materialien, die durch ihre Trägheit als Speicher genutzt werden können. Die Flexibilisierung dieser großen Strombedarfe kann zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen.

In der primären Kupferproduktion werden große Mengen geschmolzener Metalle wie Kupfer- und Eisenverbindungen verarbeitet (► *Abbildung 6*). Insbesondere das Nebenprodukt Schlacke wird in einem elektrischen Schmelzofen behandelt, um ver-

bliebenes Kupfer zurückzugewinnen. Die Schlacke wird mit Hilfe von eingetauchten Anoden durch elektrischen Widerstand erhitzt und auf 1500 K gehalten. Dieser Prozess benötigt auf der einen Seite viel Energie, auf der anderen Seite kann die große Menge geschmolzenen Materials als innerer Wärmespeicher genutzt werden. Die thermische Trägheit des Schmelzofens kann eine zeitlich variable Einbringung des Stroms ausgleichen und so einen flexiblen Betrieb ermöglichen. Das Stromnetz kann dann durch eine Anpassung des Strombedarfs entlastet werden, indem Stromnachfrage an die schwankende Produktion aus erneuerbaren Energien angepasst wird.

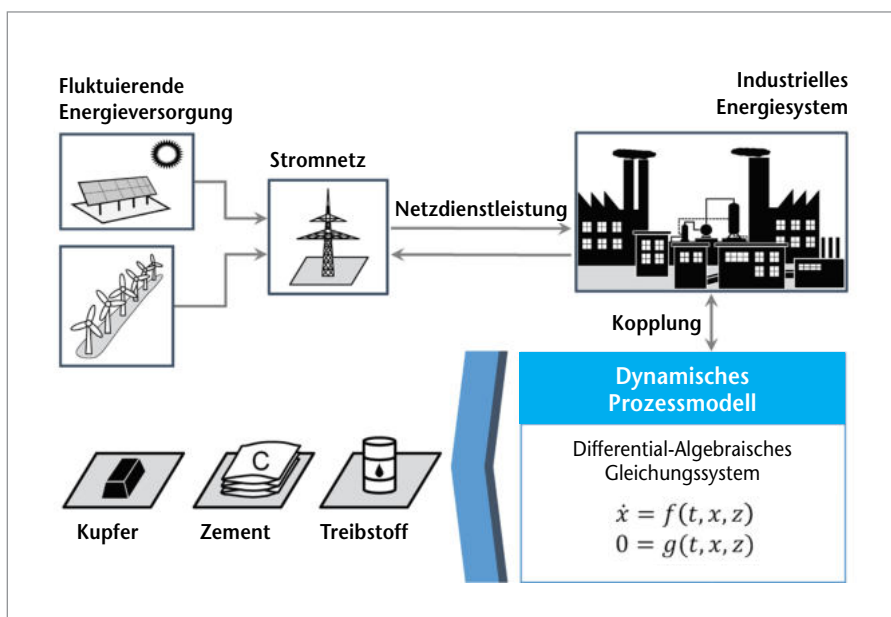


Abbildung 6
Dynamisches Prozessmodell zur Flexibilisierung der Kupferproduktion (Forschungszentrum Jülich)

Um diese Potenziale zu heben, werden vom Forschungszentrum Jülich detaillierte dynamische Modelle der Prozesse erstellt. Diese Modelle erlauben den optimalen Betrieb des Schmelzofens für prognostizierte Strompreise und die Einhaltung aller Randbedingungen, die durch den komplexen Kupferherstellungsprozess entstehen.

Insgesamt kann eine intelligente Fahrweise nicht nur netzdienlich sein, sondern auch zu einer großen Kosteneinsparung für den Anwender führen. In einem ähnlich gelagerten Projekt im Bereich der Nahwärmeversorgung konnte das Fraunhofer IEE nachweisen, dass durch optimiertes Lastmanagement in einem konkreten Einsatzfall die Betriebskosten um über 10% vermindert werden können. Intelligente Algorithmen zur Prognose der schwankenden Heizlast der Kundenanlagen und daraufhin optimierte Einsatzplanung einer Kombination aus elektrischer Wärmepumpe und elektrischem Spitzenlastkessel führen hier beispielsweise auch zu einer Erhöhung der Jahresarbeitszahl der zentralen Wärmeerzeugungsanlage um 7%.

Am DBFZ wird untersucht, inwieweit die Flexibilisierung von Biomasse-Heizkraftwerken die dezentrale Sektorkopplung unterstützen kann. Hier ist Wärmespeicherung eine wichtige Option, um KWK-Anlagen unabhängig vom Wärmebedarf betreiben zu können. Neben Dampfumleitung (Verschiebung von Strom zu Wärme mit Speicherung im Wärmenetz oder Wärmespeichern) kann Dampfspeicherung für erhöhte Flexibilität im Stundenbereich genutzt werden. Zusätzlich wird untersucht, inwieweit in zukünftigen Vergaser-Heizkraftwerken das heiße Produktgas unter gleichzeitigem Einsatz von Gas- und Wärmespeichern zwischengespeichert werden kann.

Fazit

Wärmespeicherung in der Industrie wird für flexible Sektorkopplung ein wesentlicher Baustein auf dem Weg zu einer CO₂-freien Energieversorgung sein. Aufbauend auf bestehenden Techniken und laufenden Forschungsarbeiten werden zukünftig für die jeweilige Anwendung angepasste Systeme entwickelt werden.

Referenzen

- [1] Energiedaten: Gesamtausgabe. Stand August: 2018; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
- [2] Umweltbundesamt; CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe; https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf
- [3] Umweltbundesamt; Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2017 – https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-05-04_climate-change_11-2018_strommix-2018_0.pdf
- [4] BMWi und BMU (2010), Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung
- [5] Seitz, A.; Zunft, S.; Hoyer-Klick, C. (2018): Technologiebericht 3.3b Energiespeicher (thermisch, thermo-chemisch und mechanisch). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Smarte Gebäude im Energiesystem

Der Gebäudesektor trägt mehr als 36 % zum Endenergieverbrauch Deutschlands bei. Dieser Anteil wird im Wesentlichen durch die Energie für Wärme und Klimatisierung von Wohn- und Nichtwohngebäuden bestimmt. In diesem Segment ist die Energiewende noch nicht weit vorangeschritten, sodass ein Großteil dieses Energieverbrauches derzeit noch aus fossilen Energieträgern gedeckt wird. Neben energetischen Sanierungsmaßnahmen bietet ein effizienter Betrieb der Gebäudetechnik großes Potenzial zur Senkung des Energieverbrauches.

In diesem Beitrag werden aktuelle Forschungsansätze vorgestellt, die aufzeigen, welche Potenziale die Digitalisierung bietet, den Gebäudeenergieverbrauch zu senken, den Nutzer mit einzubeziehen und wie das Gebäude dem Energiesystem dienlich sein kann.

Welchen Beitrag kann die Digitalisierung zur Reduzierung der CO₂-Emissionen der Gebäudeenergieversorgung leisten?

Gebäudeenergieversorgungssysteme werden zunehmend komplex, insbesondere, wenn dabei erneuerbare Versorgungskonzepte umgesetzt werden sollen. Aber auch schon herkömmliche Gaskessel und Wärmepumpen bieten zunehmende Möglichkeiten der Parametrierung. Werden diese Geräte nicht den Anforderungen im Gebäude angepasst, kann dies zu einem ineffizienten Gebäudebetrieb und somit zu einem erhöhten Energieverbrauch führen. Um solche Fehleinstellungen identifizieren zu können, ist ein kontinuierliches Monitoring dieser Systeme notwendig, denn auch die Anforderungen im Gebäude können sich im Laufe der Zeit ändern.

Das Internet der Dinge (Internet of Things, IoT) und der digitale Gebäudewilling (Building Information Modeling, BIM) sind die nächsten Stufe bei der Betriebsführung von Gebäuden. Diese Technologien ermöglichen es, zusätzliche Informationen über den Zustand von Anlagen kontinuierlich zu erfassen, zu kommunizieren und digital zu verwalten. Sie haben das Potenzial, mehr Transparenz in die zunehmende Komplexität der Gebäudeversorgung zu bringen und die Anforderungen hinsichtlich Komfort und Energieeffizienz besser zu erfüllen. Sie sind auch die Lieferanten von hochaufgelösten Messdaten und von Metadaten für innovative Analyse- und Diagnosemethoden. Somit können Verfahren aus

dem Bereich des maschinellen Lernens, die den Betrieb von Anlagen und Komponenten kontinuierlich überwachen, trainiert und angewandt werden. Im Betrieb der Anlagen werden folglich Fehler und suboptimale Betriebszustände zeitnah erkannt und frühzeitig mit allen für eine Behebung des Problems relevanten Informationen über geeignete Benutzerschnittstellen und Webplattformen bereitgestellt.

Im Rahmen des vom BMWi geförderten Projekts OBserve (www.ob-serve.de) hat das Fraunhofer ISE eine selbstlernende Methode auf Basis von qualitativen Modellen für die Fehlererkennung in gebäudetechnischen Anlagen entwickelt. In Zusammenarbeit mit einem deutschen Gebäudeautomationshersteller wurde diese Methode zur Überwachung einer bestehenden Heizungsanlage erfolgreich eingesetzt. Qualitative Modelle beschreiben das dynamische Verhalten von Systemen näherungsweise und können durch einen stochastischen Automaten dargestellt werden. Dieser beschreibt die Wahrscheinlichkeiten, mit denen das System von einem Zustand in den nächsten wechselt. Bei richtig trainierten Modellen weisen unwahrscheinliche Zustandsänderungen auf einen möglichen Fehlbetrieb der Anlage.

Nach Erreichen eines fehlerfreien Betriebs ermöglichen modellprädiktive Regelungsstrategien, die Anlagen vorausschauend auf Basis von detaillierten Wetter-, Belegungs- und Netzbelastungsprognosemodellen zu regeln und somit ein technisch-wirtschaftliches Optimum zu erreichen. Eine solche prädiktive Steuerung wurde im Energy Efficiency Center des ZAE Bayern umgesetzt: Für die Kältebereitstellung wird eine Passive Infrarote Kühlung (PINC) zur Klimatisierung der Büroräume über Kühldecken eingesetzt. Hierbei wird Kälte bereitgestellt indem Wasser in der Nacht auf dem Dach verrieselt wird und seine Wärme durch Strahlung, Konvektion und Verdunstung an die Umgebung abgibt. Eine einfache Betriebsstrategie für dieses System wäre eine regelbasierte Steuerung (RBC). Sie stellt Kälte bereit, sobald die Solltemperatur des Kältetanks überschritten ist und unterbindet eine Verrieselung bei Sonneneinstrahlung sowie wenn die Pumpleistung größer als die zu erreichende Kälteleistung ist. Zur Optimierung wurde hier eine modellprädiktive Regelung (MPC) eingesetzt, die weitere Faktoren, wie den Kältebedarf der letzten Tage, mit entsprechenden Wetterdaten korreliert sowie die Wetterprognose für die Zukunft mit einbezieht. Durch die prädiktive Regelung wird die benötigte Kältemenge



ISFH

Dr. Tobias Ohrdes
ohrdes@isfh.de

DBFZ

Daniel Büchner
daniel.buechner@dbfz.de
Henryk Haufe
henryk.haufe@dbfz.de

DLR

Marco Zobel
marco.zobel@dlr.de

Fraunhofer IEE

Jan von Appen
jan.vonappen@iee.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE

