

Uwe Großmann / Ingo Kunold /
Christoph Engels (Hrsg.)

Smart Energy 2016

Digitalisierung der Energieversorgung –
Treiber und Getriebene

■ E-Business

vwh

Großmann/Kunold/Engels (Hrsg.) · Smart Energy 2016

**Uwe Großmann / Ingo Kunold /
Christoph Engels (Hrsg.)**

Smart Energy 2016

**Digitalisierung der Energieversorgung –
Treiber und Getriebene**

vwh

Verlag Werner Hülsbusch
Fachverlag für Medientechnik und -wirtschaft

U. Großmann / I. Kunold / C. Engels (Hrsg.): Smart Energy 2016

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter <http://d-nb.de> abrufbar.

© Verlag Werner Hülsbusch, Glückstadt, 2016

vwh Verlag Werner Hülsbusch
Fachverlag für Medientechnik und -wirtschaft

www.vwh-verlag.de

Einfache Nutzungsrechte liegen beim Verlag Werner Hülsbusch, Glückstadt.
Eine weitere Verwertung im Sinne des Urheberrechtsgesetzes ist nur mit
Zustimmung der Herausgeber möglich.

Markenerklärung: Die in diesem Werk wiedergegebenen Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenzeichen usw. können auch ohne besondere Kennzeichnung geschützte Marken sein und als solche den gesetzlichen Bestimmungen unterliegen.

Korrektur und Satz: Werner Hülsbusch
Umschlag: design of media, Lüchow
Druck und Bindung: SOWA Sp. z o. o., Piaseczno

Printed in Poland

ISBN: 978-3-86488-112-1

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	7
Energiewirtschaft	
Volatile Balanced Power Generation	10
Ein technischer Lösungsweg zum Ausgleich der volatilen Stromerzeugung durch Kraftwerke mit hochflexibler Laststeuerung und integrierten thermischen Speichern	
<i>Martin Doster</i>	
Referenzprojekt Stedin „USEF“	23
<i>Christian Köhler, Robert Lorenz</i>	
Anreize für die Verbreitung von Elektrofahrzeugen	26
<i>Andreas Sesing</i>	
Digitalisierung der Energiewende	36
Wo stehen wir heute?	
<i>Ralf Steppeler</i>	
Datenmodelle	
Integration einer Datenanalytik in Energieinformationssysteme produzierender Unternehmen	44
<i>Marcel Graus</i>	
Digitalisierung. Einfach. Machen.	56
<i>Peter Karcher, Claudius Hundt</i>	
Referenzmodell einer Energieinformationssystemarchitektur (EnISA) für produzierende Unternehmen	63
<i>Marco Roscher</i>	
Verteilte Systeme	
Dezentrale Ansätze für den robusten Verteilnetzbetrieb	78
<i>Thomas Aundrup</i>	

Smart Lighting – Licht aus dem Netzwerk <i>Hannes Bauer</i>	87
Hochskalierbare Software-Architekturen für die intelligente Verarbeitung von Daten und die flexible Integration virtueller Dienste in Smart Grids <i>Florian Rademacher, Markus Kuller, Jonas Sorgalla, Nursi Karaoglan, Philipp Heisig, Jörg Bauer, Sabine Sachweh, Ingo Kunold</i>	93
Die Referenten/Autoren	115
Die Herausgeber	119
Programmbeirat der Konferenz „Smart Energy“ 2016	121

Vorwort

In diesem Jahr findet zum siebten Mal die Konferenz „Smart Energy“ in Dortmund statt. Das diesjährige Thema der Konferenz lautet „Digitalisierung der Energieversorgung – Treiber und Getriebene“. Veranstaltet wird die Tagung auch in diesem Jahr durch die Ruhr Master School (FH Dortmund, Hochschule Bochum und Westfälische Hochschule) in Zusammenarbeit mit der Alcatel-Lucent Stiftung und unter der Schirmherrschaft der Ministerin für Innovation Wissenschaft und Forschung NRW, Svenja Schulze.

Das hochaktuelle Thema der Digitalisierung wird thematisch in den beiden Podiumsdiskussionen grundsätzlich und bezogen auf regionale Aspekte, insbesondere im Hinblick auf die Strom- und Wärmeversorgung, aufgegriffen.

Der vorliegende Tagungsband fasst die Vorträge der Tagung in drei thematischen Blöcken zusammen. Im ersten Teil stehen Aspekte der Energiewirtschaft im Mittelpunkt. Die Autoren beschäftigen sich mit den Herausforderungen volatiler Erzeugung, mit Anreizmechanismen für die Verbreitung von Elektromobilität und berichten aus aktuellen Projekten. Der zweite Abschnitt fokussiert datengetriebene Ansätze im Bereich der Digitalisierung. Die Autoren beschreiben verschiedene Mechanismen für ein Energiemanagement im industriellen Umfeld. Der dritte Abschnitt greift aktuelle Themen im Bereich IoT-Anwendungen und Lichttechnik im Smart Home und der Cloud sowie in dezentralen robusten Verteilnetzen auf.

Wie auch in den Jahren zuvor konnten wir auf die Unterstützung der Alcatel-Lucent-Stiftung für Kommunikationsforschung (Stuttgart) 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, Herrn Heinz Friedmann (Alcatel-Lucent Stiftung) 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 Mercator-Stiftung) bedanken. Insbesondere danken wir dem

Rektor der Fachhochschule Dortmund, Herrn Prof. Dr. Schwick, für die stetige Begleitung und Förderung der Tagung. Auch der Deutschen Arbeitschutzausstellung (DASA) gilt unser aufrichtiger Dank für die sehr gute Zusammenarbeit und die bewährte Unterstützung.

Dortmund, im Oktober 2016

Uwe Großmann, Ingo Kunold, Christoph Engels

Energiewirtschaft

Volatile Balanced Power Generation

Ein technischer Lösungsweg zum Ausgleich der volatilen Stromerzeugung durch Kraftwerke mit hochflexibler Laststeuerung und integrierten thermischen Speichern

Martin Doster

DEKRA SE, Handwerkstr. 15, 70565 Stuttgart

martin.doster@dekra.com

Die Kenntnis des komplexen elektro-physikalischen Gesamtsystems unseres kontinental-europäischen Versorgungsnetzes (UTCE) mit seinen elektromechanischen, elektrodynamischen und thermodynamischen Eigenschaften der Regelkraftwerke ist für die Digitalisierung von grundlegender Bedeutung. Neue Kraftwerkstypen und die volatile Erzeugung, die HGÜ-Übertragungstechnik, auch neue Verbrauchertypen wie z.B. die Elektromobilität bringen neue System-Determinanten ein. Dies führt verstärkt zu Unsicherheiten im kontinental-übergreifenden Systemverhalten. Unschärfe Kenntnisse des technisch-physikalischen Systemverhaltens haben zur Folge, dass die künftig digital getragene Funktionsebene der Steuerungs- und Regelungsprozesse ihre Wirkung leicht verfehlen kann.

Die Optimierung des Systemverhaltens der elektro-physikalische Infrastruktur muss auch auf Erzeugerebene stattfinden. Last-flexible Kraftwerke mit integrierter thermischer Energiespeicherung sollen künftig die volatile Stromerzeugung der Erneuerbaren ausgleichen. Dampfkraftwerke können mit thermischen Hochleistungs-Speichern nachgerüstet werden, um die Last- und Erzeugungswchsel im Tages- und Wochenzyklus auszugleichen. Eine Kapazität von $n \cdot 10 \cdot \text{GWh}$, $> 95\%$ effektiv ist machbar. 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 Elektromobilisierung verschärft die Volatilität auf Verbraucherseite. Dem Lastverhalten durch die stark wechselnde Ladeleistung muss zusätzlich begegnet werden.

Die druckführenden Anlagenkomponenten bei hohen Temperaturen haben eine deutlich stärkere Wechselbeanspruchung als in klassischen Kraftwerksstrukturen. Die Rest-Standzeiten der Speicherkomponenten können auch bei starkem Wechselverhalten sicher vorhergesagt werden. Simultan „on-board“-erfasste Betriebsdaten, Methoden der zerstörungsfreien Werkstoffprüfung, statistische Verfahren zur Risikobestimmung und die IKT-Plattformen mit Big-Data-Verfahren sind die Grundlage für einen sicheren Anlagenbetrieb.

1 Der elektrische Energieversorgungsverbund in Europa

1.1 Das kontinental-europäische Übertragungsnetz

Das UCTE „Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity“ umfasst das gesamte Stromnetz in Kontinental-Europa.

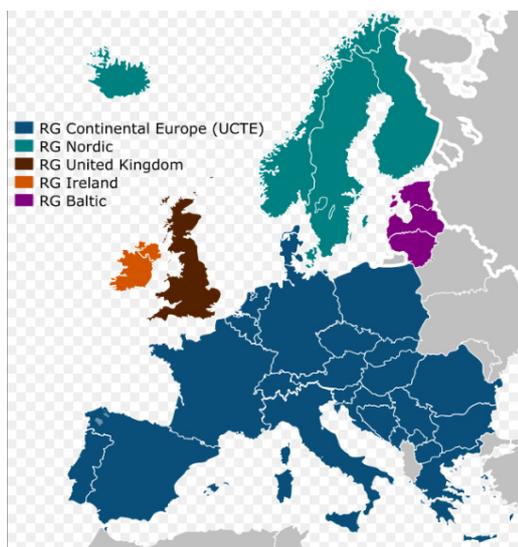


Abb. 1 Das kontinental-europäische Übertragungsnetz UCTE

Technik und Verfügbarkeit

- ca. 600 große Kraftwerksblöcke versorgen 450 Millionen Menschen
- 667 Gigawatt installierte Leistung
- hoch optimierte Regeln für die Verkehrsführung
- 50-Hz-Synchron-Netz, die führende Regelgröße ist die Netzfrequenz $\pm 0,02$ Hz
- Regelung des Leistungsflusses und des Spannungsverlaufs entlang der Überland-Linien
- auch ältere Kraftwerke sind eingebunden
- weltweit höchste Verfügbarkeit
- in Deutschland Stromausfallzeit je nach Region von max. 15 min pro Jahr

Dynamik und Stabilität

- Primärregelung: innerhalb 30 sec 3 Gigawatt
- Sekundärregelung: Innerhalb von 5 min. muss die Laständerungsgeschwindigkeit von Regelkraftwerken mindestens 2% der Nennleistung pro min. betragen
- Minutenreserve: Reservekraftwerke müssen innerhalb 15 min. am Netz sein

1.2 Zentrale Energieerzeugung, Übertragungs- und Verteilnetze – eine geschlossene Systemebene

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 Energieerzeugung als geschlossene Systemebene dargestellt. Im Zuge der Digitalisierung 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. Ein nationaler Alleingang ohne die 24 europäischen Partnerländer des UCTE würde Stabilität und Verfügbarkeit gefährden.

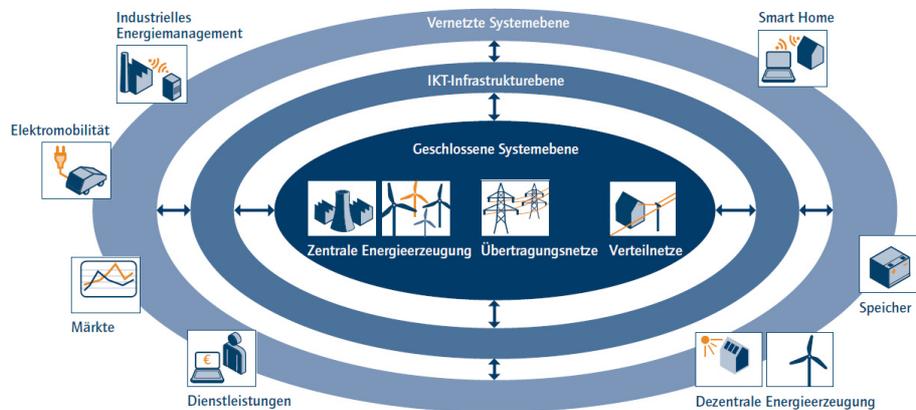


Abb. 2 Geschlossene Systemebene Kraftwerke, Übertragungs- und Verteilnetze

Die Kenntnis dieser Systemebene mit den elektromechanischen, elektrodynamischen und thermodynamischen Eigenschaften seiner Teilsysteme wie z.B. der Regelkraftwerke, der volatilen Erzeuger und der elektrischen Übertragungslinie ist für die Digitalisierung der Energiewirtschaft von grundlegender Bedeutung. Auch in dieser elektro-physikalischen Infrastruktur müssen Optimierungen geschehen.

Auch wenn die digital vernetzte Systemebene die dezentralen Einspeise- und Verbrauchsspitzen glättet, werden Last-flexible Kraftwerke mit integrierter thermischer Energiespeicherung künftig die volatile Stromerzeugung der Erneuerbaren ausgleichen müssen.

2 Das elektro-physikalische Systemverhalten „Erzeuger – Netze – Verbraucher“

Für die Auslegung der künftig digital unterstützten vielschichtigen Steuerungs- und Regelungsprozesse ist die genaue Kenntnis von Struktur, Randbedingungen und dynamischen Eigenschaften der „realen“, technisch-physikalischen Infrastruktur eine zwingende Voraussetzung.

In der nachfolgenden Grafik werden die Relationen zwischen den Teilsystemen skizziert und die kausalen Abhängigkeiten verbal beschrieben. Dargestellt werden die für die Versorgungssicherheit und Stabilität wichtigen Systemstrukturen, kritische Abhängigkeiten und die system-spezifischen

Determinanten. Folgende „technisch-physikalische“ Aspekte wurden dabei schwerpunktmäßig berücksichtigt.

- Maschinen- und Anlagentechnik
- Werkstofftechnik
- technische Mechanik
- Elektromechanik und Elektrodynamik
- Hochspannungsübertragungstechnik
- Thermodynamik und thermische Verfahrenstechnik
- klassische Steuer- und Regelungstechnik
- Elektro-Speichertechnik.

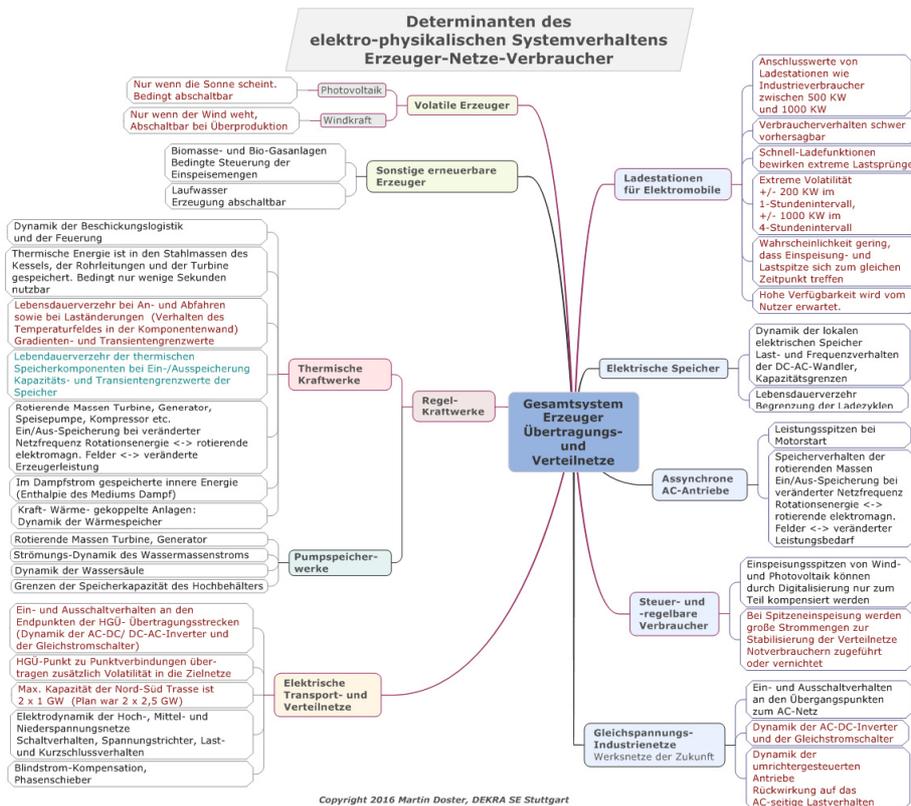


Abb. 3 Determinanten des elektro-physikalischen Gesamt-Systemverhaltens

Teilsysteme, welche durch das Energiewendegeschehen beeinträchtigt oder gar gefährdet sind, werden rot markiert dargestellt. Die rot markierten Determinanten dokumentieren die Beeinträchtigung oder den Optimierungsbedarf.

Mit dem wichtigsten Szenario soll das Wirkungsfeld dieses komplexen Gesamtsystems und die Relationen der kausalen Abhängigkeiten illustriert werden: Die volatile Erzeugung, die HGÜ-Übertragungstechnik, auch neue Verbrauchertypen wie z.B. die Elektromobilität bringen neue (rot markierte) System-Determinanten ein. Durch flexiblere Kraftwerksstrukturen mit thermischen Energiespeichern (blau-grün markiert) kann dieser Herausforderung begegnet werden, indem die Volatilität auf Erzeuger- und Verbraucherseite ausgeglichen wird.

3 Ladeinfrastruktur für E-Mobile und die schwer beherrschbare Volatilität auf Verbraucherseite

Für die öffentlichen Schnell-Ladestationen mit mehreren Lade-Ports werden elektrische Spitzenleistungen zwischen 500 und 1000 kW erwartet. Es handelt sich dabei um Anschlusswerte in der Größenordnung wie bei größeren Industriebetrieben. Um für einen E-PKW-Anteil von 1% die Versorgung sicherzustellen, müssen in einer Großstadt ca. 50 solcher Ladestationen aufgebaut werden. Im Gegensatz zu dem Verbrauchsverhalten der Industrie kann die Last einer Ladestation innerhalb eines Tages mehrfach von null auf max. 1000 kW wechseln.

Die Elektromobilisierung verschärft die Volatilität auf Verbraucherseite. Die Wahrscheinlichkeit ist gering, dass Einspeisung- und Lastspitze sich zum gleichen Zeitpunkt treffen. Dem Lastverhalten durch die stark wechselnde Ladeleistung muss zusätzlich begegnet werden.

Beispiel: Schnelllade-Szenario für ein E-Auto der Marke *Tesla*

Der Hersteller verspricht 5 min. Ladezeit für ca. 100 km Landstraße; in den 5 min. werden 8,5 kWh geladen.

Ein Dual-Lade-Port muss vom Ortsnetz in dem Zeitintervall 5 min. mit $8,5 \cdot 60 / 5 = 102 \text{ kW}$ versorgt werden.

- Hohe Verfügbarkeit und maximale Ladeleistung wird vom Fahrer eines E-Mobils erwartet.

- Verbraucherverhalten im Tages-, Wochen-, Monats- und Jahreszyklus schwer vorhersagbar.
- Schnell-Ladefunktionen bewirken extreme Lastsprünge.
- Extreme Volatilität auf Verbraucherseite wird erwartet.
- ± 200 kW im 1-h-Intervall, ± 1000 kW im 4-h-Intervall
- Ladestationen mit mehreren Ports nach dem Vorbild konventioneller Tankstellen benötigen einen 10-kV-Direktanschluss mit einem Anschlusswert von > 1000 kW.
- Die Wahrscheinlichkeit ist gering, dass sich Einspeisungs- und Lastspitzen im Bereich des Ortsnetzes im gleichen Zeitintervall treffen.
- Diese extrem wechselnde Last mehrerer Ladestationen können die heutigen Orts- und Verteilnetze nicht ausgleichen.

4 Wie sehen die europäischen Partnerländer die deutsche Energiewende und die Digitalisierung der Energieversorgung?

Die Digitalisierung der Energieversorgung wird weitgehend mit bundesdeutschen Ressourcen vorangetrieben. Unsere EU-Nachbarländer sehen uns in einer politisch motivierten Vorreiterrolle mit wenig Bezug zur elektrotechnischen Real-Infrastruktur des europäischen Erzeugerverbundes. Die Energieversorger unserer Nachbarländer positionieren sich inzwischen auf technischer Ebene mit Maßnahmen, welche den energietechnischen System-Defiziten im europäischen Verbundnetz begegnen. Auf ökonomischer und EU-politischer Ebene steht die enorme Überproduktion von Strom und der Exportdruck durch niedrige Börsenpreise unter starker Kritik. KWh-Preise weit unter den Erzeugungskosten, von den privaten Haushalten, kleineren Unternehmen und vom Steuerzahler durch das EEG subventioniert, werden von unseren Nachbarstaaten nicht mehr akzeptiert.

Die Energieversorger unserer EU-Partnerländer greifen zu Maßnahmen der konventionellen Energietechnik, um die Volatilität auszugleichen und den Stabilitäts-Risiken zu begegnen:

1. Durch Optimierung der Dynamik und Regelfähigkeit der größeren Kraftwerke: Die stabilisierende Funktion der rotierenden Massen auf Er-

zeuger und Verbraucherseite haben in dem klassischen Ingenieurverständnis unserer ausländischen Kollegen einen hohen Stellenwert: Die an diesen Massen gekoppelten, rotierenden Magnetfeldern, zusammen mit den thermo-dynamischen Fähigkeiten des Dampfkraft-Prozesses, sichern die Kurzschlussfestigkeit und eine lückenlose Versorgung des 3-Phasen-Wechselstrom-Übertragungsnetzes. Selbst Atomkraftwerke unseres französischen Nachbarn werden im Lastfolgebetrieb betrieben. Der neue EU-Druckwasser-Kraftwerkstyp z. B. im Flamanville ist für starke Lastwechsel ausgelegt.

2. Unser östlicher Nachbar Polen greift zu hochspannungstechnischen Steuerungs-Methoden, indem er mit Phasenschiebertechnik sein nationales Netz vor dem Import volatiler Strommengen schützt.
3. Österreich, Ungarn, Italien, Slovenien, auch Frankreich: Wegen des viel zu billigen Börsenstromes lohnt es sich nicht, Kraftwerke mit niedrigem Wirkungsgrad und hoher Umweltbelastung zu erneuern.
4. Auch die Schweiz sieht die über das EEG subventionierte Überproduktion von volatilen Strommengen sehr kritisch. Es wird erwartet, dass sich die Schweiz mit technischen Verfahren abgrenzt.

5 Wer sind die Treibenden, wer die Getriebenen?

Die Treiber sind primär in einer national-politisch getragenen Rolle zu finden. Die privaten Haushalte, die kleineren Unternehmen, die Energieversorger in der Rolle der Getriebenen erleiden einschneidende wirtschaftliche Nachteile. Energieintensive Unternehmen mit Energiemanagement nach ISO 50001 erzielen durch die Befreiung von der EEG-Umlage bei einem Jahresverbrauch von mehreren GWh Strompreise um 2 ct/kWh. Dies steht im deutlichen Gegensatz zu den ca. 29 ct/kWh der privaten Haushalte. Der enorme Förderbedarf für den hybriden HGÜ-Netzausbau und für die Digitalisierung – auch die ungewissen Realisierungszeiträume – stoßen beim Steuerzahler auf zunehmende Kritik.

Die Kraftwerks- und Netzbetreiber im EU-Ausland entziehen sich der Opferrolle und ergreifen Gegenmaßnahmen, um dem wirtschaftlichen Schaden und der Gefährdung der Netzstabilität entgegenzuwirken. Die volatile Strom-

erzeugung durch größere Kraftwerksblöcke mit flexibler Laststeuerung auszugleichen, wird eher im Ausland als Lösungsweg gesehen.

Der elementar wichtigen Rolle der Wärmekraftwerke in den Energiewende-Szenarien wird in Deutschland auf politischer Ebene zu wenig Beachtung geschenkt. Umweltverbände und einige Medien diskreditieren darüber hinaus den Betrieb und die Optimierung von Großkraftwerken.

6 Kraftwerke mit hochflexibler Laststeuerung und integrierten thermischen Speichern

Der fortschreitende Ausbau der volatilen Einspeisung von Windkraft- und Fotovoltaik stellt enorme Anforderungen an die Dynamik und an das Teillastverhalten der Regelkraftwerke. Die auf Wirkungsgrad, Umweltverträglichkeit und Betriebskosten optimierten Kraftwerksstrukturen sind für solch hohe Lastwechsel nicht ausgelegt. Werden die Grenzen der dynamischen Fähigkeiten überschritten, steigt die Gefährdung der wechselbeanspruchten Komponenten im Dampferzeuger, in den Rohrleitungen und in der Turbinengruppe.

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 Einspeiseverhaltens der Erneuerbaren gerade noch möglich, weil in der geschlossenen Systemebene Verbundnetz – Kraftwerke – Verbraucher schon große Energiemengen (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, nicht kurzschlussfestes System.

Etwa 1/10 der pro Stunde erzeugten elektrischen Energiemenge eines Dampf-Kraftwerksblockes ist in der Prozess-Strecke zwischen der Speisewasser-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.

Technisch müssen die Kraftwerke mit Hochleistungsspeichern nachgerüstet werden. Auch zwei parallel geschaltete Clausius-Rankine-Prozesse auf unterschiedlichem überkritischen Druckniveau sind denkbar. Die thermischen Speicher-Kaskaden werden durch den zweiten Prozess auf höherem Druckniveau geladen. Im Lastfall kann das Speichermedium in den zweiten Prozess eingemischt werden. Auf diese Weise kann bei Lastanstieg der Frischdampfstrom für die Turbine enorm gesteigert werden.

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. $50 \times 50 \times 50$ m. 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.

Projekte und Forschungsvorhaben zur Minimierung des CO₂-Ausstoßes und zur Verbesserung der Lastflexibilisierung der thermischen Kraftwerke werden auf Bundes- und Länderebene vorangetrieben. Nachfolgend werden Vorhaben und Forschungsthemen aufgeführt, welche einen wichtigen aktuellen Beitrag leisten zur Lastflexibilisierung von Kraftwerken und zur Integration thermischer Speicher:

A. Partner-Dampfkraftwerk für die regenerative Stromerzeugung

Ziel des Vorhabens ist es, technische Lösungen zu finden, die es erlauben, die Mindestlast ohne wesentliche Effizienzeinbußen weiter zu reduzieren, um auf fluktuierend eingespeisten Strom reagieren zu können – gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen der COORETEC-Initiative.

Gesamtprojektleitung:

VGB PowerTech e.V. (VGB)

Projektbearbeitung:

VGB PowerTech e.V., Essen (VGB) – Gesamtprojektleitung
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Stuttgart (DLR)
ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, Köln (EWI)
Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH, Duisburg (MHPSE)
Siemens AG – Energy Sector, Mülheim an der Ruhr (SIEMENS)
STEAG Energy Services GmbH, Essen (STEAG)
Universität Duisburg-Essen, Essen (LUAT)

Unterstützt durch:

E.ON Technologies GmbH, Gelsenkirchen (E.ON)
Rhein Ruhr Power e.V., Düsseldorf (RRP)
RWE Power AG, Essen (RWE)
Vattenfall Europe Generation AG, Cottbus (VATTENFALL)

<http://rhein-ruhr-power.net/partner-dampfkraftwerk/>

Festveranstaltung des Rhein Ruhr Power e.V.

<http://rhein-ruhr-power.net/fachveranstaltung-flexible-kraftwerke-fuer-die-energiewende-5-jahresfeier-rhein-ruhr-power-am-25-mai-2016-in-duesseldorf/>

B. Integration thermischer Energiespeicher in einen Kraftwerksprozess

Hochschule Görlitz-Zittau, Prof. Kratzsch, gefördert vom Land Sachsen; siehe Tagungsmappe Smart Energy 2015.

<http://www.hsztg.de/news/hauptkomponenten-von-theresa-montiert.html>

C. Forschungsthemen zur Kraftwerks-Flexibilisierung und Energiespeicherung im Kraftwerkstechnischen Kolloquium

Vorge stellt beim jährlich stattfindenden Kraftwerkstechnischen Kolloquium an der TU Dresden, getragen von den kraftwerkstechnischen Lehrstühlen sowie z. B. von DLR, MPA Stuttgart, FhG-Instituten

https://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_maschinenwesen/ifvu/evt/Kolloquium/48.KWTKOLL/programm/mi_k4-5

https://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_maschinenwesen/ifvu/evt/Kolloquium/47.KWTKOLL/programm/mi_k4-5

7 Betriebsicherheit 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 Betriebsicherheit der Speicherbauteile bei Temperaturwechseln bis zu 700 °C und veränderlichem Druck bis 350 bar muss gewährleistet sein. Der Stand der Werkstoffwissenschaft, Methoden zur simultanen Bauteilüberwachung mit „Embedded Diagnosis and Inspection“-Methoden, 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 Lebensdauerverzehr 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“.

Referenzprojekt Stedin „USEF“

Christian Köhler, Robert Lorenz

Venios GmbH, Schumannstraße 34 B, 60325 Frankfurt am Main

{christian.koehler, robert.lorenz}@venios.de

1 Herausforderung von *Stedin*

Die Zunahme an einzelnen PV-Anlagen und deren Einspeisung in das Niederspannungsnetz belastet das niederländische Stromnetz und es kommt in erster Linie zu Kapazitätsproblemen. Dazu kommen Elektroautos und Ladesäulen, welche in städtischen Gebieten einen immer stärkeren Einzug erlangen und zusätzlich die Leitungskapazität im Stromnetz an seine Grenzen bringen (s. Abb. 1). *Stedin* in Rotterdam hat diese Problematik in ihrem Netzbereich früh erkannt und setzt auf ein aktives Netzmanagement.

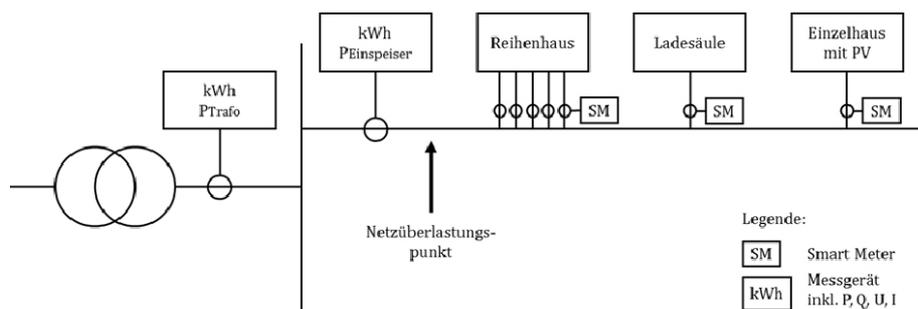


Abb. 1 Überlastungssituation im Niederspannungsnetz (Quelle: *Stedin*)

2 Universal Smart Energy Framework (USEF)

Im Universal Smart Energy Framework (USEF) werden die Rollen der Akteure und ihre vertraglichen Vereinbarungen festgelegt und definiert. Es dient als Standard, auf dem „Smart Energy“-Produkte und -Services aufbauen können. Damit wird der rechtliche Rahmen für ein erfolgreiches integriertes „Smart Grid“ geschaffen. USEF wurde von der USEF-Stiftung – einer Non-Profit-Organisation, bestehend aus sieben Unternehmen, welche im „Smart Energy“-Umfeld tätig sind – initiiert. Die sieben Unternehmen sind *ABB*, *Alliander*, *DNV GL*, *Essent*, *IBM*, *ICT Automation* und *Stedin*.

3 Lösungsbeschreibung und die Rolle von Venios

Mithilfe von USEF sollen Flexibilitäten geschaffen werden, um aufkommende Problemzonen im Niederspannungsnetz zu beheben. *Venios Energy Solution* (VES) ist hierbei ein zentraler Baustein, um diese Flexibilitäten zu identifizieren und verfügbar zu machen. Dabei dient VES u. a. zur Momentanschätzung von Lasten und Erzeugern, welche zusätzlich mit Messdaten kombiniert werden. Für die Netzzustandsberechnung wird auf die vorhandenen Messpunkte zugegriffen, sodass mit kostenminimalen Ressourceneinsatz ein größerer Netzbereich effizient überwacht und gesteuert werden kann.

