

SMART ENERGY 2015

Energiewende regional – Trends, Treiber, Allianzen



TAGUNGSBAND 2015

Impressum

Herausgeber: Prof. Dr. Uwe Großmann, Prof. Dr. Ingo Kunold, Prof. Dr. Christoph Engels

Die einfachen Nutzungsrechte liegen bei der FH Dortmund. Eine weitere Verwertung im Sinne des Urheberrechtsgesetzes ist nur mit Zustimmung der Herausgeber/Autoren möglich.

ISBN 978-3-00-051537-8

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek wird diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie verzeichnen; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.dnb.de> abrufbar.

Inhalt

Programmbeirat der Smart Energy Conference	4
Vorwort	5
Management, Services, Erfassung und Auswertung von Energiedaten	6
Forschungsprojekt: SADE – Simulative Analyse Dezentraler Energieversorgungs-konzepte	7
Reduzierung des Energieverbrauchs von Werkzeugmaschinen durch Energieverbrauchsmonitoring	11
Energieinformationssysteme und Smart Data für produzierende Unternehmen an der Schnittstelle von Industrie 4.0 und Energiesystem	20
Sensorik im Fermenter einer Biogasanlage – Herausforderungen und Lösungen auf dem Weg zur regelbaren Biogasproduktion	24
INES (Intelligent e-net switching)	35
Energie-Erzeugung, -Speicherung und -Verteilung	42
GRID4EU: Smarte Netzlösungen für Europa	43
Neuausrichtung der Energiewende für eine gesicherte Energieversorgung auf EU- und nationaler Ebene	51
Möglichkeiten der Integration thermischer Energiespeicher in einen Kraftwerksprozess – Ein Beitrag zur Stabilisierung des Energieverbundnetzes	60
Ein neuartiges Konzept für Hochdruckelektrolyseursysteme in modularer Bauweise zur Produktion von Wasserstoff aus Überschussenergie erneuerbarer Quellen	67
GeoFuelCells - Energieautarke Bohrlochsensorik mittels Brennstoffzellen	74
Entwicklung von vollmodularen PEM-Brennstoffzellen- und PEM-Elektrolyseur-systemen mit segmentierten, planaren Polplatten	78
BOCell – eine mobile Energieerzeugungs- und Speichereinheit	82
Die Referenten/Autoren	86
Die Herausgeber	88

Programmbeirat der Smart Energy Conference

Herr Prof. Dr. C. Engels (FH Dortmund)

Herr H.C. Friedmann (Alcatel-Lucent Stiftung)

Herr Prof. Dr. U. Großmann (FH Dortmund)

Frau Dr. B. Horster (VIVAI Software AG)

Herr W. Isermann (Bezirksregierung Arnsberg)

Herr Prof. Dr. P. J. Kühn (Uni Stuttgart)

Herr Prof. Dr. I. Kunold (Ruhr Master School of Applied Engineering)

Herr Prof. Dr. C. Rehtanz (TU Dortmund)

Herr Prof. Dr. J. Sieck (HTW Berlin)

Herr Dr. E. Zielinski (Alcatel-Lucent Stiftung)

Vorwort

Der Tagungsband „Smart Energy 2015 Energiewende regional – Trends, Treiber, Allianzen“ gliedert sich in zwei thematische Blöcke. Im ersten Teil stehen Management, Services sowie die Erfassung und Auswertung von Energiedaten im Mittelpunkt. Die Autoren beschäftigen sich sowohl mit den Möglichkeiten und Herausforderungen des Managements intelligenter Energiesysteme als auch mit neuen Services, welche in diesem Umfeld entwickelt, erprobt und im Rahmen neuer Geschäftsmodelle umgesetzt werden.

Der zweite Abschnitt befasst sich mit neuen Ansätzen aus den Bereichen „Energie-Erzeugung -Speicherung und -Verteilung“ in „Energieerzeugung, -speicherung und -verteilung“ oder Energie-Erzeugung, -Speicherung und –Verteilung“. Die Volatilität erneuerbarer Energien stellt auch komplexe Anforderungen an die Regelfähigkeit konventioneller Kraftwerksprozesse. Hier sind innovative Ansätze, wie die Integration thermische Speicher und Power-to-Gas bzw. Power-to-Liquid-Verfahren in vorhandene Infrastrukturen, für den wirtschaftlichen Betrieb und die Minimierung von CO₂-Emissionen erforderlich. Insbesondere Wasserstoff wird als umweltfreundlicher Sekundärenergieträger gesehen und kann mit geeigneten brennstoffzellenbasierten Energieversorgungssystemen einen Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung leisten.

Wie auch in den Jahren zuvor konnten wir auf die Unterstützung der Alcatel-Lucent-Stiftung für Kommunikationsforschung (Stuttgart) und der Bezirksregierung Arnsberg bauen. Darüber hinaus konnten wir die KARL-KOLLE-Stiftung für die Unterstützung der Tagung gewinnen. Hierfür möchten wir uns sehr herzlich bedanken, namentlich bei Herrn Dr. Erich Zielinski (Alcatel-Lucent Stiftung), Herrn Heinz Friedmann (Alcatel-Lucent-Stiftung), dem Regierungsvizepräsidenten Herrn Volker Milk sowie Herrn Werner Isermann (Bezirksregierung Arnsberg) und Herrn Prof. Dr. Pinninghoff (KARL-KOLLE-Stiftung).

Ein besonderer Dank gilt auch den Beiratsmitgliedern für ihre Unterstützung bei der Planung der Tagung und Ansprache der Referenten.

Für die Erstellung des Tagungsbandes haben sich besonders Herr Jörg Bauer (M.Eng.) und Frau Rebecca Hegemann-Rockel (M.A.) eingesetzt. Auch ihnen gebührt unser Dank. Für die organisatorische Unterstützung möchten wir uns bei der Ruhr Master School of Applied Engineering (gefördert durch die Stiftung Mercator) und der Fachhochschule Dortmund bedanken. Auch der DASA gilt unser aufrichtiger Dank für die sehr gute Zusammenarbeit und die bewährte Unterstützung.

Dortmund, im November 2015

Uwe Grossmann, Ingo Kunold, Christoph Engels

Management, Services, Erfassung und Auswertung von Energiedaten

Forschungsprojekt: SADE – Simulative Analyse Dezentraler Energieversorgungs-konzepte

Prof. Dr. Joachim Gerlach, Hochschule Albstadt-Sigmaringen
Peter Endres, GridSystronic Energy GmbH
Projektpartner: Hochschule Albstadt-Sigmaringen, Albstadtwerke GmbH,
GridSysTronic GmbH, Universität Tübingen

Im Projekt SADE wird eine Methodik und Werkzeugumgebung entwickelt, die es ermöglicht, energietechnische Netzwerkszenarien auf virtueller Ebene zu modellieren, zu simulieren und zu analysieren. Daraus werden Steuerungskonzepte für den optimierten Betrieb einzelner Teilnehmerknoten sowie des gesamten Netzwerkverbands abgeleitet. Um Simulations-ergebnisse mit realen Ergebnissen abzugleichen, werden diese mit den von GridSystronic entwickelten hersteller- und geräteunabhängigen Steuerboxen und dem webbasierten Steuerungsprogramm in einer realen Betriebs-umgebung, bestehend aus einem Verbund dezentraler Kleinanlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung und anderer stromerzeugender Anlagen, in der Realität nachvollzogen, fernüberwacht, die jeweiligen Erzeuger und Verbraucher ferngewartet und ferngesteuert. Damit können

- ▶ die Energieerzeugungen und -verbräuche sowie die resultierenden Netzzustände über einen Zeitraum von einigen Tagen mit bestmöglicher Genauigkeit vorhergesagt
- ▶ Spotvermarktung/Make-or-buy, Regelleistung, Minutenreserve, Direktvermarktung auf lokaler Ebene, lokale Querverbund-optimierung zwischen Strom- und Wärmemarkt und System-dienstleistungen realisiert
- ▶ dank einer sogenannten exergoökonomischen Bewertung Energie-flüsse nicht nur aus ökonomischen sondern auch aus ökologischen sowie thermodynamischen Gesichtspunkten gesteuert und
- ▶ netzstabilisierende Entscheidungen zur Steuerung der einzelnen Teil-nehmer im Virtuellen Kraftwerk getroffen werden.

1. Modulierung komplexer Smart-Grid-Szenarien

1.1 Aufbau und Konsolidierung der Datenbasis

Es wurden physikalische Kenngrößen energietechnischer Netzwerke spezifiziert, die als Parameter in späteren Steuerungsverfahren und Betreiber-strategien Berücksichtigung fanden. Zur Erfassung der Kenngrößen wurden geeignete Messverfahren identifiziert, die in der Evaluierungsumgebung installiert und zum Aufbau einer konsolidierten Datenbasis benutzt wurden. Bei den Albstadtwerken wurden Evaluierungsstandorte identifiziert und für Tests genutzt.

1.2 Aufbau und Anwendung einer Simulations-methodik

Anhand dieser Parameter wurde ein simulationsfähiges Modell aufgebaut, welches es ermöglicht, komplexe energietechnische Systemszenarien und Fragestellungen virtuell am Rechner zu simulieren und zu analysieren. Aufsetzend auf dem Simulationsmodell wurde eine Simulationsmethodik entwickelt, die es ermöglicht, den Detaillierungsgrad der Betrachtung flexibel an die zu beantwortende Fragestellung anzupassen.

1.3 Entwicklung intelligenter Steuerungsverfahren

Auf Grundlage der generierten Datenbasis wurden Konzepte entwickelt, die Bausteine für eine intelligente Steuerung des Netzbetriebs liefern. Hierzu waren Verfahren zu konstruieren, die innerhalb der Datenbasis kritische Zustandskonstellationen erkennen und diesen durch eine geeignete Variation der Stellgrößen entgegenwirken.

1.4 Stand der Arbeit

Erste Standorttypen sind modelliert. Ein Tool zur Datenanalyse wurde entwickelt. Eine erste Implementierung in System-C wurde vorgenommen. Auch mit einer weiteren Hochschule wurde eine Projektzusammenarbeit begonnen.

2. Lösung der Gridsystronic

2.1. Virtuelles Kraftwerk – Technische Umsetzung

Es wurde eine dezentrale Steuerungseinheit entwickelt, die im späteren Betrieb lokal am Teilnehmer platziert wird und diesen intelligent steuert. Diese besteht aus einer kombinierten Hardware-/Software-Lösung, welche die identifizierten Steuerungskonzepte (in dem für den jeweiligen Teilnehmer erforderlichen Umfang) abbildet. Hierbei ergeben sich aus dem Anwendungsbereich spezifische Anforderungen, etwa hinsichtlich Zuverlässigkeit, Betriebssicherheit, (Fern-)Wartbarkeit und Kosten, die es im Entwicklungsprozess zu berücksichtigen gilt.

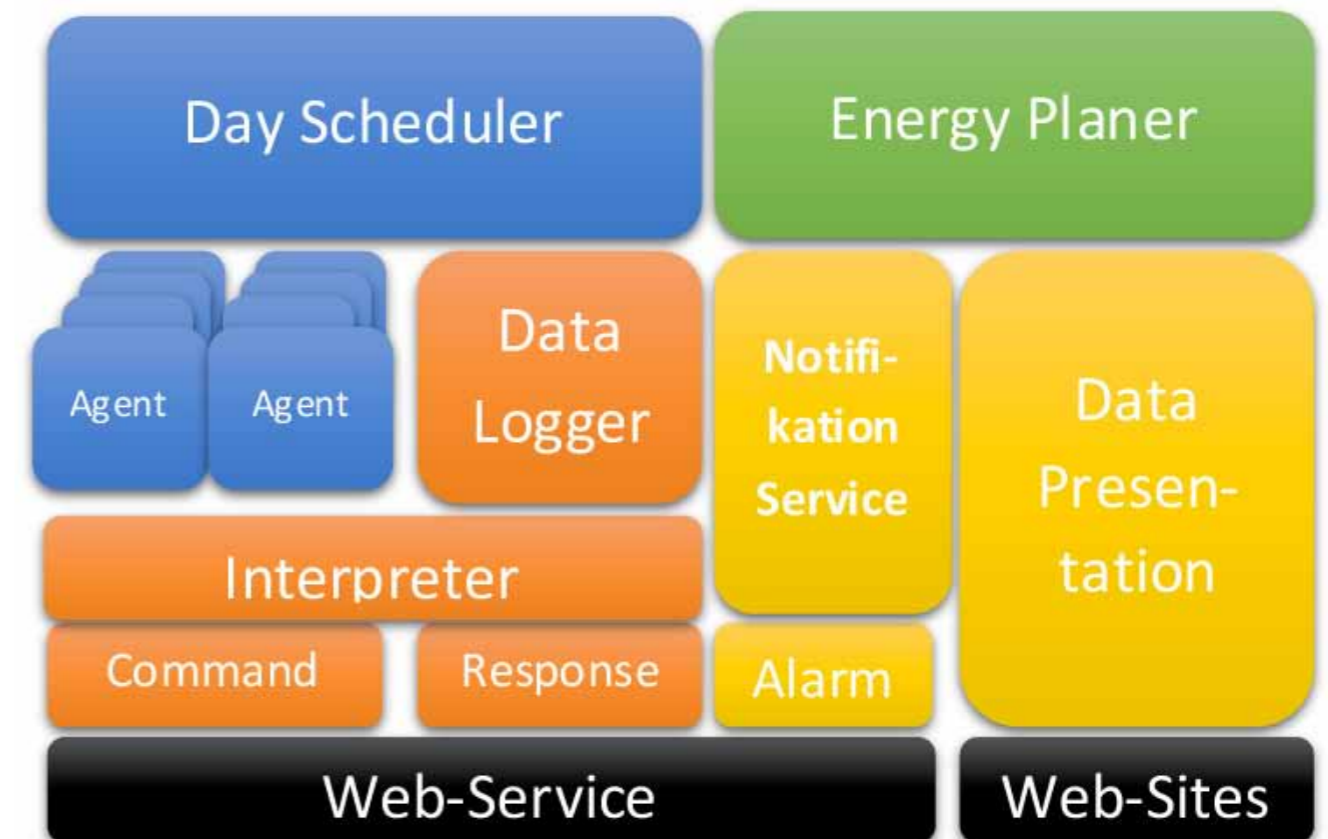
2.2 Hardware: Anschlusslösung mit der Grid.Box

Die Grid.Box stellt die Verbindung zwischen den Energieerzeugern (z. B. BHKW) mit dem Server her und dient der Kommunikation mit der SPS des BHKW; alternativ kann die Anbindung und Steuerung mit Alarmkontakten, potentialfreien Schaltern, Temperatursensoren und M-Bus Zählern etc. erfolgen. Ein Hauptmerkmal ist die Beschränkung der Anschlussboxen auf eine reine Kommunikationsfunktion mit zahlreichen Schnittstellen, aber ohne eigene Steuerungsfunktion; dadurch ist diese Lösung sehr kostengünstig und ermöglicht auch die wirtschaftliche Einbindung von Aggregaten mit geringer Leistung. Auf Ebene der Grid.Boxen findet keine Datenhaltung, keine Steuerungseinheit für Tagesfahrplan, keine lokale Optimierung etc. statt. Zertifikatsverschlüsselung ist die Basis einer aufwändigen Sicherheitsarchitektur.

2.3 Webbasierte Software-Lösung

Die einheitliche, herstellerunabhängige Nutzeroberfläche für beliebig viele Benutzer und Benutzergruppen sowie das einfache Rechtemanagement ermöglichen den universellen Einsatz. Die zentrale Intelligenz ist ein selbst-lernendes System: In einer Lernphase, in der tatsächliches Verhalten und die Energieflüsse der Anlage beobachtet werden, werden Freiheitsgrade für das Virtuelle Kraftwerk ermittelt, sie erfolgt also subdominant; die Betriebssicherheit wird nicht verletzt. Das Prinzip der subdominanten Steuerung kann beliebig kaskadiert werden, d.h. mehrere Ebenen von Regelungen können überlagert werden.

Die Steuerungsfähigkeit der Anlagen vor Ort bleibt immer erhalten. Fällt die Steuerung oder die Internetverbindung aus, wird die Anlage entsprechend der eigenen Betriebsführung gesteuert. Das System erkennt Ausfälle von einzelnen Anlagen (Internetstörung, Anlagenstörungen, Wartungen) und gleicht diese in Echtzeit durch die Freiheitsgrade anderer Anlagen aus, um in der Summe eine möglichst hohe Zielerreichung des vorgegebenen Tagesfahrplans zu erzielen. Somit erstellt der EnergyPlanner unter Berücksichtigung von Prognosen oder Zeitreihen einen Tagesfahrplan der eingebundenen Anlagen für den nächsten Tag. Der DayScheduler arbeitet den Fahrplan ab und reagiert auf von den angeschlossenen Geräten (Agenten) in Echtzeit gesendeten Prognoseabweichungen oder Störungen.



Der DayScheduler erhält „emotionale Signale“ von den Anlagen, wann sie in Kürze ihren Betriebszustand ändern müssen („gelbe Phase“). Beide Module arbeiten nach bestimmten Regelwerken, die von den Betreibern ausgewählt und modifiziert werden können.

Ziel ist ein möglichst genaues Nachfahren eines prognostizierten oder vorgegebenen Profils.

3. Ziel des Forschungsprojektes

Durch die Arbeiten aus dem Forschungsprojekt kann die Software der Gridsystronic geprüft und verbessert werden. Es können beliebig viele Standorte simuliert und durch die Webbasierte Software Lösung verarbeitet werden.

Das System weist einen hohen Multiplikationseffekt auf, der im Falle eines erfolgreichen Projektverlaufs erreicht werden kann: Die im Projekt entwickelte Vorgehensweise, eine offene und frei verfügbare (virtuelle) Simulationsumgebung für den Aufbau von Steuerungsmechanismen und die einfache Installation (Plug & Play) vereinfacht den Betrieb des Virtuellen Kraftwerks und eröffnet insbesondere kleinen und mittelständischen Unternehmen die Möglichkeit, mit vergleichsweise geringen Investitionskosten im Bereich der Energietechnik Fuß zu fassen und innovative Lösungen zur Marktreife zu bringen. Darüber hinaus beinhaltet der Lösungsansatz eine Skalierbarkeit der entwickelten Methodik auf größere oder strukturell anders gearbete Einsatzbereiche und kann somit in einfacher Weise auf andere Bereiche übertragen werden.

4. Referenzen

- [1] Nachhaltigkeitsbeirat Baden-Württemberg (NBBW). Energiegutachten 2012.
www.nachhaltigkeitsbeirat-bw.de/mainDaten/dokumente/energiegutachten2012.pdf
- [2] National Institute of Standards and Technology (NIST). Smart Grid Interoperability Standards Roadmap, 2012
<http://www.nist.gov/smartgrid/>
- [3] accellera Systems Initiative.
<http://www.accellera.org>
- [4] K. Hopkinson, Xiaoru Wang, R. Giovanini, J. Thorp, K. Birman, D. Coury.
EPOCHS: Platform for Agent-Based Electric Power and Communication Simulation
Built from Commercial Off-the-Shelf Components.
IEEE Transactions on Power Systems, 21(2):548–558, 2006.
- [5] Manitoba HVDC Research Centre.
<https://hvdc.ca/pscad/>
- [6] GE Energy Consulting Group.
<http://www.geenergyconsulting.com/practice-area/software-products/pslf/>
- [7] NS-3 Consortium.
<http://www.nsnam.org/>
- [8] H. Lin, S. Veda, et al.:
„GECO: Global Event-Driven Co-Simulation Framework for Interconnected Power System and Communication Network“.
IEEE Transactions on Smart Grid, 01/2012.
- [9] J. Nutaro, P. T. Kuruganti, L. Miller, S. Mullen, M. Shankar.
Integrated HybridSimulation of Electric Power and Communications Systems.
In Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting, pages 1 8, 2007.
- [10] B. Zeigler, T. Kim, Herbert Praehofer. Theory of Modeling and Simulation (2nd Ed.).
Academic Press, New York, 2000.
- [11] Kun Zhu, M. Chenine, L. Nordstrom.
ICT Architecture Impact on Wide Area Monitoring and Control Systems' Reliability.
IEEE Transactions on Power Delivery, 26(4):2801–2808, 2011.
- [12] The MathWorks.
<http://www.mathworks.de/products/simulink/>
- [13] Riverbed Technology.
<http://www.riverbed.com/>
- [14] SmartCoDe Project.
<https://www.fp7-smartcode.eu/>
- [15] Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE 1666-2011, SystemC Standard
<http://standards.ieee.org/news/2011/1666revision.html>

Reduzierung des Energieverbrauchs von Werkzeugmaschinen durch Energieverbrauchsmonitoring

Martin Bleider¹, Dr. Manfred Kleinjans², Anne Kloubert¹

¹ FIR e. V. an der RWTH Aachen

Email: {martin.bleider, anne.kloubert}@fir.rwth-aachen.de

² Daimler AG

Email: manfred.kleinjans@daimler.com

Sowohl neue Richtlinien und Gesetze, die im Rahmen der Energiewende erlassen wurden, als auch energiespezifische Industrie 4.0 Konzepte stellen erhöhte Anforderungen an die Transparenz von betrieblichen Energiedaten. Um diese Anforderungen zu erfüllen, werden Energie-verbrauchsmonitoringsysteme auf Detailgrad einzelner Fertigungs-maschinen eingesetzt. Zur Ableitungen von Handlungsempfehlungen für die energieoptimierte Fertigung, ist eine Verdichtung der auf-genommenen Energie-verbrauchsdaten mit zusätzlichen energie-relevanten Daten nötig.

Handlungsempfehlungen mit dem Ziel energieeffizientere Technologien einzusetzen sind oft mit hohen Investitionen verbunden. Eine Reduzierung der bedienungsbedingten Energieverschwendung ist bei entsprechender Energieverbrauchstransparenz oft auch ohne große Investitionen möglich. Dieses Paper stellt eine Kennzahlenbasierte Auswertungsmethode vor, mit Hilfe derer die bedienungsbedingte Energieverschwendung an Werkzeugmaschinen reduziert werden kann. Dazu wurde mit dem Energienutzungsgrad eine geeignete Kennzahl identifiziert und weiterentwickelt, um die vollautomatisierte Energie-verbrauchsdatenerfassung auszuwerten. Eine darauf aufbauende Auswertungsmethode bestimmt den maschinenabhängigen Sollwert basierend auf der prozesskettenbedingten Auslastung, sodass die Grundlage zur Ableitung von Abschalttrichtlinien geschaffen wird. Die entwickelte Auswertungsmethode wurde in einer Fallstudie in der Praxis erfolgreich erprobt und zeigte, dass über die Auswertung des energierelevanten Bedienerverhaltens geeignete Maßnahmen zur Energieverbrauchsreduzierung abgeleitet und deren Einsparpotenzial bewertet werden können.

1. Motivation und Einleitung

Im Zuge der Energiewende wurde eine Vielzahl von neuen Richtlinien und Gesetzen zur Reduzierung des Energieverbrauchs eingeführt, welche unter anderem eine Obergrenze für den produktspezifischen Energieverbrauch während der Produktion einführen [1]. Zur Einhaltung der neuen Begrenzungen, der Erreichung verschiedener Klimaziele [2][3] sowie der Ermöglichung einer verursachergerechten Energiekostenrechnung [4] ist eine hohe Transparenz über Energieverbrauchsdaten nötig. Darüber hinaus entstehen im Rahmen von Industrie 4.0-Konzepten immer mehr Anwendungsfälle, in denen Energiedaten ausgewertet werden [5]. Die Erhöhung der Energiedatentransparenz durch die Einführung eines kontinuierlichen Energieverbrauchsmonitoring ist für viele dieser Ziele nötig.

In diesem Paper soll gezeigt werden, dass mit Hilfe der Einführung eines Energieverbrauchsmonitoring auf Maschinenebene sowie der Ableitung organisatorischer Maßnahmen bereits signifikante Energiekosten- und Emissionseinsparungen erreicht werden können. Dazu wird ein systematisches Vorgehen vorgestellt und an einem Fallbeispiel einer exemplarischen Nicht-Engpass-Werkzeugmaschine dargestellt. Für die Fallstudie wurde der elektrische Energieverbrauch über einen Zeitraum von fünf Wochen gemessen und ausgewertet.

2. Ausgangssituation und Stand der Erkenntnisse

Bisherige Energieeffizienzmaßnahmen in Unternehmen beziehen sich bislang auf Optimierungsmaßnahmen im Bereich der Infrastruktur, speziell in Bezug auf Belüftung, Beleuchtung und Gebäudedämmung [6]. Der höchste Elektrizitätsbedarf in stückgutfertigenden Industrien fällt jedoch vor allem in den wertschöpfenden Prozessen der Stückfertigung an, dies macht die

Produktionsmaschinen – im speziellen Werkzeugmaschinen - zu den Hauptkonsumenten [7]. Zur Ableitung energetischer Optimierungsmaßnahmen ist die Schaffung von Transparenz über die Energieverbräuche notwendig. Eine Übersicht dazu einsetzbarer Kennzahlen findet sich in Tabelle 1.

Tabelle 1: Kennzahlenkatalog zur Auswertung von Energiedaten

Kennzahl	Quelle
Direkter Energieverbrauch pro produzierte Einheit	[8][9][10][11][12]
Direkter Nettoenergieverbrauch pro produzierte Einheit	[8][9][10]
Energiestückkosten	[12]
Energiekostenanteil	[10]
Energieeffektivität	[8]
Nettoenergieeffektivität	[8]
Energienutzungsgrad	[13]
Wirkungsgrad/Energieleistungsgrad	[9][10][11][13][14]
Exergetischer Wirkungsgrad	[14]
Effizienzgrad	[15]
Betriebswirtschaftliche Energieeffizienz	[12]
Energiequalitätsrate	[13]
Direkter geplanter Energieverbrauch pro Fertigungsauftrag	[8]
CO ₂ Intensität	[10][12]

3. Entwicklung einer Energiedatenauswertungsmethode

Zur Entwicklung der Auswertungsmethode von Energieverbräuchen und energierelevanten Daten und zur Optimierung der bedienerbedingten Energieeffizienz wird ein sechsstufiger Prozess in Anlehnung an die maschinenzentrische Energieeffizienz Prozedur von CANNATA ET AL. [16] durchgeführt (siehe Abb. 1). Dieser Prozess stellt ein formales, logisches Vorgehen zur Bestimmung einer Auswertungsmethode in diskreten Fertigungsszenarien dar. Exemplarisch wird der jeweilige Schritt für das Fallbeispiel durchgeführt.

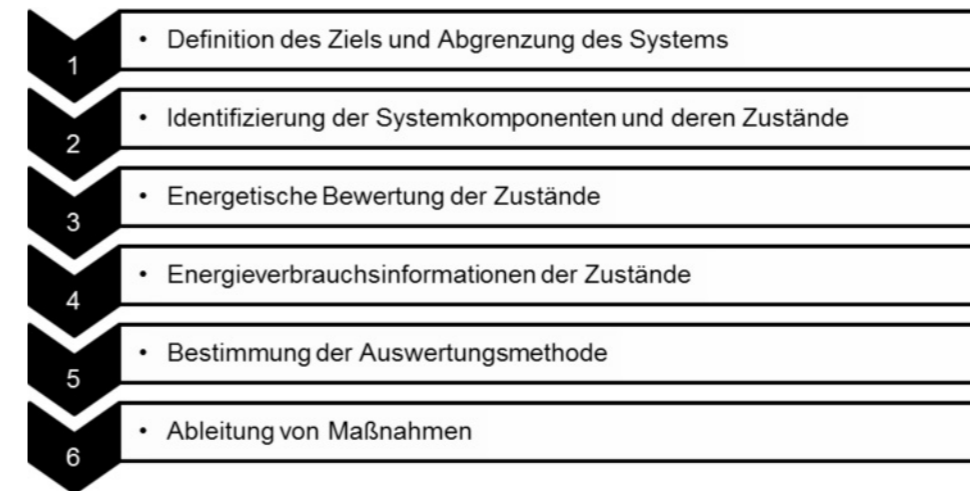


Abb. 1: Prozess zur Entwicklung einer Auswertungsmethode für Energiedaten

3.1 Definition des Ziels und Abgrenzung des Systems

Ziel der Auswertungsmethode ist es die bedienerbedingte Energieeffizienz der Werkzeugmaschinen zu erhöhen (siehe Abschnitt 1). Im Rahmen dieser Arbeit soll dies ausschließlich durch organisatorische Optimierung der Maschinennutzung und nicht durch technologische Veränderungen geschehen. Das exemplarische System besteht aus einer Nicht-Engpass-Werkzeugmaschine.

3.2 Identifizierung der Systemkomponenten und deren Zustände

Produktionsmaschinen werden als Systemkomponenten definiert und auf Maschinenebene untersucht. Erkenntnisse über die einzelnen Maschinen können dann auf Bereichsebene aggregiert werden, die wiederum auf Werks-ebene zusammengefasst werden können.

In der ISO 14955 [17] werden folgende Betriebszuständen für Werkzeugmaschinen definiert: Ausgeschaltet, Standby mit ausgeschalteter Peripherie, Standby mit eingeschalteter Peripherie, Produktionsbereit, Warmlauf und Produktion. Für die Beispielmaschine sind die Zustände Ausgeschaltet, Produktionsbereit und Produktion im Messzeitraum vorgekommen.

3.3 Energetische Bewertung der Zustände

Weiterhin werden die verschiedenen Betriebszustände qualitativ in energetisch effiziente und ineffiziente Zustände unterteilt. Innerhalb der ineffizienten Zustände wird zusätzlich zwischen ineffizient-notwendig und ineffizient-vermeidbar unterschieden. Ineffizient-notwendige Prozesse stellen dabei bspw. Warmlaufphasen dar, wohingegen eine Maschine die im produktionsbereiten Zustand längere Zeit auf neues Material wartet in einem ineffizient-vermeidbaren Zustand ist.

Tabelle 2: Energetische Bewertung der Betriebszustände nach ISO 14955

Betriebszustand	Energetische Bewertung
Ausgeschaltet	Effizient
Standby mit ausgeschalteter Peripherie	Ineffizient-vermeidbar
Standby mit eingeschalteter Peripherie	Ineffizient-vermeidbar
Produktionsbereit	Ineffizient-vermeidbar
Warmlauf	Ineffizient-notwendig
Produktion	Effizient

Auf Basis der Kategorisierung lässt sich eine Priorisierung für Optimierungsmaßnahmen ableiten, nach der zunächst die ineffizient-vermeidbaren Zustände minimiert bzw. im optimalsten Fall vermieden werden sollen. In einem zweiten Schritt ist zu prüfen, ob die Längen der ineffizient-notwendigen Phasen verkürzt werden können oder zumindest der Energieverbrauch in diesen Zuständen reduziert werden kann.

3.4 Energieverbrauchsinformationen der Zustände

Um neben der qualitativen Bewertung der Maschinenzustände auch eine konkrete Aussage über vorhandene Energieeinsparpotenziale tätigen zu können, ist es nötig quantitative Energieverbrauchsinformationen zu erheben. Für eine genaue Untersuchung sollte eine Energieverbrauchsmatrix mit einer Durchschnittslast, die über einen ausreichend langen Zeitraum erhoben wurde, für jeden Zustand und jede Maschine ausgefüllt werden. Die Ergebnisse für die Beispielmachine sind in Tabelle 3 zusammengetragen.

Tabelle 3: Durchschnittsverbräuche der Beispielmachine

Betriebszustand	Durchschnittliche Leistungsaufnahme in kW
Ausgeschaltet	0,63
Produktionsbereit	5,49
Produktion	6,49

3.5 Bestimmung der Auswertungsmethode

3.5.1 Auswahl der Kennzahl

Zur Verfolgung des Ziels (siehe Abschnitt 3.1) muss eine adäquate Kennzahl ausgewählt werden. Dazu werden die in Abschnitt 2 vorgestellten Kennzahlen unter Berücksichtigung einer Auswahl für Kennzahlen gängiger Bewertungskriterien evaluiert:

- Datenerfassung, Messaufwand, Angemessenheit [18][19]
- Aussagefähigkeit [20]
- Validität [21][22]
- wesentlich, eindeutig [19][23][24][25]
- Anwendbarkeit für Quervergleiche [22]

Zusätzlich wurde bewertet ob die Kennzahl durch Technologieeinsatz und oder Bedienverhalten beeinflussbar ist.

Zur Bewertung der Kennzahlen wurden Expertenaussagen aus den Bereichen des Technologiemanagements und des Produktionsmanagements der Daimler AG, Mercedes-Benz Werk Gaggenau, Werkteil Rastatt genutzt.

Die für das hier definierte Ziel am besten geeignete Kennzahl ist der Energie-nutzungsgrad (ENG). Allerdings deckt die ursprüngliche Definition des ENG [13] nicht die Thematik des energieeffizienten Zustands in nichtproduktiven Phasen ab. Die Definition wird daher in folgender Weise erweitert:

$$ENG[\%] = \left(\frac{\text{Energieverbrauch in energieeffizienten Maschinenzuständen}}{\text{Energieverbrauch Gesamt}} \right) * 100$$

Auch die dreigliedrige energetische Unterscheidung der Maschinenzustände lässt sich mit dieser Kennzahl vereinbaren. Allerdings sollten zusätzlich die Verhältnisse für die ineffizient-notwendigen und die ineffizient-vermeidbaren Zustände ausgewiesen werden, da somit eine sofortige Transparenz über den Grund für die Höhe des ENG hervorgeht:

$$\left(\frac{\text{Energieverbrauch in ineffizient – notwendigen Maschinenzuständen}}{\text{Energieverbrauch Gesamt}} \right) * 100$$

$$\left(\frac{\text{Energieverbrauch in ineffizient – vermeidbaren Maschinenzuständen}}{\text{Energieverbrauch Gesamt}} \right) * 100$$

3.5.2 Bestimmung des Sollwertes

Bei der analytischen Bestimmung des Sollwertes muss zwischen Engpass- und Nicht-Engpass-Maschinen unterschieden werden. Bei Engpass-Maschinen liegt der ENG-Sollwert bei 100%. Bei Nicht-Engpass-Maschinen ist der Maschinentakt (TZ_{Maschine} Linientakt (TZ_{Linie} Last im produktiven Zustand ($Last_{\text{prod}}$) und Last im Zustand Produktionsbereit ($Last_{\text{prodbereit}}$) zu beachten und damit folgenderweise der Sollwert zu bestimmen:

$$ENG_{\text{Soll}}[\%] = \left(\frac{TZ_{\text{Maschine}} * Last_{\text{prod}}}{TZ_{\text{Maschine}} * Last_{\text{prod}} + (TZ_{\text{Linie}} - TZ_{\text{Maschine}}) * Last_{\text{prodbereit}}} \right) * 100$$

Für die Beispielmachine ergibt sich mit $TZ_{\text{Maschine}} = 126\text{s}$ und $TZ_{\text{Linie}} = 420\text{s}$ sowie den Durchschnittsverbräuchen (siehe Tabelle 3) ein $ENG_{\text{Soll}} = 33,63\%$.

3.6 Ableitung von Maßnahmen

3.6.1 Maschinenabschaltregularien

Aus der Auswertung des ENG ergibt sich eine erste Transparenz zur genaueren Untersuchung von energetisch ineffizienten Produktionsphasen und eine Basis für die Ableitung von organisatorischen Abschaltregularien. Abb. 2 zeigt die ENG-Auswertung der Beispielmachine für die Woche mit der höchsten Abweichung vom Sollwert.

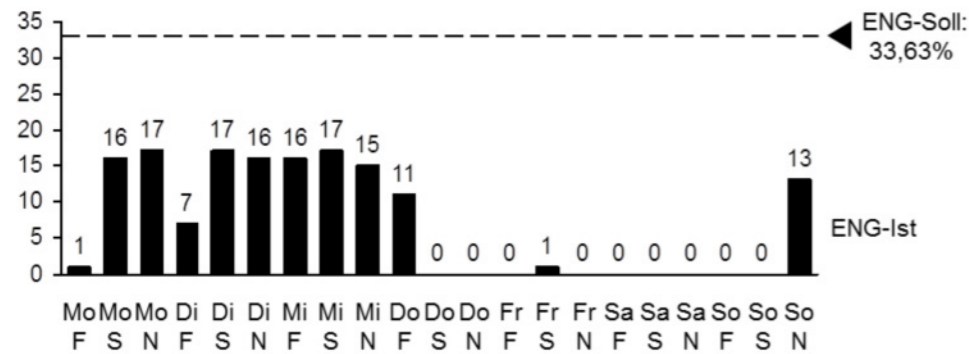


Abb. 2: ENG-Auswertung

Eine nähere Analyse gibt Aufschluss über die Länge und Häufigkeit der energetisch ineffizienten Produktionsphasen (siehe Abb. 3).

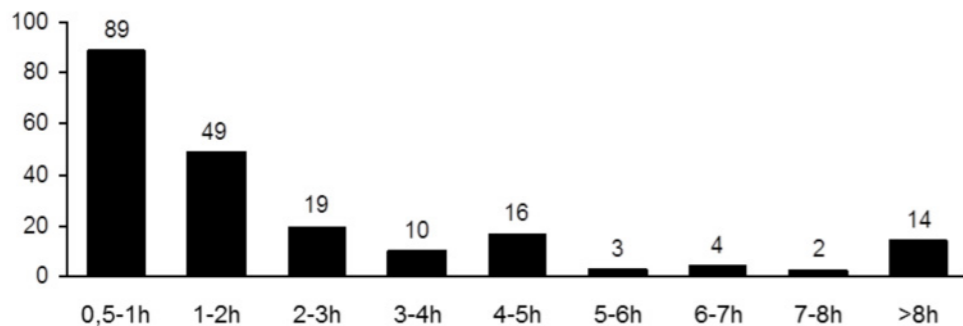


Abb. 3: Anzahl energetisch ineffizienter Produktionsphasen im Messzeitraum

Zur Ableitung der Abschalttrichtlinie ist es sinnvoll eine Mindestzeit zu bestimmen, die die Maschine abgeschaltet bleiben muss, damit der erhöhte Aufwand des anschließenden Warmlaufs (und eine sich daraus ergebende kurzzeitige Nicht-Verfügbarkeit) die energetischen Einsparungen nicht sofort kompensiert. Tabelle 4 zeigt die Dauer der Abschaltung der Beispielmachine nach verschiedenen Abschaltregularien. Für die Beispielmachine beträgt die Vorgabe der Mindestabschaltung 2h. In Tabelle 4 ist zu sehen, dass sie bei einer Abschalttrichtlinie nach 2h in 57,4% der Fälle und nach 5h sogar in 69,6% der Fälle länger als 2h abgeschaltet bleibt.

