



Evaluationsbericht

**vorgelegt von der
Forschungsgruppe Regenerative Energien
unter der Leitung von Prof. Dr. Thomas Hartkopf
Technische Universität Darmstadt**

30.04.2013

Autoren:
Scheven, Alexander von
Steiner, Lutz
Völker, Daniel

Inhaltsverzeichnis

1	ERGEBNISSE UND ERKENNTNISSE IM BEREICH ENERGIETECHNIK.....	4
1.1	MOTIVATION, ZIELSETZUNG UND VORGEHENSWEISE	4
1.2	BEGRIFFSDEFINITIONEN.....	7
1.2.1	<i>Informations- und Kommunikationstechnik</i>	<i>7</i>
1.2.2	<i>Smart Grid</i>	<i>7</i>
1.2.3	<i>Smart Meter</i>	<i>8</i>
1.2.4	<i>Smart Meter Gateway.....</i>	<i>8</i>
1.2.5	<i>Smart Grid Architektur</i>	<i>9</i>
1.2.6	<i>Lastmanagement</i>	<i>12</i>
1.2.7	<i>Virtuelles Kraftwerk und Virtuelles System</i>	<i>13</i>
1.2.8	<i>Kopplung der Energienetze</i>	<i>14</i>
1.3	METHODEN UND ERKENNTNISSE	16
1.3.1	<i>Die zweistufige Methode.....</i>	<i>16</i>
1.3.1.1	<i>Die erste Stufe (Ermittlung der Projektumgebungen)</i>	<i>17</i>
1.3.1.2	<i>Die zweite Stufe.....</i>	<i>27</i>
1.3.2	<i>Ergebnisse der ersten Stufe</i>	<i>28</i>
1.3.3	<i>Ergebnisse der zweiten Stufe.....</i>	<i>41</i>
1.3.3.1	<i>Ergebnisorientierte Fragestellung</i>	<i>41</i>
1.3.3.2	<i>Herausforderungen auf dem Weg zum Smart Grid</i>	<i>43</i>
1.4	ANALYSE DER KONSORTIALBERICHTE UND DER VORLIEGENDEN ABSCHLUSSBERICHTE	49
1.4.1	<i>Analyse der Konsortialberichte (siehe auch Zwischenbericht)</i>	<i>49</i>
1.4.1.1	<i>E-DeMa</i>	<i>50</i>
1.4.1.2	<i>eTelligence.....</i>	<i>52</i>
1.4.1.3	<i>MeRegio</i>	<i>56</i>
1.4.1.4	<i>MoMa</i>	<i>60</i>
1.4.1.5	<i>RegModHarz.....</i>	<i>62</i>
1.4.1.6	<i>Smart Watts.....</i>	<i>63</i>
1.4.2	<i>Analyse der vorliegenden Abschlussberichte.....</i>	<i>65</i>
1.4.2.1	<i>eTelligence.....</i>	<i>65</i>
1.4.2.2	<i>Modellregion Mannheim (moma)</i>	<i>69</i>
1.4.2.3	<i>Regenerative Modellregion Harz (RegModHarz).....</i>	<i>71</i>
1.5	WISSENSCHAFTLICHE ARBEITEN AN DER TU DARMSTADT (E-ENERGY)	74
1.5.1	<i>Ermittlung und Analyse des industriellen Lastverschiebungspotentials in Deutschland (Prelle, Martin) 74</i>	
1.5.2	<i>Ermittlung und Analyse von Lastverschiebungspotentialen ausgewählter Industrieparks (Datz, Christoph)</i>	<i>75</i>
1.5.3	<i>E-Energy im Kontext weltweiter Smart Grid Aktivitäten (Haffke, Ingmar).....</i>	<i>75</i>
1.5.4	<i>Kosten und Potenziale des Roll-Outs intelligenter Stromzähler in Deutschland (Zips, Gunter)</i>	<i>76</i>
1.5.5	<i>Integration von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und Speichern in ein Smart Grid unter Anwendung des Standards IEC 61850 (Stadler, Stefanie)</i>	<i>76</i>

1.5.6	<i>Effiziente Einbindung von Erneuerbaren Energien durch das Power-to-Gas Konzept (Keles, Sanem)</i>	
		77
1.5.7	<i>Potentiale der Rückspeisung von Elektroautos (V2G) in das deutsche Stromnetz (Richter, Moritz)</i>	78
1.5.8	<i>Versorgungssicherheit und gesicherte Leistung (Trebing, Sebastian)</i>	78
1.5.9	<i>Standardisierung von Smart Metern (Djemni, Mohamed Ben Samir)</i>	79
1.5.10	<i>Smart Microgrids and Reactive Power (Appen, Jan von)</i>	80
1.5.11	<i>Beurteilung der Ergebnisse der wissenschaftlichen Arbeiten</i>	81
1.6	VERGLEICH DER FORSCHUNGSSCHWERPUNKTE	82
1.6.1	<i>Einordnung der Forschungsschwerpunkte von E-Energy</i>	82
1.6.2	<i>Kiviatgraph der wissenschaftlichen Arbeiten</i>	85
1.6.3	<i>Vergleich der Kiviatgraphen und Einordnung in der deutschlandweiten Forschung</i>	86
1.7	SONSTIGE AKTIVITÄTEN	91
1.7.1	<i>EEBUS/KNX Allianz</i>	91
1.7.2	<i>Vorträge und Transfer von E-Energy</i>	96
1.7.3	<i>Veröffentlichungen, die unter anderem auf E-Energy fokussieren</i>	97
1.7.4	<i>Kommentar zur dena-Verteilnetzstudie</i>	97
1.8	EVALUATIONSFRAGEN UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	100
1.8.1	<i>Evaluationsfragen</i>	100
1.8.2	<i>Handlungsempfehlungen</i>	102
1.9	PORTRAIT TECHNISCHE UNIVERSITÄT DARMSTADT (FG REGENERATIVE ENERGIEN)	105