Nicolas Rehault
nicolas.rehault@ise.fraunhofer.de

Jülich

Dr. André Xhonneux
a.xhonneux@fz-juelich.de

KIT

Prof. Andreas Wagner
wagner@kit.edu

ZAE Bayern

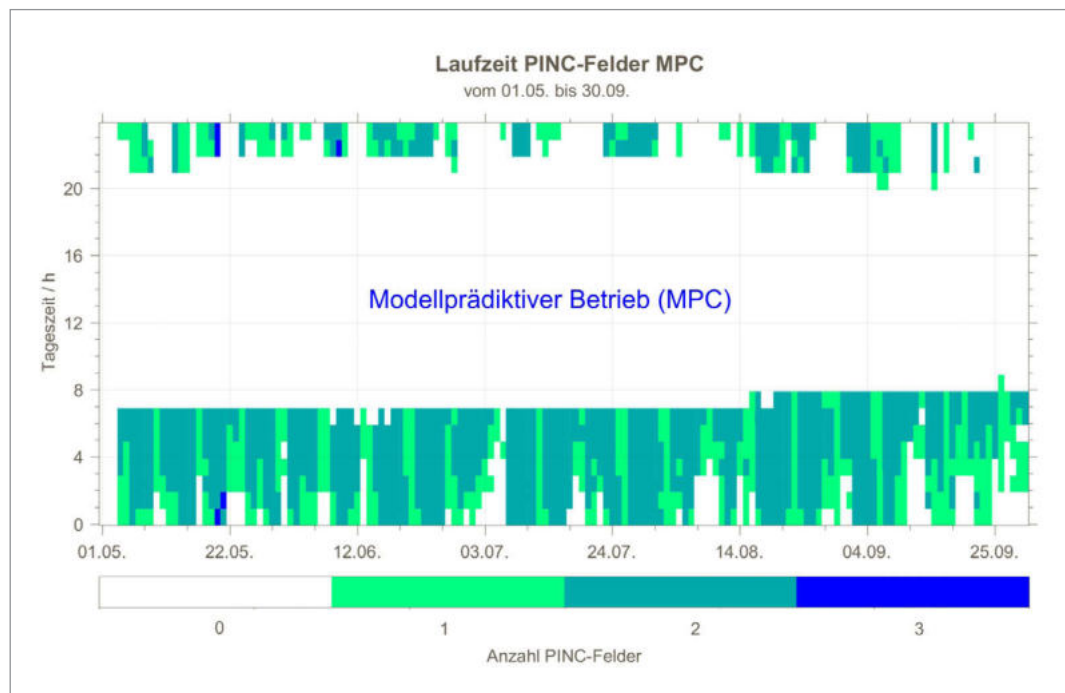
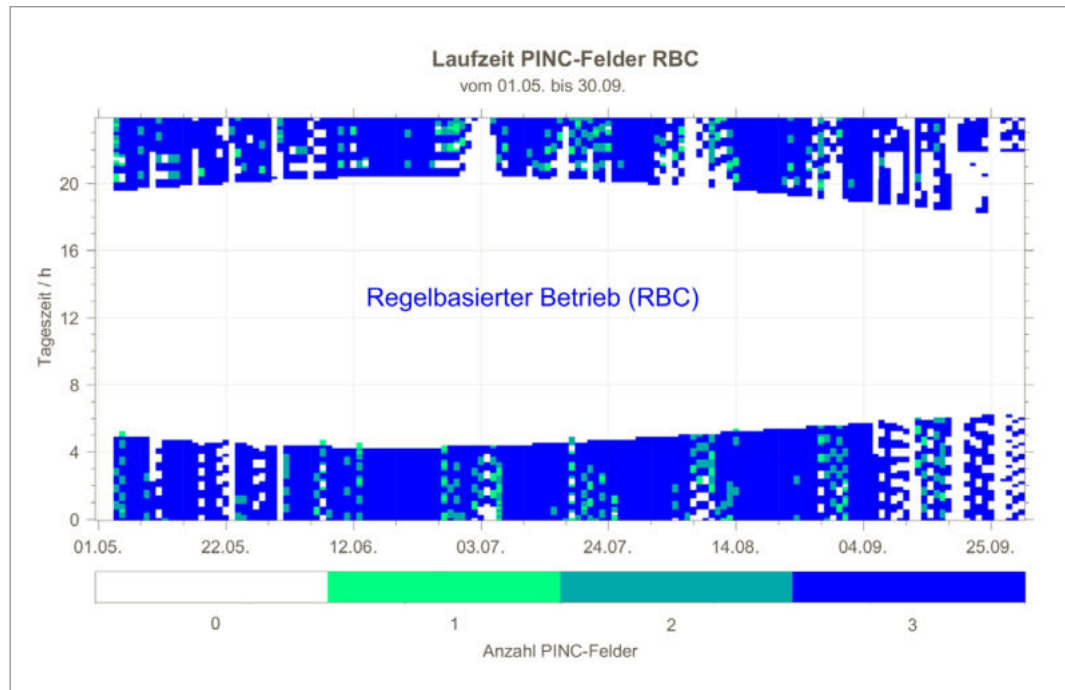
Dr. Bastian Büttner
bastian.buettner@zae-bayern.de

prognostiziert, so dass die Bereitstellung dementsprechend reduziert werden kann – ohne dass es zu Komforteinbußen kommt. Zugleich kann die reduzierte Kältemenge flexibel zu solchen Zeiten erzeugt werden, an denen besonders günstige Verhältnisse für das regenerative Kältesystem auftreten.

► **Abbildung 1a** zeigt die Ergebnisse einer Co-Simulationen mit den Simulationstools MATLAB und TRNSYS, die das Gesamtsystem aus Verbraucher, Schichtspeicher und Kälteerzeugung einbezie-

hen, für eine ausgewählte Sommerperiode. Wie in ► **Abbildung 1b** ersichtlich, kann durch Verwendung der modellprädiktiven Regelung der effektive Volumenstrom bzw. die Anzahl der durchströmten PINC-Felder im Vergleich zur RBC reduziert und somit Strom für Pumpen eingespart werden. Dadurch kann eine relevante Systemkennzahl, die „Seasonal Energy Efficiency Ratio“ (SEER) von 8,9 auf 15,0 gesteigert wird, sodass das Gesamtsystem die Energie bei gleicher Performance für den Nutzer um ca. 70% effizienter nutzt.

Abbildung 1
Rasterdiagramme
 mit Tageszeit/Datum als
 Ordinate bzw. Abszisse:
 farbkodiert ist der
 effektive Volumenstrom
 für den
 a) regelbasierten
 Kühlbetrieb und
 b) modellprädiktiven
 Kühlbetrieb
 in den Sommermonaten.
 Der effektive Volumen-
 strom korreliert mit der
 Anzahl verwendeter
 PINC-Felder. Je geringer
 der notwendige
 Volumenstrom ist, desto
 weniger Hilfsenergie
 wird für die Pumpen
 benötigt.



Nutzer im smarten Gebäude

Viele Untersuchungen zeigen, dass die Nutzer den Energieverbrauch von Gebäuden entscheidend beeinflussen. Dabei spielen – neben der Nutzung von Geräten (z. B. Haushaltsgeräte, IT-Ausstattung) und technischen Anlagen (Aufzüge u. a.) – besonders komfortbedingte Handlungen der Nutzer eine bedeutende Rolle. So wird z. B. der Energieaufwand zur Raumkonditionierung zu einem großen Anteil durch die Bedürfnisse und Erwartungen der Nutzer beeinflusst. Unzureichende Kenntnisse über die Bedürfnisse und das Verhalten der Nutzer führen in der Praxis jedoch häufig dazu, dass eine große Differenz zwischen prognostizierten und tatsächlich gemessenen Energiekennzahlen auftritt. Um diesen sogenannten „Performance Gap“ zu minimieren, muss das Komfortempfinden und das Nutzerverhalten besser verstanden werden. Dazu stehen immer mehr Daten aus der Gebäudeautomation oder personenbezogenen Geräten (z. B. Smart Watch) zur Verfügung, die zur Modellierung des Nutzerverhaltens und dessen Vorhersage herangezogen werden können. Diese Prognosen können sowohl bei der Gebäudeplanung, als auch im Gebäudebetrieb verwendet werden.

Eine Maßnahme besteht z. B. darin, dem Nutzer in Echtzeit Handlungsvorschläge zur Optimierung von Komfort und Energieverbrauch zur Verfügung zu stellen.

In einem Laborexperiment am KIT konnte so gezeigt werden, dass der Nutzerkomfort durch den individuellen Zugang zu einem Deckenventilator deutlich gesteigert werden kann. Die Abbildung dieses Verhaltens in einer Gebäudesimulation zeigt, dass die Anzahl der Stunden mit Raumtemperaturen außerhalb des Komfortbereichs über das Jahr etwa halbiert werden kann. Aktuelle Forschungsarbeiten – international u. a. verankert im IEA EBC und Annex 79 – umfassen experimentelle Arbeiten zu Komfortempfinden und Nutzerverhalten, neue Ansätze zur Modellierung auf Basis von Big Data-Methoden sowie die Implementierung der Modelle in digitale Planungswerkzeuge und Regelungs-/Automationssysteme in Gebäuden.

Neben einer adäquaten Abbildung des Nutzerverhaltens für Planung und Betrieb, bieten sich damit neue Möglichkeiten den Nutzer aktiv mit einzubinden und Transparenz hinsichtlich des Energieverbrauchs zu schaffen. Eine auf diese Weise verbesserte Nutzersensibilisierung ermöglicht somit eine bewusste Einbindung der Endverbraucher in die Energiewende.

Das Fraunhofer IEE hat in diesem Kontext verschiedene Konzepte entwickelt, Endverbraucher mittels Einsatz von Spiel-Design-Elementen zur Mitwirkung bei der Optimierung der Energieversorgung zu motivieren.

Das „Social Energy Management-Konzept“ (sema) kombiniert ein spielorientiertes Anreizkonzept („Gamification“) mit einer Social Community, um eine stärkere Flexibilisierung der Energienachfrage sowie Energieeinsparungen zu erreichen. Der Gamification-Ansatz belohnt die Endverbraucher für die Anpassung ihres Strombezugs an die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energie-Erzeugern (EE-Erzeuger), indem mehr Punkte für Stromverbrauch bei hoher EE-Erzeugung vergeben werden. In Zeiten geringer EE-Stromerzeugung können dagegen weniger Punkte gesammelt werden. Im Wärmebereich werden die Verbraucher durch optimiertes Heizverhalten mittels programmierbarer Heizkurven und Lüften zum Punktesammeln ange-regt. Die Wirksamkeit des sema-Konzepts wird im Rahmen eines Feldtests überprüft. Hierzu wurden 35 Haushalte mit verschiedenen Aktoren (z. B. Funk-Heizthermostate), Sensoren (z. B. Anwesenheitssensoren und Echtzeitstromverbrauchsmessung) und einer Energiemanagementsoftware, die auf der OGEMA-Plattform des Fraunhofer IEE aufsetzt, ausgestattet. So erhalten die Teilnehmer täglich eine neue Punktekurve, die auf Basis der EE-Erzeugungs- und einer Außentemperaturprognose erstellt wird. Die auf der sema-Plattform hinterlegten Algorithmen werten dann in Echtzeit aus, ob Verbrauchsänderungen stattgefunden haben und be-punkten diese entsprechend. Anschließend werden den Teilnehmern Rankings und individualisierte Energieauswertungen zur Verfügung gestellt. Aktuelle Feldtestauswertungen zeigen, dass das Bewusstsein der Verbraucher für einen EE-orientierten Stromverbrauch damit erhöht werden kann. Obwohl in einzelnen Stunden mit hohem sema-Level Verbrauchsverlagerungen von bis zu 50% identifiziert werden konnten, ist der generelle Ansatz maßgeblich durch die Anwesenheit der Verbrauch beeinflusst. Um die Flexibilität weiter zu erhöhen, werden aktuell vor allem größere Verbraucher, wie bspw. Wärmepumpen und E-Autos, optimiert und automatisiert in das sema-System eingefügt. Die Auswertung ergibt, dass durch die Kombination von automatischer Heizungssteuerung und spielerischem Wettbewerb Energieeinsparungen im Wärmebezug realisiert werden können. In einzelnen Haushalten konnte so der Wärmebedarf um bis zu 20% gesenkt werden.

Wie können smarte Gebäude dem Gesamtenergiesystem dienen?

Neben der Senkung des Energiebedarfs durch einen effizienten Gebäudebetrieb und angepasstes Nutzerverhalten können Gebäude durch Bereitstellung von Flexibilität auch dem Gesamtsystem dienen: Für die Transformation des Energiesystems hin zu erneuerbaren Energien ist es erforderlich, den Energiebedarf zeitlich an das EE-Angebot anzupassen bzw. weitere Speichermöglichkeiten zur Verfügung zu stellen. Gebäude bieten hier durch Kopplung des Wärme- und Stromsektors erhebliches Potenzial, fossile Brennstoffe im Bereich der Wärmeversorgung durch Strom aus erneuerbaren Energien zu ersetzen.