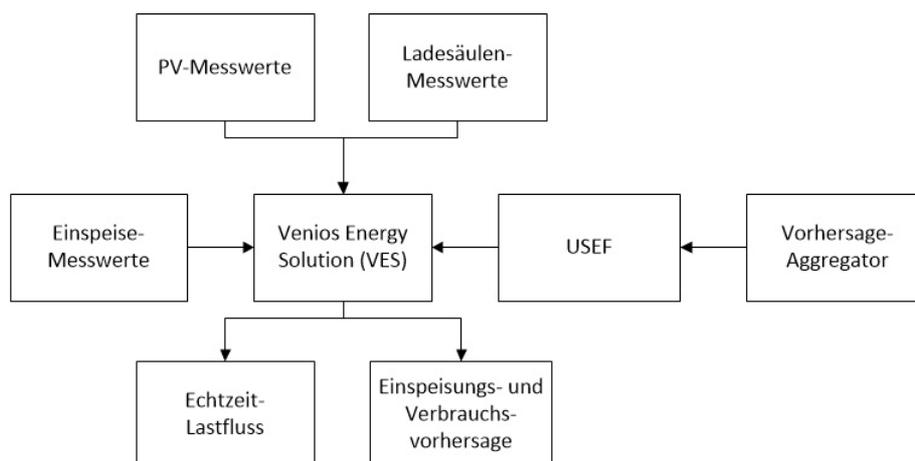


Abb. 2 Rolle von VES im Gesamtsystem (Quelle: *Stedin*)

VES prognostiziert weiterhin die Last- und Erzeugungssituation und ermöglicht die Nutzung von Flexibilitäten, indem Erzeuger situativ hinzu- oder abgeschaltet werden. VES ermöglicht es im weiteren Projektverlauf, neue Messhardware, Batteriespeicher oder regelbare Ortsnetzstationen in das System miteinzubinden und zu managen. Die Einbindung von VES in das Gesamtsystem ist in Abbildung 2 dargestellt.

4 Projektdurchführung

Stedin hat VES bereits in einigen Netzbereichen im Einsatz. Aufgrund des modularen Aufbaus von VES lässt sich eine Ausweitung auf weitere Netzbereiche problemlos durchführen. Dabei wird das bisherige System um weitere Messdaten und Netzinformationen erweitert. Zudem werden Verbrauchsprognoseinformationen über USEF-Schnittstellen empfangen und importiert sowie um weitere Prognoseinformationen angereichert. Diese Informationen dienen als Input für die Netzsicherheitsanalyse. Nach der erfolgreichen Netzsicherheitsanalyse werden von VES entsprechende Flexibilitätsinformationen generiert und an die Erzeugungseinheiten im USEF-Framework gesendet. Im Rahmen des Projektes wird das Gesamtsystem evaluiert und gemäß den Anforderungen optimiert. In diesem Projekt sind die Orte Gorinchem, Utrecht und Delft im Fokus. Ein besonderes Augenmerk gilt dem Datenschutz und der Datensicherheit. Die Übermittlung und der Austausch von Informationen erfolgt über verschlüsselte Informationskanäle. Der gesicherte Datenzugriff wird durch ein etabliertes Datensicherheitssystem gewährleistet.

5 Erwartete Ergebnisse

Durch die gezielte Steuerung und Generierung von Flexibilitäten im Verbrauch und in der Erzeugung lassen sich Problempunkte im Verteilnetz vermeiden. Zudem werden die einzelnen Akteure direkt in das Gesamtsystem miteingebunden und aktiv beteiligt, um die Flexibilitäten zu schaffen. Damit lassen sich Elektrofahrzeuge und Ladesäulen sowie Batteriespeicher in Zukunft problemlos in das bisherige Verteilnetz einbinden.

Anreize für die Verbreitung von Elektrofahrzeugen

Andreas Sesing

Universität des Saarlandes

andreas.sesing@uni-saarland.de

Elektromobilität ist ein zentraler Aspekt der Energiewende. Elementare Voraussetzung für die Verbreitung von Elektromobilität ist dabei die Akzeptanz von Elektrofahrzeugen beim Endkunden. Die jüngsten Maßnahmen der Bundesregierung bzw. des Gesetzgebers überzeugen dabei nur bedingt, da sie bestehende Erkenntnisse über die Voraussetzungen für die Akzeptanz von Elektrofahrzeugen nicht in ausreichendem Maße berücksichtigen.

1 Einführung

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf die Straße zu bringen.¹ Zum Stichtag 1.1.2016 waren nach Angaben des Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA) in Deutschland 25.502 Elektro-Pkw zugelassen.²

Angesichts des schleppend verlaufenden Absatzes in den letzten Jahren ist fraglich, ob das Ziel erreicht werden wird. Zur Beschleunigung des Prozesses kann seit einigen Monaten eine Kaufprämie für elektrisch betriebene Fahr-

1 Bundesregierung, Regierungsprogramm Elektromobilität, 2011, abrufbar unter https://www.bmbf.de/files/programm_elektromobilitaet.pdf

2 Kraftfahrt-Bundesamt, Bestand an Pkw am 1. Januar 2016 nach ausgewählten Kraftstoffarten, abrufbar unter <http://www.kba.de/>, Rubrik Statistik, Menüpunkt Fahrzeuge → Bestand → Umwelt

zeuge in Anspruch genommen werden. Auch die Regierung hat also erkannt, dass der Markt allein das gesteckte Ziel nicht herbeiführen wird.³

Nachfolgend werden die bisherigen Maßnahmen von Gesetzgeber und Regierung dargestellt und im Hinblick darauf untersucht, ob diese dazu geeignet sind, Anreize für die Verbreitung von Elektrofahrzeugen zu setzen.⁴

2 Bisher ergriffene staatliche Maßnahmen

Hierzu sind zunächst die bislang von der Bundesregierung ergriffenen bzw. initiierten Maßnahmen in den Blick zu nehmen.

2.1 Steuerliche Behandlung von Elektrofahrzeugen

Zunächst sind einige Ergänzungen im Steuerrecht zu nennen.

Eine erste Anpassung des Steuerrechts erfolgte im Jahr 2013 durch die Ergänzung von § 6 Abs. 1 Nr. 4 EStG.⁵ Die Regelung betrifft die wertmäßige Bestimmung der Einkünfte, die durch die private Nutzung von Dienstfahrzeugen erzielt werden. Die in der Vorschrift enthaltene Bemessung des monatlichen geldwerten Vorteils auf 1% des inländischen Listenpreises wird für Elektrofahrzeuge modifiziert, um Wettbewerbsnachteile aufgrund der vergleichsweise hohen Anschaffungskosten zu verhindern.⁶

3 So heißt es in der Präambel der Förderrichtlinie (hierzu unten 2.1): „Nur mit weiteren unterstützenden Maßnahmen wird es gelingen, die [...] gemeinsam von Bundesregierung und Automobilindustrie für das Jahr 2020 gesetzte Zielmarke von einer Million Elektrofahrzeugen zu erreichen.“

4 Juristen sind mit Anreizen von Rechtsnormen typischerweise konfrontiert, um eine zweckentsprechende Gesetzesauslegung zu erreichen; vorliegend steht hingegen die Bewertung des Gesetzes selbst im Vordergrund.

5 Art. 2 Nr. 5 des Gesetzes zur Umsetzung der Amtshilferichtlinie sowie zur Änderung steuerlicher Vorschriften, BGBl. I 2013, S. 1809, 1815; zuletzt geändert durch Art. 3 Nr. 3 des Steueränderungsgesetzes 2015, BGBl. I 2015, S. 1834, 1835

6 Begr. des Entwurfs zu § 6 Abs. 1 Nr. 4 S. 2 EStG, BT-Drucks. 17/12375, S. 36 f.; vgl. hierzu auch Kußmaul/Kloster, *BB* 2016, 1817, 1818 f.

Darüber hinaus sind neu zugelassene Elektrofahrzeuge ab dem 1.1.2016 gemäß § 3d KraftStG aktuell für 5 Jahre von der Kraftfahrzeugsteuer befreit, anschließend profitieren sie von einer Ermäßigung der Kraftfahrzeugsteuer um 50% (vgl. § 9 Abs. 2 KraftStG).

Ein aktueller Gesetzesentwurf der Bundesregierung⁷ sieht vor, dass die Dauer der Steuerbefreiung des § 3d KraftStG rückwirkend ab dem 1.1.2016 auf 10 Jahre verlängert wird.

Darüber hinaus ist geplant, geldwerte Vorteile durch die Inanspruchnahme betrieblicher Ladeinfrastruktur für die Ladung privater Elektrofahrzeuge von der Einkommensteuernpflicht auszunehmen (§ 3 Nr. 46 EStG-E). Schließlich sollen Arbeitgeber bei der Gewährung von Zuschüssen an Arbeitnehmer zur Anschaffung von Ladesäulen die Wahl haben, die Lohnsteuer mit einem Pauschsatz von 25% zu erheben (§ 40 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 EStG-E).⁸

2.2 Bevorrechtigung im Straßenverkehr

Ein weiterer Ansatz des Gesetzgebers betrifft die Bevorrechtigung von Elektrofahrzeugen im Straßenverkehr. Entsprechende Regelungen werden bereits seit längerem diskutiert,⁹ mit dem Elektromobilitätsgesetz (EmoG)¹⁰ hat der Gesetzgeber erstmals ausgewählte Handlungsmöglichkeiten geschaffen. Das Gesetz setzt auf punktuelle Bevorrechtigungen, die in § 3 Abs. 4 EmoG abschließend aufgezählt sind¹¹ und durch eine Rechtsverordnung¹² näher ausgestaltet werden.

So ist etwa vorgesehen, auf öffentlichen Straßen oder Wegen Parkflächen bereitzustellen, die ausschließlich für Elektrofahrzeuge reserviert sind (vgl. § 3 Abs. 4 Nr. 1 EmoG). Dies kann sowohl zur Erleichterung des Zugangs zu

⁷ Entwurf eines Gesetzes zur steuerlichen Förderung von Elektromobilität im Straßenverkehr, BT-Drucks. 18/8828, S. 7

⁸ Siehe hierzu Kußmaul/Kloster, *BB* 2016, 1817, 1820.

⁹ Siehe etwa Mayer/Warnecke, *KommJur* 2013, 361 ff.

¹⁰ Gesetz zur Bevorrechtigung der Verwendung elektrisch betriebener Fahrzeuge vom 5. Juni 2015, BGBl. I 2015, S. 898 ff.

¹¹ Begr. RegE zu § 3 Abs. 4 EmoG, BT-Drucks. 18/3418, S. 27; Maslaton/Hauk, *NVwZ* 2015, 555, 557

¹² Die Fünfundzwanzigste Verordnung zur Änderung straßenverkehrsrechtlicher Vorschriften vom 15.9.2015, ist zwischenzeitlich in Kraft getreten (BGBl. I 2015, S. 1573 ff.).

öffentlichen Ladesäulen¹³ als auch zur Bevorzugung von Elektrofahrzeugen in Gebieten mit verkehrsgünstiger Lage, etwa in Innenstädten, geschehen.¹⁴

Ferner sieht das Gesetz vor, dass „für besondere Zwecke bestimmte Straßen“ – gemeint sind insbesondere Busspuren¹⁵ – künftig zur Nutzung durch Elektrofahrzeuge freigegeben werden können (§ 3 Abs. 4 Nr. 2 EmoG).

Mit der Möglichkeit zur Bevorrechtigung von Elektrofahrzeugen bei Zu- und Durchfahrtsverboten (§ 3 Abs. 4 Nr. 3 EmoG) sollen Elektrofahrzeuge von solchen Restriktionen befreit werden können, die aus Lärm- oder Abgaschutzgründen angeordnet werden. Anwendungsfälle sind etwa Ortsdurchfahrten in Luftkurorten oder Durchfahrtsbeschränkungen in der Nähe von Krankenhäusern und Pflegeanstalten.¹⁶

Schließlich wird die Möglichkeit geschaffen, Elektrofahrzeuge bei der Nutzung von Parkflächen auf öffentlichen Straßen oder Wegen im Hinblick auf die Gebührenerhebung zu bevorzugen (§ 3 Abs. 4 Nr. 4 EmoG). Die Entscheidung obliegt der jeweils zuständigen Straßenverkehrsbehörde, wie sich aus dem neu eingeführten § 46 Abs. 1a StVO ergibt.

2.3 Anpassung des Fahrerlaubnisrechts

Eine eher flankierende Maßnahme stellen die Anpassungen des Fahrerlaubnisrechts aus dem Jahr 2014 dar. Da sich die Einteilung der Fahrerlaubnisklassen an der zulässigen Gesamtmasse des Fahrzeugs orientiert und die Batterie bei Elektrofahrzeugen typischerweise einen großen Anteil des Leergewichts einnimmt,¹⁷ stehen insbesondere Inhaber der Fahrerlaubnisklasse B (zulässiges Gesamtgewicht bis zu 3.500 kg)¹⁸ vor der Wahl, auf Nutzlast zu verzichten oder eine neue Fahrerlaubnis zu erwerben.

13 Maslaton/Hauk, *NVwZ* 2015, 555, 557

14 Maslaton/Hauk, *NVwZ* 2015, 555, 557; vgl. auch die Begr. RegE zu § 3 Abs. 4 EmoG, BT-Drucks. 18/3418, S. 28.

15 Begr. RegE zu § 3 Abs. 4 EmoG, BT-Drucks. 18/3418, S. 28; siehe zu entsprechenden Vorschlägen bereits Mayer/Warnecke, *KommJur* 2013, 361, 362.

16 Begr. RegE zu § 3 Abs. 4 EmoG, BT-Drucks. 18/3418, S. 28

17 Bertram/Bongard, *Elektromobilität im motorisierten Individualverkehr*, 2014, S. 100; Kampker/Vallée/Schnettler: *Elektromobilität, Grundlagen einer Zukunftstechnologie*, 2013, S. 22; Mayer/Warnecke, *KommJur* 2013, 361, 366

18 Gerade gewerblich genutzte Fahrzeuge sind auf eine hohe Nutzlast innerhalb dieser Fahrerlaubnisklasse angewiesen; Kampker/Vallée/Schnettler: *Elektromobilität, Grundlagen einer Zukunftstechnologie*, 2013, S. 65.

Diese Problematik wird durch die Einführung der Fahrerlaubnisklasse B mit der Schlüsselzahl 192 in § 2 Abs. 1 der 4. FeV-AusnahmeVO¹⁹ adressiert. Hiernach umfasst die Fahrerlaubnisklasse B auch elektrisch betriebene Fahrzeuge mit einer zulässigen Gesamtmasse von bis zu 4.250 kg, soweit diese Fahrzeuge im Gütertransport eingesetzt sind. Voraussetzung für die Erlangung der erweiterten Fahrerlaubnis ist der Nachweis einer entsprechenden Fahrzeugeinweisung.

2.4 Umweltbonus

Den jüngsten Ansatz zur Förderung der Elektromobilität stellt der sog. Umweltbonus dar. Gemäß der Richtlinie zur Förderung des Absatzes von elektrisch betriebenen Fahrzeugen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) vom 29.6.2016²⁰ (im Folgenden: Förderrichtlinie) gewährt der Staat einen nicht rückzahlbaren Zuschuss von 2.000 Euro für die Anschaffung eines neuen Batterieelektrofahrzeugs oder eines Brennstoffzellenfahrzeugs; die Anschaffung eines neuen, von außen aufladbaren Hybrid-elektrofahrzeugs wird mit 1.500 Euro bezuschusst.²¹ Voraussetzung für die Auszahlung der Fördersumme ist die Beteiligung des Fahrzeugherstellers in gleichem Umfang.²²

Dabei enthält die Förderrichtlinie einige, wesentliche Einschränkungen. Förderfähig ist nur der Erwerb bestimmter Elektrofahrzeuge, die auf einer vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) herausgegebenen Liste der förderfähigen Elektrofahrzeuge aufgeführt sind.²³ Weitere Voraussetzung ist, dass der Netto-Listenpreis des Basismodells maximal 60.000 Euro beträgt.²⁴

19 Vierte Verordnung über Ausnahmen von den Vorschriften der Fahrerlaubnis-Verordnung vom 22.12.2014, BGBl. I 2014, S. 2432 ff.

20 Richtlinie zur Förderung des Absatzes von elektrisch betriebenen Fahrzeugen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) vom 29.6.2016, BAnz AT 1.7.2016 B1

21 Ziff. 4 (2. u. 3. Spiegelstrich) der Förderrichtlinie

22 Ziff. 4 (6. Spiegelstrich) der Förderrichtlinie

23 Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Liste der förderfähigen Elektrofahrzeuge (Stand: 8.8.2016), abrufbar unter: http://www.bafa.de/bafa/de/wirtschaftsfoerderung/elektromobilitaet/publikationen/emob_liste_foerderfaehige_elektrofahrzeuge.pdf

24 Ziff. 3.3 (letzter Spiegelstrich) der Förderrichtlinie

Die Regelung gilt für Neuanschaffungen ab dem 18.5.2016.²⁵ Die Möglichkeit der Förderung ist zeitlich befristet bis zum 30.9.2019 und steht unter der weiteren Bedingung, dass die vom BMWi zur Verfügung gestellten Mittel noch nicht ausgeschöpft sind.²⁶ Vorgesehen ist die Förderung der Anschaffung von mindestens 300.000 Elektrofahrzeugen mit einem staatlichen Fördervolumen von 1,2 Milliarden Euro.

3 Wirksamkeit der bisherigen Maßnahmen

Bislang bestehen nur wenige Erkenntnisse darüber, ob die bereits ergriffenen Maßnahmen die gewünschte Wirkung erzielen. Die verfügbaren Quellen deuten darauf hin, dass dies eher nicht der Fall ist.

Nach einer Recherche des Bayerischen Rundfunks, deren Ergebnisse im Juni 2016 veröffentlicht wurden,²⁷ werden die durch das EmoG eingeführten Möglichkeiten zur Bevorrechtigung von Elektrofahrzeugen im Straßenverkehr²⁸ von den Kommunen bislang kaum genutzt. Die Ergebnisse der Recherchen decken sich mit den bereits vor Erlass des Gesetzes geäußerten Zweifeln:²⁹ Öffentlicher Parkraum stellt zum Teil eine nicht unerhebliche Einnahmequelle für Kommunen dar, bei der Freigabe von Busspuren wird eine Beeinträchtigung des reibungslosen Funktionierens des öffentlichen Personennahverkehrs befürchtet.

Auch die Anfang August veröffentlichten Zahlen des BAFA betreffend die Inanspruchnahme des Umweltbonus für die Anschaffung von Elektrofahrzeugen deuten darauf hin, dass die Maßnahme (noch) nicht die beabsichtigte Wirkung zeigt. Bis zum 4.8.2016 – also einen guten Monat nach Veröffent-

25 Ziff. 3.3 (2. Spiegelstrich) der Förderrichtlinie

26 Ziff. 7 der Förderrichtlinie

27 Bayerischer Rundfunk, Ein Jahr nach Inkrafttreten – Städte ignorieren Gesetz zur Förderung von E-Autos, Bericht vom 11.6.2016, abrufbar unter: <http://www.br.de/nachrichten/br-recherche/foerderung-elektroauto-emog-pressemitteilung-100.html>

28 Siehe hierzu oben 2.2.

29 so etwa die Stellungnahme des Bundesrates zu § 3 Abs. 4 Nr. 2 EmoG-E, Ziff. 11, BT-Drucks. 18/3418, S. 34; ferner Maslaton/Hauk, *NWZ* 2015, 555, 557 m. w. N. zu Stellungnahmen einzelner Verbände

lichung der Förderrichtlinien im Bundesanzeiger – sind bei der Behörde insgesamt 1.791 Förderanträge eingegangen,³⁰ 821 davon wurden bewilligt.³¹

4 Analyse bestehender Anreize

Diese Ergebnisse deuten darauf hin, dass die bislang ergriffenen Maßnahmen zur Förderung der Elektromobilität nicht bzw. nicht im angestrebten Umfang die beabsichtigte Wirkung zeigen. Nachfolgend sollen mögliche Ursachen für diesen Befund diskutiert werden.

4.1 Nachteilsausgleich und exklusive Vorteile

Bei genauer Betrachtung der bislang ergriffenen Maßnahmen zeigt sich, dass nur einige davon einen exklusiven Vorteil für Elektrofahrzeuge gegenüber Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor mit sich bringen.

Die überwiegende Zahl der Regelungen hingegen zielt (nur) auf Nachteilsausgleich ab. Dies betrifft etwa die steuerliche Behandlung von Elektrofahrzeugen, soweit hierdurch ein Wettbewerbsnachteil privat genutzter Dienstfahrzeuge aufgrund einer höheren Bemessungsgrundlage für die Berechnung geldwerter Vorteile ausgeglichen werden soll. Auch die Anpassung des Fahrerlaubnisrechts ist eine Maßnahme, die lediglich bauartbedingte Nachteile von Elektrofahrzeugen durch ein höheres Leergewicht ausgleichen soll. Schließlich stellt die Bezuschussung von Neuanschaffungen durch den Umweltbonus ein Instrument dar, um höhere Kaufpreise für Elektrofahrzeuge zu kompensieren.

Eine echte Privilegierung ist in der Befreiung von der Kraftfahrzeugsteuer zu sehen, ferner bei der Wahlmöglichkeit zugunsten von Unternehmern im Hinblick auf die Bezuschussung des Ausbaus von Ladeeinrichtungen sowie

30 Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Elektromobilität (Umweltbonus), Zwischenstand zum Antragsstand vom 4. August 2016, abrufbar unter: http://www.bafa.de/bafa/de/wirtschaftsfoerderung/elektromobilitaet/publikationen/emob_zwischenbilanz.pdf

31 „Bilanz nach einem Monat E-Auto-Kaufprämie fällt bescheiden aus“, Bericht auf heise.de vom 4.8.2016, abrufbar unter: <http://heise.de/-3288510>

bei der vorgesehenen Möglichkeit zur Bevorrechtigung im Straßenverkehr. Letztere Option stößt – wie gesehen – nur auf geringe Resonanz; auch die steuerliche Begünstigung betrieblicher Ladeeinrichtungen allein setzt noch keinen Anreiz für die Tätigkeit entsprechender Investitionen.³²

Damit verbleibt als wirksamer Anreiz nur die Privilegierung bei der Kraftfahrzeugsteuer. Dabei liegt die Annahme nahe, dass die unternommenen Anstrengungen zum Nachteilsausgleich nicht ausreichen, um verbleibende Nachteile dergestalt zu kompensieren, dass ein signifikanter Anstieg der Verbreitung von Elektrofahrzeugen zu identifizieren ist.³³

4.2 Faktoren für Nutzerakzeptanz

Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass monetäre Anreize allein nicht genügen, um die Verbreitung von Elektromobilität mit der gewünschten Geschwindigkeit zu forcieren. Eine mögliche Ursache hierfür könnte darin liegen, dass die ergriffenen Maßnahmen nicht deckungsgleich sind mit den Ursachen, die der Akzeptanz von Elektrofahrzeugen entgegenstehen.

Bestehende Untersuchungen – etwa der *P3 Group* und der TU Braunschweig,³⁴ des Projekt OPTUM³⁵ oder das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI³⁶ –, die sich mit der Nutzerakzeptanz von Elektrofahrzeugen befassen, nennen vor allem hohe Anschaffungskosten und das Nichtvorhandensein ausreichender Lademöglichkeiten als Hindernisse für die Anschaffung von Elektrofahrzeugen. Auch Unsicherheit in Bezug auf Reichweite, ausreichende Batteriekapazität und Haltbarkeit der Batterie werden als Hemmnisse für die Akzeptanz identifiziert.

32 Kußmaul/Kloster, *BB* 2016, 1817, 1821

33 im Ergebnis ebenso Kußmaul/Kloster, *BB* 2016, 1817, 1821

34 *P3 Group* / TU Braunschweig, Akzeptanz von Elektrofahrzeugen – Aussichtsloses Unterfangen oder große Chance?, 2013, abrufbar unter: https://www.tu-braunschweig.de/Medien-DB/nff/Presse/2013_08_aip_akzeptanz_von_elektrofahrzeugen-aussichtsloses_unterfangen_oder_grosse_chance.pdf

35 Götz/Sunderer/Birzle-Harder/Deffner, Attraktivität und Akzeptanz von Elektroautos, 2012, abrufbar unter http://www.isoe.de/uploads/media/st-18-isoe-2012_02.pdf

36 Fraunhofer ISI, Gesellschaftspolitische Fragestellungen der Elektromobilität, 2011, abrufbar unter: <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/publikationen/elektromobilitaetbroschuere.pdf>

Dementsprechend verwundert es nicht, dass die bisherigen staatlichen Maßnahmen insbesondere im Hinblick darauf kritisiert werden, den Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur nicht angemessen zu berücksichtigen.³⁷ Dies betrifft sowohl Lademöglichkeiten auf privaten Stellplätzen (etwa in vermieteten Garagen) und halböffentlichen Stellplätzen (z.B. betriebliche Ladesäulen für Mitarbeiter), darüber hinaus aber auch den Ausbau öffentlicher Ladesäuleninfrastruktur.

Bestehende Akzeptanzhindernisse werden durch die bisher ergriffenen Maßnahmen nur partiell beseitigt. Gesetzgeberische Maßnahmen sollten daher stärker auch in zeitlicher Hinsicht aufeinander abgestimmt werden. So wird eine Subventionierung von Elektrofahrzeugen erst die beabsichtigte Wirkung zeigen, nachdem weitere Akzeptanzhindernisse beseitigt wurden.

5 Fazit und Ausblick

Mit den dargestellten steuerlichen Vergünstigungen und Kaufprämien werden bereits einige, zum Teil nicht unerhebliche monetäre Anreize zur Erhöhung der Nutzerakzeptanz gesetzt. Die Eignung der Subventionierung mit dem Umweltbonus wird von Wirtschaftswissenschaftlern zwar bezweifelt³⁸ und auch die vom BAFA veröffentlichten Zahlen sprechen ebenfalls gegen eine Wirksamkeit dieser Maßnahmen. Ein zentrales Problem dürfte jedoch darin liegen, dass die Grundlagen für die Wirksamkeit dieser Maßnahme überhaupt nicht gegeben sind.

Die bisherige Gesetzgebung lässt die vorhandenen Erkenntnisse über die Akzeptanz von Elektrofahrzeugen außer Betracht. Anstelle der punktuellen Subventionierung von Neuanschaffungen hätte es näher gelegen, die hierfür vorgesehenen Haushaltsmittel in den Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur zu investieren. Hierzu sind zahlreiche gesetzgeberische Maßnahmen denkbar.

37 Rodi/Hartwig, *ZUR* 2014, 592

38 Siehe etwa die Pressemeldung der TU Braunschweig vom 9.3.2016, abrufbar unter <https://blogs.tu-braunschweig.de/presseinformationen/?p=10083>.

Dabei gilt es zunächst, bestehende rechtliche Hürden für den Ausbau der Ladeinfrastruktur zu beseitigen, beispielsweise im Mietrecht und im öffentlichen Baurecht.³⁹

Ein weiteres Ziel muss sodann darin bestehen, Handlungsanreize für entsprechende Investitionen zu schaffen. Neben einer schlichten Bezuschussung stehen vielfältige Optionen offen. Denkbar sind etwa Förderprogramme in Form von zweckgebundenen Darlehen zu günstigen Konditionen, steuerliche Vergünstigungen für entsprechende Investitionen oder auch zivilrechtliche Möglichkeiten für Vermieter – ähnlich wie bei Modernisierungsmaßnahmen vorgesehen –, die Mieterträge zu steigern.

Entsprechende Überlegungen werden in den nächsten Jahren wiederkehrend anzustellen sein. Dabei kann der Gesetzgeber auf zahlreiche bekannte Anreizmechanismen in unterschiedlichen Rechtsgebieten zurückgreifen, sollte zugleich jedoch in größerem Umfang vorhandene Erkenntnisse aus den Untersuchungen zur Nutzerakzeptanz in der Elektromobilität verwerten.

Referenzen

- Harendt, Bertram; Mayer, Christian A.: Rechtsrahmen und Vorschläge zur Änderung für Ladeinfrastruktur im Neubau und Bestand. In: *KommJur* 2016, 161–167
- Kußmaul, Heinz; Kloster, Florian: Maßnahmen zur steuerlichen Förderung der Elektromobilität. In: *BB* 2016, 1817–1822
- Maslaton, Martin; Hauk, Ulrich: Das Elektromobilitätsgesetz (EmoG) – „Das wird schon klappen“. In: *NVwZ* 2015, 555–559
- Mayer, Christian A.; Warnecke, Thomas: Rechtsfragen individueller Elektromobilität im Straßenverkehr. In: *KommJur* 2013, 361–367
- Rodi, Michael; Hartwig, Matthias: Elektromobilität in der Tiefgarage. In: *ZUR* 2014, 592–600
- Schubert, Rupert: Nutzeranreize für Elektrofahrzeuge im Straßenverkehr. In: *NZV* 2016, 153–158

39 Harendt/Mayer, *KommJur* 2016, 161, 162 ff.

Digitalisierung der Energiewende

Wo stehen wir heute?

Ralf Steppeler

EES Cavallino GmbH & Co. KG, Energy Environment Solution
Letter Str. 34, 33442 Herzebrock-Clarholz

Energiewende – wo stehen wir?

Was sind die Herausforderungen?

Wer sind die Treiber?

- internationale Trends
- Chancen für Menschen im urbanen Umfeld
- Energiespeicher-Gebäude als steuerbare Last
- 4.0: die Digitalisierung von Produktion, Vertrieb und Bewirtschaftung
- neue Herausforderungen der Logistik
- neue Lösungen für die Dezentralisierung der Infrastrukturen

1 Wir in Deutschland können uns Vorreiter der Energiewende nennen

- Kosten: ca. 28 Mrd. € zahlen die deutschen Kunden dafür (2014)
- ... rund 270 € pro Haushalt im Jahr
- Wir haben falsche und zu langfristige Anreize gesetzt.
- Wo ist die Innovationsspitze, die Top-Stellung im Markt?
- Wir sind subventionsverliebt geworden = max. Ertrag.
- Biogasanlagen 24/7 wie Atomkraftwerke, dabei sind sie flexibel zu steuern
- Fotovoltaik – Südausrichtung, 20 Jahre = Mittagspeak (Ost, West)

- Windkraft in Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein – Abnehmer? / 95% Vergütung aus Windkraft
- Verschläft die deutsche Politik mittlerweile die Energiewende? Was ist mit den Klimazielen von Paris?
- Wenn wir mit dem heutigen (2016er) Umsetzungstempo weitermachen, müssen wir lt. der Studie der HTW Berlin bis 2150 warten.

2 Entwicklungsländer überholen uns!

- Costa Rica: Anfang 2015 75 Tage am Stück 100% regenerative Energie
- Tunesien: 40% des Energiebedarfs Regen, Solar, Wind
- Gescholtene China: installiert 4 × mehr regenerative Erzeuger als Deutschland
- EU-Portugal: schaffte Anfang dieses Jahres immerhin 14 Tage am Stück die regenerative Versorgung
- Industrialisation USA: plant, in 2016 den Zubau an Fotovoltaik von 14,5 auf 16 GW zu steigern
- der Staat Hawaii, als erster US-Staat, bis 2045 100% regenerativ; Anfang 2016 ist auf der Insel eine Kombination von Fotovoltaik mit Batteriespeicher an das Netz gegangen, mit der das Erzeugen, Speichern und Vermarkten für 14 ¢/kWh möglich ist.
- Mary Nichols, Chefin der kalifornischen Luftreinhaltungskommission, möchte Verbrennungsmotoren in Kalifornien verbieten.
- Aktuell / Juni 2016: Norwegen will den Verkauf von Verbrennern ab 2025 verbieten; Kommentare Elon Musk: „Was für ein unfassbar großartiges Land“ / „Ihr Typen rockt“; jedes dritte Auto ist heute schon ein Stromer/*Tesla*
- Andere folgen – ein neuer, Mrd. schwerer Markt entsteht – Deutschland ist 2030 im Gespräch.

3 Neue Player

- Computer Hersteller *Apple* = iMac, iPod, iPhone, iCar, iEnergy
- iCar: *Apple* hat über 1000 Experten aus aller Welt verpflichtet; abgeschirmtes Testgelände
- iEnergy: in den USA die *Apple Energy LLC* gegründet; Verkauf von Strom beantragt (Ökostrom, *Apple* ist größter Abnehmer von Solarstrom in USA)
- Logistiker *Amazon*: Be- und Entlade-App; der Kofferraum als Packstation (Cod)
- Ziel: *Amazon* liefert *alles* und muss in den ersten zehn Jahren nicht einmal Geld verdienen – was für Konsequenzen ...
- *Metro* und *Hermes* machen Tests mit Liefer-Robotern in GB, D, CH (*Just Eat* und *Pronto*, Estland)
- *Tesla*: Elon Musk kündigt im Juli an, eine LKW- und Busflotte zu produzieren, die selbstverständlich autonom fährt
- *Post*: Lässt in Eigenregie elektrische Lieferfahrzeuge produzieren; es sind schon über 1000 Stück!
- *UPS* in Deutschland: rüstet einen Teil der Flotte selber auf E-Antrieb um
- Internetportal *Google – Alphabet* = autonomes Fahren ab 2020, Laden über Induktion
- Cloud-Anbindung, Ankündigung von *BMW* für 2021 / Induktion für Hybrid-Fahrzeuge ab 2018
- *Alphabet* ist 13 Jahre alt, 66 Mrd. \$ Umsatz in 2014

4 Die Komplexität urbaner Räume nimmt zu

- Im Jahr 2030 werden mehr als 88% der Deutschen in Städten und Gemeinden leben, die mehr Strom verbrauchen (trotz Eigenenergieerzeugung) als sie erzeugen (Nachfrageüberhang).
- Die verbaute Leistung PV/Wind ist außerhalb der Städte installiert.
- Intelligente Steuerungen (keine Smart Meter) sind hier der Schlüssel, um Energiefluktuationen zu managen (Lastenverschiebung).