1 Ergebnisse und Erkenntnisse im Bereich Energietechnik

1.1 Motivation, Zielsetzung und Vorgehensweise

Laut Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur¹ vom 01.02.2013 sind in Deutschland 74,6 GW Leistung von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen installiert. Das entspricht einem Anteil von 43 % an der gesamten in Deutschland installierten Leistung.² Die maximale monatliche Energieproduktion aus Solar und Wind, die mit 62,8 GW installierter Leistung den größten Anteil am erneuerbaren Kraftwerkspark tragen, betrug im Januar 2013 5,4 TWh. Bei einer Gesamterzeugung im gleichen Monat von 41,7 TWh ist dies nur ein Anteil von 13 %.³ Aus dem Vergleich der installierten erneuerbaren Leistung von 43 % und dem Anteil an der Stromproduktion von 13 % wird deutlich, wie sehr sich die erneuerbaren Kraftwerke von den bisherigen, konventionellen unterscheiden. Die Stromproduktion aus Photovoltaik und Windkraft ist an die örtlichen Wetterbedingungen geknüpft und so können sie häufig nicht ihre maximale Leistung abrufen. Die erneuerbaren Kraftwerke richten sich nicht nach der Last, sondern nach dem momentan zur Verfügung stehenden Wind- oder Sonnendargebot. Da dieses Angebot nicht konstant ist, schwankt die Stromerzeugung aus diesen Anlagen stark. Nutzte man in der Vergangenheit steuerbare Erzeuger, die ihre Erzeugung dem Verbrauch anpassen konnten, werden zukünftig andere Modelle der Energieverteilung nötig. Um das deutsche Stromnetz auf diese neue Art der Energieerzeugung umzustellen, werden neue Strukturen der Energienetze erforscht. „Smart Grid“ ist der Überbegriff, der sich für diese neuen, intelligenten Netze etabliert hat. Dabei hat sich gezeigt, dass es kein einheitliches Smart Grid geben kann, sondern mehrere Ansätze nötig sind, die auf die unterschiedlichen örtlichen Gegebenheiten und Randbedingungen angepasst werden können.

Die Kraftwerkstechnik zur Nutzung erneuerbarer Energien ist vorhanden. Jetzt gilt es diese Techniken nicht nur geschickt in das bestehende Netz einzubinden, sondern neue Rahmenbedingungen, neue Strukturen zu schaffen. Diese sind nicht nur auf technischer Ebene, sondern auch auf regulatorischer und marktwirtschaftlicher Ebene zu entwickeln, um dem Ziel einer zu 100 % erneuerbaren Energieversorgung näher zu kommen.

In dieser Arbeit werden die Forschungsbestrebungen des Projektes E-Energy zum Thema Smart Grid vorgestellt und ausgewertet. E-Energy war ein durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) initiiertes Förderprogramm, im Rahmen dessen in sechs Modellregionen verschiedene Aspekte des Smart Grids untersucht wurden. Unter anderem be-

¹ In der Kraftwerksliste sind Kraftwerke mit einer elektrischen Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW gelistet. Zusätzlich sind kleinere Anlagen aufgeführt, wenn sie nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz vergütungsfähig sind.

² Vgl. Bundesnetzagentur 2013

³ Vgl. Burger 2013

fassten sich die einzelnen Regionen mit der Einbindung dezentraler Erzeuger, wie Wind- und Solarparks, aber auch Blockheizkraftwerken, sowie mit der Einbindung von Haushalten und Großkunden, wie Betreibern von Kühlhäusern, und mit neuen Kraftwerksmodellen wie dem Virtuellen Kraftwerk. Über allem stand die Zielsetzung Anpassungsmöglichkeiten an die ungleichmäßige erneuerbare Energieeinspeisung zu finden und den Energieverbrauch an das Angebot der Regenerativen Energien anzupassen.

Ziel dieser Arbeit ist es aufzuzeigen, welche Forschungsfragen im Rahmen des E-Energy Projektes an der Technischen Universität Darmstadt untersucht wurden. Aus den Ergebnissen dieser Untersuchungen sollen die Forschungsfelder mit dem größten Potential, zur Verwirklichung eines Smart Grid benannt werden, sowie Handlungsempfehlungen für Forschungsinstitute und Politik gegeben werden.

Zur besseren Auswertung der vorliegenden Arbeit werden in Tabelle 1 Forschungsfragen formuliert, die am Ende im Fazit beantwortet werden sollen. Der Schwerpunkt dieses Fragenkatalogs liegt auf einer energietechnischen Betrachtung des Projektes.

Fragestellung		Schwerpunktkategorie
Versorgungssicherheit:	Erhöht Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) die Versorgungssicherheit im schwankenden Netz, weil mit ihrer Hilfe kurzfristige Netzschwankungen besser ausgeregelt werden können?	Versorgungssicherheit
Virtuelles Kraftwerk / Netzstabilität:	Können Virtuelle Kraftwerke eine stabile, nicht schwankende Stromversorgung gewährleisten und so konventionelle Kraftwerke ersetzen?	Integration Erneuerbare Energien, Dezentrale Energieerzeugung, Versorgungssicherheit
Lastverschiebung:	Ist es mit IKT möglich die Energienutzung, den Energieverbrauch der Erzeugung anzupassen?	Last-Flexibilisierung
Tarife / Kundenmotivation:	Motivieren dynamische Tarife die Nutzer ihren Verbrauch in energiestarke Zeiten zu verschieben?	Marktliberalisierung, Energieeffizienz
Tarife / Energieeinsparung:	Verändert die Verschiebung des Verbrauchs in energiestarke Zeiten den Gesamtverbrauch der Kunden?	Marktliberalisierung, Energieeffizienz
Energieeinsparung durch Kundeninformation:	Führt die Information über den eigenen Energieverbrauch zu Verbrauchseinsparungen bei den Nutzern?	Energieeffizienz
Flexibilisierung:	Können mit der Kopplung von Strom-, Wärme- und Gasnetz über KWK und Power-to-Gas zusätzliche Flexibilitäten geschaffen werden?	Last-Flexibilisierung, Speicher

Tabelle 1: Forschungsfragen dieser Arbeit

Quelle: Eigene Darstellung

1.2 Begriffsdefinitionen

1.2.1 Informations- und Kommunikationstechnik

Im Projekt E-Energy steht IKT vor allem für den Einsatz von Technik, welche die Komponenten des Stromnetzes, wie dezentrale Erzeuger, Speicher, Transformatoren, Blockheizkraftwerke und Haushaltsverbrauchern sowie Stromhändler, zur Kommunikation und damit zur Teilnahme im Smart Grid befähigt. IKT ermöglicht eine Kommunikation aller Teilnehmer des Energienetzes untereinander und versetzt somit den Energieversorger in die Lage, dynamische Tarife anbieten zu können, Informationen über den Stromfluss im Niederspannungsnetz einzuholen und den Verbrauch der Erzeugung anzupassen, wenn der Kunde es ihm ermöglicht.

