

Arnold Picot
Heinz Thielmann

Herausgeber

Smart Energy –

Geschäftsmodelle und Roadmap

Tagungsband



MÜNCHNER KREIS

Übernationale Vereinigung für Kommunikationsforschung
Supranational Association for Communications Research

Impressum

Herausgeber:

Prof. Dr. Arnold Picot
Ludwig-Maximilians-Universität
Forschungsstelle für Information,
Organisation und Management
Ludwigstr. 28
80539 München
picot@lmu.de

Prof. Dr.-Ing. Heinz Thielmann
Emphasys GmbH
Eichenstr. 11
90562 Heroldsberg
heinz.thielmann@t-online.de

Reihenherausgeber:

Münchener Kreis – Übernationale Vereinigung für Kommunikationsforschung e.V.
Tal 16
80331 München
www.muenchner-kreis.de
office@muenchner-kreis.de

Redaktion:

Dipl.-Phys. Volker Gehrling
Münchener Kreis – Übernationale Vereinigung für Kommunikationsforschung e.V.
v.gehrling@muenchner-kreis.de

Druck:

Knecht-Druck, München

ISBN 978-3-9813733-8-7

Die vorliegende Produktion ist urheberrechtlich geschützt. Alle Rechte vorbehalten. Die Verwendung der Texte, auch auszugsweise, ist ohne schriftliche Zustimmung des Münchener Kreises urheberrechtswidrig und daher strafbar. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Übersetzung oder die Verwendung in elektronischen Systemen.

Vorwort

Der Münchner Kreis hat mit einer Konferenz zu „E-Energy“ im Jahre und mit einem Berliner Gespräch zu „Sicherheit und Datenschutz bei Smart Energy“ im September 2011 den Gestaltungsprozess des „Smart Grid“ als neutrale Plattform zwischen Wirtschaft, Wissenschaft und Politik begleitet. Die Dokumentationen liegen vor. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), die Bundesnetzagentur (BNetzA) und die Marktteilnehmer arbeiten intensiv an den technischen und rechtlichen Voraussetzungen, die für die Marktentwicklung notwendig sind (Protection Profile, technische Richtlinien, Modellregionen, EnWG, EEG etc.).

Die Markttrollen werden in einem „Smart Grid“ wesentlich komplexer sein. Umso wichtiger ist für die Wirtschaft eine zuverlässige Planungssicherheit, die wiederum vom zeitlichen Rahmen des Gesetzgebers abhängig ist. Die am Wertschöpfungsprozess beteiligten Akteure sind unter anderen Erzeuger (zentral, dezentral), Speicherbetreiber (zentral, dezentral), Händler, Netzbetreiber (Übertragungsnetze, Verteilnetze, Informationsnetze etc.), Smart Meter-Hersteller, IKT-Hersteller, Messstellenbetreiber, Messstellendienstleister, Lieferanten, Verbraucher, Marktplatzbetreiber.

Viele Fragen dazu sind noch offen und sollen bis Ende 2012 geklärt sein. Geschäftsmodelle können also nur im Zusammenhang mit einer Roadmap entwickelt werden, die zwischen den Marktteilnehmern, den Ministerien, dem Regulierer und der Politik abgestimmt sein muss. Die Zeit drängt, wenn die Energiewende bis zum Jahr 2020 gelingen soll und die Akteure ihre Marktpositionen weltweit entwickeln wollen. Das Berliner Gespräch soll zur Klärung des Handlungsbedarfs, zum Verständnis der Markttrollen und zur Entwicklung von erfolgreichen Geschäftsmodellen beitragen.

Der vorliegende Tagungsband enthält die Vorträge sowie die überarbeiteten Mitschriften der Diskussionen. Allen Referenten und Diskutanten sowie allen, die zum Gelingen der Konferenz und zur Erstellung dieses Buches beigetragen haben, gilt unser herzlicher Dank!

Arnold Picot

Heinz Thielmann

Inhalt

1 Begrüßung und Einführung	5
Prof. Dr. Arnold Picot, Ludwig-Maximilians-Universität München und Münchner Kreis	
2 Die Arbeit der Netzplattform-Arbeitsgemeinschaft	7
Alexander Kleemann, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin	
3 Beurteilung und Geschäftsmodelle aus der Sicht der Wissenschaft	11
Prof. Dr. Lutz M. Kolbe, Universität Göttingen	
GESCHÄFTSMODELLE AUS DER SICHT VERSCHIEDENER MARKTTEILNEHMER	
4 Energie-Produzenten und Verteilnetzbetreiber	16
Dr. Andreas Breuer, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin und RWE Deutschland AG, Essen	
5 Smart Grid-Betreiber mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien	23
Dr. Michael Fiedeldey, Allgäuer Überlandwerk GmbH, Kempten	
6 Smart Meter-Hersteller	28
Dr. Peter Heuell, Landis + Gyr GmbH, Nürnberg	
7 IKT-Anbieter	32
Marc Peters, IBM Deutschland GmbH, Köln	
8 Internationale Sicht	37
Dr. Udo Bub, EIT ICT Labs GmbH, Berlin	
GESCHÄFTSMODELLE JUNGER UNTERNEHMEN	
9 Tendril	48
Brewster McCracken, Pecan Street Inc., Austin, Texas	
10 Smart Lab	50
Jennifer Meinel, smartlab Innovationsgesellschaft mbH, Aachen	
11 Energy2market	56
Andreas Keil, Energy2market GmbH, Leipzig	
12 CeleraOne	60
Dr. Falk-Florian Henrich, CeleraOne GmbH, Berlin	
13 Diskussion	66
Moderation: Prof. Dr. Jörg Eberspächer, Technische Universität München und Münchner Kreis, Prof. Dr. Heinz Thielmann, Emphasys GmbH, Heroldsberg	
14 Zusammenfassung	87
Prof. Dr. Arnold Picot, Ludwig-Maximilians-Universität München und Münchner Kreis	

Anhang

Liste der Referenten und Moderatoren

1 Begrüßung und Einführung

Prof. Dr. Arnold Picot, Ludwig-Maximilians-Universität München und Münchner Kreis

Smart Energy – darunter versteht man gemeinhin die Kombination aus Smart Metering und Smart Grid, mit deren Hilfe dann Energie „smart“, d.h. klug, effektiv und effizient erzeugt, verteilt und genutzt werden kann etwa im Sinne der langfristigen Ziele der Energiewende. Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Effizienz bei einem Wandel des Energiemix zu immer mehr erneuerbaren Energiequellen stehen dabei im Vordergrund. Bekanntermaßen stellt die Volatilität der Einspeisung (Sonne, Wind) erneuerbarer, zunehmend dezentral erzeugter Energien dabei eine besondere Herausforderung an die Koordination zwischen Energieangebot und Energienachfrage dar. Dafür sind angesichts der hohen Daten- und nahezu Echtzeitanforderungen intelligente Netzinfrastrukturen erforderlich, um die Übertragungs- und v.a. die Verteilnetze angemessen zu managen. In dieser sich z.T. grundlegend wandelnden Energiewelt verändert sich auch die Zusammensetzung und Vielfalt der Rollen und Akteure. Neben klassischen Betreibern von Übertragungs- und Verteilnetzen (letztere stehen unter einem ganz besonderen Veränderungsdruck) benötigen wir darauf abgestimmte, zunehmend integrierte Informations- und Kommunikationsnetze. Hinzu kommen viele weitere Akteure wie Messstellendienstleister und Messstellenbetreiber, Hersteller von spezifischen IKT-Systemen und Komponenten, Anbieter von Netzausrüstungen für den Energietransport, neuartige Dienstleister mit innovativen Vermarktungs- und Preismodellen, Betreiber von Energiemarktplätzen oder virtuellen Kraftwerken, und nicht zuletzt die vielen gewerblichen und privaten Energieverbraucher, die zunehmend auch als Erzeuger fungieren. Das ist nur ein Ausschnitt des sich herausbildenden neuen Ecosystems des Energiesektors, das sich sehr unterscheidet von dem, was wir bisher in unserem Energiesystem kannten, und welches erforderlich ist, um die effiziente Abstimmung zwischen Energieangebot und Energieverbrauch unter veränderten Bedingungen zu ermöglichen.

Wie und auf welchem Pfad das funktionieren kann, so dass der Energiesektor insgesamt auf ein effizientes und zukunftsfähiges Leistungsniveau gehoben wird - dazu sind sicherlich noch viele Fragen offen und das ist ein komplexer Lern- und Entwicklungsprozess. Es wäre wünschenswert, wenn dieser Weg im Rahmen einer Roadmap zu beschreiben wäre. Ich bin mir nicht ganz sicher, ob das bei einem solchen evolutorischen, teilweise auch disruptiven Prozess gelingt. Aber sicherlich kann man versuchen, wesentliche Elemente einer solchen Roadmap festzuhalten und auch die unternehmerischen Spielräume und deren Voraussetzungen (z.B. welcher Grad der Offenheit von Schnittstellen und Standards erwünscht ist) abzustecken, ohne deren kreative Füllung der Weg nicht erfolgreich zu begehen sein wird. Dazu können wir heute Abend hoffentlich beitragen, indem wir Sachthemen und Rahmenbedingungen - technischer wie marktlich-organisatorischer Art - und auch offene Fragen und Herausforderungen definieren, die der Lösung harren. Auch unternehmerische Handlungsspielräume, die sich heute bereits bieten, sollten wir beschreiben und dazu einige Beispiele und Geschäftsmodelle erörtern, ebenso den Entwicklungsbedarf, den wir zum Beispiel auf bestimmten technologischen Feldern sehen.

Ich glaube, dass wir hierzu ein attraktives Programm zusammenstellen konnten, und ich möchte bereits jetzt vor allem Herrn Kollegen Thielmann und dem Vorbereitungsteam, das ihn unterstützt hat, ganz herzlich danken, dass dieses Programm in dieser Form zustande kommen konnte.

Meine Damen und Herren, mit diesen wenigen Bemerkungen möchte ich die Begrüßung beenden und zum eigentlichen Fachprogramm überleiten. Den Eingangsvortrag hat freund-

licherweise Herr Alexander Kleemann vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie übernommen, den ich herzlich begrüße. Herr Kleemann ist den allermeisten von Ihnen hier bekannt. Er betreut im Referat Energierecht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie die Themen „Intelligente Netze und Zähler“ und leitet im Rahmen der Gesprächsplattform „Zukunftsfähige Energienetze“ die Arbeitsgruppe „Intelligente Netze und Zähler“. Er unterstützt auch das Projekt für das BSI Schutzprofil für Smart Meter und ich darf sagen, dass er auch deshalb ein exzellenter Fachmann ist, weil er vorher in der Bundesnetzagentur im Bereich der Energieregulierung tätig war, also den Energiesektor ganz konkret und auch operativ kennt und nun auf Ministeriumsebene Verantwortung wahrnimmt.

2 Die Arbeit der Netzplattform-Arbeitsgemeinschaft „Intelligente Netze und Zähler“

Alexander Kleemann, BMWi, Berlin

Kurzfassung des Vortrages

Die beim Vortrag gezeigten Folien sind im Anschluss an den Text abgedruckt

Ein modernes und leistungsfähiges Stromnetz ist die entscheidende Voraussetzung für eine zuverlässige, wirtschaftliche und umweltverträgliche Stromversorgung bei weiter wachsendem Anteil erneuerbarer Energien und für die Optimierung des Zusammenwirkens von Erzeugung und Verbrauch.

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) in Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit die ständige Gesprächsplattform „Zukunftsfähige Energienetze“ als eine Maßnahme des 10-Punkte-Sofortprogramms des Energiekonzepts der Bundesregierung eingerichtet.

In der Plattform wird das Engagement wichtiger Akteure aus Politik und Wirtschaft, von Bund und Ländern, von Verbänden und Nichtregierungsorganisationen zusammengebracht, um gemeinsam Konzepte und Lösungen zum Netzausbau, zur Netzmodernisierung und zum sicheren Netzbetrieb zu entwickeln.

Die Gesprächsplattform sieht verschiedene Gremien vor: Neun Arbeitsgruppen erarbeiten zu einzelnen Themenfeldern Handlungsempfehlungen an die Politik. Ein regelmäßiges Plenum beschließt die Vorschläge.

Die Arbeitsgruppe (AG) Intelligente Netze und Zähler der Plattform befasst sich mit den Herausforderungen und Chancen einer grundlegenden Modernisierung der Netze und Vertriebsstrukturen hin zu Smart Grids. Über ein nachfrageseitiges Lastmanagement soll sich in Zukunft die Energienachfrage stärker an das Angebot anpassen. Lastmanagement ist – neben dem Aufbau eines flexiblen Kraftwerksparks und von Stromspeichern – ein wesentliches Element zur Systemintegration der erneuerbaren Energien. Dafür werden moderne, intelligente Netze (Smart Grids), geeignete Anreize in den Stromtarifen und intelligente, kommunikative Messsysteme (Smart Meter) benötigt. Die AG möchte technische, sozioökonomische, rechtliche und politische Rahmenbedingungen und Anforderungen identifizieren und Handlungsnotwendigkeiten für den intelligenten Um- und Ausbau der Stromnetze ableiten, die letztlich in einem entsprechenden Entwicklungsplan münden sollen. So soll Schritt für Schritt das komplexe Zusammenspiel von Netzen bzw. Netzsteuerung, Erzeugung, Verbrauchern und Stromhandel unter Nutzung hochleistungsfähiger und sicherer Informations- und Kommunikationstechnologien gemeistert werden. Der Um- und Ausbaubedarf in den Verteilernetzen wird momentan in einer umfassenden Studie des BMWi benannt und bewertet. Die Studie wird eng mit den weiteren Arbeiten der Netzplattform gekoppelt. Ziel ist es, klare Vorstellungen davon zu erhalten, wie der Um- und Ausbau der Verteilernetze in den nächsten 20 Jahren idealerweise aussehen könnte.

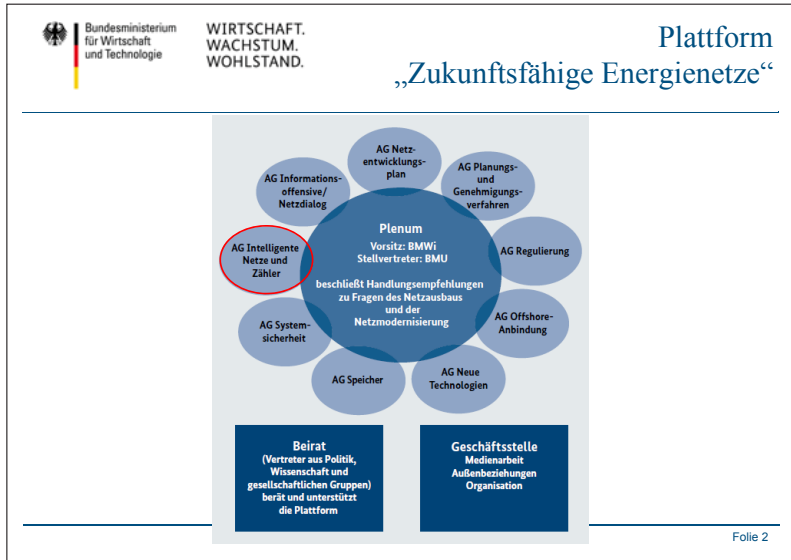


Bild 1



Bild 2

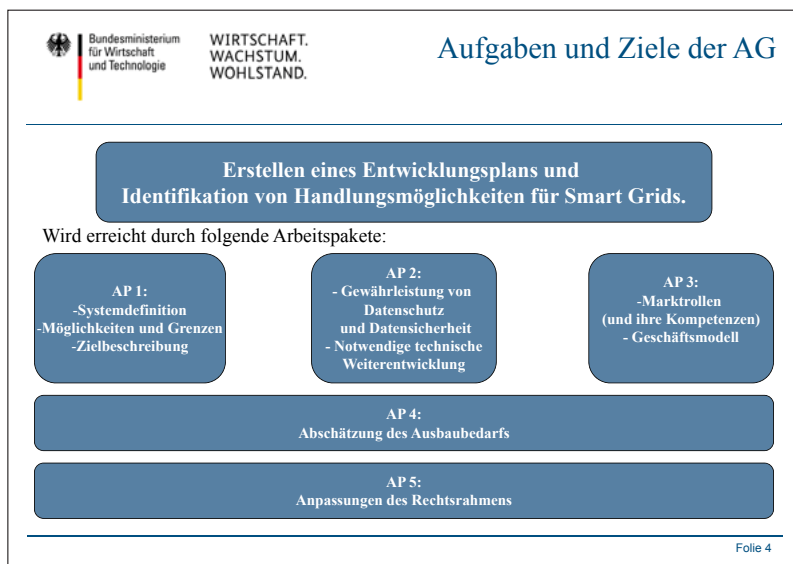


Bild 3

Handlungsmatrix der AG

Ziele der Matrix:

1. Aufgaben im intelligenten Energieversorgungssystem der Zukunft zu benennen
2. Aufgaben den regulierten und nicht regulierten Bereichen zuweisen
3. Kompetenzen und Handlungsfelder verdeutlichen
4. Handlungsbedarf eingrenzen und verdeutlichen

	A Aufgabe	B Use-Cases	C Beschreibung der Use-Cases	D Use-Case- Kompetenz/ Marktrolle	E Marktregel/Geschäfts
1					
2					
3	B) Errichtung und Betrieb von Netzen	a) Netzführung	a) bis f) Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.	NE	NE hat Kapazität % bereitgestellt intelligient zu bewirtschaften.
4		b) Vernetzung des Netzes		NE	Frage: Bestimmung der optimalen
5		c) Fortentwicklung des Netzes nach Störungen		NE	
6		d) Netzaus- und -umbau		NE	
7		e) Reduktion der Netzverluste		NE	

Folie 5

Bild 4



Inhalte der Matrix:

- Aufgaben und entsprechende Use-Cases im intelligenten Netz
- Kompetenzen und Marktrollen
- Geschäftsmodelle und Marktregeln
- Erkenntnisse aus der VN-Studie
- Erforderliche Netztechnik und IT
- Potential von Technologien
- Verfügbarkeit und Marktnähe der Technik
- Sicherheitsanforderungen
- Investitionsbedarf
- Finanzierungsmechanismen und vorhandene/zu erstellende Rechtsgrundlagen
- Vorhandensein von Praxiserfahrungen
- Zieljahr für die technische/wirtschaftliche/rechtliche Umsetzung

Bild 5

3 Beurteilung und Geschäftsmodelle aus Sicht der Wissenschaft

Prof. Dr. Lutz M. Kolbe, Universität Göttingen

vielen Dank für die Einladung und die damit verbundene Möglichkeit, einen Beitrag zur Diskussion über die Geschäftsmodelle aus Sicht der Wissenschaft liefern zu können. Wie Herr Picot gesagt hat, bin ich Professor der Wirtschaftsinformatik und beschäftige mich seit vielen Jahren mit komplexen Informationssystemen. Zu den ewig jungen Fragen der Wirtschaftsinformatik gehören Fragen nach Zentralität, Dezentralität, Komplexität, Integration von Systemen und der Massendatenverarbeitung. Fragestellungen, die an unterschiedlichen Stellen auch vermehrt die Energiewirtschaft betreffen.

Wieso ist das so? Nicht nur, weil das Energieversorgungssystem und die Rollenmodelle in entbündelten und liberalisierten Märkten an sich komplex sind, sondern weil wir natürlich durch das Smart Grid und den Einzug der IT die Fragestellung der Informatik und der Wirtschaftsinformatik „importieren“; man könnte im medizinischen Jargon auch von „einfangen“ sprechen. In der IT-Welt haben wir natürlich immer den Vorteil, bei Computerproblemen einfach den Neustart als einfachste und oftmals effektivste aller Möglichkeiten zu nutzen. Wenn Sie ein Call Center anrufen, weil Ihr PC nicht geht, dann lautet die Antwort meist “Machen Sie mal an und aus, dann wird es schon wieder gehen!“ Uns allen ist klar, dass das bei der Stromversorgung leider nicht so einfach geht...

Auch in der IT gab es in den letzten Jahren und Jahrzehnten große Veränderungen, die maßgeblich auf neuen Geschäftsmodellen basierten, wenn Sie nur an Software- und Medienmärkte denken.

Geschäftsmodelle

Wie neue Geschäftsmodelle möglicherweise für die Energiewirtschaft aussehen können, möchte ich im Folgenden darlegen. Da ich das aus der Sicht der Wissenschaft beleuchten soll, gestatten Sie zu mir zunächst, den Begriff zu definieren, damit wir ein gemeinschaftliches Verständnis darüber haben, was überhaupt Geschäftsmodelle sind. Oft wird die Definition von Paul Timmers herangezogen, wonach ein Geschäftsmodell aus drei Komponenten besteht. Zunächst sind die Nutzenpotenziale zu beschreiben, die so genannte Value Proposition, zweitens die Produkt- und Dienstleistungsarchitektur, die Value Creation mit den beteiligten Akteuren. Last but not least gehört zu einem Geschäftsmodell langfristig immer auch ein Revenue Modell, also die Erlösquellen.

In vereinfachter Form zeigt also ein Geschäftsmodell, wie ein Unternehmen Werte schafft, vermittelt und erfasst. Im Grunde sind es also vier Fragen, die man beantworten muss: Was, wie, wer und vor allen Dingen wie viel? Dazu möchte ich nun ein paar Worte sagen. Zunächst einmal zu der Ausgangssituation, die wir im Moment sehen, und dann natürlich, wo Potenziale in der Zukunft liegen. Die folgenden Fragestellungen sollen als Leitfaden dienen, um diesen Smart Energy Ansatz und die verbundenen Geschäftsmodelle zu beurteilen.

Was wird angeboten?

Die derzeitigen Angebote sind primär in den Wertschöpfungsbereichen der Erzeugung, im Vertrieb und im Service zu sehen. Das Geschäftsmodell der Erzeugung beruht einerseits auf der herkömmlichen handelsbasierten Vermarktung von Elektrizität aus konventionellen Kraftwerken, aber andererseits auch auf der im EEG regulierten Vermarktung des Stroms aus den regenerativen Quellen. Die Forschung beschäftigt sich hierbei u. a. mit der Anforderung zur technologischen Einbindung und der Steuerung erneuerbarer Energie, also z.B. Speicher im Rahmen des Modells des virtuellen Kraftwerks.

Der Energievertrieb ist durch eine steigende Wettbewerbsintensität und hohen Margendruck gekennzeichnet. Das wesentliche Asset liegt hier immer noch im Kundenzugang und der geringen Preiselastizität. Wettbewerbsvorteile werden aktuell noch kaum durch neue Tarifangebote geschaffen, die es optional aber schon gibt. Hierzu sind auf Basis der gesetzlichen Vorgaben bereits Forschungsprojekte und Feldversuche zu variablen, d.h. zeit- und lastabhängigen Tarifen für neue Verfahren unter den Stichworten: Demand-Side-Management, Demand Response und Smart Metering zu nennen.

Die Geschäftsmodelle im Servicebereich sind sicherlich sehr interessant und auf unterschiedliche Funktionsbereiche, wie z.B. Abrechnungen, Energiedaten-, Kontakt- und Forderungsmanagement ausgerichtet, die sich im Wesentlichen im Kundenbeziehungsmanagement abspielen. Hier werden sowohl kosteneffiziente Prozesse erwartet als auch die Beherrschung der IKT-Komplexität. Ich erinnere hier nur an die Massendatenverarbeitung, die im Rahmen des Smart Metering auch anfällt.

Wie werden Produkte und Dienstleistungen zusammengesetzt?

Die Wertschöpfung ist nicht mehr nur auf die Energie als Gut und Träger konzentriert, sondern es gilt, das gesamte wirtschaftliche Ökosystem der Energiewirtschaft zu betrachten. Die Wertgenerierung orientiert sich im Moment zunehmend auf die integrativen Wirkungszusammenhänge auf den drei Ebenen der ökonomischen Interaktion, nämlich der Ebene der Marktakteure, der Ebene der Information und des Datenaustausches und natürlich auch der hardwarenahen System-Ebene. Von der Bundesnetzagentur wurde im Dezember 2011 die Differenzierung auf „nur“ zwei Ebenen vorgenommen, nämlich Smart Grid und Smart Market. Bemerkenswert an diesem sicherlich zu lobenden Eckpunktepapier ist, dass darauf aufmerksam gemacht wurde, dass sich einzelne Aspekte nicht trennscharf fassen lassen und auch hybride Lösungsansätze zu diskutieren sind. Hier sehen wir insbesondere auch Spielräume für künftige Geschäftsmodelle.

Wer ist involviert im Moment?

Entlang der gesamten Wertschöpfung hat sich ein Rollenverständnis der einzelnen Marktakteure etabliert. Die Herausforderungen liegen jedoch in der Gestaltung der Interaktionen zwischen diesen Marktakteuren. Die Netzbetriebe haben sich auf ihre eher dienende Rolle eingestellt. Sie sind in der Regel kostengünstiger als früher aufgebaut. Das wirtschaftliche Handeln ist im Wesentlichen durch die Netzentgeltregelung festgelegt. Wirklich investieren in neue Technologien und Lösungen - sage ich provokativ an dieser Stelle - tun aktuell

wirklich nur die wenigsten Verteilnetzbetreiber. Wenn, dann sind das mit hoher Wahrscheinlichkeit diejenigen Netzbetreiber – so hat eine von uns im letzten Jahr durchgeführte Studie mit 180 Verteilnetzbetreibern ergeben -, die im Vergleich relativ groß sind und auch eine erhebliche Anzahl von größeren Industriebetrieben beliefern.

Der marktgetriebene Wettbewerb befindet sich noch nicht auf dem Niveau einer echten Konkurrenzsituation, da in der Regel Kundenpotenzial, Mengengerüste und Investitionsvolumina von etablierten im Vergleich zu neuen Marktakteuren zu unterschiedlich ausgeprägt sind. Dennoch sehen wir hier auch Chancen, denn nicht nur die Größe ist für den Erfolg entscheidend sondern natürlich auch die Kreativität und vielleicht auch dann die Schnelligkeit.

Wie viel kann erzielt werden?

Die Erlösquellen in der Energiewirtschaft resultieren aus den Wertschöpfungsbeiträgen für Erzeugung, Beschaffung, Netznutzung, Vertrieb, Dienstleistung und Subvention. Am Beispiel der Netzentgelte zeigte sich, dass das geltende System der Anreizregulierung hauptsächlich auf den reinen Substanzerhalt und den konventionellen Netzausbau ausgerichtet ist. Investitionen in smarte Technologien, über die wir heute auch reden wollen, stellen die Netzbetreiber dementsprechend vor besondere Herausforderungen, da diese in der Anreizregulierung nicht explizit oder nur begrenzt vorgesehen sind.

Die Industrie hat zahlreiche Pilotprojekte für smarte Technologien, oft als Anschubleistungen aus dem F&E Budget finanziert. Die Politik hat durch umfangreiche Förderprogramme und Subventionen ihren Teil beigetragen. Das ist klar. Nun gilt es aber auch hier konkretes operatives Geschäft zu gestalten, quasi von den Pilotphasen in den operativen Betrieb überzugehen. Soweit zur Ist-Beschreibung. Wie sehen nun die Energiewirtschaft der Zukunft und die Geschäftsmodelle dort aus? Wir sehen drei zentrale Möglichkeiten für Geschäftsmodelle in der Zukunft:

1. Das Geschäftsmodell für Verteilnetzbetreiber im Smart Grid

Der VDE ITG hat mithilfe der Wissenschaft hierzu ein Positionspapier erstellt zum Thema Geschäftsmodelle im Smart Grid, das in Kürze veröffentlicht wird, in dem Geschäftsmodelle und deren Wertangebote für Verteilnetzbetreiber in Deutschland erarbeitet wurden. Die künftigen Modelle beziehen sich auf die Netzebene, die Informationsebene und die unterstützenden Systemdienstleistungen für den regionalen Marktbereich. In diesem Positionspapier steht, dass die klassische Eingrenzung auf die derzeit reinen regulierten Aufgaben künftig in dieser Form nicht mehr haltbar sind, sondern um zusätzliche Aufgaben ergänzt werden müssen, sowohl im hybriden Zwischenbereich, den ich schon ansprach, als auch in Form einer Unterstützung des Marktbereichs.

2. Geschäftsmodelle für plattformbasierter Interaktionen

plakativ auch als Marktplätze bezeichnet. Die Vernetzung der Akteure durch das Smart Grid und die plattformbasierte Interaktion wird zukünftig ein Geschäftsmodell der Marktplätze eröffnen. Als Beispiel kann man hier die e-energy Modellregion "NAME?!" nennen, in der untersucht wurde, welche Ansätze zur praktischen Ausgestaltung bereits vorliegen. In den Modellregionen werden verschiedene Marktplätze entwickelt, die plattformbasierte Interaktionen simulieren. Wesentlich kann zwischen netzbetreiber- und markt-dominierten Ansätzen unterschieden werden. Eine wesentliche Herausforderung wird darin bestehen, die Schnittstelle zwischen den marktlichen und regulierten Wertschöpfungsstufen so zu definieren und

in konsistente Anreizsysteme einzubetten, dass wirklich Geschäftsmodelle dann auch nachhaltig möglich wären.

3. Geschäftsmodelle für Dienstleistungen.

Entlang der Dimensionen der Energiewende lassen sich bereits alternative Geschäftsansätze für unterschiedlichste Dienstleistungen ausmachen. Wie z.B.:

Der *Erzeugungsmanager*, der nach seinem Rollenverständnis Kunden beim Aufbau und Betrieb dezentraler Erzeugungsformen in Zusammenarbeit mit den operierenden Anbietern unterstützt.

Der *Effizienzpartner*: Anbieter, die Energieeffizienzprojekte im weiteren Sinne planen, durchführen, vorfinanzieren. In den meisten Fällen bieten Effizienzdienstleister zusätzlich Beratung zu den benötigten Genehmigungen, möglichen Förderungen sowie zur Finanzierung.

Der *virtuelle Kraftwerksbetreiber*: Dienstleister dieser Kategorie organisieren den Betrieb und die Vermarktung virtueller Kraftwerke. Das bedeutet in der Praxis, dass sie dezentrale Erzeugungsanlagen durch moderne Steuerungstechnik vernetzen und zusammenfassen.

Fazit

Mein Fazit darüber, was brauchen wir, sicherlich nicht nur aus Sicht der Wissenschaft, um Geschäftsmodellinnovationen, möglicherweise auch so etwas wie Gründergeist, im Energieumfeld voranzutreiben? Aus meiner Sicht sind das die folgenden vier Punkte.

1. Gewährleistung von innovations- und wachstumsfördernden Rahmenbedingungen, insbesondere im Hinblick auf offene technische Mindeststandards und hinreichende Investitions- und Innovationsanreize. Hier ist beispielsweise die Frage zu erörtern, ob die erforderliche Netzanpassung aus technischer und ökonomischer Sicht durch das derzeitige Regulierungsregime in ausreichendem Maße unterstützt wird, z. B. die Anerkennung von Kosten und welche Optionen zur Verfügung stehen. Zum Beispiel gibt es in Großbritannien diesen Innovation Funding Incentive, was man sich auch für Deutschland überlegen könnte.
2. Eine weitere wichtige Fragestellung in diesem Zusammenhang ist, inwieweit die starke Abgrenzung zwischen dem regulierten und marktlichen Bereich im smarten Energieversorgungssystem überhaupt noch zweckmäßig ist. Hier kann man auch aus Sicht der Wissenschaft eine kritische Auseinandersetzung wünschen, ohne natürlich den Wettbewerb zu beschränken.
3. Die Marktteilnehmer brauchen rechtssichere Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes in Bezug auf die Möglichkeiten einer flexiblen Einspeisung von Maßnahmen des Managements oder auch zu Eckpunkten für die Gestaltung flexibler Energiepreise und Netzentgelte.
4. Ferner zeigt sich in meiner täglichen Arbeit und in Gesprächen mit Kollegen aus der Wissenschaft, dass es an den Hochschulen oft weniger an vielversprechenden Ideen als vielmehr an einer zeitnahen Anschubfinanzierung dieser Ideen mangelt. Ich erlebe es oft, dass regelmäßig gute Ansätze in der Schublade verschwinden oder so lange an Vorgaben von Förderungsausschreibungen angepasst werden, bis sie schließlich kaum mehr wiederzuerkennen sind. Was wir an den Hochschulen brauchen, sind also

- a) themenungebundene Ausschreibungen, wo man bspw. nur den Anwendungsbereich oder die Ausschreibungsziele vorgibt,
- b) weniger bürokratische Vorgaben. z.B. in Bezug auf die Mindestanzahl der beteiligten Unternehmen und deren Größe und
- c) auch eine verstärkte Förderung - überwiegend im Bereich der Seedfinanzierung - von Unternehmensgründungen aus dem Unibetrieb heraus.

Als persönliche Anmerkung – und diesbezüglich freue ich mich umso mehr über die heutige Veranstaltung und den Schwerpunkt dieser Veranstaltung - würde ich mir zukünftig wünschen, dass bei weiteren Ausschreibungen nicht immer nur die technischen Herausforderungen im Vordergrund stehen, sondern bewusst auch so wie heute mit der schon mehrfach angesprochenen Kosten-Nutzen-Analyse für das Smart Metering, insbesondere auch die ökonomische Betrachtungsweise mit der Entwicklung und Gestaltung von Geschäftsmodellen im Vordergrund steht. Ich denke, dass wir in Deutschland immer den Ansatz haben, sehr von der Technik her zu denken, was so auch gut ist. Allerdings sehen wir in vielen Bereichen, dass neben der Technik letztendlich oft die Geschäftsmodelle entscheidend für den Erfolg eines Unternehmens sind.