- dezentral mit einem geeigneten Abrechnungssystem in Echtzeit, unter Berücksichtigung der Datensicherheit und Ausschluss von Manipulation im Bilanzkreis
- Die Generation der „Natives“, ab 2000 geboren, hat andere Ansprüche: alles in Echtzeit und sofort ... Breitband, ökologische Lebensmittel, Wohnen im Zentrum mit der höchsten Dichte und Versorgung, aber ausreichend Wohnraum zur persönlichen Entfaltung. Lieferservice mit den Dingen des Lebens, sofort!?
- In den USA verfügt *Amazon* über Kundendaten, die es heute schon möglich machen, dass der Versand schon ausgelöst wird, bevor der Kunde bestellt. Die Ware ist schon unterwegs zu ihm.
- Ist die Generation dadurch hyperaktiv? In der EU gilt eher das Motto „Slow Down“.
- Auch die Planung von urbanen Räumen unterliegt einer ständigen Anpassung.
- Der Masterplan von gestern muss heute schon wieder überprüft und angepasst werden ... eine riesige Herausforderung an Behörden und Politik, wo die Strukturen der alten Welt nicht mehr greifen.

5 Gebäudeinfrastruktur als Massenspeicher?

- In Deutschland ist die Gebäudeinfrastruktur (da vorhanden und sehr solide) die preiswerteste Alternative zu anderen Speicherkonzepten wie z. B. Pumpspeicher oder Power2Gas.
- Gebäude werden künftig mit Gebäude-Managementsystemen ausgestattet sein..
- Gebäude: Mehrparteienhäuser, Quartiere, Mischgewerbe, Industrie, Bürohäuser, Rechenzentren, Retail-Ketten, Campingplätze ... und Stadtwerke = Schlüsselrolle!
- Ausgleich von Angebot und Nachfrage dezentral
- 4–15% Verschiebepotenzial (zusätzlicher Ertrag, Mrd. kWh)
- Nebeneffekte bei Wohnimmobilien: Senkung der Zweitmiete, Wertsteigerung des Gebäudes

6 Digitalisierung

- Die Digitalisierung von Prozessen in Unternehmen 4.0 ist nicht mehr beschränkt auf die Produktion, sondern verankert sich im Verkauf (Internet der Dinge) und wird auch bei der Versorgung / Bewirtschaftung ein fester Bestandteil werden (Internet der Energie).
- Idealerweise ergänzen sich bei modernen Unternehmen die Aktivitäten und ermöglichen so eine Gesamtbetrachtung.
- Die klassischen Wertschöpfungsketten brechen auf. Mehrstufige Vertriebsmodelle werden vom Konsumenten umgangen, jetzige Profiteure werden von den Märkten nach und nach verschwinden. Klare, nachvollziehbare, einfache Strukturen, die die Kundenbedürfnisse im Fokus haben ... Service total, in einer nie gekannten Geschwindigkeit.
- Durch die Digitalisierung und Automatisierung sind in der Industrie tausende „einfache“ Arbeitsplätze verloren gegangen. Das wird mit der weiteren Digitalisierung andere Bevölkerungsschichten betreffen: Banker, Versicherungsmakler, klassischer Energiehandel, Anwälte, Diagnose, Ärzte ..., die mit ihrer hervorragenden Ausbildung um Ihre Zukunft fürchten müssen.

7 Vernetzte Infrastrukturen

- Auch die Betrachtung einzelner Netzstrukturen wie Strom, Wasser, Abwasser, Fernwärme, Gas, Telekommunikation ... gehört der Vergangenheit an. Diese Akteure gehören nämlich zukünftig zusammen.
- Eine dorthin führende, konkrete Idee ist die der „Raumzelle“, die alle Versorgungseinheiten bündelt und erweiterbar ist auf die Unterbringung von zusätzlichen Energieerzeugern (z.B. Blockheizkraftwerke). In der Raumzelle können alle Hausanschlüsse und Ablesetechnik untergebracht werden.
- Die Infrastruktur wird vom Haushalt in den öffentlichen Raum verlegt. Der Netzbetreiber hat dadurch eine eigene, zukunftsorientierte Infrastruktur, hat jederzeit Zugriff und kann so die Anforderungen der Ener-

giewende erfüllen. Gleichzeitig hat der Hauseigentümer einen Raumgewinn.

- **Die Energiewende wird weltweit vollzogen und ist ein gewaltiger Innovationstreiber.**
- ... auch in Saudi Arabien: Mohammed bin Salman mit seiner „Vision 2030“ rüstet sich für die Zeit nach Öl; mit großen PV-Flächen will er sogar die Schwerindustrie anlocken und Aluminium und Stahlschmelzen mit Grünstrom befeuern.
- Wir lösen – mit der Energiewende – das Karbon-Zeitalter ab. Das ist gut! Die Veränderungen werden uns in den nächsten ein, zwei Jahren nicht aus dem Ruder werfen ... aber auf zehn Jahre gesehen, **haben wir weniger Zeit als wir denken.**

Datenmodelle

Integration einer Datenanalytik in Energieinformationssysteme produzierender Unternehmen

Marcel Graus

Bereich Informationsmanagement – FIR an der RWTH Aachen
Campus Boulevard 55, 52074 Aachen

Marcel.Graus@fir.rwth-aachen.de

Durch die Energiewende und Digitalisierung bedingt, ergeben sich neue Anforderungen an das industrielle Energiemanagement, wobei insbesondere die Energieinformationssysteme (EnIS) mehr leisten müssen. Die zentrale Herausforderung liegt dabei in der Übersetzung der Datenbasis in konkrete Handlungsempfehlungen, was durch die Integration einer Datenanalytik (DA) in ein EnIS realisiert werden soll. In diesem Paper werden die damit verbundenen Anforderungen beschrieben und Lösungsansätze zur Integration einer DA vorgestellt.

1 Motivation und Einleitung

Mit der Energiewende kommt es zu einer Transformation des gesamten Energiesystems, in der sich die Rollen des Energieerzeugers und Energieverbrauchers grundlegend neu gestalten. Dabei rückt insbesondere die Industrie zunehmend in den Fokus, wodurch das industrielle Energiemanagement zu einem wichtigen Aspekt für die Energiewende wird. Dies wurde auch von der Politik erkannt, weshalb es heute eine Verpflichtung zu Energieaudits für Nicht-KMUs und Anreize für eine Zertifizierung des Energiemanagements gemäß ISO 50001 gibt. Daher ist das Energiemanagement in der Industrie nun als Thema präsenter geworden und es werden auch zunehmend mehr

Daten zum Energieverbrauch, kurz Energiedaten, erhoben. Es fehlen jedoch noch Konzepte, um größere Potenziale aus den Energiedaten zu erschließen. Im Rahmen der Bestrebungen im Bereich Industrie 4.0 ist die Herausforderung, einen Mehrwert aus Daten zu generieren, bereits heute in der Industrie allgegenwärtig. Die DA bildet dabei den Kernbaustein einer Industrie 4.0 [1]. Die DA als Teil eines industriellen Energiemanagements wird somit heute zur Schnittstelle der Trendthemen Energiewende und Industrie 4.0. Das Energiemanagement kann dabei als erster Schritt auf dem Weg Richtung Industrie 4.0 beschrieben werden [2] und umgekehrt kann ein Gelingen der Energiewende mithilfe von Ideen aus der Industrie 4.0 unterstützt werden [3].

Im Zentrum eines modernen Energiemanagements steht heute ein Energieinformationssystem (EnIS), welches Schnittstellen zu allen energierelevanten Daten benötigt. Den Kern eines jeden Industrieunternehmens bildet jedoch die Produktionsplanung und -steuerung (PPS) [4]. Die zentrale Herausforderung des EnIS ist die Gewährleistung der Fähigkeit, den Einsatz der Ressource Energie managen – im Sinne von planen und steuern – zu können. Dies geht über das reine Energiemonitoring weit hinaus und würde sich beispielsweise darin äußern, dass in der PPS der Energieeinsatz berücksichtigt wird. Dadurch können zum Beispiel Lastspitzen vermieden, der Eigenverbrauch erhöht oder Effizienzpotenziale identifiziert werden. Der Eingriff in die Produktion aus energetischen Gesichtspunkten ist durch die komplexen Zusammenhänge in einer Produktion schwierig durchzuführen, da die genauen Implikationen einer Maßnahme weder auf den Energieverbrauch als auch bezüglich der weiteren produktionsspezifischen Zielgrößen, wie Termintreue, Auslastung etc., bekannt sind.

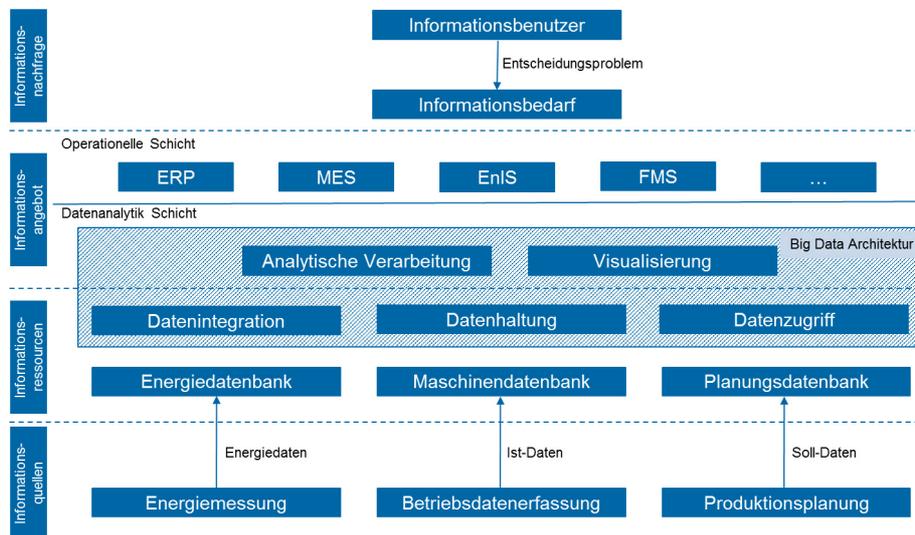
Ein zentrales Ziel eines EnIS ist folglich die Generation von Handlungsempfehlungen, die die komplexen Zusammenhänge berücksichtigen und beispielsweise dem Produktionsplaner oder Energiemanager im Unternehmen als Entscheidungsgrundlage dienen. Die Informationen, die für eine Handlungsempfehlung notwendig sind, müssen dazu jedoch erst aus den zugrundeliegenden Daten gewonnen werden. Zur Bewältigung dieser Aufgabe muss eine Datenanalytik in ein EnIS produzierender Unternehmen integriert werden, was eine Reihe an Fragen an die damit verbundenen Anforderungen impliziert. Dazu werden in den kommenden Kapiteln jeweils die folgenden Fragestellungen betrachtet:

- Wie kann eine DA in die Systemlandschaft integriert werden?
- Welche Aufgaben müssen durch eine DA für ein EnIS erfüllt werden?

- Was muss die informationstechnische Infrastruktur einer DA leisten können?

2 Einbettung der Datenanalytik in die Systemlandschaft

Datenanalytik (DA) ist ein Prozess zur Transformation von Daten zu Informationen, welche für eine Entscheidungsfindung nützlich sind. Dieser Prozess beginnt mit der Modellierung der zugrundeliegenden Daten und führt über eine systematische Untersuchung der Daten hinsichtlich aller bestimmenden Faktoren und Komponenten zu einer Handlungsempfehlung. Diesem Grundverständnis folgend, wird in diesem Kapitel eine mögliche Einbettung der DA in die Systemlandschaft beschrieben. Wie im vergangenen Kapitel bereits dargestellt, kann in der Industrie der Faktor Energie nicht separiert, sondern auf operativer Ebene nur im Kontext der PPS betrachtet werden. Dies bedingt, dass nicht ausschließlich Energiedaten betrachtet werden können, sondern die Verknüpfung mit weiteren Daten aus der PPS notwendig ist. Eine direkte Integration der DA in bestehende PPS-Systeme ist jedoch in der Regel nicht ohne weiteres möglich, da beispielsweise die Kernarchitektur einiger ERP-Systeme einige Jahrzehnte alt ist und nicht für modernes Data Mining etc. konzipiert wurde [5]. Weiter liegen die Energiedaten in der Regel zeitlich hochaufgelöst vor, was modernes Energiemanagement sowohl im Bereich Velocity als auch Volume zu einer Aufgabenstellung aus dem Bereich Big Data werden lässt. Eine direkte Eingliederung der DA in ein EnIS ist ebenfalls keine zielführende Lösung, da der notwendige enorme Technologieeinsatz ein EnIS, angesichts der innerhalb der Industrie eher gering priorisierten Rolle, deutlich überdimensionieren würde. Der hier vorgestellte Lösungsvorschlag folgt der Idee von Lin [5], eine zusätzliche DA-Schicht als Unterstützung für die operationellen Systeme einzuführen. Eine Übersicht zu einer Einbettung der Datenanalytik in die Systemlandschaft findet sich in Abbildung 1.



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Krcmars Kreislauf der Informationswirtschaft [6]

Abb. 1 Einbettung der Datenanalytik in die Systemlandschaft

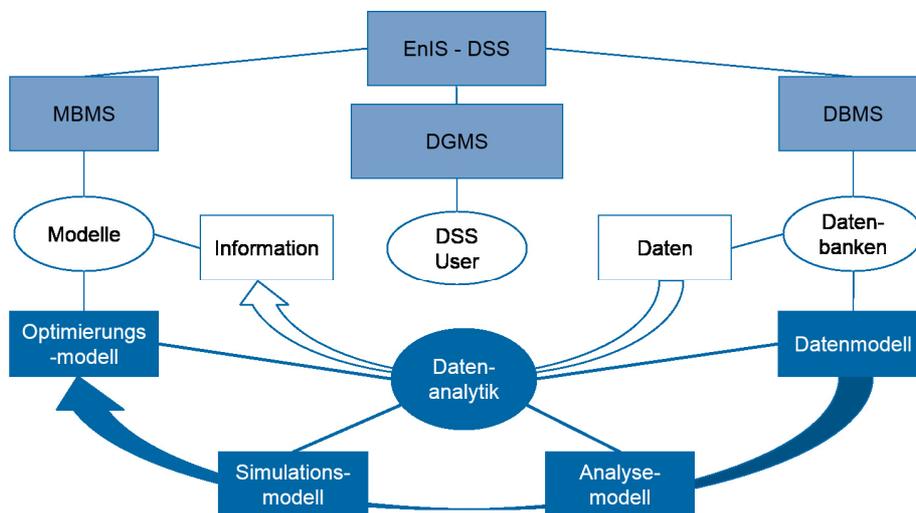
Gemäß Krcmar [6] lässt sich das Management der Informationswirtschaft durch einen Kreislauf abbilden, welcher durch ein Management der Informationsverwendung ergänzt wird. Dieser Kreislauf wird angestoßen durch einen Informationsbedarf, der bei einem Informationsbenutzer besteht. Wie oben erläutert, werden hier Entscheidungsprobleme als Auslöser eines Informationsbedarfs bei einem Produktionsplaner oder Energiemanager betrachtet. Das Ziel der Informationswirtschaft ist es, ein Informationsangebot zu generieren, das die Informationsbedarfe erfüllen kann. Im Rahmen des Informationsangebots sind vor allem die betrieblichen Anwendungssysteme zu sehen. Dazu zählen neben dem EnIS weitere für das industrielle Energiemanagement relevante Systeme, wie beispielsweise ERP-Systeme, Manufacturing-Execution-Systeme (MES) und Facility-Management-Systeme (FMS). Diese operationelle Schicht soll durch eine DA-Schicht ergänzt werden. Durch die Big-Data-Problematik ergibt sich für die DA-Schicht die Notwendigkeit einer zugrundeliegenden Technologiebasis, welche eine komplexe Datenverarbeitung erst ermöglicht. Diese Technologiebasis wird gemeinsam mit der DA-Schicht unter dem Begriff der Big-Data-Architektur zusammengefasst. Weitere Details zur Big-Data-Architektur und dessen Anbindung an das EnIS folgen in den kommenden beiden Kapiteln.

Dem Informationsangebot liegt ein Management der Informationsressourcen zugrunde, welches neben den Elementen aus der Big-Data-Architektur

auch traditionelle Datenbanken, welche beispielsweise durch MySQL verwaltet werden, enthält. Die Datenbanken werden wiederum aus Informationsquellen gespeist, wobei sich im Kontext des industriellen Energiemanagements vor allem drei Datenlieferanten anbieten. Zum einen gibt es Soll-Daten, welche durch die Produktionsplanung generiert werden und Maschinenbelegungspläne und damit die Arbeitsgänge der Maschinen in Zukunft beschreiben. Zum anderen gibt es Ist-Daten, welche im Rahmen einer Betriebsdatenerfassung die tatsächlichen Maschinenzustände in der Produktion beschreiben. Der für das Energiemanagement besonders hervorgehobene Aspekt der Ist-Daten sind die Energiedaten, welche durch Energiemessgeräte erhoben werden. Darüber hinaus können beispielsweise Daten zur eigenen Energieerzeugung oder Energiespeichern sowie Informationen von externen Datenquellen relevant sein.

3 Datenanalytik zur Entscheidungsunterstützung

Die Aufgabe der DA ist nun per Definition, diese verschiedenen Daten zu Informationen zu transformieren, welche für eine Entscheidungsfindung nützlich sind. Im Kontext des industriellen Energiemanagements wäre die anvisierte Schnittstelle zu den operationellen Systemen folglich die entscheidungsunterstützende Komponente eines EnIS. Diese Komponente wird im folgenden kurz DSS, für Decision Support System, genannt. Ein DSS setzt sich wiederum aus drei Komponenten zusammen: Model Base Management System (MBMS), Dialog Generation and Management System (DGMS) sowie Datenbankmanagementsystem (DBMS) [7]. Das DGMS ist dabei die Schnittstelle zum Benutzer des EnIS, welcher einen Informationsbedarf infolge eines Entscheidungsproblems hat. Dem DBMS sind Datenbanken zugeordnet, in denen die zugrundeliegenden Daten gespeichert werden. Das MBMS hat die Aufgabe, mit verschiedenen Modellen diverse Informationen aus den Daten zu gewinnen. Folglich kann die DA als Prozess aufgefasst werden, der die Kernaufgabe des DSS ausführt (s. Abb. 2).



Quelle: Eigene Darstellung mit Komponenten eines DSS nach Druzdel [7]

Abb. 2 Datenanalytik als Kernprozess der Entscheidungsunterstützung

Das DBMS repräsentiert in diesem Kontext über die Datenhaltung hinaus ebenfalls die Aspekte Datenintegration und Datenzugriff. Über das DBMS muss – den Anforderungen der analytischen Verarbeitung entsprechend – ein Zugriff auf die Datenbasis, bestehend aus Energie-, Maschinen- und Planungsdaten, sichergestellt werden.

Auf Grundlage dieser Datenbasis kann eine DA realisiert werden. Der Prozess der DA kann in vier Komponenten aufgegliedert werden, welche aufeinanderfolgend angewendet werden können: Datenmodellierung, Analyse, Simulation und Optimierung. Bei dem Ziel, eine Handlungsempfehlung abzuleiten, muss zwischen den möglichen Handlungsalternativen abgewogen werden. Die Identifikation der besten aller Optionen entspricht mathematisch gesehen einer Optimierung, bei der auf Basis einer Bewertung der Auswirkungen einzelner Handlungsalternativen bezüglich festgelegter Zielgrößen die ideale Handlung festgestellt wird. Zur Umsetzung dieser Optimierung ist es jedoch erforderlich, die Auswirkungen bestimmter Handlungen a priori zu kennen. Dies entspricht einer Prognose zu gegebenen Rahmenbedingungen und lässt sich im Umfeld der Produktion durch Simulationen erreichen und damit stochastisch beschreiben. Die wesentliche Anforderung an das entsprechende Simulationsmodell ist die Passung zur gegebenen Produktionsumgebung. Da die Produktionsplanung und der tatsächliche Prozessablauf im Unternehmen häufig stark divergieren, lassen sich keine Simulationsmodelle

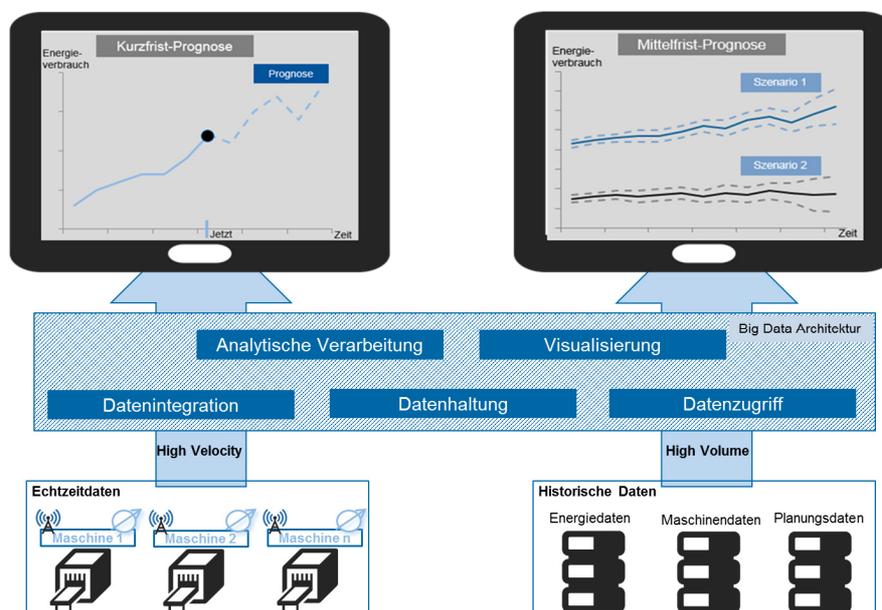
aufbauen, indem die Sollprozesse der Produktion virtuell nachgebaut werden. Andererseits hilft eine einfache Regression bei der Generation von Prognosen ebenfalls nicht weiter, da der Ablauf der Produktion doch maßgeblich durch die PPS beeinflusst, wenn auch nicht vollständig determiniert, wird.

Daher bietet sich eine Simulation an, welche die möglichen Abweichungen von Soll- und Ist-Zuständen berücksichtigt. Um diesen komplexen Umständen gerecht zu werden, ist ein Analysemodell notwendig, das mit Methoden aus dem maschinellen Lernen die Daten aus der Vergangenheit verarbeitet und eine stochastische Beschreibung der Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Datenquellen in der zeitlichen Abfolge liefert. Maschinelles Lernen bietet sich dabei an, da das System einer Produktion sehr komplex ist und durch viel menschlichen Einfluss gestört wird, sodass es sich nur schwer – wie beispielsweise in der Physik üblich – durch einen zu Beginn festgelegten Satz von Gleichungen beschreiben lässt. Das Simulationsmodell kann dann auf diese stochastische Beschreibung aufbauen. Die Aufgabe des Datenmodells ist die Abstraktion der Datenbasis zu einer Form, die auf das Analysemodell zugeschnitten ist. Während Daten-, Analyse- und Simulationsmodell in der Regel nahezu unabhängig vom spezifischen Entscheidungsproblem sind und sich für eine Vielzahl von Informationsbedarfen eignen, ist ein Optimierungsmodell sehr spezifisch und muss auf den Informationsbedarf zugeschnitten sein. Das MBMS erhält folglich die Aufgabe die Ergebnisse der Analyse und Simulation zu nutzen und die verschiedenen Modelle zur Optimierung den entsprechenden Entscheidungsproblemen spezifisch zuzuordnen. Die verschiedenen Komponenten der DA werden dann in der DA-Schicht realisiert.

4 Die Datenanalytik-Schicht und die Big-Data-Architektur

Bei der Umsetzung der im letzten Kapitel vorgestellten Elemente der DA ergeben sich zwei zentrale Anforderungen an die informationstechnische Infrastruktur (s. Abb. 3). Diese korrespondieren zu den beiden im Produktionsmanagement fundamentalen Strängen, der Produktionsplanung und Produktionssteuerung. Dabei werden letztendlich alle drei Vs aus einer typischen Beschreibung einer Big-Data-Problematik tangiert: Velocity, Volume und

Variety. Im Rahmen der Produktionsplanung muss zu einem gegebenen geplanten Produktionsszenario der zu erwartende Energieverbrauchsverlauf prognostiziert werden. Im Rahmen einer stochastischen Simulation ergibt sich dabei ein Verlauf mit der größten Eintrittswahrscheinlichkeit sowie ein Konfidenzband, welches bis auf ein abzuschätzendes Risiko alle möglichen Energieverbrauchsverläufe enthält. Dies entspricht einer Mittelfristprognose, da eine Produktionsplanung in regelmäßigen Abständen wiederholt und beispielsweise einmal täglich jeweils für den Folgetag vorgenommen wird. Dazu müssen die Korrelationen von den Planungs-, Maschinen- und Energiedaten analysiert werden. Dies kann nur auf Basis historischer Daten durchgeführt werden, da nicht jeder Ablauf bzw. Prozess in der Industrie ständig vorkommt und eine gewisse Menge an Produktionsszenarien durch das Simulationsmodell hinreichend gut stochastisch beschreibbar werden sollte. Durch die generierten Mittelfristprognosen können Entscheidungsprobleme im Rahmen der Energieplanung begegnet werden. Ein Beispiel dazu wäre die Optimierung der Produktionsplanung hinsichtlich der Energiekosten, falls diese sich aus den Energiepreisen auf dem day-ahead-Markt der EPEX ergeben.



Quelle: Eigene Darstellung

Abb. 3 Kernaufgabe der Big-Data-Architektur

Im Kontext der Produktionssteuerung müssen Kurzfristprognosen erzeugt werden, welche durch einen permanenten Abgleich der Mittelfristprognosen und der aktuellen Energiedaten den unmittelbar bevorstehenden Energieverbrauchsverlauf darstellen. Ein Beispiel für eine Anwendung dieser Kurzfristprognosen ist eine Vermeidung von Lastspitzen, welche durch Prozessänderungen erst kurzfristig absehbar wurden. Über das Energiemanagement hinaus kann die Verarbeitung der aktuellen Ist-Daten für Anwendungen aus dem Condition Monitoring bzw. Predictive Maintenance genutzt werden. Eine besondere Herausforderung im Bereich der Verarbeitung von Daten im Produktionsmanagement stellt die enorme Vielfalt an möglichen Formaten für Planungs- und Maschinendaten dar (variety).

Aus beiden Varianten des Simulationsmodells ergeben sich einige Herausforderungen für die informationstechnische Infrastruktur. Für die Generation der Mittelfristprognosen müssen große Datenmengen (high volume) verarbeitet werden und in der zugrundeliegenden Analyse verschiedene Datenquellen miteinander verknüpft werden. Eine fundamentale Herausforderung stellt dabei die Beobachtung dar, dass die Produktionsplanung und der tatsächliche Produktionsablauf in der Regel deutlich divergieren und das Modell daher eine gewisse Dynamik mitbringen muss. Im Kontext der Produktionssteuerung steht unter dem Anspruch der Echtzeitanalytik die Geschwindigkeit (high velocity), in der die Daten erfasst und verarbeitet werden müssen, im Fokus.

Damit eine Datenanalytik dies leisten kann, muss sie in eine adäquate informationstechnische Infrastruktur eingebettet werden, welche im Folgenden als Big-Data-Architektur bezeichnet wird. Gemäß eines BITKOM-Leitfadens [8] können die relevanten Big-Data-Technologien einer Segmentierung in die Bereiche Visualisierung, analytische Verarbeitung, Datenintegration, Datenhaltung, Datenzugriff und Datensicherheit zugeordnet werden. Aufgrund einer anderen Fokussierung wird in diesem Paper der Aspekt der Datensicherheit trotz seiner grundsätzlichen Relevanz nicht weiter betrachtet. Die DA ist dabei der Prozess, welcher durch Technologien zur analytischen Verarbeitung umgesetzt wird und im Zentrum der Big-Data-Architektur steht. Zusammen mit Technologien zur Visualisierung stellt die analytische Verarbeitung die Datenanalytik-Schicht im Rahmen des Managements des Informationsangebots dar. Die Ergebnisse der DA werden dabei häufig direkt in die Visualisierungstechnologien integriert. Beispiele für weit verbreitete Technologien auf dem Gebiet, welche direkte Schnittstellen zueinander erlauben, sind die Business-Intelligence-Software *Tableau*TM sowie die Soft-

wareumgebung rund um die Programmiersprache R zur analytischen Verarbeitung.

Bei Technologien zur Datenhaltung ist ihre Eignung für die Speicherung und Verarbeitung von Zeitreihen sowie für das Eventlogging relevant. Ein Beispiel für eine dafür geeignete Technologie stellt *Apache Cassandra* dar [9]. Darüber hinaus können insbesondere für die Echtzeitverarbeitung In-Memory-Datenbanken zum Einsatz kommen. Eine Architektur mit Fokus auf die In-Memory-Datenbanken wird in [10] vorgestellt. Bei der Datenintegration ist der Aspekt der Echtzeitdatenverarbeitung der wesentliche Treiber. Eine in der Industrie weit verbreitete Technologie stellt dabei *Apache Storm* dar. *Storm* eignet sich besonders für die Anwendung von Methoden aus dem maschinellen Lernen bei einem kontinuierlichen Datenfluss (stream processing) [11]. Bei der notwendigen Verarbeitung großer Datenmengen im Kontext der Generation von Mittelfristprognosen sind Technologien zum Datenzugriff von großer Relevanz. Eine populäre Technologie in diesem Bereich stellt *Apache Spark* dar, welche auch Möglichkeiten zur Echtzeitverarbeitung zulässt [11]. Eine detaillierte Darstellung einer Big-Data-Architektur mit *Storm* und *Spark* als Schlüsseltechnologien findet sich in [11].

Von besonderer Relevanz für einen erfolgreichen Einsatz einer Big-Data-Architektur ist deren Integration in die Systemlandschaft. Im Bereich der Informationsressourcen sind Konnektoren notwendig, um aus bestehenden Informationsressourcen oder direkt von den Informationsquellen Daten anzubinden. Dabei müssen in der Industrie passende Bussysteme eingesetzt werden, die eine hinreichende Geschwindigkeit der Datenübertragung ermöglichen. Die Anbindung der DA-Schicht an die operationellen Systeme ist ebenfalls sehr wichtig, um die Ergebnisse für den Benutzer und die spezifische Anwendung optimiert zu verwerten.

Bei der Integration einer DA in ein EnIS produzierender Unternehmen ist es nicht notwendig, die komplette Architektur innerhalb des Unternehmens zu implementieren. Es kann beispielsweise eine Experimentierumgebung (Sandbox [5]) im Unternehmen selbst aufgebaut und die vollständige Implementierung im Rahmen einer Cloud-Plattform umgesetzt werden.

5 Zusammenfassung und Fazit

In diesem Paper wurde die Notwendigkeit zur Integration einer DA in ein EnIS aufgrund der durch die Energiewende und Industrie 4.0 motivierten Herausforderungen für das industrielle Energiemanagement hergeleitet. Die damit verbundenen Anforderungen wurden anhand von drei Fragen untersucht, welche jeweils in einem Kapitel fokussiert wurden:

- Wie kann eine DA in die Systemlandschaft integriert werden?
- Welche Aufgaben müssen durch eine DA erfüllt werden?
- Was muss die informationstechnische Infrastruktur einer DA leisten können?

Zur Beantwortung der ersten Frage wurde die Möglichkeit einer Einführung einer DA-Schicht, eingebettet in eine passende informationstechnische Infrastruktur – Big-Data-Architektur genannt – vorgestellt. Weiter wurde mit der Transformation von Daten zu Informationen für eine Entscheidungsfindung die grundsätzliche Aufgabe der DA identifiziert. Letztlich wurden die damit verbundenen Anforderungen an die Big-Data-Architektur betrachtet. Dieses Paper soll als Grundlage dienen, um eine solche Infrastruktur aufzubauen und eine DA in EnIS produzierender Unternehmen zu integrieren.