1.2.2 Smart Grid

Der Begriff „Smart Grid“, wörtlich übersetzt „intelligentes Netz“, ist zum Überbegriff einer Vielzahl von Forschungsprojekten und Visionen weltweit geworden. Das Wort „Grid“ beschreibt dabei nicht nur das Stromnetz, sondern das gesamte elektrische Energieversorgungssystem, vom Erzeuger über das Netz zum Verbraucher einschließlich IKT. Dieses wird nun mit intelligenter Technologie ausgestattet, sodass es die Fähigkeit zur Informationserfassung, Messung, Kommunikation und Automatisierung erhält, kurz damit es „smart“ wird. International gibt es unterschiedliche Definitionen für Smart Grid, da mit dessen Erreichung unterschiedliche Ziele verbunden sind.⁴ Das Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), um nur eine internationale Definition aufzuführen, definiert Smart Grid wie folgt:

„The ‘smart grid’ has come to describe a next-generation electrical power system that is typified by the increased use of communications and information technology in the generation, delivery and consumption of electrical energy.“⁵

Hier wird Smart Grid als neues elektrisches Energiesystem beschrieben, das sich durch den verstärkten Einsatz von IKT auszeichnet. Die vorliegende Arbeit hingegen greift auf eine deutsche Definition zurück, die von der Deutschen Kommission Elektrotechnik (DKE) in Zusammenarbeit mit E-Energy entwickelt wurde:

„Der Begriff ‚Smart Grid‘ (Intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Ziel ist auf Basis eines transparenten energie- und kosteneffizienten

⁴ Siehe dazu auch Kapitel 1.5.3

⁵ Institute of Electrical and Electronics Engineers

sowie sicheren und zuverlässigen Systembetriebs die nachhaltige und umweltverträgliche Sicherstellung der Energieversorgung.“⁶

1.2.3 Smart Meter

Smart Meter bilden einen wichtigen Teil der IKT Infrastruktur im Smart Grid. Diese intelligenten Zähler sind, im Gegensatz zu herkömmlichen Ferraris-Zählern, nicht nur in der Lage den Verbrauch zu messen, sondern sind mit IKT ausgestattet und somit in der Lage weitere Aufgaben zu erfüllen. Mögliche zusätzliche Funktionen sind:⁷

- Visualisierung des aktuellen Verbrauchs sowie die Speicherung und Auswertung dieser Informationen
- Möglichkeit zum Angebot von variablen, dynamischen Tarifen, die sich je nach Energieangebot ändern sowie die Anzeige des aktuellen Tarifs
- Steuerung von angeschlossenen Verbrauchern wie Wärmepumpen oder Kühlschränken
- Fernauslesung der Zähler
- Kommunikation mit dem Energieversorger zum flexiblen Wechsel eines Tarifs sowie zur Bereitstellung von zusätzlichen Informationen

Je nach Architektur des Smart Grid werden diese Aufgaben auch teilweise vom Gateway übernommen.

1.2.4 Smart Meter Gateway

Das Smart Meter Gateway oder kurz Gateway ist die entscheidende Schnittstelle, die den Verbraucher im Smart Grid integriert. Hier werden alle Daten des Smart Home, von Smart Metern und anderen Geräten, gesammelt und an den Messstellenbetreiber weitergegeben. Umgekehrt werden über das Gateway die angeschlossenen Geräte angesteuert. Außerdem kann der angeschlossene Verbraucher über das Gateway vor digitalen Angriffen von außen geschützt werden, es funktioniert also wie eine Firewall.⁸ Die Sicherheitsanforderungen für das Gateway werden im vom Bundesamt für Sicherheit und Informationstechnik (BSI) herausgegebenen BSI Schutzprofil definiert.

⁶ Deutsche Kommission Elektrotechnik Informationstechnik im DIN und VDE (Hrsg.) 2010, S. 13

⁷ Vgl. ETG Taskforce Smart Metering 2010, S. 22

⁸ Vgl. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik 2012, S. 10

1.2.5 Smart Grid Architektur

Im Rahmen des EU Normungsmandats M/490 „Standardization Mandate to European Standardization Organizations (ESOs) to support European Smart Grid deployment“ bildeten die europäischen Normungsorganisationen Comité Européen de Normalisation (CEN), Comité Européen de Normalisation Électrotechnique (CENELEC) und European Telecommunications Standards Institute (ETSI) die Smart Grid Coordination Group. Diese ist in vier Arbeitsgruppen unterteilt, von denen eine, die Reference Architecture Working Group, das Smart Grid Architecture Model (SGAM) entwickelte, welches im Folgenden erläutert wird.⁹