Tabelle 4: Abschaltungsdauer der Beispielmachine im Messzeitraum²

Zeit im abgeschalteten Zustand	Abschaltung nach				
	1h (117)	2h (68)	3h (49)	4h (39)	5h (23)
> 1h	58,1% (49)	72,1% (19)	79,6% (10)	59,0% (16)	87,0% (3)
> 2h	41,9% (19)	57,4% (10)	46,9% (16)	51,3% (3)	69,6% (4)
> 3h	33,3% (10)	33,8% (16)	40,8% (3)	41,0% (4)	60,9% (2)
> 4h	19,7% (16)	29,4% (3)	32,7% (4)	35,9% (2)	
> 5h	17,1% (3)	23,5% (4)	28,6% (2)		

²Beispiel zur Lesart der Tabelle: Wäre die Beispielmachine jedes Mal nach 1h im energetisch ineffizienten Zustand abgeschaltet worden, wäre sie 117 Mal abgeschaltet worden. Nach einer weiteren Stunde wäre sie nur noch 58,1% der Fälle abgeschaltet und wäre in 49 Fällen in der vergangenen Stunde eingeschaltet worden. 2h nach der Abschaltung wäre sie nur noch 41,9% der Fälle abgeschaltet und wäre in 19 Fällen in der vergangenen Stunde wieder eingeschaltet worden.

3.6.2 Quantifizierung der energetischen Einsparpotenziale

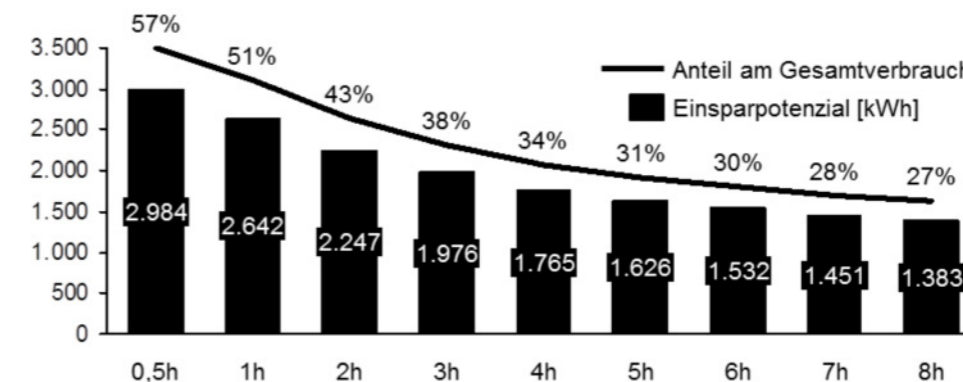


Abb. 4: Einsparpotenzial der el. Energie der Beispielmachine im Messzeitraum

Aus den historischen Daten kann rückwirkend errechnet werden, welches Einsparpotenzial durch die Einführung einer Abschalttrichtlinie gehoben werden kann und welchen Anteil dies am Gesamtverbrauch der Maschine ausmacht (siehe Abb. 4). Durch die identifizierte Abschalttrichtlinie nach 2h hätte für die Beispielmachine im Messzeitraum 43% des Maschinenverbrauchs (2.247 kWh) eingespart werden können. Über den durchschnittlichen Bezugspreis der Produktionsstätte bzw. den durchschnittliche CO₂-Emissionsfaktor des deutschen Kraftwerkparcs können die Ergebnisse in monetäre Einsparpotenziale sowie Emissionseinsparungen transformiert werden.

4. Ausblick

Zukünftiger Forschungs- und Erprobungsbedarf besteht vor allem in der Automatisierung der gesamten Auswertung. In diesem Falle ist es denkbar die Integration des Energiemonitorings in eine bestehende ERP/MES Systemstruktur voranzutreiben. Darauf aufbauend wäre ein automatisch reagierendes System denkbar, das auf Basis von energierelevanten Informationen aller vernetzten Quellen, Maßnahmen zur Reduzierung des Energieverbrauchs ergreift.

5. Literatur

- [1] M. Blesl, A. Kessler: Energieeffizienz in der Industrie. Springer Vieweg, 2013
- [2] Europäische Kommission: Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050, 2011
- [3] Europäische Kommission: Energieeffizienzplan 2011, 2011
- [4] A. Bierer, U. Götze: Energiekosten als Betrachtungsobjekt der Kostenrechnung - eine Bestandsaufnahme. In R. Neugebauer, U. Götze, & W.-G. Drossel, Energetisch-wirtschaftliche Bilanzierung und Bewertung technischer Systeme – Erkenntnisse aus dem Spitzentechnologiecluster eniPROD (S. 95-114). Verlag Wissenschaftliche Scripten, 2013
- [5] H. Kagermann, W. Wahlster, J. Helbig: Umsetzungsempfehlungen für das Zukunftsprojekt Industrie 4.0. Abschlussbericht des Arbeitskreises Industrie 4.0, April 2013
- [6] M. Buschmann: Planung und Betrieb von Energiedatenerfassungssystemen. IBF, 2013.
- [7] M. Große Böckmann, R. Schmitt: Energiereglerkreis in der Produktion. Innovations of Sustainable Production for Green Mobility - Energy-Efficient Technologies in Production (S. 667-682). Verlag Wissenschaftliche Scripten, 2014
- [8] VDMA: VDMA Einheitsblatt (Entwurf): 66412-4 Manufacturing Execution Systems (MES) - Kennzahlen für Energiemanagement. Beuth, 2013
- [9] B. Schieferdecker: Energiemanagement-Tools - Anwendung im Industrieunternehmen. Springer, 2006
- [10] G. Bogdanski, T. Spiering, W. Li, C. Herrmann, S. Kara: Energy Monitoring in Manufacturing Companies – Generating Energy Awareness through Feedback. Leveraging Technology for a Sustainable World (S. 539-544). Springer, 2012
- [11] VDI: VDI 4602-1:2007. Energiemanagement. Begriffe. Beuth., 2007
- [12] R. Meß: ISO 50001 - Einführung und Checkliste. TÜV Media GmbH, 2011
- [13] M. Kleinjans, K. Kröhnert, J. Kotschenreuther: Kennwerte geben Aufschluss über Energieeffizienz von Maschinen. Abgerufen von <http://www.maschinenmarkt.vogel.de/themenkanale/produktion/zerspanungstechnik/articles/376905/>, abgerufen am 01.10.2015
- [14] R. Cremer, M. Bleider, M. Scheibmayer: An Energy Wastage Identification and Prevention Approach for the Manufacturing Industry. IEEE Conference IECON, Wien, 2013
- [15] K. Erlach, E. Westkämper: Energiewertstrom - Der Weg zur Energie-effizienten Fabrik. Fraunhofer, 2009
- [16] A. Cannata, S. Karnouskos, M. Taisch: Energy efficiency driven process analysis and optimization in discrete manufacturing. IEEE Conference IECON, Porto, 2009
- [17] International Standard Organization (ISO): ISO 14955-1 Machine tools — Environmental evaluation of machine tools. ISO, 2014
- [18] J. A. Böning: Methoden betrieblicher Ökobilanzierung. Metropolis-Verlag, 1995
- [19] T. Zwingel: Einsatzmöglichkeiten und Grenzen von Kennzahlen und Kennzahlensystemen im Rahmen eines ökologischen Controllingkonzepts. VVF, 1997
- [20] A. M. Mutscheller: Vorgehensmodell zur Entwicklung von Kennzahlen und Indikatoren für das Qualitätsmanagement. Universität St. Gallen, 1996
- [21] C. Caplice, Y. Sheffi: A Review and Evaluation of Logistics Performance Measurement Systems. The International Journal of Logistics Management, 5(2), 1994
- [22] T. Liebetruh: Die Informationsbasis des Supply Chain Controllings: Forschungsstand, empirische Analyse, Gestaltungsempfehlungen. Kölner Wissenschaftsverlag, 2005
- [23] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Leitfaden betriebliche Umweltkennzahlen, 1997
- [24] J. Claussen: Umweltkennzahlen als Steuerungsinstrument für das nachhaltige Wirtschaften von Unternehmen. In E. Seidel, J. Claussen, & E. K. Seifert, Umweltkennzahlen: Planungs-, Steuerungs- und Kontrollgrößen für ein umweltorientiertes Management. Vahlen, 1998
- [25] E. Günther: Ökologieorientiertes Controlling: Konzeption eines Systems zur ökologieorientierten Steuerung und empirische Validierung. Vahlen, 1994

Energieinformationssysteme und Smart Data für produzierende Unternehmen an der Schnittstelle von Industrie 4.0 und Energiesystem

Dipl.-Wi.-Ing. Marco Roscher, Dipl. Med-Inf. Antje Bruhnke, B.Sc. Zena Tulemat
Bereich Informationsmanagement FIR an der RWTH Aachen
Campus-Boulevard 55, 52074 Aachen
{Roscher, Bruhnke}@fir.rwth-aachen.de

Die Ausstattung der Produktionsfaktoren und Produkte mit Informations- und Kommunikationstechnik (Digitalisierung) führt zu einer fortschreitenden Dezentralisierung und Autonomie der Produktionsplanung und -regelung. Die Begriffswelt um die beiden Hauptschlagnote Industrie 4.0 und Smart-Service-Welt schließt sowohl Themenstellungen vernetzter und flexibler Produktionsprozesse, als auch digital veredelte und auf innovative Weise miteinander verknüpfte intelligente Dienstleistungen mit ein. Dabei reicht die Vision bis zur intelligent vernetzten Fabrik in der individuelle Einzelkonfigurationen höchsteffizient ergonomisch, ökonomisch und ökologisch gefertigt werden können. Dies umfasst explizit auch die bedarfsgerechte Beschaffung, sowie den verschwendungsfreien Einsatz verschiedenster Energieträger im Zuge der Produkterstellung. Bei der Beschaffung elektrischer Energie führen aktuelle Entwicklungen auf Erzeugerseite zu einer allgemeinen Erhöhung der Systemdynamik und Prognoseunsicherheit. Für die intelligente Fabrik bedeutet dies, dass sie sich mittelfristig vom Kunden zum strategischen Partner transformieren wird. Im Energiesystem der Zukunft wird sie, unter der Voraussetzung adäquater Anreize, mit den anderen Akteuren in einem Smart Grid kollaborieren. Auf diese Weise wird sie zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit verschiedene Energiedienstleistungen bspw. in Form von Nachfrageflexibilitäten anbieten und so dazu beitragen der zunehmenden Dynamik und Prognoseunsicherheit auf Erzeugerseite entgegenzuwirken. Von zentraler Bedeutung hierfür sind maschinell erfasste Energiedaten aber auch menschliches Erfahrungswissen [1].

1. Motivation und Einleitung

Unter dem Oberbegriff der Energiewende erfährt das Thema Nachhaltigkeit in Deutschland derzeit große gesellschaftliche Beachtung. Mit den Hauptzielen Ausstieg aus der Atomenergie bis 2022, Steigerung der Energieeffizienz, Klimaschutz durch Reduktion der Treibhausgasemissionen sowie dem stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien hat die Energiewende starke Auswirkungen auf das Energiesystem im Allgemeinen und somit auch auf die Industrie als verbrauchsintensivster Sektor [2][3]. Im betrieblichen Energiemanagement erfolgt die vorausschauende, organisierte und systematische Koordinierung der Beschaffung, Wandlung, Verteilung, Nutzung und Rückgewinnung von Energie mit dem Ziel sämtlichen ökonomischen und ökologischen Anforderungen gerecht zu werden [4]. Dabei bleiben auch im Zuge der Energiewende und Digitalisierung die klassischen übergeordneten Ziele für industrielle Produktionsprozesse weiterhin bestehen d.h. die Maximierung der Ausbringungsmenge bei gegebenem Ressourceneinsatz (Ressourcenproduktivität) bzw. die Minimierung der eingesetzten Ressourcen bei festgelegter Produktionsmenge (Ressourceneffizienz) bilden auch heute die Leitplanken der Produktionsregelung [5]. Die Digitalisierung des betrieblichen Energiemanagements wird die automatisierte, situationsbezogene und wertschöpfungsnetzwerkübergreifende Optimierung der Transformationsprozesse ermöglichen. Dabei erlauben autonome dezentrale Echtzeitsysteme die Produktion im laufenden Produktionsbetrieb stetig hinsichtlich Ressourcen- und Energieverbrauch oder geringerer Emissionen zu optimieren, indem sie selbstständig sämtliche relevanten Informationen aus verteilten heterogenen Quellen pro-aktiv zur Entscheidungsfindung nutzen. Ein unerlässlicher Zwischenschritt auf dem Weg zur intelligenten flexiblen Fabrik ist daher die Dokumentation und das Management von Informationen. In der digitalen Fabrik tauschen Menschen und Maschinen nicht mehr lediglich Informationen untereinander aus, sondern teilen und mehr das gemeinsame Wissen mit dem Ziel produktiver arbeiten zu können (Wissensarbeit). Für die richtigen Entscheidungen und Maßnahmen hin zur Automatisierung sind der Rückgriff auf Erfahrungen und die Begleitung durch Wissensträger im Unternehmen der entscheidende Erfolgsfaktor. Nur durch die syntaktische, semantische und pragmatische Dokumentation von Wissen für Mensch und Maschine gleichermaßen nimmt die Vision der intelligenten Fabrik langsam Gestalt an.

2. Energieinformationssysteme und Energieinformationslogistik

Intelligente Zähler und Messgeräte auf Komponenten-, Maschinen-, Fertigungslinien- oder Fabrikebene liefern in Abhängigkeit der zugrunde liegenden Anforderungen an die Granularität einen kontinuierlichen Datenstrom verschiedener physikalischer Messwerte. In der Praxis ist zu beobachten, dass schon alleine das Messen von Energieverbräuchen zu Energieeinsparungen führt, da es mit einer allgemeinen Sensibilisierung für das Thema Energieeffizienz einhergeht. Der Abgleich der Messwerte mit Erfahrungswissen bzw. der Vergleich verschiedener Messwerte miteinander (Benchmarking) offenbart weitere Prozessverbesserungen (Best practice) und erlaubt durch Modellierung die Diagnose monokausaler und teilweise auch multikausaler Wirkzusammenhänge. Für die Prognose im Zuge der Energieeinsatzplanung ist die Anwendung optimierender und heuristischer Verfahren bereits verbreitet. Heuristiken erlauben dabei eine zeitkritische Entscheidungsfindung auf Basis von begrenztem Wissen und bilden heute den bevorzugten Lösungsweg für Echtzeitanalysen.

Betriebliches Energiemanagement

Energieinformationssysteme (EIS) sind soziotechnische Systeme, die menschliche und maschinelle Komponenten umfassen und zur optimalen Bereitstellung von Informationen und Kommunikation unternehmensintern und –übergreifend eingesetzt werden. Für das betriebliche Energie-management erfassen, analysieren und visualisieren sie die verschiedenen energierelevanten Betriebszustände der Produktionsfaktoren.

Das Ziel des betrieblichen Energiemanagements ist die Optimierung der energierelevanten Prozesse von Beschaffung über Produktion bis zum Absatz [5]. Durch ein Energiemanagementsystem kann eine kontinuierliche Überwachung und Bewertung der Energieleistung und Energieeffizienz eines Unternehmens erfolgen. Dieser Prozess muss auf messbaren Energiedaten und daraus abgeleiteten Energieleistungskennzahlen basieren.

Die Aufzeichnung sämtlicher Energieflüsse macht die Identifikation von Einsparpotenzialen möglich und hilft bei kontinuierlicher Überwachung des Verbrauchs. Steigende Energiekosten und die verstärkte gesellschaftliche Wahrnehmung zum Thema Energieeffizienz setzen heute und in Zukunft Anreizpunkte für das strategische Energiemanagement in Unternehmen.

Kontextinformationen aus der Produktionsumgebung

Für ein effizientes Energiemanagement ist der Einbezug von Kontextinformationen unerlässlich. Dies betrifft die Betriebsdatenerfassung von Maschinenzuständen einerseits und die Entwicklung von Kommunikations- und Logikbausteinen zur Verarbeitung der erfassten Daten andererseits. Die Informationen aus dem Energiemanagementsystem, betrachtet im Kontext der Produktionsumgebung, ermöglichen die Identifizierung von Einsparpotenzialen und somit die Ableitung von Maßnahmen für das innerbetriebliche Energiemanagement. Auf diese Weise können Maschinen gezielt im Ressourcen optimalen Zustand betrieben werden bzw. die Produkte im Zuge Auftragsabwicklung durch energiedatenbasierte Losgrößen und Reihenfolgeplanung auf dem effizientesten Weg durch den Produktionsprozess gelotst werden. Produktionsübergreifende, statische Faktoren finden demnach genauso Berücksichtigung wie dynamische Zustands- und Bewegungsdaten des Produktes selbst.

Cyber-physische Energieinformationssysteme

Für die Evolution existierender EIS zu autonomen cyber-physischen Systemen mit der Fähigkeit zur Selbstorganisation in verteilten miteinander kollaborierenden Subsystemen bedarf es der Anwendung neuerartiger Verfahren für das Energiemanagement auf Basis künstlicher Intelligenz wie Expertensysteme, Multi-Agentensysteme, Neuronale Netze etc. Der auf Smart Data basierende Ansatz sieht vor, dass zunächst energierelevante Daten erfasst und in ein von Mensch und Maschine interpretierbares Format überführt werden, um anschließend um Kontextinformationen angereichert und von Wissensträgern um entscheidungskritische Informationen und Erfahrungswissen erweitert zu werden. Erst die Kombination von intra-organisationalem Wissen und teils externer Energieinformationen bietet eine nachhaltige Grundlage für langfristige Energieeffizienz und zukunftsorientierte Planungsprozesse auf dem Weg zur Autonomie verteilter Systeme. Zur Weiterentwicklung existierender EIS sind wie in Abbildung 1 skizziert unterschiedliche Informationskomponenten als Teil eines ganzheitlichen Informationslogistikkonzepts notwendig.

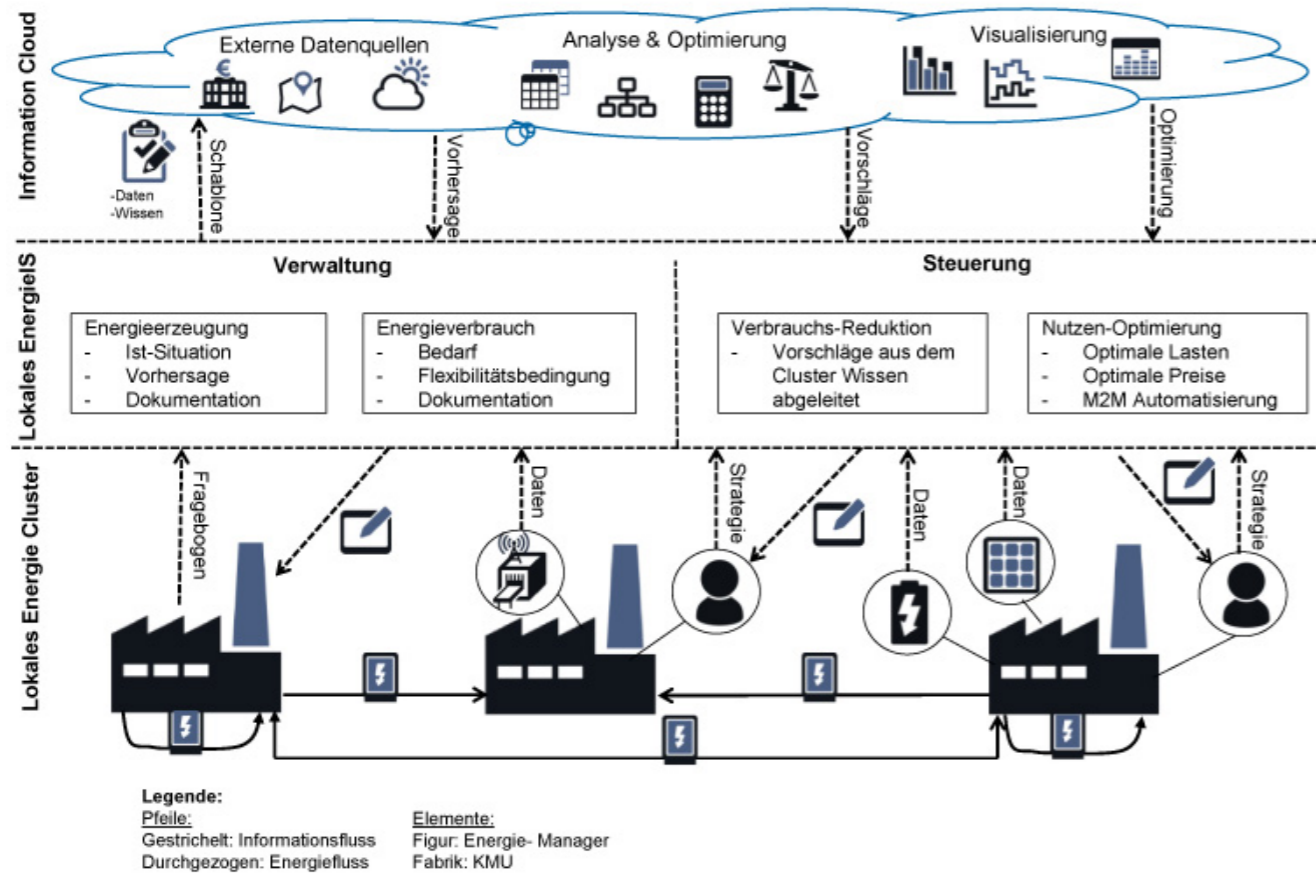


Abb. 1: Energieinformationssysteme im Zeitalter der Digitalisierung

3. Zusammenfassung und Fazit

In diesem Beitrag wird das Hauptaugenmerk auf die Gestaltung von EIS und Energiedatenmodellen für die Industrie gelegt. Die kontextsensitive Verknüpfung von Informationen aus dem Produktionsprozess mit den vorhandenen Energieflüssen, sowohl innerhalb der Systemgrenze des Unternehmens als auch darüber hinweg, ermöglicht die Identifikation ineffizienter Prozesse. Außerdem schaffen EIS die Grundvoraussetzungen für Lastmanagement nicht nur auf Ebene der technischen Gebäudeausrüstung (TGA), sondern auch auf Maschinen- und Anlagenebene. Somit spielen die Generierung, Auswertung und Verteilung aller relevanten Informationen sowie die synergetische Zusammenarbeit von Mensch und Maschine die entscheidende Rolle. Hier können enorme Einsparpotenziale gehoben und neue Geschäftsmodelle auf Basis neuartiger Energiedienstleistungen angeboten werden. EIS schaffen somit die notwendige Transparenz über sämtliche energierelevanten Informationen im Unternehmen und erlauben so die regionale Vernetzung und Kooperation über Unternehmensgrenzen hinweg.

4. Danksagung

Die in diesem Beitrag beschriebenen Ansätze sind Inhalt der aktuellen Forschung im Cluster Smart Logistik auf dem RWTH Aachen Campus. In der Demonstrationsfabrik Aachen erfolgen der Bau und die kontinuierliche Weiterentwicklung verschiedener Elektrofahrzeugprototypen. Die Produktion erfolgt unter realen Marktbedingungen mit dem Ziel Produktionsprozesse mit Referenzcharakter für die Umsetzung von Industrie 4.0 Anwendungsfällen zu liefern.

Dieses Paper beinhaltet Ergebnisse aus dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Forschungsprojekt FLAixEnergy (Förderkennzeichen: 0325819A) sowie aus dem vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Forschungsprojekt Polar (Förderkennzeichen: 01LY1208B).

5. Referenzen

- [1] M. Roscher et al.: Referenzarchitektur eines empfehlungs-basierten Lastmanagementsystems für die Industrie, DIN SPEC 91327:2015-10, ICS 29.240.99; 35.240.99, Verlag Beuth, 2015
- [2] Umweltbundesamt: Ziele der Energiewende. <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/ziele-der-energie-wende>, 2014, zuletzt geprüft am 14.10.2015
- [3] Umweltbundesamt: Ziele der Energiewende. <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren>, 2015, zuletzt geprüft am 14.10.2015
- [4] VDI 4602-1: Energiemanagement. Begriffe. Berlin: Beuth, 2007.
- [5] Arbeitskreis Industrie 4.0: Umsetzungsempfehlungen für das Zukunftsprojekt Industrie 4.0. Acatech, Berlin, 2013
- [6] J. Kals: Betriebliches Energiemanagement. Stuttgart: Verlag W. Kohlhammer, ISBN: 978-3170211339, 2010

Sensorik im Fermenter einer Biogasanlage – Herausforderungen und Lösungen auf dem Weg zur regelbaren Biogasproduktion

Carsten Wolff¹, Jörn Strumberg¹, Christian Fortenbacher², Jens Tekampe³, Wernfried Schier², Immanuel Först³, Christian Hensen³

¹ Fachhochschule Dortmund, Emil-Figge-Str. 42, 44227 Dortmund, carsten.wolff@fh-dortmund.de

² Universität Kassel, Kurt Wolters Str. 3, 34125 Kassel

³ CP contech electronic GmbH, Westring 31a, 33818 Leopoldshöhe, www.contech.de

Biogasanlagen sind durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) [9] zu einem bedeutenden Teil des deutschen Elektrizitätserzeugungssystems geworden [1][6]. Gleich-zeitig sind sie Wärmelieferanten, Abnehmer von Biomasse und Lieferanten von Dünger [4]. Strom aus Biogasanlagen ist allerdings eine der teuersten Varianten von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Rolle der Biogasanlage in der Stromerzeugung ist daher nur dann zu rechtfertigen, wenn der erzeugte Strom besonders gut zu nutzen ist. Durch die Speicherfähigkeit des erzeugten Gases und die schnelle Verfügbarkeit der zur Strom-erzeugung verwendeten Blockheizkraftwerke (BHKW) ist die Nutzung als Regelenergie möglich. Die Produktion von Biogas in den Fermentern der Biogasanlage ist allerdings ein nur bedingt beherrschter Prozess. Im Rahmen dieses Beitrags werden Ergebnisse aus zwei Projekten zur Entwicklung von Sensorik für den Biogasfermenter vorgestellt und mit anderen Systemen verglichen. Die Systeme werden in einem auf dem Operator-Controller-Module (OCM) [7] basierenden Ansatz zum Aufbau eines Smart Fermenters eingeordnet und beurteilt. Damit entsteht ein Überblick über die Möglichkeiten und Lösungen, aber auch über die Probleme auf dem Weg zu einem regelbaren Biogasproduktionsprozess.

1. Einleitung

Deutschland ist einer der größten Märkte für Biogasanlagen. Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz stimuliert, wurden von 2004 bis 2013 ca. 8.000 Biogasanlagen gebaut [1][6][9]. Dabei handelt es sich ganz überwiegend um sogenannte landwirtschaftliche Biogas-anlagen, die aus nachwachsenden Rohstoffen (z.B. Silomais) durch Vergärung in Rund-fermentern ein Gemisch aus Methan und CO₂ erzeugen. Mehr als 90% der Anlagen erzeugen direkt am Anlagenstandort Strom in Blockheizkraftwerken (BHKW). Durch die Vorgaben des EEG liegt die elektrische Leistung im Bereich von 500 kW. Die Vergärung von Abfällen oder die Installation deutlich höherer elektrischer Leistungen ist aufgrund der Gesetzeslage nicht möglich. Die landwirtschaftlichen Biogasanlagen liegen normalerweise inmitten landwirtschaftlicher Flächen, so dass eine Nutzung der BHKW-Wärme nur bedingt möglich ist. Die durch das EEG subventionierte Stromerzeugung ist das Hauptgeschäft. Strom aus Biogasanlagen ist aufgrund der Investitions- und Betriebskosten, vor allem aber aufgrund der zu Marktpreisen einzukaufenden Biomasse, eine der teuersten Varianten von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Zurzeit erzeugen Biogasanlagen Grundlast-strom. Die Ertüchtigung der Technologie zu Erzeugung von Spitzenlaststrom ist auf dem Weg. Eine landwirtschaftliche Biogasanlage kann ca. eine Tagesproduktion des Biogases speichern. In Kombination mit der Flexibilität der Blockheizkraftwerke (BHKW) kann daher der Strom als Regelenergie genutzt werden. Wenn es zusätzlich gelingt, die Wärme-produktion und die Abgabe von Dünger aus der Rolle als Beiprodukte und Abfall zu befreien und in Wert zu setzen, dann können Biogasanlagen auch künftig eine Rolle im Energiemix der erneuerbaren Energien spielen [13].

Der Fermentationsprozess zur Biogaserzeugung ist nur rudimentär verstanden, wird nur oberflächlich überwacht und ist nicht geregelt, sondern nur gesteuert (u.a. über Zeitschalt-uhren) [21]. Biogasanlagen werden daher möglichst mit einem sehr konstanten Fütterungs-rezept und somit mit einer sehr konstanten Gasproduktion und –qualität gefahren. Diese Situation verhindert zum einen das schnelle Hoch- und Herunterfahren der Gasproduktion entsprechend der Wärme- und Strombedarfe. Es verhindert auch den Einsatz von Reststoffen und Bioabfällen, die in ihrer Qualität und Menge schwer vorherzusagen sind. Im Prinzip werden viele Biogasanlagen aus diesem Grund primär mit Silomais betrieben. Anlagen mit einem stärker variierenden Substratmix werden systematisch ineffizient betrieben, indem mehr Gas als benötigt produziert wird, um immer genügend Gas für den Volllastbetrieb zur Verfügung zu haben. Ein Hauptproblem dabei ist, dass der Biogas-fermenter als Black Box betrieben wird. Im Prinzip sind nur

der Input und der Output (das produzierte Biogas) bekannt. Es existieren nur ungenaue Modelle des Prozesses (vor allem das in unseren Studien verwendete agriADM1-Modell) [2][17][25] und es werden außer der Temperatur fast keine sinnvollen Prozessparameter gemessen.

In Zukunft müssen Biogasanlagen sich den folgenden Herausforderungen stellen [24]:

- Die BHKWs müssen Spitzenlaststrom oder Regelenergie liefern. Da Biogas auf der Anlage gespeichert werden kann, ist dieses durch die Regelbarkeit der BHKW-Motoren z.T. umsetzbar. Um diese Flexibilität zu steigern, muss aber auch die Gasproduktion variierbar und idealerweise regelbar werden.
- Biogas-BHKWs sind nur dann effizient, wenn auch die Wärme genutzt wird. Damit entsteht ggf. eine Konkurrenz zwischen einer Stromführung und einer Wärme-führung des Betriebs. Wärme- und Strombedarf müssen über Tages- und Wochenverläufe balanciert werden. Idealerweise werden technische Anlagen zur Umwandlung von (Heiz-)Wärme in Strom (z.B. Organic Rankine Cycle, ORC-Turbine [14]) oder zur Speicherung von Wärme (Pufferspeicher) in das System einbezogen.
- Der Fermentationsprozess zur Biogasherstellung muss nahe am Optimum betrieben werden, um die steigenden Kosten der Biomasse zu kompensieren. Zudem muss der Prozess tolerant gegen Mengenänderungen der Biomassezufuhr (zur Regelung der Gasproduktion) oder die Nutzung wechselnder Rezepte (je nach Verfügbarkeit unterschiedlicher Biomasse) gemacht werden. Dieses gelingt nur mit einem regelbaren Fermentationsprozess.
- Grundsätzlich führt eine stärkere Automatisierung und Regelung der Biogasanlage zu weniger Arbeits- und Überwachungsaufwand, einer effizienteren Produktion von Gas, Strom und Wärme und einer höheren Störfallsicherheit.

Der Aufbau der notwendigen Regelschleifen, die Flexibilisierung der Komponenten, die Einbringung von Sensorik und Aktuatorik und die Verbindung der Komponenten zu einem vernetzten, intelligenten mechatronischen System ist der Weg zu einer zukunftsfähigen Biogastechnik. Im Folgenden werden Lösungen und Schritte in diese Richtung aufgezeigt.

2. Prozessmodell des Biogasfermenters

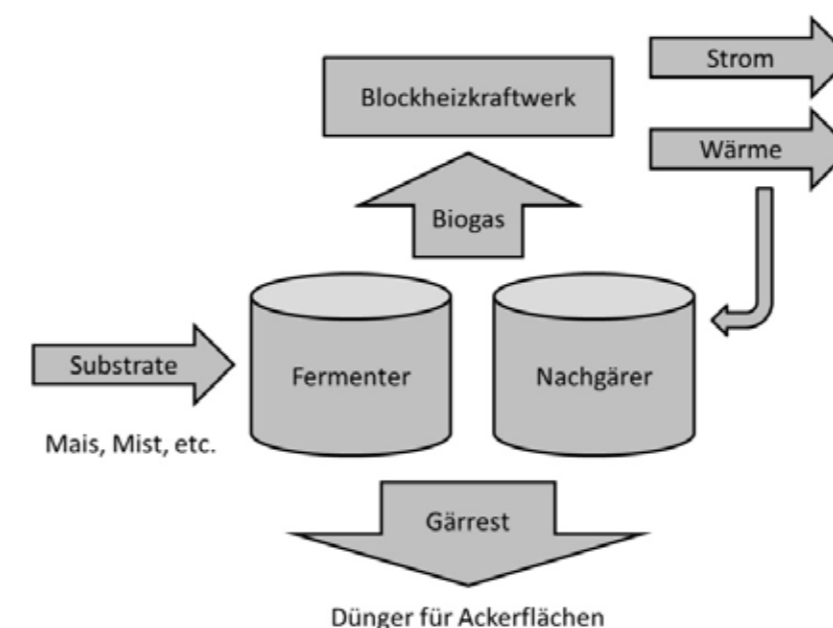


Abb. 1: Aufbau einer Biogasanlage mit einer Einbringtechnik, einer Gasproduktion (Fermenter und Nachgärer) und einem Blockheizkraftwerk (BHKW) [22].

Die Erzeugung von Biogas erfolgt, indem in einen Fermenter (z.B. einen Betonrundbehälter mit 2.000 m³) in regelmäßigen Abständen Biomasse (u.a. Silomais, Gras, Mist, Gülle) ein-gebracht, die dort vermischt und gerührt, sowie durch eine Behälterheizung auf ca. 40°C (mesophil) geheizt wird [4]. Üblicherweise wird das Füttern und Rühren über Zeitschaltuhren gesteuert, im Fermenter befindet sich als Sensorik nur eine Temperatursonde. Der Betreiber findet durch Ausprobieren ein Rezept und eine Betriebsweise, die er dann möglichst über Wochen konstant hält. Online-Sensorik zur Prozessüberwachung im Fermenter und zum Aufbau einer Regelstrecke ist zum heutigen Stand nicht verfügbar bzw. üblich [11][12]. Biogasanlagen werden also nach Erfahrungswerten gesteuert und nicht aufgrund einer Regelstrecke im optimalen Betriebsbereich geregelt.

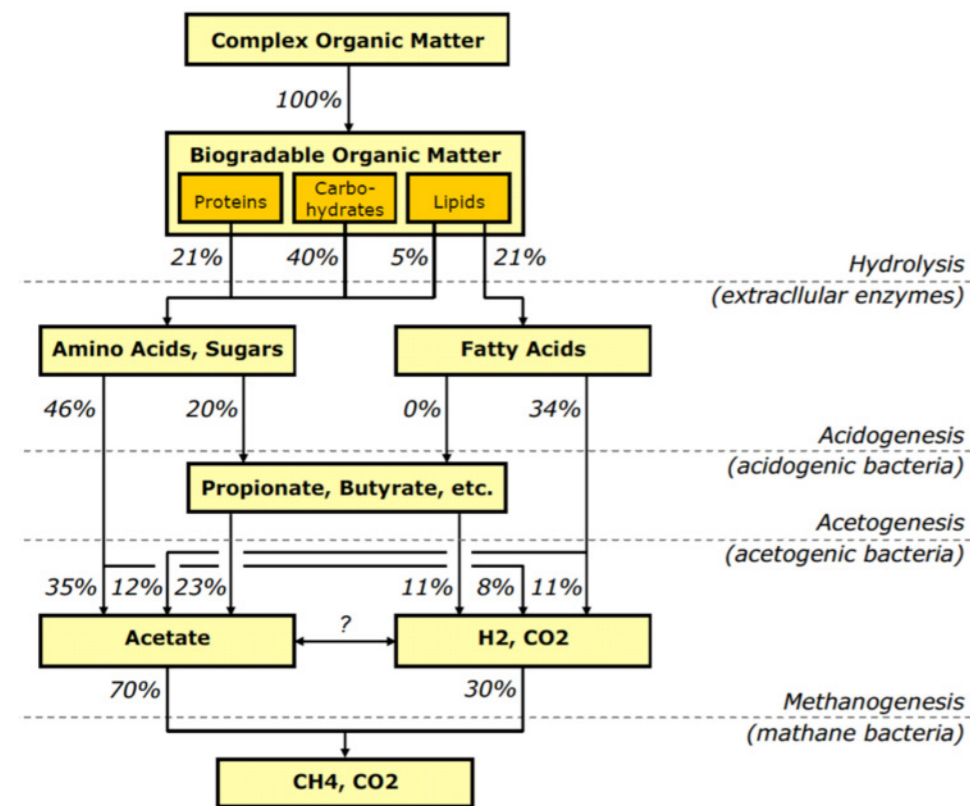


Abb. 2: Anaerober Vergärungsprozess (Anerobic Digestion Process) für Biomasse mit den Schritten Verflüssigung (Hydrolyse), Produktion organischer Säuren und abschließend Methan-erzeugung (Methanogenese) [8]

Die Vergärung der Biomasse benötigt mehrere Tage, sie ist nach 5-8 Tagen weitgehend (je nach Substrat) und nach ca. 100 Tagen komplett abgeschlossen. Der Gärprozess ist also ein sehr langsamer Prozess. Bisher existiert kein komplettes mathematisches Modell des Prozesses [8]. Es ist aber möglich, unter gewissen Randbedingungen das Verhalten des Gärprozesses zu simulieren, u.a. mit der Matlab/Simulink-Toolbox SIMBA des ifak-Instituts der Universität Magdeburg [18]. Das dort verwendete Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1) wurde durch die IWA Task Group for Mathematical Modelling of Anaerobic Digestion Processes entwickelt und durch Batstone et al. in 2002 [2] veröffentlicht. Das Model hat drei biochemische (Acido-, Aceto- und Methanogenese) und zwei extracelluläre (Hydrolyse und Dessintegration) Schritte. ADM 1 kann an unterschiedliche Szenarien angepasst werden [5].

In 2011 hat Schlattmann [17] mit dem agriADM1 eine Erweiterung für Biogasanlagen auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen veröffentlicht. Im vorliegenden Projekt wurde das agriADM1 mit den realen Betriebsdaten einer Referenzbiogasanlage korreliert und entsprechend der Laborversuche im Fachgebiet Siedlungswasserwirtschaft der Universität Kassel angepasst [23][24]. Es ist damit gelungen, in einem engen Toleranzband der Betriebsparameter das Verhalten der realen Biogasanlage mittels der SIMBA Toolbox zu simulieren (Betriebsjahre 2012 und 2013). Das so erstellte Modell diente im Weiteren als Regelstrecke zur Entwicklung von Regelungsstrategien für den Biogasproduktionsprozess.