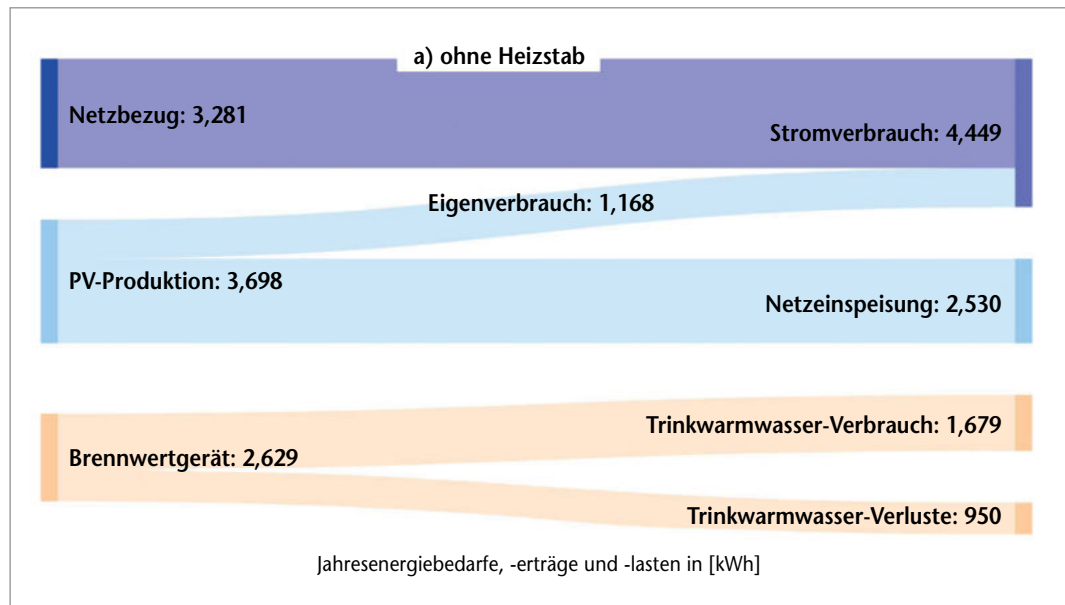
Eine mögliche Anwendung besteht in der Speicherung von Strom aus PV-Anlagen in thermischen

Speichern mittels einfacher elektrischer Heizstäbe solange kein weiterer elektrischer Energiebedarf besteht. Durch den Einsatz eines thermischen Speichers werden allerdings die Charakteristiken der Energiebezüge aus dem Strom- und Gasnetz deutlich verändert und sind schwieriger vorhersagbar. Dies gilt gleichermaßen für das thermische Verhalten des Gesamtsystems und die erreichbare Effizienz. Am DLR wurde daher ein Systembenchmark entwickelt, mit dem die erreichbaren Potenziale ermittelt werden können. Hierfür wurde ein Realaufbau realisiert, welcher alle Heizungskomponenten inkl. eines 200 l Trinkwasserspeichers und Simulatoren für Erzeuger und Lasten beinhaltet. Eigenentwickelte Zeitraffertests erlauben die Abbildung eines Jahresszenarios in 35 Tagen. Zum Vergleich sind die Energieflüsse der beiden Szenarien ohne und mit Heizstab in ► *Abbildung 2* dargestellt.

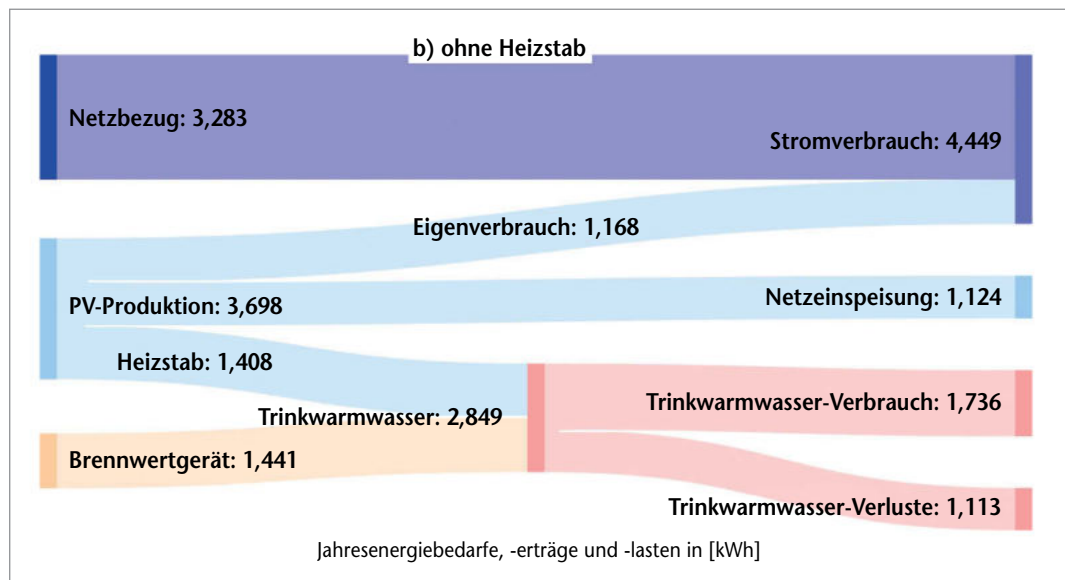
Abbildung 2

Energieflüsse eines Einfamilienhauses:

a) Der generierte PV-Strom wird direkt genutzt bzw. ins Netz eingespeist.



b) Ein signifikanter Anteil des Überschussstromes kann zur Trinkwassererwärmung mittels Heizstab genutzt werden.



Bereits mit dem bewusst einfach ausgeführten technischen Aufbau und konservativen Randbedingungen wurde im Testaufbau eine Reduzierung der Netzeinspeisung um 56% erreicht bei gleichzeitiger Absenkung des Gasverbrauches um 45%.

Die Nutzung von Photovoltaik-Strom für thermische Anwendungen beschränkt sich allerdings auf die Zeiträume mit hoher solarer Einstrahlung. Um auch in Zeiten geringer solarer Einstrahlung das elektrische Verteilnetz entlasten zu können, werden am DBFZ im Forschungsschwerpunkt SmartBiomass-Heat gezielt die verschiedenen Bausteine zukunftsfähiger Wärmeerzeuger auf Basis biogener Festbrennstoffe untersucht.

Ein Beispiel ist der bedarfsgerechte Einsatz dezentraler wasserführender Holzöfen als sektorübergreifende Flexibilitätsoption zur Vermeidung kurzfristiger Bedarfsspitzen im Strom- oder Gasnetz. So muss beispielsweise in Zeiten geringer erneuerbarer Stromproduktion nicht auf Strom zurückgegriffen werden. Durch den Einsatz zusätzlicher Stromerzeugungstechnologien, wie beispielsweise thermoelektrische Generatoren, lassen sich zusätzliche positive Effekte erzielen. Neben der langfristigen Mobilisierung der Nutzer stellen die einfache und fehlerfreie Inbetriebnahme sowie die Kommunikation zwischen den verschiedenen Anlagenkomponenten die größten Hürden bei solchen komplexen Versorgungskonzepten dar. Schwerpunkt der aktuellen Forschung ist daher neben der Komponentenentwicklung auch die Regelungsentwicklung sowie die Standardisierung von Schnittstellen.

Eine wichtige Rolle in der Energiewende spielt die Wärmepumpe (WP): Sie ermöglicht unter Nutzung von Wärme aus der Luft oder dem Erdboden die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser. Hierbei werden bei aktuellen Geräten aus einer Kilowattstunde Strom etwa 3-5 Kilowattstunden Wärme erzeugt. Wenn dieser Strom auch aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden kann, lässt sich ein Großteil fossiler Brennstoffe im Gebäudebereich ersetzen. Stromerträge aus Wind- und Solarenergie weisen zwar jeweils eine starke saisonale Abhängigkeit auf, diese ergänzen sich aber im Monatsmittel im Jahresverlauf sehr gut, wie in ► *Abbildung 3* dargestellt. Die Fragen, zu welchem Anteil der Strom aus erneuerbaren Quellen aber zu jedem Zeitpunkt des Jahres gedeckt werden kann und welchen Einfluss eine flächendeckende Verbreitung von Wärmepumpen auf die Stromnetze hat, werden am ISFH im Projekt Wind-Solar-Wärmepumpen-Quartieren (www.wpuq.de) untersucht.

In zwei Quartieren werden in ca. 50 Gebäuden Messungen der elektrischen Leistungen von WP- und Haushaltslasten mit einer zeitlichen Auflösung von bis zu einer Sekunde durchgeführt. Gleichzeitig werden die regional erzeugte erneuerbare Energie (Wind- und Sonnenstrom) erfasst und Messungen am Ortsnetztransformator durchgeführt. Auf diese Weise wird zu jedem Zeitpunkt bestimmt, wie viele Wärmepumpen gleichzeitig laufen und wie hoch die erneuerbare Deckung ist.

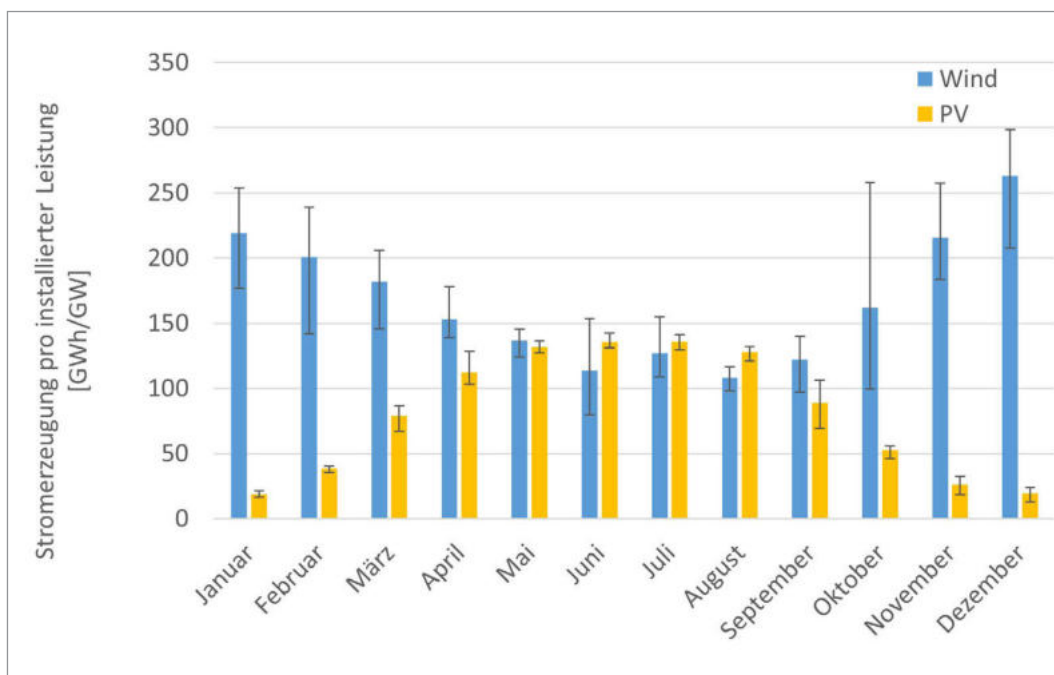


Abbildung 3
PV- und Windstromerzeugung in Deutschland
 bezogen auf die installierte Anlagenleistung von PV- und Windkraftanlagen im Jahresverlauf (Monatsmittelwerte aus den Jahren 2015-2017). Die Fehlerindikatoren zeigen, dass insbesondere die Windkraft starke Schwankungen zwischen den Jahren aufweist.
 Datenquelle: energy-charts.de

Basierend auf den Messdaten werden Betriebsstrategien für Wärmepumpen-Quartiere entwickelt, die z. B. einen koordinierten Betrieb innerhalb des Quartiers ermöglichen, um das elektrische Verteilnetz zu entlasten und die erneuerbare Deckung zu erhöhen. Das Einzelgebäude kann so, mit seinen thermischen und elektrischen Speichern und Lasten, Flexibilität anbieten. Eine wichtige zu beantwortende Fragestellung ist dabei auch, welche Potenziale zur Primärenergiesenkung zentrale, quartiersweite Betriebsstrategien gegenüber dezentralen Strategien einzelner Gebäude haben. Hieraus lassen sich dann auch Erkenntnisse ableiten, zu welchem Grad Gebäude zukünftig untereinander oder mit Leitstellen vernetzt werden müssen.

Zusammenfassung

Die Betriebsführung von Gebäuden bietet großes Potenzial zu Energieeinsparungen.

Monitoring- und Fehlererkennungsverfahren können solche Einsparungen dauerhaft sicherstellen. Erste Ansätze mit modellprädiktiven und selbstlernenden Steuerungen zeigen, dass die Energieeffizienz von Gebäudeenergiesystemen weiter gesteigert werden kann, wobei hier aktuell großer Forschungsbedarf besteht.

Der Nutzer ist ein wesentlicher Faktor im Gebäudebetrieb. Sein Verhalten muss einerseits bereits bei Planung und auch in der Steuerung berücksichtigt werden. Andererseits zeigen Ergebnisse unter Verwendung von Gamification-Ansätzen, dass das Verhalten des Nutzers auch aktiv beeinflusst werden kann.

Schließlich ist das Gebäude auch immer als Teil des Gesamtenergiesystems zu betrachten. Insbesondere die Kopplung von elektrischen und thermischen Systemen eröffnet neue Speicheroptionen und Möglichkeiten der Flexibilitätsbereitstellung. Aktuell gibt es verschiedene Ansätze, wie die Vielzahl an Komponenten in einem solchen System vernetzt werden können und wie hoch der Grad an Vernetzung sein muss. Die Digitalisierung bietet hier viele technische Möglichkeiten, Hürden bestehen aber weiterhin in den vielfältigen Interessenslagen der Akteure.