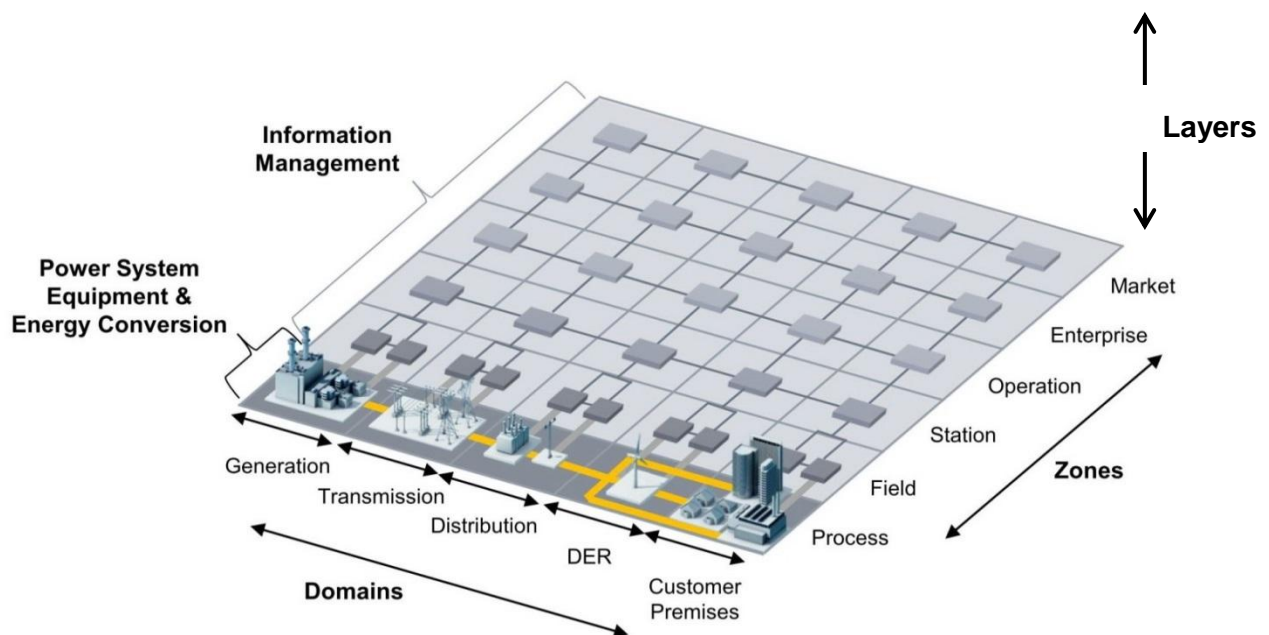


Abbildung 1: SGAM Ebenendarstellung

Quelle: CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group 2012, S. 28

Das SGAM ist in fünf Layers aufgeteilt. Wie in Abbildung 1 zu sehen, wird ein Layer von Domains und Zones aufgespannt. Dabei handelt es sich um die Domänen der Energieumwandlungskette und die hierarchischen Zonen des Energienetzmanagements.¹⁰ Die einzelnen Domains, Zones und Layers werden in den folgenden Tabellen beschrieben:

Domain	Beschreibung
Generation	Unter diese Kategorie fallen alle zentralen Erzeugerkomponenten, wie konventionelle Kraftwerke oder Offshore Windparks.
Transmission	Hier werden alle Komponenten des Übertragungsnetzes dargestellt.

⁹ Vgl. Englert und Uslar 2012

¹⁰ Vgl. Englert und Uslar 2012

Distribution	Hier werden alle Komponenten des Verteilungsnetzes dargestellt.
DER	In diese Kategorie fallen alle Komponenten der dezentralen Erzeugung, die direkt am Verteilungsnetz angeschlossen sind, wie Wind- oder Solarparks.
Customer Premise	In dieser Kategorie werden Konsumenten und Kleinsterzeuger dargestellt. Kleinsterzeuger sind beispielsweise Haushalte oder Industriebetriebe, die mit einer Photovoltaikanlage Strom erzeugen.

Tabelle 2: Domains des SGAM

Quelle: Eigene Darstellung nach CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group 2012, S. 28

Zone	Beschreibung
Process	In dieser Zone wird die Primärtechnik, wie Generatoren, und die physikalische Energieumwandlung, z.B. von chemischer zu elektrischer Energie, eingeordnet.
Field	Hier befindet sich die Technik zum Schutz, zur Steuerung und zur Überwachung des Prozesses.
Station	Dies ist die Aggregationsebene, in welcher die Daten aus der Feldebene gesammelt werden und zusammenlaufen.
Operation	Auf der Betriebsebene findet die Systemüberwachung und Systemführung des Energienetzes statt. Hier werden auch Virtuelle Kraftwerke eingeordnet.
Enterprise	In der Unternehmensebene sind kommerzielle und organisatorische Prozesse sowie die Unternehmensinfrastruktur verordnet. Dazu zählt die Logistik, Buchhaltung oder Weiterbildung der Angestellten.
Market	In dieser Zone werden Marktoperationen entlang der Kette der Energieverarbeitung, also der Energiehandel, eingeordnet.

Tabelle 3: Zones des SGAM

Quelle: Eigene Darstellung nach CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group 2012, S. 29 und Englert und Uslar 2012

Layer	Beschreibung
Business Layer	Der Business Layer beinhaltet geschäftsspezifische Aspekte wie Marktmodelle, regulatorische Randbedingungen und Geschäftsprozesse.
Function Layer	In der Funktionsschicht werden logische Funktionen und Dienste sowie deren Zusammenhänge und Beziehungen dargestellt.
Information Layer	In der Informationsschicht werden die Informationen dargestellt, die zwischen den Funktionen, Diensten und Komponenten ausgetauscht und von ihnen genutzt werden. Hier werden Datenmodelle und Informationsobjekte eingeordnet.
Communication Layer	Der Communication Layer umfasst Mechanismen und Protokolle für den Informationsaustausch zwischen verschiedenen Komponenten der Informationsschicht.
Component Layer	In dieser Schicht werden die physikalischen Komponenten, also IKT und Betriebsmittel der Energiekette, sowie die Systemteilnehmer, wie Netz- oder Messstellenbetreiber, abgebildet.

Tabelle 4: Layers des SGAM

Quelle: Eigene Darstellung nach CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group 2012, S. 27 und Englert und Uslar 2012

Werden die einzelnen Layers übereinander gelegt, ergibt sich ein „dreidimensionales Modell mit den Achsen Domains, Zones und Interoperability Layers“¹¹, das vollständige SGAM, wie in Abbildung 2 zu sehen.