Einen Überblick über Prozessmodelle für Gärprozesse geben Gerber & Span [8]. Dort werden auch die Grenzen und Möglichkeiten der Modelle aufgezeigt, u.a. auch in Über-einstimmung mit Schlattmann [9]. Die Erforschung des Gärprozesses und der Modelle ist daher weiterhin Forschungsgegenstand. Stand der Technik ist auch die Analyse der verfügbaren in-situ Messtechnik (pH, Redox, Leitfähigkeit, Temperatur) aus der Abwasser-technik und der Schluss, dass diese Messwerte nicht hinreichend für eine Prozessüberwachung sind, da Prozessabweichungen z.T. zu spät detektiert werden [21]. Eine Messung des Trockensubstanzgehalts (TS) bzw. der organischen Trockensubstanz des Gär-substrats kann zur Korrektur der Messwerte genutzt werden [12]. Auf Basis dieser Daten lassen sich zumindest pragmatische bzw. heuristische Regelstrategien entwickeln [21]. Neben Arbeiten zur Nutzung der Messparameter pH, Redox und Leitfähigkeit konzentriert sich die Forschung zur Biogassensorik auf Messverfahren zur direkten Bestimmung des Säurespektrums. Ein vielversprechender Kandidat ist die Nahfeldinfrarotspektroskopie (NIRS) [11]. Zur Messung von TS bzw. oTS verwenden Nacke, Göller und Vogelei Mikrowellensensorik [12]. Die Online-Messung der organischen Säuren (FOS bzw. VFA – Volatile Fatty Acids) wurde durch die Humboldt Universität mit Gaschromatographie gezeigt [3]. Die Gasanalyse bildet die Basis von Halbleitersensoren wie der Elektronischen Nase [16]. Weiterhin wurden Untersuchungen zur Nutzung des Redoxpotenzials zur Prozess-kontrolle durchgeführt [15]. Die Analyse zeigt, dass sich die laufende Forschung auf das Verständnis des Gärprozesses oder aber auf die Verbesserung der Messtechnik für die Prozessparameter konzentriert. Der vorliegende Beitrag entwickelt hingegen Möglichkeiten, vorhandene Sensorik robust und kostengünstig zur permanenten Installation im Fermenter verfügbar zu machen. Darauf basierend werden pragmatische und einfache Regelungs-ansätze abgeleitet. Das dazu entwickelte System kann später mit aufwändigeren Sensoren und verbesserten Regelungsstrategien nachgerüstet werden.

3. Regelung der Fütterung

Das Prozessmodell des Gärprozesses zeigt neben der produzierten Gasmenge und Gas-qualität (u.a. Methangehalt) auch innere Prozessparameter, die zu einer Regelung genutzt werden können [10][20]. Dieses sind vor allem:

- Die flüchtigen organischen Säuren (FOS), die Auskunft über das Säurespektrum der frühen Vergärungsschritte der Acido- bzw. Acetogenese geben. Hier zeigt sich die Reaktion auf eine Änderung der Fütterungsmenge und des Fütterungsrezepts mehrere Tage bevor sich eine Änderung der Gasmenge und Gasqualität ergibt.
- Die Säurepufferkapazität (Total Acid Capacity, TAC), die anzeigt, ob überschüssige Säuren noch gebunden werden können oder eine Übersäuerung des Prozesses (biologischer Störfall) bevorsteht [20].
- Die Trockensubstanz bzw. organische Trockensubstanz (TS, oTS), die angibt, wieviel vergärbare Material in der Biomasse bzw. im Fermentersubstrat vorhanden ist [12].

Diese Parameter sind nur im Labor bzw. sehr aufwändig im System auf der Biogasanlage messbar. Es bestehen jedoch z.T. schwache oder indirekte Korrelationen [10] zu Mess-parametern, die mit handelsüblicher Abwassermesstechnik überwacht werden können. Im Rahmen der Untersuchungen in [23][24] konnten diese Korrelationen reproduziert werden, so dass die Nutzung folgender Sensorik im Fermenter sinnvoll erscheint:

- pH-Wert als Indikation der Säuremenge nach Erschöpfung der Pufferkapazität (TAC)
- Leitfähigkeit mit einer Korrelation zum TAC-Wert, korrigiert mittels der Trocken-substanzwerte (TS).
- Redoxpotenzial mit einer Korrelation zum FOS-Wert, korrigiert durch den pH-Wert
- Temperatur als generell stabil zu haltender Parameter

Auf Basis dieser Messwerte ist dann eine im Fermenter einsetzbare Online-Sensorik entwickelt worden. Diese basiert auf einem Messkopf, der Sensoren für pH, Leitfähigkeit, Redox und Temperatur integriert. Dieser preisgünstige Messkopf wird permanent im Fermenter installiert und kann die Messparameter kontinuierlich bzw. regelmäßig überwachen. Der Kopf kann im Fermenter verfahren werden, um einerseits an verschiedenen Positionen messen zu können und andererseits den Messkopf reinigen und kalibrieren zu können. Die Regelungsstrategie für den Gärprozess ist dann folgendermaßen aufgebaut:

- Wenn mehr Gas (oder weniger Gas) benötigt wird, so wird die Fütterungsmenge schrittweise gesteigert (bzw. gesenkt).
- Die Geschwindigkeit der Änderung wird so lange gesteigert, bis die überwachten Messwerte einen festgelegten Korridor verlassen. Die Fütterungsänderung wird dann verlangsamt, bis die Messwerte wieder im Korridor liegen. Es wird also nicht direkt die Fütterungsmenge geregelt, sondern die Änderung so variiert, dass der Prozess stabil bleibt. Damit wird zudem erreicht, dass die Änderung der Fütterungsmenge auf die Gasmenge und Gasqualität wirkt, anstatt den Prozess zu destabilisieren.
- Zudem wird auch bei stabilem Fütterungsrezept die Menge geregelt, wenn z.B. durch Veränderungen in der Zusammensetzung des gefütterten Substrats Prozessänderungen auftreten, die den vorgesehenen Korridor verlassen.
- Die Umrechnung der Futtermengen in Gasausbeute anhand von Literaturwerten wird regelmäßig anhand der aktuellen Betriebsparameter nachkalibriert.

Somit lässt sich auch schon mit Hilfe der handelsüblichen Sensoren eine einfache, pragmatische Regelstrategie für die Fütterung implementieren.

4. Regelung der Durchmischung

Ein weiterer wichtiger Parameter im Gärprozess einer Biogasanlage ist die Durchmischung [4]. Dazu sind im Fermenter Tauchmotor- und Paddelrührwerke installiert. Es ist üblich, diese Rührwerke in einem festen Zeitraster für eine festgelegte Zeitspanne bei voller Leistung rühren zu lassen. Der Betreiber legt diese Zeiten aufgrund einer Sichtinspektion der Oberfläche des Gärsubstrats im Fermenter fest. Durch ein Schauglas wird mittels einer Lampe geschaut, wie lange es dauert, bis an der Oberfläche eine Bewegung zu sehen ist, das Substrat fließt dann in einem kreisförmigen Strom durch den Fermenter. Diese Art der Festlegung des Rührvorgangs ist natürlich hochgradig unbefriedigend. Es kann kein Rückschluss getroffen werden, ob in tieferen Schichten des Fermenters das Substrat durch den Rührvorgang bewegt wird. Übliche Probleme in Biogasanlagen sind daher Ablagerungen und sogenannte Rührkavernen.

Die Rührwerke sind im Fermenter an Rührwerksmasten montiert. Sie können in der Höhe verstellt werden und der Mast kann mit dem Rührwerk gedreht werden, so dass die Rührhöhe und die Rührrichtung variiert werden können. In einigen Fällen werden die Rührwerke über Frequenzumrichter angesteuert, so dass auch die Drehzahl variierbar ist. Es liegt daher nahe, den Rührvorgang geregelt durchzuführen, d.h. so lange zu rühren und gezielt so zu rühren, dass der Fermenterinhalt gerade eben durchmischt wird, d.h. das Substrat sich überall für eine kurze Zeit bewegt. Neben der besser nachvollziehbaren Durchmischung (und damit Vergärung) des Substrats ergibt sich voraussichtlich auch eine Stromeinsparung. Biogasanlagen verbrauchen zwischen 3-4% des erzeugten Stroms für den Rührvorgang. Eine Optimierung ist daher energetisch und betriebswirtschaftlich sinnvoll. Neben der Stromeinsparung wird damit auch der Verschleiß der Rührwerke optimiert.

5. Elektromechanische Integration im System

In einem Verbundprojekt (siehe Kap. 8) sind die Messelektronik und der elektromechanische Aufbau des Systems entwickelt und im Labor und in Testaufbauten validiert worden [22][23].

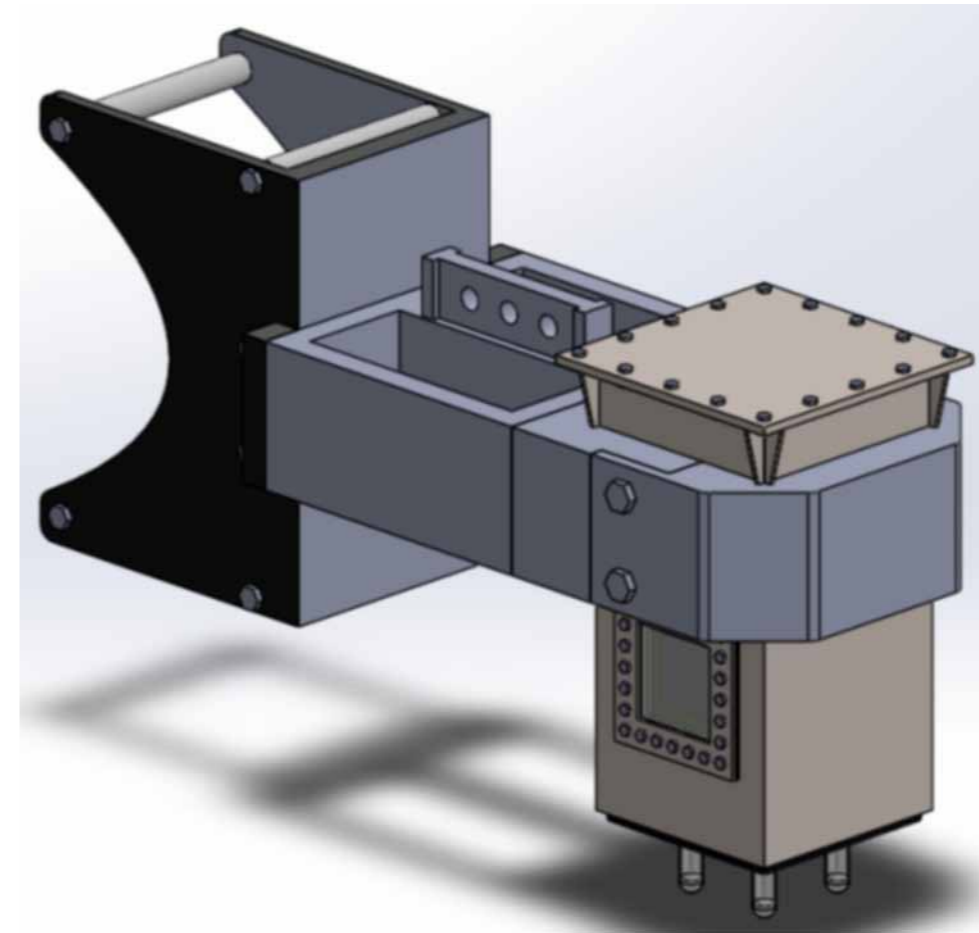


Abb. 3: Messkopf zur Messung der Prozessparameter im Biogasfermenter

Der Messkopf integriert die Sensoren für pH, Redox, Leitfähigkeit und Temperatur (siehe Unterseite in Abb. 3), sowie eine Auswerteelektronik. Er verfügt über eine Stromversorgung über einen Akku und eine induktive Ladeeinrichtung, sowie eine Bluetooth-Kommunikation (siehe Seitenfenster in Abb. 3). Der Messkopf wird an einem Schlitten (siehe Abb. 4, unten) montiert, der an einem Rührwerksmast (Abb. 4) im Fermenter auf- und abgefahren wird.



Abb. 4: Testaufbau Rührwerksmast mit Schlitten für Sensorkopf

Der Rührwerksmast ist drehbar gelagert. Durch Elektromotoren kann zum einen der Schlitten über Seilzüge nach oben und unten gezogen werden und zum anderen der Mast gedreht werden. Diese Technik ist im Bereich der Rührwerke erprobt und ausgereift.

Das Verfahren des Sensorkopfes am Mast wird genutzt, um zum einen in verschiedenen Schichten des Substrats Messwerte aufnehmen zu können und so ein umfassenderes Bild des Gärprozesses zu erzeugen. Zum anderen lässt sich auf die Durchmischung schließen und so der Rührvorgang regeln. Die Motorströme beim Verfahren des Kopfes lassen Rückschlüsse auf die Trockensubstanz des Substrats (TS) zu, wobei eine Korrelation mit den Motorströmen der Rührwerke erfolgt. Besonders interessant ist die Analyse der Halteströme des Motors für die Drehung des Masts, wenn der Sensorkopf in verschiedenen Höhen in den kreisenden Substratstrom gedreht wird. Durch diesen Ansatz lässt sich der Rührvorgang regeln und optimieren. Das Verfahren verbessert sich, wenn mehrere Masten und Messköpfe an verschiedenen Positionen im Fermenter eingesetzt werden.

Der Messkopf wird regelmäßig nach oben aus dem Gärsubstrat herausgefahren. Er befindet sich dann im Gasraum des Fermenters, ist aber von außen weiterhin nicht zugänglich. Hier ist am oberen Ende des Masts ein Reinigungs- und Kommunikationskopf installiert. Der Messkopf fährt neben diesen Reinigungskopf und wird dort mit Wasser gereinigt. Mittels induktiver Übertragung wird der Akku geladen und mittels Bluetooth erfolgt das Auslesen der Messdaten. Ein Auslesen alle 30 Minuten ist aufgrund der langsamen Prozessänderungen im Gärprozess ausreichend. Der Reinigungskopf übernimmt zudem die Ansteuerung der Verstellmotoren und die Messung der Motorströme. Das Wasser des Reinigungskopfes wird außerdem regelmäßig zur Kalibrierung der Sensoren verwendet.

6. Transformation zum Smart Fermenter

Durch die Einbringung von Sensorik zur Überwachung des Gärprozesses und Messmöglichkeiten zur Regelung des Rührprozesses werden zwei zentrale technische Prozesse der Biogaserzeugung von gesteuerten zu geregelten Prozessen. Auch wenn die Regler bzw. die Regelungsstrategien noch sehr einfach und die Kenntnisse der Regelstrecke sehr begrenzt sind, ist damit ein erster Schritt getan, um später bessere Prozessmodelle (Strömungsmodelle für das Rühren, biologische Prozessmodelle für die Vergärung) und geeignetere Sensorik (z.B. NIRS) einzusetzen. Durch den Aufbau grundlegender Regelkreise wird aber nur die Basis gelegt. Die Einbindung dieser Regelschleifen in eine Gesamtstrategie ermöglicht dann die Ertüchtigung eines bisherigen Biogasfermenters zu einem „Smart Fermenter“. Dieser Schritt ist entscheidend, um eine Einbindung in eine flexible, regelbare Biogasanlage der Zukunft zu ermöglichen.

Das intendierte Gesamtsystem des Smart Fermenters folgt dem Aufbau des Operator-Controller-Modules (OCM), wie es im SFB614 der Universität Paderborn entwickelt wurde [7]. Dieses Modell schließt die Lücke zwischen einfachen Regelkreisen und selbstoptimierenden Systemen. Es ist die Basis zur Weiterentwicklung von mechatronischen Systemen zu vernetzten mechatronischen Systemen (VMS) [7]. Dieser Schritt ist notwendig, um Biogasanlagen in das Internet der Dinge bzw. das Smart Grid einzubinden. Ohne, dass das technisch-physikalische Systeme der Biogaserzeugung und der davon abhängigen Strom- und Wärmeerzeugung hinreichend flexibel und „intelligent“ wird, macht eine Anbindung an ein Smart Grid keinen Sinn.

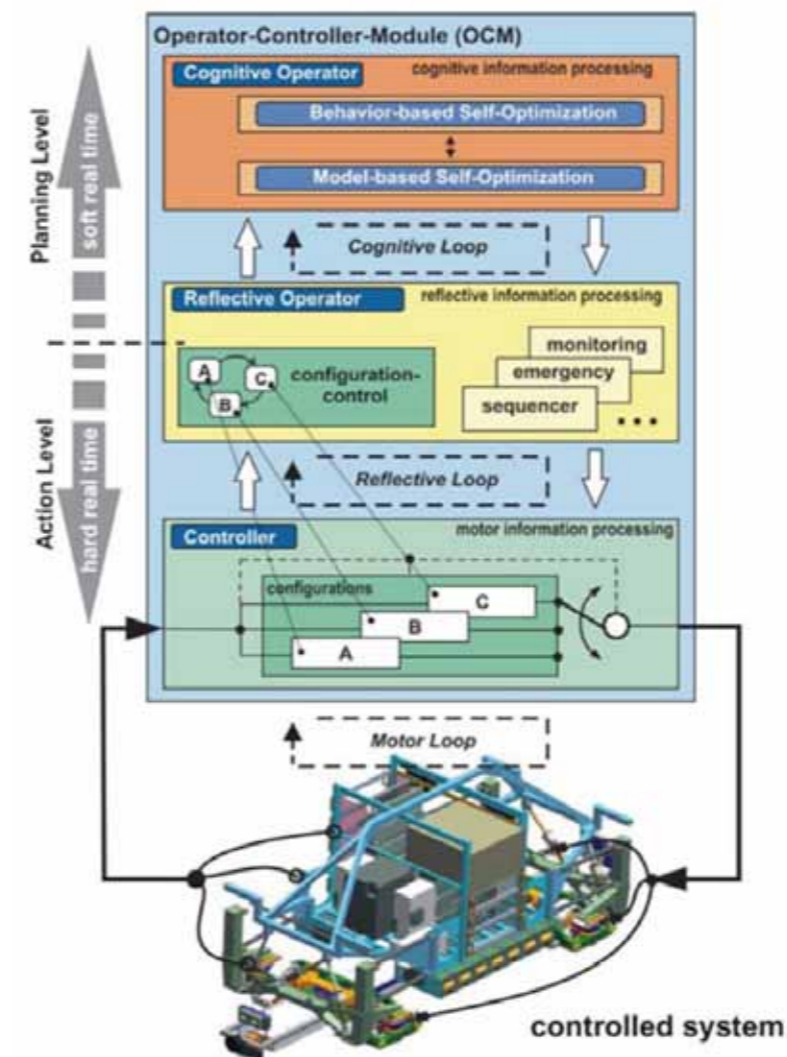


Abb. 5: Operator-Controller-Module (OCM) zum Aufbau intelligenter technischer Systeme [7]

Die Anwendung des Operator-Controller-Module (OCM) Modells auf den Biogasfermenter basiert also fundamental auf der Schaffung der grundlegenden Regelschleifen für die Fütterung und das Rühren. Diese beiden Schleifen stellen die „Motor Loops“ des OCM dar. Entsprechend der vorhandenen Sensorik und Aktuatorik und entsprechend der Qualität des Streckenmodells lassen sich verschieden (gute) Regler entwickeln bzw. Parametrierungen der Regler vorsehen. Die Echtzeitanforderungen („hard real time“ im OCM) sind aufgrund der langsamen Prozesse keine regelungstechnischen Herausforderungen. In einem sogenannten reflektiven Operator werden die Regler (Controller) dann in die Anlagensteuerung des Fermenters und der Biogasanlage eingebunden. Hier erfolgt die Rekonfiguration der Regler, aber auch die Störfallerkennung und die Benutzerinteraktion und Prozessdatenvisualisierung. Im kognitiven Operator werden auf Basis der online erhobenen Prozessdaten die Parameter und Strategien in Selbstoptimierungsverfahren verbessert und adaptiert.

7. Zusammenfassung und Ausblick

Die Ertüchtigung des Biogasfermenters mittels Sensorik und mittels Regelschleifen für die beiden zentralen Vorgänge des Fütterns und des Rührens sind ein entscheidender Schritt zum Aufbau einer Struktur für einen Smart Fermenter. Die Sensorik und die elektro-mechanische Integration in den Fermenter sind entwickelt und wurden im Labor des Fachgebiets Siedlungswasserwirtschaft der Universität Kassel und in Testaufbauten validiert. Die Sensorik wurde zudem mit Hilfe eines Testkopfes auf der Referenzbiogasanlage erprobt. In den nächsten Schritten soll eine Integration in den dortigen Biogasfermenter und eine Langzeiterprobung im realen Betrieb erfolgen. Zudem soll die Regelschleife für die Rührvorgänge aufgebaut werden, um die vermuteten Vorteile für die Durchmischung und die Reduktion der Rührzeiten nachweisen zu können.

Der elektromechanische Aufbau des Messkopfes und des Reinigungskopfes erlauben außerdem die Erprobung weiterer Sensoren (z.B. NIRS) im System. Bessere Prozessmodelle können mit den realen Messdaten korreliert werden. Idealerweise lässt sich daraus eine verbesserte Regelung des Fütterungsvorgangs entwickeln.

Mit Hilfe des Operator Controller Modules (OCM) werden die Regelschleifen mit der zentralen Steuerung des Fermenters verbunden. Auf Basis der gewonnenen Daten können dann Optimierungsverfahren aus dem Portfolio der Selbstoptimierung eingesetzt und validiert werden. In Summe führen diese Schritte auf das Ziel des Smart Fermenters und auf die Nachrüstung von Biogasanlagen als wertvolle Teilnehmer im Smart Grid hin.

8. Danksagung

Dieses Projekt wurde gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb des Zentralen Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM) (Förderkennzeichen der FH Dortmund: KF2795207WD2) in Kooperation mit der Universität Kassel, Fachgebiet Siedlungswasserwirtschaft und der CP contech electronic GmbH, Leopoldshöhe.

9. Referenzen

- [1] AEBIOM – European Biomass Association: European Bioenergy Outlook (2012)
- [2] Batstone, D.J. ; Keller, J.; Angelidaki, I.; Kalyuzhnyi, S.V.; Pavlostathis, S.G.; Rozzi, A.; Sanders, W.T.M. ; Siegrist, H.; Vavilin, V.A.: The IWA Anaerobic Digestion Model No 1 (ADM1), Water Science and Technology Vol 45 No 10 pp 65–73, IWA Publishing 2002
- [3] Boe K., Batstone D. J., Angelidaki I.: An Innovative Online VFA Monitoring System for the Anaerobic Process, Based on Headspace Gas Chromatography, Biotechnology and Bioengineering 96, 2007
- [4] Deublein, D.; Steinhauser, A.: Biogas from waste and renewable resources. Wiley-VCH, 2nd Edition (2011)
- [5] Durmus, C.; Albertson, M.L.: Modification of Anaerobic Digestion Model No. 1 for Accumulation and Biomass Recycling. Proceedings of the Hydrology Days 2005, Fort Collins, CO, 2005
- [6] Fachverband Biogas e.V.: Branchenzahlen 2011 und Branchenentwicklung 2012/2013, Stand 06/2012
- [7] Gausemeier, J., Steffen, D., Donoth, J., Kahl, S.: Conceptual Design of Modularized Advanced Mechatronic Systems. 17th International Conference on Engineering Design (ICED'09), August 24-27, 2009, Stanford, CA, USA, 2009
- [8] Gerber, M.; Span, R.: An Analysis of Available Mathematical Models for Anaerobic Digestion of Organic Substances for Production of Biogas, International Gas Union Research Conference IGRC2008, Paris, 2008
- [9] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) (2012) vom 4. August 2011 (BGBl I, Nr. 42, S. 1634)
- [10] Hoelker, U.; Lenz, J.: Beziehungen zwischen Analyseparametern - Lineare Korrelation, Publikationsreihe Daten- und modellbasierte Praxisempfehlungen, http://www.biogas-wissen.net/images/biogaswissen/pdf/Lineare_Analysezusammenhaenge.pdf, 2010, last accessed Jul 24 2015
- [11] Jacobi, H.F., Moschner, C.R., Hartung, E.: Use of near infrared spectroscopy in monitoring of volatile fatty acids in anaerobic digestion. Water Science & Technology, 60, 339–346, 2009.
- [12] Nacke, T., Barthel, A., Göller, A., Haendly, D., Vogeley, S. (2007) Inline-Mikrowellen-Prozesssensorik zur Bestimmung des Trockenmasseanteils im Biogasfermenter. In: G. Gerlach, P. Hauptmann (Hg): Dresdner Beiträge zur Sensorik, Band 29, 8. Dresdner Sensorsymposium, 10. -12. Dezember 2007, TUDpress, pp. 83-86, 2007
- [13] Nakicenovic, N.; Grubler, A.; Inaba, A.; Messner, S.; Nilsson, S.; Nishimura, Y.; Rogner, H.-H.; Schafer, A.; Schrattenholzer, L.; Stubegger, M.; Swisher, J.; Victor, D.; Wilson, D.: Long Term Strategies for Mitigating Global Warming. Energy International Journal, 18 (5), 401-609, (1993)
- [14] Quoilin S., Van Den Broek M., Declaye S., Dewallef P., Lemort V.: Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems, Renewable and Sustainable Energy 22, pp. 168–186, 2013
- [15] Reuter, M.; Diller, S.; Winter, H.; Sonnleitner, E.; Roth, K.: Abschlussbericht des FNR Förderprojekts: Das Redoxpotential in Biogasanlagen: Messbare Regelgröße zur Beurteilung des Fermenterzustandes und Beeinflussung des Biogasprozesses durch gezielte Veränderung des Redoxwertes. 2010
- [16] Schelter, M.; Zosel, J.; Oelßner, W.; Guth, U.; Mertig, M.: A Solid Electrolyte Sensor for Trace Gas Analysis. Proceedings 14th International Meeting on Chemical Sensors (IMCS), pp. 1591 – 1594, 2012

[17] Schlattmann, M.: Weiterentwicklung des "Anaerobic Digestion Model (ADM1)" zur Anwendung auf landwirtschaftliche Substrate, Dissertation am Lehrstuhl für Agrarsystemtechnik TU München, 2011

[18] SIMBA: <https://simba.ifak.eu/en>, last accessed Jul 24 2015

[19] Stockle, A.: Entwicklung und Erprobung eines Online-Messsystems für Biogasanlagen auf Basis von Nah-Infrarot-Reflexionspektroskopie (NIRS), Dissertation, Universität Hohenheim, 2013

[20] Weiland, P.; Rieger, C.: Prozessstörungen frühzeitig erkennen, Biogas Journal 4/06, online: http://biogas-infoboard.de/pdf/Seiten18-20%20aus%204-2006_komplett.pdf, 2006, last accessed Jul 24 2015

[21] Weitze, L; Kraft, E: Process control strategies of biogas plants in consideration of biogas yield stability - Limitations and Potential. In: Lasaridi; Manios; Bidlingmaier; Abelitos; De Bertoldi; Diaz; Stentisford (Hrsg): 7th International Conference ORBIT 2010 – Organic Resources in the carbon economy. Thessaloniki/Greece: Grafima publications, 2010

[22] Wolff, C.: Biogas Projects – A Holistic Approach for Project Management, 2nd Int. Scientific Conference on Project Management in the Baltic Countries, pp. 258-264, Riga, 2013

[23] Wolff, C., Strumberg, J., Knirr, M., Foerst, J., Tekampe, J., Hensen, C.: Distributed Sensor System for Control of a Biogas Fermenter Kandó Konferencia, Hungary, Budapest, 2014

[24] Wolff, C., Strumberg, J., Knirr, M., Fortenbacher, C.; Schier, W.; Foerst, J., Tekampe, J., Hensen, C.: Online Measurement in Biogas Fermenters for Automated Digestion Control. Proc. of the International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies, Offenburg, Germany, 2015

[25] Wu, B.; Bibeau, E.L.; Gebremedhin, K.G.: Three-dimensional numerical simulation model of biogas production for anaerobic digesters. Canadian Biosystems Engineering, Vol. 51, 2009

INES (Intelligent e-net switching)

Ingo Kunold, Marco Niemeyer, Jörg Bauer
Institut für Kommunikationstechnik
{ kunold, marco.niemeyer, joerg.bauer }@fh-dortmund.de

Aufgrund höherer Aufwände bei der Abschaltung von konventionellen Energiequellen werden gegenwärtig, im Falle eines Energieüberschusses im Netz, vorrangig die regenerativen Quellen abgeschaltet. Eine bessere Nutzung regenerativer Energien bei gleichzeitig reduziertem Regelenenergie-Aufwand kann durch netzlast- und zustandsabhängige Verbrauchs- und Erzeugungssteuerung in Smart Grids erreicht werden. In diesem Zusammenhang wurden im Rahmen des Forschungsprojektes INES [1] Kriterien und Methoden zur dynamischen Verschiebung von elektrischen Lasten und Erzeugern untersucht.

1. Einleitung

Das Ziel in diesen Projekt war es den Energiebezug soweit wie möglich an die verfügbaren Quellen anzupassen, also die im Smart Grid verteilte Last/Erzeugung zu geeigneten Zeitpunkten zu schalten bzw. zu regeln um somit verfügbare regenerative Energien optimiert einzusetzen [vgl. 2].

Mit der Möglichkeit der Steuerung von dezentralen Systemen durch den Verteilnetzbetreiber ergibt sich für ihn die Möglichkeit zur Umsetzung des geplanten Ampelkonzeptes [3] zur Stabilisierung seines Netzes. Andere Energiemarktteilnehmer haben die Möglichkeit neue Geschäftsmodelle zu entwickeln um konventionelle Energien durch regenerative Energien zu substituieren und damit zur Reduktionen von CO₂-Emissionen beizutragen.

Aus der Sicht des Endanwenders profitiert dieser einerseits von der Visualisierung seiner persönlichen Verbrauchsprofile und der einhergehenden gesteigerten Sensibilisierung gegenüber dem eigenen Verbrauchsverhalten welche zur Steigerung der Energieeffizienz und Senkung des Verbrauchs durch Anpassung seines Verhaltens führt. Andererseits ergibt sich ein Komfortgewinn als Nebenprodukt der Automation.

Im Hinblick auf die Umsetzung der zuvor genannten Punkte wurde im Projekt INES eine geeignete Systemarchitektur erarbeitet und im Anschluss prototypisch realisiert. Des Weiteren wurde eine Analyseanwendung zur Visualisierung von Energiedaten entwickelt sowie auf der Basis der vorliegenden Messdaten Prognosemechanismen zur Erstellung von Verbrauchsprofilen erarbeitet.

2. Systemarchitektur

Zur Umsetzung des entwickelten Systemkonzeptes wurde eine serviceorientierte verteilte Systemarchitektur gewählt, welche für den Netzbetreiber Steuerungs- und Monitorfunktionen zur Erfassung von Prozessdaten für Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicherdaten bereitstellt.

Das im Projekt verfolgte Modell zur Lastverschiebung erfolgt über die intelligente Steuerung der gesamten Kundenanlage (bestehend aus elektrische Verbraucher wie Heiz- und Kühlgeräte, Wärmepumpen und elektrische Speicher sowie regenerativer Quellen). Durch die Wahl einer verteilten Systemarchitektur kann das Gesamtsystem flexibel skaliert werden.

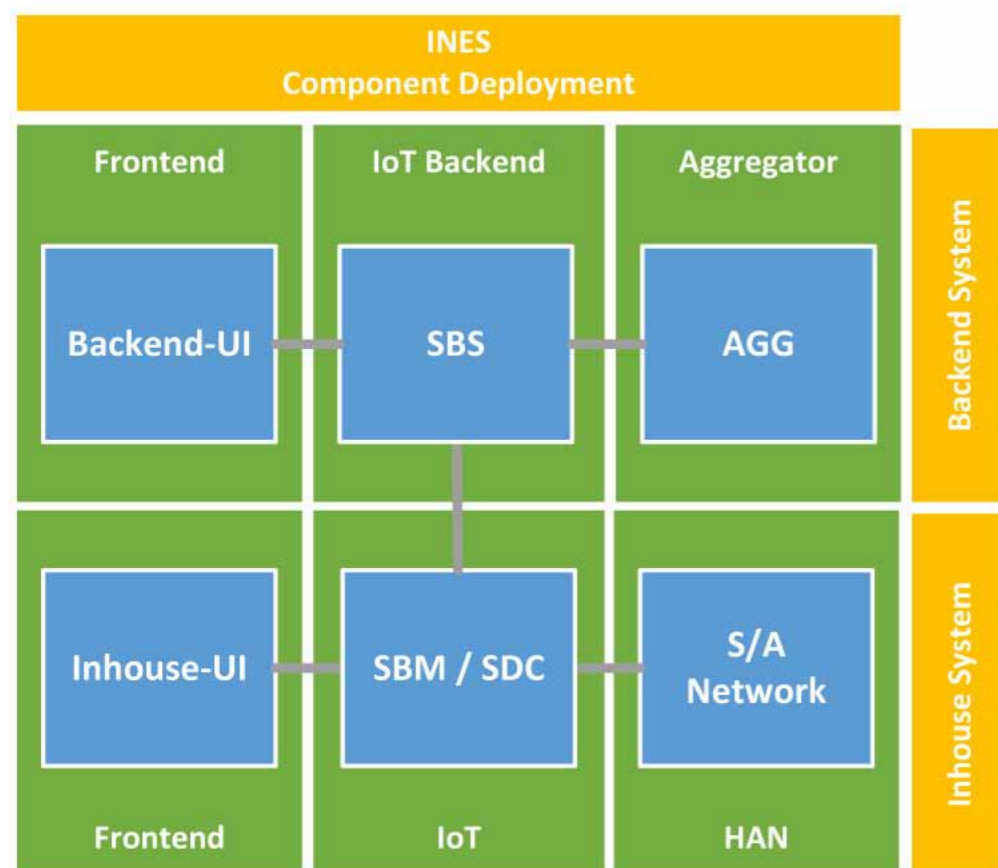


Abb. 1: Grundsätzliche System Architektur

Abb. 1 stellt die Kommunikationsbeziehungen der unterteilten Architekturbereiche Inhouse- und Backend-System dar. Mit Hilfe der INES-IoT-Komponenten werden die Backend-System-Komponenten mit den untergeordneten verteilten Inhouse-Systemen verbunden, die für die Zustandserfassung und Steuerung der schaltbaren Lasten im Home Area Network (HAN) zuständig sind. Im Folgenden werden die einzelnen Komponenten und ihre jeweiligen Funktionen im Detail erläutert.

2.1 Backend Komponenten

Die zentrale Komponente im Backend-System ist der Smart Building Server (SBS). Hier werden Konfigurationsdaten der Automations- und Zustandserfassungssysteme verwaltet und übermittelte Mess- und Zustandsdaten des Inhouse-Systems archiviert und für nachgelagerte Systeme bereitgestellt.

Hierzu zählt zum einen die Aggregator-Instanz, welche auf die Anforderungen externer Systeme (zum Beispiel das Verteilnetzmanagement oder das Zeittarifmanagement) Schaltanforderungen über das SBS an die beteiligten Inhouse-Komponenten sendet. Diese Schaltanforderungen werden zurückgemeldet und dort ausgeführt.

Auf der Ebene des Backend-Systems wurde ein Systemmodell konzipiert, welches die bereitgestellten Parameter der untergeordneten Systeme heranzieht und daraus verfügbare Leistungskontingente (siehe Kapitel 2.5) ermittelt. Diese Leistungskontingente sind unter Berücksichtigung ihrer zeitlichen Gültigkeit durch eine Netzmanagement-Instanz abruf- bzw. planbar und somit zur Optimierung des Netzstatus einsetzbar.

Zum anderen greift ein Frontend- bzw. Analysesystem auf die Mess- und Zustandsdaten zur Visualisierung zu. Hierdurch sind nach der Ausführung von bereitgestellten Analysefunktionen u.a. exakte Auswertungen von Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicherdaten möglich. Im Kapitel 3.5 wird ein Beispiel der Analyseanwendung aufgezeigt.

2.2 Inhouse Komponenten

Der in Abb. 1 zusammengefasste Block IoT mit den darin enthaltenen Modulen Smart Building Manager (SBM) und Smart Device Controller (SDC) kann als verteiltes System realisiert werden. Dies bedeutet, dass in Abhängigkeit der Komplexität des zu steuernden Anlagen-Verbundes und der verwendeten Übertragungstechnologien ein oder mehrere SDCs mit einem SBM verbunden werden können. Zur Veranschaulichung wurden in Abb. 2 die IoT System Komponenten extrahiert und als verteiltes System dargestellt.

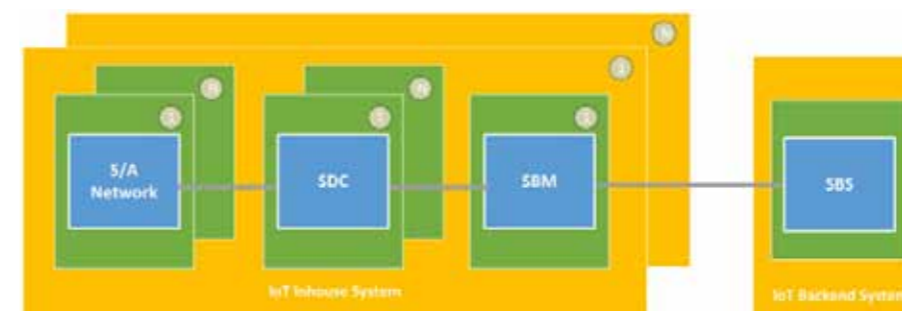


Abb. 2: IoT System Architektur

Der SBM übernimmt in dieser Architektur eine Proxy-Funktionalität. Darüber hinaus stellt er eine Rule- und Execution Engine zur Verfügung, die auf Basis von Zustandsdaten und externen Parametern z.B. Netzstatus-Ampel, Tarifinformationen, Wetterdaten und andere reagiert. Des Weiteren ist er dafür verantwortlich relevante Informationen (Mess- und Zustandsdaten) zum nachgelagerten Backend System weiterzuleiten.

Der SDC setzt proprietäre Kommunikationsobjekte aus dem Sensor/Aktor Netzwerk (S/A Netzwerk) in die nachfolgend beschriebene systemweit einheitliche Datenstruktur um und dient somit als transparente Funktions- und Datenschicht für höherliegende Instanzen. Die zuvor erwähnte intelligente Steuerung von Anlagen findet im S/A Netzwerk statt.