Wärmepumpen in vernetzten Gebäuden

Einleitung

Beim Thema „Wärmepumpen in vernetzten Gebäuden“ stellt sich zunächst die Frage, worin diese Vernetzung besteht. Es gibt mehrere Ebenen, mit denen Wärmepumpen (WP) physisch und/oder datenbasiert vernetzt sein können (► *Abbildung 1*): Die oberste Ebene ist das „Gesamtsystem“. Danach folgen die Subsysteme Verteilnetz und Quartier, anschließend die gebäudebezogenen Subsysteme, wie bspw. Verbrauch, Solarthermie, Photovoltaik, Speicher, Abwärme etc.

Auf jeder Netzebene bestehen wiederum mehrere Optimierungsanforderungen. Diese können z.B. (netz)technischer, ökonomischer oder ökologischer Natur sein. Die Forschungsprojekte der Partner zeigen, dass durch die Digitalisierung die Vernetzung und die Optimierung des Wärmepumpenbetriebs unterstützt werden können; Zielkonflikte zwischen den Optimierungsparametern aber nicht aufgelöst werden können.

Im Zuge der steigenden Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) werden Wärmepumpen als Option zur Nachfrageanpassung diskutiert. Simulations- und Optimierungsstudien für das gesamte Energiesystem zeigen, dass eine flexible Fahrweise von WP basierend auf Signalen aus den Strommärkten zu einer verbesserten Systemintegra-

tion beitragen kann [z.B. [1] Patteeuw 2016]. Dies betrifft nicht nur die verbesserte Integration der fEE in die Energiemärkte, sondern auch die Reduktion von Lastspitzen und Systemkosten sowie die Vermeidung kritischer Netzsituationen. Um die notwendige Flexibilität bereitzustellen, muss die Stromnachfrage von WP vom Wärmeverbrauch unter Ausnutzung der thermischen Gebäudemasse und ggf. thermischen Speichern partiell entkoppelt werden.

Die Digitalisierung eröffnet die Möglichkeit, das Potenzial von WP zur Nachfrageanpassung z. B. via Real-Time-Pricing-Mechanismen zu heben. Hierbei werden mit Hilfe eines Smart Meters Schwankungen des Großhandelspreises von Strom als stetiges oder gestuftes Preissignal in Echtzeit bzw. am Vortag an den Endkunden weitergegeben, wodurch ein Anreiz entsteht, den Stromverbrauch nach dem aktuellen Großhandelspreis zu richten. Das Energiesystem soll in der Folge in kritischen Situationen, etwa bei hohen Strompreisen aufgrund geringer Einspeisung durch EE, entlastet werden.

Ob echtzeitbasierte Strompreise für WP auch in der Realität die gewünschte Wirkung erzielen, hängt von verschiedenen Faktoren ab. Zunächst entscheidet der Verbraucher über den Umfang seiner Reaktion auf das Preissignal. Bei WP ist insbesondere zu beachten, dass eine flexible Betriebsweise die Raum-



IZES
Eva Hauser
hauser@izes.de

DLR
Evelyn Sperber
evelyn.sperber@dlr.de

Fraunhofer IEE
Dr. Michael Krause
michael.krause@iee.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE
Dr. David Fischer
david.fischer@ise.fraunhofer.de

ISFH GmbH
Fabian Hüsing
huesing@isfh.de

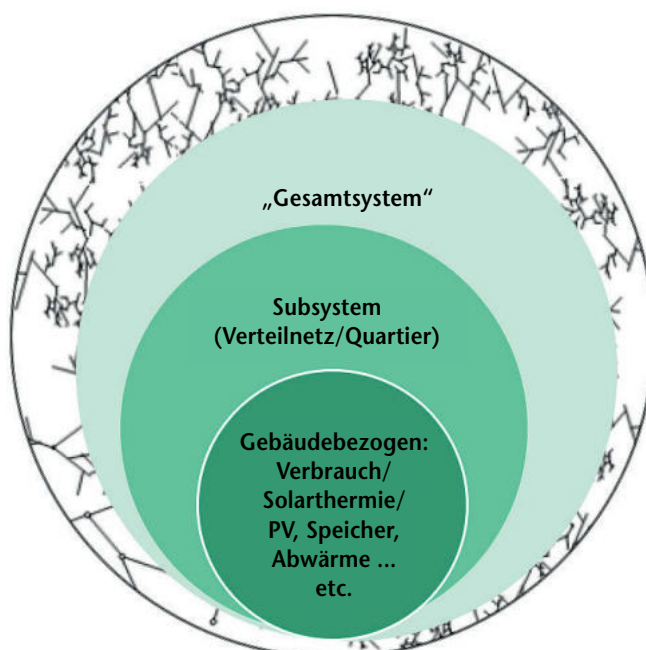


Abbildung 1
**Ebenen der Vernetzung
von Wärmepumpen**

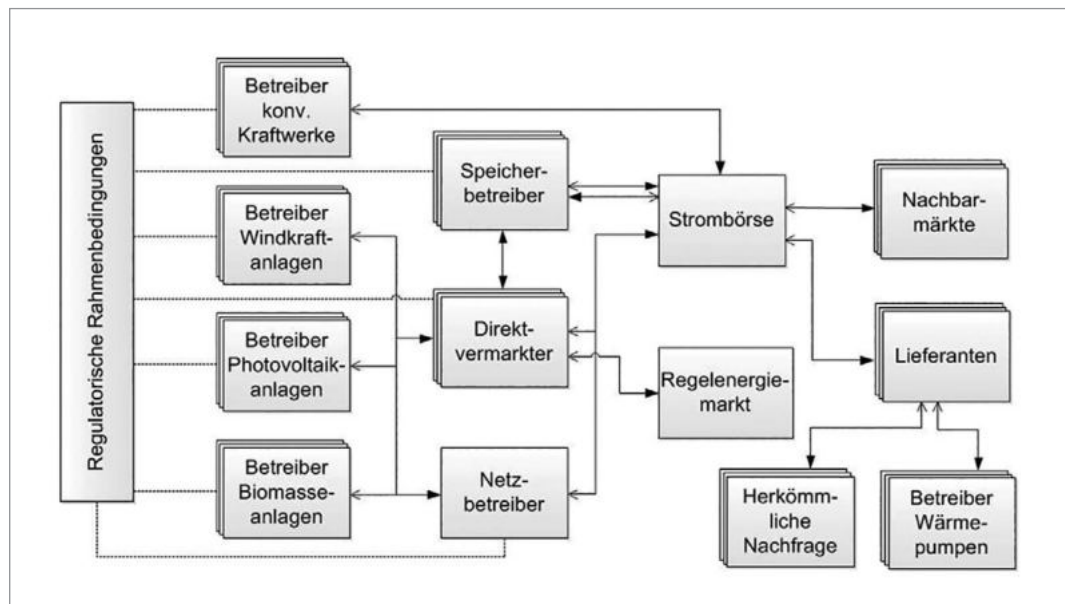
temperatur sowie die Effizienz der WP beeinflussen kann, was das nutzerbedingte Potenzial der Lastverschiebung begrenzt. Darüber hinaus bestimmen die Anreizstrukturen die Effektivität von Real-Time-Pricing mit. Hierbei ist entscheidend, ob auch nicht-marktliche Komponenten des Strompreises, insbesondere Umlagen und Abgaben, dynamisiert werden können. Letztlich werden Interventionen im Energiesystem oftmals von (unintendierten) Neben- und Wechselwirkungen begleitet. So beeinflusst der Einsatz von WP bei hoher Marktdurchdringung die Großhandelspreise des Stroms und hat damit einen selbst-rückwirkenden Effekt auf Real-Time-Pricing.

Um energiepolitische Instrumente zur Marktintegration der fEE im Simulationskontext bewerten zu können, hat das DLR gemeinsam mit IZES, ZIRIUS und Thomas Kast Simulation Solutions ein agentenbasiertes Modell des deutschen Strommarktes (AMIRIS) entwickelt. Im Zentrum stehen die Akteure („Agenten“) des Stromsystems mit ihren Wahrnehmungen, Handlungsmustern und Wechselbeziehungen (► *Abbildung 2*). Im Gegensatz zu Gleichgewichts- und Optimierungsmodellen existiert keine zentral vorgegebene Zielfunktion, sondern das Systemverhalten resultiert aus dem Verhalten der einzelnen Agenten sowie deren Interaktion untereinander und mit ihrer Umwelt ([2] Deissenroth et al. 2017). Am DLR wird AMIRIS derzeit in Richtung Sektorenkopplung mit Wärmepumpen weiterentwickelt, um anreizbasierte Instrumente aus einer ganzheitlichen Energiesystemperspektive bewerten zu können. Dabei werden das Akteursverhalten der WP-Betreiber und Lieferanten sowie das thermische Verhalten der unterschiedlichen Gebäudetypen explizit berücksichtigt.

WP-Einsatz zur Vermeidung von Netzüberlastung bzw. übermäßigem Verteilnetz-Ausbau

Im Rahmen der Systemtransformation sollen sowohl die elektrische Energiebereitstellung als auch die Wärmebereitstellung auf fEE basieren. So sollte es indirekt über die Stromnutzung auch für WP der Fall sein, die dann ebenfalls zur Dekarbonisierung des Wärmebereichs beitragen können. Allerdings besteht das Problem, dass die Wärmebedarfe selten synchron mit der fEE-Erzeugung auftreten. Dadurch können- bei entsprechend hohem EE-Ausbau an einzelnen Netzknoten Frequenz- und Spannungsprobleme auftreten – insbesondere in Situationen von hoher PV-Einspeisung im Niederspannungsnetz. Welche Rolle WP bei der Vermeidung solcher Frequenz- und Spannungsprobleme spielen können, mit denen ggf. ein übermäßiger und ggf. teurer Netzausbau vermieden werden kann, wird vom Fraunhofer IEE im Projekt Lage-EE (BMW, FKZ 0325794) untersucht. Hierzu werden lastangepasste Algorithmen zum Betrieb von Wärmepumpen in Abhängigkeit von der am Hausanschluss auftretenden Netzspannung entwickelt, mit denen eine optimale Nutzung der vorhandenen Speicher- und Verschiebepotenziale (Warmwasser- und Pufferspeicher sowie die thermische Gebäudemasse) ermöglicht wird. Die auf Basis von numerischen Simulationen entwickelten Algorithmen werden sowohl im Labor als auch in einem Feldtest bei Endkunden hinsichtlich ihrer Verschiebepotenziale, Speicherpotenziale und Systemperformance bewertet (vgl. ► *Abbildung 3*). Weiterhin erfolgt eine ökonomische Bewertung, auf deren Basis mögliche Geschäftsmodelle entwickelt werden können. Der Abschluss des Projekts ist für August 2019 geplant.