Wenn diese Punkte umgesetzt werden, bin ich nicht nur für die Energiewende optimistisch sondern auch dafür, dass durch diese Energiewende neue Wachstumsimpulse geschaffen werden.

Literatur:

- BNetzA. (2011). „Smart Grid“ und „Smart Market“ Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems.
- Jagstaidt, U. C. C., Kossahl, J., & Kolbe, L. M. (2011). Smart Metering Information Management. *Wirtschaftsinformatik*, 53(5), 313–317. doi:10.1007/s11576-011-0285-z
- Kossahl, J., Kranz, J., Opitz, N., Kolbe, L., „A Perception-based Model for Smart Grid Adoption of Distribution System Operators - An Empirical Analysis“ (July 29, 2012). *AMCIS 2012 Proceedings*. Paper 52.
- Timmers, P. (1998). Business Models for Electronic Markets. *Electronic Markets*, 8(2). Retrieved from [http://peoi.org/Courses/Coursesen/emarket/Resources/Business Models for Electronic Markets.pdf](http://peoi.org/Courses/Coursesen/emarket/Resources/Business%20Models%20for%20Electronic%20Markets.pdf)
- VDE-ITG Arbeitsgruppe Geschäftsmodelle. (2012). *VDE Positionspapier Teil A Geschäftsmodelle 2012* (noch nicht veröffentlicht). VDE Frankfurt.

Geschäftsmodelle aus der Sicht verschiedener Marktteilnehmer

4 Energie-Produzenten und Verteilnetzbetreiber

Dr. Andreas Breuer, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin und RWE Deutschland AG, Essen

Ich freue mich, dass Herr Kolbe mir eine so gute Steilvorlage gegeben hat, weil mein Ansatz für die nächsten zehn Minuten mit dem Nimbus eines Vertreters aus einer traditionellen Branche verbunden ist, der den rasanten Einzug von innovativen Lösungen im Netzbereich erläutern möchte. Von daher hat Herr Kolbe mir die richtigen Stichworte geliefert. In der Tat habe ich zwei Hüte auf, die sich aber nicht widersprechen, sondern aus meiner Sicht sehr gut ergänzen. Zum einen bin ich im gesamten RWE-Konzern für Innovationen im Verteilnetz zuständig und versuche zum anderen gleichzeitig, die Erfahrungen aus den rund 50 Forschungs- und Entwicklungsprojekten (FuE) beispielsweise in die Verbandsarbeit einzubringen. Denn mit den Erfahrungen in den Projekten können wir auch die Zukunft gestalten.

Bei den Überlegungen und Vorbereitungen für diese Veranstaltung war es mir wichtig, Ihnen auch ein Projekt vorzustellen, das wir Anfang des Jahres direkt umgesetzt haben. Das ist mein Ansatz bei FuE: zum einen die Frage zu beantworten, wie sich unsere Infrastruktur weiterentwickeln muss, und zum anderen auch Geschäftsmöglichkeiten zu suchen und zu identifizieren, um sie dann auch ins operative Geschäft zu bringen. Das ist nicht immer einfach, sondern manchmal der schwerste Punkt an einem FuE Projekt.

Ein Projekt möchte ich Ihnen präsentieren, das aus meiner Sicht seit Anfang des Jahres sehr gut funktioniert, ein weiteres Projekt, das wir gerade abschließen und dazu die Fragen beantworten müssen, wie wir es als operatives Geschäft gestalten können. Das dritte Projekt meines Statements, das wir gerade erst starten, hat ebenfalls das Ziel, Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle auszuloten.

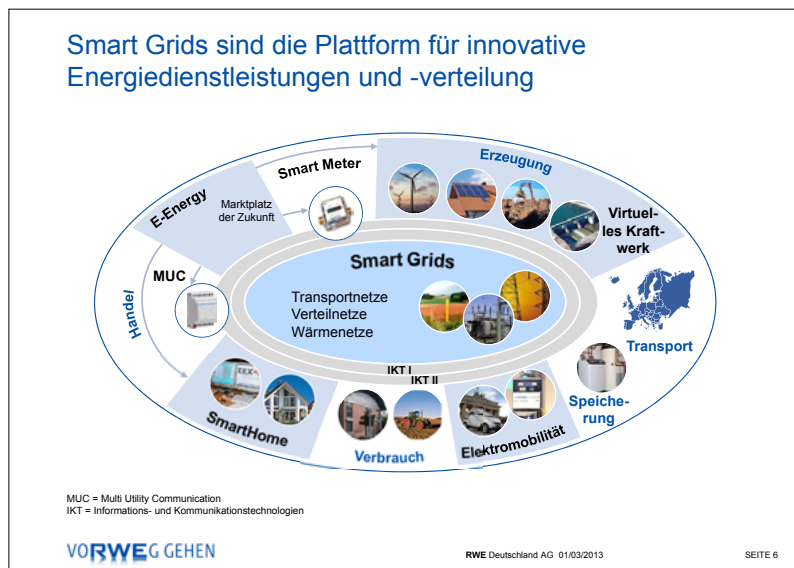


Bild 1

Nun zur Philosophie, die wir verfolgen: Smart Grid (Bild 1), also ein intelligentes Stromnetz, ist für uns nicht das gesamte Bild, sondern Smart Grid ist für uns die Infrastruktur in der Mitte, die es möglich macht, allen Marktteilnehmern Zugang zu gewähren und ihre Geschäftsmodelle umzusetzen. Sie sehen neben dem Smart Grid zwei IKT-Ringe (IKT: Informations- und Kommunikationstechnologie). Mir ist ganz wichtig, dass wir das unterscheiden. Wir haben auch heute schon IKT im Netz, und zwar Prozess-IKT, die dem Netzdienlich ist. Da gibt es eine Chinese Wall und dann kommt der zweite IKT-Ring. Es ist also mitnichten so, dass wir öffentliche Infrastruktur im Sinne einer IKT-Infrastruktur verwenden, um Schutz und Steuerungsfunktionen für die kritische Infrastruktur zu nutzen. Deswegen unterteilen wir das System in diese zwei Ringe. Der zweite Ring ist dann der Ring, von dem wir denken, dass die ganzen Geschäftsmodelle, die Sie dann außen sehen, auch funktionieren können.

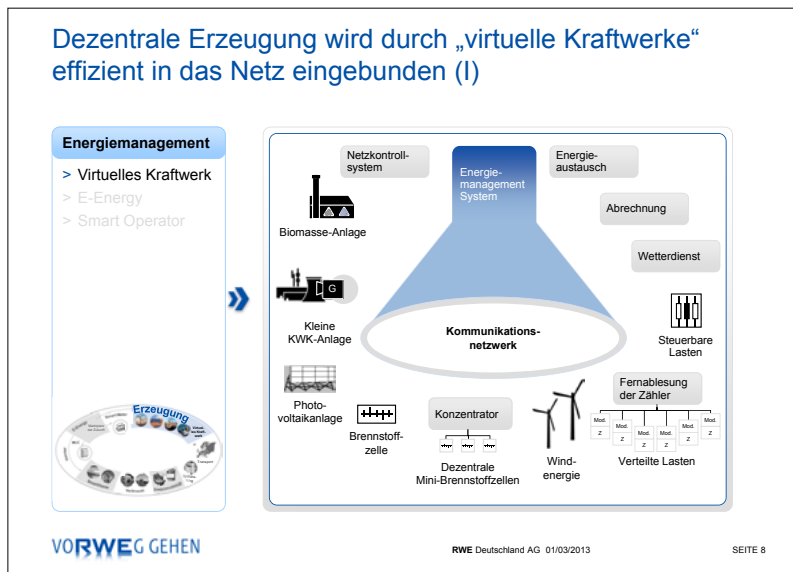


Bild 2

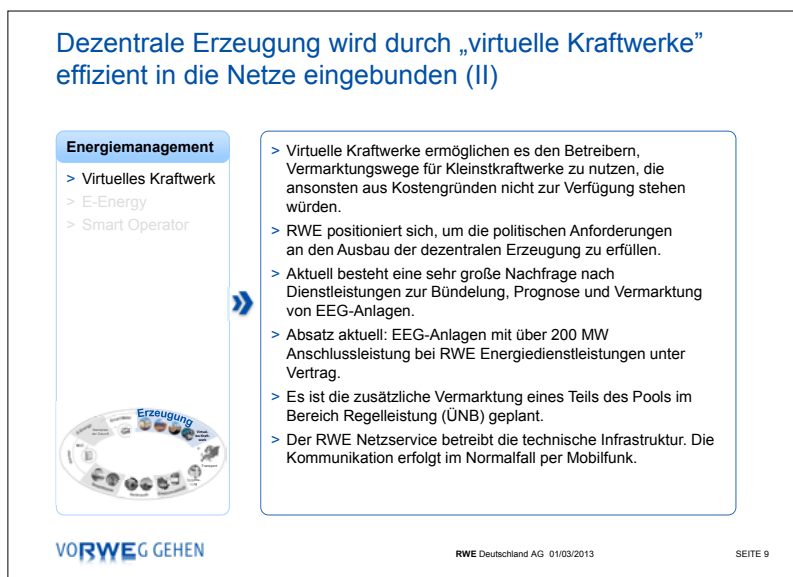


Bild 3

Das erste Projekt, das auch von meinem Vorredner des Öfteren angesprochen wurde, ist das virtuelle Kraftwerk, das bei uns seit Anfang des Jahres produktiv läuft (Bild 2 und 3). Das war ein FuE-Projekt, das über zwei Jahre auch mit Unternehmen der IT Branche entwickelt wurde. Seit Anfang des Jahres vermarkten wir die Energie des virtuellen Kraftwerks an der Börse in Leipzig. Wir haben rund 200 MW installierte Leistung an dieses virtuelle Kraftwerk angeschlossen, und es wird täglich mehr. Ohne dass wir das an die große Glocke

hängen, bekommen wir Anfragen von dezentralen Erzeugern, die sich gerne beteiligen möchten. Die Herausforderung bei dem virtuellen Kraftwerk liegt weniger in der Technologie, auch wenn auf diesem Feld einige Lösungen erarbeitet wurden.

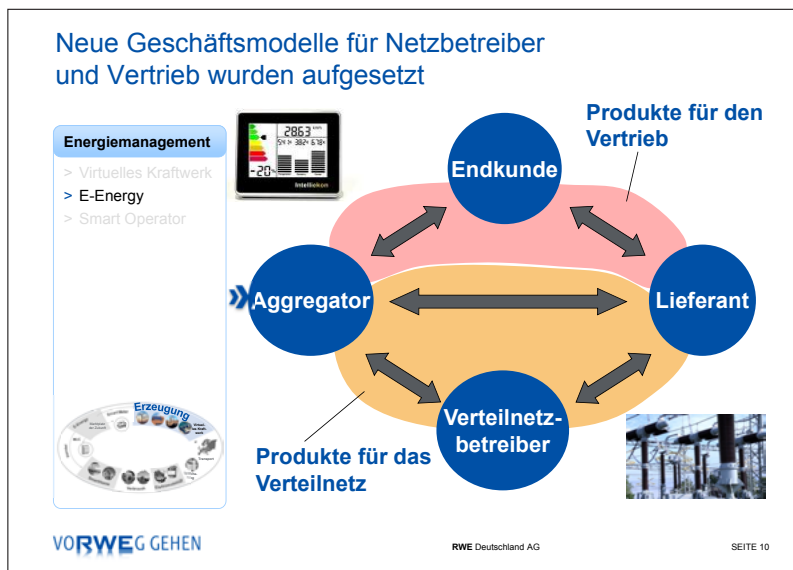


Bild 4

Dieses Beispiel eines virtuellen Kraftwerks macht deutlich und zugleich anschaulich, dass wir hier auch unterschiedliche Marktrollen haben und dass wir auch Unbundling-Vorschriften beachten müssen (Bild 4). Ich bin Vertreter des Netzbereichs und dieses Projekt ist bei mir unter diesem Aspekt gelaufen. Die Vermarktung von Energie ist nicht das typische Netzgeschäft. Das ist vielmehr Vertriebsgeschäft bzw. je nach Abgrenzung ein Handelsgeschäft im Konzern für die RWE Supply&Trading. Für mich geht es dabei um die spannende Aufgabe, zum einen die Prozesse zu beschreiben und zum anderen die Frage zu beantworten, was ich als Vertreter des Netzbereichs noch von dem Projekt habe. Wo ist da noch mein Kuchenstück? Wir betreiben mittlerweile die gesamte Infrastruktur. Wir schließen die Anlagen an und überwachen sie. Die Aufgabe der Vermarktung und damit die Generierung von Erlösen liegt demgegenüber beim Vertrieb.

Das ist nach meiner Erfahrung eine der großen Herausforderungen in den ganzen Projekten, wie wir sie im Moment verfolgen. Dabei muss beispielsweise das Thema Marktrollen beachtet werden. Auch stellt sich die Frage, ob wir etablierte Prozesse nutzen können und wenn nicht, wie neue Prozesse aufgesetzt werden müssen. Wenn die Prozesse definiert sind, bleiben immer noch die Schwierigkeiten – und da sind wir wieder beim traditionellen Strom, das Ganze in die Organisation einzubringen, weil wir mit diesen Produkten Neuland betreten, die so nicht mehr zum bisherigen Kerngeschäft eines Energieversorgers zählen.

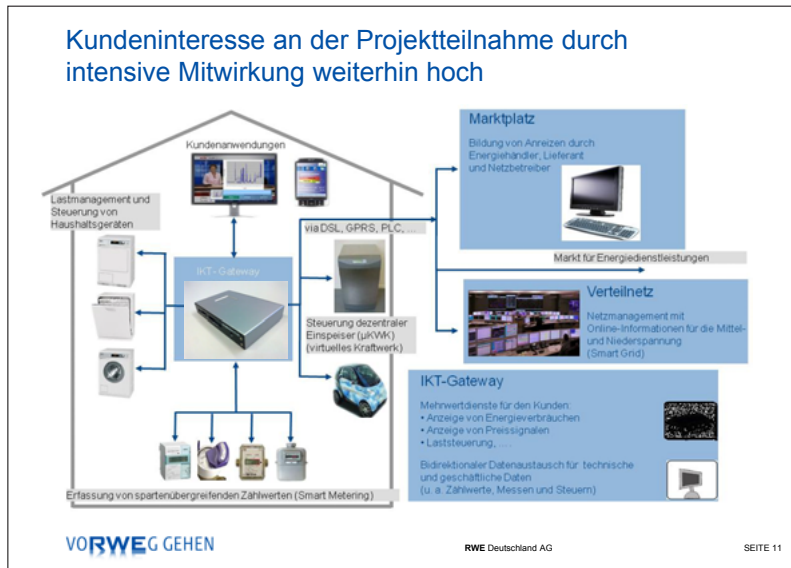


Bild 5

Ein zweites Beispiel aus den Modellprojekten von E-Energy wurde heute auch schon erwähnt. Wir haben eines der sechs Modellprojekte in Mühlheim und Krefeld, das sich E-DeMa nennt. Dieses Projekt ist auf der Zielgeraden. Wir werden es Ende dieses Jahres abschließen. Zwei wesentliche Punkte möchte ich aus diesem Projekt herauspicken. Zum einen haben wir es auch mit Hilfe von IT Unternehmen geschafft, ein IKT-Gateway zu bauen, das die bidirektionale Kommunikation und Steuerung in den einzelnen Haushalten ermöglicht, d.h. wir können sozusagen direkt im Haushalt einwirken (Bild 5). Auf der anderen Seite haben wir einen Marktplatz errichtet, mit dem der Kunde in die Lage versetzt wird, seine selbst erzeugte Energie an den Marktplatz zu bringen und diese dort vermarkten zu lassen. Daraus resultiert die neue Marktrolle eines Aggregators, die entsprechend ausgestattet werden musste. Auch hier sind große Herausforderungen im technologischen Bereich zu bewältigen, aber schlussendlich doch keine Raketenwissenschaft. Gerne gebe ich Ihnen einen Überblick über die vorläufigen Ergebnisse des Projektes. Die finale Dokumentation wird derzeit erarbeitet, weshalb Zahlen noch nicht genannt werden können.

Aber ich gebe ein Beispiel: wir haben diese schöne, bunte und neue Welt in Mühlheim an der Ruhr und in Krefeld aufgebaut. Wir haben in diesem Projekt rund 700 Kunden mit modernster Technologie beglückt, und wir mussten jeden Kunden dreimal aufsuchen. Wenn ich mir dann überlege, dass ich jeden Kunden dreimal kontaktieren muss, um ihm innovative Produkte glaubhaft zu machen und die Akzeptanz zu fördern, dann müssen wir uns alle die Frage stellen, welche Mechanismen wir finden können, um hier für das Thema Energiewende und auch für neue Geschäftsmodelle die Akzeptanz in der Bevölkerung sicherstellen zu können. Wir haben beim zweiten Besuch des Kunden einen kleinen Trick verwendet, indem wir den RWE Mitarbeiter nicht erwähnt haben. Wir haben uns bewusst als Unternehmen zurückgehalten und studentische Hilfskräfte engagiert, um dem Ganzen die wissenschaftliche Ausrichtung zu vermitteln - und das hat funktioniert. Das gibt mir natürlich auch ein bisschen zu denken. Aber wenn der Kunde einmal dabei ist, läuft das Thema wirklich gut. Wir sind hoch zufrieden mit den Erkenntnissen. Ein kleines Frage-

zeichnen möchte ich im Hinblick auf die Bedeutung von privaten Haushalten bei solch einem Projekt machen, da ich persönlich das Potenzial eher in den Bereichen Gewerbe und Industrie für solche Art Anwendungen sehe.

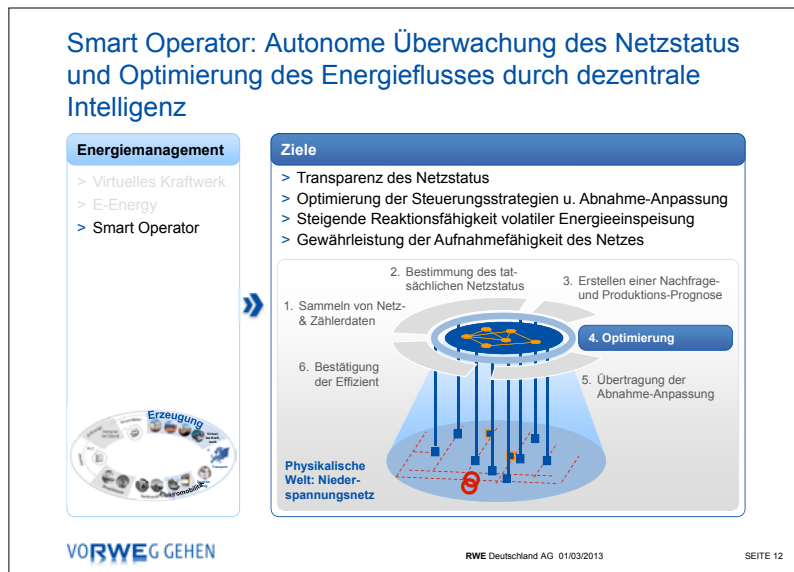



Bild 6

Ein Projekt mit sehr starkem IKT Fokus, das gerade diese Tage durch die Presse gegangen ist, ist das Projekt Smart Operator (Bild 6). Die Philosophie hinter diesem Projekt ist, dass wir versuchen wollen, im Niederspannungsnetz – das machen wir eigenfinanziert –, und im Mittelspannungsnetz – das ist ein zweites Projekt auf europäischer Ebene – Möglichkeiten zu finden, soviel wie möglich dezentral steuern und einwirken zu können, ohne dass die Notwendigkeit besteht, zentral eingreifen müssen. Dieses Projekt Smart Operator wird zum einen im südlichen Teil Deutschlands, zum anderen im nördlichen Teil umgesetzt, entsprechend mit den Schwerpunkten Photovoltaik und Wind.

Das Projekt soll zeigen, welche Flexibilitätspotenziale im Niederspannungsnetz liegen und welche Flexibilitätspotenziale, die theoretisch bereits ermittelt wurden, praktisch auch direkt genutzt werden können. Dazu haben wir ein Jahr lang eine Vorstudie gemacht mit der Ermittlung von allen möglichen Algorithmen, die es uns ermöglichen, eine Art selbstheilendes Netz in dieses Netz einzubringen, auch autonome Agenten genannt. Wir befinden uns in der Aufbauphase und wollen das Ganze zwei Jahre beobachten, um die daraus gewonnenen Erkenntnisse in Geschäftsmodelle zu überführen. Geschäftsmodelle sind in diesem Zusammenhang derart zu verstehen, wie man Flexibilität vermarkten und diese zugleich in die Planungs- und Betriebsgrundsätze integrieren kann. Sofern dieses Projekt funktioniert und wir dezentral viele der Probleme schon lösen können, ohne dass wir uns zentral darum kümmern, hätten wir deutliche Fortschritte auf diesem Feld erzielt.

Fazit

- > Die Energieversorgung wird sich in Zukunft sehr stark verändern
- > Das Erzeugungsmuster wird sich zu einem umweltfreundlichen und stärker dezentralen Mix hin entwickeln
- > Kunden werden aktive Partner der Energiemärkte, durch intelligente Verbindungen und Anwendungen (Smart Meter, EV und DG)
- > Die Komplexität der Mittel- und Niederspannungsnetze wird zunehmen und die Art, wie ein Verteilnetz effizient betrieben werden kann, wird sich verändern
- > Es bieten sich Chancen für neue Geschäftsmodelle, aber folgende Rahmenbedingungen müssen beachtet werden:
 - Versorgungsqualität (Verfügbarkeit)
 - Ökonomische Struktur, die die gesetzlichen Vorschriften erfüllt
 - Intelligente Funktionen der Betriebsmittel müssen die oben genannten Versorgungsaufgaben erfüllen



VORWEG GEHEN

RWE Deutschland AG 01/03/2013

SEITE 14

Bild 7

Mein abschließendes Fazit lautet (Bild 7): Die Welt wird deutlich bunter und ich habe den Eindruck, dass man manchmal den Wald vor lauter Bäumen nicht sieht und etwas verängstigt ist, was alles auf einen hereinbricht. Es ist klar, dass wir als Netzbetreiber wirklich Probleme mit der dezentralen Erzeugung und deren Einbindung im ländlichen Raum haben. Aber das Glas ist nicht immer halb leer sondern manchmal auch halb voll. Das ist das Credo bei den ganzen Aktivitäten und auch Konsens bei den Verbänden, dass wir die Probleme im Netz lösen müssen. Wir müssen dafür sorgen, dass die notwendigen Rahmensetzungen auch stattfinden. Auf der anderen Seite haben wir immer auch im Blick, welche Chancen uns die sich verändernden Zeiten bieten. Für mich bedeutet das ganz konkret, dass wir aktuell intensiv den Kontakt zur IT-Branche suchen. Letzte Woche hatten wir beispielsweise eine Preisverleihung vom BMWi „IKT Innovativ“. Dort hatten wir als RWE Deutschland einen Sonderpreis für Smart Grid ausgeschrieben, um Start-ups in Deutschland auch die Möglichkeit zu geben, sichtbar zu werden und ihre Ideen beispielsweise dann in Projekten wie Smart Operator einzubringen.

5 Smart Grid-Betreiber mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien

Dr. Michael Fiedeldej, Allgäuer Überlandwerk GmbH, Kempten

Ich freue mich, dass ich heute Abend zu Ihnen sprechen kann. Die Mischung der Vortragstitel verspricht - und da bin ich mir sicher - eine interessante und facettenreiche Diskussion. Ich möchte die nächsten Minuten dazu nutzen, Ihnen einerseits einen Einblick in unsere Aktivitäten rund um das Thema „Energiezukunft“ zu geben, aber auch kurz erste Ergebnisse zu präsentieren. Andererseits werde ich die mir verbleibende Zeit dazu nutzen, einen kleinen Blick in die Zukunft zu wagen und in diesem Zusammenhang die Fragestellung: „Welche Geschäftsmodelle ergeben sich und hier speziell aus der Rolle des Netzbetreibers“ versuchen zu beantworten.

Wie die Energiewende mit einer nachhaltigen Energieversorgung in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität mit erneuerbaren Energien realisiert werden soll, stellt die bisherigen Strukturen der Energiewirtschaft vor große Herausforderungen. Diese sind historisch gewachsen und unterliegen dabei einem Transformationsprozess, den dieser Wirtschaftszweig in seiner bisherigen Geschichte noch nicht erfahren hat und der im Ergebnis völlig veränderte Regularien, Wertschöpfungsstufen und auch Technologien zur Folge haben kann.

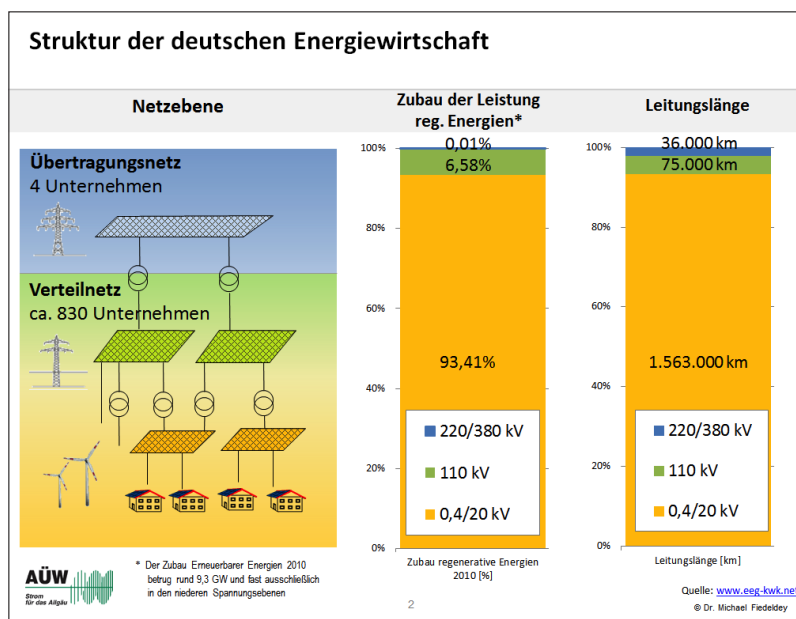


Bild 1

Werfen wir in diesem Zusammenhang einen Blick auf die derzeitige Struktur der Energiewirtschaft (Bild 1). Neben den vier in Deutschland für das Höchstspannungsnetz zuständigen Übertragungsnetzbetreibern sind 830 Unternehmen für den sicheren Betrieb des Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzes in Deutschland verantwortlich. Analysieren wir in diesem Zusammenhang den, in den letzten Jahren erfolgten signifikanten Zubau dezentraler Erzeugungseinheiten, so kommen wir zu dem Ergebnis, dass gut 99 % des Zubaus in der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene erfolgt ist, also nicht auf den „Stromautobahnen“ der Übertragungsnetzbetreiber, die für eine künftige Integration von Offshore Windenergie

erforderlich werden. Allein in Deutschland sind zum Jahreswechsel 2011/2012 etwa 1,1 Mio. Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 25 GWp installiert. Die durchschnittliche Anschlussleistung der Anlagen beträgt etwa 20 kW, wobei der Großteil dieser Anlagen in das Niederspannungsnetz einspeist.

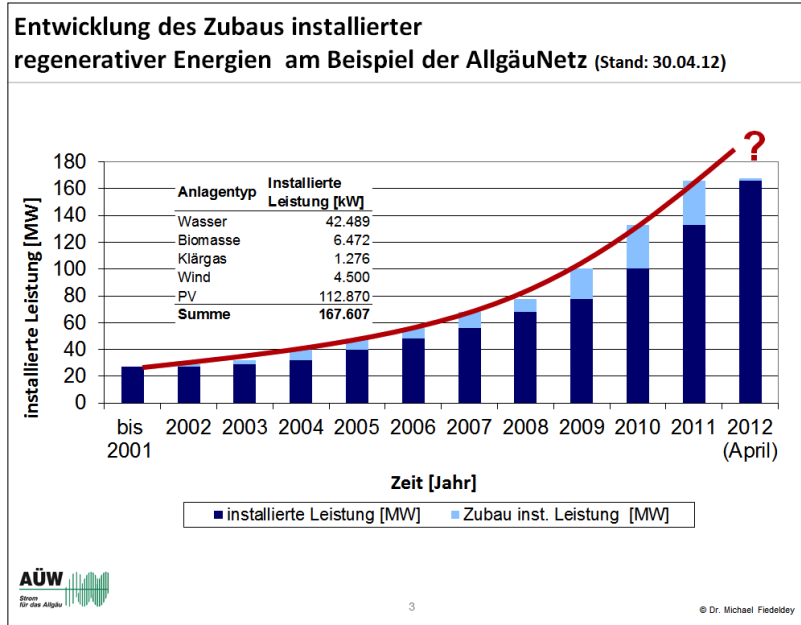


Bild 2

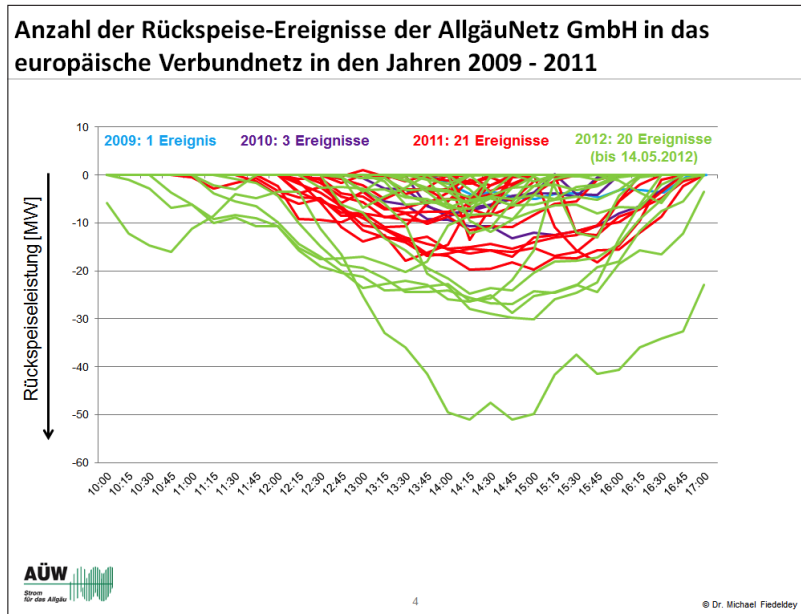


Bild 3

Die mit Investitionszyklen von rund 40 Jahren dimensionierten Verteilnetzstrukturen, die ursprünglich nicht für die Aufgabe eines unidirektionalen Lastflusses ausgelegt wurden, sind gerade im ländlichen Bereich - also in Netzstrukturen mit geringen Lastsenken und hoher dezentraler Erzeugung - für diese neue Aufgabe nur bedingt geeignet. Um Ihnen ein Beispiel aus unserem Unternehmen zu geben, wie massiv in den zurückliegenden Jahren der Zubau erfolgte, habe ich Ihnen die installierte, regenerative Leistung in Abhängigkeit des zeitlichen Verlaufes dargestellt (Bilder 2 und 3). Interpoliert man die jeweilige installierte Leistung des Jahres, so detektieren wir ein exponentielles Wachstum im Zubau. Das führt im Ergebnis dazu, dass Netzaus- und -umbaukosten, die für die Integration eines installierten kWp im Jahr 2003 durchschnittlich 30 € betragen, sich in 2012 mit 90 € pro zugebauter kWp beziffern ließen.

Konnten wir erstmalig in 2009 ein kleines Ereignis in Form von Rückspeisung aus unserem Verteilnetz in das europäische Verbundnetz feststellen, so ließen sich bereits 2010 drei Ereignisse, in 2011 21 Ereignisse und in 2012 bisher 60 Ereignisse, deren zeitliche Ausprägung und Amplituden zunehmend stärker ausgeprägt sind, detektieren. Die beiden Zahlenbeispiele verdeutlichen anschaulich, unter welchem Handlungsdruck gerade wir als süddeutscher Verteilnetzbetreiber - mit hohem dezentralen PV-Anteil - nicht erst seit Ausruf der Energiewende stehen.

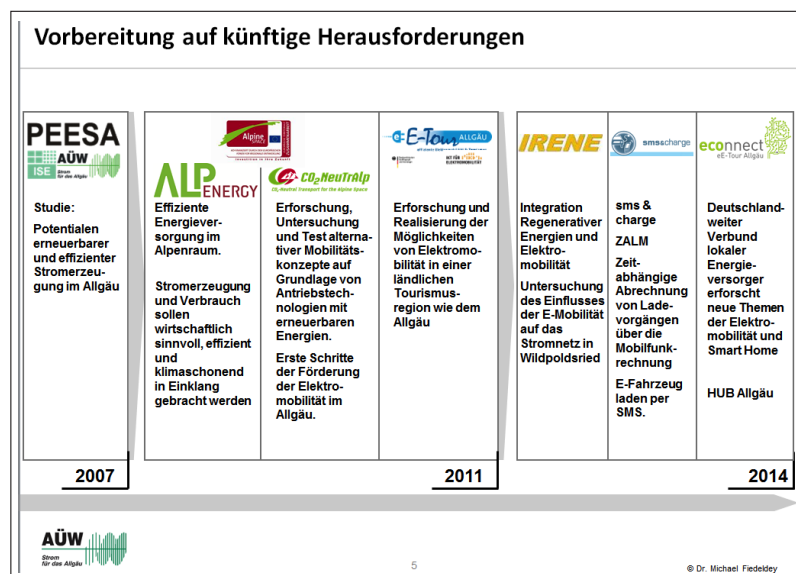


Bild 4

Aus diesem Grunde haben wir uns bereits seit 2007 in verschiedenen systematisch aufeinander aufbauenden Projekten mit unterschiedlichen Fragestellungen auseinandergesetzt, mit dem Ziel, den künftigen Herausforderungen gewachsen zu sein (Bild 4). Neben einer mit dem Fraunhofer Institut erstellter Potentialanalyse des zu erwartenden regenerativen Zubaus und einem Elektromobilitäts-Projekt, widmen wir uns aktuell im Forschungsvorhaben „IRENE“ der Integration regenerativer Energien und Elektromobilität in bestehende Verteilnetzstrukturen. Dies tun wir nicht allein, sondern in einer Kooperation zwischen dem Allgäuer Überlandwerk GmbH, Siemens, RWTH Aachen und der Hochschule Kempten. Das finanzielle Volumen des Gesamtprojektes beträgt gute 6 Mio. € und wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) gefördert.