¹¹ Englert und Uslar 2012

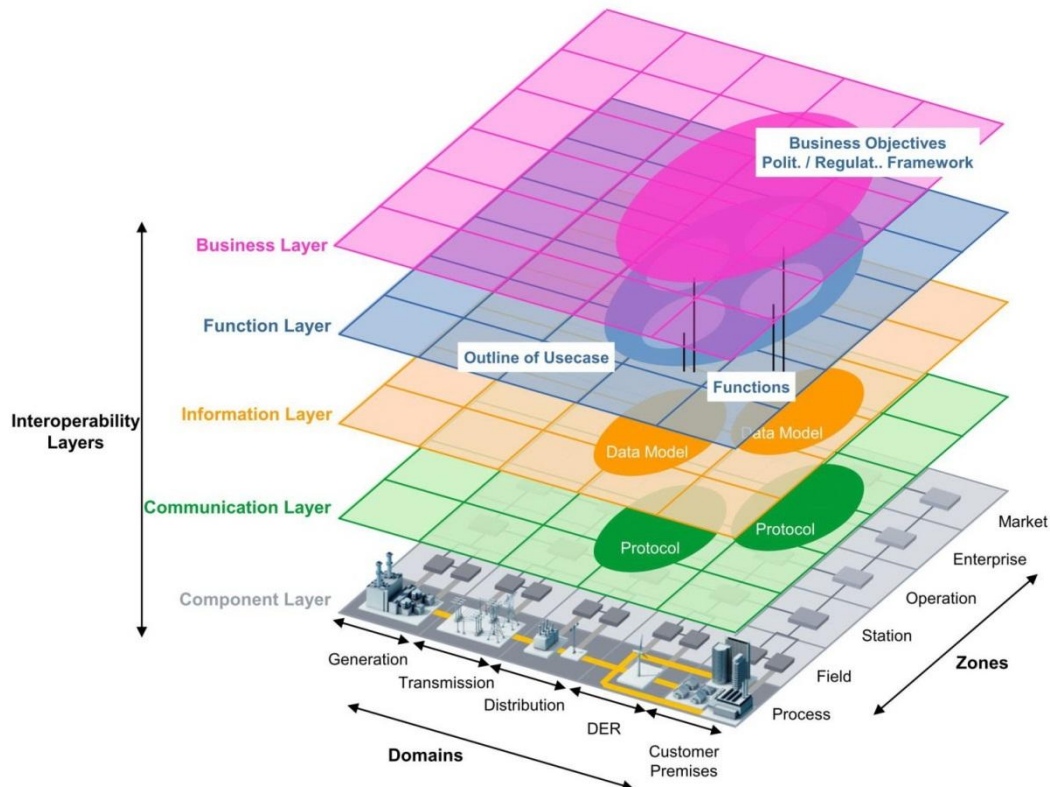


Abbildung 2: Vollständiges Smart Grid Architektur Modell

Quelle: : CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group 2012, S. 30

In Abbildung 2 ist ein Usecase im SGAM eingeordnet. Die in den einzelnen Layers abgebildeten Ovale verorten den Usecase optisch im SGAM. Durch senkrechte Linien werden die Verbindungen zwischen den einzelnen Ebenen dargestellt. Mit der systematischen Einordnung von Systemen lassen sich Lücken in Standards finden oder Architekturen für verschiedene Anwendungsfälle erstellen.¹²

In dieser Studie wird dieses Modell verwendet um Bereiche aufzuzeigen, in denen weiterer Forschungsbedarf besteht.¹³

1.2.6 Lastmanagement

Eine Motivation für ein Smart Grid besteht in der Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung, also einer Verschiebung der Last in energiestarke Zeitkorridore. Diesen Prozess bezeichnet man als Lastmanagement. In der VDE Studie „Demand Site Integration“ unterteilen

¹² Vgl. Englert und Uslar 2012

¹³ Siehe dazu Kapitel 1.3.3.2

die Autoren Lastverschiebung in „Demand Side Management“ und in „Demand Side Response“.

„Demand Side Management umfasst die direkte Beeinflussung des Energieverbrauchs auf der Verbraucherseite. Dabei kann der Energieverbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt erhöht oder reduziert werden.“¹⁴

Demand Side Management bedeutet eine direkte Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens von außen oder innen heraus. Dabei nennt die Studie als Beweggründe zur Verbrauchsverschiebung technische, ökonomische und ökologische Interessen, wie Netzstabilität, Vermeidung von Spitzenlasten und Integration erneuerbarer Energien.

„Demand Side Response umfasst die Reaktion des Verbrauchers auf ein Anreizsignal, welches meist monetärer Art ist, sprich ein zeitabhängiger Tarif z.B. mit Hoch-, Mittel- und Niedrigtarifzeiten. Der Kunde kann seinen Energiebezug so optimieren, dass er möglichst seinen Energiebedarf in die günstigeren Tarifzeiten legt.“¹⁵

Bei Demand Side Response handelt es sich also um eine vom Verbraucher gesteuerte Lastverschiebung. Gesteuert muss dabei nicht bedeuten, dass der Verbraucher die Verschiebung manuell veranlasst. Dies kann automatisch, z.B. durch einen Smart Meter oder ein anderes Gateway geschehen. Wenn in dieser Arbeit der Begriff Lastmanagement verwendet wird, ist damit meist Demand Side Response, also eine durch Tarifänderungen oder andere Anreize motivierte Verschiebung durch den Verbraucher und nicht ein direkter Eingriff durch den Netzbetreiber gemeint. Abweichungen von dieser Definition werden an der entsprechenden Stelle genannt.