Abbildung 2
AMIRIS:
Modellstruktur des agentenbasierten Modells des deutschen Strommarktes



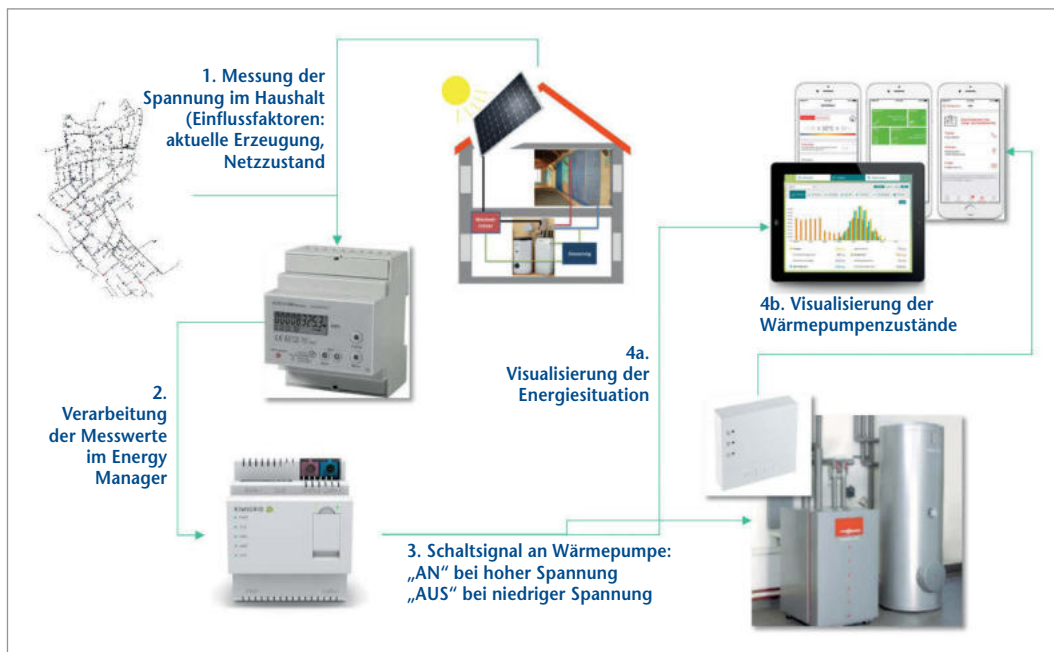


Abbildung 3
WP zur Vermeidung von Netzüberlastung und übermäßigem Netzausbau:
 technische Umsetzung des Praxistests im Projekt „Lage-EE“



Abbildung 4
Hardware-in-the-loop-Teststand
 [ISFH]

WP-Einsatz zur lokalen Steigerung der EE-Anteile in der Strom- und Wärmeversorgung eines Quartiers

In diesem Bereich forscht unter anderem das ISFH im Projekt „Wind-Solar-Wärmepumpen-Quartier WPuQ¹“. Hier werden in zwei Quartieren mit 70 Gebäuden die Strom- und Wärmeverbräuche, der Zustand im Strom- und Wärmenetz sowie die Erzeugung der lokale PV- und Windkraftanlagen gemessen. Ziel des Forschungsvorhabens ist es, das Verhalten und die Auswirkungen des Betriebs vieler WP innerhalb eines Ortsnetzes zu analysieren. Wichtig ist dabei die Frage, mit welcher Gleichzeitigkeit die WP in der Siedlung laufen. Auf Basis der gemessenen Haushaltslastprofile soll ermittelt werden, ob und in welchem Umfang der Strombedarf eines solchen Ortsnetzes aus Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen zeitgleich gedeckt werden kann, bzw. wel-

che zusätzlichen elektrischen oder thermischen Speicher erforderlich sind. Des Weiteren wird untersucht, ob durch einen abgestimmten Betrieb der WP der Strombedarf des gesamten Ortsnetzes an die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien angepasst werden kann und Leistungsspitzen vermieden werden können.

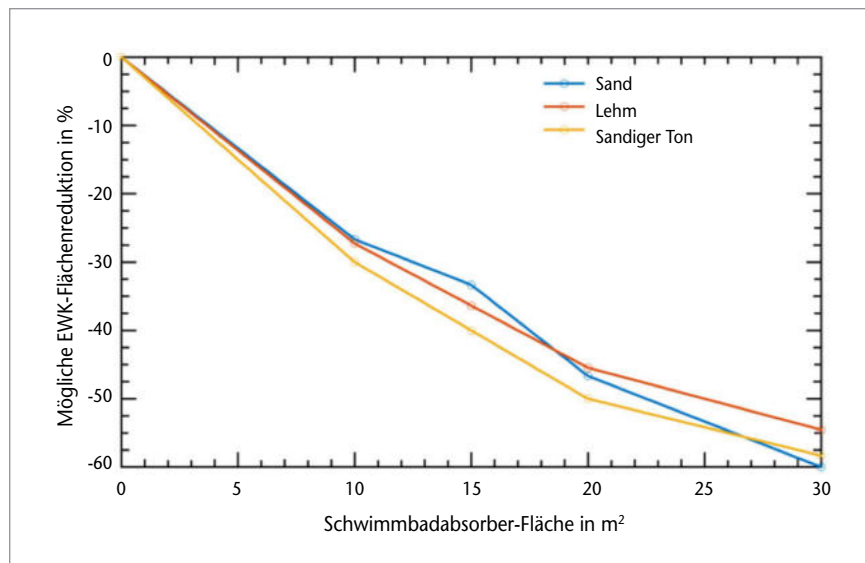
Das übergeordnete Projektziel ist es, Planungsgrundlagen für Wind-Solar-Wärmepumpensiedlungen zu erarbeiten. Zur Entwicklung und Erprobung von Betriebsstrategien wird ein Hardware-in-the-Loop-Teststand des ISFH genutzt (► *Abbildung 4*). Damit liegt der Optimierungsschwerpunkt des Wärmepumpenverhaltens auf der Ebene des Quartiers bzw. des Ortsnetzes.

WP-Einsatz zur Optimierung verschiedener Gebäude-Parameter

Innerhalb eines Gebäudes bzw. der Konfiguration seines Wärmeversorgungssystems wird von den

¹ Das Verbundvorhaben wird vom BMWi gefördert (FKZ 03ET1444A) und von den Partnern ISFH, TU Clausthal – IEE, STIEBEL ELTRON und Energieservice Westfalen Weser durchgeführt.

Abbildung 5
**Mögliche
 EWK-Flächenreduzierung
 durch Einsatz
 unverglaster
 Solarkollektoren**
 [ISFH]



Instituten des FVEE an mehreren Fragestellungen geforscht: Diese betreffen z. B. die Parameter „Optimierung der Pufferspeichergröße“ (unter Nutzung einer strompreisbasierten Speicherüberhitzung) oder die Erhöhung des PV-Eigenverbrauchsanteils, die wichtige Informationen zu einer – im Hausbereich optimierten Konfiguration von WP und ihrer Peripherie liefern können. Diese Fragen beziehen sich somit auf die Nutzungsphase der WP.

Weitere Optimierungspotenziale bestehen bezüglich der Auswahl und Dimensionierung der Wärmequelle.

Am ISFH wird beispielsweise im Projekt „Terra-Solar-Quelle²“ die Kombination von Sole/Wasser-Wärmepumpen und Solarthermie untersucht, um herauszufinden, inwieweit die Dimensionierung von Erdwärmekollektoren (EWK) durch den Einsatz von Solarthermie (unverglaste thermische sowie photovoltaisch-thermische Kollektoren) reduziert werden kann. Die Motivation ist, dass die Nutzung von Wärmequellen mit geringer saisonaler Temperaturschwankung vorteilhaft für Lastsituation im elektrischen Netz ist. Es konnte gezeigt werden, dass die thermische Regeneration des Erdwärmekollektors Flächenreduzierungen derselben von über 50% bei gleicher Effizienz ermöglicht. Insbesondere unverglaste Solarkollektoren erwiesen sich als geeignet, um hierfür Niedertemperaturwärme bereitzustellen. Die Reduktion des Flächenbedarfs wird hauptsächlich durch kleinere Verlegeabstände der Erdwärmekollektorrohre ermöglicht. Kleinere Bedarfe an unversiegelter Bodenfläche führen zu erweiterten Anwendungsmöglichkeiten für EWK.

2 Das Verbundvorhaben wird vom BMWi gefördert (FKZ 03ET1275A) und gemeinsam mit den Partnern twag GmbH und Bundesverband Wärmepumpe (BWB) e.V. durchgeführt.

WP-Vernetzung als Möglichkeit zur einzelwirtschaftlichen Optimierung

Nicht zuletzt können Wärmepumpen auch zur monetären Optimierung (auf Einzelhausebene) dienen. Im Projekt „Power to Heat for the Greater Region’s Renewables Integration and Development – Pth4GR2ID³“ geht es darum, anhand von Simulationen zu zeigen, ob und in welchem Ausmaß gesteuerte WP in energetisch sanierten Einfamilienhäusern künftig zu einer höheren Integration von erneuerbaren Energien (EE) und zu einer Entlastung der (Verteil-)Netze beitragen können. Die Steuerung der WP soll u. a. anhand der Strompreise am Spotmarkt optimiert werden.

Derzeit liegen erste Ergebnisse für das ausgewählte Modellgebäude in Deutschland vor. Hierbei handelt es sich um ein Einfamilienhaus der Gebäudeklasse E (Baujahre 1958 bis 1968). Es wurde angenommen, dass das Gebäude auf den KfW 55-Standard saniert und mit einer Luft-Wasser-WP mit thermischem Speicher als Heizsystem ausgestattet wird. Bei der WP handelt es sich um ein 5 kW-Gerät mit Heizstab in Kombination mit einem 830 l Wärmespeicher. In einem Fall wird die WP klassisch temperaturgeführt gesteuert, im anderen Fall wird ein sog. Einsatzoptimierer verwendet, welcher viertelstündlich rollierend z. B. untertägige Temperaturänderungen, das Nutzerverhalten, den aktuellen Heizwärmebedarf und die Preissignale des Vortageshandels an der EPEX Spot⁴ berücksichtigt.

3 Das Projekt wird über das europäische Programm Interreg VA Großregion (teil)finanziert und im Grenzgebiet zwischen Frankreich, Deutschland, Luxemburg und Belgien (der sog. Großregion) umgesetzt.

4 Momentan werden historische Preisreihen aus dem Jahr 2015 verwendet.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt, dass bereits heute über einen Lebenszyklus von 30 Jahren und unter Integration aller Fördermittel die optimierte gegenüber der nicht optimierten WP einen leichten Kostenvorteil aufweist. Das liegt u. a. daran, dass im ersteren Fall die günstigen Preise aufgrund hohen Aufkommens an fEE aus dem kurzfristigen Stromhandel an die Betreiber der WP weitergegeben werden. Direkte Erlöse aus dem Strommarkt durch z. B. Lastverlagerungen wurden hierbei noch nicht eingerechnet, ebenso wenig wie eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung im Gebäude selbst.

Die nächsten Schritte werden nun sein, alle anderen Gebäudetypen der Großregion zu modellieren. Außerdem soll die Entwicklung der Marktdiffusion von WP bis 2050 abgeschätzt und deren Lastverlagerungspotenziale für die gesamte Großregion bestimmt werden. Sodann wird eine Abschätzung getroffen, in welchem Ausmaß WP künftig die Strommärkte beeinflussen werden, sowohl auf der Nachfrageseite wie auch bzgl. ihrer Flexibilisierungspotenziale. Hieraus sollen sich auch Auswirkungen auf die Verteilnetze der Großregion ableiten lassen.

Fazit

Grundsätzlich bieten Wärmepumpensysteme vielfache Potenziale, die erneuerbare Wärmeversorgung voranzubringen. Gleichzeitig bestehen aber vielfache Erwartungen, dass WP auch weitere Dienstleistungen im Energiesektor erbringen können und sollen. Dafür sind jedoch geeignete Rahmenbedingungen für und der passende Einsatz von weiteren Energiequellen sowie von Speicherkapazitäten auf verschiedenen Ebenen erforderlich. Wichtig ist es auch, die Erwartungen und (Investitions-)Entscheidungen der Nutzer*innen dabei zu beachten.

Die Digitalisierung ermöglicht die Integration komplexer Algorithmen, die Erfassung, die Vernetzung sowie die Verarbeitung der erforderlichen Daten für einen systemdienlichen Einsatz von WP. Hierfür sind die Definition und Etablierung standardisierter Schnittstellen notwendig, die (Geräte-, Haus-, Netz-) übergreifende Regelungen möglich machen.

Es muss jedoch bedacht werden, dass digitale Technik „nur“ ein Hilfsmittel zur Umsetzung dieser Regelstrategien ist. Es können dabei vielfache Zielkonflikte auftreten: Vermeidung von Lastspitzen, Versorgung individueller Bedarfssituationen, wirtschaftliche Wärmebereitung, nachhaltige Nutzung von Umweltwärme, nachhaltige Nutzung von (lokal erzeugter) Elektrizität, Bereitstellung von Flexibilität, Netzdienlichkeit etc. Daher muss die bestmögliche Balance hinsichtlich konträrer Ziele noch weiter erforscht werden.

Literatur

- [1] D. Patteeuw, "Demand response for residential heat pumps in interaction with the electricity generation system," Arenberg Doctoral School, 2016.
- [2] 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.

Effizienter Stromeinsatz zur Bereitstellung geothermischer Wärme



GFZ
Dr. Henning Francke
henning.francke@gfz-potsdam.de

ISFH
Prof. Dr. Oliver Kastner
oliver.kastner@isfh.de

KIT
Dr. Jörg Meixner
joerg.meixner@kit.edu

UFZ
Dr.-Ing. Uwe-Jens Görke
uwe-jens.goerke@ufz.de

Dr. Thomas Nagel
thomas.nagel@ufz.de
Prof. Dr. habil. Olaf Kolditz
olaf.kolditz@ufz.de

Jprof. Dr. Haibing Shao
haibing.shao@ufz.de

2016 war Deutschlands Wärmesektor für 54% des Endenergieverbrauchs verantwortlich [1]. Das weist hin auf ein großes Potenzial für Einsparungen und Effizienzsteigerungen in diesem Bereich und unterstreicht die vielbeschworene Notwendigkeit der Energiewende auch in diesem Sektor, der Wärme- wende.