Im Netzgebiet der Allgäuer Überlandwerk GmbH, konnte ein Bereich identifiziert werden, in dem bereits heute ein Energiemix und eine Anzahl von dezentralen Erzeugungseinheiten existiert, wie es aufgrund der Energiewende im Jahr 2020 in weiten Bereichen Deutschlands zu erwarten ist. Das Pilotprojekt „IRENE“ widmet sich den technischen und wirtschaftlichen Lösungen künftiger Herausforderungen von Verteilnetzen, wie sie sich aus der Volatilität der dezentralen Einspeiser und der zu erwartenden Verteilung von Elektrofahrzeugen ergeben können.

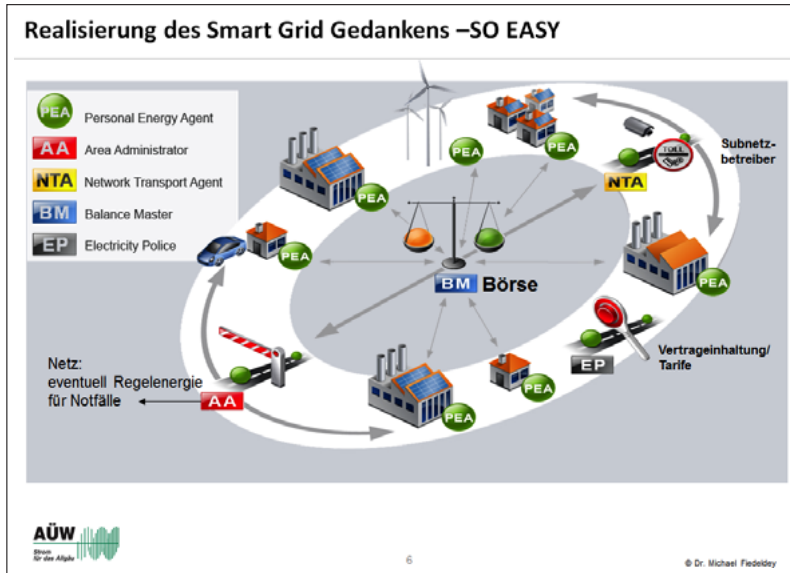


Bild 5

Ein zentrales Element ist das selbstorganisierende Energieautomatisierungssystem (so-easy) (Bild 5). Es ist ein hochautomatisierter regionaler Energiemarkt, aus dem Energiehandelsbeziehungen zwischen Kunden und Produzenten generiert werden, in dem schwankende Angebote und Nachfrage regional in Einklang gebracht werden. Ein Softwareagent, der so genannte „Personal Energy Agents“, übernimmt beispielsweise für einzelne Verbraucher oder ganze Gruppen die Aufgabe, einen komfortablen Zugang zu diesem dynamischen regionalen Energiehandelsplatz sicherzustellen. Energiemarkt und Leitungskapazitäten werden gekoppelt und durch den so genannten „Network Transport Agent“, der in jedem Moment den jeweiligen Leistungsfluss feststellt. Im Sinne des sich veränderten Energieversorgungssystems von einem top down- hin zu einem bottom up-System erfolgt in der Systemarchitektur eine Verlagerung komplexer Regelungs- und Steuerprozesse auf die dezentralen Einheiten. Auch nimmt dieser Softwareagent die Aufgabe wahr, die bis dato passiven Elemente des Niederspannungsnetzes künftig durch neue steuer- und regelbare Elemente aktiv zu beeinflussen. Die bisherigen Ergebnisse der Netzzustandsanalyse zeigen, dass aus Sicht des Netzbetreibers bis zu 20 % der Investitionen zur Integration neuer dezentraler Erzeugungseinheiten eingespart werden können.

Die Fragestellung Smart Grid-Geschäftsmodelle, die sich nun aus Sicht eines Netzbetreibers stellt, der sich in einem regulierten Marktumfeld befindet, lautet: „Wie lässt sich durch den Einsatz dieser Technologie Mehrwert in Form von Kostensenkungen und Ertragssteigerungen generieren“. Erlauben Sie mir an dieser Stelle einen kleinen Exkurs in die jüngste Geschichte des Energiewirtschaftsgesetzes. Als ich vor gut 13 Jahren begonnen habe, in der

Energiewirtschaft Fuß zu fassen, betrug der Gesetzesumfang des Energiewirtschaftsgesetzes von 1935 19 Paragraphen. Bis zum heutigen Zeitpunkt ist es uns gelungen, den Gesetzesumfang auf 306 Paragraphen mit dem Ziel des Unbundlings der Übertragungs-, Verteil-, Erzeugungs- und Vertriebseinheiten zu entwickeln. Und, meine sehr geehrten Damen und Herren, tragen wir auch hier die Anzahl der Paragraphen über den zeitlichen Verlauf auf, so detektieren wir exponentielles Wachstum. Wir können also mit Ideen und Regularien von Gestern die Aufgaben und Problemstellung von Morgen nur schwerlich lösen.

In den kommenden Jahren sind erhebliche Investitionen in den Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur des Verteil- und Transportnetzes zu tätigen. Um diese Aufgaben bewerkstelligen zu können, wird Investitionssicherheit durch verlässliche Rahmenbedingungen sowie angemessene und auch international vergleichbare Renditen benötigt. Bisher sehen die Regelungen der Anreizregulierungsverordnung einen Zeitversatz von bis zu sieben Jahren zwischen Investition und deren Berücksichtigung in dem Netzentgelt vor. Netzerweiterungen, die Veränderungen der Versorgungsaufgabe berücksichtigen, werden derzeit anhand von Strukturparametern, unabhängig davon, ob der Netzausbau konventionell oder ggf. kostengünstiger sprich „intelligent“ erfolgt, berücksichtigt. Dringend benötigt wird ein Mechanismus, der Anreize schafft, diese Einsparpotentiale zu heben und ökonomisch als auch ökologisch verbesserte Technologien damit fördert.

Lassen Sie mich kurz zusammenfassen (Bild 6): Aus Sicht anderer Rollen und Marktteilnehmer wird der Paradigmenwechsel in den Verteilnetzen künftig viele Möglichkeiten für Innovationen eröffnen. Weg vom Energieversorger hin zum Energiesystemdienstleister heißt die Devise. Klassische Wertschöpfungsketten in der Energiewirtschaft - Erzeugung, Netz und Vertrieb - werden um neue Geschäftsmodelle erweitert und die alten vielleicht sogar weichen. Verteilnetze erweitern sich in Richtung eines aktiven webbasierten Energieinternets, in dem moderne Informations- und Kommunikationstechnik einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele leistet. Elektromobilität wird neben einer Vielzahl von Bausteinen für die Ausgestaltung künftiger Energiesysteme ein Bestandteil des künftigen Smart Grid sein.

Zusammenfassung

- Wir sind **mittlen in einem Paradigmenwechsel** und können eine aktive Rolle in einem künftig Energiesystem einnehmen.
- Erneuerung elektrischer Verteilnetze eröffnet künftig viele Möglichkeiten für Innovationen „**vom der Energieversorgung hin zur Systemdienstleistung**“, die in den Vordergrund rücken wird!
- Klassische Wertschöpfungsketten wie Erzeugung, Netze und Vertrieb werden um **neue Geschäftsmodelle** erweitert oder gar weichen.
- Verteilnetze entwickeln sich in Richtung eines aktiven **Web-basierten Energie-Internets**.
- **Moderne IKT** trägt wesentlich zur Steigerung der Energieeffizienz und -einsparung bei und ist somit auch ein **wesentlicher Beitrag** zum Erreichen der Klimaschutzziele.
- **Elektro-Mobilität** wird künftig ein Bestandteil des künftigen Energieversorgungssystems.
- Die sehr langen Investitionszyklen der Energiewirtschaft erfordern **bereits heute Entscheidungen** für die gänzlich veränderten Strukturen von morgen.
- **Smart Grid** ist ein Lösungsansatz neben einer Vielzahl von Bausteinen für die Ausgestaltung künftiger Energiesysteme

Bild 6

6 Smart Meter-Hersteller

Dr. Peter Heuell, Landis + Gyr GmbH, Nürnberg

Wir stehen in Deutschland am Anfang eines Metering-Rollouts. Die Entwicklung wirft für uns Hersteller die Frage nach zukünftigen Geschäftsmodellen und Geschäftsfeldern auf. Diese können sich in Deutschland grundsätzlich auf drei Ebenen abspielen: Dem Infrastrukturlayer, dem Kommunikationslayer und dem Application Layer. Ersterer umfasst die Geräte, die verbaut werden: Also Smart Meter für Strom, Gas oder Wasser sowie die BSI-zertifizierten Gateways. Auf der Kommunikationsebene werden die verschiedenen Netzwerke – also etwa HAN und WAN – miteinander verbunden. Der Application Layer umfasst schließlich die Geschäftsprozesse, die individuell auf das Unternehmen zugeschnitten sind.

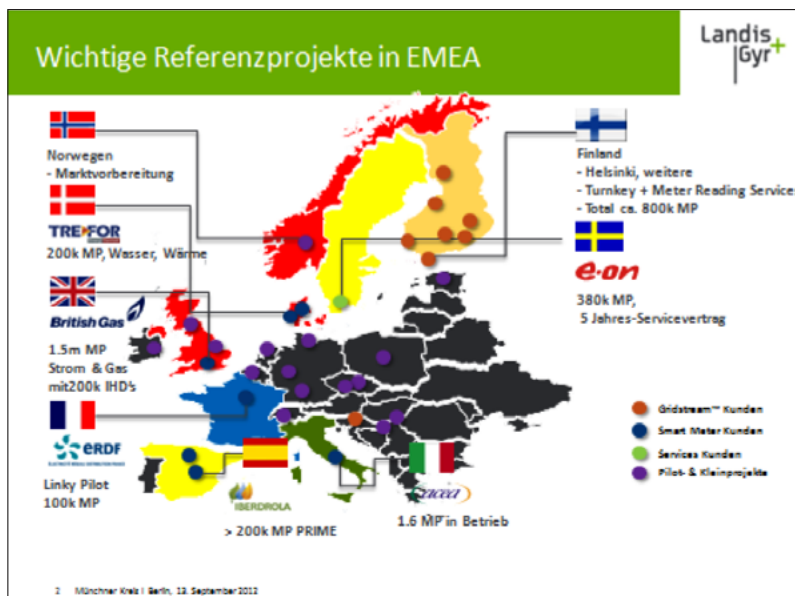


Bild 1

Unser Fokus war bisher der Produktbereich – also die Infrastrukturebene – und das wird auch zukünftig ein wichtiges Geschäftsmodell für uns bleiben. Im Ausland hat sich allerdings der Schritt vom Komponentenhersteller hin zum Anbieter kompletter Systeme und End-to-End-Lösungen längst vollzogen (Bild 1). In Deutschland sieht die Situation derzeit zwar noch anders aus. Allerdings werden sich auch hier die Geschäftsmodelle bald radikal ändern. Durch das Schutzprofil des BSI wird deutlich, dass eine Plastikbox allein keinen Nutzen hat. Sie ist letztlich nur ein Instrument, um weitere Prozesse abzubilden. Wir müssen daher über eine ganze Lösungskette nachdenken.

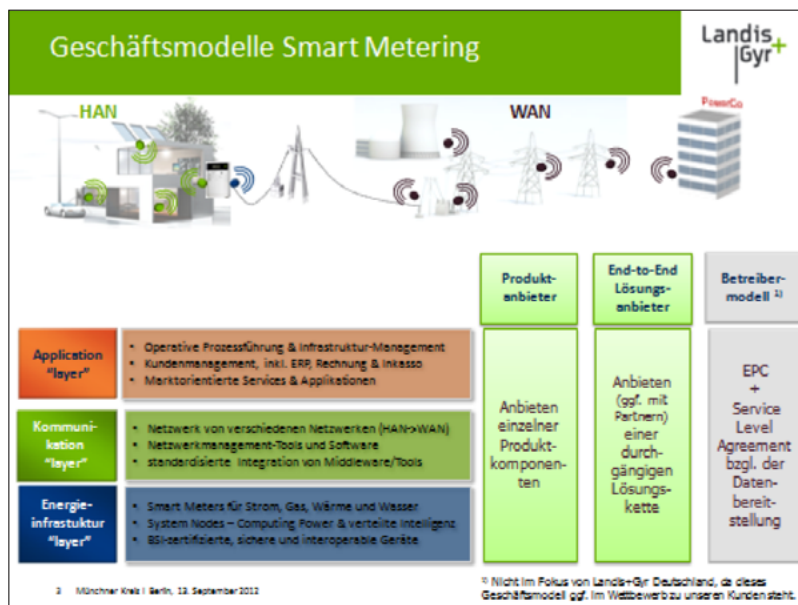


Bild 2

Ein wichtiges zukünftiges Geschäftsfeld wird für uns daher auch in Deutschland bald die Position als End-to-End-Lösungsanbieter sein (Bild 2). Zusammen mit Partnern liefern wir dann Performance-basierte End-to-End Lösungen, die vom Feldgerät bis ins IT-Backendsystem reichen. Ein weiteres mögliches Geschäftsmodell - das Betreibermodell - beinhaltet einen so genannten EPC-Vertrag, also Engineering, Procurement, Commissioning und ggf. sogar die Installation der Zähler und die Datenverarbeitung. Dieses Modell können wir zwar anbieten und tun dies bereits im Ausland; in Deutschland werden wir dies aber nicht tun, da wir nicht mit unseren Kunden in Wettbewerb gehen wollen.

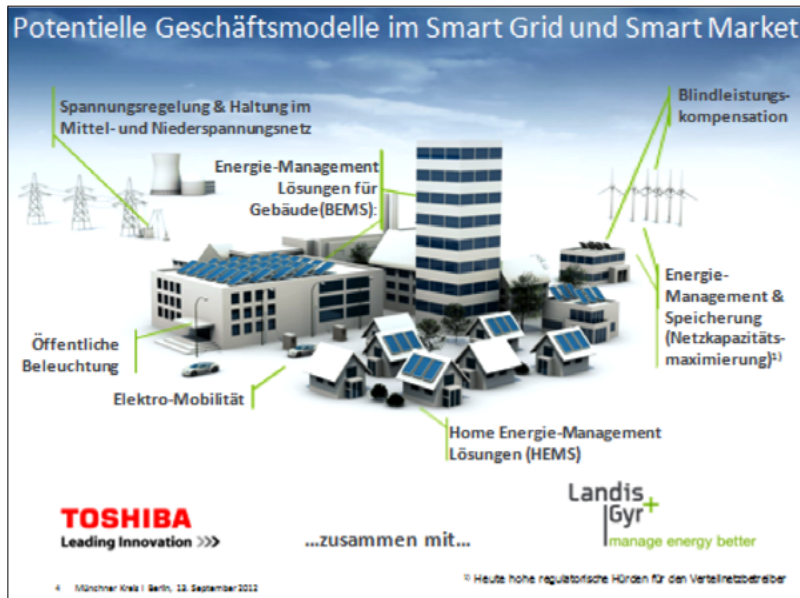


Bild 3

Wie sehen die neuen Geschäftsfelder konkret aus? Durch die Verbindung von Smart Grid und Smart Marketing mit der Zählertechnologie wird es einige sehr interessante neue Lösungen geben (Bild 3). Zum einen ist da die Home Automation – also die Möglichkeit, Energie besser in einem Haus zu managen. So lässt sich überschüssiger PV-Strom mittags mit Batteriespeichern abfangen oder indem sich die Wärmepumpe einschaltet. Solche Energiemanagementsysteme hat Toshiba heute schon im Portfolio. Und was in einem Haus möglich ist, lässt sich auch in einem größeren Gebäude umsetzen oder sogar in einer Fabrik. Das wird dann also Building Automation System oder Fabrication Automation System bezeichnet. Für die Einbindung der Elektromobilität können zukünftig z.B. die Ladeinfrastruktur oder ein ITEL-Management angeboten werden. Das können aber auch komplette Ladestationen sein, mit großen Batterien, die sich unter der Erde befinden.

Auch im Smart Grid ergeben sich neue Geschäftsfelder, z.B. bei der Spannungshaltung und Spannungsregelung in der Mittel- und Niederspannung. Das Problem beim regelbaren Ortsnetztrafo ist, dass dabei immer ein gesamtes Gebiet betroffen ist. Toshiba hat daher eine Lösung entwickelt, die die Spannung direkt im Kabel regelt. Solche Längsspannungsregler für die Mittel- und Niederspannung sind vor allem bei entfernt liegenden Windanlagen oder größere PV-Anlagen, die in die Mittelspannung einspeisen, interessant.

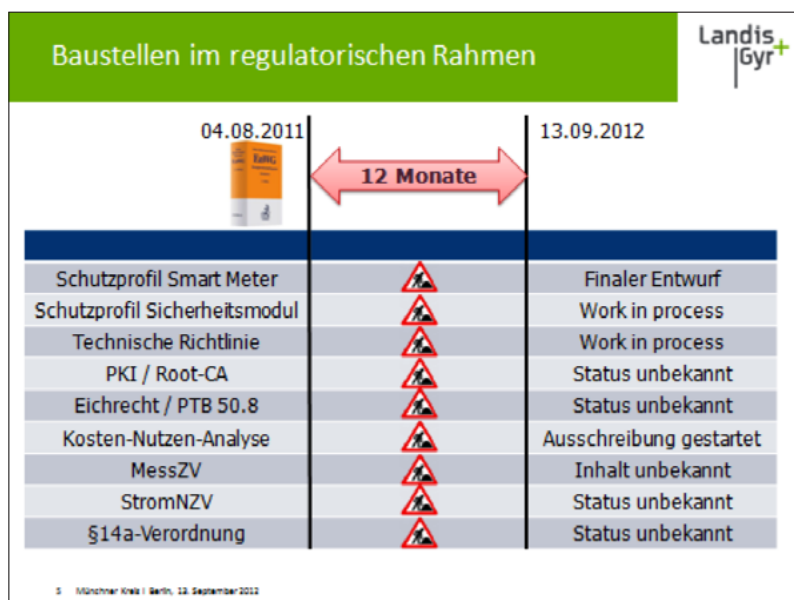


Bild 4

Eine hoch interessante Anwendung, regulatorisch jedoch äußerst schwierig, sind Energiemanagementlösungen und Speicherlösungen auf Seiten der Verteilnetzbetreiber (Bild 4). So lässt sich die Kabelkapazität maximal ausnutzen, indem nicht alle Anlagen abgeschaltet werden, sondern nur dezidierte Anlagen an einem bestimmten Kabel. Das ist regulatorisch noch schwierig, da ein Verteilnetzbetreiber der BNetzA melden muss wann und warum er schaltet, da dies eigentlich nicht zu seinen Aufgaben gehört.

Auch Speicherlösungen im Netz gehören zu den zukünftigen Lösungen. Wenn es gelingt mit Speichern, die Peakleistung in einem Netzgebiet abzufedern, müssen Kabel nicht für die Spitzenleistung ausgelegt werden. Die Lösungen sind hier auch bereits verfügbar. Toshiba setzt solche auf den japanischen Inseln in so genannten Micro Grids ein. In Deutschland ist das aufgrund der regulatorischen Bedingungen derzeit nur in Piloten machbar.

Ein spannendes Thema ist auch die öffentliche Beleuchtung. Ließe sich deren Stärke um 50% oder 75 % reduzieren wäre das ein wichtiger Schritt in Sachen Energieeffizienz. Bisher war die Lampen-Technologie dafür nicht bereit. Mit LEDs ergeben sich aber ganz neue Möglichkeiten. Landis+Gyr bringt jetzt das erste Gerät auf den Markt, mit dem in acht Stufen LED-Straßenbeleuchtungen gesteuert werden können. Zusammen mit einem Bewegungsmelder könnte die Leuchtkraft bei Bedarf von 25% auf 50% steigen. Dies alles sind völlig neue Geschäftsmodelle, die sich in Zukunft ergeben.

7 IKT-Anbieter

Marc Peters, IBM Deutschland GmbH, Köln

Es wurde von meinen Vorrednern schon vieles angesprochen, was ich jetzt teilweise von den Schlagwörtern und Themen her noch einmal aufgreifen werde. Hierbei werde ich nicht die Zielrichtungen der IBM darstellen, sondern ich werde versuchen zu vermitteln, wie wir die Landschaft sehen und wo sich neue Geschäftsfelder auftun und zwar den Rahmen dessen was die Infrastruktur- und Komponentenanbieter heute schon intensiver betrachtet haben.

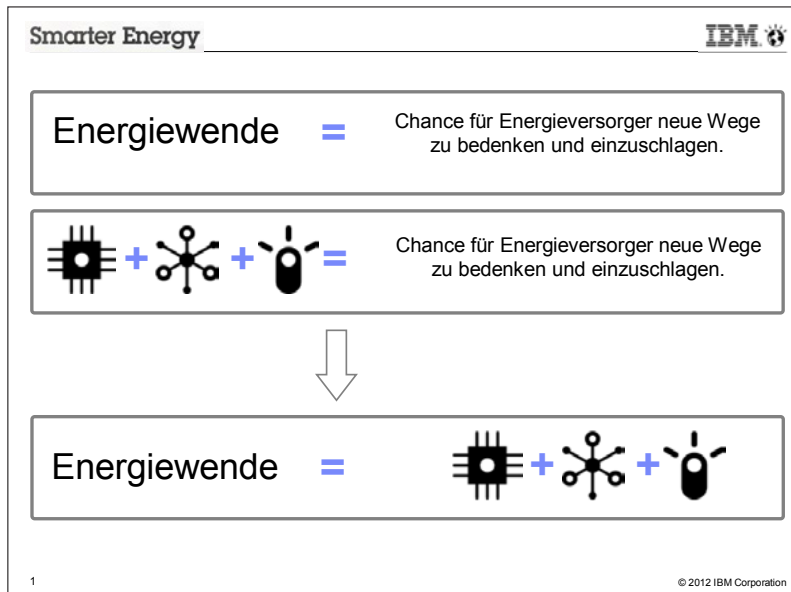


Bild 1

Als Einstieg eine etwas provokativere Darstellung (Bild 1). Wir haben von der Energiewende schon gesprochen. Energiewende ist in meinen Augen zunächst einmal die Chance etwas zu verändern. Diese Veränderung ist dabei nicht nur evolutiv sondern richtig disruptiv, innovativ und bereit, vollkommen neue Wege einzuschlagen. Ich denke, das ist ein Bild, was die IBM weltweit praktiziert und was wir auch im deutschen Markt adressieren wollen. Nicht nur eine Politik der kleinen Schritte, sondern wir sehen, dass drastische Veränderungen kommen werden und wir hoffen, dass sie zukünftig schneller umgesetzt werden können.

Die Gleichung, die Sie hier sehen, ist Energiewende = Chance und Herausforderung. Das zweite, diese kryptischen Zeichen, haben Sie vielleicht schon auf der einer oder anderen IBM-Folie gesehen. Es geht um drei Is; Instrumentierung, Interconnection und Intelligence. Wie kann ich Sensorik in die Felder hineinbringen? Wie kann ich Technologie ausrollen? Das haben wir heute schon angesprochen. Smart Meter, andere Sensorik, um Smart Grids darzustellen. Wie kann ich diese verknüpfen? Wie kann ich diese Information überhaupt verwenden? Das Entscheidende wird aber sein, wie ich mehr aus diesen Situationen machen kann. Smart Meter, klassische Prozesskette, ich erfasse die Daten und führe sie zur Abrech-

nung – Meter Reading to Cash. Net brauchen wir alle mal, aber interessanterweise sollten wir in Zukunft mehr mit diesen Daten machen können.

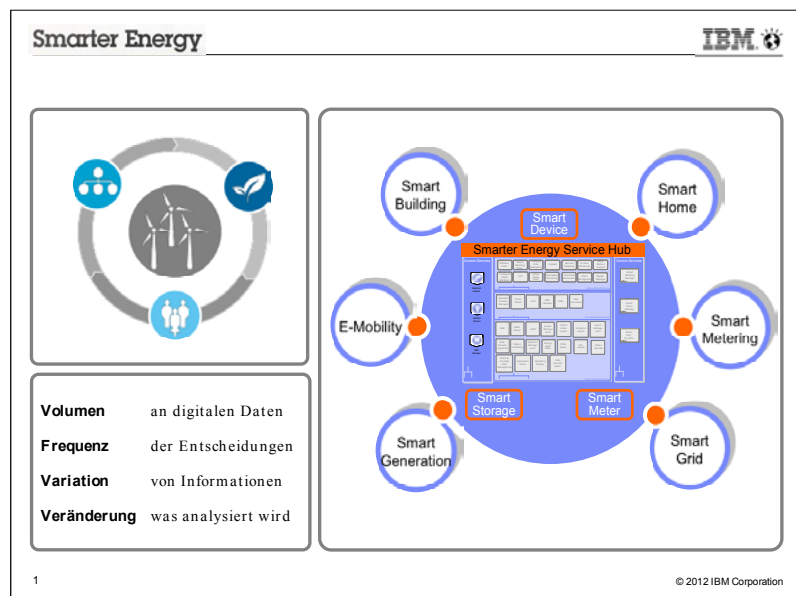


Bild 2

Wir haben heute auch schon darüber gesprochen, dass sich die Rolle und die Wertschöpfungsketten insgesamt verändern werden – Sie sehen es hier links oben (Bild 2) -, dass wir im Endeffekt drei große Themenfelder haben. Das eine ist das Thema Smart Grid, wo Veränderungen von einem starren Netz in Richtung einer Dynamik vorankommen werden. Wir sehen das Thema energieeffizientere Erzeugung und vor allen Dingen auch erneuerbare Energien als einen starken Schwerpunkt und Veränderungsmerkmal im gesamten Netzbereich. Als weiteren Schwerpunkt sehen wir das Thema des mündigen Verbrauchers, sprich: Sie und ich, die auf einmal teilhaben an der Energieversorgung und der Energieversorgungslandschaft.

Warum betrifft das an der Stelle überhaupt eine IBM oder einen IT-Anbieter? Spannend ist hier wirklich zu sehen, dass wir merken, dass wir vor allen Dingen von Daten sprechen. Es werden mehr Daten kommen, d.h. das Volumen insgesamt wird zunehmen. Das ist eine ganz einfache Gleichung an der Stelle: mehr Sensorik = mehr Daten. Die Frequenz, mit der Entscheidungen getroffen werden müssen, steigt. Sie kennen das aus Ihrem privaten Leben, d.h. wenn Sie heutzutage etwas verschicken, dann wollen Sie auch direkt eine Antwort haben. So wird es auch mit den Entscheidungen gehen, die aus dem Energienetz heraus kommen.

Die Vielfalt an Informationen wird in unseren Augen drastisch zunehmen und auch das, was verändert und analysiert werden können muss. Man kann sich das wie einen umgekehrten Trichter vorstellen. Typischerweise füttern Sie beim Trichter vieles von oben hinein und unten kommt etwas konzentriert oder kanalisiert heraus. Sie können aber auch sagen, dass Sie den Trichter umkippen und sagen, dass Sie unten Smart Meter Daten haben, die hineinkommen und oben aus dem Trichter heraus sprudeln sie nur so von neuen Ideen, was Sie mit diesen Daten, mit den Informationen machen können.

Es wurden in den Beiträgen vorher schon einige der interessanten Ansätze genannt. Aber ich denke und das werden meine weiteren Folien zeigen, dass es durchaus noch darüber hinausgehende Ansätze gibt, die wir als potenzielle Geschäftsmöglichkeiten nicht nur für die IBM sehen sondern sicherlich auch für Sie und andere Marktteilnehmer.

Wie passt das zusammen mit den Teilnehmern auf der rechten Seite, die Sie hier sehen? Im Endeffekt sehen wir, dass es eine ganze Reihe von Bereichen gibt, die sich um das Thema Smart Grid und Smart Metering ranken. Das können Smart Home, Smarter Building, Energieeffizienzthemen sein. Das kann Smarter Generation, also Virtual Power Plants (VPP), aber auch das Thema Immobility oder die Zusammenführung von den gesamten Themen sein.

Was ich aus meinen Gesprächen erfahre, ist, dass oftmals der Begriff der Datendrehscheibe verwandt wird. Das bringt mich auch zu meinem Punkt der Daten zurück, nämlich wie schaffe ich es, die Daten, die dort ankommen, zum einen so zu verteilen aber auch so mit Intelligenz anzureichern, dass Sie entsprechend neue Modelle dort herauskristallisieren und herausarbeiten können? Die Herausforderungen der Energiewende erfordern dabei aber mehr als nur eine Datendrehscheibe – nämlich viel mehr eine Daten- und Servicedrehscheibe. Der regulatorische Rahmen ist teilweise vielleicht Hemmschuh an der Stelle, aber ich denke – und da schließe ich mich teilweise den Vorrednern an -, dass wir schauen müssen, wie dieser Hemmschuh in Zukunft aufbereitet werden kann, so dass wir neue innovative Geschäftsmodelle überhaupt abbilden können.

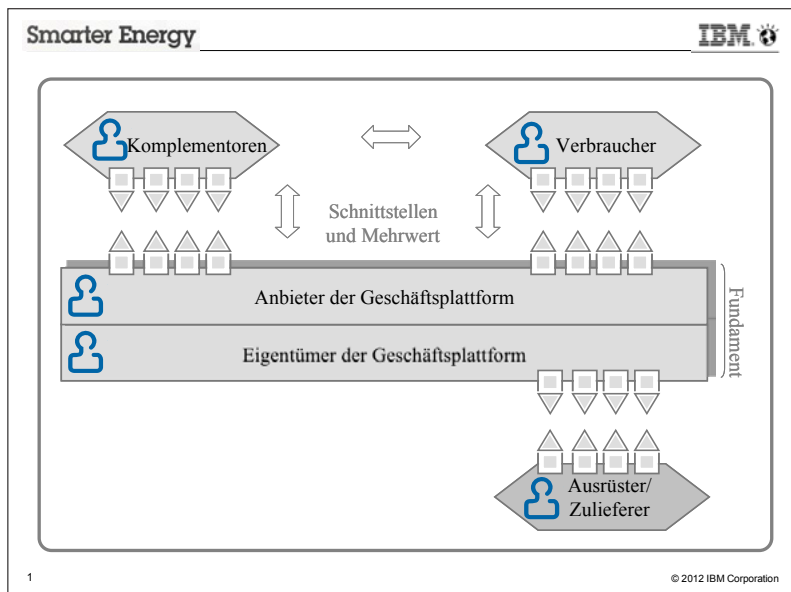


Bild 3

Wichtig an der Stelle ist natürlich bei Geschäftsmodellen auch, welche Rollen und Akteure zukünftig dort zum Tragen kommen werden (Bild 3). Hier komme ich auf meinen Begriff der disruptiven Geschäftsmodelle noch einmal zurück. Die disruptiven Geschäftsmodelle erfordern auch die disruptive Geschäftsplattform und Plattformen, mit denen man Dinge tun kann. Also, nicht nur klassische Systeme, dass ich Daten erfasse, sie ablege und irgendwann wieder darauf zugreife. Sondern es ist erforderlich zu schauen, wer in meinem Prozess, in

meinen Geschäftsmodellen noch teilhaben muss, sprich: welche Rollen noch neu dazu kommen. Klassischerweise finden Sie heute hier die Ausrüster, Zulieferer und Lieferanten. Das sind die klassischen Provider, die Sie heutzutage auch in Netze oder in Ihren Systemen einsetzen.

Den Verbraucher hier oben haben Sie heutzutage auch. Spannend wird es an der Stelle, wer denn der potenzielle Anbieter oder der Eigentümer einer Geschäftsplattform ist, der aus den Daten, aus den Informationen, die aus den verschiedenen Systemen kommen, denn sich auch neue Ideen und neue Geschäftsmodelle bereitstellen kann, aber auch eine Plattform für den Austausch wiederum bereitstellt. Wie kann ich mich als eine IBM z.B. aufstellen als Dienstbringer für Energieversorger, genau diese Plattform bereitzustellen? Plattformen bereitstellen heißt es aber nur dann, wenn Sie nicht allein sind, sondern Plattformen bereitstellen heißt es auch, dass Sie ganze Komplementoren haben, sprich: die erweiterte Dienstleistung auf diesen Daten, auf der Plattform wiederum zur Verfügung stellen. Je offener Sie diese Plattform gestalten können, desto besser finden Sie natürlich Partner in Ihrem Ecosystem.