Danksagung

Dieses Paper wurde im Rahmen der Arbeit des Autors in den Forschungsprojekten FIAixEnergy (Förderkennzeichen: 0325819A) und eSafeNet (Förderkennzeichen: 03ET7549A), welche jeweils vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert werden, erstellt. Der Autor möchte sich an dieser Stelle bei allen Geldgebern, Unterstützern und Kritikern bedanken.

Referenzen

- [1] Schonschek, Oliver: Big Data Analytics ist Basistechnologie für Industrie 4.0, online: <http://www.bigdata-insider.de/big-data-analytics-ist-basistechnologie-fuer-industrie-4-0-a-521170/> <10.08.2016>
- [2] Six, Björn: Energiemanagement ist der erste Baustein für Industrie 4.0, online: <http://www.wirtschaft-regional.net/energiemanagement-ist-der-erste-baustein-fuer-industrie-4-0/> <09.08.2016>
- [3] Acatech et al.: Umsetzungsempfehlungen für das Zukunftsprojekt Industrie 4.0, 2013
- [4] Schuh, G.: *Produktionsplanung und -steuerung*. Berlin/Heidelberg/New York: Springer, 2006
- [5] Lin, Nathaniel: *Applied Business Analytics*. Upper Saddle River, NJ: Pearson Education, 2015
- [6] Kremer, H.: *Einführung in das Informationsmanagement*. Berlin (u.a.): Springer, 2015
- [7] Druzdel, J., Flynn, R. R.: Decision Support Systems, In: *Encyclopedia of Library and Information Science*, 2. Aufl, New York: Marcel Dekker, 2002
- [8] BITKOM: Big Data Technologien – Wissen für Entscheider. Leitfaden, 2013
- [9] Sadalage, P. J.; Fowler, M.: *NoSQL – A Brief Guide to the Emerging World of Polyglot Persistence*. Upper Saddle River, NJ (u.a.): Pearson Education, 2013
- [10] Krumeich, J.; Schimmelpfennig, J.; Jacobi, S.: Advanced Planning and Control of Manufacturing Processes in Steel Industry through Big Data Analytics, 2014
- [11] Agneeswaran, V. S.: *Big Data Analytics Beyond Hadoop*. Upper Saddle River, NJ: Pearson Education, 2014

Digitalisierung. Einfach. Machen.

Peter Karcher, Claudius Hundt

SANDY energized analytics – Eine Innovation der EnBW

{p.karcher; c.hundt}@energizedanalytics.com

Die Digitalisierung hält Einzug in fast alle Bereiche unseres Alltags – im privaten wie im beruflichen Umfeld. Viele Unternehmen stehen vor der Herausforderung, wie die Digitalisierung angegangen werden kann. Kern der Herausforderung sind die Masse an Daten, die Einbindung verschiedenster Datenquellen, neue Technologien, noch nicht standardisierte Sensoren und ein fehlendes „datenbasiertes Denken“. Diese Punkte führen dazu, dass die Digitalisierung entweder eher zögerlich oder in großen globalen Digitalisierungsprojekten angegangen wird. Es gibt aber auch die Möglichkeit, sich der Digitalisierung in kleinen Schritten zu nähern. So ist der Gewinn an Erfahrung durch ein „einfach starten und machen“ sehr wertvoll im Zusammenspiel mit einer globalen Strategie und unterstützt bei eventuell zu treffenden technologischen Entscheidungen.

Anhand von drei Thesen wird erläutert, warum die Digitalisierung nicht ein Zukunftsprojekt sein muss, sondern dass das „EINFACH MACHEN“ für viele Unternehmen heute schon möglich und ein sinnvoller Teil des Einstiegs in die Digitalisierung ist. Dazu werden der SANDY-Ansatz sowie einige der bereits umgesetzten Services als Case Studies vorgestellt.

These #1: Kleiner Start hilft großer Strategie

Unternehmen erarbeiten Strategien, wie die Digitalisierung in den nächsten Jahren implementiert und damit zum Bestandteil des zukünftigen Geschäftes

werden kann. Dies ist eine große Herausforderung, die alle Bereiche der heutigen Wertschöpfung betreffen kann, und sie greift tief in die bestehende IT-, Prozess- und Datenlandschaft ein. Damit ist sie mit großem finanziellem Aufwand verbunden, bindet interne Ressourcen und ihr Nutzen und Mehrwert ist zum Zeitpunkt der Strategieerstellung nicht klar messbar und stellt sich möglicherweise erst Jahre später heraus.

Unabhängig von der großen Strategie kann Digitalisierung auch klein begonnen oder begleitet werden. Aus unserer Sicht bietet dies viele Vorteile.

Alle Unternehmen verfügen bereits heute über Daten aus Systemen, Anwendungen, Maschinen und vielen anderen Quellen. Auf Basis dieser Daten (die möglicherweise in verschiedenen Datenbanken oder Fachbereichen liegen) und der Expertise der Fachbereiche lassen sich erste einfach umzusetzende Use-Cases finden, die auf das Thema Digitalisierung abzielen. Der Startpunkt ist eine Ideengenerierung in Form eines Workshops, bei dem die Expertise aus den Fachbereichen mit der Expertise datenbasierter Mehrwertgenerierung zusammenkommt. In der ersten Kreativphase werden Ideen erarbeitet, gruppiert und in einer zweiten Runde weiterentwickelt. Hervorragend eignet sich dafür z. B. die Methode des Design Thinkings. Als nächstes werden die Ideen nach Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit bewertet und priorisiert.

Im nächsten Schritt können die erfolgversprechendsten Use-Cases angegangen werden. In einer Proof-of-Value-Phase wird validiert, ob die Daten ausreichen, die dem Use-Case zugrundeliegende Analytik abzuleiten. Weiterhin wird ermittelt, ob der erhoffte wirtschaftliche Hebel erreicht werden kann. Ist zum Beispiel das Ziel des Use-Cases die Erkennung einer Fehlfunktion einer Wärmepumpe, wird anhand der Daten das statistische Modell entwickelt und bewertet. Aus der Güte der Fehlfunktionserkennung kann dann eine erste Abschätzung des wirtschaftlichen Hebels und damit des gesamten Use-Case generiert werden.

These #2:

Digitalisierung ist nicht automatisch Big Data

Oft werden Digitalisierungsprojekte direkt mit Big Data in Verbindung gebracht. Dies ist im Allgemeinen auch richtig, denn bei den großen Daten-

mengen und der anderen Art, wie Daten in der Digitalisierung genutzt werden, ist es früher oder später unumgänglich, sich über Big-Data-Lösungen Gedanken zu machen. Trotzdem kann in vielen Fällen auch ohne eine solche Lösung gestartet werden. Es gibt typische Arten von Projekten, die im ersten Schritt ohne entsprechende Technologie auskommen. Über 90% unserer ersten Projekte im Digitalisierungsumfeld fallen in eine der zwei nachfolgend beschriebenen Kategorien, die keine Big-Data-Lösung benötigen. Die erste Kategorie von Projekten sind die, welche mit Feldtests beginnen. Hier gibt es anfangs nur wenige Testinstallationen und, obwohl die Datenmenge in der angedachten Ausbaustufe sehr groß sein kann, fallen initial wenige Daten an.

Beispiel: Test-Setup mit wenigen Kunden

Für ein Smart-Home-System ist eine Heizungssteuerung geplant. In der Ausbaustufe stellt sich der Produktmanager ein Smart-Home-System mit durchschnittlich 20 verschiedenen Sensoren und Reglern pro Haushalt vor. Pro Sensor fallen im Schnitt 10 Werte im Minutentakt an. Geplant sind 60.000 Kunden. Das ergibt eine Tabelle mit 200 Spalten, in der pro Jahr 30 Milliarden Zeilen hinzukommen – eine Datenmenge, die mit herkömmlichen Systemen nicht mehr so einfach verarbeitet werden kann. Das Projekt beginnt allerdings mit 20 Testinstallationen in einer zeitlichen Auflösung von fünf Minuten. Die Daten werden nach einer ersten Datenanalyse auf 15 Minuten verdichtet, weil eine höhere Auflösung keine zusätzliche Information liefert. Anhand der 20 Haushalte wird das statistische Modell entwickelt und initial getestet. Des Weiteren stellt sich in der Analyse heraus, dass von den 20 mal 10 Sensorwerten nur 3 für die Fragestellung benötigt werden und einen wirklichen Mehrwert liefern. Die tatsächliche Datenmenge weicht damit erheblich von dem ursprünglichen Annahmen ab.

In dem obigen Beispiel fallen sowohl in der Modellentwicklung als auch im ausgerollten Produkt relativ wenige Daten an. Die Modellentwicklung kann auf einem normalen PC erfolgen und das ausgerollte Produkt kann z. B. mit einfachen Cloud-Technologien oder sogar mithilfe normaler Datenbanken umgesetzt werden. Sind die Sensordaten also ausschließlich für diesen Use-Case da, so kommt dieses Projekt ganz ohne Big-Data-Technologien aus. Aber selbst wenn die Sensoren und Sensordaten für weitere Use-Cases genutzt werden sollen, liefert die Erfahrung aus dem initialen Use-Case immer wertvollen Input für die Auswahl der geeigneten IT-Technologie.

In der zweiten Kategorie unserer Digitalisierungsprojekte liegen große Datenmengen bereits vor und sind in den bestehenden Datenbanken gespei-

chert. Für die Datenspeicherung muss also keine Big-Data-Lösung mehr gefunden werden. Da Big-Data-Lösungen aber nicht nur für die Datenhaltung, sondern auch für die Auswertung der Daten Vorteile bieten, stellt sich die Frage, ob für die Auswertung der Daten eine solche Technologie notwendig ist. Die Anbieter von Big-Data-Lösungen zeigen gerne Anwendungsfälle, in denen solche Produkte unumgänglich ist. Aber es gibt eben auch viele Anwendungsfälle, die ohne eine solche Lösung auskommen. Die Methode des Ziehens von Stichproben (Sampling) aus der klassischen Statistik liefert hier die Antwort. Dabei kommt zum Tragen, dass gerade bei vielen Daten die gewünschte Information auch schon in einer kleinen Stichprobe vorhanden ist. Bei komplizierten Fragestellungen kann diese Methode ein wenig aufwendiger sein, aber ein gut geschulter Data-Scientist findet meistens eine gangbare Lösung. Es lohnt sich daher zu überprüfen, ob die eigenen Anwendungsfälle auch ohne Big-Data-IT gelöst werden können.

Beispiel: Sampling

Es liegen Daten von 100.000 Smart-Meter-Kunden vor und es soll eine individuelle Haushaltsstromprognose erstellt werden. Eine Stichprobe von x Kunden wird gezogen, um das Modell zu erstellen und zu testen. Die komplette Proof-of-Value Phase kann damit auf einem einfachen Rechner und in der bestehenden Datenbank durchgeführt werden.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass in den meisten Fällen auch ohne eine Big-Data-Lösung mit ersten Digitalisierungsprojekten gestartet werden kann. Auch hier gilt wieder, dass die gesammelten Erfahrungen zunächst auch ohne Big-Data-Lösung wertvolle Informationen in Form von Anforderungen für eine spätere Big-Data-Lösung liefern.

These #3: Sensoren und Daten sind die Basis, aber nicht das Ziel der Digitalisierung

Sensoren und Daten sind die Basis für die Digitalisierung. Doch das Ziel der Digitalisierung sind gewinnbringende Use-Cases, basierend auf diesen Daten. Ohne diese zu finden und umzusetzen, ist das Digitalisierungsprojekt gescheitert.

Die Einführung von Smart Metern in der Energiebranche ist ein Beispiel für eine Digitalisierungsoffensive, die fast gescheitert wäre, weil die Suche und das Umsetzen von wirtschaftlichen Use-Cases nicht konsequent genug verfolgt wurde. Eine Transparenzlösung für den Endkunden ist noch nicht der Gewinn bringende Use-Case und die zeitvariablen Tarife sind aus bekannten Gründen noch nicht umgesetzt worden. In der Logistik- und Fahrzeugbranche wurden Telematik-Systeme eingeführt. Auch hier müssen Use-Cases über die einfache Transparenz für den Kunden hinausgehen, um letztendlich erfolgreich zu sein. Doch wie können solche Use-Case gefunden werden? Eine zu abstrakte oder unkonkrete Betrachtung der Use-Cases oder eine einseitige Kompetenz in den entsprechenden Projekten ist oft ein Grund für den fehlenden Erfolg. Aus unserer Sicht besteht die höchste Wahrscheinlichkeit für einen Erfolg, wenn zumindest folgende Kompetenzen zusammenarbeiten: Zum einen braucht es den Fachbereich, der den Kunden oder die Prozesse sowie die wirtschaftlichen Hebel kennt. Zusätzlich kann die Data-Science-Expertise am besten früh einschätzen, was auf Basis der Daten möglich ist und was nicht. Wer es schafft, diese Kompetenzen zusammen zu bringen, hat die besten Voraussetzungen, um den kreativen Prozess für das Goldgraben in den Datenschätzen und somit wesentliche Aspekte des Digitalisierungsprojektes zum Erfolg zu führen.

Der SANDY-Ansatz für das „EINFACH MACHEN“ von Digitalisierungsprojekten

SANDY energized analytics greift auf viel Erfahrung aus Digitalisierungsprojekten der Energiewirtschaft, profundes Data-Science-Know-how, Methodenwissen und ihre Prediction Technology zurück.

Für eine erfolgreiche Umsetzung von datenbasierten Mehrwerten im Rahmen der Digitalisierung hat sich folgendes Vorgehen für uns herauskristallisiert:

1. Herausarbeiten von konkreten Anwendungsfällen (Use-Cases) mit besonderem Blick auf die zugrundeliegenden Daten, den Umsetzungsaufwand und den größtmöglichen monetären Hebel

2. einfache und kostengünstige prototypische Umsetzung und schnelle Erprobung der Machbarkeit und Werthaltigkeit einzelner datenbasierter Mehrwerte mit der Möglichkeit einer schnellen und agilen Nachjustierung
3. schnelle, robuste und kostengünstige Operationalisierung von Analytik als ‚Analytics-as-a-Service‘.

Case Studies

Success Case: Forecasting

Aufgabenstellung

Ein Kunde ver- und betreibt Fotovoltaikanlagen inklusive Batteriespeichern für Haushaltskunden zu deren Selbstversorgung mit Solarstrom. Kundenwunsch ist die kundenspezifische und zuverlässige Dimensionierung dieser Komponenten, um den größtmöglichen Kostenvorteil beim Kunden zu erreichen, die in Anschaffung und Betrieb wirtschaftlichsten Komponenten zu beschaffen sowie gleichbleibende Qualität im Vertriebsprozess bei intensiver Expansion der Vertriebsaktivitäten sicherzustellen.

Unsere Lösung

Durch die Verwendung von Lastgängen echter Haushalte, Erzeugungsdaten echter Fotovoltaikanlagen sowie realer Wetterdaten und weiterer Einflussfaktoren sind wir in der Lage, auf Basis moderner Prognose-Algorithmen bereits im Voraus in der Planung befindliche Anlagen zu simulieren und den Ertrag zu prognostizieren (Deep Learning). Der Kunde konsumiert diese Analytics-Leistung vollautomatisch als Analytics-as-a-Service in hoher und stabiler Prognosegüte.

Echtzeitanalyse und Last-Forecasting im Energiehandel

Aufgabenstellung

Ein Kunde der Energiewirtschaft versorgt für einen Netzbetreiber dessen Netz mit Energie. Die Prognose der tatsächlich benötigten Energie und die Kenntnis des tatsächlichen Zustands des Energienetzes aus wirtschaftlicher

Sicht stellen große Herausforderungen dar. Kundenwunsch ist eine weitere Verbesserung der Prognosen und eine Sicht in Echtzeit auf den Ist-Zustand des Netzgebietes. Mithilfe dieser Informationen ist eine Optimierung des Day-ahead- und Intraday-Handels möglich.

Unsere Lösung

Durch die Verarbeitung und Aggregation zigtausender echter Daten aus Smart Metern kann der Energiebedarf des Netzgebietes in nahezu Echtzeit zur Verfügung gestellt werden. Gruppierete Lastgänge werden mithilfe selbstlernender Prognose-Algorithmen alle 15 min. prognostiziert, mit weiteren Informationen angereichert und erlauben zusätzlich einen Blick 48 Stunden in die Zukunft. Der Kunde konsumiert diese Analytics-Leistung vollautomatisch als Analytics-as-a-Service in hoher und stabiler Prognosegüte.

Differenzierendes Produktfeature für Smart-Home-Anwendungen

Aufgabenstellung

Ein Kunde bietet Haushaltskunden Smart-Home-Lösungen an. Funktionalitäten im Bereich der Heizungssteuerung sind aufgrund des Angebotes zahlreicher Wettbewerber nicht mehr differenzierend. Kundenwunsch ist, basierend auf den vorhandenen Daten, neue und intelligente Produktfeatures anzubieten, um im Markt über ein neues Alleinstellungsmerkmal zu verfügen. Dieses Produktfeature soll den energetisch optimalen Einsatz von Energie und den individuellen Wohlfühl-Komfort erhöhen.

Unsere Lösung

Durch die Verwendung von Informationen aus den digitalen Thermostatventilen wurde das Produktfeature ‚intelligentes Vorheizen‘ entwickelt. Raum- und haushaltspezifisch wird täglich der optimale Vorheizzeitpunkt jedes Raumes auf Basis selbstlernender Algorithmen prognostiziert, bei dem der Raum automatisch genau zur gewünschten Nutzungszeit die gewünschte Zieltemperatur erreicht. Kunden sparen Energie und haben es immer dann warm, wenn sie es benötigen. Unser Kunde konsumiert diese Leistung vollautomatisch als Analytics-as-a-Service.

Referenzmodell einer Energieinformationssystemarchitektur (EnISA) für produzierende Unternehmen

Marco Roscher

Bereich Informationsmanagement – FIR an der RWTH Aachen
Campus Boulevard 55, 52074 Aachen

Marco.Roscher@fir.rwth-aachen.de

In diesem Beitrag wird ein quasi normungsfähiges Referenzmodell einer Energieinformationssystemarchitektur (EnISA) für produzierende Unternehmen vorgestellt. Hierdurch erhalten Unternehmen ein praxisorientiertes Referenzmodell, das sie dabei unterstützt, schon heute ihre Energieinformationssysteme (EnIS) hinsichtlich der geforderten IKT-Strukturen so auszulegen, dass diese den zukünftigen Anforderungen der Energiewende gerecht werden, aber auch hinsichtlich der sich bietenden Möglichkeiten zukünftiger Industrie-4.0-Anwendung optimal gestaltet sind. Die durch das Referenzmodell beschriebene generische – d.h. anwendungstyp-, unternehmens-, geschäftsmodellübergreifende Architektur besitzt Referenzcharakter und kann unter Zuhilfenahme der Dokumentation zu einer spezifischen EnISA – d.h. anwendungstyp-, unternehmens- und geschäftsmodellbezogen konkretisiert werden.

1 Motivation und Einleitung

Ausländische Investoren sehen Europa und vor allem Deutschland zwar im Aufwind [6], gleichzeitig bewerten nach einer Umfrage der DIHK 1300 Industrieunternehmen die aktuelle wirtschaftspolitische Lage in Sachen Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandortes Deutschland allerdings mit einer Drei minus (3,3) in Schulnoten [23]. Dabei fällt die Bewertung des Standort-

faktors Energiekosten besonders schlecht aus (Schulnote 4,2) und entwickelt sich zunehmend zu einem branchenübergreifenden Problem, das sogar zu einem großen Konjunktur- und strukturellen Standortrisiko werden könnte [23]. Dies betrifft insbesondere die internationale Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Produktion. Tatsächlich zählen die derzeitigen Energiepreise vor allem für Strom in Deutschland mit zu den höchsten in der Welt – hier sind gerade in den letzten Jahren überdurchschnittliche Wachstumsraten zu verzeichnen [11].

Es ist daher wenig verwunderlich, dass die Energiewende seitens der Industrie in erster Linie als Ursache für steigende Preise, für eine zunehmende Komplexität in der Strombeschaffung sowie zusätzlichen Bürokratieaufwand aufgrund neuer gesetzlicher Bestimmungen wahrgenommen wird. Dieser Umstand ist vor allem darauf zurückzuführen, dass bei der aktiven Gestaltung der Energiewende den Anforderungen der industriellen Verbraucherseite derzeit zu wenig Beachtung geschenkt wird und so die in der Produktion vorhandenen Potenziale für Lastverschiebung, Energieeffizienzerhöhung und Treibhausgasminderung nicht gehoben werden können. Dies liegt u. a. darin begründet, dass die öffentliche Diskussion heute schwerpunktmäßig aus Netz- und Erzeugungssicht geführt wird und die Integration der erneuerbaren Energien durch die Politik in den Fokus gerückt wurde. Dabei sollten eigentlich mit der Energiewende die Hauptziele Steigerung der Energieeffizienz, Reduktion der Treibhausgasemissionen zum Klimaschutz, der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Ausstieg aus der Atomenergie verfolgt werden [3]. In diesem Zusammenhang bietet die Digitalisierung und der damit einhergehende verstärkte Einsatz von IKT theoretisch sehr hohe Potenziale für das industrielle Energiemanagement.

2 Ausgangssituation und Abgrenzung

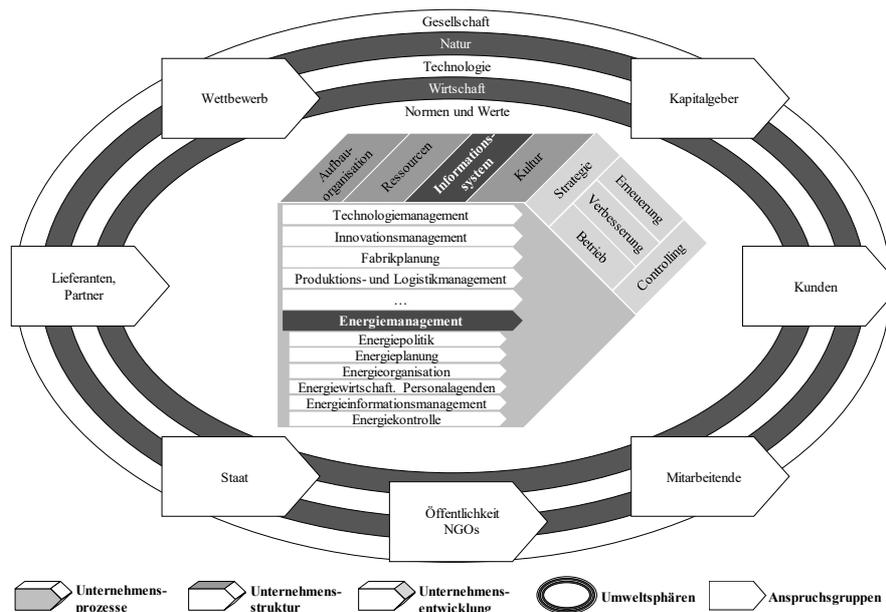
Der Begriff ‚Industrie 4.0‘ wurde in Deutschland geprägt und ist daher außerhalb der Landesgrenzen nur wenig bekannt, nichtsdestotrotz werden an den Aktivitäten und Konzepten, die sich hinter dieser Form der Fertigung verbergen, derzeit auch in den USA und Asien mit Hochdruck gearbeitet [27]. Tatsächlich zeichnet sich aber auch beim Standortfaktor deutsche IT-Infrastruktur im internationalen Vergleich ein ähnliches Bild wie bei den Energiekosten ab. In der Praxis rutschte die Zufriedenheit laut DIHK-Um-

frage auf eine Drei (3,1) in Schulnoten ab und verschlechterte sich so wesentlich gegenüber den Vorjahren (2,5 in 2011 und 2,3 in 2008). Mit Blick auf die hohen Anforderungen an eine leistungsfähige IT-Infrastruktur durch Industrie-4.0-Anwendungen muss dies als ein klares und ernst zu nehmendes Warnsignal verstanden werden [23]. Nichtsdestotrotz sind heute gerade in der Produktion noch große Effizienzpotenziale vorhanden, die durch Informationstransparenz über Energie- und Ressourceneinsatz mithilfe heutiger Mess- und Automatisierungstechnik, der technischen Möglichkeiten der schnellen Bereitstellung von Informationen sowie der Fähigkeit zur dezentralen und zentralen Datenverarbeitung in Echtzeit auch schon gehoben werden könnten. Auf diese Weise wäre es möglich, bis 2020 in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen rund 44 Milliarden Kilowattstunden Strom einzusparen [24]. Die Tatsache, dass dies in der Praxis heute nicht geschieht, ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass Energiedaten in den Unterstützungssystemen der Produktion selten Berücksichtigung finden, obwohl bei den meisten Unternehmen der Einsatz eines ERP-Systems heute Standard ist – APS, MES, MDE und BDE finden dahingegen bei weniger als der Hälfte der Unternehmen Anwendung [22].¹ Damit die für die Produktion in Zukunft immer wichtigeren Energiedaten trotzdem den Weg in die Planung finden können, müssen diese kurzfristig an anderer geeigneter Stelle gesammelt und verarbeitet werden. Dazu müssen interoperable EnIS aufgebaut werden, die über geeignete Schnittstellen mit anderen betrieblichen Informationssystemen vernetzt sind und so Informationen auch über Unternehmensgrenzen hinweg austauschen können. Zur Einführung von EnIS in die Welt des Produktionsmanagements und zur Ableitung der sich hieraus ergebenden Anforderungen an diese eignet sich der ‚Ordnungsrahmen Produktion und Management‘.

Im Ordnungsrahmen Produktion und Management wurden Anpassungen des allgemeingültigen und auf jeglichen Unternehmenstyp anwendbaren St. Galler Management-Modells mit besonderer Rücksicht auf das produzierende Unternehmen vorgenommen [20]. Es stellt somit ein generisches Modell mit hohem Abstraktionsgrad dar, das sowohl die einzelnen Elemente innerhalb als auch außerhalb eines Unternehmens sowie die Beziehungen zwischen diesen abbildet. Der Ordnungsrahmen lässt sich somit in innerbetriebliche Fragestellung, Anspruchsgruppen als Interaktionspunkt mit der Außenwelt und Um-

¹ ERP = Enterprise Resource Planning; APS = Advanced Planning and Scheduling; MES = Manufacturing Execution System; MDE = Maschinendatenerfassung; BDE = Betriebsdatenerfassung

weltsphären als externe Einflussgrößen auf produzierende Unternehmen untergliedern [20]. Mit der Aufnahme des Energiemanagements erfolgt hier eine Erweiterung der Unternehmensprozesse, die der wachsenden Bedeutung der Ressource Energie für Industriebetriebe Rechnung trägt (s. Abb. 1).



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an RÜEGG-STÜRM, Das neue St. Galler Management-Modell. Grundkategorien einer integrierten Managementlehre (2002), SCHUHET AL. in Strategie und Management produzierender Unternehmen (2011), POSCH, Ganzheitliches Energiemanagement für Industriebetriebe (2010)

Abb. 1 Erweiterung des Ordnungsrahmens Produktion und Management

Jede Form der betrieblichen Leistungserstellung erfordert den Einsatz von Energie [15; 14]. Energiemanagement unterstützt daher Maßnahmen zur effizienten Energienutzung, die sich sowohl aus Unternehmenssicht und/oder aus umweltpolitischen Zielen ergeben [25]. VDI 4602:2007 definiert Energiemanagement als die vorausschauende, organisierte und systematisierte Koordinierung von Beschaffung, Wandlung, Verteilung und Nutzung von Energie zur Deckung der Anforderungen unter Berücksichtigung ökologischer und ökonomischer Zielsetzungen [25]. Der innerbetriebliche Energiefluss kann darauf aufbauend als technisches System mit den einzelnen Abschnitten Energiebezug, Energieumwandlung und -verteilung, Energienutzung und -speicherung sowie Energieabgabe bzw. -recycling dargestellt werden [28]. Die mit dem innerbetrieblichen Energiefluss verbundenen wirtschaftlichen Gegebenheiten werden in Betrieben als Managementaufgabe mit Querverbundsfunktion betrachtet [25].

Industrielles Energiemanagement kann demnach auch als Management der Energiewirtschaft als einem funktionalen Teilbereich des Betriebs mit Fokus auf die Ressource Energie, als notwendiger Input im Rahmen der betrieblichen Wertschöpfung betrachtet werden [14; 25]. Dabei wird die betriebliche Energiewirtschaft als offenes, sozio-technisches Subsystem des Gesamtunternehmenssystems betrachtet [14]. Energiepolitik wird als formale Verlautbarung der Betriebsleitung bezüglich der Aussagen der Organisation zu den übergeordneten Absichten und der Richtung in Bezug auf ihre energiebezogene Leistung beschrieben [5]. Wesentliche Managementfunktionen der strategischen und operativen Ebene sind darüber hinaus Energieplanung, Energieorganisation, energiewirtschaftliche Personalagenden, Energieinformationsmanagement sowie Energiekontrolle [14]. Energieplanung hat das Ziel, zu Aktivitäten zur kontinuierlichen Verbesserung der energiebezogenen Leistung des Betriebs zu führen, und steht somit im Einklang mit der Energiepolitik [5]. Hierzu berücksichtigt die Energieplanung sowohl rechtliche Vorschriften als auch andere Anforderungen an den Betrieb hinsichtlich der energiebezogenen Leistung [5]. Unter Energieorganisation werden die notwendigen Strukturen und Prozesse der Aufbau- und Ablauforganisation im Kontext der Ressource Energie zusammengefasst. Unter dem Begriff ‚energiewirtschaftliche Personalagenden‘ fallen alle Aspekte der Personalführung, die das energiewirtschaftlich relevante Verhalten aller Stakeholder zur Erreichung der energiebezogenen Ziele verfolgen. Das Energieinformationsmanagement stellt die Wahrnehmung der Informationsfunktion sicher und sorgt im Zuge der Entscheidungsfindung für die rechtzeitige, in Umfang und Präsentation angemessene Zurverfügungstellung aller notwendigen Informationen. Die Energiekontrolle überwacht schließlich die Sicherung der energiebezogenen Planerfüllung und die kontinuierliche Verbesserung des Energiemanagementprozesses [14].

3 Anforderungen

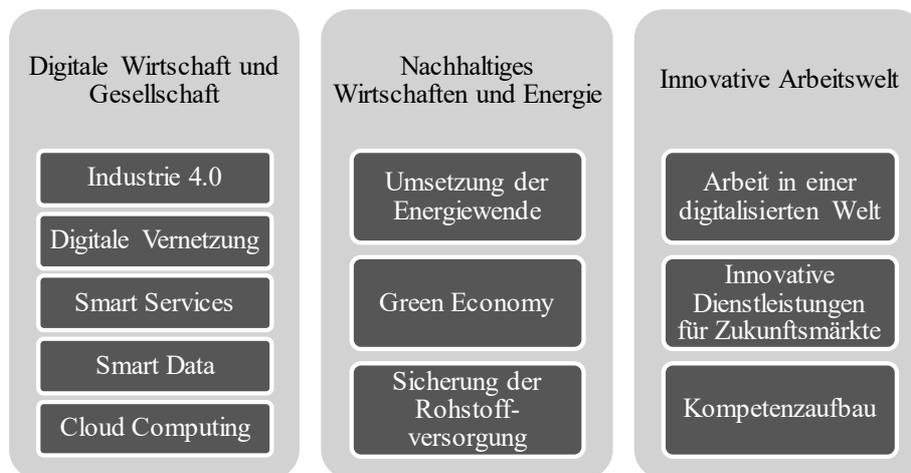
Mit Blick auf die zukünftige Gestaltung von wandlungsfähigen, vernetzten, ressourcenschonenden und -effizienten Fabriken haben verschiedene Entwicklungen ebenfalls Einfluss auf die Gestaltung zukünftiger betrieblicher EnIS [17]:

- höhere Anforderungen an Kreativität, Kompetenz, Wissen und Innovationsfähigkeit der Menschen bei gleichzeitigen demografischen Veränderungen
- zunehmende Individualisierung der Kundenwünsche
- zunehmende Nachhaltigkeit und Ressourcenschonung
- fortschreitende Verbreitung moderner IKT.

Darüber hinaus sind diese Entwicklungen durch zunehmend partnerschaftliche Kommunikation, Kooperation und Vernetzung von Wissen, Prozessen und Leistungseinheiten verbunden [17]. Auf diese Weise treibt die Digitalisierung den Übergang von der Industrie- zur Informationsgesellschaft weiter voran [17]. Mit der neuen Hightech-Strategie wurden durch die Bundesregierung die Ziele für Deutschland auf dem Weg zum weltweiten Innovationsführer bereits aufgezeigt [4]. Tabelle 1 fasst die für das Energiemanagement produzierender Unternehmen relevanten Zukunftsaufgaben und Aktionsfelder übersichtsartig zusammen.