1.2.7 Virtuelles Kraftwerk und Virtuelles System

Für die Begriffe Virtuelles Kraftwerk und Virtuelles System gibt es verschiedene Definitionen:

„Ein Virtuelles Kraftwerk ist ein Netzwerk, bestehend aus einer Anzahl von kleineren dezentralen Stromerzeugungsanlagen, die miteinander verbunden sind und in der Lage sind, zentrale dispoible Kraftwerksleistung zu ersetzen.“¹⁶

In einem Virtuellen Kraftwerk werden also verschiedene dezentrale Erzeuger in einem Verbund koordiniert gesteuert. Ziel eines solchen Kraftwerkes ist es, die schwankende Erzeugung der regenerativen Energieerzeuger zu glätten und somit zur Netzstabilität beizutragen.¹⁷

¹⁴ ETG-Task Force Demand Side Management 2012, S. 10

¹⁵ ETG-Task Force Demand Side Management 2012, S. 10

¹⁶ Droste-Franke et al. 2009, S. 81

¹⁷ Vgl. Droste-Franke et al. 2009, S. 81

„Ein Virtuelles Kraftwerk (VK) verbindet leittechnisch verteilte Erzeuger, Verbraucher und Speicher (Strom und Wärme) und optimiert deren Einsatz im Sinne des Deckungsbeitrages des Gesamtsystems.“¹⁸

Hier wird das Virtuelle Kraftwerk noch um Speicher und zum Lastmanagement fähige Verbraucher ergänzt. Um den Unterschied zwischen einem nur aus Erzeugern bestehendem Virtuellem Kraftwerk und einem Kraftwerk mit integrierten Speichern und Verbrauchern zu beschreiben, wird für diese Zusammensetzung in der vorliegenden Studie auch der Begriff Virtuelles System verwendet.

1.2.8 Kopplung der Energienetze

Zusätzlich zu Smart Grid bietet die Kopplung des Stromnetzes mit anderen Energienetzen, wie dem Wärme- und dem Gasnetz, weitere Möglichkeiten die schwankende Erzeugung der erneuerbaren Energien zu kompensieren. Hier werden zwei Möglichkeiten vorgestellt: das Power-to-Gas Verfahren und die Kraftwärmekopplung.

Beim Power-to-Gas (PtG) Verfahren wird überschüssiger regenerativer Strom mittels eines Elektrolyseurs in Wasserstoff umgewandelt. Der Wasserstoff kann im sogenannten Sabatier-Prozess zu Methan weiterverarbeitet werden. Das entstandene Methan ist äquivalent zu Erdgas und es ist somit möglich, dieses in das Erdgasnetz einzuspeisen. Ebenso kann reiner Wasserstoff direkt, bis zu einer Obergrenze von 5 %, in das deutsche Erdgasnetz eingespeist werden.¹⁹ Eine detailliertere Struktur des Prozesses befindet sich in Abbildung 3.

¹⁸ ETG-Task Force Smart Distribution 2008, S. 29

¹⁹ Vgl. Jentsch et al. 2011

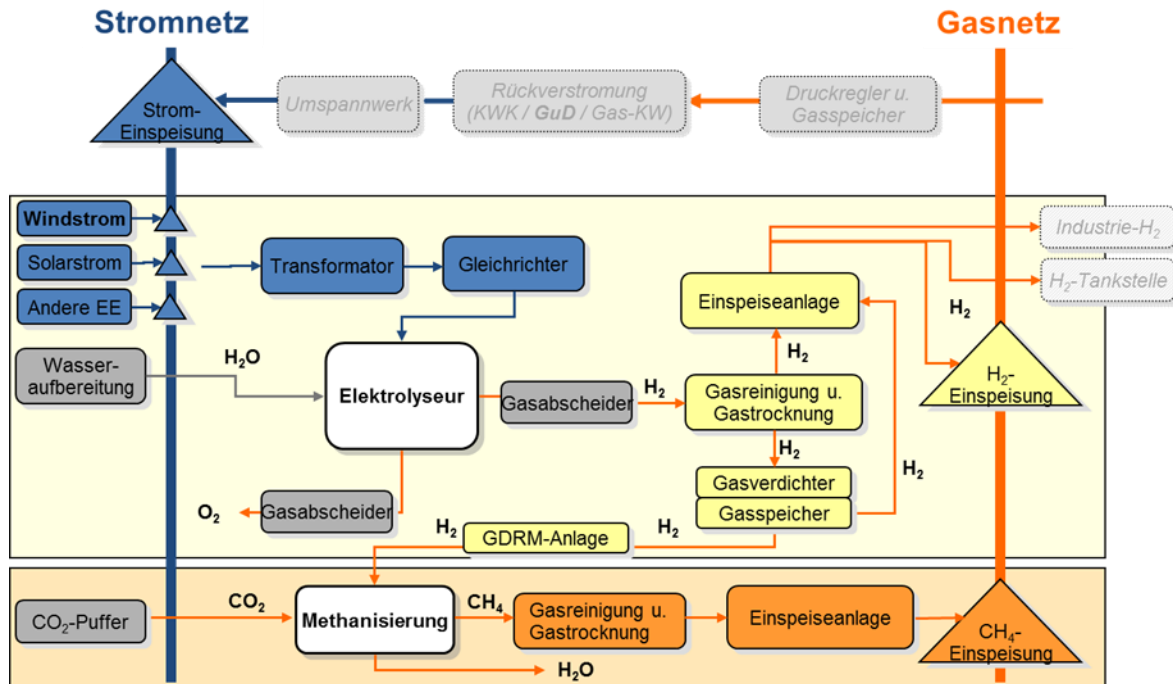


Abbildung 3: Power-to-Gas Struktur
Quelle: Keles 2012, S. 12

Das erzeugte Gas kann auf verschiedenen Wegen verwendet werden. Es besteht die Möglichkeit der Verstromung in Gas- und Dampf-Kraftwerken, die Benutzung als Kraftstoff in Kraftfahrzeugen oder als Brennstoff zur Wärmeerzeugung.²⁰ Genau hier setzt die Kraftwärmekopplung an.