Dabei ist Sektorkopplung ein wichtiger Baustein. Der Grundlastanteil des Wärmebedarfs (Prozesswärme) eignet sich zur direkten Einbindung von regenerativen Ressourcen (Geothermie, Solarenergie) und industrieller Abwärme, während sich zur Deckung der Residuallast (Heizwärme und Warmwasser) Power-To-Heat-Technologien (P2H) anbieten.

Nach einer Prognose [2] für Deutschland wird bis 2050 eine Reduktion von 40% des Gesamt-Primär- energiebedarfs gegenüber 2013 erreicht (► *Abbil- dung 1*, rechts). Bei einem Anteil von 31% für Heizwärme und Warmwasser ergibt sich somit eine Spitzenlast von 115 GWth.

Um diesen Wert in Bezug zu setzen: Die direkte Bereitstellung dieser Leistung mittels Elektrowärme würde die Nennleistung von ca. 61.000 Wind- anlagen benötigen. Das entspricht etwa dem Doppelten des heutigen Anlagenparks.

Als Stromabnehmer in dieser Größenordnung hätte P2H mit seiner inhärenten thermischen Trägheit im Zusammenspiel mit thermischen Speichern großes Potenzial zur Stromnetzdienlichkeit. Das ist Fähigkeit zur Netzstabilisierung durch Aufnahme von Überschussstrom und Abregelung bei Strommangel. Außerdem bietet P2H ein großes Potenzial zur Ein- sparung durch Einsatz effizienter Technologien wie z. B. der Kompressionswärmepumpe.

Kompressionswärmepumpen bringen unter Einsatz von elektrischer Energie Wärme aus einem Reservoir niedriger Temperatur (Luft, Erdreich, Grundwasser etc.) auf ein höheres Temperaturniveau. Die Effizienz dieses Prozesses bewertet die Leistungszahl/COP, das Verhältnis von Nutzwärme zu eingesetzter elek- trischer Energie. Sie ist begrenzt durch ein theore- tisches Maximum (Carnot-Faktor). Dieses und damit die Effizienz einer Wärmepumpe (WP) liegt umso höher, je näher die Temperatur des unteren Wärme- reservoirs an der Temperatur der Nutzwärme ist.

Es ist folglich thermodynamisch günstiger, im Winter die Wärme dem Erdreich zu entziehen statt der Außenluft. Dabei gilt: Je tiefer, desto wärmer der Untergrund. Senkt man die Bohrungen tief genug ab, erreicht man Reservoirtemperaturen, die bereits ohne WP nutzbar sind. Auch ohne WP wird bei der sog. Tiefengeothermie aber elektrische Energie benötigt, nämlich für die Pumpen, die das heiße Geofluid an die Oberfläche fördern und wieder in den Untergrund verpressen. Analog zum COP der WP kann man nun die Effizienz dieser Wandlung von Strom in Wärme mit dem Verhältnis der Wärmeaus- beute \dot{Q}_{out} zum Stromeinsatz \dot{W}_{in} bewerten:

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}_{out}}{\dot{W}_{in}}$$

Dieser energetische Konversionsfaktor ε hat im Gegensatz zum COP einer WP kein theoretisches Maximum, ist aber abhängig von den geologischen Randbedingungen (Reservoirhydraulik, Fördertem- peratur) und den Betriebsparametern (Förderrate, Reinjektionstemperatur).

► *Abbildung 2* zeigt die energetischen Konversions- faktoren für eine Auswahl von Tiefengeothermie- Anlagen verschiedener Regionen in Europa. Die Werte bewegen sich im gesamten zweistelligen Bereich, zeigen aber grob einen positiven Trend mit steigender Reservoirtemperatur. Der ist zu erwarten, denn hohe Fördertemperaturen ermöglichen bei gleicher Förderrate und gleicher Reinjektionstem- peratur eine höhere thermische Entzugsleistung.

► *Abbildung 3* zeigt diese Werte nochmal über der Wärmeleistung im Vergleich mit anderen P2H-Tech- nologien. Tiefengeothermie stellt demnach eine hocheffiziente P2H-Technologie dar, das wird aber erkauf mit relativ hohen Kosten und großem Auf- wand für die Bohrungen. Allgemein gilt: Je höher die Leistung und die Effizienz einer P2H-Technologie, desto höher sind auch Aufwand, Kosten und Anlauf- zeit. Da diese u. U. bei (sporadischem) Spitzen- lasteinsatz ökonomisch nicht gerechtfertigt sind, hat jede Technologie, auch ineffiziente Elektrowärme, ihren Anwendungsbereich.

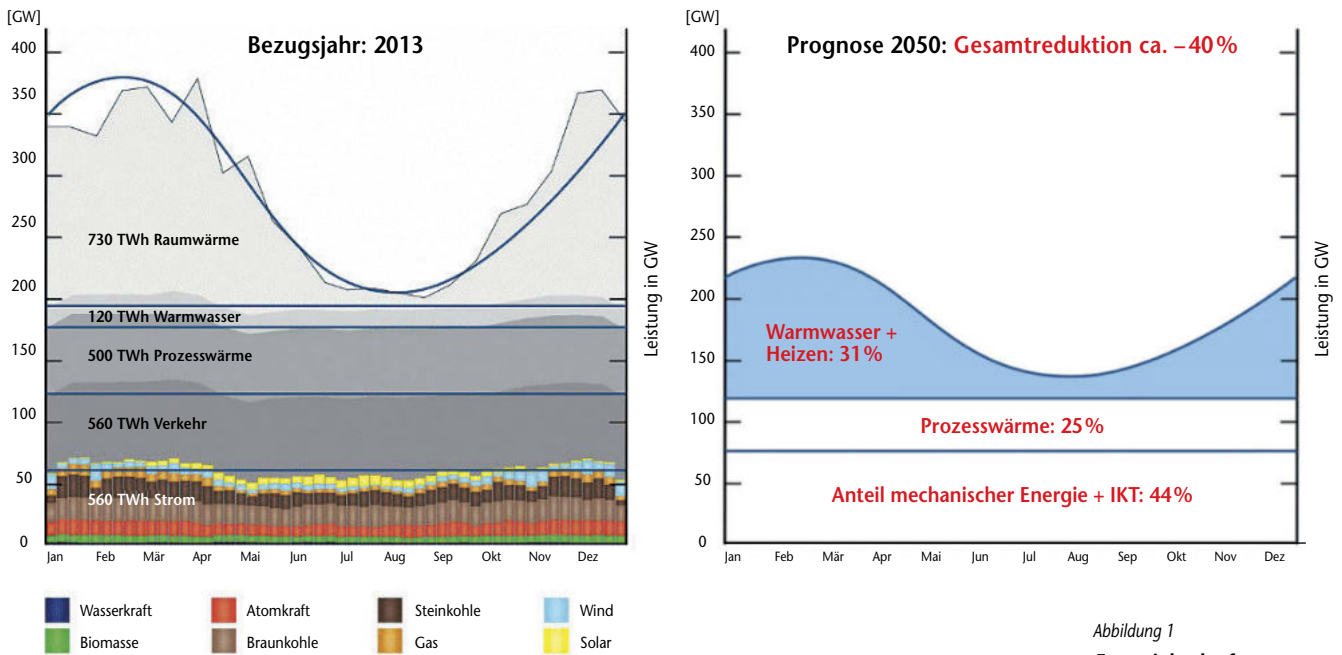


Abbildung 1
Energiebedarf Deutschlands:
links: Energiebedarf und Stromerzeugung
rechts: Prognose des Wärmebedarfs für 2050 [ISFH]

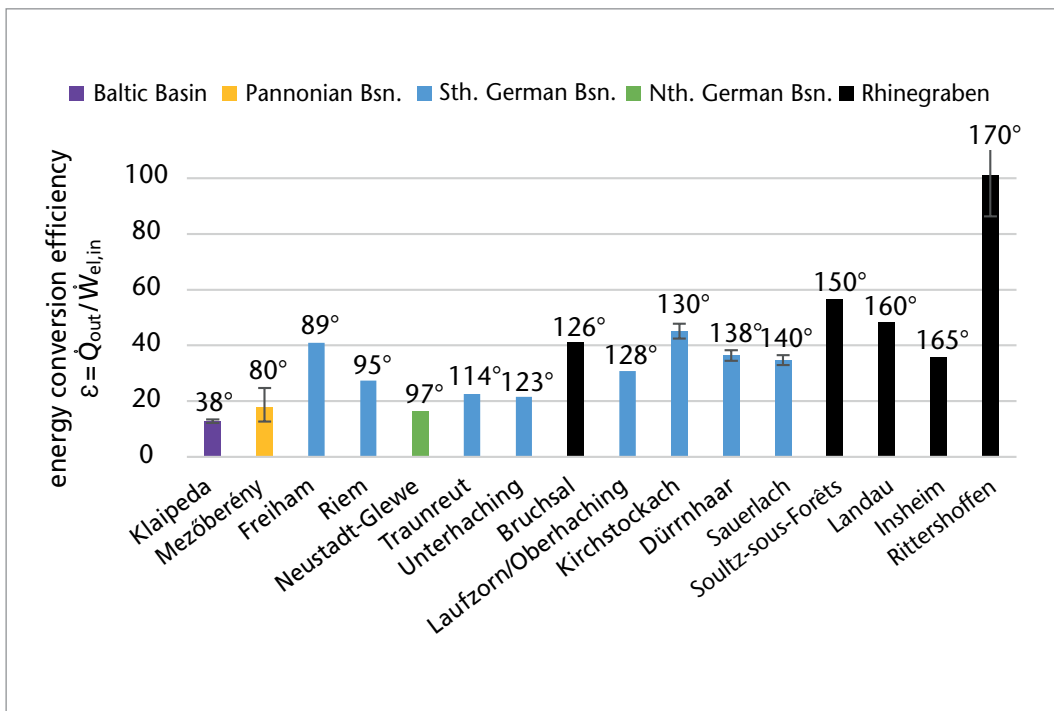


Abbildung 2
Effizienz der Strom-Wärme-Wandlung:
Vergleich des energetischen Konversionsfaktors von Tiefengeothermie-Anlagen in Europa [GFZ]

Abbildung 3
Vergleich der energetischen Effizienz verschiedener Power-to-Heat-Technologien
 [GFZ]

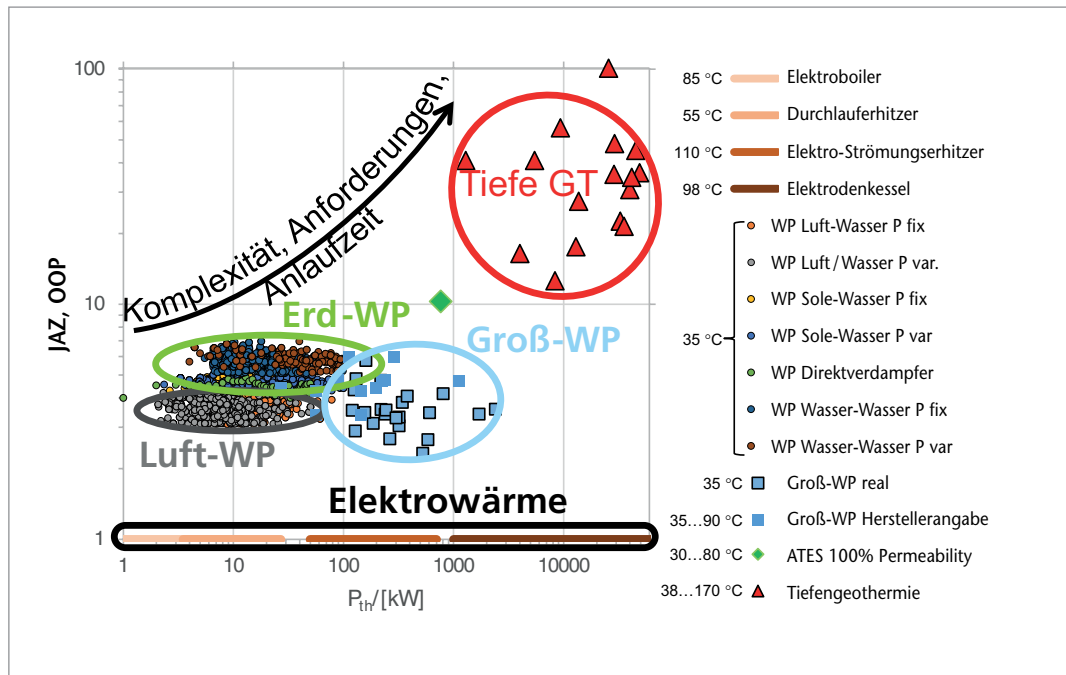


Abbildung 4
Lageplan des betrachteten Erdwärmepumpensystems
 [UFZ]



Thermischer Langzeiteffekt beim Betrieb von Erdwärmepumpensystemen

Neben der Auswahl der Technologie zur Wärmebereitstellung bietet auch die Anwendung Potenzial zur Effizienzsteigerung. Ein Beispiel sind Erdwärmepumpensysteme, bei denen sich die Einflussbereiche der einzelnen Erdwärmesonden (EWS) bzw. -brunnen räumlich überlappen. Es gilt dabei, negative Wechselwirkungen zu minimieren. Das UFZ hat dies in einer Fallstudie untersucht [3]. Studienobjekt war ein Stadtquartier in der Nähe von Köln, in dem 47 EWS sowie 4 Brunnen in einem minimalen Abstand <10 m zum Zweck der Gebäudeheizung und -kühlung installiert sind. In zusätzlichen Beobachtungsbohrungen wurden über 4 Jahre Temperatur und Druck des Grundwassers messtechnisch erfasst.