Tabelle 1:

Relevante Zukunftsaufgaben und Aktionsfelder des Energiemanagements



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Bundesministerium für Bildung und Forschung, Die neue Hightech-Strategie Innovationen für Deutschland (2014)

Bei Industrie 4.0 steht die digitale Vernetzung von verteilten, intelligenten, interoperablen Produktionssystemen über Breitbandtechnologien im Zentrum. Die von Experten allgemein anerkannten Industrie-4.0-Anforderungen lassen sich wie folgt zusammenfassen: Plug & Produce (Ziel: flexible

An- und Abkoppelbarkeit verschiedener Automatisierungskomponenten) [18], Aufbruch Automatisierungspyramide (Ziel: adaptives Zusammenstellen von IT-Systemen unterschiedlicher Hierarchiestufen) [21], digitales Abbild der Fabrik (Planung und Steuerung auf Basis realitätsnaher Modelle und realer Daten) [2], Datenspeicherung und -verarbeitung (Ziel: neue, automatisierte Ansätze durch Datenintegration und Datenauswertung) [13], Integration Mensch (Ziel: IKT muss für Arbeitnehmer mobil, vielseitig und möglichst einfach verwendbar sein) [7], Durchgängigkeit des Engineering (Ziel: bidirektionaler Informationsfluss entlang des Produktlebenszykluses) [26], Interoperabilität (Ziel: logische Kopplung bisher unabhängiger IT-Systeme) [16] und Sicherheit (Sicherheit der Übertragung und Daten sowie Authentifizierung auf Anwender- und Anwendungsebene) [12].

4 Referenzmodell einer EnISA

Architekturen erfüllen in Abhängigkeit des Verwendungszwecks eine Beschreibungs-, Kommunikations- oder Gestaltungsfunktion. In Anwendung der Beschreibungsfunktion liefern Architekturen eine möglichst ganzheitliche Abbildung der Ist-Situation in Unternehmen hinsichtlich ihrer Gesamtzusammenhänge der Informationsinfrastruktur. Mit der Kommunikationsfunktion erfüllen Architekturen den Zweck eines gemeinsamen Bezugspunkts und Sprachmittels. Mithilfe der Gestaltungsfunktion liefern Architekturen die gemeinsame Basis für den Entwurf einer Soll-Situation im Umfeld sich ständig ändernder Rahmenbedingungen [10].

Zur besseren Beschreibung der Architekturen werden in der Regel Teilarchitekturen gebildet, um eine jeweils detaillierte Behandlung verschiedener Aspekte durchführen zu können. In der Literatur wird zwischen Unternehmens-, Geschäfts-, Anwendungs-, Informationssystem-, Software-, Datenarchitekturen und Architekturen der technischen Infrastruktur unterschieden [10]. Durch Informationssystemarchitekturen werden Modelle der informationstechnischen Infrastruktur, der Daten und Anwendungsprogramme sowie der durch Informationssysteme unterstützten Aufgaben mit den dazu benötigten Rahmenbedingungen der Aufbau- und Ablauforganisation des entsprechenden Unternehmensteils beschrieben [10]. In Anlehnung an ISO/IEC 2382:2015 stellen Energieinformationssysteme (EnIS) Informationsverarbei-

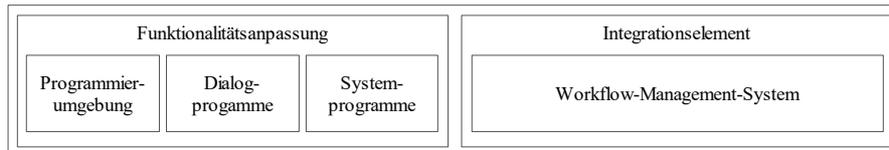
tungssysteme dar, die zusammen mit assoziierten organisationsbezogenen menschlichen, technischen und finanziellen Ressourcen sämtliche energie-relevanten Informationen eines Betriebs verbreiten und liefern. EnIS ermöglichen die kontinuierliche Datenüberwachung und dienen somit insbesondere der Erfassung, Analyse und Aufbereitung aller energierelevanten Daten eines Betriebs, als Hilfsmittel für einzelne betroffene Mitarbeiter und/oder als Kommunikationsplattform für den gesamten Betrieb [19]. Den mehrere Ebenen umfassenden generischen Aufbau einer EnISA zeigt Abbildung 2.

- Dort befindet sich auf unterster Ebene die *Infrastrukturschicht*, in der Systemaufbau, Topologie und sämtliche relevante Hardware wie bspw. Messeinrichtungen und Sensoren beschrieben sind.
- Darüber liegt die *Datenhaltungsschicht*, in der sich die Datenbanken und das zugehörige Datenbankmanagementsystem (DBMS) befinden [8]. In der Regel befinden sich dort auch Schnittstellen, die den Zugriff zu anderen internen als auch externen Datenbanken gestatten [8].
- Die *Kontrollschicht* dient der Geschäftsprozesssteuerung, bei der sowohl die Modellierung und Manipulation der für das Energiemanagement relevanten Geschäftsprozesse als auch das Anstoßen der Funktionen im System im Mittelpunkt stehen [9]. Werden an der Modellierung dieser Schicht Veränderungen vorgenommen, so werden diese in die Elemente der anderen Schichten übertragen [8]. Die Methodenbank enthält alle notwendigen Elemente zur Beschreibung der relevanten Geschäftsprozesse durch Modellierungssprachen. In der Modellbank sind die Strukturen der hinterlegten betriebswirtschaftlichen Modelle gespeichert [1].
- Darauf aufbauend folgt die *Applikationsschicht*, die im Applikationskern die Funktionen der Anwendung beinhaltet [8]. Industrielles Energiemanagement erfordert für die Bereitstellung, Verteilung und Anwendung von Energie verschiedenste wiederkehrende Funktionen, die je nach konkreter Aufgabenstellung vom Anwender für seine Zwecke genauer spezifiziert werden müssen [25]. In Anlehnung an VDI 4602 lauten die wichtigsten Energiemanagementfunktionen: Energieportfolio, Energiecontrolling, Kostenabrechnung, Leistungsermittlung, Datenarchivierung, Leistungsüberwachung, Leistungsschaltung bzw. Leistungsregelung, Leistungsoptimierung, Simulation, statistische Auswertung, Leistungsprognose und Berichtswesen. Zur Performanceoptimierung kann im Applikationskern eine Trennung in einen datenbankabhängigen und -unabhängigen Teil erfolgen. Der datenbankabhängige Teil erlaubt der Applikation einen direkten Zugriff auf die durch das DBMS verwalteten

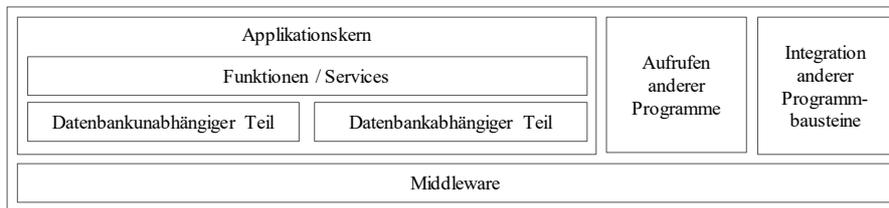
Präsentationsschicht



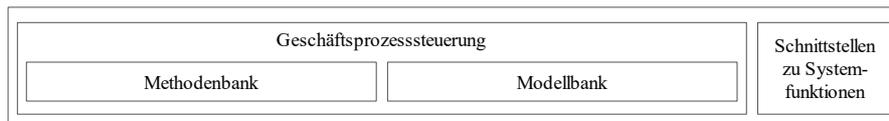
Adaptionsschicht



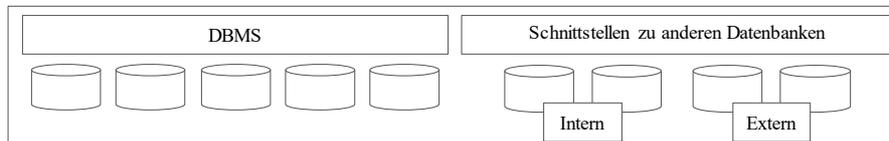
Applikationsschicht



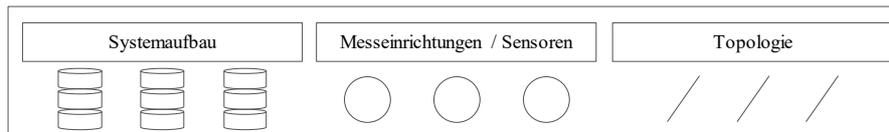
Kontrollschicht



Datenhaltungsschicht



Infrastrukturschicht



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an GRONAU, Enterprise Resource Planning (2014), GRONAU, Wandlungsfähige ERP-Systeme (2007), ABTS ET AL., Grundkurs Wirtschaftsinformatik (2001)

Abb. 2 Generischer Aufbau einer Energieinformationssystemarchitektur (EnISA)

Daten; der datenbankunabhängige reicht die Daten an den Applikationskern weiter [8]. Eine Middleware gestattet, den Aufruf anderer Programme bzw. die Integration von in anderen Programmiersprachen implementierten Programmbausteinen.

- Durch die *Adaptionsschicht* wird die Anpassung der Funktionalität des genutzten Ausschnittes des Datenmodells des EnIS an die jeweils abge-

bildeten Leistungsprozesse und Datenstrukturen ermöglicht [8]. Eine Programmierumgebung erlaubt die Ergänzung und Erweiterung von Anwendungen. Durch Dialogprogramme kann die Erfassung, Änderung und Löschung von Datensätzen erfolgen [1]. Systemprogramme unterstützen bestimmte Dienstfunktionen, wie die Festlegung von Zugriffsrechten, Datensicherung etc. [1]. Workflow-Management-Systeme dienen als Integrationselement zur einheitlichen rechnerunterstützten Modellabbildung von Prozessen, die gemeinsam von unterschiedlichen Informationssystemen genutzt werden [8].

- Die *Präsentationsschicht* bildet die oberste Schicht des EnIS, deren Benutzungsoberfläche auch als Web-Client ausgeprägt sein kann.

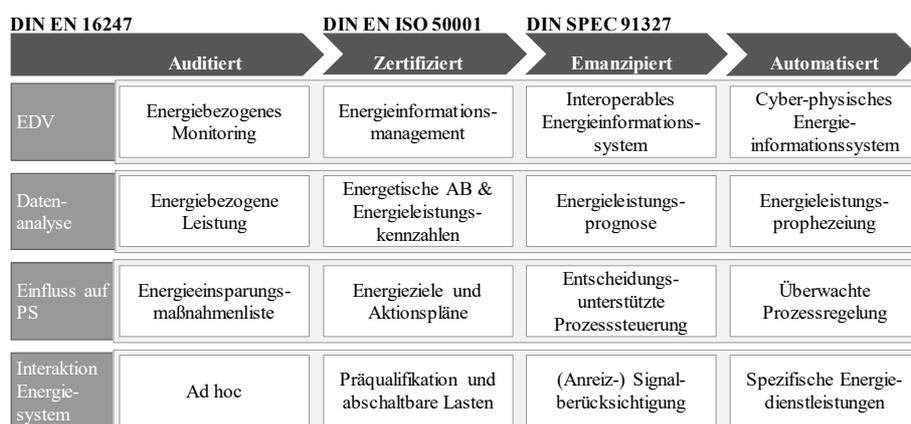
5 Zusammenfassung und Fazit

Energiewende und Industrie 4.0 stellen eine gesamtgesellschaftlich zu bewältigende Aufgabe dar. Dabei gilt es in erster Linie, Antworten auf die teils komplexen Fragestellungen zu finden, die sich zum einen aus der derzeitigen Neuausrichtung des europäischen Energiesystems ergeben und zum anderen aber auch auf die zunehmende Durchdringung der Gesellschaft mit IT zurückzuführen sind. Unter diesen stark unwälzenden Rahmenbedingungen herrschen auch für die Industrie völlig neuartige Anforderungen an moderne Informationssysteme. Getrieben durch die Energiewende, spielen heute im Kontext des betrieblichen Energiemanagements neben Anforderungen unternehmensinterner Anspruchsgruppen auch Anforderungen unternehmensexterner Anspruchsgruppen mit Auswirkungen auf den Produktionsbetrieb eine entscheidende Rolle und stellen Industrieunternehmen heute vor neue Herausforderungen (vgl. Abb. 1).

Gleichzeitig verspricht aber gerade die Digitalisierung der Wirtschaft hohe Produktivitätssteigerungspotenziale, bei der, wie in Abbildung 3 gezeigt, Unternehmen mit ihrem Energiemanagement verschiedene Reifegradstufen erreichen können.

Zu deren Erreichung werden spezifische Branchenfachkenntnisse weiterhin unerlässlich bleiben; die Fähigkeit, die richtigen Daten zu erheben und nutzenstiftend in den unterschiedlichen Unternehmensbereichen einzusetzen,

wird in diesem Umfeld aber zunehmend zu einem zentralen Differenzierungsmerkmal im internationalen Wettbewerb.



Quelle: Eigene Darstellung AB= Ausgangsbasis PS= Produktionssystem EDV= Elektronische Datenverarbeitung

Abb. 3 Reifegrade des industriellen Energiemanagements

Danksagung

Der Autor möchte sich an dieser Stelle bei Geldgebern, Unterstützern und Kritikern sowie Mit- und Zuarbeitern für deren Unterstützung bedanken.

„Wissen ist Macht, ein scharfes Schwert hat weit weniger Kraft als manch verblichenes Blatt“ – Felix Blume

Dieses Paper beinhaltet teilweise Ergebnisse aus dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Forschungsprojekt FLAixEnergy (Förderkennzeichen: 0325819A).

Referenzen

- [1] Abts, D.; Mülder, W.: *Grundkurs Wirtschaftsinformatik. Eine kompakte und praxisorientierte Einführung*. Braunschweig/Wiesbaden: Vieweg, 2001.
- [2] Bauernhansl, T.: Die Vierte Industrielle Revolution – Der Weg in ein wertschöpfendes Produktionsparadigma. In: Thomas Bauernhansl; Michael ten Hompel;

- Birgit Vogel-Heuser (Hrsg.): *Industrie 4.0 in Produktion, Automatisierung und Logistik : Anwendung, Technologien, Migration*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014, S. 5–35.
- [3] Bruhnke, A.; Roscher, M.: Energie-Wissensmanagement in der flexiblen Fabrik. Langfristiger Mehrwert an der Schnittstelle zwischen Industrie 4.0 und Strommarkt 2.0. In: M. Bentele, J. Niemeier, P. Schütt, M. Weber (Hrsg.): *KnowTech – 17. Kongress für Wissensmanagement, Social Collaboration und Industrie 4.0*. Berlin: GITO, 2015, S. 261–268.
- [4] Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF): *Die neue Hightech-Strategie Innovationen für Deutschland*, Berlin, 2014.
- [5] DIN EN ISO 50001: *Energiemanagementsysteme-Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung (ISO 50001:2011) 27.010*, 2011.
- [6] Ernst & Young: *Neuer Schwung. Standort Deutschland 2015*. Essen, 2015.
- [7] Fallenbeck, N.; Eckert, C.: IT-Sicherheit und Cloud Computing. In: Thomas Bauernhansl; Michael ten Hompel; Birgit Vogel-Heuser (Hrsg.): *Industrie 4.0 in Produktion, Automatisierung und Logistik : Anwendung, Technologien, Migration*. Wiesbaden: Springer Vieweg, S. 397–431.
- [8] Gronau, N.: *Enterprise Resource Planning. Architektur, Funktionen und Management von ERP-Systemen*. München: Oldenbourg, 2014.
- [9] Gronau, N.; Lämmer, A.; Andresen, K.: Entwicklung wandlungsfähiger Auftragsabwicklungssysteme. In: Norbert Gronau; Anne Lämmer; Katja Andersen (Hrsg.): *Wandlungsfähige ERP-Systeme : Entwicklung, Auswahl und Methoden*. 2. Aufl., Berlin: GITO, 2007, S. 45–66.
- [10] Heinrich, L.; Stelzer, D.: *Informationsmanagement*. München: Oldenbourg, 2011.
- [11] Heymann, E.: Hohe Energiepreise in Deutschland führen zu Carbon Leakage. In: *et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64 (2014): 4, S. 45–48
- [12] Hoppe, S.: Standardisierte horizontale und vertikale Kommunikation: Status und Ausblick. In: Thomas Bauernhansl; Michael ten Hompel; Birgit Vogel-Heuser (Hrsg.): *Industrie 4.0 in Produktion, Automatisierung und Logistik : Anwendung, Technologien, Migration*. Wiesbaden: Springer Vieweg, S. 325–341.
- [13] Pantförder, D.; Mayer, F.; Diedrich, C.; Göhner, P.; Weyrich, M.; Vogel-Heuser, B.: Agentenbasierte dynamische Rekonfiguration von vernetzten intelligenten Produktionsanlagen. In: Thomas Bauernhansl; Michael ten Hompel; Birgit Vogel-Heuser (Hrsg.): *Industrie 4.0 in Produktion, Automatisierung und Logistik : Anwendung, Technologien, Migration*. Wiesbaden: Springer Vieweg, S. 145–158.
- [14] Posch, W.: *Ganzheitliches Energiemanagement für Industriebetriebe*. Wiesbaden: Gabler, 2011.
- [15] Posselt, G.: *Towards Energy Transparent Factories*. Cham: Springer International Publishing, 2016.

- [16] Pötter, T.; Folmer, J.; Vogel-Heuser, B.: Enabling Industrie 4.0 – Chancen und Nutzen für die Prozessindustrie. In: Thomas Bauernhansl; Michael ten Hompel; Birgit Vogel-Heuser (Hrsg.): *Industrie 4.0 in Produktion, Automatisierung und Logistik : Anwendung, Technologien, Migration*. Wiesbaden: Springer Vieweg, S. 159–171.
- [17] Schenk, M.; Wirth, S.; Müller, E.: *Fabrikplanung und Fabrikbetrieb*. Berlin/Heidelberg: Springer, 2014.
- [18] Schlick, J.; Stephan, P.; Loskyll, M.; Lappe, D.: Industrie 4.0 in der praktischen Anwendung. In: Thomas Bauernhansl; Michael ten Hompel; Birgit Vogel-Heuser (Hrsg.): *Industrie 4.0 in Produktion, Automatisierung und Logistik : Anwendung, Technologien, Migration*. Wiesbaden: Springer Vieweg, S. 57–84.
- [19] Schmid, C.: *Energieeffizienz in Unternehmen. Eine wissenschaftliche Analyse von Einflussfaktoren und Instrumenten*. Zürich: vdf, 2004.
- [20] Schuh, G.; Kampker, A.: *Strategie und Management produzierender Unternehmen* (Handbuch Produktion und Management; Bd. 1). Berlin: Springer, 2011.
- [21] Schuh, G.; Potente, T.; Thomas, C.; Hauptvogel, A.: Steigerung der Kollaborationsproduktivität durch cyber-physische Systeme. In: Thomas Bauernhansl; Michael ten Hompel; Birgit Vogel-Heuser (Hrsg.): *Industrie 4.0 in Produktion, Automatisierung und Logistik : Anwendung, Technologien, Migration*. Wiesbaden: Springer Vieweg, S. 277–295.
- [22] Schuh, G.; Nyhuis, P.; Reuter, C.; Hauptvogel, A.; Schmitz, S.; Nywlt, J.; Brambring, F.; Schulte, F.; Hansen, J.: Produktionsdaten als Enabler für Industrie 4.0: In: *wt Werkstattstechnik online* 2015: 4, 200–203
- [23] Schumann, A.; Liecke, M.: Industriestandort Deutschland: Risse im Fundament. DIHK-Umfrage im Netzwerk Industrie, 2014.
- [24] Umweltbundesamt: Energiesparen in Industrie und Gewerbe, online: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energiesparen/energiesparen-in-industrie-gewerbe> <24.12.2015>
- [25] VDI 4602: Energiemanagement – Begriffe. VDI Richtlinie 4602 01.040.27, 27.010. Beuth.
- [26] Vogel-Heuser, B.: Herausforderungen und Anforderungen aus Sicht der IT und der Automatisierungstechnik. In: Thomas Bauernhansl; Michael ten Hompel; Birgit Vogel-Heuser (Hrsg.): *Industrie 4.0 in Produktion, Automatisierung und Logistik : Anwendung, Technologien, Migration*. Wiesbaden: Springer Vieweg, S. 37–48.
- [27] Weiss, H.: Industrie 4.0 – ein deutscher Begriff, online: <http://www.vdi-nachrichten.com/Technik-Gesellschaft/Industrie-40-deutscher-Begriff>
- [28] Wohinz, J. W.; Moor, M.: *Betriebliches Energiemanagement*. Wien: Springer, 1989.

Verteilte Systeme

Dezentrale Ansätze für den robusten Verteilnetzbetrieb

Thomas Aundrup

Operative Systemführung – Westnetz GmbH

Die Energiewende bewirkt einen immer höheren Anteil an erneuerbaren Energien insbesondere in den ländlicheren Gebieten. Dies erfordert eine immer aktivere Lastflusssteuerung, heute bis in die Mittelspannungsebene hinein. Daneben treten neue Marktteilnehmer mit neuen Produkten auf. Dieses muss der Netzbetreiber zusätzlich managen. Voraussetzung hierfür ist der Informationsaustausch zwischen Netzbetreiber und Vermarkter, um einen zuverlässigen Netzbetrieb zu garantieren. Es wird sich eine neue, kaskadierte Datendrehscheibe für den Netzbetreiber entwickeln. Dies bedeutet, die Verarbeitung der Daten und ggf. Steuerung sollte möglichst dezentral in der Fläche stattfinden. Dieses erhöht die Robustheit eines automatisierten Netzbetriebes.

1 Sachstand: Energiewende 2016

Mit fortschreitender Energiewende ist ein weiterer Zubau von Onshore-Windenergieparks – Anschluss vornehmlich im 110-kV- (30-kV-) Netz – und von Fotovoltaikanlagen – Anschluss vornehmlich im Nieder- und Mittelspannungsnetz – zu verzeichnen. Bis zum Jahr 2030 wird die installierte EEG-Leistung nach dem Netzentwicklungsplan 2016 (NEP 2016) im progressiven Szenario um rd. 74% ansteigen. Die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke wird nach gleicher Studie um rd. 43% abnehmen. Dieses hat zur Folge:

- Tage mit fast reiner EEG-Einspeisung treten immer häufiger auf
- die Schwungmasse des Energiesystems nimmt an diesen Tagen stark ab

- die Kurzschlussleistung geht zurück
- die Systemdienstleistungen müssen auch aus dem Verteilungsnetz kommen, insbesondere die Sekundär- und Minutenleistung werden durch das Verteilungsnetz transportiert.

Wird das Szenario der NEP 2016 beispielweise auf das Land Nordrhein-Westfalen bezogen, so findet der Zubau der Einspeiseleistung im Münsterland, Ostwestfalen-Lippe, Sauerland und der Eifel statt. Diese Gebiete werden zukünftig um ein Vielfaches überspeist und stellen z. T. schon heute die betrieblichen Anforderungen an ein zukünftiges Energiesystem dar.

Die Lastentwicklung in den städtischen Gebieten von Dortmund, Duisburg, Köln ist negativ und weist in den letzten Jahren einen Lastrückgang von 1% bis 2% pro Jahr auf. Diese Städte werden in auch in Zukunft Lastgebiete bleiben.

Im Folgenden werden die betrieblichen Fragestellungen insbesondere für die Einspeisegebiete dargelegt. Besonders das Zusammenspiel von Vertriebs- und Netzaktivitäten wird aufgezeigt; ferner, welche Lösungsmöglichkeiten z. B. für den Regelenergieeinsatz bestehen.

2 Betriebliche Herausforderungen des heutigen Netzmanagements

2.1 Planung und Betrieb des Netzanschlusses

Die Anschlusszusage an Kunden für das Leistungsvermögen an dem Netzverknüpfungspunkt beruht auf Berechnungen und erfolgt auf dem Normalzustand des Netzes. Dieses gilt auch für den Anschluss von EEG-Anlagen. Zudem wird bei verschiedenen Energiearten ein Gleichzeitigkeitsfaktor zwischen den Energiearten angesetzt, welcher berücksichtigt, dass eine maximale Sonneneinstrahlung und maximale Windgeschwindigkeit nicht gleichzeitig auftreten. Zukünftig wird mit der Spitzenkappung eine gewollte Überplanung der Transportkapazität des Netzes stattfinden. Die Ausregelung dieser Überplanung – zum Erhalt der Versorgungszuverlässigkeit und des Schutzes des Betriebsmittels – muss die Netzführung garantieren.

Grundvoraussetzung für die Beurteilung der Betriebsmittelbelastung, der $(n-1)$ -Sicherheit des Netzes und somit Wahrung der Versorgungszuverlässigkeit, ist die Online-Beobachtbarkeit und Belastungsbeurteilung der Netze.

**Beobachtbarkeit garantiert
Versorgungsqualität**

Voraussetzung für den Netzbetrieb:

- Beobachtungs- und Steuerungsfähigkeit über alle Spannungsebenen; Daten der Netzschnittstellen müssen online zu Verfügung stehen
- Bei steigender Anzahl von Eingriffen oder Netzengpässen: automatisierte Lösungen notwendig

Hierzu sind an den Schnittstellen Kunde/Netz z. T. Online-Messwerte sowie statistische oder abgeleitete Einspeise- und Lastwerte von den Kunden notwendig. Hiermit wird eine Netzberechnung möglich. Zurzeit wird dieses bis in die Mittelspannungsnetze praktiziert. Insbesondere die Online-Verbindung zu

EEG-Anlagen und deren Einspeisedaten sind hierfür besonders wichtig, weil hierauf auch Eingriffe auf die Einspeiseleistung vorgenommen werden.

Ziel ist es, mit minimalen Eingriffen auf die Einspeiseleistung den Netzengpass zu beseitigen. Hierzu sind die Netztopologie, die Belastung und die Sensitivität auf den Engpass einer jeden Einspeisung zu betrachten.

2.2 Anforderungen an den Netzbetrieb

In den Einspeisegebieten stellen schon heute die notwendigen betrieblichen Maßnahmen einen erheblichen Koordinationsaufwand dar. In dem dargestellten Beispiel (s. Abb. 2) erfordert eine Traforevision das Regulieren der Einspeiseleistung auf die zulässigen Betriebsströme, indem z. B. die Einspeisung aus Windkraft reduziert werden muss. Zudem sind im Vorfeld bei geplanten Maßnahmen die Kunden zu informieren sowie jeder Eingriff mit dem Grund für den Eingriff zu protokollieren.

Der Netzfürer steht allerdings immer wieder vor der Frage, wie er bei unklaren Wetterverhältnissen die zulässigen Einspeiseleistungen einstellen soll. Ziel ist es, möglichst viel Energie aufzunehmen. In dem Beispiel wäre bei dem Fehlen einer Energieart (Wind, Sonne) aufgrund des Wetters kein Eingriff auf die Einspeisung notwendig. Ein Risiko bestünde allerdings darin, dass es bei einer unerwarteten Wolkenlücke oder einer Windböe zu einer sprunghaften Einspeisung kommt, auf die der Netzfürer nicht mehr reagieren kann. Messtechnisch ist bei beiden Energiearten eine Dynamik von 17%

bis 19% ihrer Nennleistung pro Minute gemessen worden, d. h. die Anlagen fahren in fünf Minuten auf Nenneinspeisung. Diese sprunghafte Einspeisung kann zu einer Überlastung des Engpasses bis zur Auslösung führen. Hier sind aus Betriebssicht zwei Maßnahmen anzustreben:

- (a) Die Einspeiseanlagen erhalten eine Vorgabe (Statik) in der Leistungsänderungsgeschwindigkeit, um Reaktionen durch die Netzführung zu ermöglichen bzw. zukünftig Automaten einsetzen zu können. Werte von 5% bis 10% der Anlagennennleistung pro Minute wären angebracht und würden auch zu dem konventionellen Kraftwerkspark und den heutigen Anforderungen an die Regelleistungserbringung passen.
- (b) Eine Verfahrensweise, welche das gesetzlich vorgegebene Einspeiseranking aufhebt, um eine maximale Einspeiseleistung zu ermöglichen; z. B. sollte bei Wartungsarbeiten mit erforderlicher Beschränkung der Einspeiseleistung – bei entsprechendem Wetter – die Einspeiseleistung von PV auf 0% und Windanlagen auf 100% gesetzt werden dürfen.

Aus Sicht des Vertriebes / Direktvermarkters sind Beschränkungen von Einspeisern, welche in einem Vertragsverhältnis stehen, vom Netzbetreiber anzuzeigen. Ansonsten können aus Unkenntnis die vermarkteten Leistungen ggf. nicht erbracht werden bzw. kann der Vermarkter keine Ersatzmaßnahmen ergreifen.

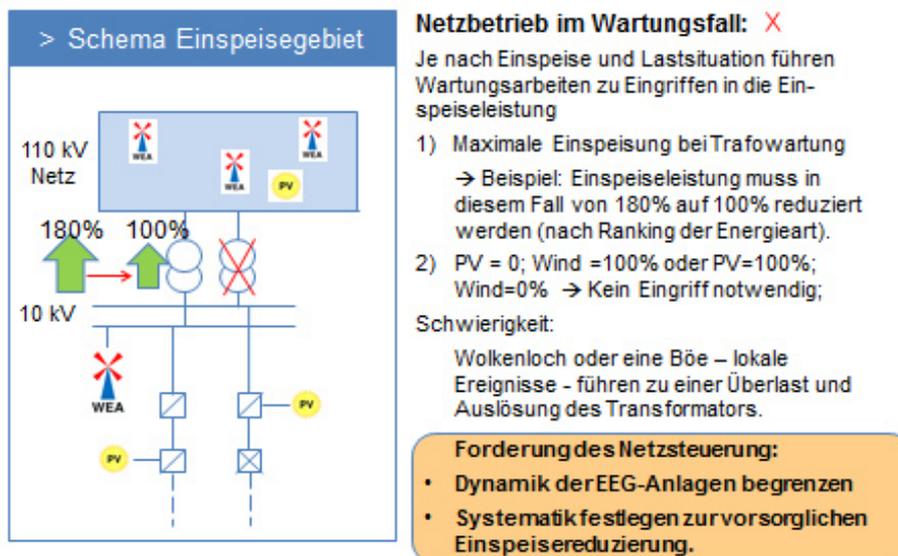


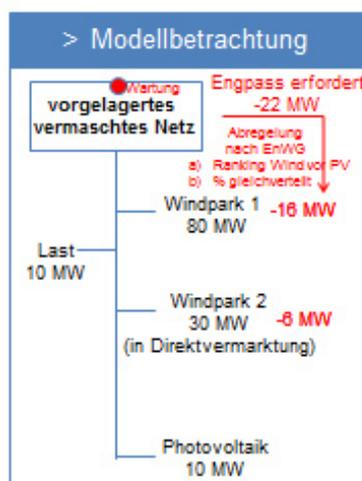
Abb. 2 Anforderungen aus dem Betrieb

Westnetz betreibt zur Wahrung der Versorgungszuverlässigkeit eine vorausschauende Netzsicherheitsrechnung, welche allerdings auch Hinweise auf mögliche Netzeingriffe geben kann. Die Netzsicherheitsrechnungen werden zzt. für das 30-kV- und 110-kV-Netz vollzogen. Über den Einsatz von prognostizierten Einspeiseleistungen, die ermittelten Lastkurven sowie den Schaltzustand des Netzes wird für die nächsten 72 Stunden das Netz auf Überlastungen oder der Verletzung des $(n-1)$ -Kriteriums überprüft. Engpässe wären identifiziert – ebenso, welche Abhilfemaßnahmen durch Schaltzustandsänderungen oder Eingriffe auf Einspeiseanlagen wahrscheinlich werden. Diese Informationen könnte der Netzbetreiber dem Markt zur Verfügung stellen, welcher dann hierauf sein Portfolio zur Leistungserbringung anpassen kann. Die Ausgestaltung dieser Schnittstelle ist jedoch noch offen.

Allerdings nehmen die Vertriebe und Direktvermarkter durch ihre Aktivitäten auch wiederum Einfluss auf das Netz. Insbesondere die Flexibilisierung von Last und Einspeisung ist zu erwähnen und hat starke Auswirkungen auf die Güte der o.g. Lastflusssimulationen und die Aussagekraft der prognostizierten Netzengpässe. Hier ist es das Bestreben von *Westnetz*, dass Fahrpläne von Kraftwerken, Einspeisern und Flexibilitäten von den Marktteilnehmern übermittelt werden. Der Zeitraum sollte hierbei auch mindestens 72 Stunden betragen.