Wichtig ist dabei auch, dass es nicht nur um die Technologie geht, die Sie verbauen, und um die spannenden Ideen, die Sie haben, sondern Sie müssen natürlich entsprechend eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung machen können, d.h. eine solche Plattform muss auch ermöglichen, dass Sie relativ schnell und zeitnah neue Ideen umsetzen können und dass Sie wissen, wie neben den Informationsflüssen auch die finanziellen Flüsse stattfinden, sprich: welche vertraglichen Konstrukte zwischen den Partner stattfinden müssen und wer nachher das geistige Eigentumsrecht an den Ideen und an der Umsetzung dieser Ideen hat. Das ist ein relativ komplexes Konstrukt, nicht nur für die Erfassung und Abrechnung der Daten als solche, sondern was ich wirklich damit machen kann und wie ich mein Ecosystem entsprechend auch am Leben erhalten kann.

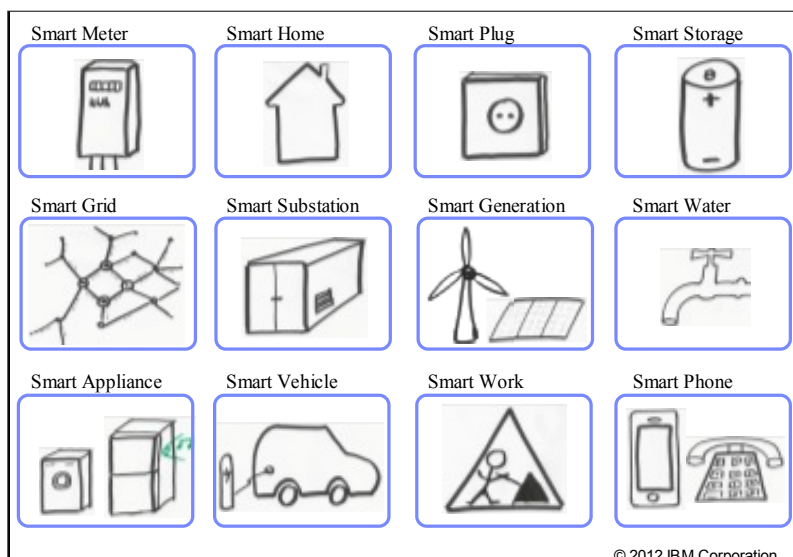


Bild 4

Um das zu verdeutlichen, was wir daraus sehen und welche Arten von Geschäftsmodellen wir sehen, habe ich hier oben einige Dinge skizziert, die im Rahmen von Smart Grid und Smart Metering immer wieder aufgeführt werden (Bild 4). Man könnte jetzt ein bisschen philosophisch werden und sagen, dass heutzutage alles smart heißen muss, weil es ansonsten

nicht mehr aktuell ist und man es nicht mehr adressieren kann. Smart wird es natürlich auch nur dann, wenn ich wirklich interessante Ideen damit umwandle.

Ich habe hier ein Bild zum Thema eMobility herausgenommen. eMobility als solches hat in meinen Augen mit smart relativ wenig zu tun. Wenn Sie aber über neue Mobilitätskonzepte nachdenken und wer mit diesen in Berührung kommt, dann fängt es an, spannend zu werden. Dann hat es nicht nur etwas mit Energieversorgung zu tun. Dann kommen die Automobilhersteller zum Tragen. Dann kommen die Städte und die Kommunen ggf. zum Tragen. Es wird wirklich interessant zu erfassen, wer neue Geschäftsmodelle herausbringt. Sind es die öffentlichen Nahverkehrsbetriebe? Ist es die Stadt selber? Sind es Sie als Energieversorger, die die Plattformen dafür bereitstellen? Können Sie gemeinsamen Nutzen schaffen? Das sind viele Fragestellungen, mit denen wir uns als IBM beschäftigen, wo wir teilweise Antworten, teilweise Lösungskomponenten haben, aber wo wir sehen, dass sich neue Partner und Partnersysteme auftun.

Ein ähnliches Thema ist im Bereich Smart Home, Smart Building, Gebäudemanagement, Energieeffizienz bei Gebäuden zu sehen. Sicherlich ist es wichtig, dass man Systeme hat, die Daten erfassen und mit den Daten etwas tut. Aber spannend wird es zu sehen, wo die Wohnungsbaugesellschaften dann sind und wie die in das Gesamtkonzept hineinpassen. Wo greifen diese an? Was ist mit Smart Home Installationsvorrichtungen? Ist Smart Home überhaupt ein Bereich, der lukrativ und spannend ist, oder geht es nicht nur um die großen Anlagen? Die Verknüpfung zwischen Industrien kann auch auf die eigene Industrie der Energieversorger angewandt werden. Mit Konzepten wie Power to Gas können auch Berührungen zwischen den einzelnen Sparten umgesetzt werden um z.B. Smart Storage Lösungen zu definieren.

Ich komme zum Thema Smart Phone. Man sieht, dass auch da sehr viel von Instrumentierung, Interconnection und Intelligence gesprochen wird, aber in ganz anderem Zusammenhang als das, womit Sie sich beschäftigen. Da muss man auch sehen, wie gerade die Elektronikindustrie hier einen Mehrwertbeitrag leisten kann. In meinen Augen wird sich da der Markt weiterhin noch verändern.

Interessant bei allem, was ich gesagt habe, sind die Daten, die zugrunde liegen. Daten sind seit Jahrzehnten eine Domäne der IBM und deswegen auch ein Bereich, wo wir uns zuhause fühlen und einen Beitrag leisten können. Im Endeffekt gehen wir davon aus, dass IT ein maßgeblicher Treiber, wenn nicht sogar der wichtigste Einflussfaktor für die Energiewende und die Neugestaltung sein wird und sich das Verhältnis zwischen Prozess-IT und Business-IT und der Gewichtung sich in Zukunft noch teilweise verlagern kann. Wir sehen auch hier, dass wir Sie auf diesem Weg der disruptiven Veränderung unterstützen können. Hierbei geht es sowohl um die Lösung, als auch bereits um die Bereitstellung entsprechender valider Informationsgrundlage als Basis für eine optimierte Entscheidungsfindung.

8 Internationale Sicht

Dr. Udo Bub, EIT ICT Labs Germany GmbH, Berlin

Einleitend möchte ich in wenigen Worten EIT ICT Labs vorstellen, denn diese neue Institution ist vielleicht noch nicht jedem bekannt. EIT steht für European Institute of Innovation and Technology und geht auf eine Initiative der Europäischen Kommission zurück. 2009 wurde eine Ausschreibung bekanntgegeben mit dem Ziel, eine Eliteinstitution in Europa zu den drei Themen Energie, Klima und Informations- und Kommunikationstechnologie zu gründen.

EIT ICT Labs ist dasjenige Konsortium, das die Ausschreibung zu Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) gewonnen hat. Vielleicht fragen Sie sich jetzt, warum gerade IKT, wenn wir uns heute über Energie unterhalten. Aber die wesentlichen Innovationshübe bei Smart Energy werden über IKT realisiert und somit ist Smart Energy auch ein wichtiges Anwendungsfeld der EIT ICT Labs.

EIT ICT Labs beschäftigt sich integriert mit Lehre, Forschung, sowie Innovation und somit Kommerzialisierung von Ergebnissen aus diesen Bereichen und hat etwa 50 europäische Partner in 6 Ländern. Dies sind im Wesentlichen internationale Unternehmen, Forschungsinstitute und Universitäten. Wenn man die gesamte Forschung und Entwicklungskraft aller dieser Partner bündeln würde, käme man auf $\frac{2}{3}$ der Forschungs- und Entwicklungskapazitäten zu IKT in Europa. Unser Arbeitsprogramm ist sehr umfangreich, aber fairerweise muss ich natürlich klarstellen, dass es signifikant kleiner als dieses angedeutete Volumen ist. Aufgrund des internationalen Partnernetzwerks haben wir natürlich Möglichkeiten, grenzübergreifend einen Vergleich zur Entwicklung von Smart Grids und den damit verbundenen Geschäftsmodellen durchzuführen und auch einen Überblick über entstehende Trends zu geben. Dies möchte ich hier tun.

Gemeinsam mit Christian Huder habe ich an den EIT ICT Labs eine internationale qualitative Expertenbefragung initiiert und durchgeführt, über deren Ergebnisse ich hier vergleichend berichten werde. Die Experten waren unsere Ansprechpartner der EIT ICT Labs Action Line „Smart Energy Systems“ in den Ländern England, Finnland, Italien, Niederlande, Schweden; komplementär dazu gaben wir unsere eigene Einschätzung zu Deutschland, UK und den außereuropäischen Ländern.

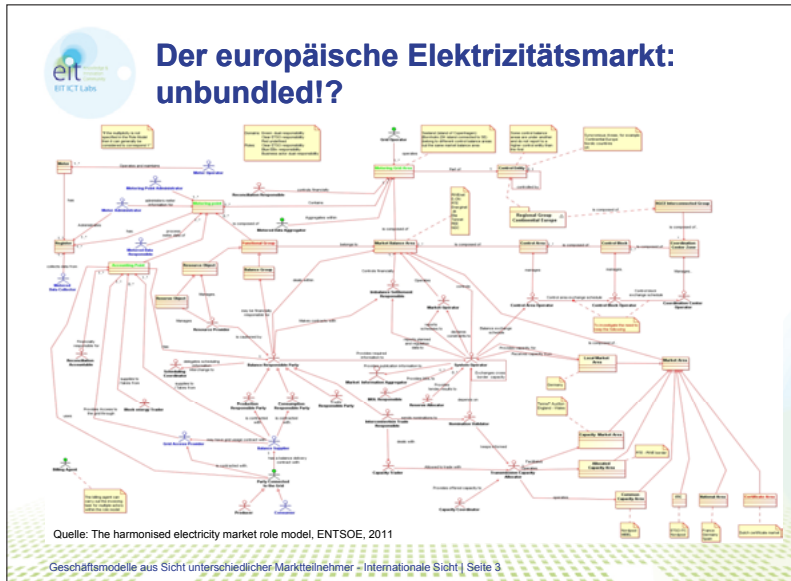


Bild 1

Wir haben heute im Rahmen der vorangegangenen Vorträge eindrucksvoll gesehen, dass Geschäftsmodelle sehr stark von den regulatorischen Maßnahmen abhängig sind. Insofern sind die Rollen, die neu entstehen, sehr stark auch durch Empfehlungen und Vorgaben im internationalen Umfeld und hier in Europa besonders durch die europäische Kommission geprägt. In Bild 1 sind die Markttrollen und deren Relationen zueinander dargestellt. Die Grafik wurde von ENTSOE erstellt, dem europäischen Netzwerk der Übertragungssystembetreiber. Als Seitenanmerkung möchte ich hier zunächst etwas schmunzelnd feststellen, dass diese Darstellung in UML Notation dargestellt worden ist. Als Informations- und Kommunikationstechniker freue ich mich, weil diese Notation aus unserer Disziplin des Software Engineerings herrührt. Insofern hat die IKT zumindest in dieser Form bereits Einzug in die Smart Grids erhalten. In der Außensicht der Experten, die wir befragt haben, kann man aber feststellen, dass sich das Smart Grid doch noch sehr stark auf der konzeptionellen Ebene und weniger in der Realisierung abspielt. Ich werde in einigen Beispielen noch darauf zurückkommen.

Die dargestellten Strichmännchen im Diagramm sind Aktoren, die man aus der UML Notation für Use Case Beschreibungen kennt. Des Weiteren sind die Domänen über Klassendiagramme, die Beziehungen zueinander über Assoziationen oder Untertypen dargestellt. Das Dokument ist im Internet frei verfügbar und der geneigte Leser kann über einen Download die einzelnen Ausprägungen genauer studieren; wir können die Darstellung für diesen Vortrag leider nur kurz überfliegen.



Der europäische Elektrizitätsmarkt: unbundled!

- Die Regulierung für den Energiemarkt in der EU legt eine komplexe Struktur für mögliche Marktrollen (derzeit 34*) fest und fördert oder erschwert fallweise dabei das Entstehen neuer Geschäftsmodelle.**
- Historisch bedingt sind die einzelnen Rollen jedoch vielfach bei den Incumbents gebündelt, die mehrere Marktrollen beherrschen.
 - Neue Marktrollen sollen in naher Zukunft definiert werden – Vorschläge werden derzeit ausgearbeitet (Abschlussreport mit Empfehlungen der SG Task Force Gruppe 3 voraussichtlich im Dezember verfügbar).***
 - Neue Geschäftsmodelle können überwiegend nur im Einklang mit dem regulatorischen Marktrollenmodell entstehen.


Quellen: * The harmonised electricity market role model, ENTSOE, 2011
 ** Das dritte Energiepaket der EU, 2009/72/EC
 *** EU Commission Task Force for Smart Grids, Expert Group 3, 2011

Geschäftsmodelle aus Sicht unterschiedlicher Marktteilnehmer - Internationale Sicht | Seite 4

Bild 2

Wir haben in diesem Beispiel ca. 34 Marktrollen identifizieren können (Bild 2). Tendenz steigend, denn es laufen gerade Entwicklungen, die diese Marktrollen durch Regulierung noch einmal weiter erhöhen werden. Es ist so, dass diese Regulierung einerseits natürlich das Entstehen neuer Geschäftsmodelle befördert und sich in einem gewandelten Markt verschiedene neue Nischen ergeben können für entsprechend neue Player. Es ist aber auch umgekehrt festgestellt worden, dass die Regulierung oft genug Geschäftsmodelle verhindert, nämlich dann, wenn, wie hier in Berlin passiert, ein Micro Smart Grid entwickelt wird, bei dem auch Wohneinheiten dazu geschaltet werden sollen. Dabei unterliegt der Betreiber aber bereits den rechtlichen und regulatorischen Auflagen für Verteilnetzbetreiber. Das sind viel zu hohe Auflagen für einen Micro Smart Grid Betreiber und der Betrieb kann gar nicht oder nur unter erschwerten Umständen aufgenommen werden.

Ansonsten gibt es eine Reihe von Aktivitäten in Europa, insbesondere in der Smart Grid Task Force, Gruppe 3, der europäischen Kommission, die voraussichtlich im Dezember 2012 neue Marktrollen definieren und veröffentlichen wird. Damit einhergehend werden sich auch neue Geschäftsmodelle ergeben können.



Beobachtungen aus dem Elektrizitätsmarkt in den USA.

- **Hoch diversifizierte Marktstruktur**
 - In einigen Regionen gibt es monopolistische Strukturen ohne den Zugang zu alternativen Stromanbietern.
- **U.S. Energy Policy Act 2005**
 - Fördert Investitionen in neue Stromnetzinfrastruktur
 - Kunden haben seither das Recht auf die Installation eines Smart Meters zur genauen Abrechnung.
 - Kleinere Anreizprogramme und Steuervergünstigungen für die Erzeugung von CO₂-armer Energie.
- Neue Akteure im Feld von Demand Response Programmen (z.B. EnerNOC, die Lasten von z.B. Klimaanlage bündeln).
- Internat. Energieunabhängigkeit auch in Zukunft nicht absehbar.

Geschäftsmodelle aus Sicht unterschiedlicher Marktteilnehmer - Internationale Sicht | Seite 5

Bild 3

Bevor ich wieder zu Europa komme, sind aus internationaler Sicht natürlich die USA ein sehr wichtiger Markt (Bild 3). Man findet dort eine hoch diversifizierte Marktstruktur vor, die zwar nicht so stark der Regulierung unterliegt, aber doch stark durch monopolartige Strukturen im regionalen Umfeld geprägt ist. Es gibt eine Reihe von Policy Acts, die Ihnen als Fachpublikum sicherlich bereits bekannt sind, die Investitionen in neue Stromnetzinfrastruktur fördern und Anreizprogramme für CO₂ arme Energieerzeugungen darstellen. Wir müssen aber feststellen, dass eine Energieunabhängigkeit durch nicht fossile Energieproduktionen in Zukunft nicht wirklich absehbar ist. Es gibt Demand Response Programme in den USA, Stichwort: EnerNOC, die dort sehr gut funktionieren und sicherlich auch ein Modell für verschiedene Pilotversuche in Europa dargestellt haben. Das ist ein Beispiel, wo ein Smart Grid auf einer bestehenden Infrastruktur, das heißt ohne aufwändige Netzwerkinvestitionen, gut realisiert werden kann. Demand Response Programme können durch zwischenpersönliche Kommunikation realisiert werden oder eben natürlich durch Automatisierung über Informations- und Kommunikationstechnologie. Eine solche Implementierung kommt der Idee des Smart Grid oft am Nächsten.

 **Überblick wichtiger Marktrollen in ausgewählten EU Ländern.**

Basierend auf einer EIT-internen Expertenbefragung.

Marktrolle \ Land	Deutschland	Schweden	Finnland	Niederlande	Italien	England
Energieerzeuger	X	X	X	X	X	X
Strombörse	X	X	X	X	X	X
Übertragungsnetzbetreiber	X	X	X	X	X	X
Verteilnetzbetreiber	X	X	X	X	X	X
Messstellenbetreiber	X	X	X	X	X	X
Energielieferant	X	X	X	X	X	X
Konsumenten	X					

 Rollen die oft von einem Unternehmen bedient werden
  Keine separierten Marktrollen

Quelle: EIT interne Expertenbefragung, 2012

Geschäftsmodelle aus Sicht unterschiedlicher Marktteilnehmer – Internationale Sicht | Seite 6

Bild 4

Ich hatte eben eine qualitative Expertenbefragung angekündigt, die die Geschäftsmodelle für Europa vergleicht. Dargestellt sind in Bild 4 sechs Länder, in denen die EIT ICT Labs tätig sind; Deutschland, Schweden, Finnland, Niederlande, Italien und England. Befragt wurden die Experten insbesondere nach Ihrer Einschätzung, wie sich die Marktrollen in den Ländern entwickeln werden. Die sind im großen Teil vergleichbar durch den gemeinsamen europäischen Rahmen, den wir eben schon einmal dargestellt hatten. Es gibt jedoch auch interessante Unterschiede. Wir haben in Deutschland insbesondere die Rollen Energieerzeuger, die Strombörse, die Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Messstellenbetreiber und Energielieferanten. Es lässt sich feststellen, dass in einigen Ländern diese Rollen weniger differenziert auftreten. In Schweden gibt es beispielsweise nur die kombinierte Rolle Verteilnetzbetreiber und Messstellenbetreiber. In Deutschland ist dies getrennt. In Finnland verhält es sich ähnlich, in Italien und den Niederlanden ebenso. In England gibt es keine Strombörse: die Übertragungsnetzbetreiber handeln untereinander bilateral. Insofern gibt es dort durchaus unterschiedliche Entwicklungen, die sich aber noch im vergleichbaren Rahmen abspielen.



Bild 5

In dieser qualitativen Befragung, die wir für diesen Vortrag durchgeführt haben, lassen sich noch sehr schöne Tendenzen ablesen. Obwohl die Struktur in den Märkten durchaus vergleichbar ist, gibt es unterschiedliche Trends. Zum Beispiel hatten die Kollegen in den Niederlanden dargestellt (Bild 5), dass dort kommunal oder privat erzeugter Strom durch kleine und dezentrale Anlagen stark im Kommen sind. Bei uns in Deutschland gibt es das Problem, dass kein direkter Marktzugang für kleine oder private Anlagen vorhanden ist und hier sicherlich noch gegengesteuert werden muss über neue Markttrollen wie Service Provider für den Betrieb von dezentralen Anlagen. Ansonsten engagieren sich die Verteilnetzbetreiber verstärkt im Kapazitätsmanagement und im Lastausgleich; Gaskraftwerke produzieren Strom in direkter Korrelation mit den aktuellen Gaspreisen.

In Italien gibt es den Trend hin zu Kleinverbrauchern mit temporärer Abschaltung, Smart Home und E-Mobility. Das sind Trends, die wir hier auch kennen. Es gibt einige geschäftliche Trends, insbesondere dadurch, dass in Italien Photovoltaik-Anlagen durch Anbieter kostenlos auf Dächern von privaten Konsumenten installiert und gewartet werden. Die Energie darf durch die privaten Konsumenten selber benutzt werden; die überschüssige Energie wird jedoch kostenlos an den Anbieter gegeben, der diese dann weiter verkaufen kann.



Bild 5

In Schweden (Bild 5) wird es wohl auch in Zukunft einen sehr geringen Anteil an volatilen und dezentralen Erzeugern geben, d.h. es wird dort weiterhin deutlich überwiegend zentral Energie produziert werden. Das liegt einerseits daran, dass man dort weiterhin Atomkraftwerke betreiben und auch in Zukunft auf Atomkraft setzen wird. Der andere Grund ist der, dass auch alternative Energiequellen, wie z.B. Wasserkraft, dort sehr zentral betrieben werden. Es gibt in Schweden einige Demonstrationsprojekte, wie den bekannten Royal Seaport, wo ein ganzer Stadtteil mit Smart Grid Installationen neu ausgestattet wird. Aber es ist nicht absehbar, dass es dort einen landesweiten und flächendeckenden Rollout von Smart Grids geben wird. Erwartete neue Marktrollen sind Energiebroker oder auch Aggregatoren. Ich werde später noch auf die Rolle der Aggregatoren eingehen, denn dieses Modell wird sich zukünftig auch bei uns sehr stark ausbreiten. In Schweden ist es ähnlich. Ansonsten gibt es dort schon sehr ausgeprägt Demand Site Management und Demand Response Programme.

In Finnland gibt es auch gesetzlich vorgeschriebene Smart Meter, allerdings nicht nur für Neubauten wie bei uns, sondern auch für Altbauten. Dort wird also nachgerüstet und es besteht der Zwang zum Umbau, während bei uns lediglich Neubauten mit Smart Metern ausgerüstet sein müssen. Das führt dazu, dass in Finnland das Smart Metering sehr ausgeprägt ist. Kehrseite ist, dass die Geschäfts- und Abrechnungsprozesse der Betreiber dieser Datenflut zurzeit offensichtlich noch nicht ganz Herr werden, so dass im Handling und Prozessmanagement noch eine Optimierung zu erwarten ist. Es gibt eine kleine Anzahl von Verteilnetzbetreibern, es herrscht in Finnland diesbezüglich quasi ein Monopol.



Die Etablierung eines Smart Grids ist ein langwieriger und investitionsintensiver Prozess.

Fragestellung: *Wie erlöse ich zusätzliches Geld durch ein Smart Grid, bzw. welche Kosten können eingespart werden?*

- Bessere Nutzung vorhandener Netzkapazitäten durch intelligente Verteilung (statt kostenintensivem) Leitungsneubau oder lokale Speicherung statt großem Netzausbau).
- "ICT Nischen" finden und vorhandene Assets nutzen.
Bsp: DESI Projekt der DTAG zum Verteilen von Netzlast in Regionen mit Energieüberschuss oder Bündelung von großen Verbrauchern durch Demand Response Programme (EnerNOC).
- Beobachtung der EU Regulierung zur Schaffung neuer Marktrollen - Abschlussbericht im Dez. 2012 erwartet.

Quelle: „Smart Grid – auf jeden Fall teuer“, Industriemagazin, 2011: Investitionskosten in der EU bis 2030 ca. 500 Milliarden Euro

Geschäftsmodelle aus Sicht unterschiedlicher Marktteilnehmer | Internationale Sicht | Seite 9

Bild 6

Die große Frage (Bild 6), die jeden beschäftigt, ist, wie die Etablierung der Smart Grids allgemein zu bewerten ist. Die Rückmeldung war die, dass an der Außensicht Smart Grids sehr stark konzeptionell vorwärts getrieben werden. De facto ist es aber so, dass die großen Investitionen gescheut werden, die hierfür gemacht werden müssten. Es ist nicht klar, wer diese Migration wirklich zahlen kann und möchte. Viele Smart Grid Elemente lassen sich auf der bestehenden Installed Base implementieren. Wir haben auch von den heutigen Vorrednern erfahren, dass es durchaus einige Nischen mit IKT-Lösung gibt, die bereits gehoben werden. Es ist jedoch ein Trend, dass aus nachvollziehbaren Gründen der Ruck hin zu einer echten Netzmigration, eines großartigen Netzausbaus, noch ausbleibt.

Ich nenne Ihnen einige Nischen, die mir auch hier in Deutschland bekannt sind. Bei der Deutschen Telekom, genauer: in den Telekom Innovation Laboratories, gibt es das Projekt DAISY, das ich noch mit initiiert habe, wo eine Lösung entwickelt wird, die Last des Telekommunikationsnetzes abhängig von Energieüberschüssen über die betroffenen Regionen zu routen, d.h. die IP-Pakete werden über Pfade in Regionen versendet, an denen Energieüberschuss herrscht und andere Regionen entsprechend ausgespart. Dieses Vorhaben ist noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium.

Es gibt auch Anzeichen für einen großen Rollout von Demand Response Programmen in Deutschland. Ich bin mir sicher, dass einige der Anwesenden hier auch in ihren Firmen in Projekten und Studien hierzu tätig sind, so dass sich hierzulande sicherlich bald diese Art von Maßnahmen in Richtung Smart Grid ausbreiten werden.



Vorschläge für neue Marktrollen durch die EU Smart Grid Taskforce Working Group 3.

- Neue Marktrolle: **Datenaggregator**
 - Versorgt alle Systemaktoren mit den für den Betrieb relevanten Daten (Verbrauchsdaten, Bilanzkreise, Marktpreise,...).
- Neue Marktrolle: **Aggregator von dezentralen Erzeugern (VK)**
 - Bündelt kleine, dezentrale Erzeuger und abschaltbare Verbraucher zu marktrelevanten Größen und agiert als Full-Service Provider für "Prosumer".
- Neue Marktrolle: **Lokaler Energiemarktplatz**
 - Eine neue Marktplattform die Einbindung von kleinen Erzeugern ermöglicht und den lokalen Verbrauch von Energie fördert.

Quelle: EU Commission Task Force for Smart Grids, Expert Group 3, 2011

Geschäftsmodelle aus Sicht unterschiedlicher Marktteilnehmer - Internationale Sicht | Seite 10

Bild 7

Wie eingangs schon erwähnt, beobachtet man europaweit sehr stark, was sich im Dezember 2012 über die schon genannte Task Force ergeben wird und was für neue Marktrollen es dort geben wird (Bild 7). Wir haben noch eine sehr schöne Einschätzung bekommen, dass gerade die Rolle der Aggregatoren wichtig sein wird. Es wird erwartet, dass gerade ein Datenaggregator eine Rolle ist, die sich bald neu etablieren wird. Sicherlich hängt die genaue Ausprägung von der Frage der Schutzprofile ab, insbesondere, welche Daten an welcher Stelle durch einen Anbieter, einen Verteilnetzbetreiber oder durch den Kunden verwertet werden dürfen. Es wird erwartet, dass der Datenaggregator ein sehr gutes Geschäftsmodell für die Zukunft darstellen wird, wenn z.B. alle möglichen Verbrauchsdaten oder auch Netzzustände ausgewertet werden dürfen.

Aggregator von dezentralen Erzeugern ist eine Rolle, die sich europaweit wahrscheinlich weiter ausprägen wird, gerade um hier kritische Marktgröße erreichen zu können. Viele Modelle lassen sich noch nicht realisieren, wenn jeder Prosumer nur für sich selbst vermarktet.

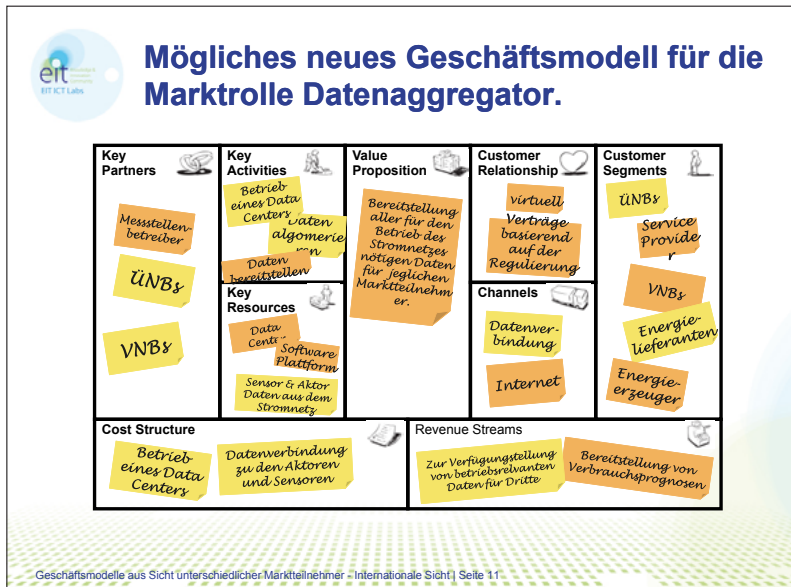


Bild 8

Eine andere Marktrolle wäre ein lokaler Energiemarktplatz im Gegensatz zu nationalen Energiemarktplätzen, wo auch kleine lokale Verbraucher einfachen Marktzugang erhalten können. Wir hatten zu Geschäftsmodellen auch bei uns an den EIT ICT Labs zusammen mit Studenten und anderen einige Workshops durchgeführt. Wir hatten vorhin gehört, wie so ein Geschäftsmodell ausgeprägt sein muss. Es gibt neben den Modellen, die wir bereits gehört haben, das Osterwalder Modell, nachdem ein Geschäftsmodell nach diesen Kategorien, die hier dargestellt sind, gegliedert werden kann (Bild 8). Die Revenue Streams sind sehr wichtig, die eigene Kostenstruktur und natürlich die Value Proposition, die Hauptaktivitäten, die Hauptressourcen, die ich dafür brauche, die Hauptpartner, die Kundenbeziehungen, die Kanäle, über die ich das betreibe und die Kundensegmente, die ich bediene. Es ist eine ganz interessante Tätigkeit, die Sie bei sich im Rahmen eines Brainstormings vielleicht schon durchgeführt haben oder noch durchführen werden. Wir haben, wie hier für die Marktrolle Datenaggregator, experimentell dieses Geschäftsmodell aufgestellt. Ich will es aus Zeitgründen nicht im Detail beschreiben, aber wie Sie sehen läuft es mehr oder weniger darauf hinaus, dass dieser Datenaggregator mögliche Daten, die er erhalten kann, gezielt auswertet, sofern er das darf und dann zur weiteren Verwendung anbietet. Wir werden uns an den EIT ICT Labs im Rahmen unserer Tätigkeiten zu Innovation und Entrepreneurship weiterhin beteiligen und vielleicht die eine oder andere Ausgründung oder Transfer in bestehende Partnerfirmen initiieren und begleiten.

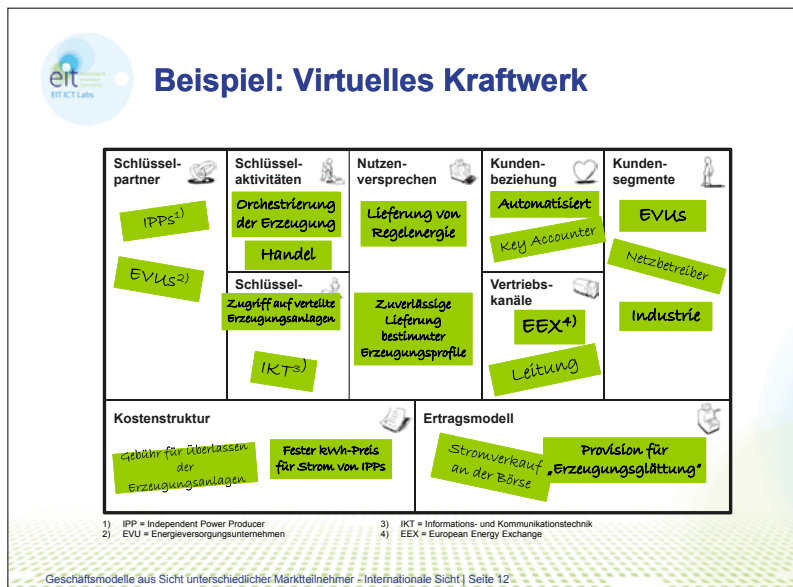


Bild 9

In gleicher Weise haben wir das Canvas für die Marktrolle „Virtueller Kraftwerksbetreiber“ erstellt (Bild 9).

Geschäftsmodelle junger Unternehmen

9 Tendril

Brewster McCracken, Pecan Street Inc., Austin, Texas (Audio-Statement)

In Austin we are carrying out the most comprehensive consumer research that has ever been done in the United States about how people use electricity and natural gas. This gives us second-to-second insight about how people are using energy and will help companies and the researchers learn about the commercial opportunities for smart grid and consumer electronic companies.

We have over 400 homes participating in the research. These homes are a mix of new green build homes as well as older homes that range from 20 to 90 years old. In each of these homes we have data equipment that measures electricity use every 15 seconds for six circuits up to 24 circuits plus the whole home. We also measure the natural gas usage in 15-second intervals for 200 homes. In some homes we are also measuring the 15-second water usage intervals.

We've learned a couple of things already. First, green build homes do not appear to perform better than the older homes, especially during the hot summer months. We are trying to understand why. But one thing we learned immediately was that even the brand new homes have leaks in their air-conditioning duct system. This was something that none of the residents were aware of.

The impact of that is that without a feedback system, there's no way for consumers to make good choices.

We also have in the research 210 homes with roof top solar panels - 60 % of the capacity faces to the south, which is the traditional direction orientation for solar panels particularly in the United States. 40% of the homes have solar panels that are pointing West.

So far, we've learned that the homes with west facing solar panel are making it possible for those homes to produce most of their own electricity during the periods in the summer afternoons when electric grids in all parts in the United States have difficulty meeting demands.

This is emerging in the case of the solar panels to suggest that with climate change we know that at least in the US there are some impacts of climate change already demonstrating themselves such as more droughts and of course higher demand for cooling in new locations in the US, in cities such as Boston, in Chicago and St. Louis, these are more northern cities that traditionally or historically have not had as high demands for air-conditioning.

In addition with the droughts we have seen in the United States that a number of power plants have lost access to water needed to generate steam and for cooling. In other instances the water has been too hot because of the increases in summer heat, that the water supplies become too hot to use the water for cooling.