Dabei zeigte sich deutlich ein langfristiges Absinken der Temperatur im Abstrom.

Inwieweit dieser Temperaturabfall einen dauerhaften Betrieb beeinträchtigt und wie er beeinflusst werden kann, war Ziel der folgenden Modellierung. Ein zweidimensionales thermohydraulisches FEM-Modell (FEM = Finite-Element-Methode) wurde mit den Messergebnissen kalibriert und so Wärmeleitfähigkeit und mittlere Leistungszahl der WP abgeschätzt ($\rightarrow \lambda=1.0 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$, $\text{COP}\approx 3$).

Die verbleibenden Unsicherheiten bzgl. des hydraulischen Gradienten und des Kühl-Heiz-Verhältnisses bilden die Best-/Worst-Cases ab. Die Simulation über 25 Jahre zeigt, dass diese Werte entscheiden können zwischen nachhaltigem und nicht-nachhaltigem

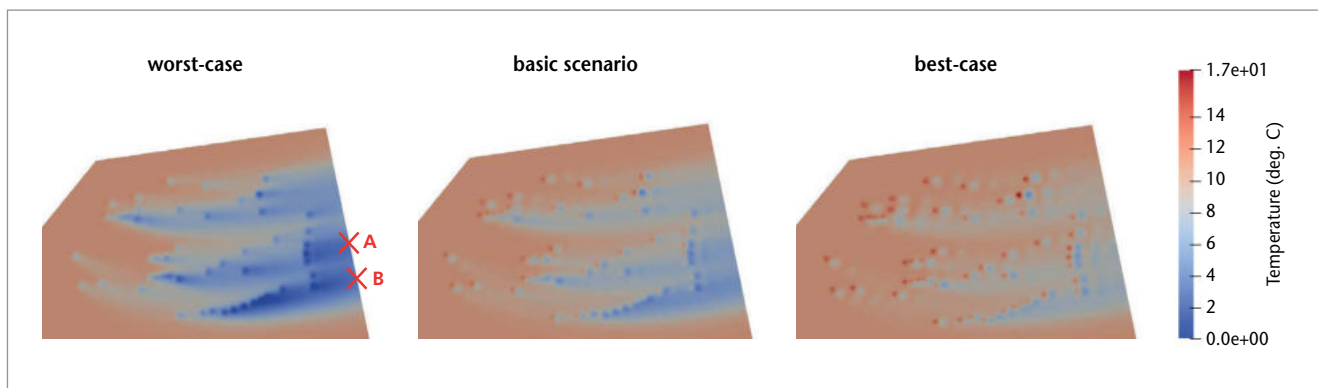


Abbildung 5
Auskühlung eines Temperaturfelds nach 25 Jahren Betrieb des Erdwärmepumpensystems für 3 Szenarios

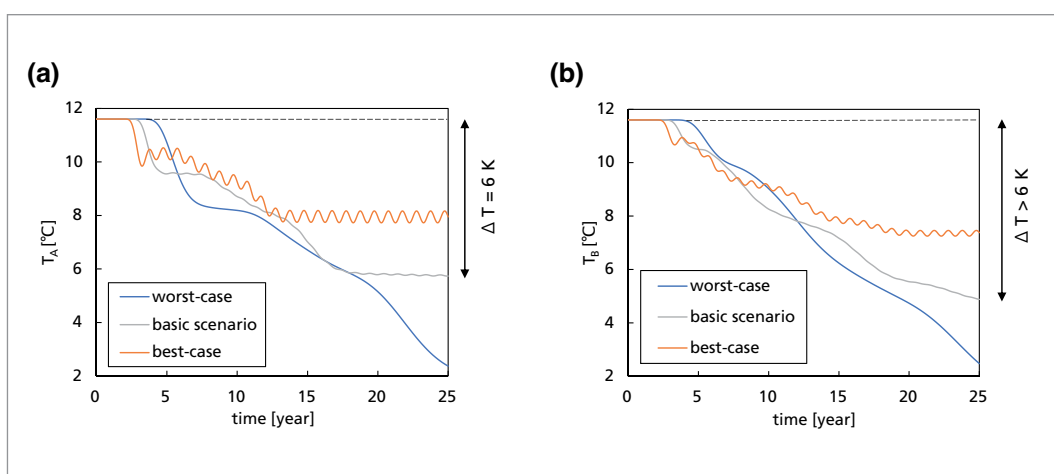


Abbildung 6
Temperatur im Abstrom des Erdwärmepumpensystems am Beobachtungspunkt a) A und b) B (► *Abbildung 5*) [UFZ]

Betrieb. So sinkt im Worst-Case-Szenario durch die kumulative Auskühlung der hintereinanderliegenden Sonden die Temperatur an beiden Beobachtungspunkten A und B (► *Abbildung 5*) kontinuierlich um mehr als 10 K in 25 Jahren, während im Basis-Szenario T_A sich bei $\Delta T = -6$ K stabilisiert und im Best-Case-Szenario in beiden Punkten der Untergrund nur um wenig mehr als 4 K ausgekühlt wird.

Im vorliegenden Fall sind also trotz partieller Regeneration durch Kühlbetrieb die Reservoirauskühlung und die gegenseitige Beeinflussung relevant. Ein Monitoring ist daher unabdinglich, um zu erkennen, wann Grenzwerte überschritten werden oder Effizienzverluste drohen. Wenn möglich, sollten bei geringer Grundwasserströmung EWS nicht nah in Strömungsrichtung angeordnet werden. Die Auskühlung wird verringert, wenn dem Reservoir winters weniger Wärme entzogen und sommers im Kühlbetrieb mehr Wärme eingetragen wird. Die willkommene Veränderung des Lastprofils in diese Richtung ist wahrscheinlich, wenn sich im Zuge des Klimawandels die mittleren Temperaturen erhöhen.

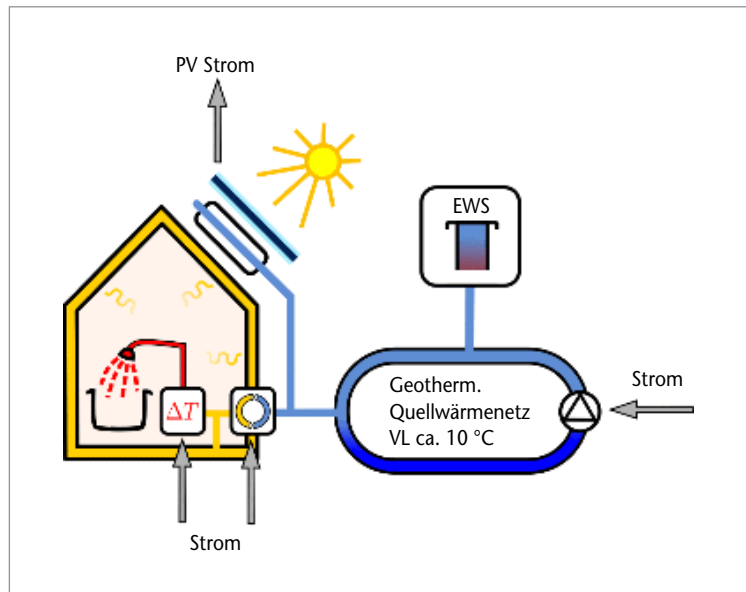
Solarthermische Regeneration eines EWS-Felds

Ein zusätzlicher Wärmeeintrag kann auch gezielt mittels Solarthermie (ST) herbeigeführt werden. Das ist der Ansatz, den das ISFH untersucht: Statt bei einem System mit WP und ST die ST-Wärme auf der warmen Seite der WP einzuspeisen, wird die Temperatur des „kalten“ Reservoirs angehoben und damit der COP erhöht bzw. die benötigte Kollektorfläche zu verringert (► *Abbildung 7*). Überschüssige ST-Wärme wird also quasi auf niedrigem T-Niveau gespeichert, was die Speicherverluste sowie die Anforderungen an die Kollektoren verringert. Je geringer die benötigte Temperatur, desto einfacher und damit günstiger kann die ST-Technologie sein. Die Speicherung löst außerdem das Problem, dass selten hohe ST-Leistung und Heizbedarf zusammenfallen.

Abbildung 7

Wärmeversorgungskonzept Quartier:

PV = Photovoltaik,
EWS = Erdwärmesonden,
VL = Vorlauf
[ISFH]

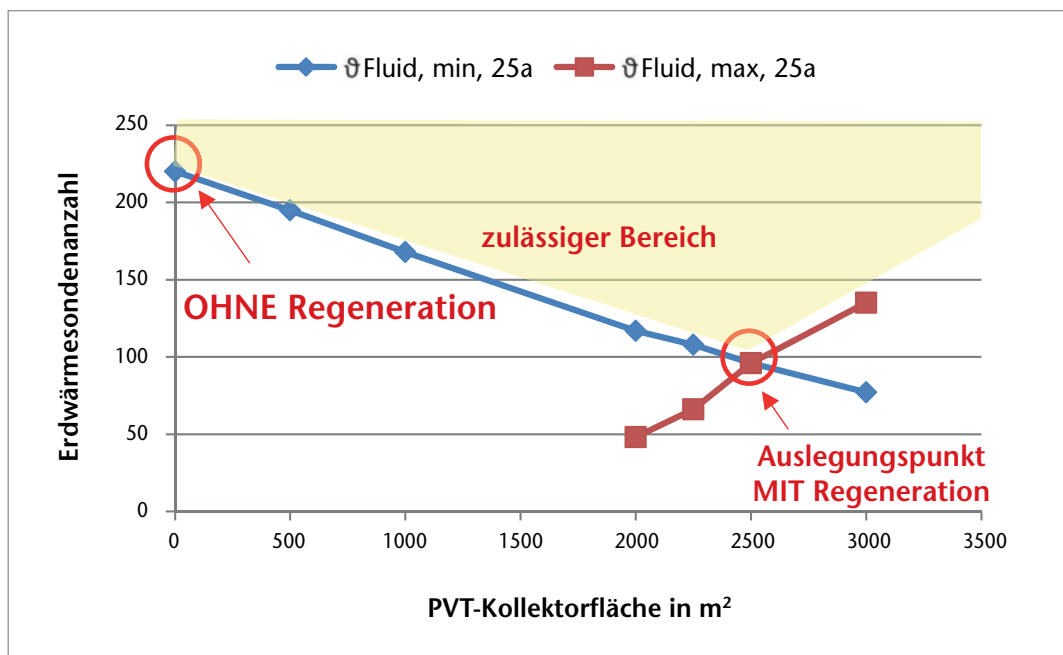


In einer Studie hat das ISFH ein Konzept für Wärmeversorgung einer heilpädagogischen Einrichtung bei Hildesheim entwickelt. Im Zuge der Sanierung des Gebäudebestands sollen die aktuellen konventionellen Wärmequellen Nahwärmenetz und Gaskessel in Zukunft durch PVT-Kollektoren¹ (die Strom und Wärme liefern) und ein geothermisches Quellwärmenetz samt Erdwärmesonden (EWS) und dezentraler WP ersetzt werden. Damit soll der Wärmebedarf von ca. 1,2 GWh/a bei einer Spitzenlast von ca. 500 kW gedeckt werden.

► **Abbildung 8** zeigt das Ergebnis der Vorplanung mittels EED (= Earth Energy Designer, Simulationssoftware zur Auslegung von Erdwärmesonden und -Sondenfeldern): Durch die solare Niedertemperatur-Regeneration kann die Anzahl der EWS und damit der Flächenbedarf von ca. 220 auf ca. 100 verringert werden, wenn ca. 2.500 m² PVT-Kollektoren zur Verfügung stehen. Die Zahl der EWS ergibt sich aus der Beschränkung für die Auskühlung/Erwärmung des Untergrunds auf $\Delta T < 6$ K. In dieser Konfiguration kompensiert die ST-Regenerationswärme in der Jahresbilanz die geothermische Entzugswärme, so dass die WP eine Jahresarbeitszahl von ca. 4,5 erreichen.