Eine weitere Schnittstelle sollte zu den Anlagenbetreibern hergestellt werden. Nur die Kenntnis von Wartungsarbeiten oder Störungen verhindert ein ungewolltes Abregeln der übrigen Einspeiser.

Eine weitere Effizienzsteigerung und Sicherheit für den Verbundvertrieb entsteht, wenn auch optionale Leistungen des Marktes im Netzmanagement des Verteilnetzbetreibers berücksichtigt werden. Als besonderes Flexibilitätsprodukt sind hier die Regelleistungen (Sekundär-/Minutenreserve) genannt, welche mit steigender EEG-Leistung aus dem Verteilnetz kommen müssen. Diese Regelleistungen stellen neben den gewollten Fahrplänen einen „weiteren“ optionalen Lastfluss dar. Damit der Verteilnetzbetreiber diese Regelleistung transportieren kann und Übertragungskapazitäten in seinem Netz freihält, muss er diese Optionen übermittelt bekommen.



Beispiel: Netzengpass im vorgelagerten Netz

→ Abregelung der Einspeisung um 22 MW

- 1) Falls Leistung von Windpark 2 vermarktet, muss Direktvermarkter 6 MW in seinem Portfolio umschichten; Problem heute: kein aktiver Infoaustausch
- 2) Falls Windpark 2 in Wartung oder Störung; Kein Netzengpass, kein Eingriff auf EEG. Allerdings zu beachten: Der Wiederanlauf wird heute nicht angezeigt und führt zur Betriebsmittelüberlastung.
- 3) Falls Windpark 2 in der Regelenergievermarktung
 - Negative Regelenergie → Windpark 2 = 0; Problem: Netzbetreiber muss dieses Wissen und Windpark 1 nicht die freie Leistungsscheibe zubilligen (Bilanzkreistreue)
 - Pos. Regelenergie → Korridor von 24 MW muss frei gehalten werden

Anforderung: Informationskopplung von Markt und Netz online/forecast
→ hierbei verprobt das Netz die Marktanforderungen geografisch im Netz

Abb. 3 Anforderungen an den Informationsaustausch

Anhand des Beispiels in Abbildung 3 sei das Zusammenspiel nochmals verdeutlicht. Vorausgesetzt wird die maximale Einspeisung aller Anlagen. Eine Wartung im 110-kV-Netz erfordert eine Einspeisereduzierung von 22 MW in dem dargestellten Stich. Die Abregelung wird nach dem EnWG vorgenommen, d. h. entsprechend der Energieart (konventionelle KW vor Wind-KW vor PV-KW) und innerhalb der Energieart sind die Anlagen prozentual nach ihrer installierten Leistung zu beteiligen. Im Beispiel ergibt sich für Windpark 1 die Abregelleistung von 16 MW und Windpark 2 die Abregelleistung von 6 MW:

- *Fall 1:* Aufgrund eines Netzengpasses im vorgelagerten Netz wird auf die Windparks 1 und 2 ein Abregelbefehl von 16 MW und 6 MW gegeben. Der Direktvermarkter des Windparks 2 muss diese 6 MW in seinem Portfolio ausgleichen. Mit einer Vorabinformation könnte er diese Leistung problemlos auf einen anderen Windpark verlagern. Diese Schnittstelle ist heute noch auszuprägen.
- *Fall 2:* Bei Ausfall des Windparks 2 würde dem Windpark 1 die volle Leistung zugestanden, weil im vorgelagerten Netz hierdurch kein Engpass auftritt. Hätte der Netzbetreiber bei Wartung vorab die Information, wären Eingriffe von Netzbetreiber und Vermarkter nicht notwendig gewesen.

- *Fall 3:* Hat der Direktvermarkter nun die Flexibilität des Windparks 2 als Regelenergie vermarktet, treten neue Wirkungsmechanismen ein. Der Netzbetreiber sieht beide Windparks als aktiv und gibt die Abregelleistung von 16 MW für Windpark 1 und 6 MW für Windpark 2 vor. Bei negativer Regelenergievermarktung kann somit der Direktvermarkter aus diesem Windpark 2 (30 MW Nennleistung) nur 24 MW vermarkten. Wird diese optionale Leistung angefordert, darf der Netzbetreiber die freie Transportkapazität nicht dem Windpark 1 freigeben, um den „Bilanzkreis Sekundärregelung“ nicht zu verfälschen. D. h., der Netzbetreiber muss anders reagieren als in Fall 2.

Bei positiver Regelenergievermarktung würde der Netzbetreiber berücksichtigen müssen, dass eine Transportleistung von 24 MW dem Windpark 2 zu steht und freigehalten werden muss, obwohl der Windpark 2 ggf. mit 0 MW am Netz ist und keine Wartung oder Störung vorliegt.

Diese vorgenannte Fallbetrachtung – dargestellt an einem statischen Lastflussfall – muss nun für den dynamischen Netzbetrieb ausgeweitet werden.

Hieraus ist ableitbar, dass eine Informationskopplung von Netzzustand und Vermarktung im Online- und Forecast-Netzbetrieb zwingend erforderlich ist. Diese Datendrehscheibe muss ständig aktuelle Informationen, gespiegelt am Topologiezustand des Netzes und dem aktuellen Lastfluss, bereithalten. Nur so können die Versorgungssicherheit garantiert, die vermarkteten Leistungen erbracht und die Systemsicherheit garantiert werden.

3 Zukünftige Lösungsansätze zum Datenmanagement

Um die Datenmenge überschaubar und bearbeitbar zu halten, und von der Einzelfallbetrachtung auf eine Teilsystem- bzw. Systembetrachtung zu gelangen, wird im Folgenden ein Modell vorgestellt, wie eine Kaskadierung von Informationen und Steuerung erfolgen kann. Als Beispiel wird ein Niederspannungsstrang betrachtet (s. Abb. 4).

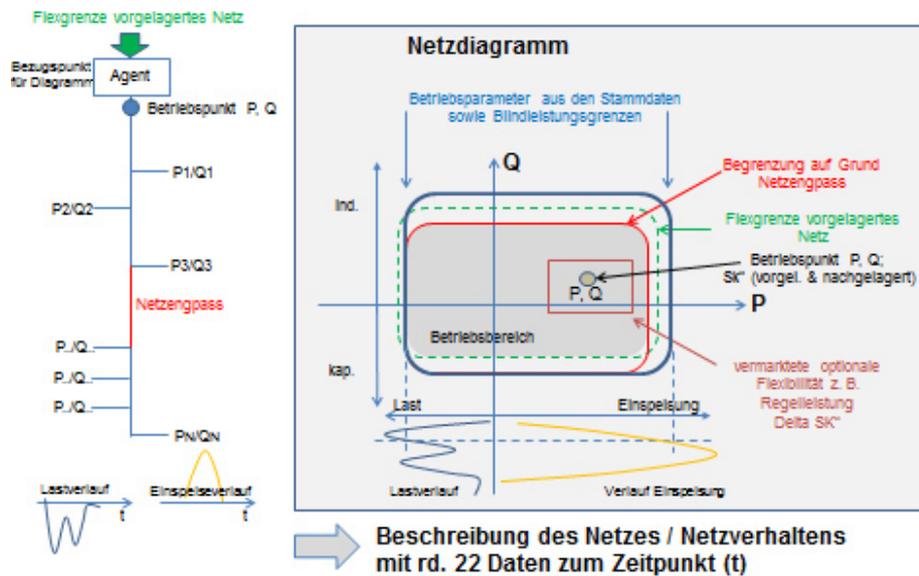


Abb. 4 Umsetzung der Informationen (Gedankenmodell)

Durch die Kenntnis der installierten Einspeiseleistungen und Lasten in diesem Strang können die maximalen Werte hinsichtlich der zu erwartenden Wirkleistung (Last, Einspeisung) für die Online-Betrachtung und die Zukunft abgeleitet werden. Gleiches kann für die Blindleistung erfolgen, sodass sich in einem P/Q-Diagramm ein Polygonzug aus den Stammdaten darstellen lässt.

Dieser maximale Betriebsbereich kann durch Engpässe aus dem vorgelagerten oder aus dem Niederspannungsnetz selbst eingeschränkt werden, sodass sich ein neuer angepasster (kleinerer) Betriebsbereich ergibt.

Unter Kenntnis des aktuellen Betriebspunktes und der optional vermarkteten Leistung können für das Netzgebiet eine Aussage zur Transportmöglichkeit der Leistung und somit der Zulässigkeit geprüft oder mögliche Restriktionen abgeleitet werden. Dieses könnte auch ein örtlicher Datenkonzentrator (Rechner) bewältigen.

Da dieses Modell einen linearen Ansatz hat, ist eine Kaskadierung möglich und es kann eine Aussage auch von mehreren Netzen zu einer überlagerten Kenngröße für eine Mittelspannungsstrecke / Station bis zum Kuppeltransformator zum Transportnetz, gemäß der aktuellen Topologie, zusammengefasst werden. Dieser kaskadierte Informations- und Steuerungsaufbau lässt auch weitere Netzbetreiber zu, welche nach gleichem Muster eine Da-

tenübergabe je Transformator an den vorgelagerten Netzbetreiber machen können. Es wird sich hier bewusst gelöst von der Einzelmeldung; angestrebt wird eine Sicht auf das System Stromnetz.

4 Zusammenfassung

Energieautarkie wird die Ausnahme bleiben, Lastregionen (Städte) und Einspeiseregionen (Flächengemeinden) müssen zum Energieaustausch weiterhin durch Netze verbunden werden.

In den Einspeiseregionen werden Überspeisung und somit Regeleingriffe Standard; in den Lastregionen wird eine Lastregelung notwendig

Dem Netzbetreiber muss es möglich sein, die Netzbelastung abschätzen zu können, um die Versorgungszuverlässigkeit zu garantieren. Dieses wird z.T. über Messwerte, Zustandsschätzungen und Handelsabsichten (Fahrpläne) berechnet. Ggf. werden „Beschränkungssignale“ in Richtung Vertriebe gegeben und notfalls wird der Netzbetreiber einen „harten“ Eingriff durch Steuerbefehle vornehmen müssen.

Für die Lastflussabschätzung benötigt der Netzbetreiber einen transparenten Prozess, um die vermarkteten Regelleistungen im Bedarfsfall auch transportieren zu können, insbesondere weil diese Regelleistungen (Systemdienstleistungen) vornehmlich aus den stark belasteten Flächengemeinden kommen werden.

Die Datenaggregation ermöglicht – unabhängig von einer bilanziellen Betrachtung – einen überschaubaren und führbaren Systembetrieb. Die Robustheit liegt in der Dezentralität des Netzbetriebes. Hier ist noch Entwicklungsarbeit zur Lösungsfindung zu leisten.

Smart Lighting – Licht aus dem Netzwerk

Hannes Bauer

MICROSENS GmbH & Co. KG

info@microsens.de

Das Konzept des intelligenten Gebäudes oder Smart Building sorgt für optimierte Energie-Einsparung, mehr Sicherheit und mehr Komfort in der Nutzung. Alle Systeme der Gebäudetechnik werden in einem Standard-Netzwerk miteinander verbunden, die Anwendungsebene wird in Form von Software-Modulen implementiert. Das „Internet der Dinge“ ist im Smart Building bereits Stand der Technik. Parallel revolutioniert die LED-Technologie durch ihre enorme Effizienzsteigerung auf breiter Front die Beleuchtungstechnik. Erst durch die Integration in die Netzwerk-Infrastruktur können LED-Leuchten ihre technischen und wirtschaftlichen Vorteile jedoch voll entfalten. Mit dem Smart-Lighting-System können nun auch LED-Leuchten direkt an einem Netzwerk-Port betrieben werden. Dabei wird nicht nur die elektrische Leistung per Power-over-Ethernet (PoE) durch das Netzwerk zur Verfügung gestellt, auch die Ansteuerung der Leuchtenfunktion erfolgt über das Datennetz.

1 Moderne Beleuchtung: einfach intelligent

Intelligente Beleuchtungssysteme bestehen aus überraschend wenigen Komponenten:

1. LED-Leuchten
2. Smart Engine zur Stromversorgung der Leuchte mit PoE
3. Sensor zur Aufnahme der Umgebungsparameter
4. Smart Lighting Controller zur Einbindung ins IP-Netzwerk
5. Netzwerk-Switch mit einer App (Mini-Programm) als intelligente Steuerzentrale.

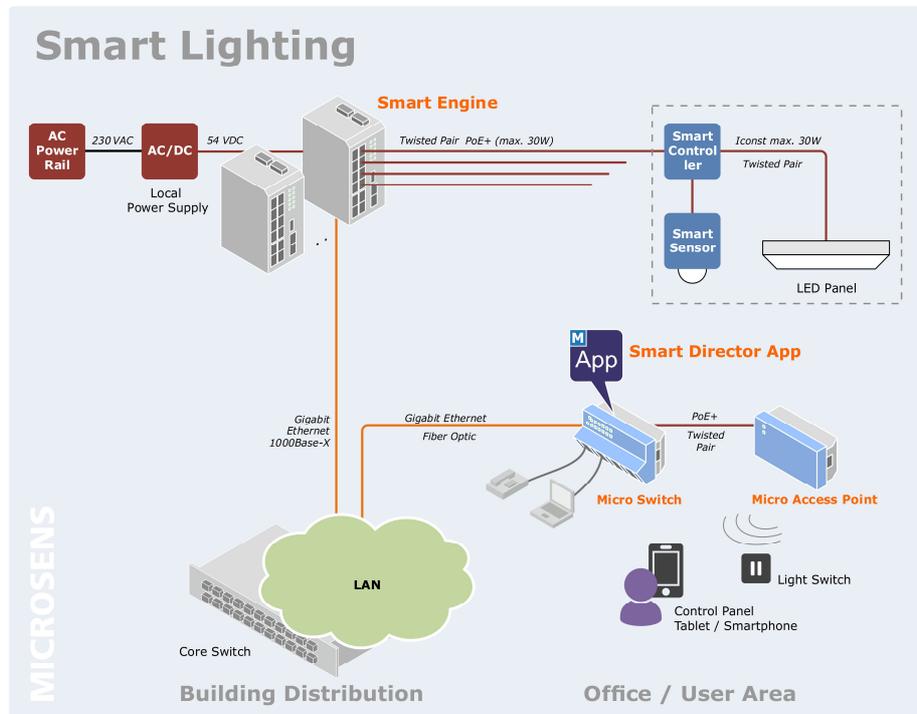


Abb. 1 Trotz der umfangreichen Funktionalitäten benötigt Smart Lighting nur wenige Komponenten.

1.1 LED-Leuchten

Energieeffiziente LED-Leuchten verdrängen zunehmend die althergebrachten Leuchtstoffröhren, deren erster Einsatz bereits vor über achtzig Jahren begann. Das von LEDs emittierte Licht entspricht weitgehend natürlichem Tageslicht und sorgt so für ein angenehmes Lichtempfinden. LEDs sind mit geringem Aufwand stufenlos dimmbar, sodass die Beleuchtung auch häufig wechselnden Anforderungen problemlos angepasst werden kann. Vor allem aber zeichnen sich LEDs durch eine unerreicht hohe Energie-Effizienz aus. Sie können mit Kleinspannung betrieben werden, sogar mit Power-over-Ethernet.

1.2 Power-over-Ethernet

Die Stromversorgung von Geräten über die Datenleitung mit Power-over-Ethernet ist weltweit standardisiert. Dadurch gibt es im Gegensatz zur klassischen Elektrotechnik keine nationalen Unterschiede bei der Energieversorgung. Power-over-Ethernet nutzt das bewährte Prinzip der Fernspeisung von Endgeräten mit Gleichspannung. Aktuell gibt es zwei Varianten:

1. **Power-over-Ethernet (PoE) nach IEEE 802.3af** arbeitet mit einer Gleichspannung von typisch 48 Volt. Die abgegebene Leistung beträgt maximal 15,4 W.
2. **Power-over-Ethernet-Plus (PoE+) nach IEEE 802.3at** arbeitet mit einer Gleichspannung von typisch 54 Volt. Die abgegebene Leistung beträgt maximal 30 W.

Die Stromversorgung PoE-fähiger Geräte erfolgt direkt über die Datenleitung, ein 230-V-Anschluss wird nicht benötigt. Damit ist die Beleuchtung vollständig in das Datennetz für verteilte Gebäudesysteme integriert.

Wird sie, wie in der IT üblich, an eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) angeschlossen, funktioniert die Beleuchtung auch bei Stromausfall.

1.3 Komponenten für Smart Lighting

Da Smart Lighting die bewährte Power-over-Ethernet-Technologie und das IP-Protokoll verwendet, benötigt es nur wenige Komponenten:

- Die **Smart Engine** übernimmt die Energieversorgung der Leuchten mit Power-over-Ethernet-Plus über geeignete, handelsübliche Datenleitungen, wie sie auch für die IT-Infrastruktur verwendet werden. Die Engine muss nicht in einem DV-Schrank oder Elektroverteiler untergebracht werden, sondern kann beispielsweise direkt in einer abgehängten Decke installiert werden. Die Anzahl der Engines bestimmt sich nach Umfang und Ausbau der Beleuchtung und kann bedarfsabhängig ergänzt werden.
- **Sensoren** in Leuchtnähe erfassen die Helligkeit und die Anwesenheit von Personen. Wird zusätzlich die Raumtemperatur gemessen, können auch Heizung/Klimatisierung gesteuert werden. Sensoren anderer Anlagen können im Rahmen des Smart-Office-Konzepts über einen Gateway eingebunden werden.

- **Smart Lighting Controller** binden Leuchten und Sensoren in das Netzwerk ein und managen den Datenverkehr. Sie sind meist in die Leuchten integriert, können aber auch als separate Baugruppe nachgerüstet werden. Zudem wandeln sie die per PoE+ von der Engine gelieferte Leistung in einen für die Versorgung von LEDs geeigneten Konstantstrom.
- Mit ihrer enormen Rechenleistung haben sich **Netzwerk-Switches** längst vom reinen Weiterleiten der Datenpakete zu intelligenten Steuerzentralen in Netzwerken entwickelt. Selbstständige Softwarebausteine, sogenannte Applikationen (kurz: **Apps**), die auf den Switches laufen, stellen dabei weitreichende Funktionalitäten zur Verfügung. Die Smart Director App beispielsweise erfasst vom Smartphone oder Tablet des Anwenders übermittelte Eingaben und gibt die entsprechenden Steueranweisungen an die zuständigen Smart Lighting Controller der Leuchten weiter. Konfiguration und Management der Leuchten erfolgt dabei ganz ohne aufwendiges, teures Softwarepaket. Auf einem Switch können mehrere Apps gleichzeitig laufen und so eine Fülle verschiedenster Funktionalitäten bieten.

2 Nutzungsvorteile

2.1 Energieersparnis

Die folgenden Beispiele geben einen Überblick über mögliche Anwendungsszenarien, bei denen die Vorteile von Smart Lighting sofort erkennbar werden: Smart Lighting ermöglicht eine dynamische Lichtsteuerung. Sensoren erfassen die momentane Beleuchtungsstärke und dimmen die LED-Leuchten so, dass der vom Nutzer gewünschte Sollwert exakt eingehalten wird. Ändert sich der Tageslichteinfall – beispielsweise durch wechselnde Bewölkung – gleicht das Smart Lighting System die Tageslichtschwankungen in Echtzeit aus. Die LED-Leuchten liefern dabei immer nur so viel Licht, wie benötigt wird, um das einfallende Tageslicht zu ergänzen (Daylight Harvesting). In der Nacht und am Wochenende wird die Beleuchtung automatisch abgeschaltet. Kosten durch Leuchten, die „vergessen“ wurden und das ganze Wochenende – oder wie in selten benutzten Kellerräumen noch länger – brennen, gehören damit der Vergangenheit an. Noch mehr Energie kann mit der Fol-

low-me-Funktion eingespart werden: Flure und Tiefgaragen werden nicht oder nur in einer festgelegten Mindeststärke beleuchtet. Nur die Wege, die ein Anwender nehmen muss, werden beleuchtet – und auch nur dort und so lange, wie er oder sie es benötigt.

2.2 Sicherheit

Die Sensoren der Smart-Lighting-Lösung erkennen, ob sich jemand im Raum befindet. Abhängig vom Aufenthalt berechtigter Personen können nicht nur die Leuchten, sondern auch die Netzwerkanschlüsse freigeschaltet werden. So wird wirksam verhindert, dass sich Unbefugte Zugang zum Netzwerk verschaffen können. Die gezielte Ausleuchtung von Zugangswegen und Arbeitsorten trägt ebenfalls zur Sicherheit bei, ganz besonders die Beleuchtung von Flucht- und Rettungswegen im Brand- oder Alarmierungsfall.

2.3 Komfort

Bei Smart Lighting können sich die Anwender die Beleuchtung sehr einfach ihren individuellen Bedürfnissen anpassen, was nachweislich zu größerer Motivation und damit zu besseren Arbeitsergebnissen führt. Dies ist nicht auf Büros beschränkt. In der Produktion kann die Beleuchtung automatisch an den jeweiligen Arbeitsschritt angepasst werden. Selbst die Lichtfarbe kann tageszeitabhängig gesteuert werden, beispielsweise zu Therapiezwecken.

3 Normkonforme dezentrale Infrastruktur

Die DIN EN 50173-6 für verteilte Gebäudedienste sieht die Beleuchtungssteuerung über das Datennetz ausdrücklich vor. Die damit verbundene dezentrale Infrastruktur vereinfacht Planung und Umsetzung von Beleuchtungsprojekten enorm. Sie ermöglicht eine abschnitts- oder raumweise Installation. Dezentrale Lösungen mit verteilter Intelligenz bieten darüber hinaus eine wesentlich höhere Ausfallsicherheit. Anders als bei zentralisierten Systemen, bei denen der Ausfall einer zentralen Netzwerkkomponente weitreichende Folgen hat, sind bei dezentralen Architekturen immer nur kleine

Teilbereiche betroffen. Durch einfache Maßnahmen – beispielsweise, wenn zwei benachbarte dezentrale Komponenten zusätzlich untereinander verbunden sind – können Ausfälle auf ein Minimum beschränkt oder von vornherein vermieden werden.

4 Fazit und Ausblick

LED-Beleuchtungssysteme sind Stand der Technik in der modernen Gebäudeausrüstung. Mit intelligenten Steuerungen bieten sie ein Maß an Ergonomie und Wirtschaftlichkeit, das klassische Beleuchtungsanlagen mit Leuchtstoffröhren weit übertrifft. Doch erst ein innovatives Gesamtkonzept, bestehend aus LED-Leuchten, IP-basierenden Sensoren und intelligenten Netzwerk-Switches mit Power-over-Ethernet Plus, nutzt die Vorteile der LED-Technologie umfassend für ein intelligentes Beleuchtungsmanagement und eine überragende Energieeffizienz.

Referenzen

- [1] DIN EN 50173-6:2014-05 Informationstechnik – Anwendungsneutrale Kommunikationskabelanlagen – Teil 6: Verteilte Gebäudedienste. Norm. Beuth-Verlag, 2014
- [2] Smart Lighting: Licht aus dem Netzwerk. White Paper. Hamm: MICROSENS GmbH & Co. KG, 2015
- [3] IT-Switches als Steuerzentrale für das Smart Office. White Paper. Hamm: MICROSENS GmbH & Co. KG, 2015
- [4] App your Net: Neue Switch-Funktionalitäten mit professionellem Nutzen. White Paper. Hamm: MICROSENS GmbH & Co. KG, 2015
- [5] Dezentrale Switching-Infrastruktur für moderne Gebäude. White Paper. Hamm: MICROSENS GmbH & Co. KG, 2015
- [6] Safety first: Sichere Gebäudenetze durch dezentrale Infrastrukturlösungen. White Paper. Hamm: MICROSENS GmbH & Co. KG, 2015
- [7] Hochverfügbarkeit ohne Kompromisse: Redundanzkonzepte in FTTO-Netzen. White Paper. Hamm: MICROSENS GmbH & Co. KG, 2014

Hochskalierbare Software-Architekturen für die intelligente Verarbeitung von Daten und die flexible Integration virtueller Dienste in Smart Grids

Florian Rademacher¹, Markus Kuller², Jonas Sorgalla¹, Nursi Karaoglan², Philipp Heisig¹, Jörg Bauer², Sabine Sachweh¹, Ingo Kunold²

¹ Institut für Digitalisierung von Arbeits- und Lebenswelten (IDiAL)
FH Dortmund
{florian.rademacher, jonas.sorgalla, philipp.heisig, sabine.sachweh}
@fh-dortmund.de

² Institut für Kommunikationstechnik (IKT), FH Dortmund
{markus.kuller, nursi.karaoglan, jörg.bauer, kunold}@fh-dortmund.de

Der stetig wachsende Energiebedarf stellt hohe Anforderungen an bestehende zentralisierte, hierarchische Netzinfrastrukturen und die beteiligten Akteure. Smart Grids erlauben eine ganzheitliche Betrachtung der Energienetze – von der Bereitstellung, über den Transport bis hin zur Nutzung von Energie –, indem sie energiebezogene Rohdaten erfassen und aufbereiten. Die intelligente Verarbeitung und Anreicherung dieser Rohdaten hin zu qualifizierten Informationen bildet die Basis für virtuelle Smart Services, die Mehrwertdienste für die verschiedenen Nutzergruppen im Energienetz realisieren.

Der folgende Beitrag stellt das Infrastructure und Management System einer serviceorientierten Smart-Grid-Architektur vor. Während das Infrastructure System vorrangig die lokale Erfassung und gesicherte Übertragung energiebezogener Daten sowie die Steuerung der lokalen Aktorik und Sensorik adressiert, bildet das Microservice-Paradigma die architektonische Grundlage des Management Systems. Microservices berücksichtigen explizit inhärente Anforderungen eines Smart Grids, wie bspw. hohe Verfügbarkeit und Skalierbarkeit, und fokussieren des Weiteren die flexible Einbettung und Anpassung akteurbezogener Smart Services.

1 Einleitung

Mit dem stetig wachsenden Energiebedarf nehmen auch die Anforderungen an das zentralisierte, hierarchische Energienetz und seine Akteure immer weiter zu [1]. Während Energieerzeuger und -verteiler immer stärker auf automatisierte Netz- und Bedarfsanalysen mit immer kürzeren Antwortzeiten setzen, z.B. um Blackouts vorzubeugen [2], sieht sich der Endverbraucher vor allem mit steigenden Kosten und der mangelhaften Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen konfrontiert [3]. *Smart Grids* können bei der Bewältigung dieser Herausforderungen unterstützen.

Ein Smart Grid stellt ein Energiesystem dar, welches auf Basis bidirektionaler Kommunikationskanäle und intelligenter Erfassung, Aufbereitung und Verarbeitung von Informationen eine ganzheitliche Betrachtung von der Bereitstellung, über den Transport bis hin zur Nutzung von Energie ermöglicht [4]. Somit versetzt es die Akteure im Energienetz in die Lage, Energieverbrauch und -bedarf zu erfassen, zu bewerten und zu optimieren.

Smart Grids bestehen nach [5] aus drei Systemen: (i) Das *Infrastructure System* erfasst energiebezogene Rohdaten, etwa durch eine *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), und kommuniziert diese dann innerhalb des Grids; (ii) das *Management System* stellt ausgehend von einer Aggregation der Rohdaten Dienste für unterschiedliche Nutzergruppen bereit; (iii) das *Protection System* fokussiert die Sicherheit und Zuverlässigkeit im Grid.

Im Folgenden steht die Realisierung des Management Systems eines Smart Grids mithilfe verteilter Software-Architekturen im Fokus. Hierbei wird auf Aspekte der Skalierbarkeit bei einer großen Zahl anfallender Rohdaten und aktiver Nutzer sowie auf die Flexibilität hinsichtlich der Integration neuer virtueller Dienste eingegangen. Der Beitrag ist wie folgt gegliedert: Kapitel 2 identifiziert eine Auswahl virtueller Energiedienste; Kapitel 3 stellt ein Konzept für die Umsetzung eines Smart Grids für Kleinerzeuger vor; Kapitel 4 erläutert die Integration virtueller Energiedienste in das Management System des Grids; Kapitel 5 geht auf seine Umsetzung im Kontext des Projektvorhabens „Smart Solar Geothermal Energy Grid Ruhr“ ein; die Kapitel 6 und 7 stellen verwandte Arbeiten vor und ziehen ein abschließendes Fazit.

2 Virtuelle Dienste im Smart Grid

Virtuelle Dienste bzw. *Smart Services* werden i.d.R. mittels zentraler Cloud-Plattformen bereitgestellt und monetarisiert [6]. Nutzer erhalten durch sie die Möglichkeit, Geschäftslogik im Kontext des gegebenen Systems auszuführen. Im Smart-Grid-Kontext operieren sie auf im Management System gespeicherten *Smart Data* [7], welche durch statistische Analyse und Anreicherung mittels anderer Datenquellen aus den erfassten Rohdaten hervorgehen.

Smart Services können in zwei unterschiedlichen *Sphären* zur Ausführung kommen [8]: Services in der *Netzsphäre* adressieren als Nutzergruppe die Netzbetreiber, indem sie die technische Kontrolle des Smart Grids ermöglichen; Services in der *Marktsphäre* stehen hingegen allen Verbrauchern, Erzeugern und Dienstleistern im Kontext des Smart Grids zur Verfügung.

Die bidirektionalen Kommunikationsmöglichkeiten eines Smart Grids erlauben ferner die Klassifikation von Diensten nach dem *Smart-Grid-System*, in dessen Kontext sie Aktionen vornehmen: *Infrastructure Services* beeinflussen das Verhalten der im Infrastructure System verankerten Sensorik und Aktorik; *Management Services* verarbeiten gespeicherte Smart Data.

Ein weiteres Merkmal von Smart Services ist die Möglichkeit zur *Dienstkomposition*, d.h. zur Wiederverwendung von Dienstfunktionen innerhalb anderer Services [9]: *Algorithmic Services* realisieren grundlegende Funktionen, die sie anderen Services bereitstellen; Nutzer interagieren mit *User Services*, die verschiedene Algorithmic Services einbinden.

Tabelle 1 gliedert exemplarisch einige der in [10] identifizierten User Services in Sub Services, und ordnet sie jeweils einer oder beiden Sphären (N: Netz; M: Markt) und einem System (I: Infrastructure; M: Management) zu.

Tab. 1: Beispiele für verschiedene User Services im Smart Grid (nach [10])

User Service	Sub Services	Sphäre	System
Management	Infrastructure Management	M und N	I
	User Management	M und N	M
Monitoring	Grid Monitoring	N	M
	User-specific Monitoring	M	M
Optimization	User Group Optimization	N	I und M
	User Optimization	M	I und M
Prediction	Electricity Planning	M und N	M
	Trading	M	M

Tabelle 2 listet exemplarisch einige durch die User Sub Services im Rahmen von Kompositionen verwendeten Algorithmic Services.

Tab. 2: Einige von den User Sub Services genutzte Algorithmic Services

Algorithmic Service	Beschreibung	Nutzende Sub Services
Consumption Statistics	Ermittlung von Verbrauchsstatistiken	Electricity Planning, Trading, User Optimization, User Group Optimization
Operational Data Assembly	Ermittlung technischer Betriebsdaten der Infrastructure/ des Grids	Grid Monitoring, Infrastructure Management
Prediction Models	Kapselung von Vorhersagemodellen	Electricity Planning, Trading
User Resolution	Auflösung von Benutzerdaten nach Aggregationsebene (Benutzer/Gruppe)	User-specific Monitoring, User Management, User Optimization, User Group Optimization

3 Smart-Grid-Architektur für Kleinerzeuger und Smart Services

Abbildung 1 stellt den Aufbau und die Interaktionen der geplanten Smart-Grid-Architektur, in deren Management System die vorgestellten Smart Services eingebettet werden und so verschiedenen Nutzern zur Verfügung stehen sollen, dar. Das *Controlled Environment* repräsentiert das lokale Infrastructure System, welches auf einer Internet-of-Things-Systemarchitektur (IoT-Systemarchitektur) basiert und aus unterschiedlichen verteilten Komponenten besteht. Auf der untersten Schicht befinden sich eingebettete, netzwerk- und rechenfähige *IoT-Aktoren* und *-Sensoren*. Der *Smart Device Controller* (SDC) ist eine Inhouse-Instanz zur Abbildung busspezifischer Kommunikationsobjekte auf eine standardisierte Datenstruktur, welche dem *Controlled Environment Manager* (CEM) auf der Schicht *IoT Middleware* zur Verfügung gestellt wird. Der CEM dient sowohl der Steuerung der Aktoren/Sensoren

durch das *User Environment* oder das Management System als auch dem Datenaustausch zwischen Infrastructure und Management System.