2.3 Datenmodell

Das dem Projekt zugrunde liegende einheitliche Datenmodell stellt die Grundlage zur komponentenübergreifenden Kommunikation dar. Es dient zur Beschreibung der Sensoren und Aktoren. Des Weiteren werden hier Informationen zu Basis- und High-Level-Diensten geführt.

Beispielsweise erfolgt die Beschreibung eines Endgerätes hierbei über die Klasse DeviceData. Über diese kann der aktuelle Gerätestatus, der Gerätetyp sowie die aktuellen Zustands- bzw. Messwerte bereitgestellt werden. Darüber hinaus wurden Klassen modelliert, über die die Speicherung von Zeitreihen der Messgrößen effektiv realisiert werden kann. Für die sogenannten High-Level Dienste stehen Klassen zur Verfügung um Tarifinformationen im System zu kommunizieren und Leistungskontingente - wie in Kapitel 2.5 beschrieben wird - zu verwalten.

2.4 Datenschutz und Datensicherheit

Da sensible und teils personenbezogene Daten über das Weiterverkehrsnetz übertragen werden, haben Aspekte zu Datenschutz und Datensicherheit einen hohen Stellenwert in der beschriebenen Systemarchitektur.

Deshalb sind während der Entwicklung die Anforderungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zu Datenschutz und Datensicherheit für intelligente Messsysteme berücksichtigt worden.

Die verwendeten Datenmodelle und Kommunikationsprozesse folgen den grundsätzlichen Regeln des Security-by-Design.

Verwendung finden hier u.a. Vorgaben aus dem Smart Meter Gateway Protection Profile [4] und der BSI-TR-03109 [5]. In dieser Technischen Richtlinie werden die Bedingungen und funktionalen Vorgaben spezifiziert, damit die verschiedenen in einem Smart-Metering-System vorhandenen Komponenten unterschiedlicher Hersteller konform miteinander arbeiten. Projektrelevante Aspekte dieser Richtlinien-Reihe wurden betrachtet und u.a. im Rahmen der eingesetzten Metering Komponenten umgesetzt.

2.5 Betrachtung von Leistungskontingenten

Ein in vorherigen Kapiteln bereits eingeführter Begriff ist das Leistungskontingent. Dies ist im Sprachgebrauch des Projektes INES eine abstrakte Größe, die eine gesichert zur Verfügung gestellte elektrische Leistung eines oder mehrerer Geräte innerhalb eines definierten Zeitintervalls beschreibt. Leistungskontingente können je nach Flussrichtung positiv oder negativ sein. Als positive Leistungskontingente werden aus Erzeugersicht elektrische Lasten und Speicher im Ladebetrieb bezeichnet. Negative Leistungskontingente werden durch Erzeugungseinrichtungen wie μ KWK-Anlagen oder Speicher im Rückspeisebetrieb bereitgestellt. Dem Leistungskontingent ist jeweils ein für die Verschiebung um T_0 im zur Verfügung stehenden Zeitintervall $0 \dots T_{max}$, sowie eine Betriebsdauer ΔT_1 und eine Funktion der Leistung über der Zeit $p(t)$ innerhalb des Zeitintervalls ΔT_1 (Profil) zugeordnet (siehe Abb. 3).

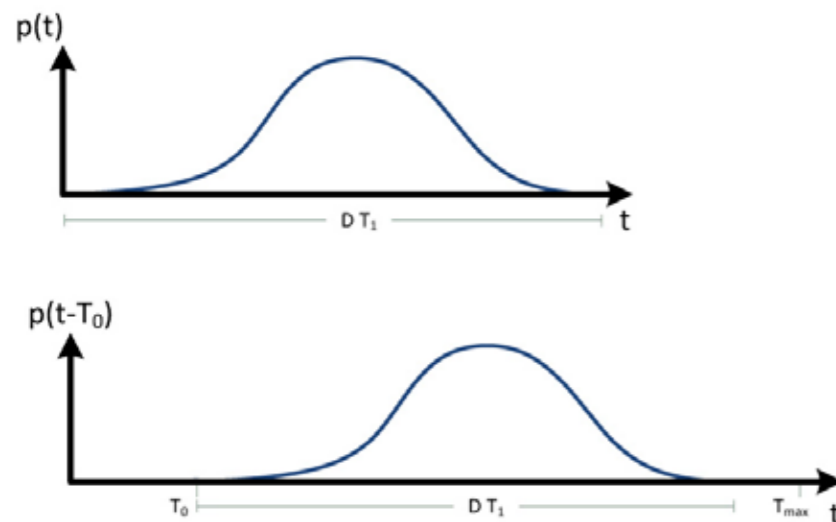


Abb. 3 Allgemeine Darstellung Verschiebung von Leistungskontingenten

Wie bereits in Kapitel 2.3 beschrieben unterstützt das Datenmodell die Erhebung und Verwaltung von Leistungskontingenten. Ein Aggregator kann unter Berücksichtigung von Netzzustandsinformationen zu geeigneten Zeitpunkten vom SBS bereitgestellte Leistungskontingente einsetzen, um z.B. netzdienliche Eingriffe im Auftrag einer Netzmanagement-Instanz durchzuführen oder diese tarifabhängig abzurufen. Vom Aggregator initiierte Schaltbefehle (z.B. CLS -Befehle) werden über den SBS zum SBM übertragen, der dort über seine Rule- und Execution Engine Komponenten im S/A Netzwerk steuert.

3. Prototypische Realisierung

Nach der Definition der Systemarchitektur aus Kapitel 2 wurde im Rahmen einer prototypischen Realisierung die zuvor beschriebenen Strukturen in eine Java-basierte Systemumgebung umgesetzt. Im Folgenden werden die realisierten Komponenten des IoT-Systems (Abb. 2) näher beschrieben.

3.1 Smart Building Server

Als koordinierende Instanz im Backend System verwaltet der Smart Building Server die SBM und stellt z.B. über einen RESTful Webservice aktuelle Mess- und Zustandsdaten für nachgeführte Systeme zur Verfügung. Aus diesen Daten können in den weitergehenden Systemen Netzzustandsinformationen abgeleitet werden. Des Weiteren kann auf dem SBS eine persistente Langzeitar Archivierung erfolgen, deren Daten ebenfalls über einen Webservice zur Verfügung gestellt werden um so z.B. verfügbare Leistungskontingente und Basisdaten zur Prognosebildung zu ermitteln.

Daneben verwaltet und verteilt der SBS zentral alle Konfigurationsdaten seiner untergeordneten Systemkomponenten. Um Schalt-aufforderungen von externen Instanzen zu verarbeiten wird der Zugriff bis auf die Geräteebene über eine Rollen- und Benutzerverwaltung geregelt.

Im Weiteren kann der SBS auch eine Systemkomponente im Energiemanagement darstellen. Dabei kann er Funktionen im CLS-Management sowie die Aggregation und Steuerung von Leistungskontingenten im Verteilnetz durchführen. Gemäß der BSI Spezifikation kommuniziert der SBS über die CLS-Schnittstelle des Smart Meter Gateways mit dem SBM. Der Datenaustausch von Steuerdaten und Leistungskontingenten (z.B. DeviceData, IEC 61850) kann ebenfalls über RESTful Webservices oder über das WebSocket-Protokoll realisiert werden.

3.2 Smart Building Manager

Grundsätzliche Aufgabe des SBM ist die Synchronisation der autorisierten Zugriffe nach Rollen- und Benutzerregeln auf das Zustandsdatenarchiv - vom SBS bis hin zum SDC - welches weitgehend realzeitnah Mess- und Zustandsdaten nachführt sowie eine persistente Datenhaltung gewährleistet. Über Webservices sowie eine WebSocket-Schnittstelle werden diese Daten im Inhouse-Bereich für ein Frontend bereitgestellt.

Um auch bei gestörter Kommunikation zum SBS eine autonome Überwachung und Steuerung über ein oder mehrere Devices zu ermöglichen, wird seitens des SBM eine lokale Rollen- und Benutzerverwaltung vorgehalten sowie der aktuelle Datenbestand referenziert. Die Rule- und Execution Engine des SBM kann intern und extern parametrisiert werden und bei Ausfall der externen Kommunikation arbeiten beide Engines autonom.

3.3 Smart Device Controller

Der SDC hält die realzeitnahen und aktuellen Zustandsdaten des angeschlossene S/A Netzwerks, die über ein vorgebbares Zeitintervall weiterführend dem SBM zur Verfügung gestellt werden. Um den Zugriff auf die erfassten Mess- und Zustandsdaten aus dem S/A Netzwerk generell zu ermöglichen findet auf der Ebene des SDC die Umsetzung von protokollspezifischen Datenelementen auf das INES Datenmodell statt. Unterstützt werden bei dieser Umsetzung zuvor untersuchte und als geeignet identifizierte Protokolle wie z.B. KNX, SML. Der Fokus bei der Realisierung lag auf Read-/Write Funktionen bezogen auf Zustandswerte der angebotenen Komponenten.

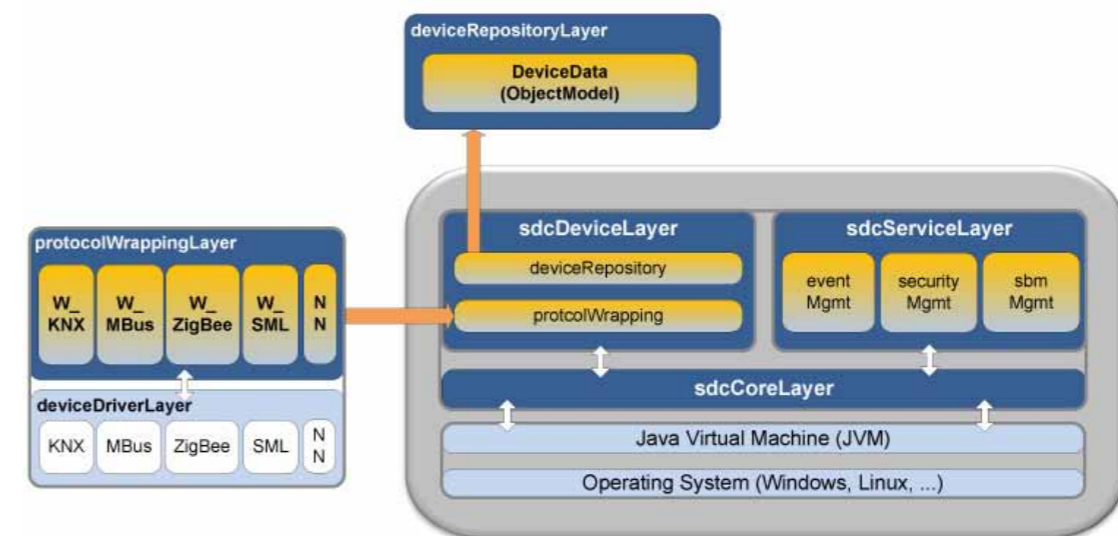


Abb. 4: Software Architektur Smart Device Controller

Abb. 4 zeigt die Middleware-Schicht des SDCs bestehend aus dem sdcCore-, sdcService- und sdcDeviceLayer. Innerhalb des sdcDeviceLayers werden über den DeviceDriverLayer u.a. die Integration von Java-basierten Treibermodellen ermöglicht, die die definierten Anforderungen bezüglich der Verarbeitung von Zustandsdaten aus dem S/A-Netzwerk erfüllen. Hierfür werden am Markt verfügbare Treiber für die anzubindenden Bussysteme verwendet und in den SDC integriert.

Damit ist die gesamte Kommunikationskette vom SBS ausgehend bis auf die am SDC angebotene Geräteebene (schaltbare Anlagen) realisiert worden.

3.4 Prädiktive Profilermittlung

Neben der Bestimmung von Leistungskontingenten zur Übermittlung und Aggregation verschiebbarer elektrischer Lasten und Erzeugungskapazitäten wurden im Projekt INES auch Methoden zur Erstellung von Profilprognosen erarbeitet. Entwickelte Datenanalysemethoden unter Verwendung des systemweiten Datenmodells ermöglichen neben Grundfunktionen auch die Untersuchung von Langzeitaufzeichnungen von Energiedaten. Bei der Auswertung verschiedener realer Endkundendaten wurden Signalverläufe (Abb. 5) über den Zeitraum eines Jahres identifiziert welche in ihrer Grundwelle einer Cosinus-Funktion mit Gleichanteil folgen.

Mit diesen Erkenntnissen lassen sich für den Endkundenbereich prädiktive Berechnungen und damit resultierende Profilprognosen stützen. Die oben genannten Funktionen können unter Verwendung weniger Basisparameter (Jahresverbrauch [kWh] und Tagesverbrauch [kWh]) erstellt werden. Generell ist die Prognose bezogen auf kleine Teileinheiten (einzelne Haushalte) und aufgrund spontaner Änderungen im Tagesprofil gewissen zum Teil erheblichen statistischen Abweichungen unterworfen. Es ist allerdings davon auszugehen, dass sich diese Abweichungen bei Betrachtung größerer Einheiten (z.B. Ortsnetz) zueinander unkorreliert verhalten und sich in der Summe relativieren und somit als statistisch additive Rauschleistung einer Zufallsfolge berücksichtigt werden kann.

Die Prognose von Verbrauchsprofilen soll in erster Linie dazu dienen, den geschätzten Energiebedarf eines Prosumers für einen festgelegten Zeitbereich an den Verteilnetzbetreiber / das Smart Grid Managementsystem melden zu können, um die Netzstabilität zu erhöhen.

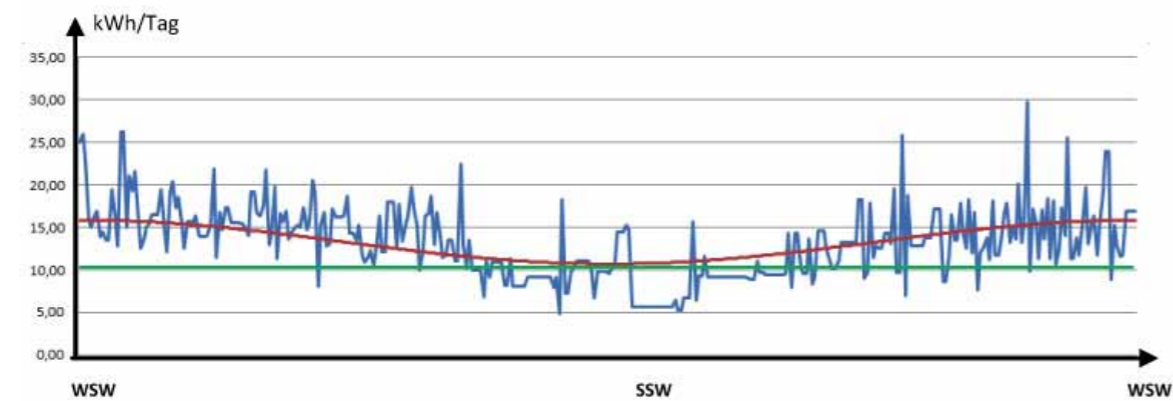


Abb. 5: Cosinus-Verlauf eines Jahresprofils

3.5 Grafische Benutzerschnittstelle

Ein weiterer Bestandteil der prototypischen Realisierung ist eine Analyse-Anwendung. Diese ermöglicht u.a. die Darstellung aufgezeichneter Verbrauchs- und Einspeiseprofile (z.B. die Energiedaten eines eHZ) oder auch Profile einzelner Komponenten von dedizierten Messeinrichtungen (z.B. Zigbee-Messadapter) und deren analytische Aufbereitung durch geeignete Methoden der Signalverarbeitung.

Umgesetzt wurde die UI als Web-Anwendung wodurch ein Zugriff über einen beliebigen Browser (mit Java-Script Unterstützung) möglich ist. Die Anwendung kann in Anlehnung an die Systemarchitektur sowohl als Backend- als auch Inhouse-UI konfiguriert werden. Die erforderlichen Rechenoperationen werden hierbei auf einem separaten Webserver ausgeführt.



Abb. 6: Oberfläche der Analyse-Anwendung

In Abb. 6 ist die Oberfläche der Analyse-Anwendung dargestellt. Die Diagramme auf der rechten Seite der UI stellen ein erfasstes Profil der Wirkleistung und Wirkenergie über den Zeitraum von einer Woche dar. Im linken Bereich der UI können die Inhalte des Darstellungsbereichs konfiguriert werden. Das dargestellte Beispiel beinhaltet aufgenommene Daten aus einem Unternehmensprozess.

4. Fazit

Das beschriebene Systemkonzept, welches im Rahmen des Projektes INES erarbeitet wurde, ermöglicht die Erfassung, Analyse und Visualisierung von Energiedaten über eine verteilte Systemarchitektur, mit Smart Metering Komponenten und dedizierter Sensorik/Aktorik. Basierend auf den erfassten Daten wurden prototypisch Systemzustände und Verbrauchsprofile erhoben und zu Leistungskontingenten zusammengefasst, welche über ein Backendsystem (Smart Building Server) an eine übergeordnete Aggregator-Instanz bereitgestellt werden können. Das beschriebene System wurde prototypisch umgesetzt und als Laborinstallation aufgebaut. Reale Messdaten wurden in anonymisierter Form exemplarisch erhoben und an das Backend-System übermittelt.

Aktuell finden Voruntersuchungen statt um das entwickelte Konzept zur Erfassung und Auswertung von Energiedaten zu verallgemeinern. Hierbei sollen insbesondere die Reduktion von Spitzenlasten sowie die Energieeffizienz im Vordergrund stehen.

5. Referenzen

- [1] INES Projektpartner. Abschlussbericht: INES (Intelligent e-net switching), Juni 2015.
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Eckpunkte für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“.
- [3] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Diskussionspapier: Smart Grids Ampelkonzept, März 2015.
- [4] BSI - Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System (SMGWPP), March 2014.
- [5] BSI - Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. Technische Richtlinie BSI TR-03109, März 2013.

Energie-Erzeugung, -Speicherung und -Verteilung

GRID4EU: Smarte Netzlösungen für Europa

Dr. Lars Jendernalik
Westnetz GmbH
lars.jendernalik@westnetz.de

Der immer weiter fortschreitende Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) führt bereits heute zu Engpässen in Verteilnetzen. Neben dem konventionellen Netzausbau suchen Netzbetreiber nach Alternativen, die Flexibilität in den Betrieb einbringen und weitere DEA-Integration unterstützen. Im deutschen Teil des europäischen Demonstrationsprojekt Grid4EU wird ein autonomes System zur Netz-überwachung und Steuerung entwickelt. Durch Stationsautomatisierung und intelligente Algorithmen wird ein Netzengpassmanagement ermöglicht und der Netzbetrieb optimiert.

1. Trends in der Energieversorgung

Mit der Energiewende erfolgt eine Umstrukturierung der Energieerzeugung. In Deutschland sind der Ausstieg aus der Kernkraft bis zum Jahr 2022 und die Reduktion von klimaschädlichen CO₂-Emissionen um 80 bis 95 Prozent bis 2050 geplant, was nur durch verminderten Einsatz und durch den Abbau der konventionellen Kraftwerke unterstützt werden kann. Diese Faktoren betonen die Bedeutung der Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) im Netz. So sollen bis zum Jahr 2050 80 Prozent der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien stammen [1].

Der zukünftige Wandel der Erzeugungsstruktur erfordert eine Anpassung in den Energieübertragungsnetzen und nicht zuletzt in der Verteilnetzebene. In der Vergangenheit war der Leistungsfluss ausschließlich vertikal gerichtet: von den Großkraftwerken zu den Verbrauchern. Dabei wurde die Energie über Höchst- und Hochspannungsnetze in die Mittel- und Niederspannungsnetze transportiert. Durch die dezentrale Integration von erneuerbaren Energien in den Mittel- und Niederspannungsnetzen entstehen horizontale Leistungsflüsse, die zum einen eine Rückspeisung in die überlagerten Netzebenen bedeuten und zum anderen zu lokalen Engpässen führen können. Diese Entwicklung kann durch einen umfangreichen Um- und Ausbau des Netzes, eine Reorganisation des Netzbetriebs, eine Anpassung regulatorischer Rahmenbedingungen und eine Integration zusätzlicher Steuerungs- und Überwachungs-Einrichtungen verhindert werden. Ohne diese Maßnahmen ist eine vollständige Ausnutzung der Erzeugungsleistung aus EEG-Anlagen nicht möglich. [2]

Alternativ zum im Allgemeinen kostspieligen Netzausbau geht der Trend zur Verteilnetzautomatisierung. Dabei wird die Netzinfrastruktur mit Mess- und Steuerelementen ausgestattet um aktiv auf das volatile Einspeise-Last-Verhalten zu reagieren. Solche automatisierten Netze müssen zukünftig nicht kontinuierlich von einer zentralen Instanz kontrolliert und gesteuert werden, vielmehr wird die Anforderung an eine dezentralisierte Selbstverwaltung gestellt. Für die Vision einer autonomen und automatisierten Netzführung sind Algorithmen und intelligente Geräte erforderlich, die im Zusammenspiel mit der konventionellen Netztechnik erprobt werden müssen. An dieser Stelle gewinnen Forschungsprojekte, bei denen zukünftige Smart Grids Konzepte demonstriert werden, immens an Bedeutung.

2. Das Europäische Projekt GRID4EU

Das EU-weite Demonstrationsprojekt Grid4EU ist im November 2011 gestartet und hat als Ziel bis Januar 2016 verschiedene Smart Grid Ansätze zu entwickeln, diese im Feld zu testen und als eine Alternative für Reduktion oder Unterstützung des konventionellen Netzausbaus zu evaluieren. Im Fokus des Projekts stehen Themen wie Automatisierung in Mittel- und Niederspannungsnetzen, Integration der DEA, Speichertechnologie, Demand Side Management und kontrollierter Inselnetzbetrieb.

Das Projekt ist ein Verbund von sechs Demonstrationsprojekten in Europa (Abb. 1), jeweils unter der Federführung eines überregionalen Verteilnetzbetreibers (ERDF (Frankreich), Enel (Italien), Iberdrola (Spanien), Vattenfall (Schweden), CEZ (Tschechien) und

RWE (Deutschland)). Jedes Teilprojekt untersucht eine eigene Lösung, angewendet im regionsspezifischen Netz. Jedoch weisen alle Projekte Synergien auf, die als Basis für eine Skalierbarkeits- und Reproduzierbarkeitsanalyse bei einem potentiellen europaweiten Rollout dienen.



Abb. 1: Europäische Verbundpartner im Projekt GRID4EU

3. Das deutsche Demonstrationsprojekt

Im deutschen Teilprojekt Grid4EU Demo 1 arbeiten TU Dortmund, RWE Deutschland AG, Westnetz GmbH und ABB AG in enger Kooperation an der Implementierung und Felddemonstration eines autonomen, intelligenten Systems zur Überwachung und Steuerung eines Mittelspannungsnetzes.

Dabei werden ausgewählte Ortsnetzstationen mit Mess- und Fernmelde-technik ausgestattet. Als steuerndes Element werden an einigen von diesen automatisierten Stationen Leistungsschalter installiert. Somit ist es möglich die Netztopologie aktiv zu konfigurieren und die Lastflussverteilung im Netz zu beeinflussen.

Das System soll als eine kostengünstigere, auf Standardtechnologien basierende Alternative zu einem klassischen SCADA-System in der Mittel-spannung in den folgenden Anwendungsfällen eingesetzt werden:

- Regelung der Ströme und Spannungen bei Grenzwertverletzung
- Verlustreduzierende Nachführung der Netztopologie
- Automatisierte Netz-wiederversorgung nach einem Fehler
- Manueller Netzbetrieb und Messwerterfassung

3.1 Ziele

- Integration einer steigenden Anzahl dezentraler Einspeiser (Wind, Photovoltaik, ...) im Mittelspannungsnetz und in den unterlagerten Niederspannungsnetzen
- Vermeidung von Netzausbau
- Höhere Versorgungszuverlässigkeit, kürzere Wiederversorgungszeiten nach einer Störung
- Erhöhung des Beobachtungs- und Steuerungsgrades des Mittel-spannungsnetzes im Hinblick auf Überlast- und Fehlererkennung
- Verringerung von Netzverlusten

3.2 Rahmenbedingungen

Die Installation der erforderlichen „intelligenten“ Technik erfolgt im Gebiet der Westnetz GmbH in der Gemeinde Reken in Nordrhein-Westfalen. Das städtisch-ländlich gemischte Gebiet weist gemäßigte klimatische Bedingungen auf. Das betroffene Netzgebiet umfasst etwa 100 Stationen, von denen 7 schalt- & fernsteuerbar ausgeführt werden. 11 weitere Stationen werden mit Messmodulen ausgestattet. Das Verhältnis von Maximallast zu Einspeisung ist aktuell etwa ausgeglichen, es wird jedoch eine starke Zunahme dezentraler Einspeiser erwartet.

3.3 Konzept

Die Idee ist, wichtige Ortsnetzstationen im Netz mit autonom arbeitenden Schalt- & Messmodulen auszustatten, um Daten des aktuellen Netzzustandes zu sammeln. Die gesammelten Daten werden in einer Zentraleinheit in der Umspannanlage zusammengeführt. Diese Zentraleinheit wirkt wiederum auf die fernsteuerbaren Schalter um die Netztopologie anzupassen und somit auf veränderte Einspeise- oder Lastsituationen bzw. Netzfehler zu reagieren. Alle relevanten Informationen wie z.B. die aktuelle Netztopologie werden dem übergeordneten SCADA-System mitgeteilt. Die Versorgungsqualität steigt und es kann mehr regenerative Energie aufgenommen werden ohne das Netz kostenintensiv ausbauen zu müssen.

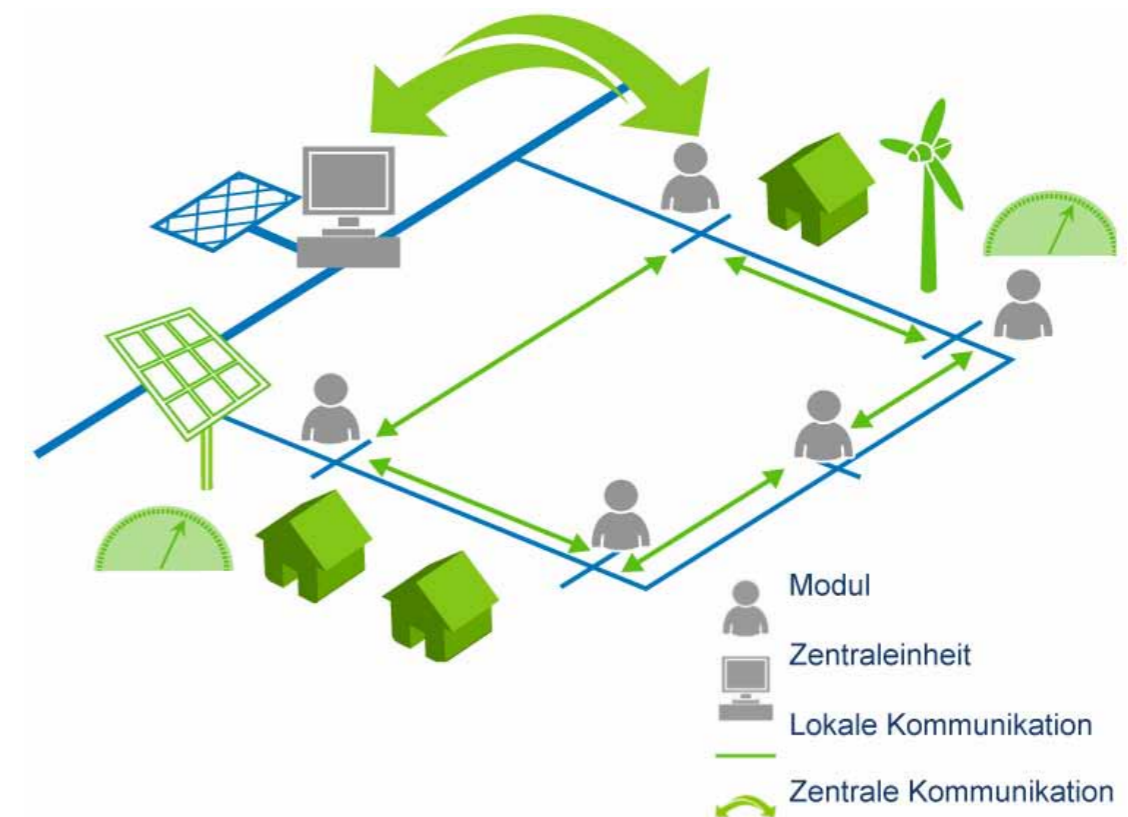


Abb. 2: Konzept eines Multi-Modul-Systems

3.4 Hardwareaufbauoptionen

3.4.1 Option 1

Es erfolgt ein vollständiger Ersatz alter Ortsnetzstationen durch intelligente neue Kompaktstationen.

3.4.2 Option 2

Der Ersatz der Mittelspannungsschaltanlagen in begehbaren Ortsnetz-stationen sowie die Implementierung der intelligenten Komponenten.

3.4.3 Option 3

Eine neuartige Schaltschranklösung zur Unterbringung der neuen Mittelspannungsschaltanlage sowie der intelligenten Komponenten als Ergänzung bestehender Ortsnetzstationen.



Abb. 3: Hardwareaufbauoptionen

3.5 Ein vereinfachtes Beispiel der Funktionsweise



Im vorgegebenen Szenario steigt das Spannungsniveau an zwei Ortsnetz-stationen, bedingt durch eine hohe Einspeisung von Photovoltaik- und Windenergie, in den kritischen Bereich von 10,7 kV bis 10,8 kV an.

Beim Erreichen von 10,7 kV wird der Zustand: ESL1 (Endangered State Level 1) detektiert. Steigt der Spannungspegel nun konstant weiter an, wird ESL2 erreicht (2) und die Optimierung startet (3). Während der Algorithmus läuft, wird eine geeignete neue Netztopologie berechnet, um der zu erwartenden Überschreitung der Spannungsgrenze entgegenzuwirken. Ist die Optimierung beendet und eine geeignete Topologie gefunden, wird ein Schaltprogramm erstellt und dessen Ausführung aktiviert (4). Nach Beendigung der Schalthandlung herrscht ein geringeres Spannungsniveau als vorher (6) und das Netz ist in der Lage weitere regenerative Energie aufzunehmen. [4]

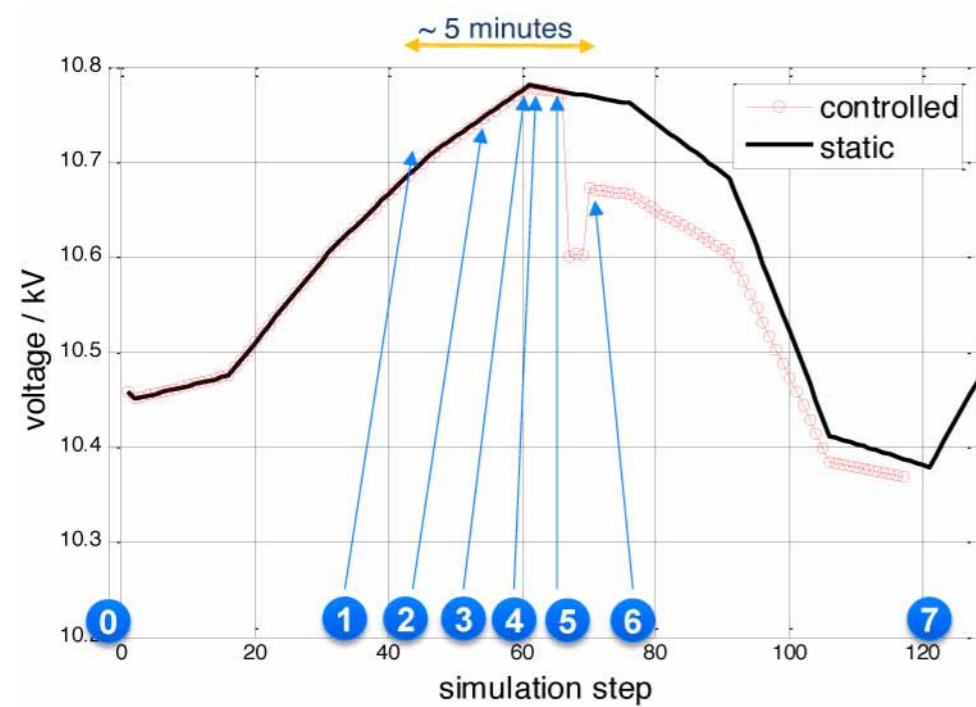


Abb. 4: Funktionsbeispiel

3.6 Auswirkungen auf die Versorgungsqualität

Situation	SAIDI in min/a	ASIDI in min/a
Ohne Intelligenz	12,8	14,9
Mit Multi-Modul-System	6,1	7,5

Die Ausfallhäufigkeit der Stationen im Netzgebietes Reken ist in Abbildung 5 zu sehen. Gelb markiert sind die 7 Schaltmodule. Die blauen Balken kennzeichnen den durchschnittlichen Ausfall in min/Jahr ohne ein Multi-Modul-System. Die roten Balken stehen für den Netzausfall in min/Jahr mit dem installierten Multi-Modul-System.

Es ist zu erkennen, dass der Einsatz des Systems die Ausfalldauer im Durchschnitt um etwa 50% senkt und die Versorgungsqualität im Netzgebiet somit deutlich gesteigert werden kann.

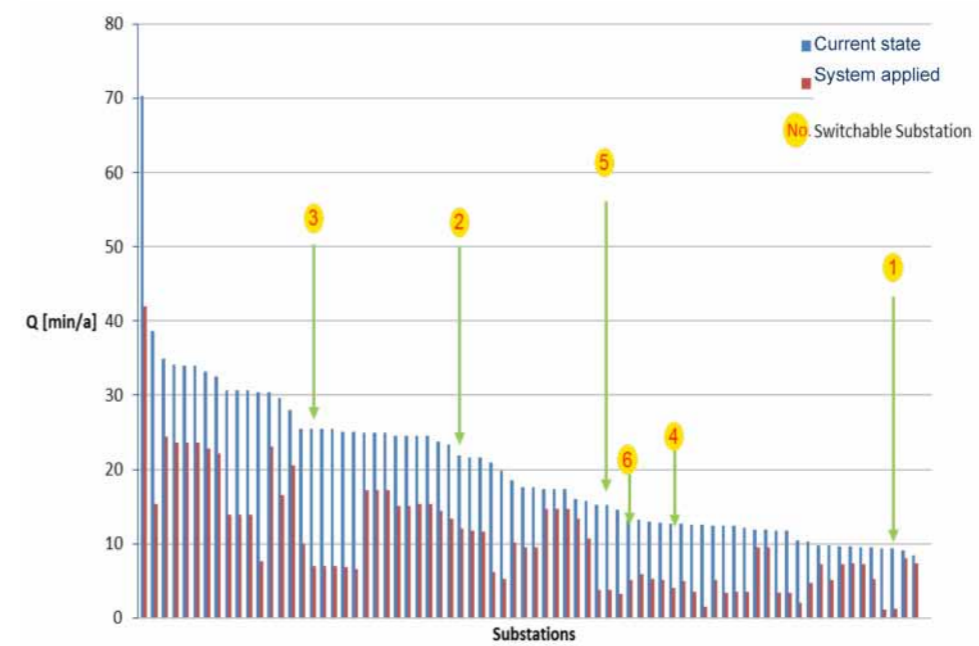


Abb. 5: Versorgungsqualität im Netzgebiet Reken

3.7 Testphasen

Phase 0 Es erfolgt eine Aufzeichnung der Messwerte und Schaltsignale sowie die anschließende Analyse (Prüfung auf Plausibilität). Es werden keine Schalthandlungen durchgeführt.

Phase 1 Die vorgeschlagenen Schalthandlungen werden an das SCADA System weitergeleitet und dort geprüft. Nach erfolgreicher Prüfung wird die Schaltung manuell vom Schaltungingenieur durchgeführt.

Phase 2 Die vorgeschlagenen Schalthandlungen werden an das SCADA System weitergeleitet und dort geprüft. Nach erfolgreicher Prüfung gibt der Schaltungingenieur die Anweisung an das System weiter, selbstständig zu schalten.

Phase 3 Alle Schalthandlungen werden automatisch durchgeführt. Es erfolgt eine Meldung im SCADA System.

4. Zusammenfassung

Grid4EU ist das aktuell größte Förderprojekt der EU. Mit den einzelnen Demonstrationsprojekten in 6 Ländern wird das Ziel verfolgt, die Praxis-tauglichkeit verschiedener Systeme im Feld zu testen. Wichtige Punkte hierbei sind u.a. die Anwendbarkeit, die Skalierbarkeit sowie die Replizierbarkeit der unterschiedlichen Lösungen. Der Erfahrungsaustausch zwischen den einzelnen DEMOs auf europäischer Ebene ist ebenfalls eine Kernfunktion.

DEMO 1 in Deutschland verfolgt das Ziel, den Automatisierungsgrad im Mittelspannungsnetz von Verteilnetzbetreibern zu erhöhen. Hierzu werden autonom arbeitende Schalt- & Messmodule in Ortsnetzstationen eingebaut, welche zu jeder Zeit die optimale Netztopologie herstellen. So wird ein kostenintensiver Netzausbau trotz steigender Anzahl dezentraler Einspeiser aus regenerativen Energien nach hinten geschoben und die Versorgungsqualität verbessert. Die beteiligten Partner sind: RWE Deutschland AG, Westnetz GmbH, TU Dortmund, ABB AG.

5. Referenzen

- [1] R. Garaude Verdier, L. Jendernalik: Smart Grids 2013: Project GRID4EU: Integration of Decentralised Energy Resources, Juni 2013
- [2] P. Noglik, L. Jendernalik, A. Shapovalov: et, Heft 01-02/2014: Erweiterte Steuerungsmöglichkeiten im Mittelspannungsnetz durch autonome Systeme, Januar 2014
- [3] L. Jendernalik, T. Wiedemann, P. Noglik, A. Shapovalov: CIRED 2015 Paper 0133: The German large scale demonstration project inside Grid4EU, June 2015

Neuausrichtung der Energiewende für eine gesicherte Energieversorgung auf EU- und nationaler Ebene

Martin Doster
DEKRA SE, Stuttgart
martin.doster@dekra.com

Dampf-Kraftwerke können mit thermischen Speichern nachgerüstet werden, um die Last- und Erzeugungswchsel im Tages- und Wochenzyklus auszugleichen. Sie werden so zu Kraft-Speicher- und Energiewandlungs-zentren. Mit der Einspeicherung des thermischen Energiestromes, bevor er die Generator-Turbinengruppe erreicht, kann die elektrische Leistung über Stunden deutlich unter das bisherige Block-Minimum gesenkt werden. Die verbesserte Regelfähigkeit bei Teil-Last, verbunden mit einer Verringerung von Herunter- und Anfahrfällen, ermöglicht selbst den Kohlekraftwerks-Blöcken, die jährlichen Betriebszeiten drastisch zu erhöhen.