Solar, again a power source, a generation source that does not require water to generate electricity and that in particular is most effective in generating electricity on periods of hot sunny summer afternoons or important characteristics for this generation source.

We are also finding that homes with natural gas service are able to substitute an application to use natural gas instead of electricity, that there are significant costs in performance and even in environmental benefits from that. For example: homes that have natural gas water heater for their dish washer or their showers, or a natural gas clothes dryer are more efficient.

We now want to study the potential of natural gas for air-conditioning units. The analysis we have performed so far indicates that they too will be more effective and cost effective even under the current state of technology.

Finally we have installed the first research electric meter network - we think in the world - definitely in the US. This is a network of a second electric meter installed on several hundred homes. Our researches have the ability to control and alter the intervals in which the meters are read and also to test different software and different devices that appear.

We are finding that in the same way that GPS data on location has turned out to be useful in smart phones, that the data that can be learned from electric meters and gas and water meters potentially too offers a potential wide range of new applications that would be a different way of thinking of the smart home. The smart home would in this instance not be one that requires automation or the ability to control multiple systems with software, which is a complex undertaking. Instead a smart home could under this version be one where the data that it reports is with the voluntary consent of the home owner, the resident, that these homes would provide data that would enable the opportunity to detect problems in the home and find ways for the residents to be safer, more comfortable and have a range of better services. That will be useful in particular for applications like nursing homes or senior living centers where the ability to see what is happening in the residence can become a low cost way to make sure that the residents are safe and well cared for.

10 Smartlab

Jennifer Meinel, smartlab Innovationsgesellschaft mbH, Aachen

Mein Name ist Jennifer Meinel. Ich bin Gründungsgeschäftsführerin von smartlab, einer Stadtwerke-Innovationsgesellschaft aus Aachen. Die Begriffe Stadtwerke- und Innovationsgesellschaft schließen sich vielleicht für Sie per se aus, aber ich werde versuchen, Ihnen gleich das Gegenteil zu beweisen. Vielleicht noch kurz zu meinem Hintergrund. Parallel leite ich die Unternehmensentwicklung der Stadtwerke Duisburg. Über die Leitung der Unternehmensentwicklung und die entsprechenden smarten Themen, die dort auf mich zugekommen sind, hat sich schließlich smartlab entwickelt.

smartlab Innovationsgesellschaft mbH
Geschäftsmodell/ Tätigkeitsfelder

Forschung & Entwicklung

- Verschiedene Bundesforschungsprojekte des BMWi und BMU

econnect
23 Mio.€ Germany

SmartWheels
13,8 Mio.€

LE-Aktiv
5,8 Mio.€

Gesamtvolumen > 43 Mio.€

Beratung

- Einstiegs- und Umsetzungsberatung
- Prozessberatung
- Antragsstellung und Projektmanagement für Forschungsprojekte
- Konsortialführung
- Innovationsmanagement

Produktlösungen

- Systembaukasten Elektromobilität
- Kooperation ladenetz.de
- Roaming- & Clearing über e-clearing.net

Ein Unternehmen der Stadtwerke Aachen, Duisburg und Osnabrück.

STAWAG **DVV** **Stadtwerke Osnabrück**

04.03.2013 Smart Energy – Geschäftsmodelle und Roadmap Seite 2

Bild 1

Geschäftsmodelle

Als ich Ihre Vorträge gehört habe, dachte ich mir, wie unterschiedlich man ein Briefing für eine solche Veranstaltung wie diese verstehen kann. Ich habe Sie so verstanden, dass ich unser Geschäftsmodell hier vorstellen werde und dann natürlich auch die sich daraus resultierenden Geschäftsmodelle für unsere Kunden. Das Wichtige und Schöne an smartlab ist, dass es von drei Stadtwerkemüttern gegründet wurde (Bild 1). Es sind die STAWAG Stadtwerke Aachen, die in der Stadtwerkelandchaft historisch einen sehr innovativen Ruf genießen. Die Stadtwerke Duisburg sind als DVV aufgeführt und eher ein traditionelleres Ruhrgebietsstadtwerk. Die Stadtwerke Osnabrück sind besonders im Bereich Mobilität agil unterwegs. So kann man smartlab als Innovationsgesellschaft von Stadtwerken für Stadtwerke begreifen. Wir haben eben schon gehört, dass die smarte Welt bei IBM nicht nur Smart Energy und Smart Mobility nebeneinander betrachtet, sondern diese Themen integriert betrachtet werden. Genauso verfahren auch die Stadtwerke - als Querverbandsunternehmen betrachten wir den Bereich der innovativen Mobilität und die Smart Energy gemeinsam.

Was macht nun smartlab genau? smartlab reagiert genau auf das, was im Moment auch Thema dieser Veranstaltung ist, eine gewisse Unsicherheit, welche Geschäftsmodelle und welche Entwicklungsperspektiven und Chancen es in der Zukunft für Stadtwerke geben wird. Wir haben vor zwei Jahren überlegt, wie wir uns als mittelgroße Stadtwerke, die auch klassischerweise keine Forschungs- und Entwicklungsabteilung haben, diesen Themen nähern sollen. Wir sind nämlich keine IBM und auch keine Telekom, die sich ihre Labs, Ingenieure und Spezialisten über viele Jahre aufgebaut haben, um so etwas zu tun. Deshalb wollten wir gemeinsam diese neuen Themen entwickeln, und daraus ist schließlich die smartlab Innovationsgesellschaft entstanden. Ich bin froh, dass wir uns diesen Namen gesichert haben, denn er sagt viel über uns aus. smartlab gliedert sich in drei Bereiche. Forschung und Geschäftsfeldentwicklung, Produktentwicklung und, last but not least, Beratung und Vertrieb.



econnect Germany
Technologischer Leuchtturm – „IKT für Elektromobilität II“

7 Stadtwerke.
11 Industriepartner.
4 Hochschulen.
1 Ziel.

Stadtwerke machen Deutschland elektromobil.
Für eine nachhaltige Mobilität 2020.

Partners and sponsors logos:

- Stadtwerke Ostbayern, STAWAG, SWT, Stadtwerke Duisburg AG, EWS, AÜW, Stadtwerke Leipzig
- smartlab, SIEMENS, RWTH AACHEN UNIVERSITY, HaCon, Kallendorf Elektronik
- Hochschule Niederrhein, msr office, solo plan, SCHLEUPEN AG, JOHN DEERE
- FACHHOCHSCHULE TRIER, ABB, PSI, PHOENIX CONTACT

Geträgt durch: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

04.03.2013 Smart Energy – Geschäftsmodelle und Roadmap Seite 3

Bild 2

„econnect Germany“ – Hub Aachen

Die smartlab ist an Forschungsprojekten mit einem Forschungsvolumen von über 43 Millionen Euro beteiligt (Bild 2). Unser IKT II Forschungsprojekt „econnect Germany“ ist bundesweit aufgestellt und auch hier gilt: Forschung von Stadtwerken für Stadtwerke. So sind daran 7 Stadtwerke, 4 Hochschulen und mittlerweile 11 Industriepartner beteiligt. Im Juni wurde „econnect Germany“ vom BMWi zum Leuchtturmprojekt ausgezeichnet. Hier haben wir es geschafft, uns auch gegen bedeutende deutsche Energiekonzerne in diesem doch wichtigen Call durchzusetzen. In diesem Projekt bündeln wir unsere Partner, besonders mit dem Ansatz der auch geforderten Dissemination, also Verbreitung von Innovation und Wissen aus Forschungsprojekten. Wir haben einen Ansatz gefunden, unsere Erkenntnisse über sieben dezentrale Stadtwerke zu verbreiten und unser Wissen auf der kommunalen Ebene intensiv auszutauschen.



Bild 3

Am Standort Aachen werden die Themen Smart Pricing, Smart Home Charging, Entwicklung von Geschäftsmodellen und Transfer unter der Hub Leitung der Stadtwerke Aachen erarbeitet (Bild 3). Hier sehen Sie exemplarisch, wie wir das Projekt aufgesetzt haben. In Aachen probieren wir z.B. Geschäftsmodelle aus zum Thema Smart-Grid. Oben sehen Sie die Vertriebschiene, Smart Pricing, Smart Charging und eben den Transfer dieser Geschäftsmodelle wiederum in andere Stadtwerke, andere Hubs, andere Teilnehmer des Projektes und auf Netzebene die Verbindung Smart Pricing und Demand-Side Management. An dieser Stelle möchte ich erwähnen, dass bereits ein Feldversuch sowie ein Flottentest erfolgreich angelaufen sind.

Was tun wir außerdem? Unsere Entwicklung zeigt, dass wir uns auch ein Stück weit als innovative Zelle, Keimzelle für Innovationen in der Stadtwerklandschaft etabliert haben und aus diesem Grund auch Beratungsleistungen für Dritte erbringen, nicht nur für die Einführung von unseren Produkten sondern auch Beratung dahingehend, wie man einen Forschungsantrag stellt, oder wie man sich selber als Stadtwerk in eine ähnliche Ausgangsposition, wie wir es geschafft haben, entwickeln kann.

ladenetz.de

Zugang zu bundesweiter Ladeinfrastruktur
- bei insgesamt 27 Stadtwerken

Strom im Tank. Sylt im Herzen

04.03.2013 Smart Energy – Geschäftsmodelle und Roadmap Seite 5

Bild 4

ladenetz.de

Die dritte Säule, und das ist jetzt nicht nur das Geschäftsmodell von smartlab, sondern das sind im Grunde Geschäftsmodelle, die smartlab anbietet, haben wir Produktlösungen entwickelt, die im Wesentlichen auf Stadtwerke oder kommunale Versorger und Kommunen abzielen und diesen erste Produkte im Bereich Smart Energy anbieten sollen (Bild 4). Unter Berücksichtigung sämtlicher Geschäftsmodelle und Produktlösungen ist nach vielen Überlegungen eines klar geworden. Unsere Kunden, die Stadtwerke, sollten eine Plattform haben, die eine Kooperation im Sinne der Elektromobilität realisierbar macht.

Die smartlab bietet mit der Stadtwerkekooperation ladenetz.de ein Netzwerk von bundesweiter Ladeinfrastruktur an. Stromladen von Sylt bis zum Allgäu. Innerhalb eineinhalb Jahren wuchs ladenetz.de auf 27 Stadtwerke, die miteinander kooperieren, und Ihren Kunden einen bundesweiten Zugang zu Ladeinfrastruktur kostenfrei anbieten. Darauf sind wir als smartlab zu Recht sehr stolz und weiterhin erwähnen möchte ich, dass die Nachfrage steigt.

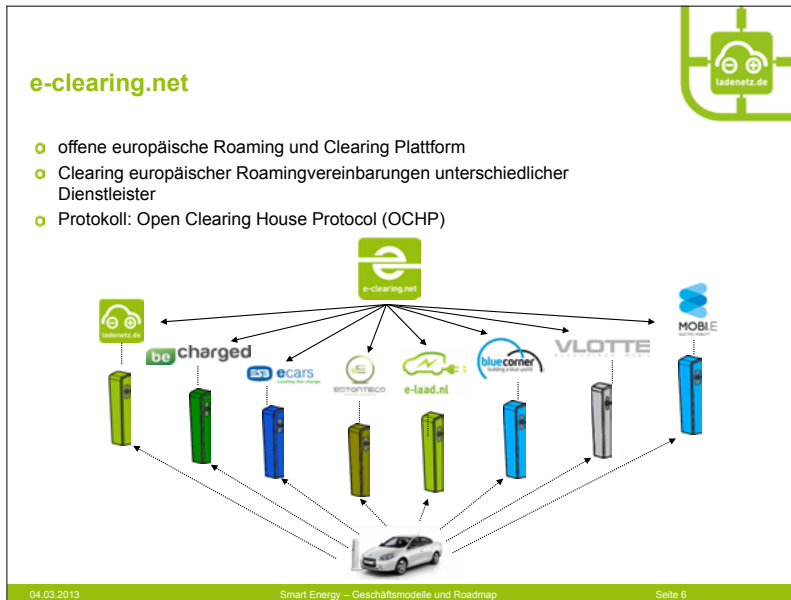


Bild 5

e-clearing.net

Zugang zu Ladeinfrastruktur bedeutet auch, dass man grenzenlos denkt, also grenzenloses Laden, wenn Sie so wollen. Internationales Roaming sowie offene Standards bei Ladeinfrastrukturen, das sind unsere Herausforderungen, wenn es darum geht, Elektromobilität voranzutreiben (Bild 5).

“Treaty of Vaals” Internationales Roamingabkommen

Offenheit

- o Kunden können grenzübergreifend an Ladestationen der Partner Strom “tanken”

Skalierbarkeit

- o Niedrige Eintrittsbarrieren für weitere Partner durch das OCHP Protokoll

Unkomplizierte Integration

- o Einfache Implementierung in den IT-Systemen der Mitglieder

04.03.2013 Smart Energy – Geschäftsmodelle und Roadmap Seite 7

Bild 6

Wir haben im März bereits den „Treaty of Vaals“ gegründet, zusammen mit unseren Partnern bluecorner N.V. aus Belgien, e-laad aus den Niederlanden und fünf weiteren europäischen Partnern (Bild 6). Das war ein entscheidender Akzent. Darüber hinaus wurde das „Open Clearing House Protocol“ (OCHP) veröffentlicht. Alle Kunden der Stadtwerkekooperation ladenetz.de können seitdem an den Säulen außerhalb Deutschlands vorerst kostenfrei laden.

Wir bieten unseren Kunden entsprechende Karten und z.B. eine Microsite unserer ladenetz.de Website mit Ihrem CI an - Sie sehen z.B. hier links oben auf der Karte dieses Kompatibilitätslogo ladenetz.de – Die ladenetz-Partner partizipieren von unseren Produktinnovationen und erhalten somit immer neue Anknüpfungspunkte, Ladeprodukte an ihre Kunden weiter zu verkaufen. Wir treten als smartlab oder als ladenetz nicht ursprünglich an den Endkunden heran. Da wir eine kommunale Tochter sind, bieten wir den kommunalen Unternehmen unsere Produkte an. Ich möchte ganz ehrlich sein, manchmal kommen wir ein bisschen in die Bredouille, wie wir unser Geschäftsmodell jetzt genau schneiden, weil wir durchaus auch Anfragen von nicht kommunalen Unternehmen haben, Bündlern von Elektromobilitätsinfrastruktur. ...aber auch vom Endkunden. Immer mehr Anrufe von Endkunden bedeuten aber letztendlich auch, immer mehr Interessenten und in der Schlussfolge auch immer mehr Möglichkeiten, unser Thema nach außen zu transportieren. Wir werden als smartlab unser Geschäftsmodell dahingehend anpassen. Sie sehen, dass man sich neu orientieren und im Grunde auch erfinden muss.



Bild 7

Für uns als junges, innovatives Unternehmen, mit starker Forschungsanbindung ist es besonders wichtig, dass wir verschiedene Ansätze einkreisen (Bild 7). Einen Rahmen für die Themen setzen, die unsere geschäftliche Zukunft bilden. Ganz klar das Plädoyer auch an der Stelle für kommunale Versorger, Dezentralität und auch die Stärkung von dezentralen Ansätzen mit offenen Standards und offenen Protokollen, an denen jeder partizipieren kann und wo jeder sein Geschäftsmodell und seine Innovation dann draufsetzen kann. Das ist im Grunde noch einmal das, was ich gerade angeführt habe, in ein Foto gefasst. Mein Schlusswort: „Let's econnect!“ ...

11 Energy2market

Andreas Keil, Energy2market GmbH, Leipzig

Ich bin Gründer und Geschäftsführer der Energy2market, oder wie wir kurz sagen „e2m“, und ich freue mich sehr, dass am heutigen Abend neben etablierten Unternehmen auch Newcomer zu Wort kommen dürfen. Es geht um Geschäftsmodelle, und wir haben heute viel über Visionen und Zukunft gehört. Ich möchte über unser Geschäftsmodell sprechen, das Realität ist. Warum? Wir sind tatsächlich ein unabhängiges Unternehmen und das heißt, von dem was wir tun, müssen wir auch leben.

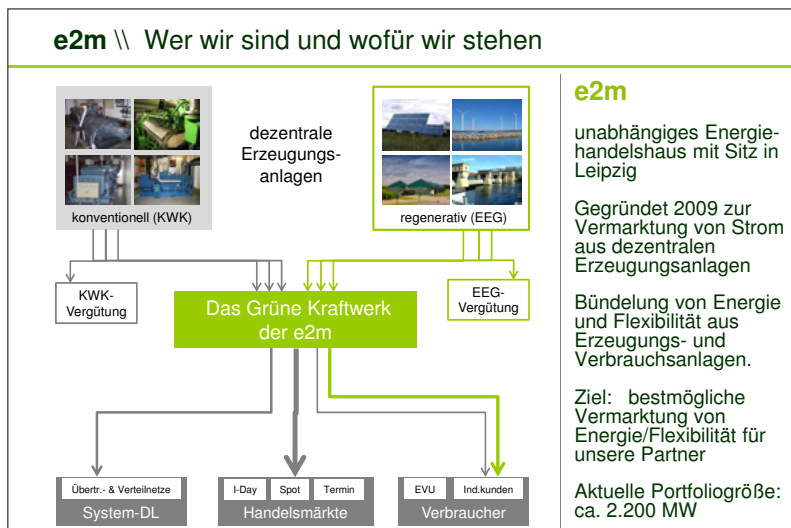


Bild 1

Was tun wir? Wir machen im Grunde etwas ganz Einfaches und das ist heute schon ein paar Mal genannt worden (Bild 1). Wir bündeln dezentrale Erzeugungsanlagen und bringen deren Energie in Märkte. Warum? Weil sie da üblicherweise noch nicht ist. Die meisten der dezentralen Erzeugungsanlagen werden über das EEG oder KWKG vermarktet und entsprechend haben wir es mit relativ kleinen Erzeugern zu tun, die keinerlei Marktzugänge haben, die aber daran interessiert sind, mit dem, was sie tun, mehr Geld zu verdienen. Das ist letztlich auch der Ansatz, über den wir herangehen, um diese Anlagen zu bündeln. Unsere Erzeuger kennen im Grunde immer nur zwei Fragen. Die erste Frage ist: Was gibt es über die Förderung hinaus? Und die zweite Frage ist: Was muss ich dafür machen? Wenn Sie diese zwei Fragen hinreichend beantworten können, funktioniert das.

Damit ist gesagt, dass die Energy2market vom Grundsatz her ein Energiehandelshaus ist, das über die Bündelung dezentraler Anlagen im Markt auftritt. Will man die Energie aus diesen Anlagen vermarkten, gibt es im Wesentlichen drei Wege. Zum Ersten sind das die Handelsmärkte, die uns tendenziell die liebsten sind. Sie sind nahezu unbegrenzt liquide, d.h. ich kann immer Strom kaufen oder verkaufen. Aber er ist auch sehr transparent und die Wertschöpfung daher begrenzt.

Der zweite Weg ist alles, was in irgendeiner Form mit Verbrauchern zu tun hat. Da wir kein klassischer Versorger sind und daher in Versorgungsfragen nur begrenzte Ressourcen haben, arbeiten wir sehr gern mit EVU zusammen, insbesondere bei der Schaffung regionaler Produkte.

Der dritte Vermarktungsweg besteht in der Erbringung von Systemdienstleistungen, insbesondere Minutenreserve und Sekundärreserve. Wir können uns perspektivisch aber auch vorstellen, zur Stabilität in den Verteilnetzen beizutragen.

e2m \ \ Alles, was man zum Handeln braucht.	
	<p><u>Die e2m verfügt über:</u></p> <p>40 Mitarbeiter mit langjähriger Erfahrung im Energiehandel und der Versorgung</p> <p>Umfangreiches Know-how bei der Vermarktung von</p> <ul style="list-style-type: none"> - Erzeugungsmengen - Grüner Energie <p>sowie beim Aufbau und Betrieb virtueller Kraftwerke</p> <p>geeignete Systeme für</p> <ul style="list-style-type: none"> - Erzeugungsprognosen - Energiehandel / -transport - Versorgung von Kunden - Bündelung von Erzeugungsanlagen (virt. KW) <p>Marktzugang zu Handelsplätzen, EVU & Letztverbrauchern</p>
<p>Trading-Floor der e2m \ \ Hier werden von unseren Spezialisten die Erzeugungsmengen vieler dezentraler Kraftwerke gebündelt, prognostiziert und vermarktet. Analysten und Händler beobachten die Marktentwicklung, bewerten Risiken und nutzen Chancen. Über die Leitstelle unseres virtuellen Kraftwerks wird die Energieproduktion fortlaufend überwacht.</p>	

Bild 2

Was braucht man, wenn man so etwas macht? Man braucht in erster Linie Systeme und Leute, die das können (Bild 2). Die Energy2market ist jetzt 40 Mann stark. Der Hauptsitz ist in Leipzig und wir haben noch ein Büro in der Nähe von Hamburg. Da wir oft ein wenig belächelt werden, lasse ich einen Blick in unser Portfolio werfen. Aktuell vermarkten wir knapp 2200 MW. Das ist von dem, was im Rahmen der Direktvermarktung EEG vermarktet wird, ungefähr 10% des Marktes. Wir sind sehr froh, dass wir als unabhängiger Player viele der dezentralen Erzeuger hinter uns bringen konnten, nicht zuletzt weil dies zu vielfältigeren Strukturen in der deutschen Energiewirtschaft führt.



Bild 3

Kernstück unserer Aktivitäten ist unser virtuelles Grünes Kraftwerk, über das wir eine Vielzahl von Funktionen wahrnehmen (Bild 3). Es begann ganz einfach. Am Anfang wollten wir einfach nur online sehen, wie die Anlagen produzieren, hatten also einen Nur-Lese-Status. Im nächsten Schritt haben wir über das ganze Thema der Minuten- und Sekundärreserve temporär auf die Erzeugung Einfluss genommen. Mittlerweile fahren wir die ersten Anlagen sogar durchgängig mittels Fernsteuerung. Das versetzt uns in die Lage, in Zukunft zielgerichtet Energie zu produzieren und diese über die besagten drei Wege zu vermarkten.



Regelleistung / Anbieter

Präqualifizierte Anbieter je Regelernergieart Stand: 02. Februar 2012

Anbieter	PRL	SRL	MRL
Alpiq Sproetal GmbH			●
ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH			●
BalancaPower GmbH			●
CURRENTA GmbH & Co. OHG			●
E.ON Energy Trading SE	●	●	●
E.ON Westfalen Weser Energie-Service GmbH	●	●	●
EnBW Kraftwerke AG	●	●	●
Energy2markt GmbH		●	●
ernya Mitteldeutsche Energie AG		●	●
GDf SUEZ Energie Deutschland AG	●	●	●
GeneraTec GmbH			●
Infracor GmbH			●
Kraftwerke Mainz Wiesbaden AG		●	●
Lechwerke AG			●
Mark-E AG		●	●
MVJ Energie AG			●
Next Kraftwerke GmbH			●
RWE Innogy GmbH			●
RWE Supply & Trading GmbH	●	●	●
Stadtwerke Düsseldorf AG			●
Stadtwerke Hannover AG			●
Stadtwerke Leipzig GmbH			●
Stadtwerke München GmbH			●
Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG	●	●	●
Statkraft Markets GmbH	●	●	●
Steag GmbH	●	●	●
swb Erzeugung GmbH & Co. KG			●
TeraJoule Energy GmbH			●
ThyssenKrupp Steel AG			●
TWAG - Tiroler Wasserkraft AG		●	●
Tranel GmbH			●
Trimet Aluminium AG	●	●	●
Vattenfall Europe Generation AG	●	●	●
VSE AG			●
VW Kraftwerk GmbH			●
Xstrata Zink GmbH		●	●

Bild 4

Dies ist die Liste aller Teilnehmer, die von den Übertragungsnetzbetreibern für die Bereitstellung von Regelleistung zugelassen sind (Bild 4). Die blauen Punkte zeigen dabei an, für welche Regelleistungsarten der jeweilige Teilnehmer zugelassen ist. Von innen nach außen ist es die Primärreserveleistung, die Sekundärreserveleistung und die Minutenreserveleistung. Sie meisten Teilnehmer erbringen natürlich Minutenreserveleistung, da hier die geringsten Anforderungen bestehen. Sekundärreserveleistung ist da eine ganz andere Nummer. Man muss sich das praktisch so vorstellen, dass das virtuelle Kraftwerk dabei direkt am Leistungs-Frequenz-Regler des Übertragungsnetzbetreibers hängt und wenn der automatisch ein Signal sendet, muss sich bundesweit eine Vielzahl von Anlagen bewegen und das mit einem Zeitverzug von maximal 30 Sekunden.

Wir freuen uns, dass wir es Anfang des Jahres als bisher einziges virtuelles Kraftwerk geschafft haben, eine Sekundärreservezulassung zu bekommen. Das war nicht leicht und hat viele Anstrengungen und viele Diskussionen gekostet, die wir mit den Netzbetreibern im Sinne einer Weiterentwicklung auch kontinuierlich weiterführen. Dabei ist auch bei uns das Bewusstsein dafür gewachsen, dass unsere Aktivitäten mit zunehmender Größe tatsächlich systemrelevant werden. Das bedeutet auch für uns eine zunehmende Verantwortung, der wir uns, sowohl was die Verfügbarkeit, die Zuverlässigkeit und auch die Sicherheit solcher Systeme angeht, natürlich stellen und stellen müssen.

12 CeleraOne

Dr. Falk-Florian Henrich, CeleraOne GmbH, Berlin

Ich möchte heute unseren Ansatz von CeleraOne und unser Geschäftsmodell vorstellen. Zunächst möchte ich dem Münchner Kreis dafür danken, vor diesem Publikum sprechen zu dürfen. Wir sind noch ein sehr junges Unternehmen. Uns gibt es seit Mitte 2011, somit sind wir etwas mehr als ein Jahr alt. Wir haben einen sehr klaren Fokus, nämlich auf die Echtzeitanalyse von Livedatenströmen. In meinem Vortrag möchte ich einerseits verdeutlichen, was genau wir damit meinen und andererseits darauf eingehen, welche Bedeutung dieses Thema im Bereich Smart Energy haben könnte.

Gründerteam



<p>Moritz Hilger M.Sc. (computer science) Co-Founder CeleraOne</p> <p><small>Prior to founding CeleraOne, Moritz served as an algorithm engineer at TomTom developing and optimizing routing algorithms and backend software systems. Before joining TomTom, Moritz conducted research in the field of combinatorial optimization at TU Berlin. He holds several patents on accelerated route planning systems. Moritz is programming since 1995 and started C++ development in 2005.</small></p>	<p>Dr. Falk-Florian Henrich Ph.D. (mathematica), M.Sc. (mathematica) M.Sc. (computer science) Co-Founder CeleraOne</p> <p><small>Prior to founding CeleraOne, Falk served as a lead developer for large-scale recommender engines, anti-spam and fraud detection systems at VZ Networks. Falk worked also for Recommind, Inc., a leading e-Discovery provider where he developed text categorization systems. Before that, Falk worked on machine learning, data mining, and analysis of large spaces at TU Berlin. He wrote his first program in 1988 on a Robotron KC 85/1 and started learning C++ in 1997.</small></p>	<p>Tim Eggert M.Sc. (computer science) Co-Founder CeleraOne</p> <p><small>Prior to joining CeleraOne, Tim served as a system architect at Searchmetrics, a leading expert in search analytics. He also worked as backend software developer and system operator for highly scalable systems at VZ Networks. Tim is programming since 2000 and writes C++, Python, PHP and Java fluently.</small></p>
--	---	---



Bild 1

Weil wir noch so neu mit dabei sind, zunächst ganz kurz zu dem Gründungsteam, was sich hier im Prinzip vorstellt (Bild 1). Im Wesentlichen sind das drei Personen, und ich kann mich auch durchaus auf meinen Vorredner Herrn Peters von IBM beziehen, denn IBM ist für uns ein wirklich großes Vorbild. Er sagte in seinem Vortrag, dass eben IBM im Bereich der Daten zuhause ist und in unserem Fall als Spezialanbieter gilt Gleiches. Wir sind im Bereich der Datenströme zuhause. Das ist speziell mein Zuhause. Ich war zuvor bei VZ Netzwerke tätig. Dort hatten wir im Betrieb die größte Internetplattform Deutschlands. Man kann sich das ungefähr so vorstellen, dass das Requestaufkommen dort pro Tag ca. 800 Millionen Requests, also Zugriffe auf diese Plattform, bedeutete, was in ihrem Bereich eventuell der Menge entspricht, die entsteht, wenn alle 15 Minuten jeder deutsche Haushalt per Smart Meter ausgelesen wird. Somit hatte ich da auch Gelegenheit, mit Massendaten Erfahrung zu sammeln und war hauptsächlich im Bereich verteilter Systeme, Recommender Systeme und allerlei Backend Sachen tätig.

Mein Kollege Moritz Hilger vertritt sozusagen die Netzseite und ist in den Netzwerken zuhause. Er war mehrere Jahre bei TomTom als Algorithmus Ingenieur tätig und ist Experte

für Routing, wo er auch einige Patente hält. Schließlich Tim Eggert, der ebenfalls mit mir zusammen bei VZ war und dort auch erhebliche Erfahrungen im Bereich verteilte Systeme gesammelt hat. Daher war es für uns kein großer Schritt, uns auf dieses Thema Echtzeitanalyse und Livedatenströme zu fokussieren. Es war im Gegenteil relativ naheliegend.

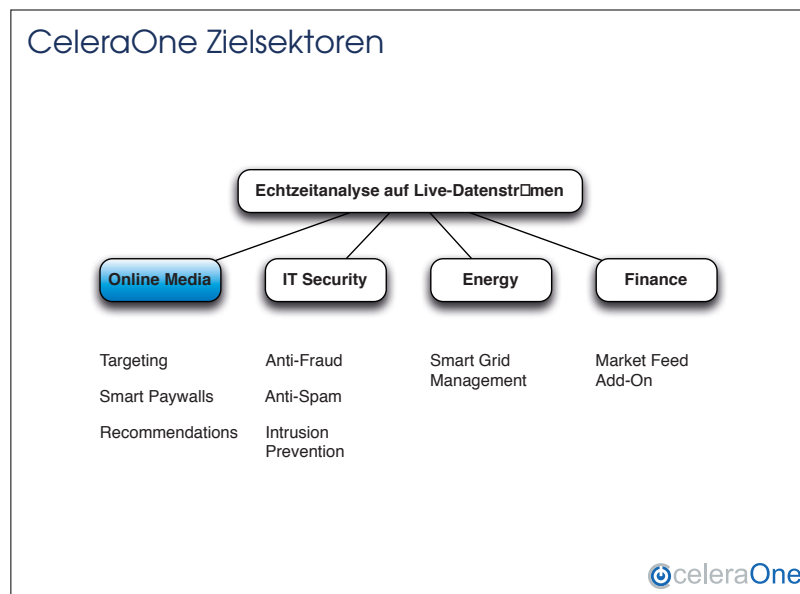


Bild 2

Wir betrachten das ganze Thema als Sektor übergreifendes Thema (Bild 2). Das bedeutet, dass wir daran arbeiten, eine zentrale Technologie voranzutreiben und Schritt für Schritt diese Technologie in mehreren Sektoren einsetzen möchten. Der erste Sektor ist dabei für uns sicherlich nicht der Energiesektor gewesen sondern der Bereich Onlinemedien, weil wir dort einerseits sehr genau Bescheid wissen und weil dort andererseits eben der Zugang deutlich leichter ist.

Welche Relevanz hat das nun für Sie? Der erste Punkt ist, dass wenn man sich jetzt Onlinemedien genauer anguckt, es auf der einen Seite Publisher und auf der anderen Seite Advertiser gibt. Wir sind z.B. mit den Advertisern im Geschäft und bauen für diese Plattformen, welche Werbung ausspielen. Werbekampagnen lösen in den Computersystemen ähnlich krasse Lastschwankungen aus wie z.B. regenerative Energien in den Stromnetzen. In den Peaks stellt es diese Systeme vor große Herausforderungen und deshalb ist es aus der IT-Sicht durchaus vergleichbar mit dem, was auf Sie sicherlich zukommen wird, wenn Sie von der Phase der Modellprojekte in die Phase einer wirklich flächendeckenden Ausbreitung von Smart Grids kommen. In der IT-Security sind wir ebenfalls bereits tätig. Darauf möchte ich jetzt nicht eingehen.