Das Management System kommuniziert über eine gesicherte Verbindung mit dem CEM und führt Smart Services aus. Zu diesem Zweck werden die Rohdaten aus dem Controlled Environment aufbereitet und über die Smart Services externen Applikationen zur Weiterverarbeitung bereitgestellt.

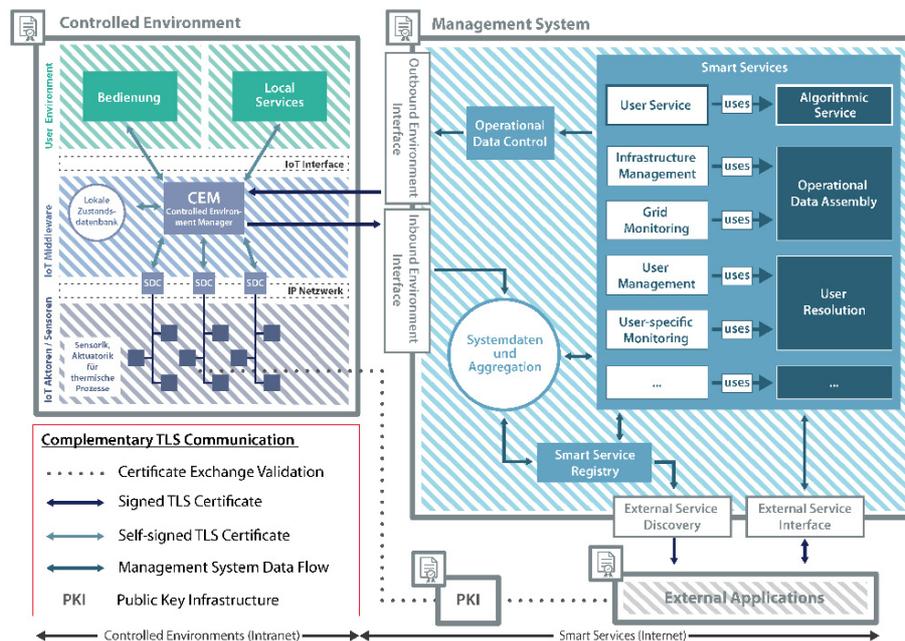


Abb. 1 Aufbau des Infrastructure und Management Systems

Abschnitt 3.1 beschreibt im Folgenden die einzelnen Komponenten des Infrastructure Systems, während Abschnitt 3.2 auf die Architektur des servi-ceorientierten Management Systems eingeht.

3.1 Lokales Infrastructure System

In diesem Abschnitt wird auf das Infrastructure System des Smart Grids – bestehend aus IoT-Systemarchitektur, Zustandsdatenbank und systemlokalem *Protection System* – eingegangen. Es stellt im Kern ein System zur Gebäude-automation dar.

3.1.1 IoT-Systemarchitektur

Die in Abbildung 2 dargestellte IoT-Systemarchitektur [11] umfasst grundlegende Referenzschnittstellen und darauf aufbauende Implementierungen verschiedener höherwertiger Komponenten. Sie verbindet heterogene Infrastrukturkomponenten und bietet wie das Management System (s. Abschnitt 3.2) einen serviceorientierten, homogenen Zugriff mit hinreichender Performance. Bei der Konzeption wurden webbasierte Standards für den Datenaustausch ausgewählt, um größtmögliche Kompatibilität mit anderen Automationskomponenten zu erreichen und die Architektur erweiterbar zu gestalten.

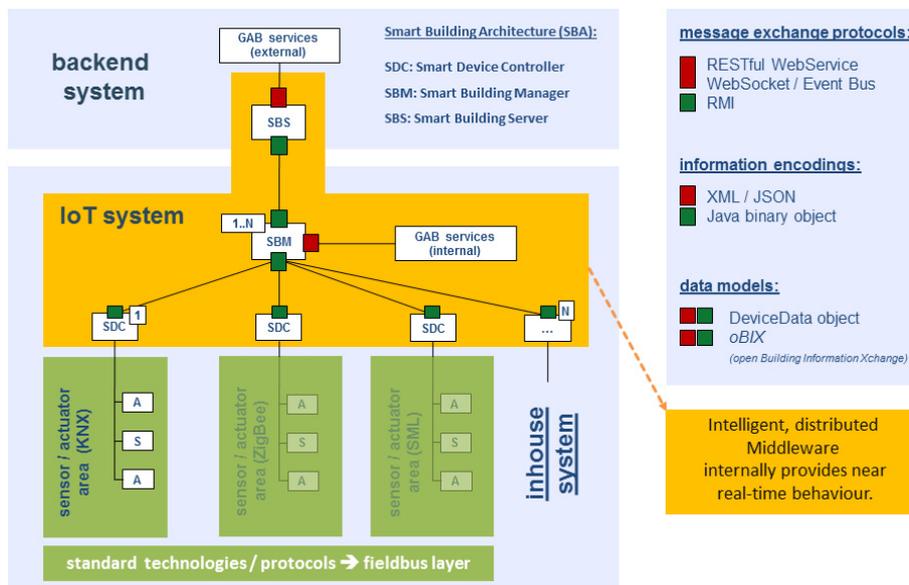


Abb. 2 IoT-Systemarchitektur

Die Systemarchitektur ist in einen Inhouse-Bereich und einen Cloud-Bereich unterteilt, die wiederum in weitere Gruppen gegliedert sind, um so die Sicherheit des Systems zur Gebäudeautomation gewährleisten zu können.

3.1.2 Inhouse-Bereich

Der Inhouse-Bereich der IoT-Systemarchitektur realisiert ein Gebäudezustandsarchiv (*Device Repository*), welches realzeitnah Aktor-Zustandsinformationen und Sensormesswerte erfasst, um so den Gebäudezustand kon-

tinuierlich zu überwachen. Der CEM synchronisiert Zugriffe von den SDCs und den *IoT-Services* auf das Device Repository und gewährleistet somit eine persistente Datenhaltung im Inhouse-Bereich. Der SDC ist ein wesentlicher Bestandteil des IoT-Systems. Dieser erfasst Zustands-/Messdaten je nach Typ des Sensors/Aktors mit unterschiedlicher Granularität. Es handelt sich hierbei um ein verteiltes *Gateway-Konzept* zur Realisierung einer Datendrehscheibe sowie einer Kommunikationsplattform zur Abbildung von Prozessen (Services) auf Basis erhobener Gebäudezustandswerte und Steuerungsfunktionen, die über die Gebäudebussysteme zur Verfügung gestellt werden. SDC und CEM sind dabei als mandantenfähiges Client-/Server-System konzipiert. Je nach Komplexität eines Gebäudes, in Abhängigkeit der verwendeten Übertragungstechnologien, können 1–N SDCs installiert werden. Ein CEM bildet somit die nächsthöhere hierarchische Ebene und verwaltet eine Menge von SDCs. Auf dem Datenmodell des CEM-Zustandssystems wird eine kontextbasierte Modellierung aufgesetzt, die einzelne Sensoren und Aktoren zu logischen Einheiten verknüpft, um bspw. räumliche Gruppierungen im Gebäude zu betrachten. Mithilfe einer abstrakten *IoT-Schnittstelle* [12] kann über nachgeführte Systeme ein modulares App-Konzept für höhere Dienste entwickelt und verwaltet werden.

Der *Smart Building Server* (SBS) bildet das Backend der IoT-Systemarchitektur, welches die CEMs verwaltet und eine Web-Service-orientierte IoT-Schnittstelle für nachgelagerte Systeme zur Verfügung stellt. Der SBS verwaltet alle CEM-Konfigurationen inkl. Benutzer- und Rollenverwaltung bis auf *Sensor/Aktor (S/A)-Ebene*. S/A-Systemkonfigurationen werden über den SBS zentral eingepflegt und an die unterschiedlichen CEMs/SDCs verteilt. Die Darstellung der Geräte- und Benutzerobjekte erfolgt ressourcenorientiert, sodass mithilfe des SBS eindeutige „Uniform Resource Identifier“ (URIs) [13] für jede Ressource generiert werden können und so eine systemweite Identifikation ermöglicht wird. Des Weiteren sorgt der SBS für die persistente Langzeitarchivierung der Gerätezustände – wie etwa Lastprofile, die von den SDCs generiert werden. In konfigurierbaren Zeitintervallen werden die Zustandsinformationen von den CEMs zur Verfügung gestellt und im Datenbankarchiv des SBS abgelegt.

3.1.3 Sicherheit

TLS-Verschlüsselung

Die Schnittstellen zu den Steuerungskomponenten setzen eine Verschlüsselung auf Basis von „Transport Layer Security“ (TLS) [14] gemäß [15] ein.

Die Authentifizierung geschieht derzeit ausschließlich serverseitig. Die Umsetzung einer bidirektionalen Authentifizierung zwischen Client und Server auf Basis einer „Public Key Infrastructure“ (PKI) [15, 16] wird derzeit geprüft. Abbildung 3 skizziert den geplanten Ablauf des Verfahrens.

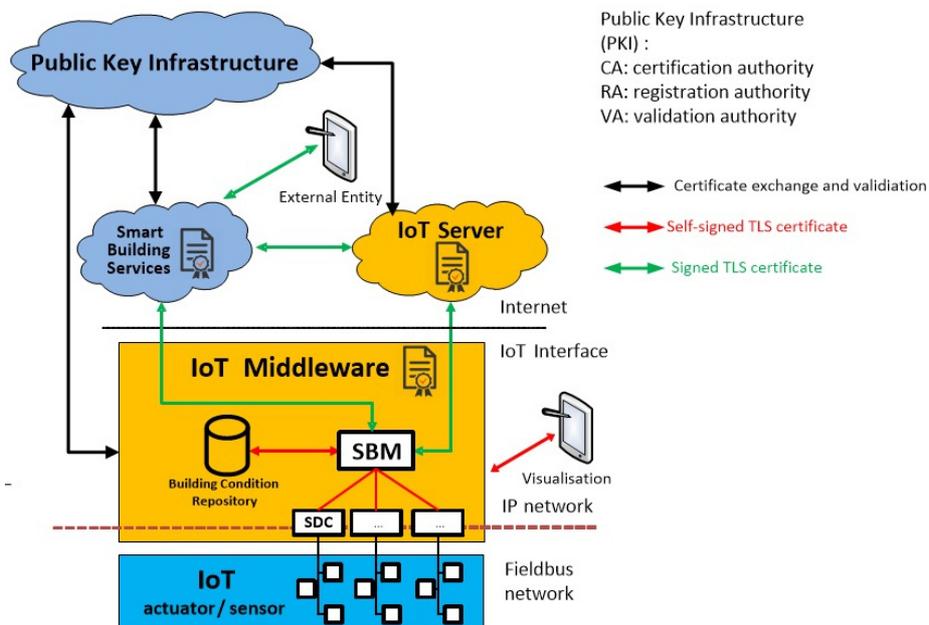


Abb. 3 IoT-Systemarchitektur inklusive PKI

Authentifizierung und Session Management

In Bezug auf die angebotenen Web Services wird eine sessionabhängige Authentifizierung vorgenommen. Jeder Benutzer öffnet durch Angabe seiner Zugangsdaten eine Session und authentifiziert sich beim Ressourcenzugriff mit einem gültigen Token am jeweiligen System. Nach Ablauf oder Beendigung der Session verliert das zufällig generierte Token seine Gültigkeit.

Web Service Security by Design

Das Design der Web Services berücksichtigt bereits Sicherheitsaspekte, etwa durch die Verwendung von „Universally Unique Identifiern“ (UUIDs) [17] bei der Erzeugung von Instanzen und Services der Sensoren, Aktoren, SDCs sowie SMBs. In einem generierten Ressource-URI werden die UUIDs von Sensor bzw. Aktor, SDC und CEM zur Bildung eines Gerätepfades verwendet. Die Adressierung eines Sensors oder Aktors ist nur mittels des konkreten Gerätepfades möglich, welcher ausschließlich aus UUIDs besteht und somit keine Informationen über den Standort oder Typ des Geräts geben. Dies erschwert gezielte Angriffe.

Benutzermanagement

Das in Abbildung 4 dargestellte Benutzermanagement befindet sich auf der Ebene des SBS. Hier werden alle Benutzerkonten, bestehend aus Benutzernamen und verschlüsseltem Passwort, in einem *User/Device Repository* abgelegt.

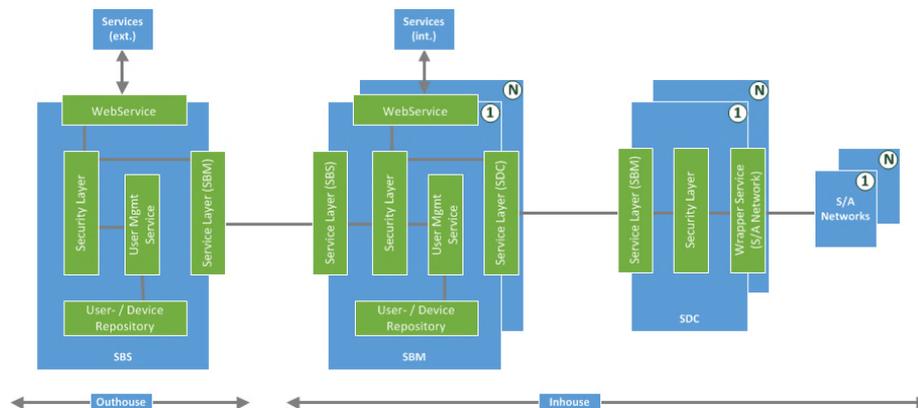


Abb. 4 Benutzermanagement Outhouse und Inhouse

Das Repository speichert die Gerätepfade des SBS und das Sensor-/Aktor-Netzwerk via CEM und SDC. Zur Erzeugung einer *Access Control List* (ACL) wurde ausgehend von der Benutzer- und Gerätepfadliste eine Zugriffsregelung und -kontrolle erstellt. Diese legt fest, wie Benutzer mit definierten Zugriffsebenen auf ein Gerät zugreifen dürfen. Diese Zugriffskontrolle wird durch den *User Management Service* unter Rückgriff auf das *User/Device Repository* realisiert. Dieser Dienst nutzt den *Security Layer*, um beim Zugriff auf eine SBS- oder CEM-Ressource bestimmte Sicherheits-

vorgaben und Zugriffsrechte zu prüfen. Bei erfolgreicher Prüfung wird über den jeweiligen *Service Layer* eine Verbindung zur nächsten Instanz initiiert. Das Benutzermanagement ist um ein Rollenmanagement erweiterbar, um Nutzer zu gruppieren und gruppenspezifische Berechtigungen zu vergeben (*Role Based ACL* [18]).

Eine weitere Instanz mit Benutzermanagement ist der CEM. Vor dem Hintergrund des autarken Inselbetriebs eines Inhouse-Systems wird hier eine Teilmenge des User/Device Repositories mit den dem CEM bekannten Gerätepfaden verwaltet. Der CEM übermittelt diese Informationen an den SBS.

3.2 Serviceorientiertes Management System

Wie in Abbildung 1 dargestellt, übermittelt das Infrastructure System der betrachteten Smart-Grid-Architektur erfasste Rohdaten an das Management System, indem der CEM mit dessen *Inbound Environment Interface* kommuniziert. Im Zwischenschritt *Systemdaten und Aggregation* werden die eingegangenen Daten nach unterschiedlichen Aspekten aggregiert und in ein fachspezifisches Datenmodell überführt, auf dem die Smart Services operieren können. So sind bspw. für den Algorithmic Service *Consumption Statistics* abgeleitete Verbrauchsinformationen von Relevanz (s. Tab. 2). Die Aggregation der CEM-Daten erhöht die Antwortzeit der Services bei Aufruf durch einen Benutzer, da sie die Aufbereitung der Rohdaten vorwegnimmt.

Smart Services agieren als eigenständige Einheiten im Kontext des Management Systems (s. Abschnitt 4.1). Damit sie durch andere Services im Rahmen von Kompositionen bzw. von externen Applikationen genutzt werden können, müssen sie zunächst folgenden Informationen an die *Smart Service Registry* (SSR) übermitteln: Typ, Name, Version, Beschreibung, Daten für Lesezugriff, erweiterte Rechte, benötigte Services, Endpunkte.

Der Typ des Services gibt an, ob es sich um einen Algorithmic Service oder User Service handelt. Externe Applikationen interagieren über das *External Service Interface* ausschließlich mit User Services. Name und Version identifizieren den Service innerhalb der SSR. Die Beschreibung des Dienstes erläutert seinen Zweck und kann Benutzern angezeigt werden.

Jeder Service muss die durch ihn zu verarbeitenden Arten von Informationen und benötigte erweiterte Rechte – bspw. für den CEM-Zugriff mittels des *Outbound Environment Interfaces* und der Prüfung der zu sendenden Betriebsdaten durch die *Operational Data Control* – an die SSR propagieren. Dies schafft die Grundlage für das Sicherheitsmonitoring aktiver Dienste.

Je nach Funktionalität kommuniziert ein Service mit dem CEM, mit externen Applikationen oder nutzt beide Kommunikationsendpunkte. So kann z.B. der in Tabelle 1 gelistete Dienst *User Optimization* ein konsolidiertes Lastprofil [10] erstellen, welches der CEM dann im Infrastructure System anwenden kann.

Abbildung 5 zeigt die Struktur des Informationsaustauschs innerhalb des Management Systems in Form eines UML-Komponentendiagramms.

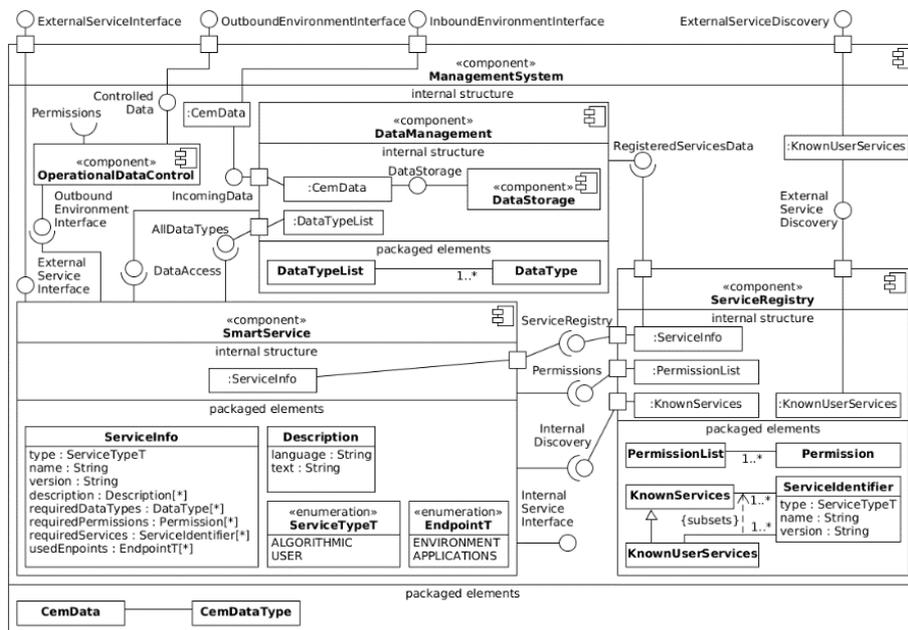


Abb. 5 Komponentendiagramm des serviceorientierten Management Systems

4 Anwendung des Microservice-Paradigmas zur flexiblen Integration von Smart Services in Smart Grids

Das serviceorientierte Management System aus Abschnitt 3.2 ist ein verteiltes Softwaresystem mit speziellen, sich zum Teil aus der Smart-Grid-Domäne ergebenden softwaretechnischen Anforderungen an die bereitgestellten Algorithmic und User Services [19, 20]: (i) hohe Verfügbarkeit; (ii) effiziente

Schnittstellen; (iii) hohe Skalierbarkeit; (iv) flexible Einbindung neuer Services, die nach dem Prinzip der losen Kopplung [21] unabhängig entwickelt, bereitgestellt und betrieben werden können.

Zur Umsetzung der genannten Anforderungen eignet sich insbesondere der im nachfolgenden Abschnitt beschriebene Microservice-Architekturstil.

4.1 Das Microservice-Paradigma

Das Microservice-Paradigma ist ein softwaretechnischer Architekturstil zur Realisierung serviceorientierter, verteilter Systeme. Bei einem Microservice handelt es sich um einen autonomen Service, der dem *Single-Responsibility-Prinzip* [22] folgt. Er erfüllt eine atomare Geschäftsoperation, bspw. die Erstellung von Lastprofilen (s. Tab. 1), und kann durch die Komposition und Kommunikation mit anderen Services ein verteiltes Softwaresystem bilden. Die Service-Kommunikation geschieht über ressourceneffiziente Schnittstellen wie RESTful HTTP [23, 24].

Ein Dienst kann als eigenständiger Prozess auf einer (virtuellen) Maschine betrieben werden. Aus der sich durch die Verwendung expliziter Kommunikationsschnittstellen und den autonomen Betrieb ergebenden losen Kopplung resultieren die in Tabelle 3 genannten Eigenschaften, die den Einsatz des Paradigmas im Smart-Grid-Kontext begünstigen [23].

Tab. 3: Relevante Eigenschaften von Microservices für Smart Grids (nach [23])

Eigenschaft	Beschreibung
Technology Heterogeneity	Services können durch technologieagnostische Schnittstellen mit der am besten geeigneten Technologie realisiert werden.
Resilience	Ein Service-Ausfall führt durch das Single-Responsibility-Prinzip nicht zum Ausfall des Gesamtsystems.
Scaling	Jeder Microservice kann separat skaliert werden. In Kombination mit dem virtualisierten Betrieb können so Ressourcen bedarfsgerecht eingesetzt werden.
Ease of Deployment	Lose Kopplung und verteilter Betrieb erlauben die Einbindung neuer Dienste und Versionen zur Systemlaufzeit.
Composability	Services können mit anderen komponiert werden.

4.2 Einbindung von Smart Services in das Management System auf Microservice-Basis

Im Folgenden wird auf die Microservice-basierte Integration von Smart Services in das Management System aus Abschnitt 3.2 eingegangen. An relevanten Stellen wird auf die in Abschnitt 4.1 erläuterten Eigenschaften von Microservices verwiesen.

Abbildung 6 zeigt das technische Zusammenspiel zwischen Management System, Smart Services und externen Entitäten wie CEM und *External Applications*. Das Verteilungsdiagramm spezifiziert die notwendigen Schnittstellen aus Abbildung 5.

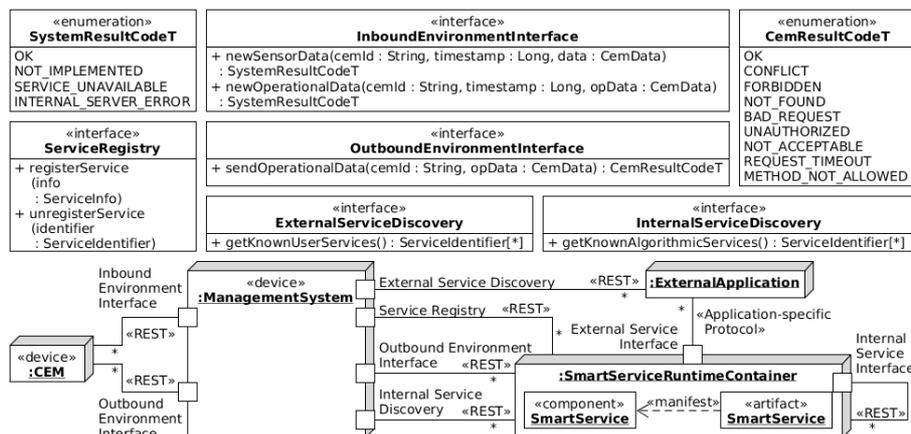


Abb. 6 Verteilungsdiagramm zur Smart-Service-Einbindung

Ein Smart Service wird durch den Knoten SmartServiceRuntimeContainer ausgeführt. Container und Service befinden sich technologisch i.d.R. nicht auf demselben physikalischen Knoten wie das Management System (*Ease of Deployment* und *Resilience*). Des Weiteren kann derselbe Dienst mehrfach in verschiedenen Containern laufen (*Scaling*).

Ein Service nutzt den Port Service Registry, um sich am Management System zu registrieren (s. Abschnitt 3.2). Er kann dann bereits registrierte Algorithmic Services zur Wiederverwendung über den InternalServiceDiscovery-Port abrufen und das servicespezifische Internal Service Interface eines abgerufenen Algorithmic Services zur Realisierung seiner Funktionalität nutzen (*Composability*). User Services kommu-

nizieren über das External Service Interface mit externen Applikationen.

Der Knoten ManagementSystem bietet als physisches *device* neben den Ports zur Service-Registrierung und internen Dienstabfrage auch Schnittstellen für die externe Dienstabfrage (External Service Discovery) sowie CEM-Kommunikation (Environment Interfaces) an. Externe Applikationen können nur solche Dienste auffinden, die sich explizit für diesen Kommunikationspunkt registriert haben (s. Abschnitt 3.2). Anschließend ist der direkte Datenaustausch zwischen Applikation und Service-Container über das External Service Interface möglich. Das Management System nimmt aus Performance-Gründen keinen weiteren Einfluss auf die stattfindende Kommunikation. Für den CEM-Zugriff ist dies aufgrund der zu gewährleistenden Stabilität des Infrastructure Systems anders: Befehle, die das Verhalten des CEMs bzw. des Infrastructure Systems beeinflussen, müssen durch die betreffenden Services zunächst an die Operational-Data-Control-Komponente des Management Systems gesendet werden (s. Abb. 1 u. Abb. 5), woraus sich die Möglichkeit automatisierter Plausibilitäts- und Sicherheitsprüfungen ausgehender CEM-Datenströme ergibt.

Abbildung 6 stellt keine Anforderungen an die Technologie zur Service-Realisierung (*Technology Heterogeneity*). Als Protokoll für den Datenaustausch mit dem Management System und zwischen Services wird hingegen RESTful HTTP festgelegt, um die Integration neuer Dienste zu erleichtern [23]. Hieraus ergibt sich auch die Auswahl der HTTP-basierten ResultCodes [25].

Abbildung 7 zeigt exemplarisch die Struktur des User Optimization Services (s. Tab. 3) in SoaML-Notation [26] und verdeutlicht den Zusammenhang zwischen Management System, Algorithmic und User Services.

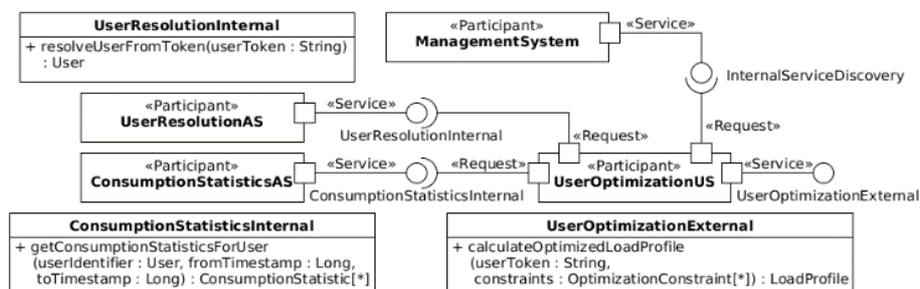


Abb. 7 Modell des User Optimization Services

Der Service `UserOptimizationUS` bietet die Schnittstelle `UserOptimizationExternal` für externe Applikationen an. Für die Erstellung eines Lastprofils unter gegebenen Einschränkungen [10] nutzt der User Service die Algorithmic Services `UserResolutionAS` und `ConsumptionStatisticsAS`, die er zuvor per `InternalServiceDiscovery` des `ManagementSystems` angebunden hat.

5 Geplante Umsetzung der Smart-Grid-Architektur

Das Institut für Digitalisierung von Arbeits- und Lebenswelten (IDiAL) und das Institut für Kommunikationstechnik (IKT) der Fachhochschule Dortmund streben die gemeinsame Umsetzung der vorgestellten Smart-Grid-Architektur im RuhrValley-Projekt „Smart Solar Geothermal Energy Grid Ruhr“ (GeoSmaGriR), welches im Rahmen der BMBF-Fördermaßnahme „Starke Fachhochschulen – Impuls für die Region“ (FH-Impuls)¹ bewilligt wurde,² an.

In Zusammenarbeit mit der Hochschule Bochum und der Westfälischen Hochschule Gelsenkirchen plant die Fachhochschule Dortmund die Entwicklung einer Gesamtlösung für das flexible, dezentrale Einspeisen solarer und geothermischer Wärme in Wärmenetze unter Nutzung bestehender Versorgungs- und Netzstrukturen. Zur Zwischenspeicherung saisonal bedingter Überschusswärme sollen Grubengebäude des ehemaligen Steinkohlebergbaus zum Einsatz kommen. In diesem Projektkontext zeichnen IDiAL und IKT für die Konzeption und Bereitstellung einer verteilten Systemarchitektur verantwortlich, welche Energieakteure im IoT durch eine smarte Middleware zur Ansteuerung von AMIs und eine serviceorientierte Cloud-Plattform miteinander verknüpft und somit ein Smart-Grid-System realisiert.

Der Fokus des IKT liegt hierbei auf der Bereitstellung des *lokalen Systems* im Controlled Environment und der CEM-Kommunikation (Infrastructure System; s. Abschnitt 3.1). Das IDiAL entwickelt mit der serviceorien-

1 <https://www.bmbf.de/de/starke-fachhochschulen-impuls-fuer-die-region-550.html>

2 <http://www.ruhrvalley.de/stories/fh-impuls>

tierten Cloud-Plattform zur flexiblen Integration von Energiediensten das *entfernte System* des Grids (Management System; s. Abschnitt 3.2 und Kap. 4). Gemeinsame Arbeitspakete beider Institute umfassen dabei die Erarbeitung und Umsetzung von Regelungsstrategien im Netz, die Konzeption eines gemeinsamen Datenmodells für Wärmenetze sowie die Erstellung eines Rollen- und Berechtigungskonzepts für den Informationsaustausch zwischen Infrastructure und Management System.

6 Verwandte Arbeiten

Das Kapitel stellt verwandte Arbeiten im Smart-Service-Kontext vor. Abschnitt 6.1 geht auf konkrete Forschungsprojekte ein. Abschnitt 6.2 grenzt das vorgestellte, serviceorientierte Smart Grid Management System von bestehenden Forschungsarbeiten ab.

6.1 Architekturen für Smart Buildings

Forschungsgegenstand des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Verbundprojekts „Guided Autonomic Building“ (Guided AB)³ ist die Verbesserung von Energieeffizienz, Komfort, Sicherheit und Lebensqualität durch intelligente Gebäude- und Heimvernetzung mit einer *Dual Reality Dienst- und Assistenzplattform* für autonome, vernetzte und ressourceneffiziente Wohngebäude (Smart Home/Smart Building) mit individueller Dienstleistungs- und Benutzerintegration. Die Umsetzung der Guided-AB-Referenzarchitektur basiert auf der IoT-Systemarchitektur des IKT (s. Unterabschnitt 3.1.1). Ein Prototyp wird im Rahmen eines Feldtests in ca. 20 Haushalten erprobt. Die Feldtestphase läuft von August 2016 bis Mai 2017.

Des Weiteren ist das IKT Projektpartner im Forschungsverbundprojekt „Guided Autonomic Location“ (Guided AL)⁴. Guided AL untersucht, welche technischen Voraussetzungen notwendig sind, um auf Basis bestehender und

3 <http://www.guided-ab.de>

4 <http://www.ruhrvalley.de/stories/gal>

neuer Automatisierungslösungen gebäudeübergreifende Smart Services erstellen und anbieten zu können. Neben der nötigen Plattforminfrastruktur für umfassendere Smart-Service-Lösungen wird auch Wert auf die leichte Realisierbarkeit kleinerer, thematisch fokussierter, intelligenter Anwendungen gelegt, die z. B. in Form von speziellen Apps auf der zu schaffenden Autonomous-Locations-Serviceplattform laufen sollen. Das Vorhaben untersucht und implementiert Ansätze für die Serviceplattform und realisiert, basierend auf der Autonomous-Locations-Serviceplattform, exemplarische Anwendungen aus den Umfeldern Wohnen, Arbeiten, Einkaufen und Gesundheit. In diesem Forschungseluster übernimmt das IKT der Fachhochschule Dortmund wissenschaftliche Aufgaben zu den Themenschwerpunkten Datenübertragung, Sicherung und Datenbereitstellung im Sinne einer verteilten cyberphysischen Plattform.