Bei dem Prinzip der Kraftwärmekopplung (KWK) wird durch Verbrennung von Kraftstoff ein Motor angetrieben, der über einen Generator Strom erzeugt. Bei der Stromerzeugung entsteht Wärme, die hier jedoch nicht verloren geht, sondern direkt zur Beheizung des Gebäudes genutzt oder in ein Fernwärmenetz eingespeist wird. Letzteres geschieht vor allem in großen Kraftwerken, die somit Siedlungen mit Wärme versorgen können. Mit dieser Technik kann der Nutzungsgrad des Gesamtprozesses auf über 90 % erhöht werden. In Privathaushalten wird diese Technik in Kleinstkraftwerken, den sogenannten Mikroblokheizkraftwerken (μ -BHKW), verwendet.²¹

²⁰ Vgl. Jentsch et al. 2011

²¹ Vgl. BINE Informationsdienst 2006

1.3 Methoden und Erkenntnisse

In dem folgenden Kapitel wird der gemeinsame Evaluationsansatz der beiden Universitäten (Darmstadt und München) und der incowia GmbH vorgestellt. Dieser gemeinsame Ansatz ist aufgrund der unterschiedlichen Expertise dieser drei Parteien entstanden (Technische Universität Darmstadt = Energiewirtschaft, Technische Universität München = Informations- und Kommunikationstechnik und incowia GmbH = Wissensmanagement und Softwaretechnologie). Er soll den Modellregionen die Arbeit mit der Begleitforschung hinsichtlich der Evaluation durch eine transparente und strukturierte Vorgehensweise erleichtern. Des Weiteren werden im Sinne eines effektiven Vorgehens redundante Ansätze, Fragen und Methoden vermieden.

1.3.1 Die zweistufige Methode

Die Datenakquise der sechs Modellregionen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderten Technologieprogramms „E-Energy“ erfolgt in zwei zeitlich aufeinander folgenden Stufen (s. Abbildung 4). Diese zweistufige Methode zur Datenakquise dient zur Schaffung einer Datenplattform für eine energietechnische Evaluation der sechs Modellregionen. Es können sowohl einzelne Datensätze isoliert als auch eine Auslese an Datensätzen betrachtet werden. Der Fokus der Datenakquise liegt auf den in den Modellregionen durchgeführten Feldversuchen und Simulationen (Projektumgebungen).

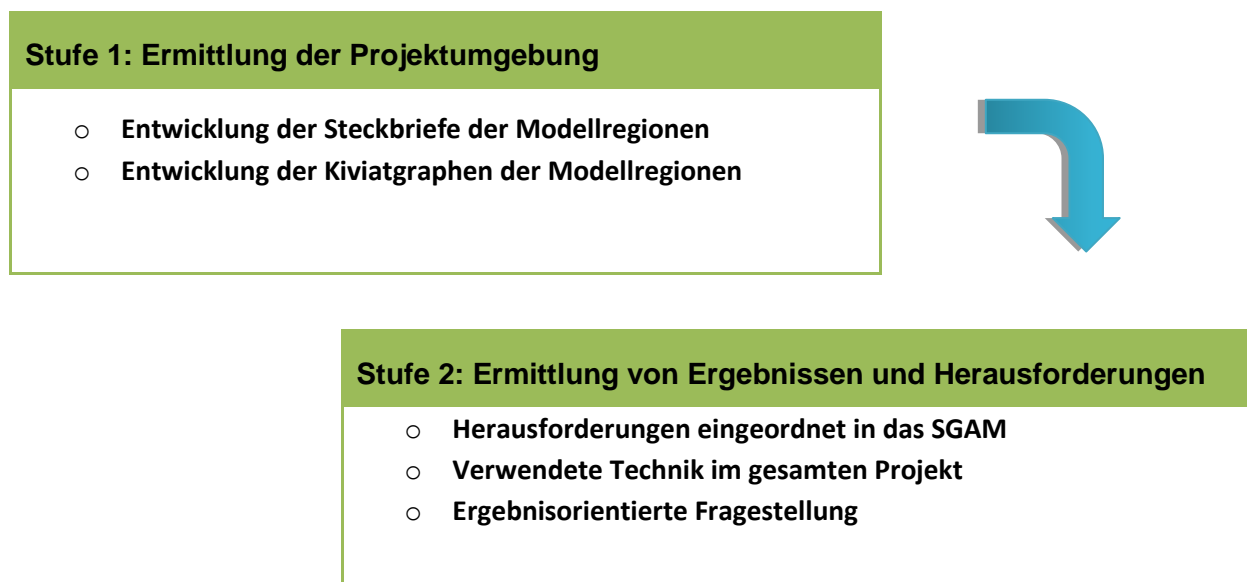


Abbildung 4: Zweistufige Methode

Das Ziel der ersten Stufe war das Erfassen des Aufbaus bzw. die Struktur der einzelnen Modellregionen und der Forschungsgrundlagen und Schwerpunkte der einzelnen Feldversuche und Simulationen. Hierzu wurde in Zusammenarbeit mit der TU München und der incowia

GmbH ein Fragenpool auf Basis der Diplomarbeit von Alexander von Scheven entwickelt, den es online zu beantworten galt. Auf Wunsch der Modellregionen, wurde es ihnen ermöglicht, die Fragen auch in einer Excel Datei zu beantworten. Aus den Rückmeldungen der Modellregionen erstellte das Team der TU Darmstadt für jeden Feldversuch und jede Simulation, den sogenannten Projektumgebungen, einen Steckbrief.

Das Ziel der zweiten Stufe war, die aufgetretenen Herausforderungen in das Smart Grid Architecture Model einzuordnen, die verwendete Technik im gesamten Projekt dazustellen und die offenen Evaluationsfragen zu beantworten. Jeder Feldversuch bzw. jede Simulation erhält auf Basis der ersten Stufe seinen/ihren individualisierten Fragebogen, so dass unnötiges Lesen von nicht relevanten Fragestellungen direkt entfällt.