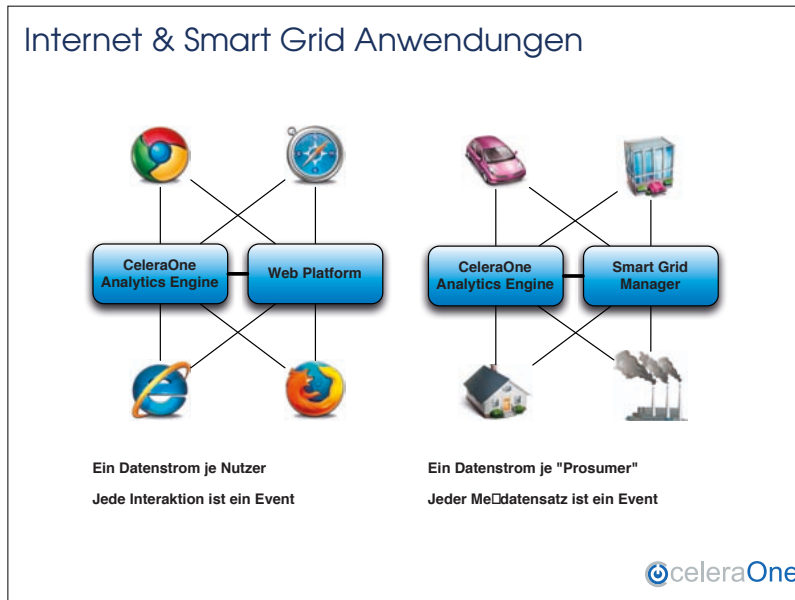


Bild 3

Wir sehen insbesondere auch Smart Energy als einen wesentlichen Punkt, den wir in unserer Strategie gern berücksichtigen möchten (Bild 3). Warum soll dies nun aus der technologischen Perspektive Ähnlichkeiten aufweisen? Darauf möchte ich jetzt kurz eingehen, und zwar anhand des Beispiels einer typischen Webplattform auf der einen Seite, die ich durch ein Viereck symbolisiert habe. Die Kreise ringsherum sind die verschiedenen aktiven Nutzer einer solchen Plattform. Das Verhalten dieser Nutzer ist durchaus vergleichbar mit dem Aufkommen von einzelnen Messdatensätzen in einem größeren Smart Grid. Im Falle einer solchen Webplattform könnte man sich das so vorstellen, dass jeder Zugriff auf diese Plattform ein Ereignis, einen Event, auslöst und dass sozusagen jeder Nutzer einen kompletten Datenstrom generiert. Analog dazu werden im Fall des Smart Grids die daran teilnehmenden Stationen durch den Strom dieser Messdaten modelliert. Dadurch gibt es unserer Meinung nach auf der technischen Seite zwischen den Bereichen durchaus Kongruenzen.

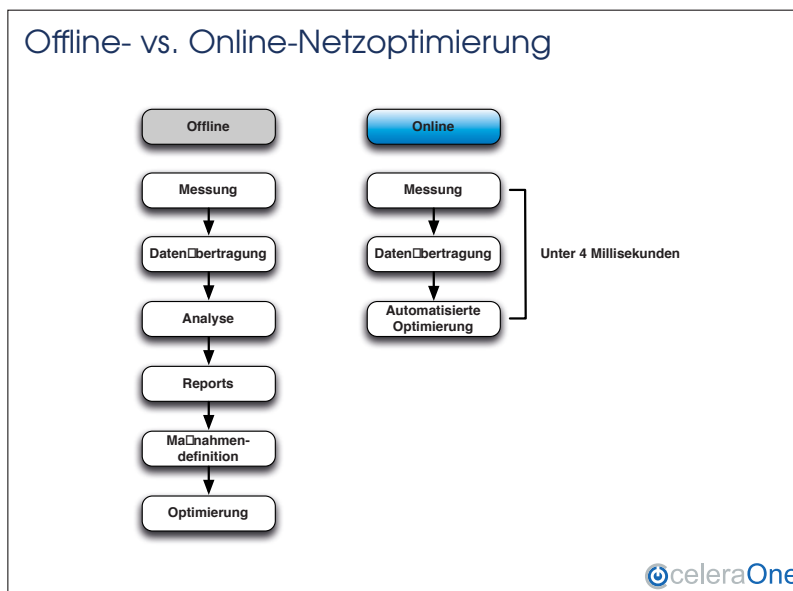


Bild 4

Wenn wir dies jetzt mit der Erkenntnis verbinden, dass wir in Zukunft nicht mehr offline Optimierungen vornehmen möchten sondern gern online Optimierungen vornehmen möchten, stellt sich auf der technischen Seite ein gewisses Problem (Bild 4). Traditionellerweise hat man in einem Optimierungsprozess die auf der linken Seite dieser Folie aufgeführten Schritte, und insbesondere kann man sich beliebig viel Zeit lassen für diese Schritte. Man kann dazwischen Pausen machen, und man kann die Schritte auch manuell ausführen. Diese Möglichkeiten entfallen auf jeden Fall, wenn dies online durchgeführt werden soll. Abhängig von den konkreten Anforderungen ist man dann gezwungen, den gesamten Zyklus innerhalb weniger Millisekunden oder sogar unterhalb des Bereichs einer Millisekunde durchzuführen. An der Stelle möchte ich auf zwei technologische Probleme eingehen, die hier entstehen, und auch in den vorangegangenen Vorträgen bereits angesprochen wurden (Bild 5).

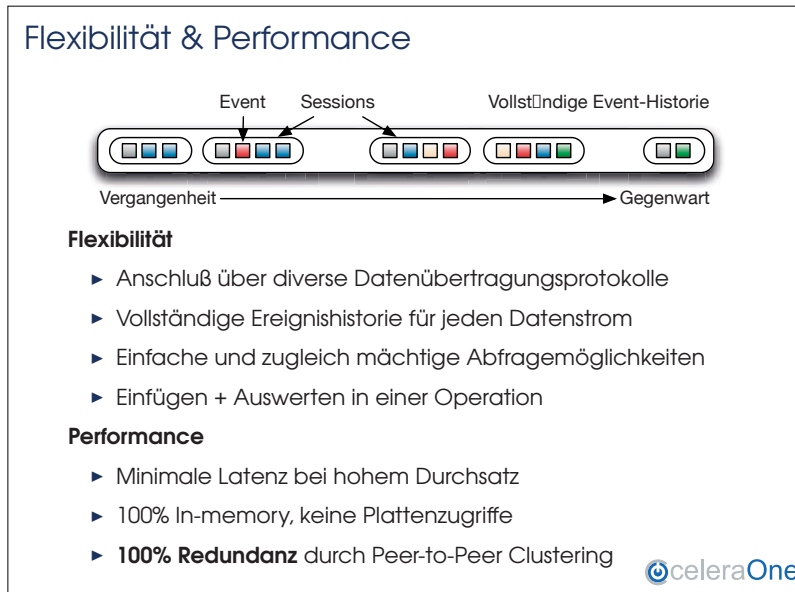


Bild 5

Herr Dr. Breuer bezog sich auf ein Modellprojekt, und wenn ich mich richtig entsinne, nahmen an diesem Smart Grid Modellprojekt ca. 700 Kunden teil. Jetzt muss man sich durch den Kopf gehen lassen, was passiert, wenn man diese Zahl 700 mit z.B. 10.000 multipliziert und welche Einwirkungen dies wohl auf die verwendete IT-Architektur hat. Zumindest aus meiner Erfahrung, nicht aus dem Bereich Smart Grids sondern eben aus der Internettechnologie, wird dies traditionellerweise dazu führen, dass die erste Technologie weggeworfen wird, dass die zweite Architektur gebaut wird und dass die dann ebenfalls weggeworfen wird, um beim dritten Schritt zu einer performanten und leistungsfähigen Architektur zu kommen.

Dieselbe Problematik dieser sozusagen kompletten Architekturaustauschreihe wird ebenfalls durch die Tatsache hervorgerufen, dass wir jetzt ein Latenzproblem bekommen, wenn wir innerhalb einer Millisekunde Auswertungen auf Datensätzen durchführen sollen. Das ist ebenfalls ein Punkt, der dort definitiv durchschlagen wird.

Wie können wir jetzt einen Beitrag leisten, um diese Probleme zu lösen? Das habe ich versucht, hier darzustellen. Unser Ansatz ist, dass wir nicht den Zähler in den Mittelpunkt stellen, der heute Abend schon sehr oft erwähnt wurde, sondern dahingegen einen Datenstrom oder eine Historie von Messevents oder Messdatensätzen in den Mittelpunkt stellen. Das bedeutet, dass die einzelnen Smart Meters Messdatensätze generieren, die einer Historie hinzugefügt werden, und diese Historie wird von einem Softwaresystem auf äußerst performante Art und Weise für Onlineanalysen bereitgestellt. Performanz heißt in dem Fall, dass man wirklich eine sehr geringe Latenz hat. Abhängig von dem verwendeten Datenübertragungsprotokoll liegt eine solche Latenz deutlich unterhalb einer Millisekunde.

Die zweite wichtige Sache auf der Seite dieser Performance Argumentation ist, dass man dort auch eine Abkehr schaffen muss von sämtlichen Systemen, die nicht in Memory laufen. Meiner Ansicht nach und ich denke, in dem Fall habe ich schon Erfahrungen gesammelt,

wird man auf die Nase fallen, wenn man sich dort an klassische traditionelle IT- Architekturregeln hält, die dann eben häufig in größere Latenzen münden.

Auf der anderen Seite sehe ich es als wichtigen Punkt an, dass ein solches Softwaresystem, welches diese Live Optimierungen durchführt, auch eine große Flexibilität aufweist. Flexibilität bedeutet, dass Sie als Nutzer eines solchen Systems schnellstmöglich und ohne riesigen IT-Projektaufwand diese Steuerungsmechanismen, die dort implementiert sind, auch wieder ändern können, abschalten können oder nach Belieben modifizieren können. Dieser Punkt wird in sehr vielen IT-Projekten auch leider missachtet, indem Steuerungsmechanismen hart in eine Systeminfrastruktur kodiert werden, welche am Ende nur noch durch extrem hohe Aufwände modifizierbar ist. Da wollen wir auch einen Punkt setzen und Möglichkeiten anbieten, das deutlich flexibler zu gestalten.

13 Diskussion

Smart Energy – Geschäftsmodell und Roadmap

Moderatoren:

Prof. Dr. Jörg Eberspächer, Technische Universität München

Prof. Dr. Heinz Thielmann, Emphasys GmbH, Heroldsberg

Prof. Thielmann:

Wir gehen zur offenen Diskussion über. Ich hoffe, dass wir mit den Kurzvorträgen heute Abend schon einen gewissen Beitrag geleistet haben, dass dieses komplizierte Feld der Energiewende schrittweise diskussionsfähig gemacht wird, wozu der Münchner Kreis eine gute Plattform bietet. Wir würden uns freuen, wenn wir in dieser Form auch nach dem heutigen Abend weitere Veranstaltungen mit Ihnen durchführen können. Insofern ist auch geplant, dass wir keine langen Vorträge sondern eine lange Diskussion wollen.

Als ersten Punkt möchte ich in den Raum stellen, ob es Fragen zu den „Baustellen“ in den Darstellungen von Herrn Dr. Heuell gibt. Wir wollen wirklich eine offene Diskussion haben, bei der am Ende herauskommen sollte, wo Handlungsbedarf ist, den wir auch dokumentieren und mit dem wir in die nächste Runde gehen können.

Dr. Martiny, amontis consulting:

Ich würde gerne anregen, dass wir die Folie von Herrn Kleemann auf den neuesten Stand bringen. Bernd (Kowalski) kannst Du alles, was im Verantwortungsbereich der Ministerien der Beteiligten einschließlich der vorgesehenen PTB - Anforderungen 50.8 liegt, zusammenstellen lassen? Könnte man da ggf. dahinter schreiben, was zu den einzelnen konkret Punkten geplant ist, damit man sich möglichst frühzeitig darauf einstellen kann?

Herr Kowalski:

Ich kann natürlich jetzt keine Aussage zum Arbeitsstand der Verordnung im Ministerium treffen. Es ist sicher von der Darstellung her richtig, dass diese Verordnungen in Arbeit sind. Insofern haben sie schon mal den Status unbekannt verlassen. Soviel kann ich dazu sagen. Herr Kleemann hat auch deutlich gemacht, dass die technischen Vorgaben, die vom BSI bereitgestellt werden, also Schutzprofile und Richtlinie, zeitgleich zum Ende des Jahres fertiggestellt sein müssen. Dazu kommt noch die Kosten-Nutzen-Analyse, die im Laufe des Januars fertiggestellt wird und gemeinsam mit dem Verordnungswerk zur Modifizierung vorgelegt werden soll. Der Zeitplan sieht schon so aus, dass dann eine Verabschiedung noch im nächsten Jahr erfolgen kann. Soviel zum groben Zeitrahmen.

Dr. Thies, VDE:

Wir erarbeiten internationale Normen im Bereich der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik; aber meine Frage bezieht sich nicht auf die Normung sondern auf dieses Bild. Wenn man Baustellen sieht, gibt es in der Regel immer eine Umleitung. Wo könnten wir uns vorstellen, hier eine Umleitung einzubauen, falls das alles nicht funktioniert?

Herr Kowalski:

Zum Thema PKI kann vielleicht noch kurz etwas sagen. Herr Heuell, Sie haben vollkommen Recht. Wir brauchen allein schon für die Tests Geräte im Entwicklungsstadium eine PKI-Infrastruktur und wir sind in der Diskussion mit dem BMWi, so dass wir eine Lösung auch in Zeit zur Verfügung stellen können. Das wird eine Kombination aus technischer Vorgabe und dem SZV sein, wie dann im Betrieb diese Root PKI funktionieren soll. Wir gehen aber davon aus, dass die PKI Lösungen, die gebraucht werden, auf denen wir aufsetzen können, im Markt schon vorhanden sind, so dass wir hier keine völlig neue Technologie entwickeln

und dass die Diensteanbieter, die im Markt derartige Lösungen heute anbieten, das auch im Bereich der Energiewirtschaft machen können.

Prof. Thielmann:

Gibt es Fragen zu den anderen Vorträgen oder allgemeine Beiträge zu unserem Thema?

Dr. Martiny:

Ich möchte zusammenfassen, was ich gehört habe. Ich habe gehört, dass die EVUs sich so langsam aber sicher zum Energiedienstleister entwickeln, und ich habe auch gehört, dass es vielleicht einen neuen Dienstleister, nämlich den Datenaggregator geben wird. Was mich etwas wundert bei den Beispielen, die wir heute gehört haben, ist die Frage der Preisabrechnung. EVUs sind keine ITler und wir haben in der Betriebswirtschaft, Herr Picot, gelernt, dass wir irgendwann mal, weil wir z.B. Strümpfe produzieren, vielleicht unsere Datenverarbeitung auslagern sollten, sprich: Outsourcing der Datenverarbeitung. Wie ist das bei den Energieversorgern? Das sind ja wohl auch keine IT Dienstleister, sondern die produzieren und verteilen Strom. Meine Frage also: Was ist, wenn wir durch Elektromobilität Energie-Roaming bekommen? Wie sieht es dann mit der Verrechnung der erfassten Verbrauchsdaten aus? Werden die EVUs die Abrechnungen untereinander selbst vornehmen oder ist das ein Geschäftsmodell für den Datenaggregator?

Prof. Thielmann:

Ist das eine Frage an die Energieversorger?

Dr. Martiny:

Das ist eine Frage, die ich gerne diskutieren würde.

Prof. Thielmann:

Wir haben alle vier großen Energieversorger im Raum. Herr Dr. Breuer vom RWE. Von E.ON sind ein, zwei Personen da, von Vattenfall und von EnBW. Herr Dr. Breuer, würden Sie dazu Stellung nehmen?

Dr. Breuer:

Die Frage überrascht jetzt nicht wirklich. Ich möchte es einmal so sagen: Wenn ich mit E-Mobility anfangen, sind wir Deutschlands größter Infrastrukturbetreiber im Bereich E-Mobility. Entscheidend bei diesem Thema sind Lösungen für Abrechnung und Roaming. Andernfalls dürfte das Geschäftsmodell zum Scheitern verurteilt sein. Das Thema Abrechnung spielt auch im Bereich Metering eine große Rolle und ist traditionell die Kernkompetenz eines jeden EVU. Wir sind aber nicht nur Netzbetreiber. Ich sprach bereits die Differenzierung von Rolle und Funktion an, die über den Aspekt Rhythmus weit hinaus geht. In der Tat ist es so, dass wir eine entsprechende Infrastruktur und dafür qualifiziertes Personal haben, das sich mit dem Thema auseinandersetzt. Die spannende Frage ist - und die stellen Sie vollkommen zu Recht -, in welcher Art und Weise wir das zukünftig selbst machen, wenn wir perspektivisch über Viertelstundenauslesung reden. Meine Antwort dazu lautet: Wir möchten auf jeden Fall die Marktrolle behalten. Die Frage, ob wir Dienstleister hinzuziehen, stellen wir uns auf jeden Fall, stellen wir uns schon heute und natürlich auch in der Zukunft. Wir haben bereits heute Dienstleister im Unternehmen, die für uns bestimmte Aufgaben übernehmen. Aber es ist ganz wichtig, hier zwischen der Marktrolle und der Verantwortung für eine Funktion zu unterscheiden und dem, der sie schlussendlich ausführt. Also, da möchte ich nicht pauschal sagen, dass wir das als Dienstleister alles mit eigenen Ressourcen machen können. Klar ist auch heute schon, dass wir auch in Zukunft für das Geschäft verantwortlich bleiben wollen.

Dr. Fiedeldey, Allgäuer Überlandwerk:

Wir haben die Stellungnahme von Landis + Gyr zu dem Thema gehört. Irgendwo tritt ein Punkt auf, der Kosten-Nutzen-Analyse heißt. Wir reden hier über Geschäftsmodelle und am Ende des Tages stehen wir als Energieversorgungsunternehmen dann beim Kunden und müssen dem diese Technologie verkaufen und der stellt uns die Frage nach dem Nutzen. So ein Smart Meter kostet künftig laut Studien zwischen 180 und 210 € im Jahr. Sie zahlen heute, wenn Sie Ihre Stromrechnung richtig interpretieren können, für einen Ferraris Zähler etwa 24 € im Jahr. Das Thema wird Kunden nur schwer zu vermitteln sein. Wenn ich die heutigen geplanten Einführungsgrenzen von 6000 kWh/a sehe, stellt sich eine Frage: Wie kriegen wir den künftigen immensen Kostendruck in diesem Segment in den Griff? Durch Bündelung vieler kleiner – wir tun das in der Trianel oder in anderen regionalen Kooperationen – versuchen somit diese Prozesskosten zu beherrschen. Wir werden nicht hingehen als Energieversorgungsunternehmen, sprich: als kleines oder mittleres Unternehmen, Systeme zu entwickeln - dafür haben wir nicht die Manpower und auch nicht das Knowhow - und werden uns Dienstleistungsunternehmen bedienen. Wir entwickeln auch keine Abrechnungssysteme, wir betreiben sie nur. Aber die Kompetenz der Abrechnung ist ähnlich wie heute Datensammeln beim Kunden, eine Aufgabe, die überwiegend dezentral, sprich durch uns erfolgen wird. Zu der Frage der Abgrenzung zwischen dezentralen und zentralen Aufgaben gibt es sicherlich vonseiten der Industrie eine ganz andere Vorstellung als wenn ich mich mal auf die Seite der Energieversorger stelle. Mein ingenieurmäßiger Ansatz ist, im ersten Schritt den Nutzen zu analysieren und wenn ich diesen beziffern kann, dann zu ermitteln, in welchen Segmenten die Technologie gewinnbringend eingesetzt werden kann.

Frau Meinel:

Ich würde das nur noch mal unterstützen. Als mittelgroßes oder fast schon großes EVU haben wir natürlich alle nicht nur den Anpassungsbedarf, dass wir in eine neue Marktrolle oder eine veränderte Marktrolle im Bereich Abrechnung hineinwachsen müssen. Wir gehen im Grunde davon aus, dass wir unsere bisherigen Abrechnungssysteme auch in der Form überhaupt nicht weiterbetreiben können, also dass wir diesen berühmten disruptiven Ansatz, den ich heute gelernt habe, auch im Bereich der Abrechnung erfahren werden. Es geht im Grunde nur über Bündelung an der Stelle. Es sind Massenprozess gleich Skalierbarkeitseffizienz gleich Kooperation, wenn man von Verteilernetzen spricht.

Prof. Picot:

Mir ist bei den Geschäftsmodellen und den Perspektiven für Geschäftsmodelle aufgefallen, dass eigentlich relativ wenig über Speicher gesagt wurde. Ich meine, die Speicherproblematik ist eine mögliche Achillesferse der ganzen Energiewende. Es ist zwar etwas über Elektromobilität gesagt worden, aber wir wissen alle, dass es ein langer Weg ist, bis wir dort sind. Und es ist auch nur eine Teillösung. Aber es wird eine interessante Teillösung sein. Speicher in hybriden Netzansätzen - etwa in Kombination von Strom- und Gasnetz - sind meines Erachtens eine sehr interessante Perspektive, und zwar auch unternehmerisch und für viele der Player, die hier sitzen. Aber es ist bisher keinmal das Wort „Power-to-Gas“ gefallen. Ich möchte fragen, ob das als ein Geschäftsmodell gesehen wird und wenn ja, unter welchen Bedingungen. Ich weiß, dass da noch einiges technisch zu tun ist. Aber im Prinzip funktioniert es ja, und Power-to-Gas hat in Deutschland eigentlich sehr gute Voraussetzungen.

Meine zweite Frage betrifft den Datenzugang. Wir haben sehr viel über Daten gehört, Massendaten, Datenaggregationen, neue Geschäftsmodelle, die auf Daten aufsetzen. Wie sieht es aus? Haben wir schon genügend Regelungen oder Voraussetzungen dafür, dass junge Unternehmen – ich denke an einige, die sich hier vorgestellt haben – auch an die Daten herankommen? Oder müssen wir hier noch nacharbeiten? Es ist ja nicht so selbstverständ-

lich, dass man zu all den Sensordaten, Verbrauchsdaten, Bestandsdaten und sonstigen Umgebungsdaten, die man für ein Geschäftsmodell braucht, Zugang hat, um dann daraus etwas Interessantes zu bauen. Ich habe den Eindruck, dass wir uns im allgemeinen Datenrecht, was die Eigentumsrechte an Daten betrifft, zum Teil noch in einer Grauzone bewegen und auch im wettbewerbsbezogenen Datenrecht. Wann müssen z.B. Stadtwerke, die Daten ihrer Kunden und sonstige Daten des Energiesystems haben, die Daten zugänglich machen? Ich weiß, dass da im Messstellenbereich einiges gemacht worden ist, bin mir aber nicht ganz sicher, ob es wirklich nur um die Messdaten oder auch um andere Daten geht, auf die man hier zugreifen können muss. Wann sind diese Daten völlig proprietär, wenn eine essential facility, für die man einen Zugangsanspruch hat, wann ein öffentliches Gut, an das jeder ran kann, usw.? Das kann eine sehr wichtige Voraussetzung für viele Geschäftsmodelle sein.

Als drittes möchte ich fragen, wenn ich die Stadtwerke hier gehört habe – und ich finde das toll, dass die so lebendig sind und so vieles probieren -, dann habe ich den Eindruck, dass jetzt die Stadtwerke auf dem Weg sind, vorwärts, zum Teil auch rückwärts, zu integrieren und neue integrierte EVUs zu werden. Ist das ein haltbares Geschäftsmodell, weil wir wissen, dass es hier auch Größeneffekte gibt und Skalenvoraussetzungen? Sind die dann erfüllt, wenn Stadtwerke zum einen Windparks in der Nordsee betreiben und andererseits vorwärts integrieren und die Messstellen und alles Mögliche auf der Kundenseite machen? Wir wissen, dass die riesigen EVUs damit ihre Schwierigkeiten hatten. Mich würde interessieren, wie weit die vertikale Integration der kleineren bzw. regionalen Versorger im Rahmen dieser Energiewende geht.

Prof. Eberspächer:

Gibt es zu dem ersten Komplex - Speicher – einen Beitrag?

Dr. Breuer:

Sie haben vollkommen zu Recht die Frage gestellt. Eine flapsige Antwort: ich hatte leider nur zehn Minuten Zeit. Das Thema Hybridnetze, das Sie mit Power-to-Gas angesprochen hatten, dürfte ein großes Potenzial haben. Man kann darüber diskutieren, wieweit die Technik mit der Methanisierung im Moment der beste Pfad für die Zukunft ist. Im nächsten Jahr werden wir beispielsweise im münsterländischen Ibbenbüren eine Demo-Anlage in Betrieb nehmen, mit der die „Wasserstoff-Variante“ praktisch erprobt wird, als einen anderen Weg einschlagen. Es wird sicherlich immer mehr Projekte rund um Power-to-Gas geben. Generell haben wir im Konzern sogar ein Kompetenzcenter, das sich das Thema Speicher anschaut. Ich teile aber auch da Ihre Meinung zum Thema Elektromobilität, dass das nicht die eine große Lösung im Speicherbereich sein wird. Sie fragten auch, wie marktfähig oder welche Marktbedingungen das braucht. Das hängt entscheidend von der Marktrolle eines Speicherbetreibers ab, was wir uns momentan sehr detailliert in zwei Richtungen anschauen. Zum einen brauche ich als Netzbetreiber Speicher, und wir stellen uns intensiv die Frage, wie ich als Netzbetreiber vielleicht eigene Speicher aufbauen kann, welche Standorte sinnvoll sind und wie wir die bewirtschaften können. Ein entscheidendes Kriterium ist dabei die Flexibilität. Gleichzeitig ist es aber auch eine Marktchance für Vertriebsunternehmen. Da stellt sich die Frage, ob vielleicht Vertriebe uns als Netzbetreiber zukünftig diese Flexibilität am Markt einfach zur Verfügung stellen können. Das ist noch nicht final geklärt. Das sind die zwei Baustellen. Auf der einen Seite die Technologie ins Netz zu bringen. Wir müssen damit Betriebserfahrung sammeln, ob das passt. Auf der anderen Seite die Marktregeln entsprechend justieren. Aber es ist ganz klar eines der wichtigen Themen.

Prof. Eberspächer:

Noch etwas zum Thema „Speicher“?

Prof. Kolbe:

Ja, direkt zu den Ausführungen bezüglich Speicher und Elektromobilität eine kurze Ergänzung. Ich teile die Ansicht, dass uns die Thematik Mobilität und Speicher natürlich noch über einen langen Zeitraum begleiten wird. Ich möchte jedoch den Blick nicht nur auf den Bereich B2C lenken sondern auch auf Speicher im Business-to-Business Umfeld. Es wird z.B. voraussichtlich ab 1. Januar ein Projekt geben, was auch wieder vom BMWi gefördert wird, in dem man anhand eines konkreten Beispiels versucht, beide Themen - also Mobilität und Speicherung - zu verbinden. Das Containerterminal im Hamburger Hafen hat mittlerweile eine große Anzahl automatisch fahrender batteriegetriebener Fahrzeuge, die die Container bewegen. Sie müssen sich vorstellen, dass das relativ große Batterien sind - ein Fahrzeug kostet ungefähr eine halbe Million und die Batterie 80% davon. Man überlegt dort auch und das ist die konkrete Verbindung zu den Geschäftsmodellen, dass diese Fahrzeuge nicht immer gleich belastet sind. Da das viele Fahrzeuge mit großer Speicherkapazität sind, überlegt man sich neue Geschäftsmodelle für einen Betreiber des Hafens z.B. in Zeiten, wo diese Fahrzeuge nicht benutzt werden, diese Energie wieder in das Netz einzuspeisen. Dazu haben wir noch den Vorteil, dass es natürlich um regenerative Energien geht, die aus der Windkraft dort direkt verbraucht werden, also nicht die Überleitungsnetze belasten und sich Energieversorger wie Vattenfall überlegen, wie sie sich da entsprechend positionieren. Das sind Dinge, die jetzt schon konkret laufen, und im Testversuch in den nächsten Jahren passieren. Es ist natürlich wie gesagt im Pilotversuch. Aber man darf das Thema Speicher nicht nur für den Endkundenbereich sehen. Das ist noch ein sehr langer Horizont. Ich denke, dass es da vielleicht sogar eher Potenziale in solchen Anwendungsbereichen wie z.B. Containerterminal, Vorfeldfahrzeuge im Flughafen usw. gibt. Wenn man die in lastschwachen Zeiten entsprechend bündelt, bei Flug- oder Landeverboten aber auch im Betrieb gibt es Ruhezeiten, die genutzt werden können, um wieder ins Netz einzuspeisen. In dieser Hinsicht gibt es schon Potenziale, die auch deutlich kurzfristiger nutzbar sind.

Prof. Eberspächer:

Vielen Dank. Dann können wir zu dem zweiten Thema „Daten“ kommen.

Dr. Wisy, EMSYCON:

Derzeit bin ich im F&N für das Projekt 2020 technisch verantwortlich. Die Baustellenfolie von Herrn Dr. Heuell und das Thema „Geschäftsmodell und Roadmap“ passen sehr gut zusammen. In der Diskussion fehlt eigentlich noch das Thema Datenschutz. Selbstredend benötigen die neuen Geschäftsmodelle natürlich den Zugriff auf Daten. Vielleicht kann Herr Kowalski gleich den aktuellen Stand dazu etwas mehr erläutern. Eigentlich sind die erfassten Messwerte - abgesehen von der Spannung - alle personenbezogene Daten und wenn das personenbezogene Daten sind, gibt es normalerweise genau zwei, die darauf zugreifen dürfen, nämlich der Letztverbraucher, wie er auf Neudeutsch heißt und der berechtigte Dritte, wer immer im Markt das auch ist. Wir reden derzeit über Inhaltsdatenverschlüsselung beim Smart Meter Gateway, was bedeutet, dass ein Dritter dazwischen nicht an die Daten herankommt. Vielleicht noch derjenige, der bilanzieren muss. Diese Baustelle muss irgendwie geklärt werden, weil die Paradigmen von einem Smart Grid, bei dem letztendlich, um steuern zu können, lokationsbezogene Messwerte benötigt werden einfach den Datenschutzparadigmen entgegenstehen. Das ist für mich eine dringend zu klärende Baustelle, weil wir sonst Geld versenken, auch Steuergelder, und am Ende wenig gewinnen werden.

Prof. Eberspächer:

Herr Kowalski, wollen Sie direkt dazu etwas sagen?

Herr Kowalski:

Das Datenschutzproblem muss natürlich im Zusammenspiel mit den Anforderungen des Datenschutzes, also Bundesdatenschutzbeauftragter, Landesdatenschutzbeauftragter, geklärt werden. Wir haben ein Thema bei den Verbrauchsdaten, die Tarifierung, wo im Prinzip bei jedem neuen Tarif geklärt werden muss, welche Daten für diese Tarifierung erhoben werden dürfen. Das muss in einem geregelten Prozess passieren. Wenn diese Daten jetzt z.B. von einer Dienstplattform auch an Mehrwertdiensteanbieter bereitgestellt werden, muss man dafür genauso nach einem Regelprozess vorgehen. Für meine Begriffe muss das auch irgendwo in einem Regulierungsrahmen stattfinden. Man kann nicht dem Betreiber der Plattform erlauben, zwar im Strom-, Gas- und Wasserbereich nach bestimmten gesetzlichen Regelungen zu verfahren und den Datenschutz nachher über Bord zu werfen, wenn es um Mehrwertdienstleistungen geht. Da muss auch geklärt werden, dass neue Dienste in irgendeiner Weise in regulatorischer Form in diese Plattform eingebracht werden und dass auch Regeln gelten, was die abgegriffenen zu verarbeitenden Daten angeht.

Herr Rajchowski, BDEW:

Wir können auch eine Lanze für das BSI brechen. Was Sie gesagt haben, ist so nicht ganz richtig. Es kann so sein, muss aber nicht. Es steht nirgendwo, dass jemand, der in der Mitte sitzt, vielleicht jetzt der Netzbetreiber, nicht in die Daten reingucken darf. Es kann geregelt werden, dass es so ist. Aber in keinem Fall ist es in Stein gemeißelt, dass es so sein wird. Wir können das auch auf die Baustellenliste „Anpassung der Verordnung“ nehmen. Es steht eigentlich schon drauf. Im Endeffekt ist es so, dass wir derzeit mit dem Rahmen, den wir haben, ganz gut dastehen. Noch mehr klären müssen wir nicht, sondern diesen schönen Regelungsrahmen ausnutzen, den wir gerade haben. Was wir vielleicht mitnehmen könnten, wenn wir noch mit den Landesdatenschützern oder den Vertretern vom BfDI sprechen wollen, ist, dass wir tatsächlich mal miteinander reden wollen. Pünktlich zum BDEW Kongress wurde auch eine Orientierungshilfe veröffentlicht mit einer Vielzahl von Anwendungsfällen, Use Cases und was alles nicht geht mit den Daten. Aber das Ergebnis wurde mit niemandem abgestimmt. Es wurde im Düsseldorfer Kreis entschieden. Sie waren sich alle einig, dass eigentlich nichts geht. Aber im Endeffekt gab es keinen Konsens und keine Diskussion mit den Anwendern, mit der Branche. Da finden wir wirklich eine gemeinsame Lösung, wenn wir zum Rollout kommen, die 6000er, oder es gibt vielleicht ein paar freiwillige Umbauten. Dann müssen wir auch gemeinsam einen Weg finden, um später zu sagen, dass das eigentlich nicht geht. Wir haben hier ein großes Datenschutzproblem. Das haben wir nicht, wenn wir jetzt den Konsens finden. Das wäre vielleicht ein Punkt, den wir auch noch mit aufnehmen können. Wir sagen, wenn wir eine Kommunikationsstrategie auch tatsächlich mit dem Ministerium, mit dem BfDI und den Landesdatenschützern zusammen fahren, dass wir dann auch eine Haken dahinter machen und gern auch alle, die in Bayern wohnen, mit dem VZBV zusammen. Weil wir im Endeffekt alle eingebunden sind und später nicht die Chance haben zu meckern.

Prof. Kolbe:

Ich wollte noch etwas zu der ganzen Datensicherheitsthematik sagen. Wenn Sie die Veranstaltung heute sehen, gehen 70, 80% der Fragen um das Thema Schutzprofil, BSI usw. Das ist zwar ein wichtiges Thema, aber wenn Sie sich einmal die internationale Diskussion anschauen – wir hatten die Grafik von Herrn Dr. Heuell gesehen – dann fragen Sie sich einmal, warum Deutschland in diesem Gebiet noch eine Innovationswüste ist? Die Antwort ist einfach, das haben wir vorhin erlebt. Es hat viel mit Gesetzgebung, regulatorischem Rahmen und vielleicht ein bisschen mit zeitlichem Verzug zu tun. Aber wir haben es auch von Brewster McCracken gehört. Fragen Sie den mal, warum das tolle Konsortium in den USA und nicht in Deutschland im Ruhrgebiet oder Niedersachsen engagiert ist.