In die thermische Speicherstruktur integrierte Power-to-Heat-Reaktoren (Hochtemperatur-Elektrodenkessel) ermöglichen darüber hinaus eine sehr schnelle Einspeicherung von großen Leistungsüberhängen aus den Übertragungs- und Verteilnetzen. Damit erhöht sich die negative Primär- und Sekundär-Regelleistung drastisch. Auch der Bedarf für Schnellstart-Kraftwerke zur Abdeckung der Minutenreserve und für Reservekraftwerke wird geringer. Um überschüssige Strommengen über längere Zeiträume aufzunehmen, können diese Anlagen in einer späteren Phase mit Power-to-Gas und Power-to-Liquid-Verfahren erweitert werden. Die so erzeugten synthetischen Treibstoffe bringen einen wichtigen Beitrag für die Automobil-Industrie zu der Senkung der CO₂-Emissionen im Verkehr.

Die Werkstoffwissenschaft und der Energieanlagenbau haben sich in den letzten Jahren den Herausforderungen bei thermisch hochbeanspruchten, druckführenden Anlagenkomponenten gestellt. Die Rest-Standzeiten der Speicherkomponenten bei hohen Temperaturen und Drücken können auch bei starkem Wechselverhalten sicher vorhergesagt werden. Simultan „on-board“-erfasste Betriebsdaten, Methoden der zerstörungsfreien Werkstoff-prüfung, statistische Verfahren zur Risikobestimmung und die IKT-Platt-formen mit BigData-Verfahren sind die Grundlage für einen sicheren Anlagenbetrieb.

1. Einleitung und Motivation

Die Energieversorgung in Deutschland muss auch in Zeiten der Energie-wende sicher bleiben. Bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien brauchen wir eine zuverlässige Infrastruktur sowie ein gutes Zusammenspiel zwischen Erzeugung und Speichertechnologien mit intelligenter Last- und Netzsteuerung.

Im August des Jahres wurde über die Bundesnetzagentur bekannt, dass die Energieversorger 57 konventionelle Kraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen abschalten wollen. Daraufhin zeigte sich der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) über die Entwicklung sehr besorgt und warnte vor Problemen für die Versorgungssicherheit. BDEW-Hauptgeschäftsführerin Hildegard Müller sagte in einem Presse-Interview „Die Lage für Bestandskraftwerke spitzt sich immer weiter zu. Und auch im Kraftwerksneubau droht eine Eiszeit: Jede zweite geplante Anlage steht auf der Kippe.“ Sie betonte, Gas- und Kohlekraftwerke würden aber auch in Zukunft dringend gebraucht. Mit dem abschließenden Zitat „Moderne Kraft-werke sind künftig die Vollkaskoversicherung unserer Erneuerbaren Energieversorgung und müssen als solche bezahlt werden.“ hat sie deutlich gemacht, dass Kraftwerke für eine sichere Energieversorgung absolut systemrelevant sind.

Spätestens durch die Energiewende-Beschlüsse im Jahr 2011 haben sich die Anforderungen an die Netze und „Kraftzentren der Zukunft“ dramatisch verändert. Auch die Planung neuer Kraftwerke orientiert sich an klassischen Anforderungsprofilen zur Kraftgenerierung mit möglichst hohem Wirkungs-grad.

Die Politik, die Energieversorger und der Energieanlagenbau haben sich gegenüber den Herausforderungen der Energiewende wenig effizient positioniert. Mit enormen Anstrengungen wird versucht, mit IKT eine Systemebene zu schaffen, um das Einspeise- und Verbraucherverhalten besser steuern zu können. Einige Probleme der Energiewende werden damit gemildert. Schreitet der Ausbau der Erneuerbaren weiter voran, muss eine tragfähige Gesamtlösung gefunden werden, welche in wenigen Jahren umsetzbar ist und von den europäischen Verbund-Partnerländern mitgetragen wird.

Perspektivisch werden sich die Kraftwerks-Standorte zu universellen Energie-Wandlungs- und Speicherzentren entwickeln müssen. Die „Reversiblen Speicherkraftwerke“ sind die Kraftwerke der Zukunft.

Mit solchen „Reversiblen Speicher-Kraftwerken“ relativiert sich die bisher zwingende Notwendigkeit der Nord-Süd-Stromtrasse.

2. Aktuelle Situation des elektrischen Energieversorgungsverbundes in Europa

Das kontinental-europäische Verbundnetz UCTE hat die weltweit beste Versorgungssicherheit. Über 600 Kraftwerksblöcke versorgen die Industrie und die Haushalte mit 450 Millionen Menschen auf einem weltweit vorbildlichen Qualitäts- und Verfügbarkeitsniveau.

Das volatile Einspeisungsverhalten der Erneuerbaren hat inzwischen eine Größenordnung erreicht, was die erreichte Stabilität und die Versorgungssicherheit gefährdet. Um die Systemebene der Übertragungs- und Verteilnetze künftig sicher betreiben zu können, werden Hochleistungs-Energie-speicher dringend benötigt. Ohne diese Komponenten sind Energy-Grids und virtuelle Kraftwerke nur bedingt funktionsfähig und kaum wirtschaftlich.

2.1 Das kontinental-europäische Übertragungsnetz

Das UCTE „Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity“ umfasst das gesamte Stromnetz in Kontinental-Europa. Mehr als 24 europäische Staaten sind eingebunden mit 667 GW installierter elektrischer Leistung. Im letzten Jahr wurde die Türkei mit angebunden.

Dieses Verbundnetz wurde im 20. Jahrhundert aufgebaut. Seit 1990 konnten die südost- und osteuropäischen Staaten schrittweise aufgenommen werden. Das Netz reicht von Gibraltar bis zum Skagerak, von der Bretagne bis an die Westgrenze der Ukraine. Auch ältere Kraftwerke dieser Region halten die hoch optimierten Regeln für die Verkehrsführung des UCTE ein und stellen die hohe Verfügbarkeit sicher. Fast alle Kraftwerke mit einer Blockleistung von mehr als 400 MW sind auf der Übertragungsnetzebene angeschlossen und beteiligen sich nach strengen Regeln an dem 50 Hz Synchron-Betrieb.

Die führende Regelgröße ist die Netzfrequenz $50 \text{ Hz} \pm 0,02 \text{ Hz}$, bedingt durch die Drehzahl der rotierenden Magnetfelder der Generatoren und der Asynchron-Maschinen auf Verbraucherebene.

Neben der Netzfrequenz sichert das hoch automatisierte Netz die Spannungshöhe entlang der Überlandlinien, den Leistungsausgleich zwischen den europäischen Ländern, sowie zwischen den regionalen Teilnetzen und zu den Verteilnetzen.

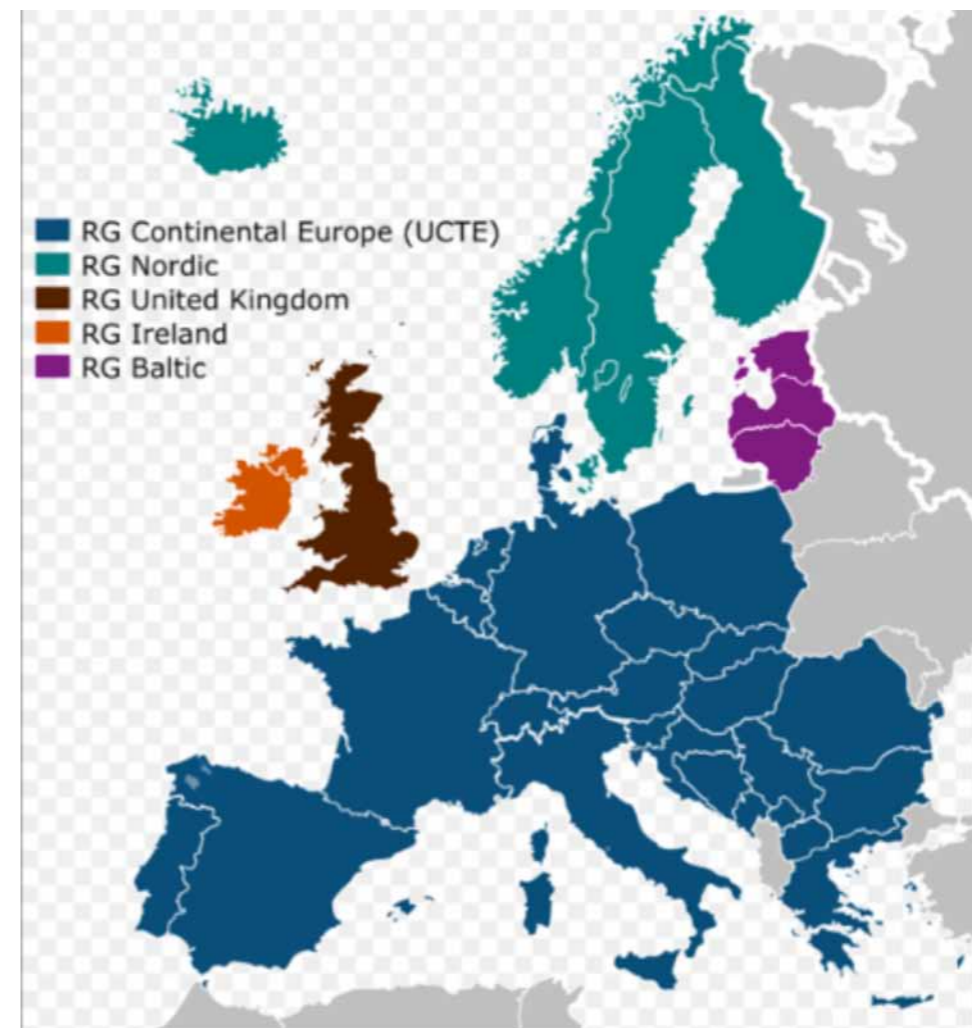


Abb. 1: Das kontinental-europäische Übertragungsnetz UCTE

2.2 Die Verteil-, Industrie- und Ortsnetzebene

Im Gegensatz zum Übertragungsnetz existieren für die Verteilnetze, für die Industrie- und Ortsnetze keine Verkehrsführungsregeln. Es gibt auf diesen Netzebenen auch keine aktiven Regelfunktionen. Die Wind- und Photovoltaik-Erzeuger, auch viele kommunale Kraftwerke, speisen auf Ortsnetz- oder Verteilnetzebene ein. Weil Erzeugungs- und Einspeiseverhalten nicht ausreichend geregelt werden kann, treten dort die größten Stabilitäts-Probleme auf. Erzeugungsüberhänge bewirken die Reduktion des Leistungsflusses aus dem Übertragungsnetz oder erzwingen gar den Rückfluss. Das Verteilnetz kann die Leistungsbilanz zwischen lokalem Erzeuger und Verbraucher nicht sicherstellen. Durch zu- und abschalten von Last wird versucht Störungen im Spannungs- und Frequenzverhalten entgegenzuwirken.

2.3 Herausforderungen an die Systemebene Übertragungs- und Verteilnetze

Die Verkehrsführung des Übertragungsnetzes kann diesen Problemfeldern auf der Verteilnetzebene schwer begegnen. Den Einspeiseüberschuss aus den Erneuerbaren kann das Verteilnetz nicht zurücknehmen, da die Mindest-Leistung der Kraftwerksblöcke nicht unterschritten werden kann. Herunter- und Hochfahren und minimierte Jahresbetriebszeiten sind die Folge.

Die acatech hat zum Themenkomplex „Energiesysteme der Zukunft“ einige Empfehlungen zur Gestaltung der Energy-Grids erarbeitet. In den Studien werden die Übertragungsnetze, die Verteilnetze und die Zentrale Energie-erzeugung als geschlossene Systemebene dargestellt. Es wird empfohlen, die hoch optimierten Regeln für die Verkehrsführung nicht aufzubrechen. Ein Eingriff in die Steuerung und Regelung auf nationaler oder Teilnetz- Ebene kann die schon bedrohte Netzstabilität noch mehr gefährden.

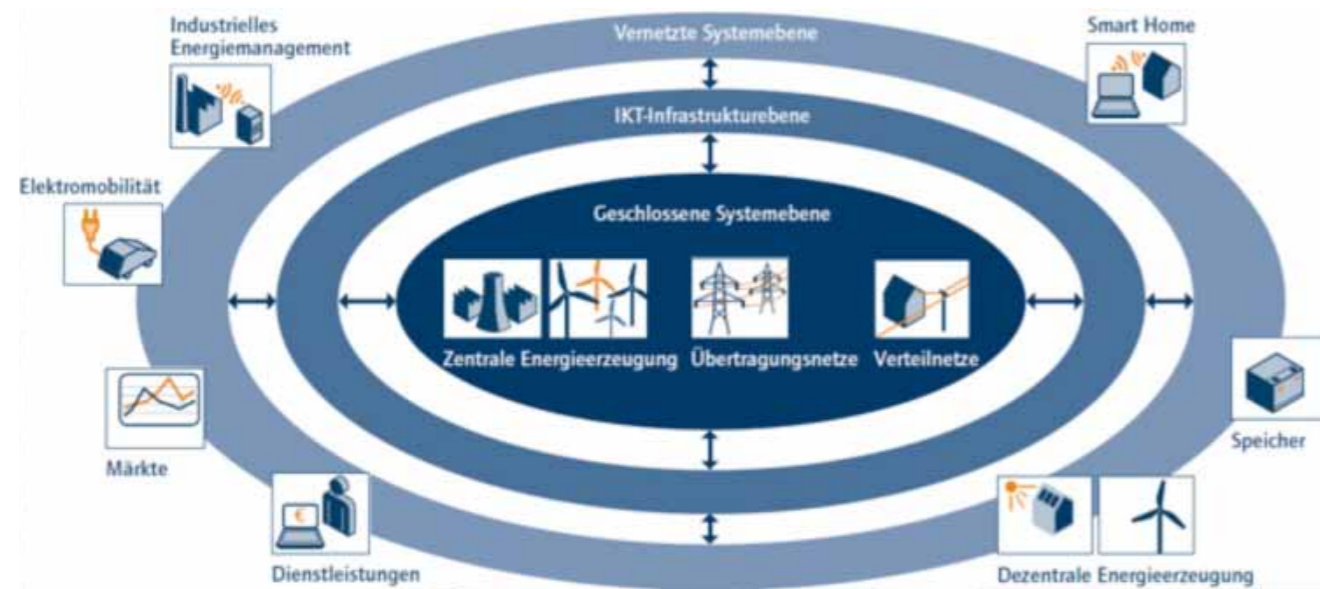


Abb. 2: Geschlossene Systemebene Kraftwerke, Übertragungs- und Verteilnetze

Im Kern geht es darum, die zeitweise enormen Einspeisevolumen im Verteilnetz vorrangig den Verbrauchern zuzuführen und den verbleibenden elektrischen Kraftüberschuss in die Exergie-Speicher zu laden. Kraftwerks-Standorte haben in der Regel 2 x 1-GW Anschlüsse in das Hochspannungs-netz, über welche der elektrische Kraftstrom in beide Richtungen übertragen werden kann.

Es kommt immer häufiger vor, dass große Strommengen in den Teilnetzen geerdet oder in Elektrodenkesseln vernichtet werden, um Störungen oder gar Schäden in Industrie- oder Ortsnetzen zu vermeiden. Werden Kraftwerke mit thermischen Speichern und mit Hochtemperatur-Elektroden ausgestattet, können diese Stromüberschüsse auch direkt aus dem Verteilnetz in den Kraftwerksbereich übertragen werden.

3. Kraftwerke werden zu Kraft-Speicher- und Energiewandlungszentren

Die Rahmenbedingungen für zentrale Energieerzeuger haben sich in den letzten 15 Jahren drastisch verändert:

- Das Energie-Einspeisungsgesetz hat den Erneuerbaren einen Vorrang bei der Einspeisung verschafft.
- Die enormen Subventionen und die EEG-Umlage für die Erneuerbaren führte zu einer enormen Überproduktion von elektrischem Strom.
- Die Regulierung von Strom- und Gasmengen sowie der Handel mit CO₂-Zertifikation durch die Strombörse Leipzig hat zu einem drastischen Preisverfall für erzeugten elektrischen Strom geführt.
- Die Abschaltung der nationalen AKWs wurde 2011 auf politischer Ebene beschlossen, obwohl keine schlüssige Ersatzlösung vorlag.
- Die mit fossilen Brennstoffen befeuerten Großkraftwerke und die energieintensiven Industriezweige werden zunehmend diskreditiert.
- Die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität sind zunehmend gefährdet.
- Die wirtschaftliche Lage der zentralen Energieversorger hat sich dramatisch verschlechtert.
- Wegen der Rücklageverpflichtungen für den Rückbau der AKWs und dem Ertragsrückgang haben die Energieversorger keinen Spielraum mehr für Investitionen.

3.1 Neue Anforderungen an die Kraftzentren

Aufgrund dieser Rahmenbedingungen haben sich auch die Anforderungen an die Kraftzentren deutlich verändert.

- Das Teillast-Verhalten muss deutlich verbessert werden.
- Die Leistungsänderungs-Geschwindigkeit der Regelkraftwerke von heute 2% der Nennleistung pro Minute muss zumindest in negativer Richtung deutlich höher werden.
- Fossil befeuerte Kraftwerke sollen im Wesentlichen nur noch die Erzeugungstäler der Erneuerbaren ausgleichen.
- Auch in den Zeitintervallen ausreichender Stromerzeugung der Erneuerbaren muss das Ab- und Anfahren vermieden werden.
- 8000 Betriebsstunden jährlich müssen für solche Speicher-Kraftwerke möglich sein.
- Mit der Qualifikation des Kraftwerks-Personals soll auch die Wartung und der Betrieb der Thermischen Speicher abgedeckt werden.
- Die Mindestleistungsgrenze eines Blockes muss deshalb deutlich niedriger werden.

Bei Neuplanung kommen noch weitere Anforderungen hinzu:

- Elektrische Leistung soll über mehrerer Stunden aus dem Netz in Hochtemperatur-Wärme (Power to Heat) oder in (Kohlen-)Wasser-stoffe (Power to Liquid, Power to Gas, Power to Hydrogen) gewandelt werden können.
- In Schwachlastzeiten soll bei Kohlekraftwerken eine verminderte Verbrennung möglich sein. Das Kohlenmonoxid muss zwischen-speicherbar sein und soll im „Power-to-Hydrocarbon“-Verfahren wiederverwendet werden.
- CO₂ soll nicht mehr in die Atmosphäre gelangen sondern als wertvoller Rohstoff in die Power to Hydrogen-Carbon-Verfahren einfließen.
- Tragfähige Finanzierungsmodelle für die Investition in die Speicher-strukturen und für die Nutzung von Exergie???-Speicherkapazität

3.2 Das reversible Speicherkraftwerk der Zukunft

Die Lastwechsel in den Tages-, Wochen- und Jahreszyklen können auch regional mehrere GigaWatt pro Stunde betragen. Um die Netze stabil zu halten und die Verschwendung von installierter Leistung zu vermeiden, müssen die Lastwechsel dringend ausgeglichen oder gepuffert werden.

Die Primär-Regelfähigkeit im UCTE ist heute trotz des volatilen Einspeise-verhaltens der Erneuerbaren gerade noch möglich, weil in der geschlossenen Systemebene Verbundnetz – Kraftwerke – Verbraucher schon große Energie-mengen (viele 10*GWh) gespeichert sind:

- die thermische Energie bei allen Dampfkraftwerken in der Feuerung, in den Stahlmassen der Dampferzeuger und im Dampfstrom zwischen der Speisepumpengruppe und der Dampfturbine
- die rotierenden Massen der Turbinen und Generatoren auf Erzeugerseite
- die rotierenden Massen der Asynchronmotoren und angetriebenen Maschinen

Ohne diese enormen Trägheitsmomente wäre das Stromnetz ein metastabiles System.

Etwa 1/10 der pro Stunde erzeugten elektrischen Energiemenge eines Dampf-Kraftwerksblockes ist in der Prozess-Strecke zwischen der Speise-wasser-Pumpengruppe und der Turbinengruppe gespeichert. Für die Primär-Leistungsregelung kann jedoch nur der Teil auf hoher Enthalpie-Ebene wenige Sekunden genutzt werden.

Um das Reaktionsvermögen bei drastischen Laständerungen zu erhöhen, muss die „natürliche“ Speicherfähigkeit des Dampfkraft-Prozesses optimiert werden, indem zwischen dem Dampferzeuger und der Turbinengruppe eine thermische Speichergruppe geschaltet wird. Der zweiteilige Clausius-Rankine Prozess wird durch einen zwischengeschobenen Speicherprozess erweitert. Der Wirkungsgrad kann sich nicht wesentlich verschlechtern. Allerdings ist der Vergleich mit dem kontinuierlich-stationären Kreisprozess nur über einen mittleren Speicheraufenthalt des thermischen Energiestromes näherungsweise möglich.

Technisch müssen die Kraftwerke mit Hochleistungsspeichern nachgerüstet werden. In die thermische Speicherstruktur integrierte Power-to-Heat-Reaktoren (Hochtemperatur-Elektrodenkessel) ermöglichen darüber hinaus eine sehr schnelle Einspeicherung von elektrischer Energie aus dem Netz. Bei der Wandlung von elektrischer Energie in Hochtemperaturwärme und wieder zurück in Kraft dürften Wirkungsgrade der modernen Dampf-Kraftwerke von > 45% erreichbar sein.

Damit bekommen moderne Kraftwerke wieder eine Speicherfähigkeit bezogen auf die Blockleistung, wie sie schon Großraum- und Trommelkessel in der Vergangenheit hatten. Bei einer thermischen Speicherkapazität von 10 GWh benötigt ein Dampfspeicher mit seinen HD-Wärmetauschern einen umbauten Raum von ca. 50x50x50m. Im Vergleich dazu beansprucht ein Pumpspeicherwerk mit dieser Energie-Speicherkapazität eine Fläche von ca. 100 Hektar Land.

Bis 1989 wurde das Stromnetz Westberlin als Insel betrieben. Das Kraftwerk Charlottenburg war mit einem Dampfspeicher mit einer Kapazität von ca. 50 MWh ausgestattet. Dies hat zusammen mit der damals leistungsfähigsten Batterieanlage wesentlich zu einer stabilen Stromversorgung im Inselnetz beigetragen.

3.3 Die Kraft-Wandlungs-&Energiespeicherzentren der Zukunft.

Weltweit wird man über Jahrhunderte auf fossile Brennstoffe nicht verzichten wollen und können. Insbesondere die Staaten mit großen Kohlevorkommen wie China, Indien, Russland, Südafrika, in Südamerika und in den U.S.A. werden diese Primärenergie nutzen. Mit Rücksicht auf die Klimagefährdung werden statt der Kohlekraftwerke Kohle-Hydrieranlagen entstehen, deren Abhitze zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Die Kohle wird dabei genutzt zur Bindung der Wasserstoffmengen aus erneuerbarer Quelle. Das Zwischenprodukt Kohlenmonoxid ist speicherbar und kann in den Power-to-Hydrogen-Carbon-Prozess einfließen – oder bei schnellen Lastanstiegen direkt verbrannt werden.

Die synthetisch erzeugten Treibstoffe bestehen dann zu etwa 50% aus erneuerbarer Energie. Der fossile Kraftstoffbedarf wird sich z.B. bei konventionell mit Verbrennungsmotor angetriebenen Fahrzeugen etwa halbieren.

Perspektivisch werden an den heutigen Kraftwerks-Standorten thermische Speicherwerke in der Dimension von Großkraftwerken und von Chemie-Anlagen entstehen. Diese Kraft-Wandlungs-&Speicherzentren der Zukunft haben dann auch die Fähigkeit, große Mengen an überschüssiger elektrischer Energie in Methan, Octan oder Cetan zu wandeln. Der Energiebedarf für das Transportwesen zu Luft, zu Wasser und auf Land kann damit zum Teil abgedeckt werden.

3.4 Betriebs-Sicherheit von Hochtemperatur-Dampfanlagen mit Wechselbeanspruchung

Wirtschaftlichkeit und Wirkungsgrad von thermischen Speichern hängen entscheidend ab von der maximal erreichbaren Temperatur und von der Standfestigkeit bei wechselndem Druck. Die Betriebs-Sicherheit der Speicherbauteile bei Temperaturwechseln bis zu 700 °C und veränderlichem Druck bis 350 bar muss gewährleistet sein. Der Stand der Werkstoff-wissenschaft, Methoden zur simultanen Bauteilüberwachung mit „Imbedded Diagnosis and Inspection Methods“, unterstützt durch moderne Informationstechnik sind die technologische Basis dafür.

Die zeitlich veränderlichen Temperaturen und Drücke im Medium sowie die Spannungs- und Temperaturverteilung in der Speicherbauteilwand werden simultan erhoben oder berechnet. Zentrale Prozessoren ermitteln den Lebens-dauerverzehr und die Versagensrisiken der hoch beanspruchten Bauteile. Ein besonderes Augenmerk liegt auf den Stellorganen, geometrischen Durchbrüchen und Schweißstellen. Überschreitet das Betriebsrisiko eine kritische Grenze, wird eine zerstörungsfreie Bauteilprüfung oder eine Revision mit Sichtprüfung und Probenentnahme notwendig. Die Konzentration, Übertragung und Auswertung dieser Daten laufen künftig über die IKT-Plattformen der Energy-Grids – dem Internet der Energie „Energy 4.0“.

3.5 Die „Energie-Versorgungs-Lebensversicherung“ ein genossenschaftliches Finanzierungsmodell

Die deutschen Energieversorger sind aus wirtschaftlichen Gründen nicht in der Lage, sich gegenüber diesen veränderten Herausforderungen neu zu positionieren. Investitionen in Speicher- und Energiewandlungsanlagen an Kraftwerks-Standorten können mit einem genossenschaftlich orientierten Finanzierungsmodell trotzdem realisiert werden:

Zur Finanzierung kann eine Investment/Fonts-oder Beteiligungs-Gesellschaft oder Genossenschaft „Energie-Versorgungs-Lebensversicherung“ nach EU-Recht gegründet werden.

Die Anteilseigner dieser Genossenschaft oder einer Versicherung auf Gegen-seitigkeit können die klassischen Energieerzeuger, Industriefirmen, Dienst-leister, kommunale Betriebe und private Personen sein. Je nach Vertrag erwerben die Anteilseigner jährliche Bezugsrechte für erzeugte KWh elektrischen Strom, Liter synthetischer Treibstoff oder Kubikmeter Gas, nachweisbar erzeugt mit erneuerbarer Energie.

Diese Genossen oder Anteilseigner sind die Eigentümer der Anlagen zur Energieerzeugung, der Energiespeicherung und der Energieübertragung.

In der späteren Investitions- und Betriebsphase werden keine Fördermittel benötigt. Die „blau“ erzeugte KWh muss deshalb vom EEG befreit werden. Auch der synthetisch erzeugte Kraftstoff sollte wenigstens zum Teil von der Mineralölsteuer befreit sein.

4. Ausblick zur Bildung einer Allianz „Thermische Energiespeicherung“

Der Vorschlag hochleistungsfähige thermische Speicher direkt in der Kraftwerksumgebung zu integrieren, eröffnet kurzfristige Lösungsmöglichkeiten in den bestehenden, von zentralen Kraftwerken getragenen Versorgungsnetzen. Auch bei der Umgestaltung der Übertragungs- und Verteilnetze trägt diese Speichertechnologie entscheidend dazu bei, die Probleme der volatilen Energie-Einspeicherung nachhaltig zu lösen.

Um den Herausforderungen der Energiewende auch kurzfristig begegnen zu können, wird ein Programm vorgeschlagen, welches sich auf die thermische Speicherung auf Hochtemperaturebene, also zur Pufferung von Exergie (Kraft) konzentriert.

Mit der Bildung von Allianzen hat die Hochschule Luzern 2013 begonnen mit dem „Swiss Symposium Thermal Energy Storage“. Es sollte jedoch eine weitere Fokussierung auf die Pufferung großer Exergiemengen (Kraft) geschehen, getragen von nachfolgend aufgeführten Hauptakteuren auf wissenschaftlicher, industrieller und Verbands-Ebene. Vor allem muss das Interesse der zentralen Energieversorger geweckt werden:

4.1 Auf wissenschaftlicher Ebene

- DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Stuttgart
- Hochschule Görlitz-Zittau, Institut für Prozeßtechnik, Prozeß-automatisierung und Meßtechnik
- Technische Universität Chemnitz
- MPA der Universität Stuttgart
- OFFIS – Institut für Informatik, Oldenburg
- acatech Berlin, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
- Hochschule Luzern
- Technische Universität Wien, Institut für Energietechnik und Thermodynamik

4.2 Auf der Ebene Wirtschaft und Industrie

- ABB AG Schweiz, Entwicklungszentrum Ladenburg
- Alstom AG, Schweiz
- Areva GmbH, Erlangen
- DEKRA SE Stuttgart, Service Unit Material Testing
- Fichtner GmbH & Co. KG Stuttgart
- Böhler Welding Group München

4.3 Auf der Ebene Verbandsebene

- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)
- VGB

5. Referenzen

- [1] Alstom Power Headquarters, Karsten Müller (2004): „Moderne Dampfkraftwerke läuten die Ära der nachhaltigen Energiewirtschaft ein“
<http://www.alstom.com/products-services/product-catalogue/power-generation/coal-and-oil-power/steam-turbines-coal-oil-steam-turbines/>
<http://www.innovations-report.de/html/berichte/statistiken/bericht-37494.html>
- [2] Alstom AG, Schweiz, Brendon Scarlin (1997) Werkstoffentwicklung für Hochtemperatur-Dampfanlagen
http://www.miroslavgregoric.com/wp-content/uploads/2012/07/2001-11-23_Anlage12_Scarlin-Alstom-T-24-Stahl1.pdf
- [3] DEKRA SE und ABB Entwicklungszentrum Ladenburg, interne Vorstudie „Das reversible Speicher-Kraftwerk“
- [4] ABB AG, Schweiz, interne Studie zu Verfahren elektrische Netzleistung
- [5] DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Stuttgart, Doerte Laing, Dr.-Ing. Stefan Zunft, Thermische Energiespeicher für Kraftwerke und Industrieprozesse,
http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/tp/Handout-TP_Thermische_Energiespeicher.pdf
- [6] DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Stuttgart, (2005) Wolf-Dieter Steinmann, Buffer storage for direct steam generation
http://elib.dlr.de/46677/1/paper_storage.pdf
- [7] DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Stuttgart, Rainer Tamme, (2005), Speicherung für Hochtemperaturwärme
http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2005/th2005_06_02.pdf
- [8] Hochschule Görlitz-Zittau, Institut für Prozeßtechnik, Prozeßautomatisierung und Meßtechnik, Prof. Dr.-Ing. A. Kratzsch, Versuchsanlage THERESA (Thermische Energiespeicheranlage)
<http://ipm.hszg.de/fachgebiete/messtechnik-prozessautomatisierung/projekt/details/article/description-of-test-facility-theresa-thermische-energiespeicheranlage-thermal-energy-storage-sys.html>
- [9] Technische Universität Chemnitz, Dr.-Ing. habil. Thorsten Urbaneck und Prof. Dr.-Ing. habil. Bernd Platzer, (2012), Schnelle Speicher-Kraftwerke zur Sicherung der Stromversorgung aus erneuerbaren Energiequellen
https://tu-dresden.de/forschung/wissens- und_technologietransfer/dresdner_transferbrief/dtb_02_12/DTB_2.12_12.pdf
- [10] acatech Berlin, Büro für Kultur und Technik, Argenbühl, Prof. Klaus Kornwachs, Energie braucht Vernunft - Die Rückseite der Smart Grids, Smart Grids Konferenz in Baden-Württemberg 2014
https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/Smart_Grids/Kornwachs.pdf
- [11] acatech Berlin, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, (2012), Future Energy Grid, Migrationspfade ins Internet der Energie
http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Material_fuer_Sonderseiten/E-Energy/acatech_STUDIE_Future-Energy-Grid_WEB.pdf
- [12] acatech Berlin, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Future Energy Grid, Die Energiewende finanzierbar gestalten - Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft
http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Stellungnahmen/acatech_POSITION_Energiewende_WEB.pdf

[13] Hochschule Luzern, Prof. Jörg Worlitschek, 2nd Swiss Symposium Thermal Energy Storage (2015) Thermische Energiespeicherung – Wo geht die Reise hin?
<http://www.ieu.ch/passerelle-workshop-2015/presentation-joerg-worlitschek.pdf>

[14] MPA der Universität Stuttgart, Professor Karl Maile, Jochen Kubik, Hochtemperaturwerkstoffe für über 700 °C Dampftemperatur
<http://kraftwerkforschung.info/hochtemperaturwerkstoffe-fuer-ueber-700-c-dampftemperatur/Langzeiterfahrung-bei-ueber-700-Grad>
<http://www.energiespektrum.de/index.cfm?pid=1461&pk=76978#.VgFhx1lw-t9>

[15] Areva GmbH, Erlangen, Dampfspeicher - Energiespeicher für thermische Prozesse
http://de.areva.com/mini-home/liblocal/docs/Erneuerbare%20Energien/steam_accumulator_ger.pdf

[16] Prof. Dr.-Ing. habil. Bernd Glück, Plauen (2012), Gefälle-Dampfspeicher
<http://berndglueck.de/Waermespeicher>

[17] Technische Universität Wien, Institut für Energietechnik und Thermodynamik, Jennifer Carrasco Portaspana, unter der Leitung von Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Markus Haider und Ao. Univ. Prof. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Heimo Walter, High temperature thermal energy storage systems based on latent and thermo-chemical heat storage,
<http://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/14566/MasterThesisjennifercarrasco.pdf?sequence=1>

[18] Fichtner GmbH & Co. KG, Dr. Achim Stuble, Ossiach (2014), Wer „Im Trüben fischen“ will, braucht einen Baukasten moderner Energieversorgung
http://www.fit.fichtner.de/fileadmin/documents/OEE_Sonderbeilage_2_15.pdf

[19] OFFIS – Institut für Informatik, Oldenburg, Dr. Christoph Mayer
Die neuen Infrastrukturen sind digital – wir sind schon mittendrin
http://www.energytalks.com/Contents/PPT/ET14_Mayer.pdf

[20] Böhler Welding Group, Dr. H. Heuser, (2009) bei Cluster Forum Schweißtechnik im Kraftwerksbau, Schweißtechnische Verarbeitung neuer Kraftwerksstähle
<http://www.bayern-innovativ.de/schweisstechnik2009/download/heuser.pdf?>

[21] Energietechnischen Gesellschaft im VDE, VDE-Studie „Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020“
<https://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/StudieFlexibilisierung.aspx>

[22] Energy-mag, Tom Treber, Die Renaissance des Dampfspeichers
<http://www.energy-mag.com/die-renaissance-des-dampfspeichers/#more-5083>

[23] BMWA Verbundvorhaben „Temperatur und druckstabile Prozessdampf-Speicherung und -Erzeugung durch neuartige Latentmaterial-Dampfspeichertechnik“ FKZ 0327360
http://www.dlr.de/tt/institut/abteilungen/thermischept/heat_st/

[24] EU Projekt „Energy Storage for Direct Steam Solar Power Plants“, SES6-CT-2003-503526
http://www.dlr.de/tt/institut/abteilungen/thermischept/heat_st/

Möglichkeiten der Integration thermischer Energiespeicher in einen Kraftwerksprozess – Ein Beitrag zur Stabilisierung des Energieverbundnetzes

Schneider, C., Klette, T., Braun, S., Kästner, W., Kratzsch, A.¹

¹ Hochschule Zittau/Görlitz

C.Schneider@hszg.de, T.Klette@hszg.de, S.Braun@hszg.de, W.Kästner@hszg.de, A.Kratzsch@hszg.de

Durch den zunehmenden Anteil von volatil bereitgestelltem Strom aus regenerativen Anlagen und den damit verbundenen Angebots-schwankungen im Energieverbundnetz ergibt sich die Notwendigkeit, die Betriebsflexibilität und Lastdynamik von thermischen Kraftwerken zu erhöhen.

Neben der Erweiterung der Regelbereiche von Grundlastkraftwerken bieten die Entwicklung und Integration von Speichertechnologien in den Kraftwerksprozess ein hohes Potential, um die temporären Differenzen zwischen angebotenen und nachgefragten Strommengen auszugleichen.

Voraussetzung für die Integration eines thermischen Energiespeichers ist es, die gespeicherte Energie mit möglichst geringen Verlusten beim Entladevorgang wieder rückzugewinnen bzw. die zum Beladevorgang erforderliche Exergie beim Entladen im Prozess einzusparen. Demzufolge ist es zielführend einen direkten thermischen Energie-speicher bei einem exergetischen Niveau zu integrieren, das eine effiziente Rückholbarkeit ermöglicht. Dieses Niveau befindet sich in der Regel bei hohen Drücken und Temperaturen und erfordert Einbinde-punkte welche eine Dampfentnahme zur Speicherbeladung ermöglichen.

1. Einleitung

1.1 Hintergrund und Zielstellung

Die Bereitstellung von Elektroenergie wird durch stark fluktuierende Primär-energiequellen wie Wind- und Sonnenkraft zunehmend dominiert. Neben der zeitlichen Fluktuation der erneuerbaren Energien (EE) unterscheidet sich insbesondere die lokale Verteilung stark von der bisherigen Struktur, in der die Verbrauchs- und Bereitstellungsschwerpunkte größtenteils zusammen-fielen. Dies hat zur Folge, dass thermische Kraftwerke zunehmend Netz-dienstleistungen bereitstellen und deutlich häufiger als bei der Auslegung vorgesehen von Teillastfahrweisen sowie Stillständen gekennzeichnet sind. Der Betrieb eines thermischen Kraftwerkes in Schwachlastfahrweise bzw. die Realisierung häufiger Lastwechsel sowie die erhöhte Anzahl von An- und Abfahrprozessen führt zu einem gesteigerten Verschleiß der Kraftwerks-komponenten. Die neuen Betriebsregime wirken sich auf alle Komponenten eines thermischen Kraftwerkes aus und führen perspektivisch zum Anstieg der Instandhaltungskosten. Des Weiteren sinkt durch die Schwachlast-fahrweise der Wirkungsgrad der Kraftwerksanlage und der relative Ausstoß klimaschädlicher Gase steigt an.