Abbildung 8

Mindestanzahl von EWS zur Einhaltung des 6-K-Grenzwerts der Auskühlung (blau) bzw. Erwärmung (rot) des Untergrunds in Abhängigkeit der Kollektorfläche
[ISFH]



Spezifische Kosten von geothermischen Aquiferspeichern

Erhöht man das Verhältnis von Regeneration zu Wärmeentzug, d.h., man speichert erst Wärme im Untergrund, um sie später (teilweise) zurückzugewinnen, spricht man von einem geothermischen Aquiferspeicher (ATES). Am KIT hat man im Rahmen einer Machbarkeitsstudie modelltechnisch den zyklischen Langzeitbetrieb von ATES untersucht. Dafür wurde mithilfe einer FEM-Software ein Modell des Untergrunds erstellt, um damit den mehrjährigen saisonalen Speicherbetrieb zu simulieren. Dabei wurde jeweils halbjährige Ein-/Auspeicherung bei konstanter Injektionstemperatur (80/30°C) und Volumenstrom (40 l/s) angenommen. Aus den Simulationsergebnissen wurden u.a. über den Pumpaufwand die spezifischen Speicherkosten ermittelt. Die Variation der hydraulischen Leitfähigkeit des Reservoirgesteins zeigt ihren großen Einfluss unterhalb von $4 \cdot 10^{14} \text{ m}^2$ (► *Abbildung 9*). Dieser Parameter ist also kritisch für die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten, jedoch gleichzeitig mit großer Unsicherheit behaftet und nur bedingt durch Stimulationsmaßnahmen beeinflussbar.

Ebenfalls entscheidend für die Wirtschaftlichkeit eines ATES-Projekts ist der Designparameter Größe: Generell sinken die spezifischen Investitionskosten signifikant mit der Speichergöße [4] [5].

Fazit

Mit Hilfe geothermischer Technologien lässt sich Strom effizient und flexibel in Wärme umwandeln. Dabei wird ein Vielfaches der eingesetzten elektrischen Energie als Wärme bereitgestellt, je nach finanziellem Aufwand und Bohrtiefe mit einstelligem Konversionsfaktor (Flache Geothermie mit WP) bis hin zu hohen zweistelligen Faktoren (Tiefengeothermie).

Bei flacher Geothermie kann thermische Regeneration der Wärmequelle die Effizienz von WP verbessern bzw. den Flächenbedarf des angeschlossenen geothermischen Systems vermindern. Dies kann durch gezielten Eintrag von Abwärme aus z. B. Gebäudeklimatisierung oder solarthermischer Wärme erreicht werden.

Der nachhaltige Betrieb von Erdwärmepumpen-Systemen erfordert Monitoring, koordinierten Betrieb und/oder Reservoirregeneration um gegenseitige nachteilige Wechselwirkungen zu minimieren.

Die Kosten für geothermische Wärmespeicherung hängen neben der Speichergöße maßgeblich von der Durchlässigkeit des Reservoirs ab.

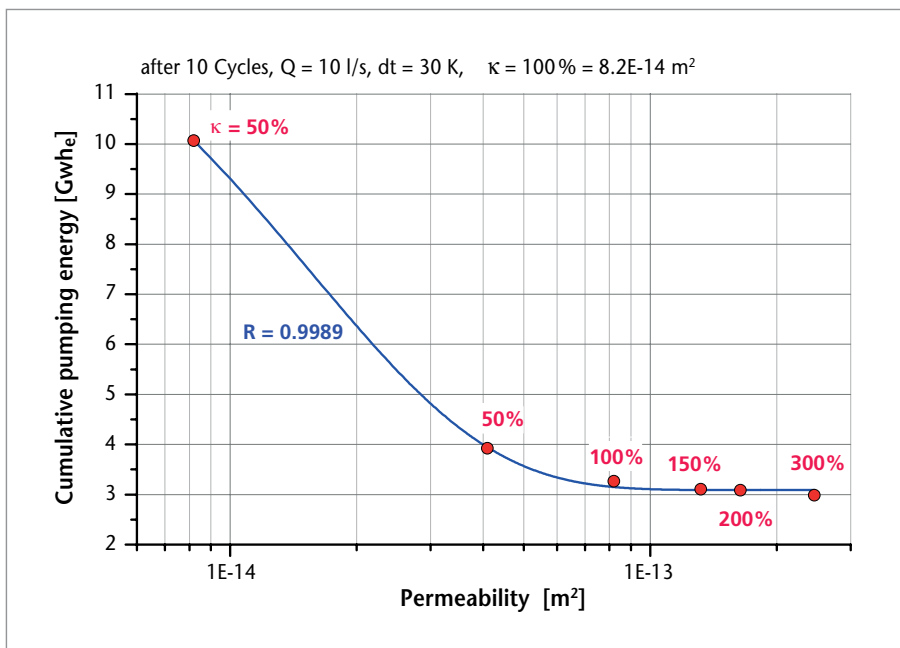


Abbildung 9
Spezifische Speicherkosten:
 Pumpaufwand beim saisonalen Betrieb eines geothermischen Aquiferspeichers in Abhängigkeit von der Reservoirpermeabilität [UFZ]

Literaturverzeichnis

- [1] AG Energiebilanzen e.V., „Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2016,“ AG Energiebilanzen e.V., Berlin, 2017.
- [2] F. Sandau, A. Scholz, H. Hahn, P. Schumacher, C. Sager, F. Bergk, C. Kämper, W. Knörr, J. Kräck, U. Lambrecht, O. Antoni, J. Hilpert, K. Merkel und T. Müller, „Projektbericht: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr – Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung,“ Fraunhofer IEE, 2015.
- [3] B. Menga, T. Vienken, O. Kolditz und H. Shao, „Modeling the groundwater temperature response to extensive operation of ground source heat pump systems: A case study in Germany,“ *Energy Procedia*, Bd. 152, 2018.
- [4] N. Fisch, „Saisonale Speicherung von Niedertemperaturwärme,“ *BWK*, Bd. 4, pp. 505-511, November 1989.
- [5] D. M. Mangold und T. Schmidt, „Solare Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher: wissenschaftlich-technische Programmbegleitung für Solarthermie2000plus; Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben 0329607L; Laufzeit: Juni 2005 bis November 2007,“ Solites, Stuttgart, 2008.

Der ForschungsVerbund Erneuerbare Energien Standorte der FVEE-Mitgliedseinrichtungen



FVEE-Geschäftsstelle

ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE) • Renewable Energy Research Association
 Büro Berlin-Mitte: Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 • 10178 Berlin • Tel.: 030 288-7565-71
 Büro Berlin-Adlershof: Kekuléstr. 7 • 12489 Berlin • Tel.: 030 8062-17138
 E-Mail: fvee@helmholtz-berlin.de • www.fvee.de

Mitgliedseinrichtungen und Ansprechpartner



DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
www.dbfz.de
Torgauer Str. 116 • 04347 Leipzig
Paul Trainer: Tel. 0341/2434-437
paul.trainer@dbfz.de



DLR Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. in der Helmholtz-Gemeinschaft
www.dlr.de
Zentrum Köln-Porz • 51170 Köln
Simon Neuenhöfer: Tel. 02203/601-3610
simon.neuenhoefer@dlr.de
Standort Stuttgart
Pfaffenwaldring 38-40 • 70569 Stuttgart
DLR-Projektteam auf der
PSA Plataforma Solar de Almería
Apartado 39 • E-04200 Tabernas (Almería)



Forschungszentrum Jülich
www.fz-juelich.de
52425 Jülich
Dr. Michael Czyperek: Tel. 02461/61-5450
info@fz-juelich.de



Fraunhofer IEE
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
www.iee.fraunhofer.de
Königstor 59 • 34119 Kassel
Uwe Krengel: Tel. 0561/7294-319
uwe.krengel@iee.fraunhofer.de



Fraunhofer ISE
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
www.ise.fraunhofer.de
Heidenhofstraße 2 • 79110 Freiburg
Karin Schneider: Tel. 0761/4588-5147
karin.schneider@ise.fraunhofer.de
Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik CSP
Walter-Hülse-Straße 1 • 06120 Halle
Technologiezentrum Halbleiternaterialien THM
Am St.-Niclas-Schacht 13 • 09599 Freiberg
Labor- und Servicecenter Gelsenkirchen
Auf der Reihe 2 • 45884 Gelsenkirchen



Fraunhofer IWES
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
www.iwes.fraunhofer.de
Am Seedeich 45 • 27572 Bremerhaven
Britta Rollert: Tel. 0471/14290-220
info@iwes.fraunhofer.de



GFZ Helmholtz-Zentrum Potsdam
Deutsches GeoForschungsZentrum
www.gfz-potsdam.de
Telegrafenberg • 14473 Potsdam
Josef Zens: Tel. 0331/2880-1049
josef.zens@gfz-potsdam.de



HZB Helmholtz Zentrum Berlin
für Materialien und Energie
www.helmholtz-berlin.de
Lise-Meitner-Campus
Hahn-Meitner-Platz 1 • 14109 Berlin-Wannsee
Dr. Ina Helms: Tel. 030/8062-42034
info@helmholtz-berlin.de
Wilhelm-Conrad-Röntgen-Campus
Albert-Einstein-Straße 15 • 12489 Berlin-Adlershof
Institut für Silizium-Photovoltaik
Kekuléstraße 5 • 12489 Berlin-Adlershof
PVcomB
Schwarzschildstraße 3 • 12489 Berlin-Adlershof



ISFH Institut für Solarenergieforschung GmbH
Hameln/Emmerthal
www.isfh.de
Am Ohrberg 1 • 31860 Emmerthal
Dr. Roland Goslich: Tel. 05151/999-302
info@isfh.de



IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme
www.izes.de/
Altenkesseler Straße 17 • 66115 Saarbrücken
Michaela Schlichter: Tel. 0681/844 972-73
schlichter@izes.de



KIT Karlsruher Institut für Technologie
http://www.kit.edu
Kaiserstraße 12 • 76131 Karlsruhe
Monika Landgraf: Tel. 0721/608-48126
info@kit.edu



UFZ – Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung
www.ufz.de
Permoserstraße 15 • 04318 Leipzig
Doris Wolst: Tel. 0341/235-1269
info@ufz.de



Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
www.wupperinst.org
Döppersberg 19 • 42103 Wuppertal
Christin Hasken: Tel. 0202/2492-187
info@wupperinst.org



ZAE Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.
www.zae-bayern.de
Standort Garching
Walther-Meißner-Straße 6 • 85748 Garching
Anja Matern: Tel. 0931/70564-352
anja.matern@zae-bayern.de
Standort Würzburg
Magdalene-Schoch-Straße 3 • 97074 Würzburg
Standort Erlangen
Immerwahrstraße 2 • 91058 Erlangen
Standort Nürnberg
Fürther Straße 250 • 90429 Nürnberg
Standort Hof
Unterkotzauer Weg 25 • 95028 Hof



ZSW Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden Württemberg
Gemeinnützige Stiftung
www.zsw-bw.de
Meitnerstraße 1 • 70563 Stuttgart
Claudia Brusdeylins: Tel. 0711/7870-278
info@zsw-bw.de
Standort Ulm
Helmholtzstraße 8 • 89081 Ulm

Impressum

Themen 2018

Die Energiewende – smart und digital

Herausgeber

ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE)

Renewable Energy Research Association

Büro Berlin-Mitte: Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 • 10178 Berlin • Tel.: 030 288-7565-71

Büro Berlin-Adlershof: Kekuléstr. 7 • 12489 Berlin • Tel.: 030 8062-17138

E-Mail: fvee@helmholtz-berlin.de • www.fvee.de

Redaktion

Petra Szczepanski

Franziska Wunschick

Förderung

Die vorliegende Publikation wurde durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) gefördert (FKZ 22012518).

Die Mitgliedseinrichtungen des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien werden durch diese Ministerien gefördert:

- BMWi
- BMBF
- BMU
- BMEL
- BMVI

Layout, Grafik

Hoch3 GmbH – Design- und Werbeagentur

Druck

Elbe Druckerei Wittenberg GmbH

Berlin, März 2019

ISSN • 0939-7582



FVEE ForschungsVerbund
Erneuerbare Energien
Renewable Energy Research Association

Büro Berlin-Mitte: Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 • 10178 Berlin • Tel.: 030 288-7565-71

Büro Berlin-Adlershof: Kekuléstr. 7 • 12489 Berlin • Tel.: 030 8062-17138

E-Mail: fvee@helmholtz-berlin.de • www.fvee.de