Wir stehen uns immer selbst im Weg in diesem Thema, indem wir immer sehr stark über das Thema Datenschutz, Datensicherheit einsteigen. Ich forsche auch in dem Gebiet und weiß, dass das wichtig ist. Ich habe in einer Bank gearbeitet und weiß, dass das ein zentrales Thema ist. Aber wenn wir über Geschäftsmodelle nachdenken, müssen wir eigentlich die Geschäftsmodelle so gestalten, dass der Kunde gern seine Einwilligung gibt. Die Leute sind bei Facebook und geben ihre Daten freiwillig bekannt. Wie viele Leute von Ihnen hier im Raum geben jeden Tag persönliche Informationen von sich im Internet für Dienstleister bekannt, die Ihnen dann vielleicht ein tolles Profil liefern, irgendwelche Hinweise, wo Sie sich einen Rabatt oder einen Coupon runterladen können? In diese Richtung sollten wir eher überlegen. Dass es für die Kunden völlig außer Frage ist, dass er gern bereitwillig seine Daten alle 20 Minuten abfragen lässt, weil er dafür vielleicht durch einen Infotainmentwandel, eine Idee auch entsprechend Geld spart. Ich denke, die Diskussion haben wir immer wieder. Datenschutz und Datensicherheit sind also zweifelsohne wichtige Themen, aber wir als Deutsche stehen uns da einfach oft selbst im Weg. Wir sollten mehr die Vorteile sehen und nicht mit dem Verhindern anfangen.

Prof. Veit, Universität Mannheim:

Ich mochte den Punkt von Herrn Kolbe unterstützen und dahingehend substantiieren, dass wir gerade im Augenblick im Begriff sind, eine repräsentative großzahlige Studie aus Deutschland zu veröffentlichen, die sich mit der Fragestellung beschäftigt, welche Faktoren zur Akzeptanz der Smart Metering Technologie führen. Wir haben vorausgesetzt, dass es in nächster Zeit keine gesetzliche Regelung geben wird, dass diese Technologie verpflichtend angenommen werden muss. Insofern sind Unternehmen darauf angewiesen, dass dieser Meter sozusagen zunächst einmal freiwillig adoptiert wird. In dieser Studie, der ein ausführliches motivationspsychologisches Gerüst zugrunde liegt, stellt sich heraus, dass der Datenschutz bezüglich der Akzeptanz der Technologie heute in der Gesellschaft keine wesentliche Rolle spielt, zumindest bei der individuellen Adoption. Aber Fakt ist, dass meines Erachtens hier in Deutschland im Augenblick zwei Dinge passieren. Wir haben einerseits eine Diskussion über die Zukunft des Datenschutzes in Kreisen von Datenschützern und verschiedenen anderen Interessensgruppen. Ich bin völlig einverstanden, dass das Thema sehr wichtig ist, insbesondere wenn es darum geht, persönliche Daten zu schützen, beispielsweise Gerichtsakten über Auseinandersetzungen oder verschiedene persönliche und sensible Dokumente. Aber bei anderen Daten, die man freiwillig preisgibt, wie Konsumdaten usw., habe ich den Eindruck, dass der Datenschutz an der Realität, die in Deutschland in der Gesellschaft heute stattfindet, wesentlich vorbeigeht. Das ist ein politisches Thema, was viel zu viel Aufmerksamkeit bekommt. Wir müssen wirklich sehr genau aufpassen und die Situation differenziert betrachten, um nicht über das Ziel hinaus zu schießen und damit Technologien und Möglichkeiten für zukünftige Märkte zu zerstören. Wir hatten dieses Thema hier schon einmal im Jahr 2011, als ein Herr studiVZ vorgestellt hat und dargelegt hat, dass sein Modell letztendlich in Deutschland nicht umsetzbar ist, maßgeblich auch, weil es durch den Datenschutz verhindert wird. Wir hatten eine relativ kontroverse Diskussion dazu mit dem Herrn. Ich möchte nur warnen, auch um der neuen Generation willen und der IT-Entrepreneurs, dass wir hier eine differenzierte Diskussion führen müssen, um Chancen und Risiken Bereichsbezogen richtig zu bewerten.

Herr Uhlig, Webolution:

Wir beschäftigen uns mit Systemintegration im Smart Grid und im Smart Home und die Diskussionspunkte, an die wir jetzt gekommen sind, sind meines Erachtens unendlich markant. Das, was Sie jetzt von sich gegeben haben, zeigt eigentlich eine gewisse Nachlässigkeit und einen Mangel an Sorgfalt in der Betrachtung unserer gesellschaftlichen Systemvorstellung. Wir haben ein Grundgesetz und in dem Grundgesetz steht z.B., dass die Wohnung ein besonderer Schutz ist. Das betrifft nicht nur die informationstechnische Selbstbestimmt-

heit, sondern es bestimmt auch die funktionstechnische Selbstbestimmtheit. Hier werden jetzt ganz viele neue Businessmodelle diskutiert, und man erhebt Datenraten. Ich habe von hohen Transaktionsvolumina mit 800 Millionen Transaktionen pro Tag gehört. Da passieren gravierende Veränderungen in der Gesellschaft. Mir ist es ein besonderes Interesse zu sagen, dass das im Rahmen der gesellschaftlichen Ordnung und unserer Vereinbarung tatsächlich passiert. Ich bin so alt wie das Grundgesetz, und ich lerne jetzt, dass heute Wirtschaftsunternehmen meinen Kühlschrank, meinen Aufzug steuern und andere Dinge tun wollen, ohne sich mit mir darüber zu einigen, ob ich ihnen die Berechtigung dafür erteile. Autorisierung, Authentifizierung, Verschlüsselung und all die Dinge, die im Schutzprofil für Servicegateways gefordert sind, sind notwendige Dinge, um einen legalen und justiziablen Prozess in der Fortsetzung der normalen Geschäftswelt zu realisieren. Die ganzen sozialen Netzwerke sind tatsächlich asoziale Netzwerke und das Geschäftsmodell beruht darauf, dass man Enteignung und Entmündigung zum Prinzip erhebt. Und das darf jetzt im Rahmen von Smart X nicht zur gesellschaftlichen Regel werden.

Prof. Picot:

Ich möchte noch einmal sagen, dass ich es wichtig finde, dass Datenschutz und Privacy nochmals deutlich aufgegriffen wurden. Meine Einlassung bezog sich nicht primär auf das Datenschutzthema, welches selbstverständlich sehr bedeutend ist. Ich gebe Ihnen Recht, dass das bei einem Massendienst, der die ganze Gesellschaft erfasst, sehr ordentlich geregelt sein muss. Nehmen wir einmal an, das Datenschutzthema sei geregelt. Wer darf mit diesen wie auch immer bereitgestellten Daten arbeiten? Wer hat das Eigentumsrecht an diesen Daten? Und wer muss sein Eigentumsrecht Dritten gegenüber öffnen, wie wir es in anderen Bereichen auch kennen, z.B. bei Geodaten, vielleicht auch bei Bottlenecks der Datenbeschaffung (nicht jeder kann und sollte sich ein eigenes Sensornetz bauen müssen). Welche Daten sind öffentlich bzw. müssen auf Anfrage öffentlich gemacht werden (open data)? Da ist noch vieles unklar in unserem Rechtssystem. Das sagen uns auch die Juristen, die wir bei anderen Konferenzen gehört haben, und das ist für viele Geschäftsmodelle eine wichtige Voraussetzung. Es geht also bei der Datenproblematik nicht nur, aber auch um Privacy. Das wollte ich noch zur Klarstellung sagen.

Prof. Thielmann:

Wir haben jetzt noch Herrn Dr. Klumpp, Herrn Dr. Schmitt und Herrn Prof. Meinhardt. Ich möchte noch einmal darauf hinweisen, dass wir uns auf die Geschäftsmodelle konzentrieren sollten.

Dr. Klumpp, InstKomm:

Auf einem Chart von Herrn Kleemann stand das wichtige Wort: „Zieldatum“. Das stand aber nur in Buchstaben da und nicht in Zahlen, eine Datumszahl ist erforderlich. Aber auch ein Wort hat in der Roadmap gefehlt, nämlich das Wort „Ziel“, das ist heute Abend noch nicht gefallen. Das Ziel ist für uns die „Energiewende“, aber das ist kein „Ziel“. Wir haben es hier mit einem „Prozess“ zu tun, von dem wir noch nicht wissen, ob wir als Ziel einen Flughafen oder ein Industriekombinat haben werden. Ein Trost: Wenn man nicht weiß, wohin man will, ist jeder Weg der richtige. An dieser Stelle möchte ich sagen, dass die gezeigte beeindruckende „Baustellen“-Übersicht nur das falsche Verkehrszeichen ausgewählt hat, man hätte da „Kreisverkehr“ überall einsetzen müssen, weil wir alle zusammen nicht sicher sind, ob wir auf der Stelle treten oder im Kreis herum laufen. Ich glaube, das wäre das richtige Verkehrszeichen gewesen. Aber um es deutlich zu sagen: Nehmen wir einen Punkt, der gerade mit dem Schlagwort „Datenschutz“ wieder hoch kommt. Auf dem letzten Berliner Gespräch vor einem Jahr habe ich an dieser Stelle in einer kleinen Unterhaltung mit Staatssekretär Otto vorhergesagt, dass nach unseren Diskussionsritualen, in drei Jahren das Bundesverfassungsgericht mitbekommen wird, dass wir mit den Smart Meters an der „Unverletzlichkeit der

Wohnung“ stehen, die im Grundgesetz Art. 13 garantiert ist. Ich muss meine damalige Prognose korrigieren; es dauert keine drei Jahre sondern wird schon in einem Jahr erfolgen. Wir werden vom Bundesverfassungsgericht hören, dass es die Möglichkeit einer „Profilbildung“ der Wohnungsnutzer grundsätzlich nicht erlauben wird. Damit ist die Frage nach „dem Kunden“ beantwortet: Nur wer freiwillig über 200 € für ein Smart Meter zahlen wird, wird diesen bekommen. Wer das nicht freiwillig tut, was auch Ihre Frage beantwortet, bleibt vermutlich beim billigeren Ferraris-Zähler. Damit ist aber nicht nur das Höchstmaß der Daten ausgelesen – aus der „privacy“ der Wohnungen wohlgemerkt, in Betrieben sieht das ganz anders aus. Bei Daten, die aus einer Wohnung per Gesetz gar nicht raus dürfen, brauche ich mir keine Gedanken zu machen, wo die eingelagert werden. Die Unverletzlichkeit der Wohnung ist nicht nur in Deutschland sondern in den europäischen Verfassungen ein weitaus höheres Gut als der ganze Datenschutz für sich genommen, denn Privatsphäre gibt es nur in der Wohnung. Wir hatten schon im Versuchsprojekt dazu das technische Latency Problem. Bei Zehntausenden Nutzern statt örtlichen 700, haben wir geografisch bedingt auch größere Laufzeiten, und wir wissen, dass wir selbst mit Glasfaser bei europaweiten Stromnetzen Latency Probleme bekommen. Na, vielleicht gibt es doch eine Verbesserung bei der Lichtgeschwindigkeit. Das braucht aber, wie es hier heißt, noch ein bisschen Zeit.

Dr. Schmitt, MVV Energie Mannheim:

Wir sind eine eigenständige, konzernunabhängige und vor allem kommunal und regional geprägte Unternehmensgruppe. Ich habe den Eindruck, dass sich hier die Meinung verbreitet, dass Datenschutz eine ständige Bedrohung sein könnte vor dem Hintergrund, dass die Geschäftsmodelle, die vorgestellt wurden, davon ausgehen, dass eine Unmenge von Daten zentral verfügbar sind und letztlich in ungerechtfertigter Weise irgendwie angezapft werden können. Ich glaube, wir haben heute nicht über Smart Grid Architekturen gesprochen, und wir haben auch nicht über Designs von intelligenten Netzwerken gesprochen. Die E-Energy Projekte unterstützen in der Mehrheit dezentrale Konzepte. Diese dezentralen Konzepte - ausgehend von einem Objekt, nämlich dem Haus oder der Liegenschaft - sehen vor, dass wir dezentrale Intelligenzen installieren. Diese bidirektional angebotenen dezentralen Intelligenzen treffen Entscheidungen vor Ort. Damit ist ausgeschlossen, dass Daten in der Granularität, wie sie hier diskutiert werden, tatsächlich auch so nach außen gehen. Gleichzeitig verallgemeinern wir zu stark, wenn wir immer nur vom Smart Meter sprechen. Ich möchte hier nicht plakativ den Wert eines Smart Meters hervorheben, weil es wahrscheinlich - auch um Ihre Bemühungen um eine zeitgerechte Moderation zu unterstützen - letztendlich gar nicht um die wirklichen Smart Meter in der Energiewirtschaft geht. Es geht vielmehr um die Energiemanagement-Gateways, also um all die Funktionen, die wir damit steuern können werden: im Demand Side Management, bei der Demand Response oder bei der Steuerung von Erzeugungs- und Speicheranlagen, die wir auch für sehr wichtig halten, die aber bisher noch nicht wirtschaftlich sind. Letztlich muss man die System- und Prozessarchitekturen verstehen, um tatsächlich auch die Datenschutzgefährdung real bewerten zu können. Das in aller Kürze.

Prof. Weinhardt, Universität Karlsruhe:

Ich will es ganz kurz machen. Im Prinzip haben Sie einiges vorweggenommen. Ich glaube, es ist auch nicht schwarz-weiß. Datenschutz ist nicht nur voll oder gar nicht erfüllt, sondern wir haben viel dazwischen. Der dezentrale Ansatz wird dabei helfen. Der wird auch bei dem Problem der Latency helfen. Ich glaube nicht, dass alles über eine Plattform deutschlandweit oder europaweit gehen wird. Von daher hätten wir dabei wir schon viele der Probleme gelöst. Ich glaube auch, dass die Erhebung, die da gemacht wurde, auch ganz wichtig ist. Wir müssen das Ganze auch nicht over-engineeren. Es gibt eine gewisse Bereitschaft dafür und dann wird es auch Geschäftsmodelle geben, die darauf aufbauen. Und das ist völlig in Ordnung, das sollte man auch zulassen.

Prof. Thielmann:

Eine Frage noch einmal an Herrn Dr. Breuer: Wo sehen Sie konkret Bedrohungen mit Ihren Geschäftsmodellen aus der Sicht der anderen Marktteilnehmer? Aus welcher Ecke könnten die größten Bedrohungen kommen?

Dr. Breuer:

Sehen Sie mir bitte nach, dass ich keine Firmennamen nenne, aber gestatten Sie mir eine ganz einfache Antwort. Sie sprachen den nicht regulierten Bereich an. Wir befinden uns im freien Markt der Kräfte. Von daher existiert dort immer Wettbewerb. Das ist auch gut und hilfreich so. Und der Bessere möge gewinnen.

Herr Hauske, IBM:

Vielleicht einen Punkt ergänzend. Was wir noch nicht oder nur in Ansätzen besprochen haben, ist, was die Kosten der Gesellschaft sind. Wenn man sich EEG ansieht, wird es auf 5 Cent hochgehen. In den USA sehen wir jetzt schon, dass die besten Kunden netzunabhängig werden. In Kalifornien koppeln sich die besten Kunden ab, weil die ganzen Umlagen so hoch werden, dass sie sich selbstständig machen, denn sie haben genügend Eigenkapazität. Die ärmsten Kunden haben dann Energiearmut, d.h. die müssen subventioniert werden, was die Preise dann noch einmal zusätzlich hoch treibt. Wenn wir hier die Lösung zusätzlich verkomplizieren und sagen, dass wir in Deutschland eine eigene Lösung machen und Energiespeicher und verschiedene Sachen ausklammern, treiben wir die Kosten weiter hoch; die Kosten, die den allgemeinen Verbraucher treffen, und dann noch den Standort Deutschland. Wenn Großindustrien weiterhin zusätzlichen Strom haben, treibt das die Kosten für die mittlere Industrie weiterhin zusätzlich hoch. Also einfach den Kostenaspekt und Businesscase zu berücksichtigen, gerade wenn man sagt, wir können die Spitzenlast um 50% reduzieren mit Virtual Property Energiespeichern nachgewiesene Daten, die vielleicht in der Regulierung berücksichtigt werden müssten.

Dr. Thies, VDE:

Ich möchte noch einmal zu den Geschäftsmodellen und die Internationalität zu sprechen kommen. Wir erarbeiten internationale Normen, rund 80% unserer Normen im Bereich der Elektrotechnik sind internationale Normen. Dies unterstützt gewaltig den weltweiten Export unserer elektrotechnischen Unternehmen. Im Vergleich dazu ist der Anteil an internationalen Normen in anderen Bereichen der Wirtschaft nur rund 30%. Das heißt, wir arbeiten intensiv daran, den Export der Unternehmen in der Elektroindustrie zu unterstützen. Wenn ich mir jetzt die Geschäftsmodelle anschau, war nirgendwo der Aspekt der Internationalität zu erkennen. Die Produkte, die wir aber für das Smart Grid brauchen, sollten eigentlich überall auf der Welt die gleichen sein, wie sie z.B. in China, Japan, Korea und anderswo gebraucht werden. Die Japaner stehen vor den gleichen Problemen wie wir. Die Chinesen bauen ihre Infrastrukturen auf, gehen ganz anders vor und kennen natürlich nicht diesen regulatorischen Rahmen. Wir stellen zurzeit auch -was die internationale Normung anbetrifft- zwar in den traditionellen Gebieten weltweit die meisten Chairmen und Sekretäre vor den USA, Japan und allen anderen Mitgliedern. Aber im Bereich von Smart Grid tauchen wir international so auf wie ein Nobody, weil wir diese Internationalität nicht sehen und uns immer geblockt fühlen wie das Baustellenbild von Herrn Heuell deutlich zeigt. Wie können wir dieses lösen?

Prof. Eberspächer:

Ich darf sagen, dass Herr Picot ganz am Anfang diese Frage an Herrn Kleemann gestellt hat. Die Antwort war zumindest für mich nicht ganz so befriedigend, wo das doch eine Schlüsselfrage ist.

Prof. Thielmann:

Ich hätte noch Fragen an die jungen Unternehmen. Herr Dr. Henrich, können Sie noch einmal sagen, wo Sie auch Hürden bei Ihrem Geschäftsmodell sehen? Wo wünschen Sie sich, dass es schneller geht?

Dr. Henrich:

Die möglichen Hürden, die wir sehen, wurden eben schon angesprochen. Das ist sicherlich auch der Datenschutz. Ich war früher bei einem sozialen Netzwerk tätig und habe eben auch diverse Diskussionen sowohl mit dem Berliner Datenschutz als auch mit dem Unabhängigen Landeszentrum für Datenschutz Schleswig-Holstein (ULD) und anderen Institutionen in dem Rahmen geführt. Ich denke, die Aussage, dass wir aufgrund gesellschaftlicher Anforderungen auf dieses Thema sehr präzise achten müssen, ist sicherlich richtig. Andererseits ist auch die Erkenntnis wichtig, dass die Nutzer am Ende selbst entscheiden, welchen Dienst sie tatsächlich nutzen und dass es sicherlich auch Unternehmen geben wird, die diese gesamte Datenschutzproblematik von Anfang an aushebeln, indem sie die Datenhaltung und alles, was damit zu tun hat, nach Texas oder in andere Länder verlagern. Das sehen wir hier in der Internetszene in Berlin tagtäglich. Jeder, der diese Problematik nicht haben möchte, umgeht sie, indem er die gesamte Datenhaltung ins Ausland verlagert. Die Frage ist, ob das jetzt okay ist oder nicht. Auf jeden Fall denke ich, dass die datenschutzrechtliche Klärung sehr wichtig sein wird.

Prof. Thielmann:

Frau Straube, Sie sind hier als Vertreterin der Deutschen Telekom. Ich möchte gern fragen, wo die Telekommunikationsnetzbetreiber ihre wichtigsten Ansätze für neue Geschäftsmodelle im Bereich Smart Grid sehen.

Frau Straube, T-Systems:

Wir als Kommunikations- und IT-Unternehmen sind Partner der Energiebranche, sprich: wir wollen den Energieversorgungsunternehmen mit unseren ICT Services helfen, dass diese sich voll auf Ihr Kernbusiness fokussieren können. Die Ownership ist bei den Energieversorgern, und wir sind die Dienstleister dafür. Uns hindern natürlich im Moment auch, was vorhin von Peter Heuell schon genannt wurde, die ganzen regulatorischen Rahmenbedingungen, dass wir wirklich gemeinsam starten können. Das betrifft uns alle gemeinsam und ich glaube, dass wir das gemeinsam lösen müssen. Für Deutschland zum einen sind wir bzgl. Metering Rollout spät dran. Wir haben vorhin schon auf der Europakarte gesehen, wie viele Länder da schon in der Umsetzung sind. Leider passiert da in Deutschland noch nicht viel. Wenn nun auch Ende des Jahres noch der Bestandsschutz ausläuft, haben wir ein echtes Problem.

Prof. Eberspächer:

Mich erinnert die Diskussion sehr an die Diskussionen, die wir Anfang der 90er bei der Deregulierung der Telekommunikation hatten. Die Frage ist: Ist die oft verwendete Analogie zwischen dem Smart Grid und dem Mobilfunk und dessen Entwicklung richtig? Offensichtlich teilweise ja. Die Bilder gleichen sich und die Diskussionsthemen auch, bis hin zum Datenschutz. Ich denke aber, der Erfolg des Mobilfunks oder der digitalen Kommunikation beruhte auf drei Punkten. Erstens Mobilität, zweitens die bis heute laufende Geschwindigkeitssteigerung um mehrere Größenordnungen und drittens eine Fülle von neuartigen Anwendungen. Und alles ermöglicht durch eminente Kostensenkungen, bewirkt durch die Fortschritte der Mikroelektronik. Alle drei Dinge vermisse ich bei dem Thema Energiewende, denn der Kunde hat weder am Ende eine höhere Geschwindigkeit, noch hat er neue Dienste und schon gar nicht Mobilität.

Deswegen wundere ich mich ein bisschen über die Diskussion über Geschäftsmodelle und auch, dass die Rollenvielfalt so groß sein soll. Die Stakeholder, die die Rollen ausfüllen, die wollen doch alle etwas verdienen! Das mag ein bisschen provokativ sein. Ich hätte aber ganz gern eine Antwort von jemand, der sich trotzdem ein funktionierendes Geschäftsmodell verspricht.

Dr. Speh, Siemens AG:

Ich teile Ihre Ansicht. Die wesentliche Änderung kam durch Einführung des Digitalnetzes bei der Telekommunikation. Der Grund war, dass man erstmalig die Messung von der Abrechnung trennte konnte. Insofern haben wir da heute ähnliche Möglichkeiten. Wenn man das im Kopf behält, weiß man vielleicht, was man für das Energienetz tun müsste. Das Hauptproblem ist natürlich schon, dass wir in der Telekommunikation den Call Detail Record (CDR) haben, d.h. pro Gespräch im Festnetz werden vier Daten aufgezeichnet. Im Mobilnetz kommen noch drei Daten für Roaming dazu. Ein Telefongespräch ist aber ein diskreter Anlass und das kann man viel besser abrechnen als den kontinuierlichen Stoffstrom, den wir in der Energietechnik haben. Wenn wir es schaffen würden – das ist jetzt meine Meinung – in der Energietechnik ein CDR Äquivalent zu finden, würde viel mehr funktionieren, weil wir es dann anders behandeln könnten, ähnlich wie wir es in der Telekommunikation handhaben.

Prof. Eberspächer:

Das stimmt für das Thema Abrechnung. Das mag auch wichtig sein. Ich suche aber nach den innovativen Diensten, nach den vergleichbaren Diensten zu Mobilität, zu Breitband und Geschwindigkeit und zu Anwendungen. Das habe ich noch nicht ganz verstanden. Vielleicht kann das noch jemand erklären.

Herr Hauske, IBM:

Wenn man sich die Privatverbräuche anschaut, kann man sich sicherlich fragen, warum man da so viel überwachen soll. Wenn ich mir andererseits Märkte wie Australien und auch USA anschau, wo Energiearmut jetzt schon rauskommt, wo man 10% des Einkommens für Strom ausgibt, dann hat man schon einen anderen Punkt. Wenn ich mir anschau, wie Energiepreise sich entwickeln werden mit den Entscheidungsfindern, die in erneuerbare Energien investieren, wird insofern der Anreiz energieeffizienter zu werden, auch für den Privatverbraucher höher werden. Die Zahl, die wir haben, sind 8 bis 10% Energieersparnis für die Privatverbraucher. Da geht es erst einmal um das Geld.

Prof. Eberspächer:

Es wäre wichtig, noch stärker herauszustellen, dass es hier Unterschiede zwischen den verschiedenen Ländern gibt und dass es sich plötzlich rechnet, wenn die Energiepreise massiv steigen.

Herr Hauske:

Der zweite Punkt in Bezug auf die Technologie. Wenn man sich anschaut, inwieweit jetzt Information verfügbar ist, welche Geräte intelligent sind. Das hat sich schon potenziert. Der Fortschritt der Telekom hat erst den Smart Grid ermöglicht. Das wäre meine These. Der dritte Punkt in Bezug auf den Business Case. Wenn ich mir anschau, wie viel Energieeffizienz im System noch da ist, welche Reserven wir noch haben, Solar Blindleistung, die Themen, die vorhin angesprochen wurden, das in ein System zu heben und zu sagen, wie man ein Gaskraftwerk mit unter 1000 Stunden produktiv laufen lassen kann. Wer wird in neue Gaskraftwerke investieren? Was sind für andere notwendige Lösungen da, Ansätze wie man systemtechnisch diese heterogene Landschaft intelligenter managen, besser ausbalancie-

ren, Spitzen reduzieren kann, um dann trotzdem das Ganze kostenmäßig tragbar zu machen? Ich denke, da sehe ich die Geschäftsmodelle. Weniger zu sagen, dass wir dem Kunden da 10 € im Monat draufschlagen. Das macht keiner mit.

Dr. Bjelajac, Landis+Gyr:

Ich hatte das Vergnügen zu Anfang meiner Karriere bei Mannesmann Arcor als Leiter der Zugangsnetzentwicklung zu arbeiten. Da war das beherrschende Thema, welche Breitband-technologie wir einführen sollten. Ich kann mich noch erinnern, dass wir dachten, dass die Killeranwendung Video on Demand sein würde. Den Erfolg anderer Dienste, wie z.B. der Internet-Zugangsdienste, hatten wir so nicht erwartet. Wenn man sich heute diese alten Business Cases anschauen würde, würden alle herzlich darüber lachen. Für mich gibt es einige Déjà-vu-Erlebnisse, seit ich bei Landis+Gyr bin und mir über Smart Energy Geschäftsmodelle Gedanken mache, deren Grundlage die Technologie ist, die wir z.Zt. entwickeln oder bereits anbieten. Wir wissen heute nicht, was alles kommt. Wir können nur ein, zwei Schritte vorausdenken. Wir können jedoch flexible Systeme schaffen und die Technologie entsprechend entwickeln. Smart Energy wird eine Schritt-für-Schritt-Entwicklung werden, eine Evolution. Die Revolution ist, dass wir heute hier zusammensitzen und in diesem Kreis über das Thema reden. Die Evolution passiert dann, wenn Technologie und Geschäftsmodelle aufeinander aufbauen und die kreativen Leute, die mit guten Ideen und Geschäftsmodellen aufwarten, uns auf die Reise mitnehmen.

Prof. Eberspächer:

Vielen Dank. Und ich glaube, noch etwas ist nötig, was bei der Telekommunikation auch entscheidend war für den Erfolg: offene Systeme oder relativ offene Systeme, so dass Dritte Dienste bereitstellen können. Das wurde hier auch schon gesagt.

Dr. Bub, EIT ICT Labs:

Es findet gerade parallel in Berlin nach New York, Singapur und London zum vierten Mal die Konferenz "Creating Climate Wealth" statt. Die Konferenzserie geht auf die Initiative „Carbon War Room“ aus Washington D.C. zurück, die von Sir Richard Branson gestartet worden ist, um den CO₂ Ausstoß in der ganzen Welt zu senken. Die wichtige Rahmenbedingung hierbei ist aber, dass man dabei Geld verdienen will. Diese Rahmenbedingung finde ich gerade im Zusammenspiel mit Richard Branson sehr interessant, denn er war mit unkonventionellen Ansätzen bereits in sehr vielen unterschiedlichen Märkten erfolgreich. Ich durfte bei der Konferenz meinen Working Track verlassen, um hier zu präsentieren, aber ich kann Ihnen versichern, dass die belastbare Diskussion ganz genau in Richtung Effizienz-Geschäftsmodelle gegangen ist. Es werden weltweit deutlich höhere Energiepreise erwartet und die überzeugendsten Geschäftsmodelle laufen nicht auf einen New Business Case, sondern auf einen Effizienz-Case hinaus. Diejenigen, die auf dem Markt erfolgreich sein werden, werden diejenigen sein, die helfen, woanders Energie und damit Geld zu sparen. Dies geht angenehmerweise mit dem Ziel der Reduzierung des CO₂-Ausstoßes einher; dabei halte ich aus Erfahrung die Realisierung über ein solides Geschäftsmodell letztendlich in der Umsetzung für aussichtsreicher, als die Motivation über reinen Altruismus. Ich wollte somit die Einschätzung der Vorredner voll teilen und damit einhergehend auch Ihnen, Herr Eberspächer, Recht geben. Ich glaube, dass es viele Parallelen zum Unbundling der Telekommunikation gibt. Aber den Mehrwertdienstcharakter analog für die Energiebranche herauszufinden, halte ich für schwierig oder für gar nicht durchführbar. Die Mehrwertdienste werden also quasi über Effizienz-Cases und nicht über ein neues Geschäft dargestellt. Das ist aber keine schlechte Nachricht, höchstens für diejenigen Akteure, die das bestehende Geschäftsmodell retten wollen. Mit dem optimistischen Ausblick darauf, dass der zu verteilende Kuchen sich zwar verändert, aber groß genug ist und unter dem Strich über höhere Bedarfe und Preise auch weiter wächst möchte ich auf die nächsten Redner überleiten.

Prof. Grove, Universität Weimar:

Danke für diese Vorlage, Herr Dr. Bub. Das ist genau der Punkt, an dem ich anschließen möchte. Denn es sind zum einen gerade die Geschäftsmodelle insbesondere auf Seiten der herkömmlichen Stromanbieter zu evolutionieren und/oder zu revolutionieren. Derzeit haben diese genau nur ein Ziel: Mehr Strom verkaufen. Die Ursache liegt darin, dass auch in diesem Sektor die Erlösfunktion positiv abhängig von der abgesetzten Menge ist. Diese Tatsache steht natürlich diametral dem Wunsch Energie einzusparen entgegen, das Kraftwerk wäre in Folge obsolet.

Das bringt uns zu diesem Zusammenhang bei der Betrachtung von Einsparpotentialen: Die privaten Haushalte sind in Deutschland derzeit für 27 % des Stromverbrauchs verantwortlich. Knapp Dreiviertel des Gesamtstromverbrauches lassen wir bei der Betrachtung von Einsparpotentialen demnach außen vor. Bleiben wir trotzdem bei diesen 27%, dann wird sich meines Erachtens nach an der Summe der Erlöse oder auch der Kosten für die Haushalte am Ende auch nicht viel ändern. Zwar werden sie weniger Energie verbrauchen, die Energieanbieter werden ihre Erlösfunktion weiterhin maximieren und demnach dann je kWh mehr verlangen. Insoweit ist das Einsparpotenzial als Verkaufsargument für den Endkunden immer so eine Milchmädchenrechnung, andernfalls ließe sich die Kostenbasis der Anbieter sonst nicht halten. Zurück zum Thema Geschäftsmodell: Es ist also essentiell, die Anbieter von Energie abzuholen. Und hier ist noch viel zu tun.

Der andere Punkt besteht in den Datenmassen - sei es illegal oder legal erworben, das möchte ich jetzt nicht diskutieren - über die wir hier sprechen. Es ist gegebenenfalls zu überlegen, diese Daten des Strombedarfs und Angebots quasi eventuell als öffentliches Gut zu betrachten. Denn andernfalls ist es überhaupt nicht möglich, eine systemweite Optimierung vorzunehmen. Wenn jeder Anbieter seine Inselfdatenlösung vor sich hin treibt, mag dies für individuelle Marktteilnehmer Vorteile erbringen, Aggregationseffekte werden damit allerdings keinesfalls geschaffen werden können. Demnach gilt es auch zu überdenken, ob diese Datenaggregation ein Geschäftsmodell ist bzw. ob jemand diese Daten verkaufen darf. Oder sind diese Daten öffentliche Güter? Muss der Staat diese den Anbietern garantiert zur Verfügung stellen? Das ist ein zentraler Punkt, denn andernfalls können Sie die „Smart Meter“ zwar im Keller installieren, wenn dann 20 Konzerne separat über die Daten verfügen, haben wir in Folge keinerlei Netz- und Verbundeffekte.