Bei Wind- und Photovoltaikanlagen ist die Speicherbarkeit der Primärenergie aktuell nicht gegeben. Um elektrische Energie anstatt Primärenergie zu speichern, müssen große Aufwendungen durch zentrale Großspeicher betrieben und ggf. die Transport- und Verteilungswege mehrmals durch-laufen werden. Bisher erreicht die direkte Speicherung von elektrischer Energie mittels Batterien, Kondensatoren und Magnetfeldspeicher bezogen auf die erforderlichen Größenordnungen im Kraftwerk nur geringe Speicherkapazitäten [1]. Bei der indirekten Speicherung von Elektroenergie entstehen weitere Umwandlungsverluste. Damit verbunden ist auch ein erhöhter Ausstoß klimaschädlicher Gase. Es sind demzufolge Speichermöglichkeiten zu untersuchen, die eine effiziente Speicherung am Kraftwerksstandort ermöglichen. Hierzu zählt die Speicherung von Wärme im vorderen Teil der Energieumwandlungskette eines thermischen Kraftwerkes. Die Integration von thermischen Energiespeichern (TES) bietet ein hohes Potenzial für die Flexibilisierung thermischer Kraftwerke. Flexible thermische Kraftwerke stellen eine wesentliche Komponente zur Stabilisierung der Übertragungs-netze beim weiteren Ausbau der EE dar.

1.2 Bedarf an Speicherkapazitäten

Um den zukünftigen Speicherbedarf im Stromnetz durch den Einfluss der EE abzuschätzen wurden verschiedene Szenariostudien angefertigt. Dazu wurden in [1] die wichtigsten Studien systematisch ausgewertet und verglichen. Die wichtigsten Studien zu dieser Thematik sind die BMU-Studien [2, 3], die UBA-Studie [4] und die VDE-ETG-Studien [5-7]. Zusammenfassend wurde festgestellt, dass der Flexibilitätsbedarf größer als der tatsächliche Speicherbedarf ist. Die Studien ergaben, dass mittelfristig der Netzausbau, Stromimport- und Export und die Flexibilisierung des Kraftwerksparks sowie der Kraft-Wärme-Kopplung (Must-Run) die wichtigsten Maßnahmen sind, um den Speicherbedarf im Netz zu senken. Weitere Maßnahmen sind die Flexibilisierung der Netzlast (Last-management) und die Verbesserung der Prognosegenauigkeit sowohl für die EE-Einspeisung als auch für die Netzlast. Großtechnische Energiespeicher zur Speicherung von Stromüberschüssen sind laut den Szenariostudien, unter Berücksichtigung der genannten Maßnahmen, erst ab einem EE-Anteil von ca. 60-85% relevant. Laut den Studien ist frühestens ab 2030 mit einem EE-Anteil von ca. 60% zu rechnen, d.h. also mittelfristig.

Derzeit beträgt der EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung in Deutschland ca. 26%, wobei jedoch der Anteil der EE-Erzeugungskapazität an der gesamten deutschen Erzeugerkapazität aktuell ca. 44% einnimmt. Die installierte EE-Leistung entspricht somit aktuell ungefähr der Hälfte der gesamten installierten Kraftwerksleistung in Deutschland. Durch die zunehmende EE-Erzeugerleistung und den EE-Einspeisevorrang entstehen bei entsprechenden Wetterlagen immer höhere Leistungsgradienten im Netz. Bei ungünstiger Netzlast führt dies zu einer negativen Residuallast, einer verstärkten Nachfrage von Netzdienstleistungen und sich häufenden Redispatch-Maßnahmen (Netzengpassmanagement), mit den oben genannten Folgen für die thermischen Kraftwerke. Bei der Flexibilisierung des Kraftwerksparks sollte daher der Fokus auf die Absenkung der Mindest-erzeugung (Must-Run) und die verstärkte Erbringung von Netzdienst-leistungen möglichst ohne zusätzliche Lebensdauereinbußen gerichtet werden.

Dieser Beitrag beschäftigt sich mit der Integration von TES in thermische Kraftwerke, mit dem Ziel der Flexibilisierung. Dabei wird der Ansatz der Speicherung von Vorwärmenergie verfolgt. Durch die Integration von TES in thermische Kraftwerke, ist es möglich thermisch träge Bauteile, wie z.B. den Kessel temporär von der Wärmesenke zu entkoppeln. TES bieten die Möglichkeit die volle Dynamik der Turbine auszuschöpfen und Energie, die bei aktuellen technischen Möglichkeiten über die Umleitstationen entwertet wird effizienter zu nutzen.

Die betrachteten Speicherkonzepte bieten folgende Flexibilisierungspotenziale für thermische Kraftwerke:

- Entkopplung Kessel und Turbine
- Speicherung von Vorwärmenergie mit hohen Be- und Entlade-leistungen
- Spitzenlastbereitstellung durch Abschaltung Hochdruck-Vorwärm-schiene
- Lebensdauer- und Wirkungsgradsicherung durch konstante Kessel-betriebsparameter
- hohe Laständerungsgeschwindigkeit durch Leistungsabwurf in den Speicher möglich
- Regelenergiebereitstellung durch Ein- und Ausspeichern von Hoch-druck-Vorwärmenergie
- Kesselan- und Abfahrbypass mit zeitlicher Verschiebung
- Kesselwarmhaltung über Speicher
- keine zusätzlichen verlustbehafteten Wärmeübertrager (direktes Speicherkonzept)
- geringe Exergieverluste möglich
- beliebige Skalierbarkeit durch Behälterkaskaden bzw. Vielrohr-speicher
- relativ platzsparend durch senkrechte Anordnung der Behälter-kaskaden
- kostengünstiges, verfügbares, ungefährliches Speichermedium

2. Integration und Speicherkonzept

2.1 Einführung

Im Zuge der Arbeiten [8, 9] der Autoren dieses Beitrages wurden prinzipiell mögliche TES, Speichermedien und deren Integrationsmöglichkeiten in den Wasser-Dampf-Kreislauf analysiert und bewertet. Für die Integration eines TES in den Wasser-Dampf-Kreislauf eines thermischen Kraftwerkes wurden die in Abbildung 1 dargestellten Integrationspunkte untersucht. Die Betrachtungen ergaben, dass die Speicherung von Vorwärmenergie in der HD (Hochdruck)-Vorwärmerschiene (Integrationspunkte A, 2, 4, 5, 6a) und in der ND (Niederdruck)-Vorwärmerschiene (Integrationspunkte 6, 7, 8) hohe Potenziale bieten.

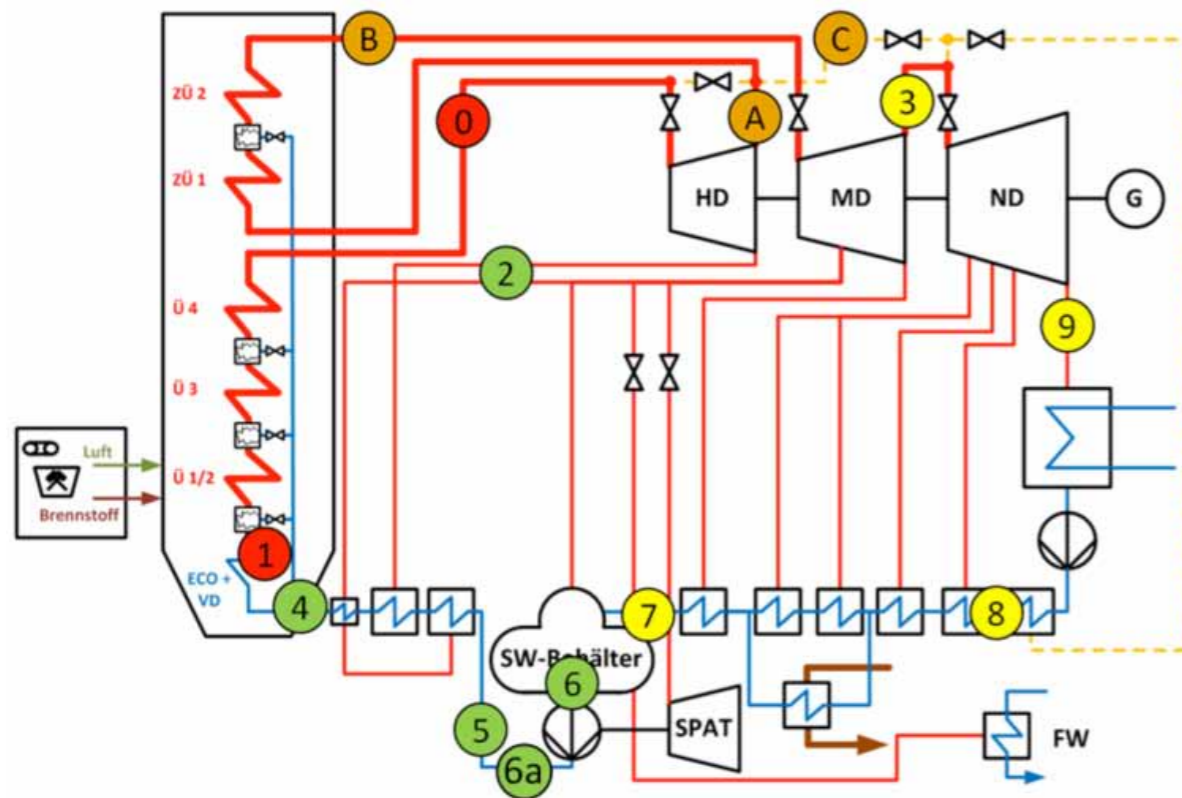


Abb. 1: Schematische Darstellung eines Kraftwerksprozesses mit möglichen Integrationspunkten für thermische Energiespeicher [8]

In den Untersuchungen wurde festgestellt, dass Wasser, trotz seiner Druck-abhängigkeit, für die favorisierten Integrationspunkte das optimale Speichermedium darstellt. Wasser wird im Kraftwerksprozess eingesetzt, ist unkompliziert im Umgang und am Kraftwerksstandort verfügbar. Des Weiteren bietet Wasser den großen Vorteil, ohne zusätzliche Wärmeübertrager direkt im Wasser-Dampf-Kreislauf arbeiten zu können. Dies erhöht die Effizienz des Speichersystems und trägt somit maßgeblich zum Exergieerhalt der eingespeicherten Energie bei. Wasser besitzt im Umfang der betrachteten Speicherdauer aufgrund seiner geringen Wärmeleitfähigkeit sehr gute Schichtungseigenschaften. Dies ermöglicht in einem direkten Speichersystem die Regelung der an der Speicherung beteiligten Masse des Speichermediums. Dadurch wird stets die maximale Temperatur aufrechterhalten, ohne dass nennenswerte Exergieverluste eintreten.

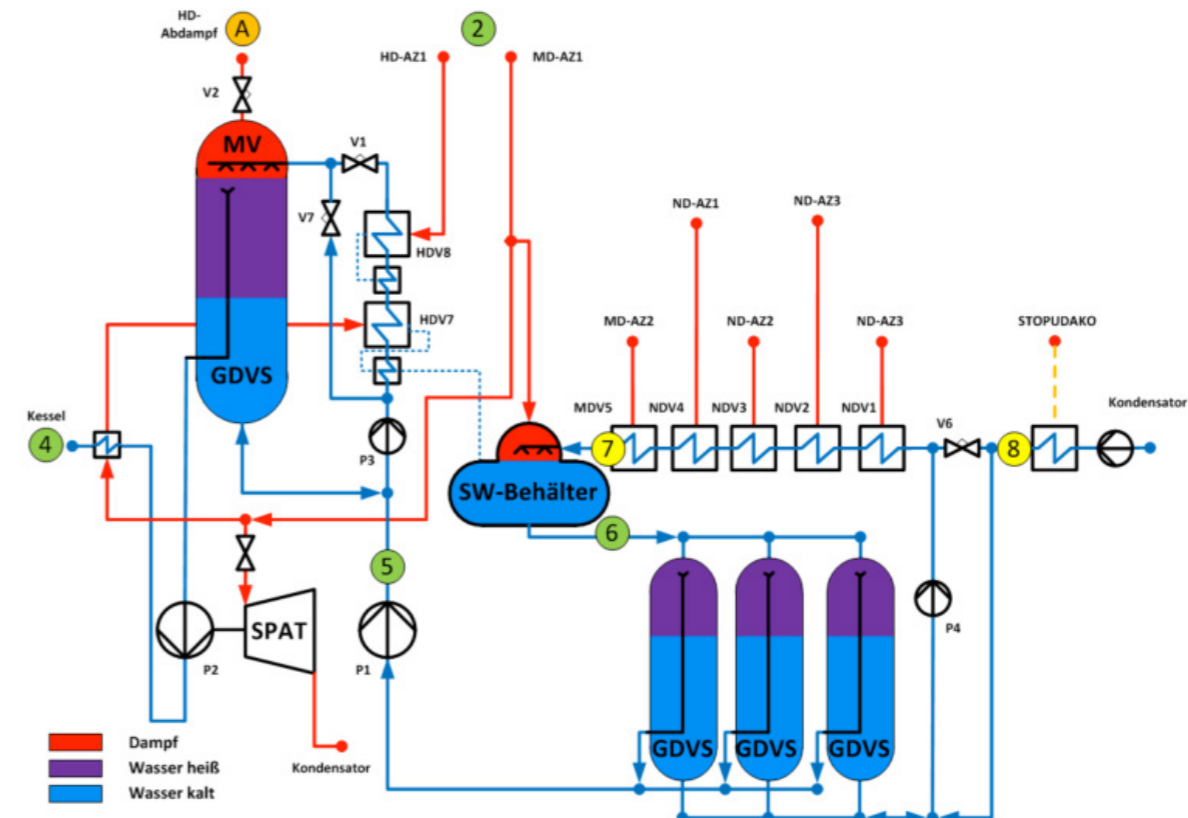


Abb. 2: Schematische Darstellung des Speicherkonzeptes zur Speicherung von Vorwärmenergie [9]

Weiterführende Betrachtungen zu Speichersystemen, welche mit dem Speichermedium Wasser arbeiten, führen zur Wahl eines Gleichdruck-verdrängungsspeichers (GDVS) [9]. Um möglichst hohe Leistungen direkt, ohne zusätzliche Wärmeübertrager, einspeichern zu können, wird der GDVS mit einem Mischvorwärmer (MV) kombiniert. Im Ergebnis der Untersuchungen wurde das in Abbildung 2 dargestellte Speicherkonzept entwickelt, welches in der HD-Vorwärmerschiene einen GDVS mit MV und in der ND-Vorwärmerschiene eine GDVS-Kaskade als thermischen Energiespeicher zur Flexibilisierung einsetzt. Die dargestellte Behälterkaskade verdeutlicht die individuelle Ausbaufähigkeit des Speicherkonzeptes sowohl in der ND- als auch in der HD-Vorwärmerschiene.

2.2 Funktionsweise GDVS im Hochdruckteil

Der GDVS im HD-Teil wird parallel zu den HD-Vorwärmern angeordnet und dient primär der Einspeicherung von Vorwärmenergie aus HD- und MD-Anzapfdampf. Sekundär kann der Speicher zur kurzzeitigen Entkopplung von Kessel und Turbine genutzt werden. Dies ist möglich, indem HD-Abdampf bzw. Frischdampf, der über den HD-Bypass (Umleitstation) entspannt und gekühlt wird, per MV kondensiert und in den GDVS eingeschichtet wird. Das Konzept zur Einbindung des TES im Hochdruckteil ist in Abb. 2 links dargestellt. Bei diesen Betriebsweisen ist jedoch darauf zu achten, dass der entnommene Massenstrom an HD-Abdampf begrenzt ist, da dies mit einer Verringerung des Kühlmassenstromes für die Zwischenüberhitzer (ZÜ) einhergeht.

2.3 Funktionsweise GDVS im Niederdruckteil

Im Grunde stellt die Integration von GDVS-Kaskaden in den ND-Teil eine Erweiterung des Speisewasserbehältervolumens (SW-Behälter) dar, welcher Schichtungsverhalten besitzt. Die Funktionsweise in der ND-Vorwärmerschiene entspricht der in der HD-Vorwärmerschiene. Wahlweise können hier ebenfalls Mischvorwärmer eingesetzt werden, um ND-Anzapfdampf direkt zu kondensieren. In Abb. 2 wird lediglich die Variante ohne Mischvorwärmer dargestellt, da diese deutlich einfacher ist und der Einsatz von Mischvorwärmern hier keine nennenswerten Vorteile bringt.

3. Versuchsanlage THERESA

Aus den Konzepten zur Implementierung thermischer Energiespeicher ist ersichtlich, dass durch die Integration solcher Speichersysteme ein deutlicher Eingriff in die Anlagentechnik von thermischen Kraftwerke vorgenommen werden muss. Damit verbunden sind die Entwicklung und Implementierung notwendiger Regelungskonzepte. Um diese zu entwickeln und zu validieren wurde an der Hochschule Zittau/Görlitz die Großversuchsanlage THERESA (Thermische Energiespeicheranlage) errichtet. Damit können die Auswirkungen der Integration von thermischen Energiespeichern in industrielle Wärmeprozesse im Labormaßstab experimentell untersucht werden.

Das Schema der Versuchsanlage (VA) THERESA ist in Abb. 3 dargestellt.

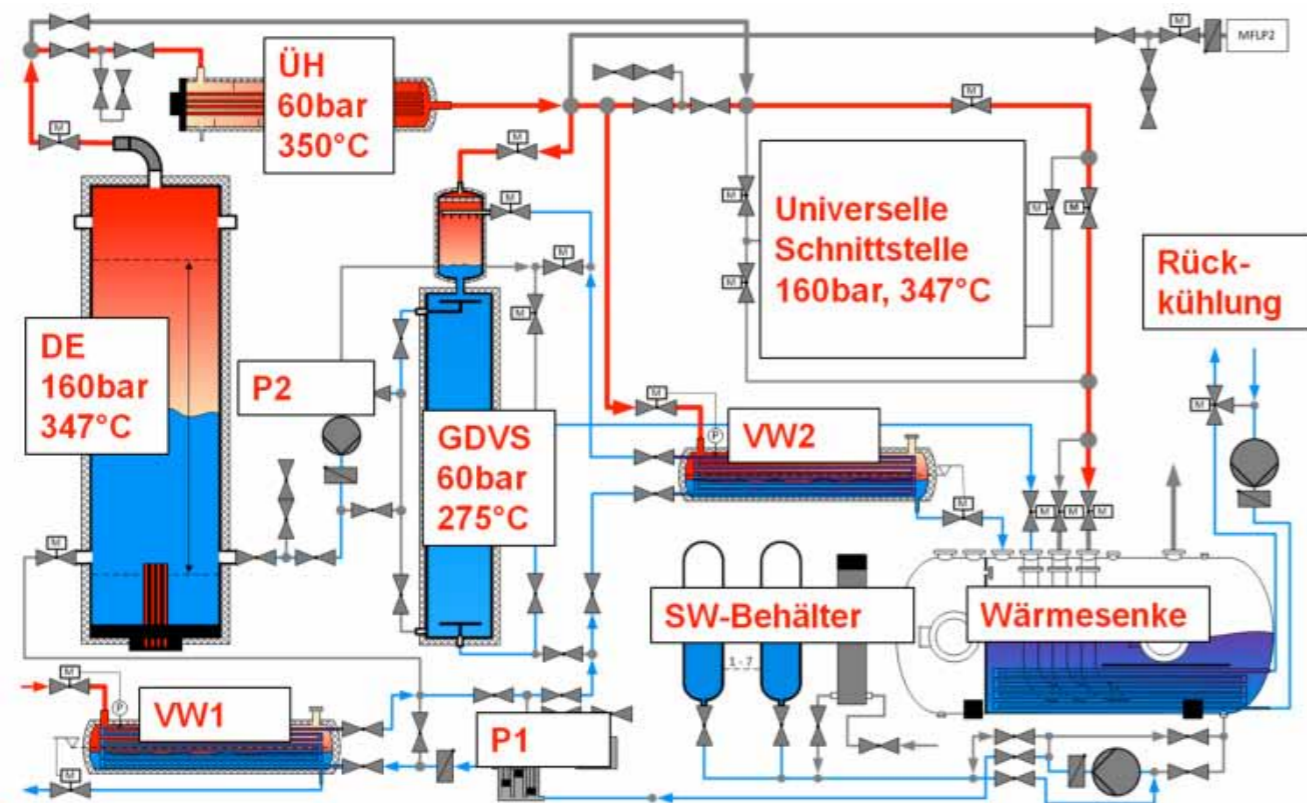


Abb. 3: Schematische Darstellung der Versuchsanlage THERESA

Die Anlage besitzt, analog zu industriellen Wärmeprozessen, einen Speiswasserbehälter (SW-Behälter), eine Speiswasserpumpe (P1), einen Niederdruck-Vorwärmer (VW1), einen Hochdruck-Vorwärmer (VW2), einen Druckbehälter/Dampferzeuger (DB/DE), einen elektrischen Überhitzer (ÜH) und eine Wärmesenke. Des Weiteren verfügt die Anlage über einen Gleichdruckverdrängungsspeicher (GDVS) mit Mischvorwärmer (MV), eine Hochdruckumwälzpumpe (P2) und über die Möglichkeit zur Erweiterung einer universellen Schnittstelle. An dieser Schnittstelle können zukünftig thermische Energiespeicherkonzepte oder neuartige Komponenten eingebunden und mit Heißwasser, Satttdampf und überhitzten Dampf beaufschlagt und untersucht werden.

Die Abb. 4 visualisiert die Versuchsanlage THERESA und bezeichnet die wesentlichen Komponenten.

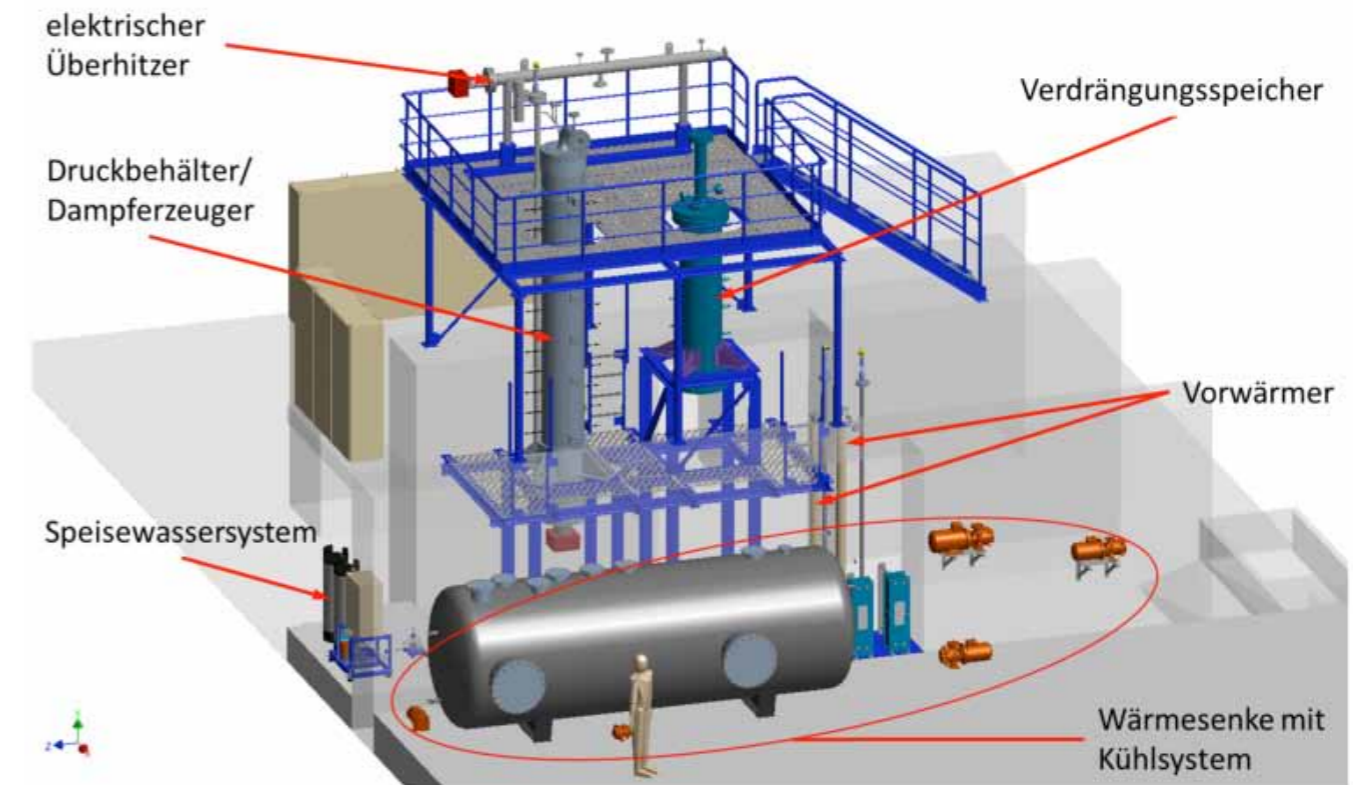


Abb. 4: 3D-Modell der Versuchsanlage THERESA

4. Ergebnisse und Zusammenfassung

Mit den dargestellten Einbindemöglichkeiten thermischer Energiespeicher in Kraftwerksprozesse besteht das Potential, die Turbine flexibel zu betreiben, d.h. Lasttransienten abzufangen. Das Speicherkonzept im Hochdruckteil ermöglicht die Bereitstellung einer hohen negativen Regeleistung (Beladeleistung), da im Mischvorwärmer direkt HD-Abdampf kondensiert wird. Die positive Regeleistung (Entladeleistung) ist durch den Speiswasser-massenstrom des jeweiligen Lastfalls begrenzt, kann jedoch durch die Abschaltung der ND-Vorwärmung weiter maximiert werden.

Die Beladung des thermischen Energiespeichers ermöglicht die Bereitstellung einer negativen Regeleistung mit hoher Dynamik zum Ausgleich von Lastschwankungen im Netz. Bei Betrachtung der Bilanz über das Be- und Entladen ist festzustellen, dass die Exergieverluste und der Wirkungsgradverlust gering sind.

Die Stärken des Speichersystems sind hauptsächlich in der Erhöhung der Flexibilität durch die temporäre Entkopplung von Dampferzeuger und Turbine, sowie der Reduzierung des Lebensdauerverbrauchs durch Kompensation hoher Laständerungsgeschwindigkeiten an heißen Bauteilen zu sehen.

Die aktuelle Situation im Strommarkt erfordert eine wissenschaftliche und technische Vorbereitung der Energieversorgungsunternehmen auf die Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen im Kraftwerkspark. Es ist zu erwarten, dass zukünftige Vergütungsmodelle die erforderlichen Investitionskosten für die Flexibilisierung berücksichtigen, um den weiteren Ausbau der Energiebereitstellung aus Photovoltaik und Windkraft zu ermöglichen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Eine quantitative Aussage zur Dynamik der Speichermodelle liegt ebenfalls im Fokus weiterführender Arbeiten. Die in DynStar [10] entwickelten Modelle zur Simulation des Mischvorwärmers und des Speicherbehälters der Versuchsanlage THERESA sind die Grundlage zur dynamischen Darstellung des Speicherverhaltens für kraftwerksrelevante Größenordnungen und Parameter. Die Modelle besitzen das Potential zur Analyse des Speicher- und Zeitverhaltens, sowie zur Prognose unterschiedlicher Be- und Entlade-betriebsweisen im Kraftwerksbetrieb. Die daraus abzuleitenden Erkenntnisse tragen wesentlich zur Entwicklung von Regelungskonzepten für die Implementierung thermischer Energiespeicher in Kraftwerksprozesse bei.

Die Arbeiten wurden vom Freistaat Sachsen und der Europäischen Union gefördert.

5. Referenzen

- [1] Sterner, M., Stadler, I. Energiespeicher- Bedarf, Technologie, Integration. Berlin-Heidelberg: SpringerVieweg, 2014.
- [2] Nitsch, J., T. Pregger, und M. et. al. Sterner. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht, Berlin: BMU, 2012.
- [3] Bauknecht, D., Koch, M., und E. et al. Tröster. Systemischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Energiesystem zur Integration der erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Vortrag zur Fachtagung Aktuelle Vorhaben zum Klimaschutz und zur Umsetzung der Energiewende, 13. und 14. Juni 2013, Berlin, Öko-Institut e. V., energynautics, Berlin
- [4] (UBA), Umweltbundesamt. 100 % erneuerbarer Strom. Energieziel 2050. Bericht, Dessau-Roßlau: UBA, 2010.
- [5] VDE, Energietechnische Gesellschaft im. Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland, ein notwendiger Baustein der Energiewende. Gesamttext, Frankfurt am Main: VDE-ETG, 2012.
- [6] VDE, Energietechnische Gesellschaft im. Energiespeicher für die Energiewende. Gesamttext, Frankfurt am Main: VDE-ETG, 2012.
- [7] VDE, Energietechnische Gesellschaft im. Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bericht, Frankfurt am Main: VDE-ETG, 2009.
- [8] Braun, S., Hölker, M, Schmidt, S., Klette, T. „Ergebnisse der Recherche zu thermischen Energiespeichern.“ Technischer Bericht, Zittau, 2012.
- [9] Braun, S., Kratzsch, A., Kästner, W. „Entwicklung eines Speicherkonzepts für das Referenzkraftwerk.“ Technischer Bericht, Zittau, 2013.
- [10] Fiß, D. Dynstar - Ein Simulationssystem für Verfahrens- und Automatisierungstechniker. Vortrag, Dortmund: Institut für Angewandte Informatik, 2003.

Ein neuartiges Konzept für Hochdruckelektrolyseursysteme in modularer Bauweise zur Produktion von Wasserstoff aus Überschussenergie erneuerbarer Quellen

Ulrich Rost, Jeffrey Roth, Michael Brodmann

Westfälische Hochschule Gelsenkirchen Bocholt Recklinghausen, Abteilung Westfälisches Energieinstitut, Neidenburgerstr. 43, D-45897 Gelsenkirchen

ulrich.rost@w-hs.de; jeffrey.roth@w-hs.de; michael.brodmann@w-hs.de

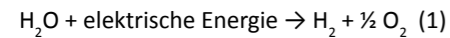
Für einen Energiesektor, der zukünftig im hohen Maße auf erneuerbaren Quellen beruht, sind Energiespeicher unverzichtbar, um die heute gewohnte Versorgungssicherheit auch in Zeiten geringer Einspeisung aus Wasser, PV- und/oder Windkraftanlagen garantieren zu können. Da konventionelle Speichertechnologien wie beispielsweise Pumpspeicher-kraftwerke durch fehlende mögliche Standorte in Deutschland nicht weiter ausgebaut werden, sind Alternativen notwendig. Es ist Konsens, hierfür emissionsarme Strategien zu entwickeln, um die gesetzten Ziele zur Reduktion von CO2 Emissionen zu erreichen. Neben Batterien, die vorzugsweise für Kurzzeitspeicher einzusetzen sind, bietet sich Wasserstoff als umweltfreundlicher Sekundärenergieträger an, der in großen Mengen gespeichert und in Brennstoffzellen mit hohem Wirkungsgrad emissionsfrei in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Da elementarer Wasserstoff nicht natürlich vorkommt, ist dieser zuvor zu generieren. Überschüsse aus regenerativen Energiequellen können hierfür ideal genutzt werden. In diesem Beitrag wird ein aussichtsreiches Konzept für einen modularen Hochdruckelektrolyseur vorgestellt, welcher erlaubt, Wasserstoff bei einem hohen Ausgangsdruck bereitzustellen. Durch den prinzipiellen Aufbau, ist ein beliebiges Druck-niveau am Ausgang nur von der mechanischen Stabilität der verwendeten Bauteile abhängig. Hierdurch ist es möglich, Wasserstoff direkt in einen Druckgasspeicher oder eine Pipeline zu produzieren, ohne einen zusätzlichen Verdichter nutzen zu müssen. Dies resultiert in signifikanten Kosteneinsparungen und verbessert den Systemwirkungsgrad zukünftiger Anlagen entscheidend.

1. Stand der Technik der PEM-Elektrolyse

Es ist der politische Wille, langfristig die weltweiten CO2 Emissionen so weit zu reduzieren, dass ein Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf zwei Grad Celsius begrenzt wird. Bei gleichzeitig steigendem Energiebedarf ist die Transformation des Energiesektors hin zu einer regenerativen Energie-wirtschaft notwendig, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ohne die Umwelt zu belasten. Das von der Bundesregierung im Jahr 2010 präsentierte Konzept zur Transformation des Energiesektors bis 2050, welches unter dem Begriff „Energiewende“ international bekannt ist, sieht vor, zukünftig einen Anteil von 80 % der benötigten elektrischen Energie aus erneuerbaren Quellen bereitzustellen, um einerseits CO2 Emissionen wesentlich einzusparen und andererseits die Abhängigkeit von Energieimporten zu überwinden.

Die wesentliche Schwierigkeit der Energiewende besteht darin, dass vor allem Photovoltaik und Windkraftanlagen extrem wetterabhängig sind, was eine genaue Vorhersage der Verfügbarkeit solcher Anlagen erschwert. 2014 sind bereits Anlagen mit einer Gesamtpeakleistung von über 60 GW in Deutschland installiert gewesen, wobei unvorhergesehene Wetterphänomene in der Vergangenheit immer wieder zu extremen Spotpreisen für elektrische Energie (positiv wie negativ) geführt haben. Es wird erwartet, dass die installierte Peakleistung auf bis zu 150 GW bis 2030 steigen wird [1]. Zur Kompensation unzureichender Einspeisung aber auch von Überschüssen vor allem aus Windkraftanlagen wird vorgeschlagen, Wasserstoffenergieanlagen mit einer Gesamtpeakleistung bis zu ±5 GW zur Bereitstellung positiver (Brennstoffzellen) und negativer Regelleistung (Wasserelektrolyse) in den bestehenden Kraftwerkspark zu integrieren [2, 3].

Die Wasserelektrolyse ist eine bekannte Technologie zur Herstellung von Sauerstoff und Wasserstoff. Durch das Prinzip der elektrochemischen Kompression kann ein erhöhtes Druckniveau ohne mechanische Verdichter erzielt werden. Die Umwandlung elektrischer Energie in chemische Energie erfolgt direkt ohne einen weiteren Verfahrensschritt, woraus sich ein hoher theoretischer Wirkungsgrad begründet. Die elektrochemische Reaktion folgt der Gleichung (Gl. 1).



Im Vergleich zu alkalischen Elektrolyseuren, die heute Stand der Technik für großtechnische Wasserstoffproduktionsanlagen sind [2, 3], weisen Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyseure (PEMEL) hohe Leistungsdichten, Ausgangsdrücke größer 30 bar sowie ein dynamisches Betriebsverhalten auf. Durch den Einsatz von ionenleitenden Membranen als Feststoffelektrolyt kann auf die Umwälzung flüssiger Elektrolyte verzichtet werden. Das Systemdesign wird dadurch erheblich vereinfacht und ein diskontinuierlicher, dynamischer Anlagenbetrieb wird ermöglicht. Daher eignen sich PEMEL im Besonderen für den Einsatz in einer auf fluktuierenden Energieanlagen beruhenden Energiewirtschaft auch für mögliche zentrale und dezentrale Speicherkonzepte [2, 3].

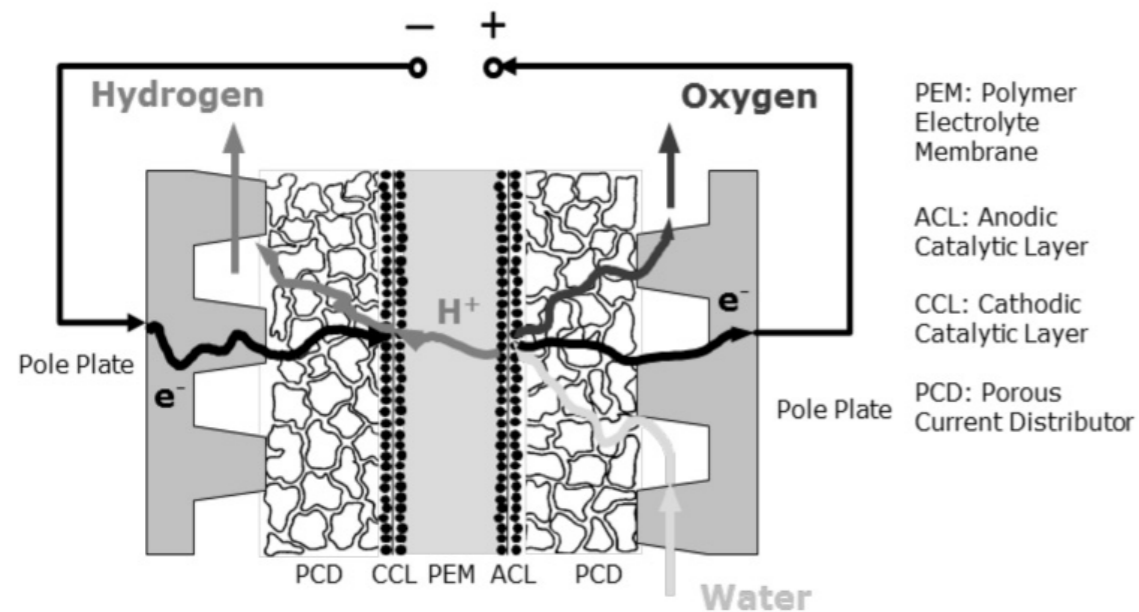


Abbildung 1: Schematischer Aufbau einer PEM Elektrolysezelle (im Schnitt)

Der schematische Aufbau einer PEMEL Einzelzelle mit protonenleitenden Membranen ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Kernkomponente ist hierbei die Membranelektrodeninheit (MEA), die zwischen zwei Polplatten mit makroskopischer Kanalstruktur (Flow Field) eingebettet ist. Eine MEA besteht aus einer ionenleitenden sowie elektrisch isolierenden Polymer-membran (PEM), die von beiden Seiten mit katalytischem Material in Kontakt ist (z.B. Platin oder Iridium). Hierbei wird zwischen der anodischen (ACL) und der kathodischen katalytischen Schicht (CCL) unterschieden. Mikroporöse und elektrisch leitfähige Strukturmaterialien (PCD) zwischen Polplatte und katalytischer Schicht sind einerseits für die elektrische Kontaktierung des Katalysators und andererseits für den Medienaustausch (Wasser/Gase) notwendig. Die Gasproduktion setzt bei Standardbedingungen ab einer Zellspannung von 1,48 V ein.

Technisch werden PEM-Elektrolyseure als Module aus vielen Einzelzellen aufgebaut, wobei die Zellen zu einem Stapel (Stack) miteinander verbunden werden. Die Zellen werden untereinander elektrisch in Serie verschaltet, um eine Steigerung der Produktionsrate bei konstantem Strom durch Anheben des Spannungsniveaus zu erreichen. Um den internen elektrischen Widerstand klein zu halten, werden die Polplatten bipolar ausgeführt, sodass sie eine Kanalstruktur von beiden Seiten aufweisen und ein Bauteil für zwei Halbzellen genutzt werden kann. Monopolare Zellen sind an den Enden des Stapels platziert, um das Modul abzuschließen. Mittels massiver Druckplatten, die über Zuganker miteinander verbunden sind, wird der Stapel ver-spannt [2, 3].