6.2 Serviceorientierte Smart Grid Management Systeme

Während die Nutzung von cloudbasierten Lösungen zur Realisierung eines Smart Grids bereits in der Literatur diskutiert wurde [27], abstrahiert ein Großteil der Veröffentlichungen von einer konkreten Beschreibung der Software-Architektur des Management Systems [28, 29].

So stellen Luo et al. in [30] ein Schichtenmodell für eine cloudbasierte Smart-Grid-Architektur vor, fokussieren dabei jedoch die Hardware-Architektur und fassen Dienste in einer allgemeinen *Abstracted-Service-Interface*-Schicht zusammen. Ji et al. beschreiben in [31] die Umsetzung eines cloudbasierten Frühwarnsystems und Energiemonitorings für Smart Grids auf Grundlage einer *Serviceorientierten Architektur* (SOA) mit *Enterprise Service Bus* (ESB) [9]. Im Gegensatz zum in Kapitel 4 vorgestellten Ansatz lässt sich die vorgeschlagene Software-Architektur nicht flexibel mit weiteren Diensten erweitern. Zusätzlich schränkt die Nutzung von SOA und ESB die Implementierung der Dienste auf eine spezifische Technologie ein.

Obwohl Microservices zu einem hohen Grad zur Skalierbarkeit beitragen [32], wurde ihre Verwendung in Smart Grid Management Systemen bislang noch nicht hinreichend untersucht und beschrieben.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Smart Grids versetzen Netzteilnehmer in die Lage, Energie effizienter zu nutzen. Dies umfasst sowohl die Planung und Steuerung der Energieerzeugung als auch den optimierten Transport und Verbrauch. Grundlegend für ein solches System ist die Erfassung, Verarbeitung und Anreicherung energiebezogener Daten sowie die Steuerung von Energieerzeugern und -verbrauchern im lokalen Umfeld. Ein weiteres wesentliches Merkmal ist die Bereitstellung virtueller Dienste in einem übergeordneten Management System, die Akteuren die Verwendung abgeleiteter Informationen ermöglichen.

Der Beitrag stellte zunächst Smart Services, die für ein Smart Grid typisch sind, vor und identifizierte verschiedene Dienstmerkmale. Es folgte die Beschreibung eines Smart-Grid-Systems, bestehend aus lokalem Controlled Environment (Infrastructure System) und serviceorientiertem Management System. Ein besonderer Fokus der lokalen Architektur liegt auf der Sicherheit schützenswerter Daten. Hierzu setzen die Autoren auf ein rollenbasiertes Rechtesystem, TLS-Verschlüsselung und serverseitige Authentifizierung.

Das softwaretechnische Management System kommuniziert über Schnittstellen mit dem lokalen CEM und realisiert die Aggregation von Rohdaten sowie den Versand von Steuerbefehlen. Ein besonderer Fokus des Management Systems liegt auf der Berücksichtigung Smart-Grid-spezifischer Anforderungen – bspw. hoher Skalierbarkeit, Verfügbarkeit und Ausfallsicherheit – sowie der flexiblen Integration von virtuellen Energiediensten bzw. Smart Services. Zur Adressierung dieser Herausforderungen wurde der Microservice-Architekturstil für das Management System verwendet. Die Verteilung der Services auf einzelne (virtuelle) Maschinen erlaubt es, das System flexibel zu erweitern. Die Speicherung und Aggregation von Rohdaten sowie die Verwaltung von Smart Services und Zugriffsrechten werden durch das Management System über lose gekoppelte Komponenten realisiert.

Wie bereits in Kapitel 5 skizziert, soll im hochschulübergreifenden FH-Impuls-Projekt GeoSmaGriR die Systemarchitektur durch IDiAL und IKT umgesetzt und mit entsprechenden Anwendungsfällen evaluiert werden. Des Weiteren soll die Einbindung einer eigenen PKI in das Controlled Environment überprüft werden.

Referenzen

- [1] Gungor, Vehbi C.; Sahin, Dilan; Kocak, Taskin; Ergut, Salih; Buccella, Concettina; Cecati, Carlo; Hancke, Gerhard P.: Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards. In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 7 (2011): 4, 529–539
- [2] U.S. Department of Energy: The Smart Grid: An Introduction, online: http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages.pdf <26.07.2016>
- [3] Erol-Kantarci, Melike; Mouftah, Hussein T.: Energy-Efficient Information and Communication Infrastructures in the Smart Grid: A Survey on Interactions and Open Issues. In: *IEEE Communications Surveys Tutorials* 17 (2015): 1, 179–197
- [4] Gharavi, Hamid; Ghafurian, Reza: Smart Grid: The Electric Energy System of the Future. In: *Proceedings of the IEEE* 99 (2011): 6, 1–5
- [5] Fang, Xi; Misra, Satyajayant; Xue, Guoliang; Yang, Dejun: Smart grid – The new and improved power grid: A survey. In: *Communications Surveys & Tutorials, IEEE* 14 (2012): 4, 944–980
- [6] Kagermann, Henning; Riemensperger, Frank; Hoke, Dirk; Helbig, Johannes; Stocksmeier, Dirk; Wahlster, Wolfgang; Scheer, August-Wilhelm; Schweer, Dieter; acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Veranst.): Smart Service Welt – Umsetzungsempfehlungen für das Zukunftsprojekt Internetbasierte Dienste für die Wirtschaft, 2014
- [7] Dhar, Vasant: Data science and prediction. In: *Communications of the ACM* 56 (2013): 12, 64–73
- [8] Bundesnetzagentur: Eckpunktepapier – „Smart Grid“ und „Smart Market“, 2011, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/SmartGrid_SmartMarket/smartgrid_smartmarket-node.html <28.07.2016>
- [9] Josuttis, Nicolai M.: *SOA in Practice: The Art of Distributed System Design*. Beijing (u.a.): O'Reilly Media, 2007
- [10] Karnouskos, Stamatis; Silva, Per Goncalves D.; Ilic, Dejan: Energy services for the smart grid city. In: *Digital Ecosystems Technologies (DEST), 6th IEEE International Conference on IEEE*, 2012, S. 1–6
- [11] Kuller, Markus; Kunold, Ingo; Hoffmann, H: Middleware und Visualisierungskonzepte für Smart Energy Systeme. In: Großmann, Uwe; Kunold, Ingo; Engels, Christoph (Hrsg.): *Smart Energy 2013*. Glückstadt: Verlag Werner Hülsbusch, 2013, S. 42–56
- [12] Hoffmann, Hilko; Grüninger, Jürgen; Balzert, Silke; Kuller, Markus; Bauer, Jörg; Kunold, Ingo; Kuhn, Oliver: Guided Autonomic Building – IoT-Interface

- and 3D Visualization. In: Großmann, Uwe; Kunold, Ingo; Engels, Christoph (Hrsg.): *Smart Energy 2014*. Glückstadt: Verlag Werner Hülsbusch, 2014, S. 170–182
- [13] Berners-Lee, Tim: Universal Resource Identifiers in WWW. Version: 1994. <https://www.ietf.org/rfc/rfc1630.txt>. In: *Request for Comments. The Internet Society*, 1994 (1630)
- [14] Dierks, Tim; Rescorla, Eric: The Transport Layer Security (TLS) Protocol Version 1.2. Version: 2008. <https://www.ietf.org/rfc/rfc5246.txt>. In: *Request for Comments. The Internet Society*, 2008 (5246)
- [15] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Kryptographische Vorgaben für Projekte der Bundesregierung Teil 3: Intelligente Messsysteme, 2016. online: <https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03116/BSI-TR-03116-3.pdf> <14.07.2016>
- [16] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Schutzprotokoll für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen, 2014. online: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Zertifikate_CC/PP/aktuell/PP_0073.html <15.08.2016>
- [17] Leach, Paul J.; Mealling, Michael; Salz, Richard: A Universally Unique Identifier (UUID) URN Namespace. Version: 2005. <https://www.ietf.org/rfc/rfc4122.txt>. In: *Request for Comments. The Internet Society*, 2005 (4122)
- [18] Ferraiolo, David; Kuhn, D. R.; Chandramouli, Ramaswamy: *Role-based access control*. Boston: Artech House, 2003
- [19] Armbrust, Michael; Stoica, Ion; Zaharia, Matei; Fox, Armando; Griffith, Rean; Joseph, Anthony D.; Katz, Randy; Konwinski, Andy; Lee, Gunho; Patterson, David; Rabkin, Ariel: A view of cloud computing. In: *Communications of the ACM* 53 (2010): 4, 50–58
- [20] Fan, Zhong; Kulkarni, Parag; Gormus, Sedat; Efthymiou, Costas; Kalogridis, Georgios; Sooriyabandara, Mahesh; Zhu, Ziming; Lambotharan, Sangarapillai; Chin, Woon H.: Smart grid communications: Overview of research challenges, solutions, and standardization activities. In: *Communications Surveys & Tutorials, IEEE* 15 (2013): 1, 21–38
- [21] Coulouris, George F.: *Distributed systems: Concepts and design*. 5th int. ed., Boston: Addison-Wesley, 2012
- [22] Martin, Robert C.: *Agile software development: Principles, patterns, and practices*. Upper Saddle River, NJ: Pearson Education, 2003
- [23] Newman, Sam: *Building Microservices*. Sebastopol: O'Reilly Media, 2015
- [24] Fielding, Roy T.: *Architectural styles and the design of networkbased software architectures*, University of California, Irvine, Diss., 2000

- [25] Fielding, Roy; Gettys, Jim; Mogul, Jeffrey; Frystyk, Henrik; Masinter Larry; Leach, Paul; Berners-Lee, Tim: Hypertext Transfer Protocol – HTTP/1.1. Version: 1999. <https://www.ietf.org/rfc/rfc2616.txt>. In: *Request for Comments. The Internet Society*, 1999 (2616)
- [26] Object Management Group: Service oriented architecture Modeling Language (SoaML), online: <http://www.omg.org/cgi-bin/doc?ptc/09-04-01.pdf> <29.07.2016>
- [27] Bera, Samaresh; Misra, Sudip; Rodrigues, Joel J.: Cloud Computing Applications for Smart Grid: A Survey. In: *IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems* 26 (2015): 5, 1477–1494
- [28] Fang, X.; Misra, S.; Xue, G.; Yang, D.: Managing smart grid information in the cloud: opportunities, model, and applications. In: *IEEE Network* 26 (2012): 4, 32–38
- [29] Kavanagh, Richard; Armstrong, Django; Djemame, Karim; Sommacampagna, Davide; Blasi, Lorenzo: Towards an Energy-Aware Cloud Architecture for Smart Grids. In: Altmann, Jörn; Silaghi, Cosmin G.; Rana, F. O. (Hrsg.): *Economics of Grids, Clouds, Systems, and Services: 12th International Conference, GECON 2015*. Cham: Springer International Publishing, 2016, S. 190–204
- [30] Luo, Fengji; Zhao, Junhua; Dong, Zhao Y.; Chen, Yingying; Xu, Yan; Zhang, Xin; Wong, Kit P.: Cloud-Based Information Infrastructure for Next-Generation Power Grid: Conception, Architecture, and Applications. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 7 (2016): 4, 1896–1912
- [31] Ji, Li; Lifang, Wang; Li, Yan: Cloud Service based intelligent power monitoring and early-warning system. In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, 2012
- [32] Amaral, Marcelo; Polo, Jorda; Carrera, David; Mohomed, Iqbal; Unuvar, Merve; Steinder, Malgorzata: Performance Evaluation of Microservices Architectures Using Containers. In: *Network Computing and Applications (NCA), 2015 IEEE 14th International Symposium on*, 2015, S. 27–34

Die Referenten/Autoren

Dipl.-Ing. Thomas Aundrup

Nach dem Studium der Elektrotechnik an der Ruhr-Universität-Bochum beschäftigte sich Herr Aundrup in den ersten Berufsjahren mit der dynamischen Simulationsrechnung, dem Zusammenspiel zwischen Großkraftwerken und Netz. Nach den Themen aus der Hoch- und Höchstspannung setzte er seinen Werdegang im Mittelspannungsnetz in der Planung und zum Schluss im Betrieb fort, bevor er sich seit mehreren Jahren mit Netzführungsthemen beschäftigte. Heute leitet Herr Aundrup bei der *Westnetz* die Leitstellen der Netzführung von 0,4-kV- bis 110-kV-Netz. Neben den fachlichen Themen engagiert sich Herr Aundrup bei unterschiedlichen VDE-Studien, Arbeitskreisen der DENA und im VDE-Bezirksverein Rhein-Ruhr im Beirat.

Dipl.-Ing. Hannes Bauer

Hannes Bauer ist Technischer Leiter beim Technologieunternehmen *MICROSENS GmbH & Co. KG* in Hamm.

Dipl.-Ing. Martin Doster

ist Functional Head des International Office bei der *DEKRA SE*, Information Technology (IT). Seine Tätigkeitsfelder umfassen Analytik und Design von Informationsprozessen auf Engineering- und Business-Ebene.

M.Sc. Marcel Graus

Marcel Graus studierte Mathematik an den Universitäten Bonn und Paris (UPMC). Heute arbeitet er am FIR an der RWTH Aachen als Wissenschaftler und Projektmanager im Bereich Informationsmanagement mit dem Schwerpunkt auf der Anwendung von Datenanalytik im industriellen Energiemanagement.

Dipl.-Ing. Claudius Hundt

Claudius Hundt ist Dipl.-Ing. der Versorgungstechnik und Diplom-Wirtschaftsingenieur. Er hat Dimensionierungs- und Simulationssoftware in der Versorgungsbranche entwickelt und war Produktmanager für thermische Solaranlagen bei *Vaillant*. Seit 2007 ist er bei *Yello Strom* Produktmanager für digitale Produkte wie den intelligenten Stromzähler, den digitalen Gaszähler sowie Smart Metering im Umfeld Fotovoltaik. Seit Anfang 2015 verantwortet er als einer von drei

Co-Foundern das *EnBW*-Start-up *SANDY energized analytics*, welches sich mit der mehrwertstiftenden Digitalisierung von Produkten und Prozessen beschäftigt.

Dr. Peter Karcher

Dr. Karcher ist Chief Data Scientist bei *SANDY energized analytics*, hat im Bereich Statistik in den USA promoviert und Informatik (Diplom), Mathematik (M.A.) sowie Statistik (M.Sc.) in den USA und Deutschland studiert. Nach Stationen im E-Commerce und der Biotechnologie ist Dr. Karcher seit zehn Jahren in unterschiedlichen Bereichen als Data-Scientist bei *Yello Strom* und *EnBW* tätig. Seit Anfang 2015 verantwortet er als einer von drei Co-Foundern das *EnBW*-Start-up *SANDY energized analytics*, welches sich mit datenbasierten Mehrwerten und deren Operationalisierung beschäftigt.

Dr. rer. nat. Christian Köhler

Dr. rer. nat. Christian Köhler ist Mitgründer und CIO/CTO der *Venios GmbH* in Deutschland und hat die Geschäftsführung der österreichischen Gesellschaft in Hartberg inne. Sein Verantwortungsspektrum reicht von der Produktentwicklung bis hin zur Bereitstellung und Planung der IT-Infrastruktur für die *Venios*-Lösungen. Dr. Köhler besitzt eine starke Expertise in der Informations- und Computertechnik. Nach seinem Abschluss von der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus (BTU) in Informatik hat er an der Technischen Universität München (TUM) promoviert. Weiterhin ist Dr. rer. nat. Köhler Mitglied bei der Gesellschaft für Informatik sowie anderen namhaften Organisationen, um die zukünftige Entwicklung der Informatik aktiv mitzugestalten.

M.Eng. Markus Kuller

Markus Kuller ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Kommunikationstechnik der FH Dortmund und mitverantwortlich für die E-Energy-Forschungsprojekte „Guided Autonomic Building – Energieeffizienz, Komfort und Sicherheit durch intuitive Gebäude- und Heimvernetzung mit einer Dual-Reality Dienst- und Assistenzplattform“, „INES – Intelligent e-net switching“, „E-DeMa – Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft“.

Prof. Dr. Ingo Kunold

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 Kommunikationstechnik 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.

M.Sc. Florian Rademacher

Florian Rademacher ist Doktorand der Informatik am Institut für Digitalisierung von Arbeits- und Lebenswelten. Seine Forschungsinteressen umfassen den Bereich der modellgetriebenen Softwareentwicklung (insb. das Design und die Implementierung domänenspezifischer Sprachen) sowie serviceorientierte Architekturen im Allgemeinen und Microservices im Kontext des Internet of Things im Besonderen.

Dipl.-Wi.-Ing. Marco Roscher

Dipl.-Wi.-Ing. (KIT) Marco Roscher, 1985 geboren und aufgewachsen in der südbadischen Kreisstadt Emmendingen, studierte Wirtschaftsingenieurwesen am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) mit den Vertiefungsrichtungen Produktionstechnik und erneuerbare Energien. Seit 2012 ist er Projektmanager im Bereich Informationsmanagement am FIR an der RWTH Aachen und leitet dort Projekte in den Themenfeldern Energiewende, Elektromobilität und Produktion.

Prof. Dr. Sabine Sachweh

Sabine Sachweh ist Professorin für Softwaretechnik an der Fachhochschule Dortmund und leitet dort die Arbeitsgruppe „Smart Environments Engineering Laboratory“ (SEELAB), die Teil des zukünftigen „Instituts für die Digitalisierung von Arbeits- und Lebenswelten“ (IDiAL) sein wird. Prof. Sachweh bekleidet weiterhin führende Positionen in verschiedenen öffentlich geförderten Forschungsprojekten, welche die Digitalisierung von Wirtschaft und Gesellschaft betreffen. Ihre Forschungsinteressen umfassen dabei hauptsächlich die Bereiche „Herausforderungen der Digitalisierung in industriellen Kontexten“ sowie „Digitale Plattformen und Innovative Interaktionstechniken zur Begegnung des demographischen Wandels“.

Ass. iur. Andreas Sesing

Andreas Sesing ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Bürgerliches Recht, Rechtsinformatik, deutsches und internationales Wirtschaftsrecht sowie

Rechtstheorie, Universität des Saarlandes (Prof. Dr. Georg Borges). Tätigkeits-schwerpunkte: Bürgerliches Recht, IT-Recht, Urheberrecht.

B.Sc. Jonas Sorgalla

Jonas Sorgalla ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Digitalisierung von Arbeits- und Lebenswelten. Dort befasst er sich mit den Bereichen Mensch-Computer-Interaktion und Internet of Things, wobei ein Schwerpunkt auf Smart-Home-Technologien liegt.

Ralf Steppeler

Ralf Steppeler ist unterstützender Berater im Landesbetrieb Berlin Energie und gleichzeitig Geschäftsführer der *EES Cavallino GmbH & Co. KG*. Herr Steppeler entwickelt Energiekonzepte, insbesondere die Vernetzung und Regulierung von Erzeugern (Fotovoltaikanlagen, BHKW, Windturbinen, Kessel etc.), Energiespeichern (Kälte- und Wärmesysteme, Batterien, E-Mobilität) und Verbrauchern (z. B. Inverter) mittels smarter Steuerungssysteme. Des Weiteren ist er beratend für die *E.ON Connecting Energies* im Segment Development tätig. Bis Ende 2015 war er als Berater für die *Wolfsburg AG* tätig. Zu seinen Schwerpunkten gehörten die Entwicklung der BHKW-Sparte für die *Wolfsburg AG*, die Definition und Umsetzung operativer Geschäftsprozesse sowie Vertriebskonzepte, Zielgruppenanalyse und Marktanalyse. Von 2012 bis 2014 hatte Herr Steppeler die Verantwortung als Bereichsleiter Planung, Einbau und Betrieb Zuhausekraftwerk (ZHKW) bei der *Lichtblick SE* in Hamburg.

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, insbes. 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, entellgenio, 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-Aligments hat er mehrere Bücher verfasst.

Programmbeirat der Konferenz „Smart Energy“ 2016

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 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)

Weitere Titel aus dem vwh-Verlag (Auszug)

Tagungsbände „Smart Energy“

U. Großmann/I. Kunold (Hg.): Smart Energy 2010 Innovative, IKT-orientierte Konzepte für den Energiesektor der Zukunft (Tagung, Dortmund, Nov. 2010)

2010, 24,50 €, ISBN 978-3-940317-79-7

U. Großmann/I. Kunold (Hg.):

Smart Energy 2011 Smart Grid oder die Zukunft der Energiewirtschaft (Tagung, Dortmund, Nov. 2011)

2011, 23,50 €, ISBN 978-3-86488-004-9

U. Großmann/I. Kunold (Hg.):

Smart Energy 2012 Wie smart ist der Weg zur Energiewende? (Tagung, Dortmund, Nov. 2012)

2012, 27,50 €, ISBN 978-3-86488-030-8

U. Großmann/I. Kunold/C. Engels (Hg.):

Smart Energy 2013 Wie smart ist Deutschland im europäischen Kontext? (Tagung, Dortmund, Nov. 2013)

2013, 24,50 €, ISBN 978-3-86488-055-1

U. Großmann/I. Kunold/C. Engels (Hg.):

Smart Energy 2014 Energiewende quer gedacht (Tagung, Dortmund, Nov. 2014)

2014, 25,80 €, ISBN 978-3-86488-073-5

U. Großmann/I. Kunold/C. Engels (Hg.):

Smart Energy 2015 Energiewende regional – Trends, Treiber, Allianzen (Tagung, Dortmund, Nov. 2015)

2015, 26,80 €, ISBN 978-3-86488-093-3

Reihe „E-Humanities“

C. Potzner: Chancen und Risiken der Arbeit im E-Business

2010, UVP 12,80 €, ISBN 978-3-940317-70-4

M. Janneck/C. Adelberger: Komplexe Software-Einführungsprozesse gestalten: Grundlagen und Methoden Am Beispiel eines Campus-Management-Systems

2012, 26,90 €, ISBN 978-3-940317-63-6

Reihe „Multimedia“

J. Sieck (Hg.): Kultur und Informatik „Interaktive Systeme“ (Tagung Berlin, Mai 2010)

2010, 31,50 €, ISBN 978-3-940317-72-8

J. Sieck (Hg.): Wireless Communication and Information „Car to Car, Sensor Networks and Location Based Services“ (Beiträge der WCI-Tagung Berlin, 2010)

2010, UVP 9,80 €, ISBN 978-3-940317-81-0

J. Sieck (Hg.): Kultur und Informatik

„Multimediale Systeme“ (Tagung Berlin, Mai 2011)

2011, 27,90 €, ISBN 978-3-940317-95-7

J. Sieck (Hg.): Wireless

Communication and Information

„Digital Divide and Mobile Applications“

(Kongressband, Tagung Berlin, Okt. 2011)

2011, UVP 10,80 €, ISBN 978-3-86488-000-1

J. Sieck/R. Franken-Wendelstorf (Hg.):

Kultur und Informatik „Aus der Vergangen-

heit in die Zukunft“ (Tagung Berlin, Mai

2012)

2012, 28,50 €, ISBN 978-3-86488-016-2

J. Sieck (Hg.): Wireless Communication

and Information „Mobile Gesellschaft“

(Kongressband, Tagung Berlin, Okt. 2012)

2012, 26,90 €, ISBN 978-3-86488-029-2

R. Franken-Wendelstorf/E. Lindinger/

J. Sieck (Hg.): Kultur und Informatik

„Visual Worlds & Interactive Spaces“

(Kongressband, Tagung Berlin, Mai 2013)

2013, 28,50 €, ISBN 978-3-86488-045-2

J. Sieck (Hg.): Wireless Communication

and Information „Ubiquitous Commu-

nication“ (Tagung Berlin, Okt. 2013)

2013, 24,90 €, ISBN 978-3-86488-053-7

R. Franken-Wendelstorf/E. Lindinger/

J. Sieck (Hg.): Kultur und Informatik

„Reality & Virtuality“ (Tagung Berlin, Mai

2014)

2014, 27,50 €, ISBN 978-3-86488-064-3

J. Sieck (Hg.): Wireless Communication

and Information „Digitale Gesellschaft“

(Tagung Berlin, Okt. 2014)

2014, 26,90 €, ISBN 978-3-86488-071-1

C. Busch/J. Sieck (Hg.):

Kultur und Informatik „Cross Media“

(Kongressband, Tagung Berlin, Mai 2015)

2015, 28,90 €, ISBN 978-3-86488-082-7

C. Busch/J. Sieck (Hg.): Kultur

und Informatik „Augmented Reality“

(Kongressband, Tagung Berlin, Mai 2016)

2015, 29,80 €, ISBN 978-3-86488-103-9

Reihe „Medienwirtschaft“

J.-F. Schrape: Gutenberg-Galaxis

Reloaded? Der Wandel des deutschen

Buchhandels durch Internet, E-Books

und Mobile Devices

2011, 17,90 €, ISBN 978-3-940317-85-8

B. Blaha: Von Riesen und Zwergen

Zum Strukturwandel im verbreitenden

Buchhandel in Deutschland und Österreich

2011, UVP 9,80 €, ISBN 978-3-940317-93-3

Reihe „Schriften zur Informationswissenschaft“

S. Mühlbacher:

Information Literacy in Enterprises
2009, UVP 11,80 €, ISBN 978-3-940317-45-2

M. Maßun: Collaborative Information Management in Enterprises
2009, UVP 9,80 €, ISBN 978-3-940317-49-0

T. Memmel: User Interface Specification for Interactive Software Systems
2009, UVP 11,80 €, ISBN 978-3-940317-53-7

A. Warta: Kollaboratives Wissensmanagement in Unternehmen
2011, 30,90 €, ISBN 978-3-940317-90-2

J. Griesbaum, T. Mandl, C. Womser-Hacker (Hg.): Information und Wissen: global, sozial und frei? Proc. des 12. Intern. Symp. für Informationswissenschaft
2011, 36,50 €, ISBN 978-3-940317-91-9

M. Görtz: Social Software as a Source of Information in the Workplace
2011, 31,90 €, ISBN 978-3-86488-006-3

H.-C. Hobohm (Hg.): Informationswissenschaft zwischen virtueller Infrastruktur und materiellen Lebenswelten Proc. des 13. Intern. Symp. für Informationswissenschaft
2013, 34,50 €, ISBN 978-3-86488-035-3

F. Pehar/C. Schlögl/C. Wolff (Hg.): Re:inventing Information Science in the Networked Society Proc. des 12. Intern. Symp. für Informationswissenschaft
2015, 38,50 €, ISBN 978-3-86488-081-0

B. Heuwing: Usability-Ergebnisse als Wissensressource in Organisationen
2015, 35,80 €, ISBN 978-3-86488-084-1

Reihe „Web 2.0“

H. Frohner: Social Tagging
2010, 26,90 €, ISBN 978-3-940317-03-2

F.-R. Habel/A. Huber (Hg.): Wirtschaftsförderung 2.0 Erfolgreiche Strategien der Zusammenarbeit von Wirtschaft, Verwaltung und Politik in Clustern und sozialen Netzwerken
2010, 29,90 €, ISBN 978-3-940317-68-1

R. Bauer: Die digitale Bibliothek von Babel Über den Umgang mit Wissensressourcen im Web 2.0
2010, 26,90 €, ISBN 978-3-940317-71-1

G. Franz: Die vielen Wikipedias Vielsprachigkeit als Zugang zu einer globalisierten Online-Welt
2011, 27,50 €, ISBN 978-3-86488-002-5

R. Sonnberger: Facebook im Kontext medialer Umbrüche Eine theoretische und empirische Annäherung
2012, 29,50 €, ISBN 978-3-86488-009-4

„Schriften des Innovators Club“

H. Fritzl/A. Huber/A. Rudl (Hg.): Open Source im Public Sector: günstiger, sicherer, flexibler
2012, UVP 9,80 €, ISBN 978-3-86488-013-1

F.-R. Habel/S. Vanasco (Hg.): Wellenreiter Kommunale Politik im Kontext von digitalen Meinungsimpulswellen
2012, UVP 7,80 €, ISBN 978-3-86488-025-4

E. Slapio/F.-R. Habel/A. Huber (Hg.): Wertschöpfung für die Wirtschaft
2013, UVP 8,90 €, ISBN 978-3-86488-051-3

Varia

nestor Handbuch Eine kleine Enzyklopädie der digitalen Langzeitarchivierung
2009, 24,90 €, ISBN 978-3-940317-48-3

Langzeitarchivierung von Forschungsdaten Eine Bestandsaufnahme
2012, 29,90 €, ISBN 978-3-86488-008-7

A. Fischer/M. Oesterreich/T. Scheidat (Hg.): 14. Nachwuchswissenschaftlerkonferenz ost- und mitteldeutscher Fachhochschulen (NWK 14) (Brandenburg an der Havel, 18. April 2013)
2013, UVP 7,80 €, ISBN 978-3-86488-037-7

H. Neuroth/N. Lossau/A. Rapp (Hg.): Evolution der Informationsinfrastruktur Kooperation zwischen Bibliothek und Wissenschaft
2013, 24,90 €, ISBN 978-3-86488-043-8

weitere Schriftenreihen des vwh-Verlages (s. www.vwh-verlag.de):

- **E-Collaboration**
- **E-Learning**
- **Game Studies**
- **AV-Medien**
- **Typo|Druck**
- **Medientheorie**
- **Kleine Schriften**

vwh

Aktuelle Ankündigungen, Inhaltsverzeichnisse und Rezensionen finden sie im vwh-Blog unter www.vwh-verlag.de.

Das komplette Verlagsprogramm mit Buchbeschreibungen sowie eine direkte Bestellmöglichkeit im vwh-Shop finden Sie unter www.vwh-verlag-shop.de.

Die Energiewelt verändert sich! Zentralisierte Stromerzeugung und unidirektionale Lastflüsse werden zunehmend von dezentralen Energiesystemen und bidirektionalem Ausgleich abgelöst. Die Digitalisierung und intelligente Vernetzung dieser Systeme liefern Daten und Erkenntnisse für neue Anwendungen und Geschäftsmodelle.

Unter der Schirmherrschaft der Ministerin für Innovation, Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen – Frau Svenja Schulze – fand am 27./28.10.2016 die Tagung „Smart Energy 2016“ unter dem Titel *Digitalisierung der Energieversorgung – Treiber und Getriebene* statt.

Im vorliegenden Konferenzband berichten namhafte Autoren aus Wirtschaftsunternehmen sowie Hochschulen und Forschungseinrichtungen über ihre Arbeiten in den Bereichen „Energiewirtschaft“, „Datenmodelle“, „Smart IoT Systems“ sowie „Verteilte Systeme“.

Die Zielgruppen der Tagung – leitende Mitarbeiter von Stadtwerken, Fachleute aus kommunalen und regionalen Energieversorgungsunternehmen, von Verteilnetzbetreibern, Software-Unternehmen, Messgeräteherstellern, Messstellenbetreibern, Unternehmen der IKT-Branche, Wissenschaft und Forschung – erhalten neue Impulse im Bereich der Digitalisierung und Vernetzung von Energiesystemen.



In der Ruhr Master School (RMS) bündeln die Hochschule Bochum, die Fachhochschule Dortmund und die Westfälische Hochschule in Gelsenkirchen ihre Kompetenzen in den Bereichen Ingenieurwissenschaft und Informatik und bieten den Studierenden die Möglichkeit, vernetzt und praxisnah auf höchstem Niveau zu studieren. Die RMS wird gefördert durch die Stiftung Mercator.

Die KARL-KOLLE-Stiftung fördert die Wissenschaft und Forschung, insbesondere durch die Vergabe von Promotions- und Habilitationsstipendien, durch Zuschüsse zu Auslandsstudienaufenthalten und/oder zu konkreten Forschungsprojekten und/oder zu wissenschaftlichen Veranstaltungen oder durch Auslobung wissenschaftlicher Preise für Arbeiten, die sich mit dem Thema Mensch – Technik – Umwelt auseinandersetzen.

Die Fachhochschule Dortmund bietet ein Forschungsumfeld, das häufig interdisziplinäre Arbeiten und innovative Ergebnisse hervorbringt. Neue politische und technische Entwicklungen im Energiesektor führten zu einer Kooperation des Forschungsschwerpunktes „Mobile Business – Mobile Systems“ der Fachbereiche Informatik und Wirtschaft mit dem Institut für Informations- und Kommunikationstechnologie des Fachbereichs Informations- und Elektrotechnik.

www.vwh-verlag.de

24,80 € (D)
25,50 € (A)
29,90 CHF

vwh Verlag Werner Hülsbusch
Fachverlag für Medientechnik und -wirtschaft

ISBN: 978-3-86488-112-1



9 783864 881121