Herr Ahlers, bdew:

Der Aussage, dass wir gar nicht wissen, was das Ziel der Energiewende ist und wo wir hin wollen stimme ich nicht zu. Am Beginn von unternehmerischen Entscheidungen sollte die Frage stehen, welches Problem eigentlich gelöst werden soll. Übertragen auf die Diskussion zu intelligenten Netzen bedeutet dies, dass Smart Grid oder Smart Meter kein Selbstzweck sind. Vielmehr geht es darum, die Probleme zu lösen, die mit der Energiewende zusammenhängen. Die Ziele der Bundesregierung zu den Themen Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und CO₂-Reduktion stehen fest. Die Frage, welchen Beitrag ein Geschäftsmodell zur Lösung dieser Probleme leisten kann und ob das in einem vernünftigen Kosten-Nutzen-Verhältnis steht, ist entscheidend. Immer nur den gesetzlichen Rahmen zu kritisieren reicht nicht aus. Es ist nachvollziehbar, dass die flächendeckende Einführung von Smart Metering in Deutschland schwierig ist, wenn noch nicht klar ist, wie eigentlich das Kosten-Nutzen-Verhältnis ist und welchen Mehrwert Smart Metering zur Lösung der genannten Probleme und der genannten Ziele liefern kann. Im Kern geht es daher darum, Geschäftsmodelle zu entwickeln, die einen Beitrag zu den energiepolitischen Zielen liefern.

Dr. Klump:

Direkt dazu. Die beiden Branchen, die hier zusammenkommen, haben ganz grundsätzliche unterschiedliche Strukturen, um es einmal hart zu sagen. Die „Dickstromler“, also die Energiebranche, würde es auch alleine schaffen, die Ziele der Bundesregierung umzusetzen,

indem sie ein System baut, das jedem seinen Strom, so wie er es heute gewohnt ist, zuverlässig liefert zu einem, wie Nico Grove richtig gesagt hat, wandelbaren Preis. Aber die Sache wäre klar. Jetzt haben wir hier, wo wir so innovativ zusammen sind, aber nicht den Mut zu sagen, dass dies zwar ein zuverlässiges, gutes, kohlendioxidsparendes und sonst wie gebautes Netz wäre. Aber das wäre dann ein „dummes“ Netz, denn da ist offensichtlich keinerlei Intelligenz drin. Die Strombranchewürde ein solches Netz bauen können mit der gesamten Steuerung, die dafür notwendig ist ohne Latency Probleme. Das können die. Die würden da z.B. auch nicht wie die Eisenbahner, plötzlich Mobilfunk dazwischen machen und dann von Millisekunden träumen. Die könnten das ganz allein. Und die Stromleute denken außerdem in ganz anderen Größenordnungen von Investitionen und Laufzeiten, nämlich Zeiträumen von 20 und 30 Jahren. In der IKT-Branche, denkt man einen Faktor 10 weniger. Da denkt man in 2 bis 3 Jahren, und da muss der Payback da sein. Und jetzt haben wir diesen Punkt, d.h. ausgerechnet das, was angeblich „Intelligenz“ ausmacht, alles Dinge sind, die aus der IKT kommen, also nicht aus der Energietechnik. Was könnten wir als IKT denn noch machen? Dann wiederholen wir - und da gebe ich Herrn Eberspächer absolut Recht - unsere Denkfehler von vor 25 Jahren.

Noch einmal: Wir führen eine Diskussion und sagen, dass das „Smart Energy“ ist. Und versuchen per Tarifstaffelung den Leuten doch irgendwie beizubringen, dass es besser wäre, die stromintensive Mittagspause mit der Mittagsstromspitze doch über ein paar Stunden abzuflachen. Auch dafür haben wir schon Erfahrung in der Verkehrstelematik. Herr Eberspächer, Sie haben einmal vorgerechnet, wie wir versuchen, die Rushhour morgens und abends irgendwie aufzulösen, damit sich das verteilt. Das können wir natürlich auch mit einer gut soziologischen Anstrengung schaffen, die Mittagspausen über drei oder vier Stunden zu verteilen. Dann wird sich auch der entsprechende Stromverbrauch der Elektroherde ein bisschen abflachen. Aber das ist natürlich jetzt eine Diskussion, die wir an der Stelle gar nicht führen müssen.

Die klare Frage ist: Bringen es die K-Branche oder die IT-Branche, fertig, einen Beitrag zu bringen, der tatsächlich dieses angeblich „dumme“ Stromnetz der Zukunft (das aber funktioniert!) in irgendeiner Form wirklich verbessert, so dass alle Investoren und Nutzer gern dafür auch das Geld in die Hand nehmen. Das ist die große Frage.

Dr. Wisy, EMSYCON:

Ich möchte bei dieser ganzen Diskussion auf einen Punkt hinweisen, den ich seit den letzten 15 Jahren, als es mit der Liberalisierung losging, immer wieder gehört habe. „Das, was wir da in der Telekommunikation erleben, werden wir auch in der Energiewirtschaft erleben.“ Das kam hier auch wieder so ein bisschen durch. Geschäftsmodelle, Sie sagen das, sind ganz andere, als wir eigentlich erwartet haben. Aber ich möchte eines zu bedenken geben. Bei der Telekommunikation ist das Volumen dessen, was an Information bewegt wird, permanent in Größenordnungen gestiegen. Das hat den Markt bereitet. Wir haben hier das Ziel Energie einzusparen, d.h. wir wollen genau einen gegenläufigen Effekt erzielen, nämlich weniger von dem, was wir da überhaupt haben, zu verteilen. Wie das am Ende zu einem größeren Geldvolumen führen soll, ist mir unklar, es sei denn, wir drehen massiv an der Energiepreisschraube, damit wir ein vergrößertes Gesamtvolumen bekommen. Und ob das politisch gewollt ist, da habe ich zumindest als Bürger meine Fragezeichen.

Prof. Thielmann:

Ich wollte das Thema ein wenig wechseln. Das Thema Elektromobilität. Ziel der Bundesregierung ist es, in 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf der Straße zu haben. RWE ist ziemlich weit vorn, auch mit den Zapfsäulen oder mit den Speisesäulen. Frage an die ganze Runde: Lässt sich dieses Geschäftsmodell mit Elektromobilität bis 2020 wirklich in der Form realisieren? Gibt es eine Meinung dazu?

Dr. Breuer:

Daran arbeiten wir ja kräftig. Sicherlich ist der Stecker ein Zünglein an der Waage. Es ist bei uns mittlerweile kein Marketinggag mehr, was den Aufbau der Infrastruktur für E-Mobilität anbetrifft. Eine Säule ist im Übrigen direkt hier vor dem Hotel. Wir haben noch nicht break-even erreicht, aber die Masse ist ein entscheidender Punkt. Allein hier in Berlin haben wir 500 Ladesäulen aufgebaut. Wir glauben an das Geschäftsmodell. Auch hier müssen die Marktrollen unterschieden werden. Heute spreche ich als Vertreter eines Verteilnetzbetreibers und ich freue mich über jede Installation einer Säule, weil wir da seitens unseres Netzservices auch tätig werden dürfen. Was das Geschäftsmodell anbetrifft, stehen im Moment die Themen europäisches Roaming und Standardisierung im Fokus. Ich glaube, das Thema Standardisierung ist da wirklich das Zünglein an der Waage, um länderübergreifende Lösungen zu finden. Ich sehe uns auf einem guten Weg, um die Fragen der Abrechnung an den Säulen mit der notwendigen Intelligenz zu beantworten. Wir können sagen, abrechnungstechnisch und intelligenzmäßig haben wir das Thema in der Säule drin. Wir können das abrechnen, auch was Roaming anbetrifft. Es fehlen nur die entsprechenden Rahmenbedingungen, die notwendig sind. Bei dem gesamten Thema E-Mobilität bin ich optimistisch.

Prof. Thielmann:

Vielen Dank. Dann noch eine letzte Frage. In der letzten Zeit ging durch die Zeitungen, dass wir die 4000 km Stromtrassen von Nord nach Süd brauchen, um die Windradkraft von der Nordsee auch nach Bayern zu bringen. Vorhin hatten wir über mehr Regionalisierung und Kleinzellen diskutiert. Gibt es da Meinungen dazu, ob wir wirklich diese 4000 Kilometer brauchen.

Prof. Weinhardt, Universität Karlsruhe:

Ich glaube es nicht. Ich glaube, wenn wir immer von Dezentralität sprechen, dass es eine lokale Dezentralität geben muss im Sinne einer Regionalität. Ich glaube, dass, wenn wir zumindest den Preis als gewisses Steuerungsinstrument betrachten, dieser auch unterschiedlich sein muss in verschiedenen Regionen oder Zeiten, denn sonst haben wir diesen sogenannten Lawineneffekt, und den müssen wir irgendwie lösen. Wenn wir von Netz zu Netz transportieren wollen, müssen wir auch irgendwann einmal Gebühren dafür bezahlen. D.h. es wird auch irgendwann Unbundling stattfinden und deshalb bin ich davon überzeugt, dass wir Regionalkonzepte brauchen.

Dr. Heuring, Siemens AG:

Es ist leicht nachvollziehbar: Wenn in der Nordsee weitere Offshore Windparks entstehen, dann werden Stromautobahnen benötigt, um die in diesen Parks erzeugte Energie in die Mitte bzw. in den Süden des Landes zu übertragen. In Smart Grid Geschäftsmodellen, wie sie uns heute vorgetragen wurden, wird die Einbindung von Erneuerbaren Energien, sowohl als Offshore- als auch als Onshore-Anlagen eine wichtige Rolle spielen. Der weitere Ausbau von erneuerbarer Energieerzeugung und die Ermöglichung der landesweiten, flexiblen Einbindung dieser Energien in lokale Smart Grid Konzepte, ist daher entscheidend für den weiteren Roll Out von erfolgreichen Geschäftsmodellen, wie sie uns heute vorgetragen wurden.

Ich möchte noch an die Ausführungen von Herrn Bub anknüpfen. Er ist in den europäischen ICT Labs und diese werden durch europäische Förderprogramme gefördert. Wie viele wissen, läuft das FP7 Programm aus und es wird ein Folgeprogramm (Horizon 2020) geben. Es gibt weiterhin nationale und regionale Förderprogramme in Deutschland. Es wird immer wieder die Frage gestellt, was denn eigentlich die Schwerpunkte dieser Förderprogramme in Zukunft sein sollen. Daher meine Frage an die hier anwesenden Unternehmer, die mit diesen smarten Netzen Geschäftsmodelle betreiben: Fehlt eigentlich noch irgendetwas an techni-

schen Innovationen? Was ist Ihre Empfehlung, auf welche Themen sich künftige Smart Grid Forschungsprogramme im Schwerpunkt konzentrieren sollen?

Prof. Eberspächer:

Vielen Dank. Es sind immerhin einige Milliarden, die da zur Diskussion stehen.

Dr. Lehmann, Dt. Telekom Laboratories:

Ich wollte nicht zu Ihrem letzten Punkt, sondern zu dem davor etwas sagen, wie wir die Energie wegschaffen. Das, was Sie gesagt haben, würde ich gern aus dem Futurum ins Präsens bringen. Ich war am Montag zu einem Workshop vom VDE FNN, Speicherworkshop, wo ein Kollege aus meiner alten Heimat Mecklenburg Zahlen aufgelegt hat. Da landet in Schwachlastzeiten heute schon dreimal so viel Wind in Mecklenburg an als was die Region da verbraucht. Das wissen wir alle. Da passiert nicht viel, weil das eine Art Zonenrandgebiet ist, und das muss man einfach wegschaffen. Wenn man da Speicher hin bauen will, sind die permanent voll. Soviel zu Power-to-Gas. Auch wenn man da die schlechten Wirkungsgrade einrechnet und die Investitionen hat, die man dafür braucht, macht das keinen Sinn. Man kann das nur wegschaffen und dafür muss man diese großen Strippen bauen. Da steht dann die Frage, ob es nicht einen Erhaltungssatz – ich bin Physiker - über das Investitionsvolumen gilt, ob man das in die großen dicken Strippen mit der langen Reichweite und der Hochspannung tut und ob das vielleicht zulasten dessen geht, was man in den Verteilnetzen ausbauen müsste.

Ich wollte noch einen Punkt zur Telekom ergänzen. Wir haben immer Analogien gebildet und Sie haben auch teilweise gesagt, dass die nicht tragen. Ich möchte noch auf eine Analogie hinweisen, die auf alle Fälle trägt, nämlich das Power Grid und das Telekommunikationsnetz. Das sind netzgebundene Versorgungsstrukturen, die jeden km² in Deutschland erreichen und die wie durch ein Wunder auch dieselben Topologie-Eigenschaften haben können, denn die richten sich danach, wo Menschen sind. Wenn wir es schaffen, dass Telekommunikationsnetz umzubauen in einen in Raum und Zeit modellierbaren Verbraucher, was wir bei uns in unseren Innovationsprojekten machen, dann können wir natürlich da eine Kopplung zwischen diesen beiden Netzen herstellen. Wenn wir es wirklich schaffen, die Elektrizitätsaufnahme des Telekommunikationsnetzes zu steuern, dann haben wir etwas gekonnt und dann können wir eine Connection zwischen diesen beiden Ebenen bauen und einen sinnvollen Transfer schaffen.

Prof. Eberspächer:

Habe ich recht verstanden, dass Sie den Energieverbrauch des TK-Netzes meinen?
Das ist dann ein Green ICT-Thema?

Dr. Lehmann:

Ja, aber bedenken Sie bitte, dass wir 3,2 Terawattstunden Strom im Jahr verbrauchen. Das ist der größte Stromverbraucher jenseits der Bahn. Wenn man davon im Prozentbereich etwas verlagern kann, hat man schon richtig was gekonnt.

Prof. Eberspächer:

Wer ist das, der seine Server nach Schweden verlagert, damit er weniger Energie verbraucht? Facebook, genau. Die Frage nach den fehlenden 4000 Kilometer Übertragungsleitungen wäre dann auch noch zu beantworten!

Dr. Klumpp:

Die kann man deutlich beantworten, wenn es die einzige Möglichkeit wäre, dass wir diesen Wind in der Nordsee einfangen. Dann muss der Strom in der Tat über Tausende von Kilometern hierher transportiert werden. Da beißt die Maus keinen Faden ab. Ja, es gibt vielleicht

noch ein paar andere Möglichkeiten. Ich habe erst vor ein paar Wochen eine aktuelle Patentschrift für einen Windsolargenerator gesehen, der mit einem vertikalen Savonius-Rotor (Finnland 1924) selbst bei wechselndem Schwachwind einsetzbar ist. Das ist nicht so ein 150-Meterturm-Riesenpropeller, hat gewiss auch nicht dessen Wirkungsgrad. Wenn solche Dinge tatsächlich untersucht und entwickelt würden, könnte man sich in der Tat eine nutzungsnähere Energieproduktion mit alternativen Energien vorstellen. Doch solche Strategie-Diskussionen führen wir bislang überhaupt nicht.

Herr Ahlers, bdeu:

Alle seriösen Studien und Gutachten kommen zu dem Ergebnis, dass ein massiver Netzausbau in den nächsten Jahren notwendig sein wird. Der vorliegende Netzentwicklungsplan ist das Ergebnis eines sehr vielschichtigen Planungs- und Konsultationsprozesses. Im Rahmen dieses Prozesses werden auch neue Technologien geprüft und bewertet, die zum Teil erst in 10 oder 20 Jahren relevant werden könnten, so wie Power-to-Gas. Bisher konnte nicht gezeigt werden, dass realistische Alternativen zum Netzausbau bestehen. Auch der BDEW hat einen massiven Netzausbau in seiner Verteilnetzstudie festgestellt. Dies hängt damit zusammen, dass mehr als 90% der erneubaren Energien am Verteilnetz angeschlossen werden. Es wäre viel erreicht, wenn die relevanten Verteilnetze mit intelligenten Technologien ausgerüstet werden können, um eine optimale Netzleistungsfähigkeit wirtschaftlich sicherzustellen. Lastflussumkehr in den Verteilnetzen und der Anschluss von Offshore Windparks sowie der Transport zu den Lastzentren bedeutet allerdings auch Netzausbau. Wenn leichtfertig behauptet wird, dass auf den Netzausbau verzichtet werden kann, wird es schwierig eine gesellschaftliche Akzeptanz zu erreichen. Schon jetzt bestehen massive Probleme bei der Planung und der Genehmigung von Leitungen.

Dr. Thies, VDE:

Ich möchte doch noch mal auf die Geschäftsmodelle zurückkommen. Wir kennen ja den Bereich der Home Automation. Seit über 30 Jahren versuchen die am Markt befindlichen Unternehmen, ein Geschäft aufzubauen. Jeder macht aber sein eigenes Protokoll, KNX, Busch-Jäger, Weiland und andere. Alle versuchen dieses Geschäft aufzubauen. Wir haben überlegt, wie man daraus ein Geschäftsmodell machen kann, das im Sinne der Energiewende funktionieren kann, die Laststeuerung aller elektrischen Geräte vor Ort. Daraus wurde die EE-Bus Initiative gegründet, und ich spreche als 2. Vorsitzender dieser EE-Bus Initiative, in der wir versuchen, die am Markt befindlichen Protokolle zu belassen und mit Hilfe einer Middleware das Bestehende mit den zukünftigen Anwendungen zu verbinden. Diese Middleware wird zur Zeit erarbeitet und soll möglichst schnell als nationale Anwendungsregel im VDE veröffentlicht werden. Die Inhalte werden danach in die europäische und internationale Normung eingebracht. Somit können die Unternehmen, die bisher die traditionelle Home Automation verkauft haben, zusätzliche Anwendungen an den Verbraucher, die Energiesteuerung im Sinne der Energiewende, verkaufen. Dieses Geschäftsmodell wurde hier heute nicht diskutiert. Mitglieder in diesem Verein sind namhafte Unternehmen, die sich an der EE-Bus Initiative beteiligen. Das Ziel ist es, aus bestehenden Elementen zukünftige neue Elemente zu entwickeln, die die Unternehmen in die Lage versetzen neue Systeme entwickeln zu können. Die nationale, europäische und internationale Normung gibt die erforderliche Investitionssicherheit. Der Markt für solche Home Automation Systeme liegt nicht nur in Deutschland, sondern in der ganzen Welt.

Dr. Heuring:

Ich möchte nochmals betonen: Der Ausbau von Übertragungsnetzen bei stark ansteigender erneuerbarer Energieerzeugung in der Nordsee und in den Solarkraftwerken im Süden ist unabdingbar.

Lassen Sie mich bitte nun nochmals auf meine Frage von vorhin zurück kommen: Was ist Ihre Empfehlung, wo und für welche Themen Forschungsförderung im Smart Grid Umfeld eingesetzt werden soll? Diese Frage ist vorhin etwas untergegangen, jedoch würde mich Ihre Antwort sehr interessieren.

Prof. Eberspächer:

Ich überbrücke jetzt das Nachdenken und sage: wenn jetzt alle schweigen, dann ist das verheerend. Dann bleibt das Geld in Brüssel oder fließt nach Griechenland.

Dr. Fiedeldey:

Ich sitze daneben und kann vielleicht deswegen antworten. Ich glaube, wenn wir ganz konkret in die Umsetzung gehen und uns fragen, wo Geschäftsmodelle liegen oder wo sich Geld verdienen lässt: Durch effizienten Netzausbau, das ist der erste Punkt. Der zweite Punkt, das haben wir heute auch schon in einen Vortrag gesehen, ist EEG-Direktvermarktung. Der dritte Punkt wird dann langfristig das Thema sein, die Anlagen, die heute in der Förderung des Regimes des erneuerbaren Energiegesetzes sind, fallen irgendwann heraus, und müssen vermarktet werden. Dringlich ist aus meiner Sicht, die Frage eines Kapazitätsmarktes zu beantworten. Wie und wo spanne ich diesen Markt auf? In welcher Größenordnung? Wenn wir diesen Knoten durchschlagen und dann eine deutliche Indikation bekommen lösen sich ein Vielzahl von Fragestellungen auf, nämlich: Wie vermarkte ich einen Speicher? Baue ich Regelenergiekraftwerke? Lohnt sich überhaupt so ein Modell Energy-to-Gas? Das ist die Schlüsselfrage, die es in den nächsten Jahren zu beantworten gilt.

Prof. Eberspächer:

Herr Heuring, es sind jetzt vielleicht keine Experten zu dem Thema hier, aber ich höre schon und weiß auch, dass die IT, also die Intelligenz in der IT, hinter dem ganzen Smart Grid überhaupt noch nicht so ausgedacht und experimentell untersucht ist. Ich glaube, dass die Frage, wie man das wirklich macht, auch in Ihrem Hause noch ein offenes Thema ist. Und zwar unter all den Randbedingungen, nämlich Offenheit, Flexibilität und auch Kosteneffizienz und Skalierbarkeit. Ich glaube, dass es da schon noch einiges zu forschen gibt. Das müssten hier eigentlich auch einige bestätigen, denn wenn man nur Standardtechnik einsetzt, sind wir nicht zukunftsorientiert. Das ist wirklich eine ernsthafte Thematik. Oder sollen wir nur das Geld in Sicherheit und Datenschutz stecken? Was natürlich auch wichtig ist.

Herr Uhlig, Webolution:

Natürlich ist das wichtig. Was wir wirklich brauchen, ist eine Trennung der Problemstellungen. Im Vortrag vom RWE ist eigentlich klar geworden, dass Innovation im Netz die Aufgabe von Herrn Breuer ist. Wir kommen aber nicht zum Kunden mit Innovationen im Netz, sondern wir haben eine Schnittstelle zum Verbraucher im Zähler oder im Service Gateway. Und an der Stelle liegt das Geheimnis begraben. Wir müssen Geschäftsprozesse kreieren, die wirklich neue Geschäftsmodelle beinhalten. Wir müssen auf die IT Infrastruktur, die notwendig ist und ohne die es nicht geht, neue Dienste legen. Herr Thies hat gerade gesagt, Smart Home mit dem Vorschlag für ein bestimmtes Bussystem. Die Transportebene ist eigentlich egal. Es ist wichtig, dass es Mehrwertdienste gibt und daraus neue Geschäftsmodelle entstehen. Wir haben Smart Home Technologien, Assistenzsysteme im Gebäude. Wir reden über Telematik im Gesundheitswesen. Wir haben ein demografisches Problem. Wir werden immer älter und die Leute, die die Wohnungswirtschaft betreiben, haben bisher nicht genügend Vorkehrungen getroffen. Das heißt, das Netzproblem und die Innovation des Netzbetriebes ist das eine Problem.

Was hinter dem Zähler an Innovation stattfindet, ist das, worum wir uns bisher überhaupt nicht gekümmert haben, aber womit wir den Kunden erreichen. Wenn wir da vernünftige

und glaubwürdige Lösungen liefern, dann entsteht ein riesiges Mehrwertdienstpotenzial, und das hilft an verschiedenen Stellen.

Dr. Bjelajac:

Leider kann ich diese Frage nicht beantworten. Ich glaube auch, dass wir uns alle schwertun werden, diese Frage hier und heute zu beantworten. Ich weiß noch, dass wir, während wir GSM, die zweite Mobilfunkgeneration, in Deutschland einführten, an der Uni bereits an UMTS, der dritten Mobilfunkgeneration, geforscht haben und dabei versuchten, möglichst viele interessante und nützliche neue Dienste zu definieren, was sich als sehr schwierig erwies. Das war bevor GSM überhaupt im Feld war. Ich glaube, dass wir erneut vor dieser Herausforderung stehen und über den übernächsten Schritt reden, ohne den ersten gemacht zu haben.

Dr. Bub:

Ich bin bewusst nicht Adressat der Frage von Dr. Heuring, aber fachlich fallen mir sehr viele Dinge zur Beantwortung ein, die ich an anderer Stelle ausspeichern darf. Deshalb will ich auf Standards eingehen, die vorher bereits als geschäftskritisch angesprochen wurden. Konsortialforschung kann sehr gut vorbereitend für Standards sein. Es kann auch sehr angewandte Forschung und Entwicklung sein mit einem kleinen Forschungs-F und einem großen Entwicklungs-E. Dies ist auch durchaus möglich, gerade bei EIT ICT Labs und bei den Programmen, die auch von EIT ICT Labs gesteuert werden. Gerade in großen Konsortien zu Infrastrukturen, sollte man in Richtung Etablierung von Standards zusammenarbeiten. Das ist bei GSM übrigens in Deutschland und in Europa sehr gut gelungen. Bei UMTS nicht mehr so gut, aber auch dort gab es vor der durch die Europäer maßgeblich geprägten Standardisierung staatliche Förder-Initiativen, die genau dahin geführt haben. Zu den fachlichen Themen sind wir sowieso im Dialog.

Prof. Grallert, Fraunhofer Institut:

Ich kann sicher darauf keine Antwort geben. Seit 40 Jahren bin ich in der Nachrichtentechnik tätig und dort Leiter des Heinrich-Hertz-Instituts. Ich bin beileibe kein Energietechniker. Nur wenn ich diese ganze Diskussion verfolge, dann versucht man ja hier Strom einzusparen. Man könnte das Ding auch einmal umdrehen. Strom zu erzeugen scheint sehr einfach zu sein. Wir haben Photovoltaik Anlagen, Windräder. Wir verbrennen Kuhmist und was weiß ich nicht alles, um Strom zu erzeugen. Ein Geschäftsmodell könnte darin bestehen, Energien, die wir teuer importieren mit Strom zu verdrängen. Das heißt, wir erzeugen Strom zum Heizen, was wir heute kaum tun und mittlerweile verboten ist. Wir könnten fragen, wie wir viel Strom erzeugen könnten und diesen statt der teuren Importe benutzen. Das ist heute überhaupt nicht erwähnt worden.

Herr Weber, deep innovation gmbh:

Genau in die Richtung läuft auch meine Argumentation. Wir reden hier nur von dem elektrischen Netz. Wenn man aber die Energie-Rechnung eines Privathaushalts anschaut, dann sind ca. $\frac{2}{3}$ der Kosten für Heizung - Öl oder Gas – und nicht für elektrische Energie. Das ist auch der Unterschied zu den USA, denn dort werden ca. 80% der Kosten für elektrische Energie aufgewendet, weil Kühlung und Heizung über Klimaanlage erfolgten. Dort erreiche ich mit einer elektrischen Optimierung ganz viel. Bei uns erreiche ich mit einer (ausschließlichen) Optimierung des elektrischen Verbrauchs fast gar nichts, denn ich habe neben der Heizung keine großen Verbraucher in einem durchschnittlichen Haushalt. Daher stellt sich für mich die Frage, ob man das nicht größer sehen und beide Energiearten gemeinsam optimieren sollte. Und, das geht in dieselbe Richtung, es stellt sich die Frage ob man nicht möglicherweise tatsächlich die elektrischen Verbrauchsstrukturen hier anpassen und z.B. in windreichen Gegenden wieder elektrische Speicherheizung zulassen sollte.

Prof. Eberspächer:

Unser Workshop heute heißt ja auch Smart Energy und bezieht sich deswegen nicht nur auf die elektrische Form der Energie. Insofern haben Sie Recht.

Prof. Thielmann:

Wir sollten jetzt Schluss machen. Wir haben die Zeit gut ausgefüllt. Ich hoffe, dass wir Ihnen die Möglichkeit gegeben haben, doch noch ein wenig mehr und konkreter über die Geschäftsmodelle zu diskutieren, nicht nur über die Presse. Ziel des Münchner Kreises ist es ja, als neutrale Plattform zwischen Politik, Wirtschaft und Wissenschaft diese Dinge mit voranzutreiben und zu fördern. Vielen Dank noch einmal an alle Redner. Es war wirklich sehr spannend zu hören, welche verschiedenen Gesichtspunkte da zustande kommen. Vielen Dank an alle Diskutanten, es waren sehr viele. Ich würde mich freuen, wenn wir uns im nächsten Jahr zu ähnlichen Themen, zur Energiewende, zu Smart Energy, vielleicht auch wieder zu Geschäftsmodellen, wenn das weiterhin ein wichtiges Thema bleibt wiedertreffen.

14 Zusammenfassung

Prof. Dr. Arnold Picot, :Ludwig-Maximilians-Universität München und Münchner Kreis

Meine Damen und Herren, ich möchte jetzt keine Zusammenfassung der Zusammenfassung hier versuchen, sondern mich zunächst erst einmal bei Ihnen allen und vor allen Dingen auch bei allen Initiatoren, Vorbereitern, Rednern und Moderatoren dieses Abends sehr herzlich bedanken.

Wenn ich ein, zwei Eindrücke wiedergeben darf, dann haben mir erstens die Offenheit und auch die Nachdenklichkeit der Diskussion sehr gut gefallen. Das zeigt aber auch, dass wir noch viel zu tun haben, wenn wir diese Ziele – es gibt gewisse Ziele, die zumindest gesetzlich verankert sind – erreichen wollen, auch wenn das noch ein langer Weg ist. Ich fand auch sehr interessant, dass bei der Frage, wo der Innovationsbedarf ist, auf Nachfrage eigentlich im Wesentlichen ökonomische bzw. regulatorische Themen einschließlich Standardisierungsfragen genannt wurden. Das heißt also, dass die allermeisten technischen Fragen beherrscht werden und dass wir offensichtlich, um die Maschinerie, so wie sie sich heute darstellt, noch besser in Gang zu bekommen, vor allen Dingen Schnittstellenprobleme und Zuständigkeitsfragen lösen und damit auch die Initiativespielräume und Handlungsspielräume bestimmen müssen. Es scheint nicht so zu sein, dass wir vor fundamentalen technologischen Herausforderungen stehen, auch wenn natürlich eine permanente Evolution stattfindet und hoffentlich auch die eine oder andere disruptive Neuerung auf uns zukommt. Wir sollten uns daher ans Werk machen, um diese praktischen Fragen, die aber zum Teil sehr interessen geprägt und nicht so einfach zu lösen sind, in Angriff zu nehmen. Wir wissen alle, dass die Standardisierungsthematik extrem schwierig ist, denn es ist kein Zufall, dass wir im Bereich der Heimautomatisierung noch immer keine umfassende Lösung haben, eben weil die Interessen spezifisch verteilt und die Lösungsansätze so spezifisch gewachsen sind. Und das ist nur ein Teilbereich des ganzen großen Feldes der intelligenten Vernetzung des Energiesystems.

Ferner können wir aus dem heutigen Abend mitnehmen, dass es im Feld von Smart Energy sehr interessante und mutige Geschäftsmodelle gibt, die auch z.T. schon im praktischen Einsatz sind und Geld verdienen. Das finde ich sehr erfreulich. Offensichtlich lassen sich durch intelligente unternehmerische Initiativen Verbraucher, Erzeuger, Netzbetreiber und viele andere Akteure unterstützen durch die Einsparung von Transaktionskosten sowie durch die Bündelung von Funktionen, so dass Effizienzsteigerungen und Marktausgleich zustanden kommen. Wir sollten das als einen positiven Aufbruch ansehen und als Ermutigung, auf dem Gebiet weiterzumachen.

Ob wir in einem Jahr bei einem Berliner Gespräch des Münchner Kreis genau die heutige Thematik wieder aufgreifen oder andere Schwerpunkte setzen, die sich in der Zwischenzeit ergeben, werden wir rechtzeitig mit Ihnen und weiteren Fachleuten abstimmen.

Anhang**Liste der Referenten und Moderatoren**

Dr. Andreas Breuer
RWE Deutschland AG
Kruppstr. 5
45128 Essen
andreas.breuer@rwe.com

Dr.-Ing. Udo Bub
EIT ICT Labs Germany GmbH
Managing Director
Ernst-Reuter-Platz 7
10587 Berlin
udo.bub@ictlabs.eu

Prof. Dr.-Ing. Jörg Eberspächer
Technische Universität München
Lehrstuhl für Kommunikationsnetze
Arcisstr. 21
80333 München
joerg.eberspaecher@tum.de

Dr.-Ing. Michael Fiedeldej
Prokurist/Bereichsleiter Technik
Allgäuer Überlandwerk GmbH
Illerstr. 18
87435 Kempten
michael.fiedeldej@auew.de

Dr. Falk-Florian Henrich
Geschäftsführer
CeleraOne GmbH
Gartenstr. 111
10115 Berlin
henrich@celeraone.com

Dr. Peter Heuell
Vors. d. Geschäftsführung / CEO
Landis+Gyr GmbH
Humboldtstr. 64
90459 Nürnberg
peter.heuell@landisgyr.com

Andreas Keil
Geschäftsführer
Energy2market GmbH
Karl-Tauchnitz-Str. 4
04107 Leipzig
andreas.keil@energy2market.de

Alexander Kleemann
Referent
BMW
Referat III B1 Energierecht
Scharnhorststr. 34-37
10115 Berlin
alexander.kleemann@bmwi.bund.de

Prof. Dr. Lutz M. Kolbe
Georg-August-Universität Göttingen
Wirtschaftsinformatik
Platz der Göttinger Sieben 5
37073 Göttingen
lkolbe@uni-goettingen.de

Brewster McCracken
Executive Director
Pecan Street Inc.
West Pickle Research Building
The University of Texas
bmccracken@pecanstreet.org

Dipl.-Kffr. Jennifer Meinel
Stadtwerke Duisburg AG
Bungertstr. 27
47053 Duisburg
meinel@stadtwerke-duisburg.de

Marc Peters
IBM Deutschland GmbH
Gustav-Heinemann-Ufer 120-122
50968 Köln
marc.peters@de.ibm.com

Prof. Dr. Dres. h.c. Arnold Picot
Ludwig-Maximilians-Universität
Forschungsstelle für Information,
Organisation und Management
Ludwigstr. 28
80539 München
picot@lmu.de

Prof. Dr.-Ing. Heinz Thielmann
Geschäftsführer
Emphasys GmbH
Eichenstr. 11
90562 Heroldsberg
heinz.thielmann@t-online.de