Ein wesentliches technisches Merkmal bei der Stapelung der Zellen ist die Kontaktierung der Komponenten untereinander. Die Verspannung des Stapels hat hierbei einen wesentlichen Einfluss, da der elektrische Kontaktwiderstand zwischen zwei Materialien vom Verpressdruck abhängig ist. Um die Porosität der MEA Komponenten nicht soweit herabzusetzen, dass die Medienbewegung von und zum Katalysator herabgesetzt wird, ist der Verpressdruck zu optimieren. Auch die mechanische Zerstörung (z.B. Punktion) der PEM (Materialstärke kleiner 200 µm) ist zu verhindern. Darüber hinaus ist es notwendig, die Druckverteilung über der elektrochemisch aktiven Fläche gleichmäßig zu halten, um lokal unterschiedliche Stromdichten (Gasproduktionsraten) zu verhindern. Eine inhomogene Stromdichteverteilung kann in einer lokalen Überhitzung der Zelle resultieren, was das Ausfallrisiko des Elektrolyseurstapels erhöht [4].

Aufgrund der bei klassischen Konzepten zu erwartenden inhomogenen Druckverteilung können Elektrolyseure dieser Bauart vielfach, insbesondere bei größer werdenden Zellflächen, nicht mit der grundsätzlich möglichen Leistungsdichte dauerhaft betrieben werden. Aktuell am Markt verfügbare PEM-Elektrolyseursysteme bieten darüber hinaus nur eingeschränkt die Möglichkeit, auf unterschiedlichen Druckniveaus mit unterschiedlichen Lastprofilen betrieben zu werden. Die Auslegung dieser Systeme erfolgt meist auf ein Druckniveau bzw. einen möglichst stabilen Arbeitspunkt, was sich vorteilhaft in Bezug auf die Lebensdauer und das Wärmemanagement auswirkt. Es gibt aber bereits Bestrebungen, PEM-Wasserelektrolyseure angepasst an die Erfordernisse der Produktion volatiler Energiequellen zu betreiben [5].

2. PEM-Elektrolyse auf Basis der hydraulischen Verpressung

Bei dem gemeinschaftlich mit der Firma iGas GmbH (Solingen) entwickelten PEM-Hochdruckelektrolyseur wird der mechanische Ansatz zur Ver-spannung eines Stacks durch das Prinzip der hydraulischen Verpressung von Einzelzellen ersetzt. Bei diesem Verfahren werden die PEMEL-Zellen separat in Taschen verbracht, welche sich in einem Druckbehälter befinden (vgl. Abbildung 2). Die Konstruktion sieht vor, dass dieser Druckbehälter mit einer Hydraulikflüssigkeit befüllt wird, wobei die Einzelzellen vollständig von der Flüssigkeit umspült werden. Im Betrieb wird das Druckniveau innerhalb des Druckbehälters angehoben, sodass sich der Hydraulikdruck homogen auf die aktive Fläche der PEMEL-Einzelzellen überträgt und die Zellen optimal verpresst werden können. Weitere Informationen zur Konstruktion sind [6, 7] zu entnehmen. Es konnte bereits gezeigt werden, dass durch die hydraulische Verpressung Zellen mit nahezu beliebiger Fläche entwickelt werden können.

Mit einer geeigneten Drucknachführung ist es möglich, den Anpressdruck Δp in Abhängigkeit des Betriebspunkts und der Zellcharakteristik dynamisch zu regeln. Darüber hinaus kann eine Kühlung des Stacks durch die Umwälzung des Hydraulikmediums erreicht werden. Durch die vollständige Umspülung der PEMEL-Einzelzellen ist die Wärmeabfuhr überall homogen, wodurch lokale Hotspotbildung und damit wahrscheinliche Degradationseffekte insbesondere im Hochleistungsbetrieb wesentlich reduziert werden können.

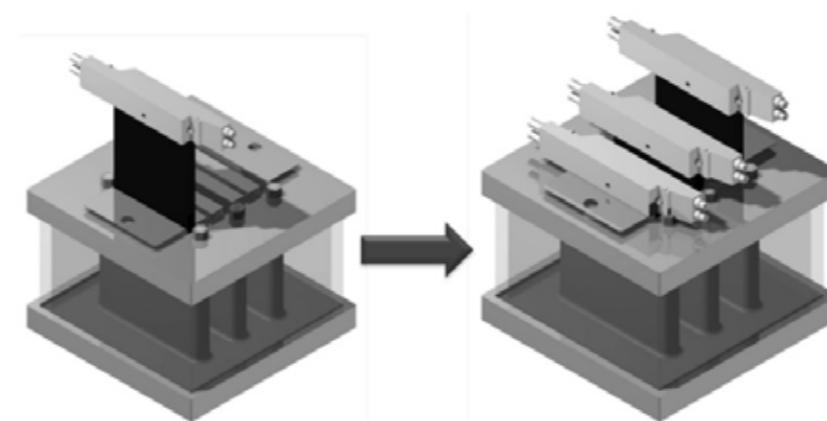


Abbildung 2: Schematische Darstellung des PEMEL-Stacks in Taschenbauweise auf Basis der hydraulischen Verpressung von Einzelzellen

¹ Öffentlich gefördertes Projekt (ZIM, Fördernummer: KF2687002ZG3)

Durch die Möglichkeit, den Hydraulikdruck variabel einzustellen, ist eine Regelung entwickelt worden, welche die Verpressung dem Innendruck der Zellen anpasst. Steigt während der Gasproduktion das Druckniveau innerhalb der Anode bzw. Kathode, wird durch die Drucknachführung sichergestellt, dass der optimale Anpressdruck der Zellkomponenten bei jedem beliebigen Gasdruck erhalten bleibt. Dies wird dadurch erreicht, dass der Verpressdruck p_3 der Zellen um den entsprechenden Betrag erhöht wird (Gl. 2). Dieses Prinzip ist in [8] weiter ausgeführt.

$$p_1 = p_2 = p_3 - \Delta p \quad (2)$$

Mit diesem Verfahren (vgl. Abbildung 3) ist es prinzipiell möglich, den Gasdruck des produzierten Wasserstoffs (und Sauerstoffs) beliebig zu steigern. Begrenzend wirkt hier die mechanische Stabilität der verwendeten Komponenten des Gesamtsystems (Druckbehälter, Durchführungen etc.). Der Einsatz von nachgeschalteten mechanischen Kompressoren, um das benötigte Druckniveau zur Speicherung der Gase zu erzielen, kann somit vermieden werden. Dadurch können der Gesamtwirkungsgrad signifikant verbessert und Anlagenkosten eingespart werden.

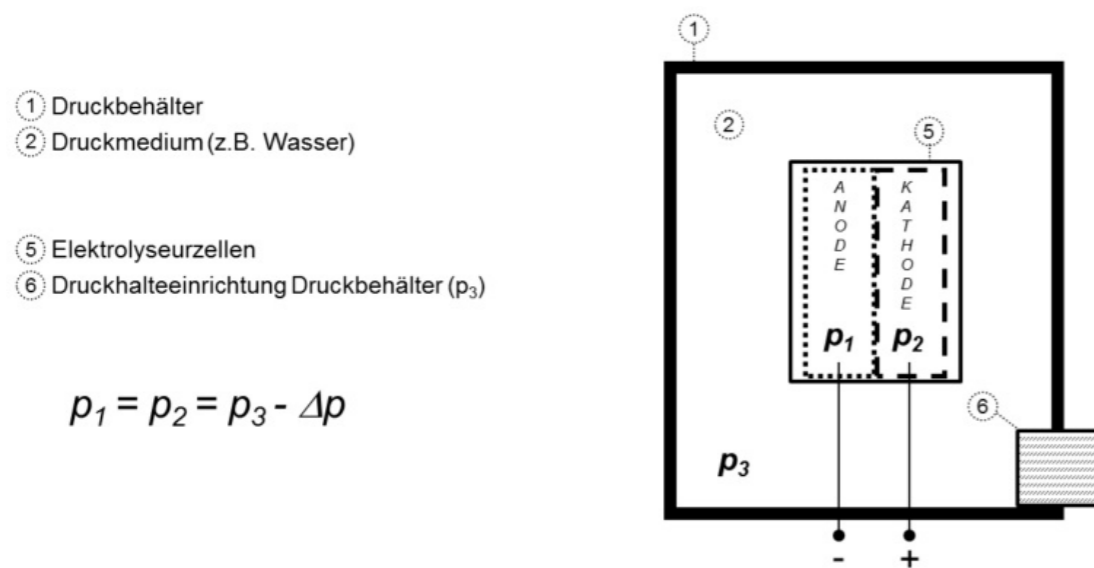


Abbildung 3: Prinzipielles Blockschaltbild des Hochdruckelektrolyseurs mit hydraulischer Verpressung

3. Untersuchungen am Labormuster

Um die Machbarkeit des vorgestellten Prinzips zu demonstrieren, ist eine Laborstudie mit vier Einzelzellen und einer aktiven geometrischen Fläche von 100 cm^2 (je Zelle $5 \text{ cm} \times 5 \text{ cm}$) entwickelt worden. Ein Fokus dieser Entwicklung liegt auf der zukünftigen Fertigbarkeit im industriellen Maßstab. Darüber hinaus sind die verwendeten Komponenten hinsichtlich ihrer Kosten ausgewählt worden. Die Zielvorgabe ist ein Systemdesign mit einer spezifischen Leistungsaufnahme von etwa 2 W pro cm^2 geometrischer Zellfläche. Um einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erzielen, soll die Zellspannung möglichst $1,8 \text{ V}$ nicht überschreiten.

Um die Kosten für den Zellaufbau niedrig zu halten, werden für den Labor-prototypen keine aufwändig fertigmachen Polplatten verwendet. Ein Titanblech mit einer Vertiefung für die Stromverteiler (PCD) ist für die Funktion des Elektrolyseurs als ausreichend identifiziert worden. Hiermit beschränkt sich das Zelldesign auf die Auswahl geeigneter PCD sowie der mit Katalysator beschichteten Membran (CCM). Der Einsatz von Titan ist hierbei notwendig, um die Elektrodenkomponenten vor Korrosion zu schützen.

Im Verlauf der Entwicklung wurden unterschiedliche MEAs aufgebaut. Als PCD sind hierbei Titangitter von Dexmet®, Titan-Vliese von Fumatech® und gesinterte Titanplatten von GKN verwendet worden. Außerdem sind CCMs von Fumatech® (fumea®) sowie von DuPont® (Nafion® 117 (beschichtet)) untersucht worden. Die Tests sind in einem eigens entwickelten Prüfstand durchgeführt worden, der es ermöglicht, das Betriebsverhalten des Elektrolyseurs bei definierten Bedingungen zu analysieren. Es sind Einzelzellentests sowie Untersuchungen des Stacks durchgeführt worden. Als Stromquelle wurde eine DC Stromquelle vom Typ Deutronic D-IPS 40A/30V verwendet. Wasser ist anodisch sowie kathodisch im Kreis mit hoher Stöchiometrie gefahren worden. Die produzierten Gase werden bei einem definierten Druckniveau kontrolliert in eine Absaugung abgelassen. Zur Bestimmung des Betriebsverhaltens sind Strom-Spannungs-Kennlinien aufgenommen worden.

3.1 Elektrische Leitfähigkeit der verwendeten PCD

Vor ihrem Einbau sind die genutzten PCD hinsichtlich ihrer elektrischen Leitfähigkeit untersucht worden. Hierfür ist mit einer Vier-Punkt-Messung der Widerstand in der Fläche (in-plane, IP) sowie der Durchgangswiderstand in z-Richtung (through-plane, TP) ermittelt worden. Zur Einprägung des Messstroms ist ein Labornetzteil vom Typ Voltcraft PS 303 Pro verwendet worden. Der Spannungsabfall über der Probe wurde mit einem digitalen Nanovoltmeter vom Typ Picoset M3510A gemessen. Die Kontaktierung der Proben erfolgte bei definierten Anpressbedingungen von 6 bar. Die Ergebnisse der Messung sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: IP- und TP-Widerstand untersuchter PCD-Proben

	Gesinterte Titanplatten	Titan-Vlies	Titan-Gitter
R_{IP} [$\text{m}\Omega$]	0,01	1,30	136
R_{TP} [$\text{m}\Omega \text{ cm}^2$]	32,5	17,5	39,5

Aus den Voruntersuchungen zu den Stromverteilermaterialien hat sich ergeben, dass das Titan-Vlies optimale elektrische Eigenschaften aufweist. In weiteren Versuchen konnte eine hohe Porosität festgestellt werden, was die Eignung für den Einsatz im Elektrolyseur bestätigt. Für den Aufbau von Elektrolysezellen ist daher Titan-Vlies als PCD verwendet worden.

3.2 Testbetrieb des Elektrolyseurs

Für die Produktion von Sauerstoff und Wasserstoff ist eine minimale Zell-spannung von 1,48 V notwendig. Zur Erzielung wesentlicher Stoffumsätze ist die Zellspannung aber weiter anzuheben. Hierbei ergibt sich eine produzierte Gasmenge, welche nach dem Faraday Gesetz proportional zum Strom ist [1]. Trotz des Einsatzes korrosionsstabiler Materialien (z.B. Titan) sind die Elektrodenkomponenten vor Elektrokorrosion zu schützen. Daher ist das Spannungsniveau je Zelle unterhalb von 2 V zu halten. Der sich einstellende Strom ist für einen Spannungsbereich zwischen 1,45 und 2 V ermittelt worden (bei $T = 60\text{ °C}$). Polarisationskurven sind für die beiden untersuchten CCMs in Abbildung 4 dargestellt.

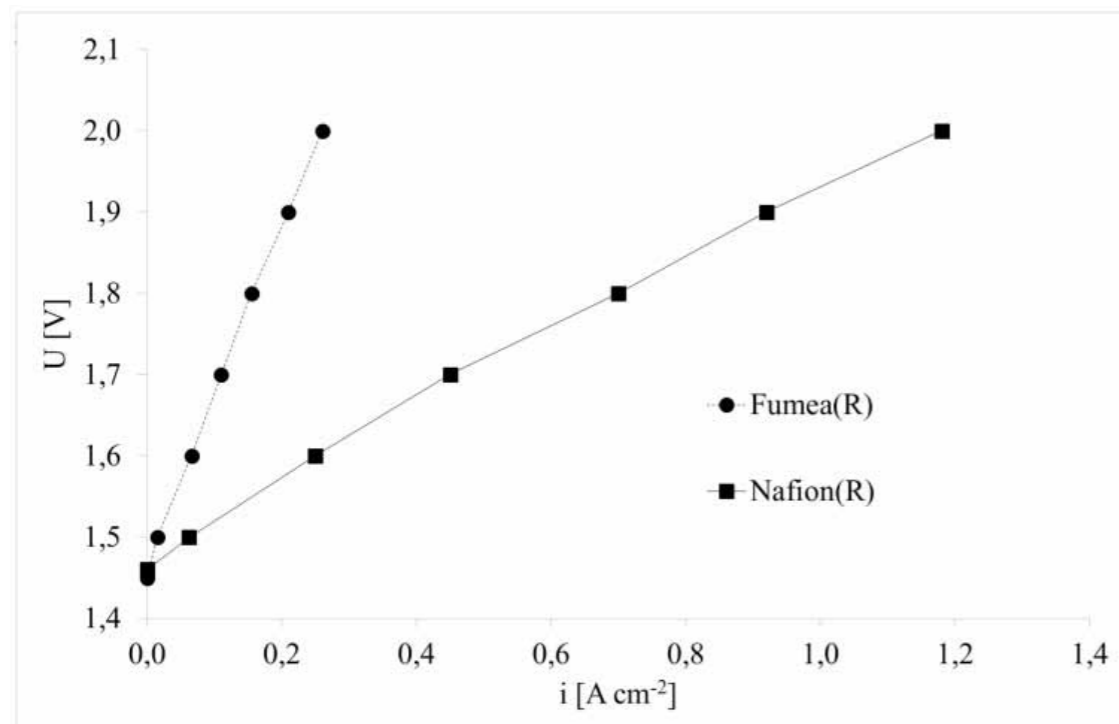


Abbildung 4: Polarisationskurven für hydraulisch verpresste Elektrolysezellen in Abhängigkeit der verwendeten CCM

Es ist zu erkennen, dass sich durch die unterschiedlichen Membran-materialien sowie eine unterschiedliche Katalysator-Zusammensetzung die Leistungsaufnahme der untersuchten Elektrolysezellen stark unterscheidet. Es wird vermutet, dass die Membran von Fumatech® für einen Betrieb bei 80 °C optimiert worden ist, was im Prüfstandbetrieb nicht untersucht werden konnte ($T_{max} = 60\text{ °C}$ aufgrund der verwendeten Prüfstandkomponenten). Der größere Membranwiderstand bei den untersuchten Temperaturniveaus führt daher zu geringeren Produktionsraten im Vergleich zu Zellen, die mit einer CCM von Ionpower® aufgebaut worden ist.

Mit dieser CCM ist bei einer Zellspannung von 2 V eine Leistungsaufnahme von etwa 2,4 W cm⁻² ermittelt worden. Dies entspricht einer Wasserstoff-produktion von 0,5 NI h⁻¹ cm⁻² bei einem spezifischen Energieeinsatz von 4,8 kWh Nm⁻³. Der Stackwirkungsgrad liegt somit bei etwa 75 % (bezogen auf den oberen Heizwert von Wasserstoff). Die Zielvorgaben bei einer Zell-spannung von 1,8 V konnten bei einer Betriebstemperatur von 60 °C nahezu erfüllt werden. Er wird erwartet, dass bei einer Betriebstemperatur von 70 bis 80 °C die Gasproduktion weiter gesteigert werden kann.

4. Referenzen

- [1] Deutsche Energie Agentur: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Ergebniszusammenfassung_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf, 2014
- [2] D. Stolten: Hydrogen and Fuel Cells, WILEY-VCH, Weinheim, ISBN 978-3-527-32711-9, 2010
- [3] T. Smolinka, M. Günther, J. Garcke: Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, NOW-Studie, http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE_Publikationen_NEU_2013/Publikationen_NIP/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf, 2011
- [4] F. Omer: Effects of bolt torque and contact resistance on the performance of the polymer electrolyte membrane electrolyzers, Journal of Power Sources, 281 (2015) 103–113
- [5] M. Sterner, I. Stadler: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration; Integration und Anwendung von Energiespeichern, Springer, Berlin Heidelberg, ISBN 978-3-642-37380-0, 2014
- [6] U. Rost, J. Roth, M. Brodmann: Modular Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell and Electrolyser Stack Design with Hydraulic Compression, DOI: <http://dx.doi.org/10.17877/DE290R-7265>, Power and Energy Student Summit 2015, Dortmund, 2015
- [7] U. Rost et al: Proof of Concept of a Novel PEM Fuel Cell Stack Design with Hydraulic Compression, Journal of Energy and Power Engineering, 9 (2015), DOI: 10.17265/1934-8975/2015.09.004
- [8] M. Brodmann et al.: Verfahren und System zum Betreiben eines Elektrolyseurs, Deutsche Patentschrift, DE102012018243A1, 2014

GeoFuelCells - Energieautarke Bohrlochsensorik mittels Brennstoffzellen

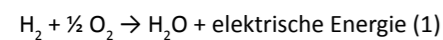
Cristian Mutascu, Ulrich Rost, Michael Brodmann
Westfälisches Energieinstitut der Westfälischen Hochschule
energieinstitut@w-hs.de

Im Rahmen eines gemeinsamen Forschungsprojekts mit dem Titel „Energieautarke Bohrlochsensorik mittels Brennstoffzellen – GeoFuelCells“ wurde vom Geothermie-Zentrum Bochum und dem Westfälischen Energieinstitut, unterstützt aus dem Förderprogramm Ziel 2 (2007-2013 EFRE) des Landes NRW, ein brennstoffzellenbasiertes Energieversorgungssystem für Bohrloch-Anwendungen entwickelt.

1. Brennstoffzellen in der Tiefbohrtechnik

Eine grundlegende Aufgabe in der Tiefbohrtechnik ist die Überwachung des Bohrprozesses sowie der in situ (unmittelbar vor Ort erfolgenden) Charakterisierung von Reservoirs noch während der Explorationsphase. In herkömmlichen Anlagen ist dies nur mit sehr hohem Aufwand möglich, da die elektrische Energie zur Versorgung der Sensorik entweder über Leitungen in das Bohrloch transportiert oder aus Batterien gespeist werden muss. Beide Systeme haben entscheidende Nachteile. Batterien beispielsweise altern schnell und haben eine hohe Selbstentladung bei steigender Temperatur. Auch die zurzeit verwendeten Li-Monozellen sind den Temperaturen bei Bohrtiefen von mehreren Kilometern, bei einer Erwärmung von ca. 3 bis 6 K pro 100 Meter, nicht gewachsen.

Brennstoffzellen sind elektrochemische Energiewandler, die sehr effizient chemisch gebundene Energie in elektrische Energie umwandeln. Wasserstoff und Sauerstoff reagieren, wobei Produktwasser entsteht und elektrische Energie frei wird. Die Umwandlung erfolgt hierbei direkt ohne einen weiteren Prozessschritt. Die elektrochemische Reaktion folgt Gleichung (1).



Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellen (PEM-BZ) zeichnen sich aufgrund des Einsatzes von elektrisch isolierenden und ionenleitenden Membranen als Feststoffelektrolyt durch eine kompakte Bauform und eine hohe Leistungsdichte aus. Es ist möglich, die Brennstoffzelle dynamisch zu belasten. Die Beständigkeit der Membran ist bis 100° C gegeben, wobei spezielle HT-PEM (Hochtemperatur-PEM) bei 150 bis 200° C betrieben werden können [1].

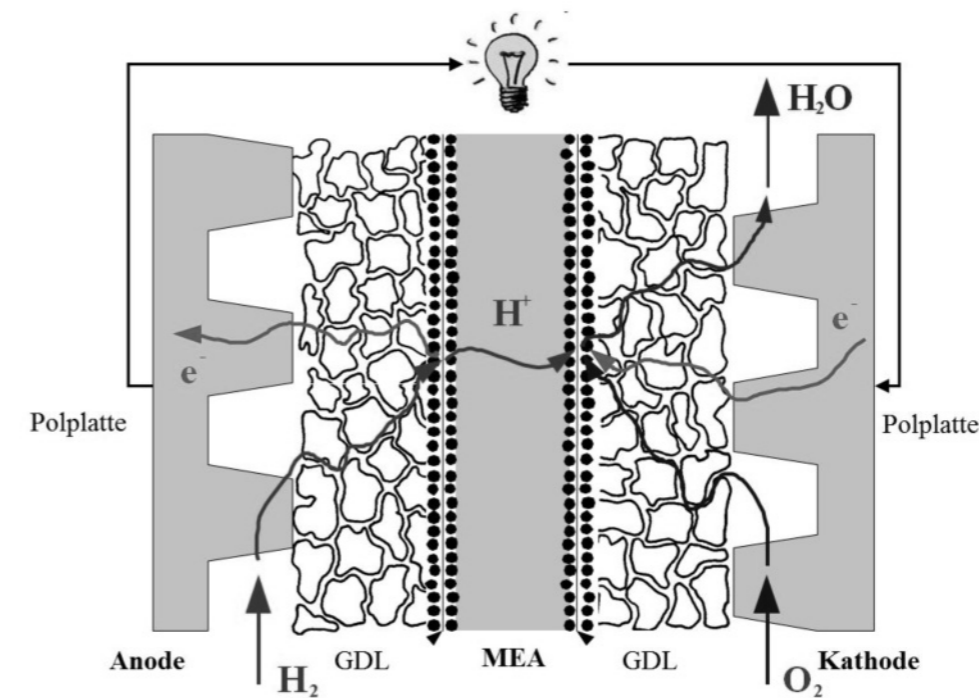


Abbildung 1: Schematischer Aufbau einer PEM-Brennstoffzelle (im Schnitt)

Der schematische Aufbau einer PEM-Brennstoffzelle mit protonenleitender Membran ist in Abbildung 1 dargestellt. Eine Membran-Elektroden-Einheit (MEA – engl. membrane electrode assembly) bestehend aus einer katalysatorbeschichteten Membran sowie einer Gasdiffusionslage (GDL) auf jeder Seite ist zwischen zwei Polplatten eingelegt. Durch die Polplatten mit makroskopischer Kanalstruktur (Flow-Field) werden die Hauptgasströme geleitet. Auf der Anode wird Wasserstoff zugeführt, auf der Kathode Sauerstoff. Die Gase werden an Edelmetallpartikeln (bspw. Platin) in den katalytischen Schichten aufgespalten, wobei nur die an der Anode entstehenden Protonen durch die Membran transportiert werden. An der Kathode entsteht Produktwasser. Die freiwerdende elektrische Energie kann genutzt werden, um eine externe Last zu betreiben. Die Leerlaufspannung beträgt theoretisch 1,2 V [1].

Technisch werden PEM-Brennstoffzellen als Module aus vielen Einzelzellen aufgebaut, wobei die Zellen zu einem Stapel (Stack) miteinander verbunden werden. Die Zellen werden untereinander elektrisch in Serie verschaltet, um die Ausgangsspannung bei konstantem Strom anzuheben. Um den internen elektrischen Widerstand klein zu halten, werden die Polplatten bipolar ausgeführt, sodass sie auf beiden Seiten eine Kanalstruktur aufweisen und ein Bauteil für zwei Halbzellen genutzt werden kann. Monopolare Zellen sind an den Enden des Stapels platziert, um das Modul abzuschließen. Mittels massiver Druckplatten, die über Zuganker miteinander verbunden sind, wird der Stapel verspannt, um die Kontaktierungswiderstände gering zu halten [2, 3].

2. Das Gesamtsystem

Im benannten Projekt wurde ein Energieversorgungssystem entwickelt, das den Einsatz von PEM Brennstoffzellen als eine autarke und langzeit-verfügbare Energieversorgung grundsätzlich unter Beweis stellen soll. Im Weiteren soll ein HT-PEM-Brennstoffzellensystem entwickelt werden, das für Temperaturen oberhalb von 100° C und zudem für den Einsatz unter Vibrationen beim Bohren sowie den sich einstellenden Druckänderungen bis in große Tiefen geeignet ist.

In der ersten Entwicklungsstufe wurde das Gesamtsystem für einen Temperaturbereich bis ca. 100° C ausgelegt. Temperaturbegrenzend wirken in der Zelle selbst die eingesetzten Dichtungsmaterialien sowie die Materialien des Membransystems. Zudem müssen die Peripherie-komponenten (Pumpen, Ventile) und die eingesetzte Elektronik entsprechend temperaturfest sein. Für

den Betrieb in einem Bohrgestänge ist es nötig, ein neues Design der Brennstoffzelle und des Flow-Fields, angepasst an die runde Topologie mit einem Durchmesser von vier Zoll, zu entwickeln. Gleichzeitig sollen die Zellen dazu geeignet sein, den hohen mechanischen Beanspruchungen durch Vibration und Druck standzuhalten. Im Rahmen des Projekts musste zudem die Problematik der Dichtigkeit bei den verschiedenen Betriebstemperaturen näher untersucht werden, um geeignete Konzepte für den Brennstoffzellenstapel zu identifizieren.

Der Aufbau des finalen Brennstoffzellenstapels ist schematisch in Abbildung 2 gezeigt.

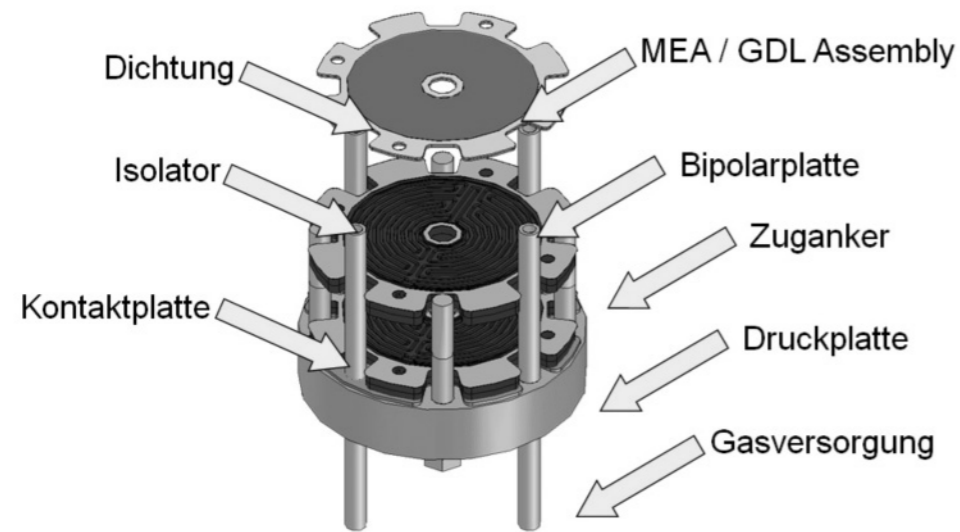


Abbildung 2: Schematischer Aufbau des Brennstoffzellenstapels

Nach der Entwicklung des Brennstoffzellenstapels wurden die wichtigsten Betriebsparameter angepasst, um einen ausgeglichenen Wasserhaushalt der Zelle zu erreichen. In Abbildung 3 ist eine unter Laborbedingungen ermittelte Polarisationskurve des entwickelten Brennstoffzellenstapels dargestellt.

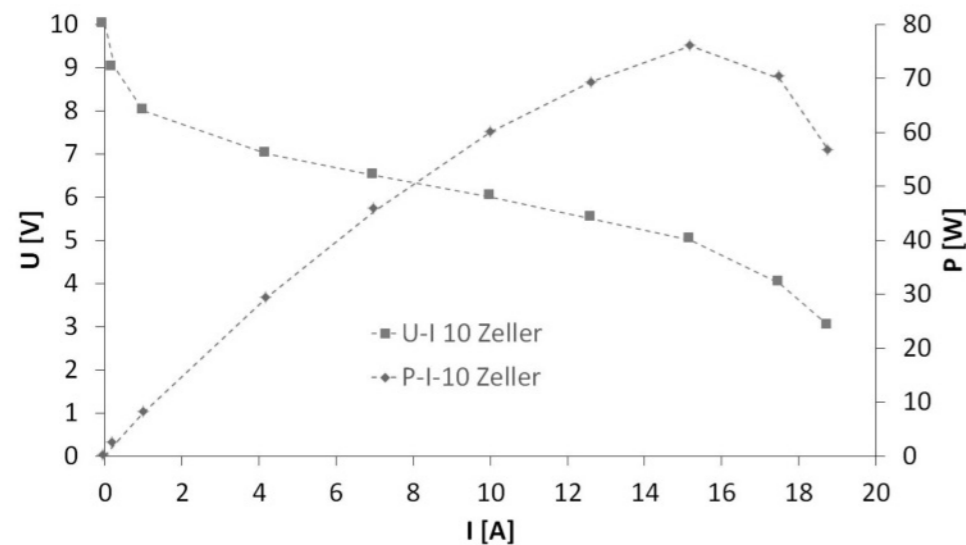


Abbildung 3: Polarisationskurve des Brennstoffzellenstapels unter Laborbedingungen

Der charakteristische Verlauf der Polarisationskurve der entwickelten Brennstoffzellen zeigt im Leerlauf eine Ausgangsspannung von 10 V. Je nach Belastung sinkt die Ausgangsspannung auf etwa 5 V im Punkt maximaler Leistung (etwa 75 W) ab. Die Peripheriekomponenten des Systems sowie die zu versorgende Sensorik benötigen jedoch eine geregelte Eingangsspannung, welche über eine Leistungselektronik aus den 5 V bis 10 V der Brennstoffzelle zu erzeugen ist.

Diese Leistungselektronik wurde im Rahmen des Projekts ebenfalls in einem zylindrischen Design entwickelt, wobei es vor allem galt, die anspruchsvollen Betriebsbedingungen (z.B. Umgebungstemperatur von ca. 100 °C) genauso wie die Anforderungen an das Bauvolumen zu erfüllen. Zudem wurde in der Leistungselektronik die Ansteuerung der Regelung des Gesamtsystems derart umgesetzt, dass ein autarker Betrieb gewährleistet ist. In den bis heute im Labor durchgeführten Tests konnte gezeigt werden, dass mit dem entwickelten System die gesetzten Ziele vollständig erreicht wurden. Weitere Erkenntnisse werden von dem noch ausstehenden Test im Bohrgestänge erwartet. Abbildung 4 zeigt eine Fotografie des Gesamtsystems (ohne Gas- und Kondensatbehälter).

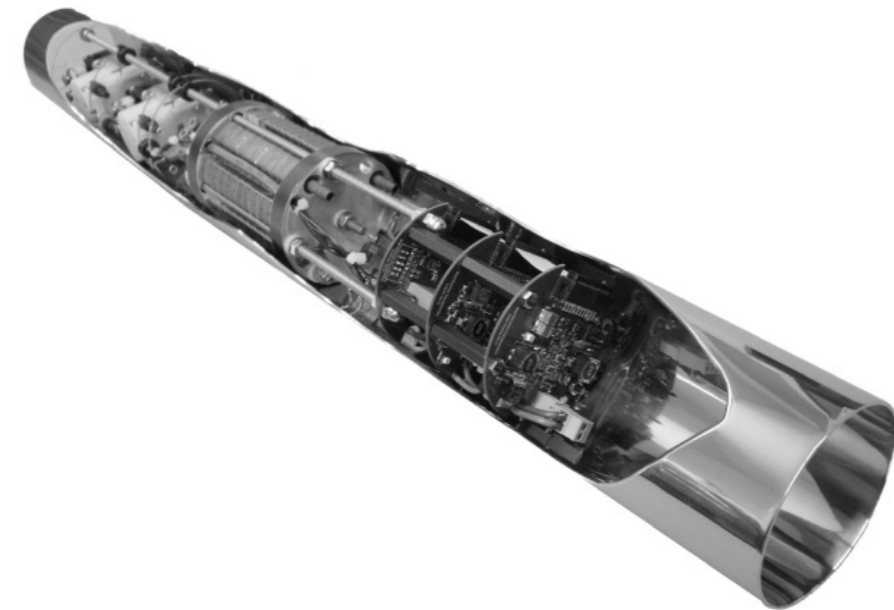


Abbildung 4: Fotografie der entwickelten Energieversorgungseinheit auf Basis einer PEM-Brennstoffzelle

3. Referenzen

- [1] D. Stolten: Hydrogen and Fuel Cells, WILEY-VCH, Weinheim, ISBN 978-3-527-32711-9, 2010
- [2] S. Park et al.: Simulation and experimental analysis of the clamping pressure distribution in a PEM fuel cell stack, International Journal of Hydrogen Energy 38 (2013) 6481 – 6493
- [3] U. Rost et al.: Proof of Concept of a Novel PEM Fuel Cell Stack Design with Hydraulic Compression, Journal of Energy and Power Engineering, 9 (2015) 775-783

Entwicklung von vollmodularen PEM-Brennstoffzellen- und PEM-Elektrolyseur-systemen mit segmentierten, planaren Polplatten

Christoph Sagewka, Ulrich Rost, Jeffrey Roth, Michael Brodmann
Westfälisches Energieinstitut der Westfälischen Hochschule
energieinstitut@w-hs.de

Im Rahmen der Energiewende ist eine Erweiterung der in das Verbund-netz integrierten Energiespeicher notwendig, um zukünftig die heute gewohnte Versorgungssicherheit trotz eines sehr hohen Anteils volatiler regenerativer Energieerzeugungsanlagen zu ermöglichen. Eine geeignete elektrochemische Methode zur umweltfreundlichen Zwischen-speicherung großer Energiemengen stellt die Wasserelektrolyse mit bedarfsorientierter Rückverstromung dar. Dabei können die dynamischen Einspeise- und Laständerungen im elektrischen Verbund-netz im besonderen Maße von Elektrolyseur- und Brennstoffzellen-systemen auf Basis von Polymer-Elektrolyt-Membranen (PEM) auf-gefangen werden.

Bestehende PEM-Systeme sind vor allem in ihrer konstruktiven Zell-größe und ihrer maximalen Leistung bei der Wasserstoff-produktion bzw. der Stromerzeugung stark begrenzt. Vor allem inhomogene Verpressungen großflächiger planarer Zellen in einem klassischen, mechanisch verspannten Stack führen zu hohen Leistungseinbußen. Zudem ergeben sich bei kleinen Stacks aufgrund der geringen Zell-spannung ungünstige Wandlungsverhältnisse zwischen Strom und Spannung für eine vor- bzw. nach-geschaltete Leistungselektronik. Ein neuartiges Stackkonzept mit segmentierten Polplatten bietet eine konstruktive Lösung für das Problem größerer aktiver Zellflächen und leistet einen Beitrag zur Entwicklung industriell einsetzbarer Hoch-druckelektrolyseure und Brennstoffzellen.

1. Problemstellung klassischer PEM-Systeme

In der Regel erfüllen PEM-Elektrolyseure und PEM-Brennstoffzellen nicht die notwendigen Kriterien, um direkt in dem elektrischen Verbundnetz eingesetzt werden zu können. Vor allem das niedrige Spannungsniveau macht eine elektrische Umformung auf höhere Spannungsebenen meist notwendig. Das gilt vor allem für Stacks mit wenigen Zellen.

Energetisch sowie wirtschaftlich ist es stets am vorteilhaftesten, wenn der Gradient zwischen Versorgungsspannung des Gleichrichters bzw. Wechselrichters und der Spannung des Elektrolyseur- bzw. Brennstoffzellen-Stacks möglichst gering ist. Dabei gilt, je höher der Betriebsstrom, umso größer ist die Verlustleistung bzw. desto aufwändiger wird die technische Umsetzung der Leistungselektronik, was sich direkt in den Kosten für ein Gesamtsystem widerspiegelt.

Um die Eingangs- bzw. Ausgangsspannung eines Elektrolyseur- oder Brennstoffzellen-Systems zu erhöhen werden Einzelzellen elektrisch in Reihe zu so genannten Stacks verschaltet. Hierdurch wird die elektrische Ausgangs-leistung des Moduls proportional zur Zellenzahl bei konstantem Strom erhöht. Die elektrischen Verluste der Einzelzellen untereinander (bspw. Kontaktierungsverluste) und zwischen Stack und Leitungselektronik sind dabei zu beachten.

Um dabei den internen elektrischen Widerstand auf Zellebene zu reduzieren, werden PEM-Stacks typischerweise über Zuganker mechanisch verspannt. Die punktuell eingeleiteten Kräfte werden hierbei über massive Druckplatten in der Fläche verteilt, wobei sich eine typische Druckverteilung einstellt, die zu Inhomogenitäten im Betrieb des Elektrolyseur- und Brennstoffzellen-stacks führen. Für den klassischen Stackaufbau ist diese ungleichmäßige Krafteinprägung ein wesentlicher Limitierungsfaktor für den Betrieb von Zellen mit sehr großer aktiver Zellfläche.

Das neuartige Konzept kann bei der hydraulischen Verpressung in Kombination mit segmentierten Polplatten die Nachteile bestehender PEM-Systeme konstruktiv beheben und den Gesamtwirkungsgrad zukünftiger PEM-System positiv beeinflussen.

2. Konzept der hydraulischen Verpressung

Im Rahmen des Vorhabens wird ein durch die Westfälische Hochschule patentiertes Stackkonzept verwendet, das nach dem Prinzip der hydraulischen Verpressung in Taschenbauweise arbeitet [1,2]. Brennstoff-zellen- oder Elektrolyseur-Einzelzellen werden hierbei in einem Stack in separate Taschen verbracht und hydraulisch durch ein Hydraulikummedium verpresst (vgl. Abb. 1).

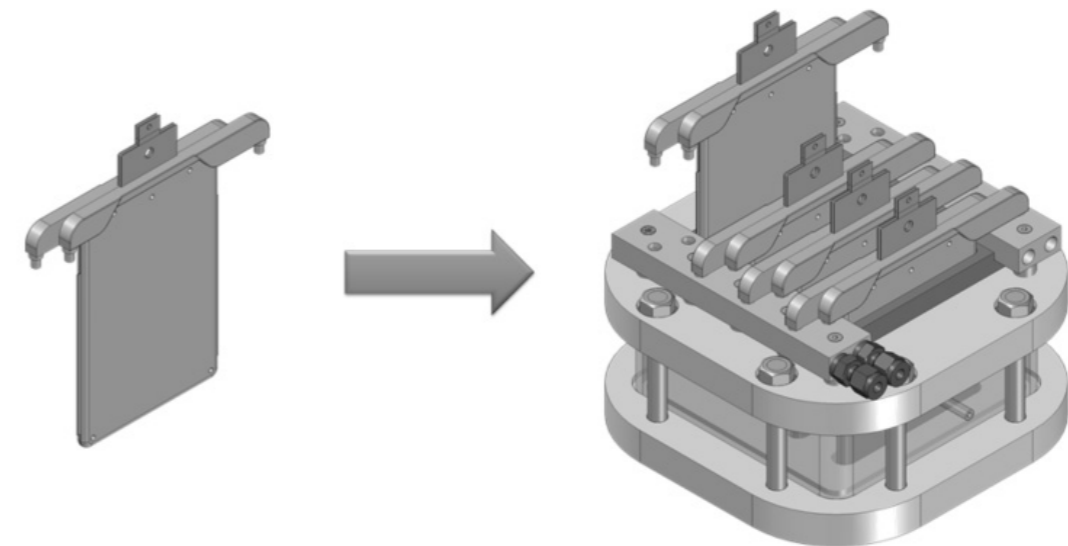


Abb. 1: Schematische Darstellung eines Einzellers und modularen Stacks in Taschenbauweise

Im Gegensatz zu einer mechanischen Verspannung von Einzelzern, ermöglicht das neuartige Design eine durchgängige, homogene und konstante Druckverteilung über die gesamte Oberfläche jeder Einzelzelle. Mittels eines Druckhaltesystems kann der Hydraulikdruck dynamisch variiert und auf optimale Betriebsbedingung eingeregelt werden. Die hydraulische Lösung bietet zudem die Möglichkeit der aktiven Kühlung oder Beheizung des Stacks durch Umwälzen des Hydraulikummediums [3, 4].

Degradationeffekte durch bspw. lokale Hotspotbildungen können insbesondere im Hochleistungsbetrieb durch eine aktive Temperaturregung wesentlich reduziert werden. Es konnte bereits für die Brennstoffzellen-technik gezeigt werden, dass die üblichen Skalierungseffekte, die bei klassischen Stackkonstruktionen mit mechanischer Verpressung auftreten und die realisierbare Leistung begrenzen, hier nicht eintreten [5].

3. Segmentierung der Polplatten

Die geringen Zellspannungen von jeweils ca. 1,5-2,0 V des PEM-Elektrolyseurs bzw. 0,6-0,9 V der PEM-Brennstoffzelle bei gleichzeitig auftretenden, hohen Stromstärken resultieren in ein nachteiliges Strom-Spannungs-Verhältnis bei großen aktiven Zellflächen. Auch das Konzept der hydraulischen Verpressung ohne segmentierte Polplatten könnte diesem Umstand auf planarer Zellebene (vgl. Abb. 1, links) nur ungenügend entgegenwirken. Zudem würden sich weitere Defizite bei großen aktiven Zellflächen u.a. durch die nicht unerheblichen ohmschen Verluste in den elektrischen Zuleitungen und Kontaktstellen des Stacks bzw. der Zellen aufgrund der einseitigen Stromabnahme quer zur aktiven Zellfläche zeigen.

Ein Ansatz hierfür eine technische Lösung anbieten zu können, resultiert aus der Idee, die einzelnen Zellen zu segmentieren. Die Zelle wird gastechnisch nach wie vor als eine einzige Zelle betrieben, aber elektrisch in mehrere Einzelbereiche unterteilt und geeignet verschaltet. Dies schafft die Möglichkeit mit einer ähnlichen Außengeometrie einen planaren Mehrzeller zu konstruieren, der mit geringeren Verlusten betrieben werden kann.

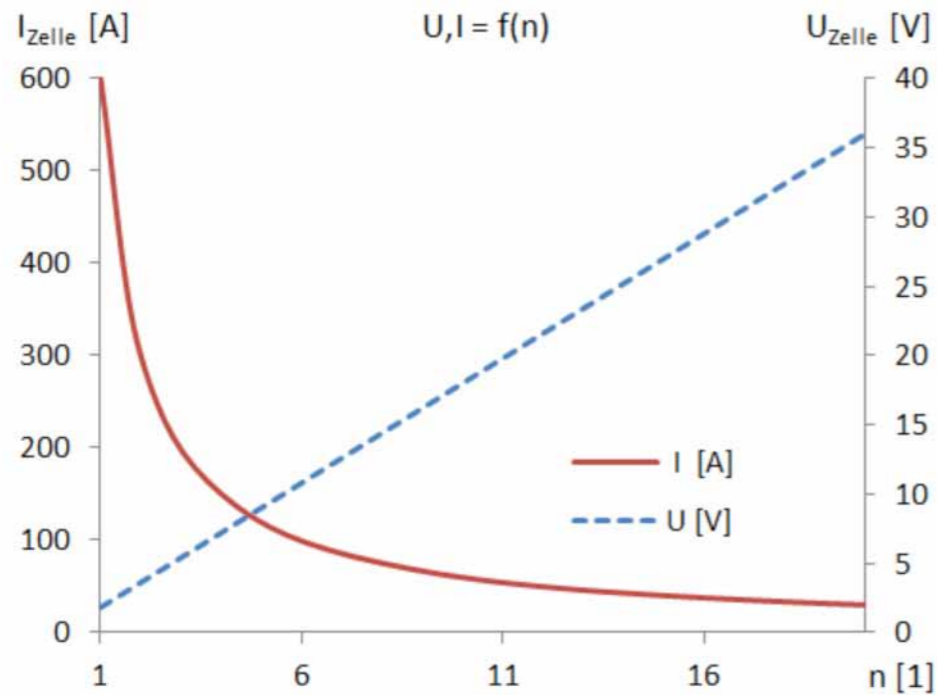


Abb. 2: U und I in Abhängigkeit von n bei idealer serieller Verschaltung (Elektrolyseur: @1,8V, 600cm², 1A/cm², P = 1080 W)

Durch die Unterteilung einer Polplatte in einzelne Segmente ist es möglich, die Vorteile der neuen Technologie mit hydraulischer Verpressung auszunutzen und große Zellflächen (große Leistung) für Stacks modular mit wenigen Zellen zu realisieren, wobei der Strom reduziert und die Spannung über einer planaren Zelle erhöht wird (bei P = konstant). Ohmsche Verluste von Kontaktwiderständen und Zuleitungen sind proportional zum Quadrat der Stromdichte und reduzieren sich entsprechend.

Abbildung 3 zeigt eine Darstellung einer assemblierten Einzelzelle mit planaren, segmentierten Polplatten mit einer Membran und geteilten Stromableitern. Diese Zell-Topologie besteht im Wesentlichen aus nachfolgenden Komponenten:

1. modularer Rahmen für Aufnahme der Segmente
2. (Vollflächige) Membran mit (segmentweiser) Beschichtungen
3. Zellsegment, Polplatte und Stromverteiler
4. Kontaktfahnen, elektrische Ableitung bzw. Zuleitung

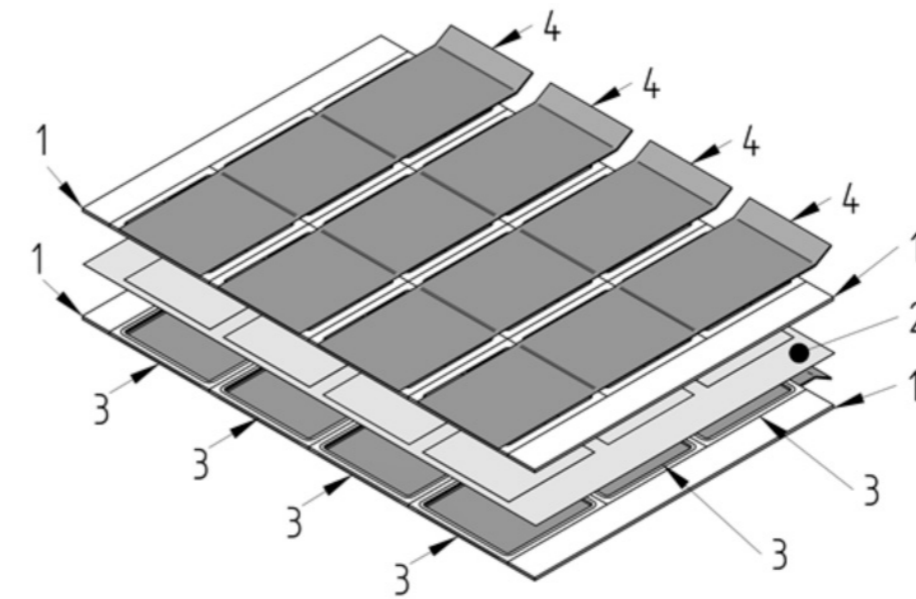


Abb.3: Skizze segmentierter Einzelpolplatten mit eingelegten Stromabnahmen

4. Forschungsprojekt „SEGPO“

In einem gemeinsamen Projekt des Westfälischen Energieinstituts in Kooperation mit den Firmen iGas, Obitronik und ProPuls soll in der nahen Zukunft die Entwicklung eines hydraulisch verpressten Elektrolyseurstacks mit segmentierten Polplatten vorangetrieben werden.

Ziel des Projekts ist der Aufbau eines vollmodularen, hochleistungsfähigen Hochdruckelektrolyseurs samt Zwischengleichrichter sowie die Weiterentwicklung zu einem Gesamtsystem, das sich aus mehreren Modulen dieser Art zusammensetzt. Die angestrebte Segmentierung planarer Zellen soll durch die Spannungserhöhung und die resultierende Stromreduzierung Ansätze zur weiteren Wirkungsgradverbesserung schaffen. Hierfür werden großflächige segmentierte Polplatten entwickelt und gefertigt. Auf Grundlage neuartiger Materialien soll eine Zelle entwickelt werden, die bei einer aktiven Fläche von rund 600 cm² mit einer Stromdichte von bis zu 4 A/cm² dauerhaft betrieben werden kann.

5. Referenzen

- [1] M. Brodmann, M. Greda, C. Mutascu, J. Roth: Vorrichtung zur Energiewandlung, insbesondere Brennstoffzellenstack oder Elektrolyseurstack. Patentschrift EP 2 510 571 B1, 2013
- [2] M. Brodmann, M. Greda: Modulare Stacks mit austauschbaren Teilen. Hydrogeit Verlag, Hzwei, 04/12, 2012, S. 14-15
- [3] U. Rost, M. Brodmann, V. Serban, C. Mutascu, J. Roth, B. Zekorn: State of the art of PEM fuel cells with a focus on a modular fuel cell stack with hydraulic compression. Polytechnische Universität Timișoara, Rumänien, Mecanica, Vol. 57 (71), Issue 2, 2012, S. 1-6
- [4] U. Rost, C. Mutascu, J. Roth, C. Sagewka, M. Brodmann: Proof of concept of a novel PEM fuel cell stack design with hydraulic compression. Journal of Energy and Power Engineering, 9 (2015), 2015, S. 775-783
- [5] J. Roth, M. Holländer, M. Brodmann: Modularer Brennstoffzellenstack in Taschenbauweise. Abschlussbericht SIGNO, Förderkennzeichen 03SHWB019, 2014

BOCell – eine mobile Energieerzeugungs- und Speichereinheit

Urban Frank
Institut für Mathematik- und Technikdidaktik (IMT), Hochschule Bochum
Urban.Frank@Hochschule-Bochum.de

Die Energieerzeugung durch Muskelkraft hat sich im Rahmen der Nutzung von alternativen Energien aktuell noch nicht kommerziell verbreitet. Bei BOCell handelt es sich um einen mobilen, mit Muskelkraft betriebenen Stromgenerator, der mit einer elektrischen Speicherzelle kombiniert wird. Dieser Aufbau ist leicht transportabel und kann lokal vor Ort zur Energieerzeugung im Zuge von beliebigen Veranstellungen genutzt werden. Durch seine kombinierte Speicherzelle kann er an einen Einspeisestandort verbracht werden und die gespeicherte Energiemenge in das öffentliche Stromnetz abgeben. Die Stromerzeugung wird durch zwei Spinning-Bikes realisiert, die mit jeweils einem Wechselstromgenerator gekoppelt sind. Zur Speicherung werden wahlweise Kondensatoren oder Akkumulatoren genutzt.

1. Einleitung

Auf der Grundlage eines Forschungsprojektes zur Nachhaltigen Entwicklung am Institut für Mathematik- und Technikdidaktik (IMT) der Hochschule Bochum wurde in einem Unterprojekt nach einfachen Möglichkeiten gesucht, den Energiebegriff für Besucherinnen und Besucher einer Ausstellung oder Veranstaltung individuell (be-)greifbar zu machen und ihnen die Dimension des Energiebegriffs spürbar zu vermitteln. Weiterreichende Ziele sind die Potenziale sinnvoller Energienutzung zu erkennen und daraus die Entwicklung von Handlungsalternativen zu ermöglichen. Es soll sowohl die Selbstwirksamkeit erfahrbar, als auch Teamarbeit initiiert werden. Aus dieser Zielsetzung resultierte der Bau des BOCells, eines experimentellen Aufbaus zur elektrischen Stromerzeugung durch kinetische Energie mit Muskelkraft auf zwei bis vier Spinning-Bikes, die schaltungstechnisch getrennt voneinander betrieben oder miteinander als eine Erzeugereinheit gekoppelt werden können. Der unvoreingenommene Benutzer kann alleine oder im Team durch Körpereinsatz die elektrischen Generatoren in einem Stromkreis antreiben und somit die Leistungsanforderungen unterschiedlicher Verbraucher „erfahren“ oder die elektrische Energie in der integrierten Speicherzelle lokal sichern. Wird der mobile Aufbau des BOCells wieder an seinen zentralen Einspeisestandort zurückgebracht, wird die gespeicherte Energie in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

1.1 Struktureller Aufbau der Anlage

Wird der BOCell als eigenständige, abgeschlossene elektrische Erzeuger- und Speichereinheit, wie in Abb. 1 dargestellt, betrachtet, so kann der Aufbau in drei elektrische Funktionsgruppen aufgeteilt werden.

- Der Wechselstromgenerator. Bei der Auswahl des Energiekonverters zur Umwandlung der durch Muskelkraft erbrachten kinetischen Energie in elektrische Energie fiel die Wahl, wegen der temporär und auch quantitativ sehr unsymmetrisch auftretenden Erzeugung, auf einen Wechselstromgenerator.
- Der Gleichrichter. Da bei dem Aufbau der Anlage ein elektrischer Gleichstromspeicher verwendet wird, muss hier ein Gleichrichter zur Wandlung des erzeugten Wechselstroms eingesetzt werden.
- Der elektrische Energiespeicher. Zur lokalen Sicherung der erzeugten Energiemenge können Akkumulatoren, Batterien oder auch Kondensatoren verwendet werden, Näheres dazu folgt in Kap. 1.2.

Diese drei elektrischen Elemente bilden mit der strukturellen mechanischen Einheit der Spinning-Bikes den mobilen Aufbau des BOCells. Die statische Verbindung dieser Elemente auf einer Platte ermöglicht sowohl den sicheren Betrieb, als auch den Transport dieser Einheit.

Den stationären Teil der Anlage bildet der Einspeisestandort, der in die folgenden beiden elektrischen Elemente aufgeteilt werden kann.

- Der Wechselrichter. Zur Einspeisung in das öffentliche Netz wird die Umwandlung des gespeicherten Gleichstroms in Wechselstrom benötigt.
- Der Zähler. Die mit dem Versuchsaufbau erzeugte Gesamtenergiemenge soll protokolliert werden und jederzeit am Einspeisestandort ablesbar sein.

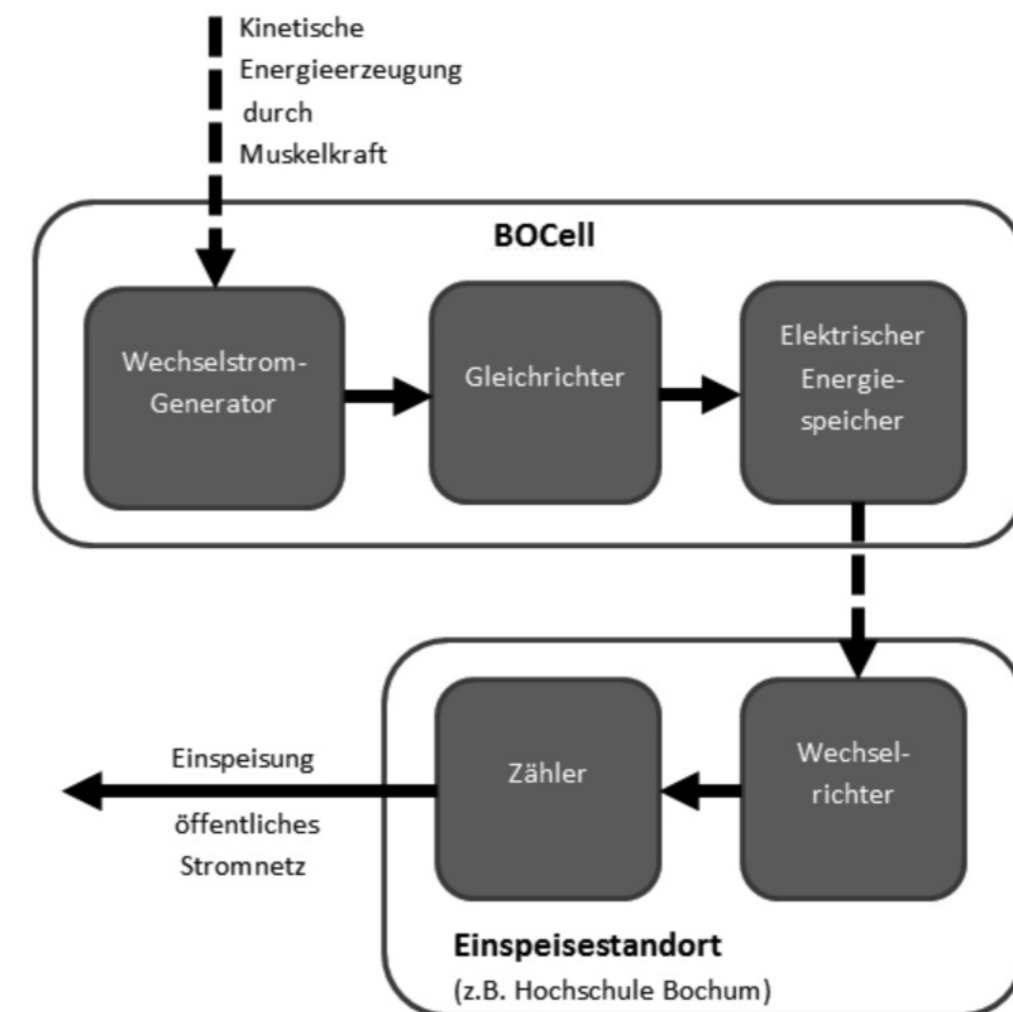


Abb. 1: Schematischer Aufbau BOCell und Einspeiseeinheit

1.2 Auswahl eines geeigneten Energiespeichers

Bei den Vorüberlegungen zur Auswahl eines Energiespeichers für die mobilen Elemente des Versuchsaufbaus wurden folgende Bewertungskriterien zu Grunde gelegt, vgl. [1]:

- **Lebensdauer.** Es wird eine hohe Zykluslebensdauer vorausgesetzt und wegen der noch nicht kalkulierbaren Häufigkeit des Einsatzes der Anlage sollte auch ein Energiespeicher verwendet werden, der nur langsam bei Nichtbenutzung altert.
- **Sicherheit.** Da der verbaute Energiespeicher im öffentlichen Raum im Rahmen von Veranstaltungen benutzt werden soll, dürfen nur Speichersysteme verwendet werden, die eine maximale Betriebs-sicherheit bieten.
- **Umweltverträglichkeit.** Da das Gesamtsystem BOCcell zu einer nachhaltigen Energienutzung mobilisieren soll, ist der Punkt der Umweltverträglichkeit des Herstellungsprozesses, die Laufzeit während des Betriebs und die abschließende Entsorgung äußerst wichtig.
- **Betriebskosten.** Hier sind die Abschreibung der Investitionskosten und die Kosten für etwaige Hilfsenergiemengen zu betrachten.

In der Vorauswahl sind die folgenden Speichersysteme als technisch realisierbar eingestuft worden vgl. [2]:

1. Redox-Flow-Akkumulatoren
2. Natrium-Schwefel-Batterien
3. Bleiakkumulatoren
4. Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Systeme zur Speicherung mechanischer Energie, wie Schwungradsysteme und solche, die mit einer Umwandlung in potentielle Energie arbeiten, wie z. B. Wasserspeichersysteme mit zwei Höhenniveaus, fielen wegen der nur aufwändig realisierbaren Mobilität aus der Betrachtung heraus.

Im Folgenden werden die vier ausgewählten Systeme unter den oben genannten Bewertungskriterien näher erläutert.

1.2.1 Redox-Flow-Akkumulatoren

Hierbei handelt es sich um einen Flüssigakkumulator, bei dem zwei flüssigkeitsspeichernde Elektrolyte in zwei unterschiedlichen Kreisläufen getrennt voneinander zirkulieren. Mittels einer galvanischen Zelle findet durch eine Membran der Ionenaustausch statt. Mögliche Elektrolyt-Paare sind Eisen-Titan, Eisen(III)-chlorid (FeCl₃) und Titanchlorid (TiCl₂), Vanadium, Brom und Polysulfide oder Zink und Brom sowie aktuell Eisen und Zink [3]. Die Lebensdauer einer solchen Batterie liegt nach Herstellerangaben inzwischen bei 10.000 Ladezyklen im Arbeitsbereich von 20 – 80 % der Kapazität [2]. Die Sicherheitsanforderungen sind bei zwei Elektrolytflüssigkeiten deutlich höher und nicht kostengünstig zu realisieren. Weiterhin ergeben sich durch die zwei Pumpkreisläufe viele durchströmte Verbindungen, die speziell vor Flüssigkeitsverlust gesichert werden müssen. Ein weiteres Problem ist im Vergleich zu Systemen mit nur einem Elektrolyten die Trennung der beiden Flüssigkeiten und der Verschleiß der Membran. Die Umweltverträglichkeit bei z. B. Eisen-Chrom Speichern ist mittelmäßig.

1.2.2 Natrium-Schwefel-Batterien

Die Arbeitstemperatur liegt bei Natrium-Schwefel-Batterien (NaS-Batterien) im Bereich von 290 °C bis 390 °C, da bei diesen Temperaturen die beiden Feststoffe Natrium und Schwefel flüssig sind. Die Membran für den Ionen-austausch bildet eine Keramikschiicht. Da NaS-Batterien die auftretende Reaktionswärme nutzen, um die Festkörper-Stoffe flüssig zu halten, ist diese Art von Energiespeicher für kontinuierliche tägliche Ladezyklen bestimmt. Bei längeren Zeiten der Inaktivität würde diese Batterie abkühlen und sich damit durch die entstehenden thermischen Eigenspannungen zerstören. Die Investitionskosten sind für solche Batteriesysteme sehr günstig [4]. Hingegen ist die Umweltverträglichkeit, speziell bei Herstellung und Recycling sehr schlecht.

1.2.3 Bleiakkumulatoren

Für Bleiakkumulatoren werden Elektroden aus porösem Blei verwendet, das von einem Elektrolyten umgeben ist [4]. Diese Systeme haben sich in großer Stückzahl als elektrischer Energiespeicher im Auto etabliert und sind dadurch sehr kostengünstig. Auch die Gewährleistung einer maximalen Betriebssicherheit lässt sich einfach, z. B. durch wartungsfreie Gelsysteme, realisieren. Sie sind allerdings recht schwer und besitzen nur eine eingeschränkte Lebensdauer. Auch die Ladefestigkeit ist mit 50 bis 2000 Ladezyklen sehr niedrig. Durch staatlich vorgeschriebene Recycling-programme ist die Umweltverträglichkeit recht hoch.

1.2.4 Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Bei Lithium-Ionen-Akkumulatoren werden sowohl für die negative und die positive Elektrode als auch für den Elektrolyten Materialien benutzt, welche Lithium-Ionen enthalten. Teilweise gibt es Bautypen, welche völlig flüssigkeitsfrei funktionieren. Sie sind im Vergleich zu Blei-Akkumulatoren sehr leicht und können gut mobil eingesetzt werden. Die Gewährleistung der maximalen Betriebssicherheit ist wegen dem geringeren Gewicht und der höheren Energiedichte im Vergleich zu Bleiakkumulatoren noch einfacher zu realisieren. Auch die Tiefenentladung über lange Zeiten der Nichtbenutzung ist recht niedrig. Die Ladezyklenzahl ist mit 800 bis 2500 mittelmäßig [2].

Tabellarisch kann die Untersuchung des geeigneten elektrischen Energiespeichers folgendermaßen zusammengefasst werden:

Tabelle 1: Vergleich unterschiedlicher elektrischer Energiespeicher

	<u>Redox-Flow-Akku</u>	<u>NaS-Akku</u>	<u>Blei-Akku</u>	<u>Li-Ionen-Akku</u>
<u>Lebensdauer</u>	gut	schlecht	schlecht	mittel
<u>Sicherheit</u>	schlecht	schlecht	gut	gut
<u>Umweltverträglichkeit</u>	mittel	schlecht	gut	gut
<u>Betriebskosten</u>	hoch	mittel	mittel	gut

1.3 Zusammenfassung

Die in dieser Arbeit verglichenen elektrischen Energiespeicher für die mobile Verwendung in dem experimentellen Aufbau des BOCcells legen nahe, sich bei der Auswahl des geeigneten Speichersystems für einen Lithium-Ionen-Akkumulator zu entscheiden. Keines der anderen verglichenen Systeme bietet die Betriebssicherheit, welche ein Li-Ionen-Akku ermöglichen kann. Auch der Punkt der Tiefenentladung ist im Fall der Nichtbenutzung sehr interessant, da sich noch kein Nutzungsverhalten des Aufbaus abschätzen lässt. Die mittelmäßige Zyklenzahl tritt nicht weiter in Erscheinung, da wir von einem mobilen, nicht täglichem, Einsatz der Anlage ausgehen und die Lithium-Ionen-Technologie als einzige Betrachtete einen guten Schutz gegen Tiefenentladung bietet.

2. Referenzen

[1] Prof. Dr.-Ing. W. Mauch, Dipl.-Ing. T. Mezger, Dipl.-Phys. T. Staudacher: Anforderungen an elektrische Energiespeicher. Stationärer und mobiler Einsatz, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, VDI Verlag, 2009

[2] Peter Radgen: Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung, Fallstudie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe, Herausgeber: Umweltbundesamt (UBA), ISSN: 1865-0538, 12/2007

[3] Wikipedia Eintrag für Redox-Flow-Batterie, <https://de.wikipedia.org/wiki/Redox-Flow-Batterie> [20.10.2015, 15:32]

[4] Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, 10/2006

Die Referenten/Autoren

Martin Bleider

ist seit 2014 wissenschaftlicher Mitarbeiter am FIR an der RWTH im Bereich Informationsmanagement. Er bearbeitet insbesondere die Themenbereiche Energiemanagement, IT-Strategie und IT-Komplexitätsmanagement.

Dipl. Med-Inf. Antje Bruhnke

studierte Medieninformatik an der Ludwig-Maximilians-Universität München. Sie war im Anschluss mehrere Jahre als IT-Beraterin bei einem Dienstleister für ECM und eCommerce in München und Bremen tätig. Aktuell arbeitet Frau Bruhnke als Projektmanagerin am FIR e.V. an der RWTH Aachen im Bereich Informationsmanagement in der Fachgruppe Informationslogistik. Ihr Schwerpunkt liegt auf der effizienten Bewertung und Bereitstellung von Informationen und Daten im Unternehmen.

Martin Doster

ist Functional Head International Office bei der DEKRA SE, Information Technology (IT). Seine Tätigkeitsfelder sind Analytik und Design von Informations-Prozessen auf Engineering- und Business-Ebene

Peter Endres

ist als Vertriebsleiter zuständig für den Vertriebsaufbau bei der GridSystronic Energy GmbH. Zugleich betreibt er mehrere Photovoltaik-Kraftwerke und projiziert PV-Anlagen; damit sind auch Stromvermarktungsmodelle (Mieterstrom, Regelenergie, Batteriespeicher, etc.) wichtige Fragestellungen seiner Arbeit.

Urban Frank

ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Mathematik- und Technikdidaktik der Hochschule Bochum und befasst sich mit 3D-Visualisierung und 3D-Virtualisierung sowie der Forschung im Bereich nachhaltiger Energienutzung

Dr. Lars Jendernalik

leitet den Bereich Operation Ruhr-Niederrhein im Spezialservice Strom der Westnetz GmbH, dem größten deutschen Verteilnetzbetreiber. Zuvor war er mehr als 10 Jahre in verschiedenen Bereichen des Asset Managements tätig. Er beschäftigt sich mit Fragestellungen der Verteilnetze, der Netzintegration dezentraler erneuerbarer Energien sowie speziell mit der Weiterentwicklung der Prozesse und Methoden des Assetmanagements, der Netzplanung und des Netzbetriebs seit mehr als 15 Jahren. Weiterhin leitet er national und international geförderte F&E-Projekte, die sich mit dem Themenspektrum Smart Grids und Netzplanung beschäftigen. Außerdem hält Herr Dr. Jendernalik eine Vorlesung zum Thema „Betrieb und Aufbau von Netzen“ an der TU Dortmund.

Prof. Dr. Alexander Kratzsch

leitet das Fachgebiet Messtechnik/Prozessautomatisierung (MT/PA) im Institut für Prozeßtechnik, Prozeßautomatisierung und Meßtechnik (IPM) und nimmt als Projektmanager fachgebietsübergreifende Aufgaben in der Organisation und Führung des Institutes wahr.

Prof. Dr. Ingo Kunold

ist Leiter des Instituts für Kommunikationstechnik der FH Dortmund und seit 2003 Sprecher der von der Landesregierung Nordrhein-Westfalen eingerichteten Kompetenzplattform Kommunikations-technik und Angewandte Signalverarbeitung NRW. Im Jahr 2013 wurde er zum Direktor der Ruhr Master School of Applied Engineering berufen, die zukünftig die Masterstudienangebote der Fachhochschulen im Ruhrgebiet koordiniert.

Cristian Mutascu

ist als wissenschaftlicher Mitarbeiter des Westfälischen Energieinstituts in der Arbeitsgruppe Wasserstoffenergiesysteme verantwortlich für die technische Entwicklung und Untersuchung von Brennstoffzellensystemen. Die Charakterisierung von Brennstoffzellen erfolgt hierbei in am Institut konzipierten Prüfeinrichtungen.

Ulrich Rost

promovierte an der Westfälischen Hochschule Gelsenkirchen in Kooperation mit der technischen Universität Temeswar, Rumänien im Bereich der Elektrodenentwicklung für Brennstoffzellen. Neben den materialtechnischen Aspekten lag der Fokus dieser Arbeit auf der Entwicklung der hydraulischen Verpressung für verschiedene elektrochemische Energiewandler. In laufende Forschungsvorhaben werden zurzeit die Vorteile der hydraulischen Verpressung für Brennstoffzellen, Elektrolyseure und Batteriesysteme untersucht.

Christoph Sagewka

ist wissenschaftlicher Mitarbeiter und Doktorand im Westfälischen Energieinstitut an der Westfälischen Hochschule Gelsenkirchen in der Arbeitsgruppe „Wasserstoffenergiesysteme“ unter Leitung von Prof. Dr.-Ing. Michael Brodmann. Die Arbeitsgruppe erforscht und entwickelt Brennstoffzellen- und Elektrolyseursysteme verschiedener Baugrößen, Nischenapplikationen auf Basis neuartiger Stackkonzepte sowie Batteriesysteme.

Carsten Wolff

Die Forschungsschwerpunkte von Carsten Wolff liegen im Bereich der Entwicklungsmethodik und Werkzeuge für Eingebettete Systeme, der Prozessorteknik und Entwicklung von Digitalelektronik, sowie im Transfer in Anwendungen im Bereich mechatronischer Systeme, Mobilkommunikation, erneuerbare Energien. Carsten Wolff ist Sprecher des Forschungsschwerpunkts „PIMES – Process Improvement for Mechatronic and Embedded Systems“ der Fachhochschule Dortmund. Zudem ist er PCC-Vertreter der FH Dortmund im ITEA2-Projekt „AMALTHEA4public“ und Projektleiter der DAAD Strategischen Partnerschaft „EuroPIM“. Er ist außerdem Studiengangleiter des „Masters Embedded Systems for Mechatronics“.

Die Herausgeber

Prof. Dr. Uwe Großmann



Prof. Dr. Großmann ist seit 1987 Professor für Mathematik und Datenverarbeitung an der Fachhochschule Dortmund in den Studiengängen Wirtschaftsinformatik und BWL. Seine Lehre findet statt in den Gebieten Wirtschaftsinformatik und Mathematik. Forschungsschwerpunkte liegen im Bereich Mobile Business, Mobile Systeme, Location Based Services (LBS) für mobile Endgeräte, deren Ergonomie, Akzeptanz und Wirtschaftlichkeit, insb. in den Bereichen Kultur- und Energiewirtschaft. Prof. Dr. Uwe Großmann Prof. Dr. Großmann ist seit 1987 Professor für Mathematik und Datenverarbeitung an der Fachhochschule Dortmund in den Studiengängen Wirtschaftsinformatik und BWL. Seine Lehre findet statt in den Gebieten Wirtschaftsinformatik und Mathematik. Forschungsschwerpunkte liegen im Bereich Mobile Business, Mobile Systeme, Location Based Services (LBS) für mobile Endgeräte, deren Ergonomie, Akzeptanz und Wirtschaftlichkeit, insb. in den Bereichen Kultur- und Energiewirtschaft. Prof. Großmann leitete und leitet mehrere nationale und internationale Drittmittelprojekte, ist InnovationsPartner der InnovationsAllianz der NRW-Hochschulen e.V. und Sprecher des Forschungsschwerpunktes „Mobile Business – Mobile Systems“ der Fachhochschule Dortmund. Prof. Großmann ist als Gutachter für nationale Förderprogramme tätig, ist Mitglied in Programmbeiräten nationaler und internationaler Fachkongresse und Fachjournale und koordiniert den Special Stream „Wireless Systems“ der IEEE-Konferenz IDAACS (Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems).

Prof. Dr. Ingo Kunold



Ingo Kunold erhielt 1992 den Ruf an die FH Dortmund und vertritt dort das Lehrgebiet Kommunikationssysteme und -netze. Er leitet seit der Gründung im Jahr 2001 das Institut für Kommunikationstechnik sowie seit 1995 den gleichnamigen Forschungsschwerpunkt und ist seit 2003 Sprecher der von der Landesregierung Nordrhein-Westfalen eingerichteten Kompetenzplattform Kommunikationstechnik und Angewandte Signalverarbeitung NRW. Schwerpunkte seiner Arbeiten in Forschung und Entwicklung sind Analyse- und Syntheseverfahren in der digitalen Signalverarbeitung, NGN Kommunikationssysteme und Energieinformationssysteme. Als Projektleiter führte er mehrere Forschungs- und Lehrprojekte auf nationaler und europäischer Ebene in den vorgenannten Bereichen in Zusammenarbeit mit Industriepartnern durch, wobei der Schwerpunkt der Arbeiten aktuell bei den Energieinformationssystemen liegt.

In der akademischen Selbstverwaltung der FH Dortmund war er als Prorektor für Forschung und Entwicklung sowie als Dekan des Fachbereichs Informations- und Elektrotechnik (IET) tätig. Er ist Vorsitzender der Akkreditierungskommission und Studiengangsleiter für den Masterstudiengang Informationstechnik sowie Koordinator für Internationales des Fachbereichs IET. Im Jahr 2013 wurde er zum Direktor der Ruhr Master School of Applied Engineering berufen, die zukünftig die Masterstudienangebote der Fachhochschulen im Ruhrgebiet koordiniert. Ingo Kunold ist auf der landes- und der nationalen Ebene als Fach- und Hauptgutachter im Bereich der Kommunikationstechnik und Signalverarbeitung tätig. Er ist seit 1982 Mitglied im VDE und im IEEE.

Prof. Dr. Christoph Engels



Prof. Dr. Christoph Engels studierte Informatik mit Nebenfach Elektrotechnik an der Technischen Universität Dortmund und der Ruhr-Universität Bochum von 1985 bis 1991. Seine beruflicher Werdegang umfasste Tätigkeiten als Softwareentwickler und -berater, als Projektleiter und als Technischer Vorstand eines mittelständischen Aachener Softwarehauses auf den Gebieten Business Intelligence, Simulation, Prognose und Optimierung für renommierte nationale und internationale Konzerne im Zeitraum von 1995 bis 2004. Seit 2004 ist er Professor für Technische Informatik und Business Intelligence an der Fachhochschule Dortmund und Vice President Consulting für die intulion GmbH. Er ist Sprecher des BMWi-Projekts IO.Netz mit den Projektpartnern Westnetz, entelgenio, intulion, TU Dortmund und FH Dortmund. Darüber hinaus ist er Sprecher des anerkannten und geförderten Forschungsschwerpunkts iBIS.

Zu den Themenfeldern seiner Beratung zählen die Strategische Asset-Optimierung, Referenznetzanalysen, Investitionsplanung, Revenue Management, Data Warehousing, Data Governance, Predictive Analytics, Simulation und komplexe Optimierung. Auf den Gebieten der Business Intelligence und des Strategischen IT-Alignments hat er mehrere Bücher verfasst.