1.3.1.1 Die erste Stufe (Ermittlung der Projektumgebungen)

Die erste Stufe dient zur Erfassung jeder einzelnen Projektumgebung der sechs Modellregionen ($i = 1..6$). Werden in Modellregion i n_i - Feldversuche und m_i - Simulationen durchgeführt, sollen $(n_i + m_i)$ - Projektumgebungen pro Modellregion i erfasst und durch gezielte Datenakquise verifiziert und verfeinert werden. Für die Erfassung der erste Stufe wurde ein umfassender Fragenpool federführend von der TU Darmstadt mit der Unterstützung von der incowia GmbH und der TU München entwickelt. Die Erfassung sollte ausschließlich über eine Online-Plattform erfolgen. Nach den ersten Rückmeldungen der Modellregionen, wurde als eine weitere Möglichkeit der Datenerfassung die Fragenübersicht zum Ausfüllen in einem Excel-Sheet an alle versandt. Während der Bearbeitung der ersten Stufe wurden auf verschiedenste Fragestellungen bzw. auf unterschiedlichste Problemstellungen, die im Laufe dieses dynamischen Prozesses entstanden sind, adäquate Lösungen gefunden. Der Prozess wurde an die individuellen Zeitpläne, die für die Durchführung von Feldtests und Simulationen der einzelnen Modellregionen vorgesehen war, angepasst. Eine anfängliche kritische Distanz der Modellregionen gegenüber dem Fragenpool und der Methode wurde durch zahlreiche Workshops und bilaterale Treffen mit den Modellregionen abgebaut. Individuell technische Probleme waren die Seltenheit und wurden umgehend von der incowia GmbH gelöst. Durch die in den Modellregionen thematisch und zeitlich unterschiedlichen Prozessverläufe, wurde das Vorgehen bestätigt, eine prozessbegleitende Auswertung (dynamisch) mit vielen Rückkopplungsprozessen durchzuführen. Sobald eine Modellregion eine ihrer Projektumgebungen in die entwickelte Datenbank via Online-Plattform bestimmt und eingetragen hat, konnte nach Abstimmung mit der entsprechenden Modellregion mit der Auswertung bzw. mit der Generierung des für diese Projektumgebung individualisierten Fragebogens (zweite Stufe) begonnen werden.

Zur Datenerfassung wurde in Zusammenarbeit mit der incowia GmbH und Exavo GmbH eine Online-Plattform entwickelt. Die Teilnahme erfolgt über das geschlossene Evaluationsportal. Jede Modellregion kann sich mit den jeweiligen Zugangsdaten in das Portal einloggen. Es wird die Variante der Online-Befragung gewählt, um eine multi-temporale, -mediale, -regionale und -personale Vervollständigung des generierten Fragenpools zu ermöglichen. Neben den genannten Vorteilen bietet diese Plattform weitere vorteilhafte Eigenschaften, wie

z.B. die Verfügbarkeit, die originäre Generierung von digitalen Daten, die hohe Flexibilität, die schnelle Aktualisierung des Inhalts, eine simultane unternehmensübergreifende Funktionalität und Zugriffsmöglichkeit, die Kopplung mit einer Datenbank, die Kopplung mit einem Content Management System (CMS), die automatische Verwaltung durch CMS, das mehrfache Nutzen der Daten via CMS und die Analysefähigkeit des Fortschritts.

Die Online-Plattform wird beim Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) gehostet.

In dem exklusiv für die jeweilige Modellregion zugänglichen Bereich können jeder Zeit Änderungen des Arbeitsstandes durchgeführt, die Datensätze zu jedem Zeitpunkt gesichert und flexibel in unterschiedlichen Sitzungen eingegeben werden. Die Daten werden mit allerhöchster Vertraulichkeit behandelt. Es wurde gewährleistet, dass die Erhebung und Speicherung der Daten sicher und ohne Weitergabe an Dritte erfolgte. Für eine etwaige Veröffentlichung werden von den jeweiligen Verantwortlichen innerhalb der Modellregionen Genehmigungen eingeholt. Nachdem sich der Teilnehmer mit seinen Zugangsdaten eingeloggt hat werden zum Einstieg in die Online-Plattform die Methode der Datenerfassung, die Ziele, die Verantwortlichen und die beim Evaluationsworkshop vereinbarten Vertraulichkeitsklauseln den Teilnehmern vorgestellt. Um einen direkten Kontakt zu den Evaluatoren (Teilnehmern) zu gewährleisten, werden in diesem Schritt die Kontaktdaten abgefragt. In einem zweiten Schritt wird durch Angabe der Anzahl der durchgeführten Feldversuche (n_i) und der durchgeführten Simulationen (m_i) die Anzahl der zu generierenden Fragebögen festgelegt und die Stammdaten jeder einzelnen Projektumgebung ($n_i + m_i$) erfasst. Diese Stammdaten jeder einzelnen Projektumgebung waren gleich und umfassten die Art (Feldversuch oder Simulation), den Namen, die Dauer, eine Beschreibung und die Ziele der Projektumgebung. Abbildung 5 skizziert eine systematische Übersicht der Anzahl der zu erfassenden Projektumgebungen.

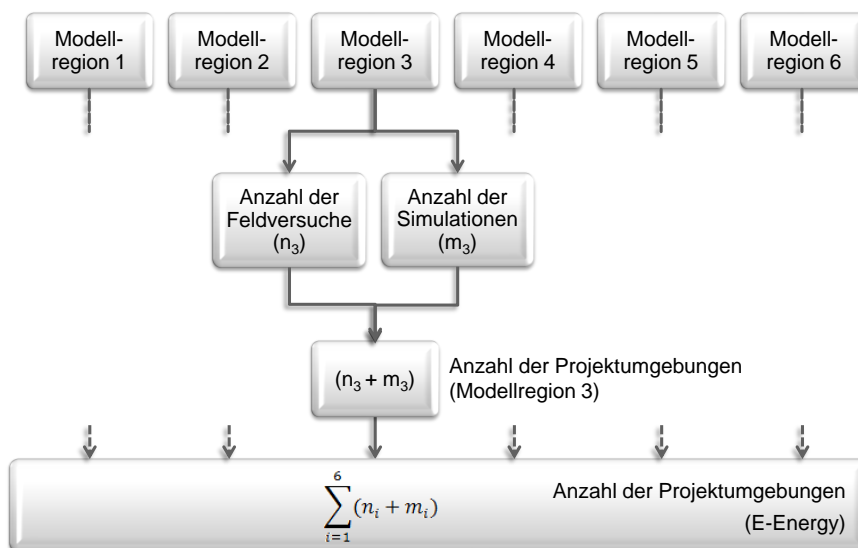


Abbildung 5: Übersicht der Anzahl der Projektumgebungen

Des Weiteren wird in diesem Schritt mit der Auswahl an vordefinierten, thematisch in sich geschlossenen Rubriken die Detailabfrage zu jeder Projektumgebung thematisch eingegrenzt, so dass nur relevante Fragen beantwortet werden mussten. Als Grundlage für die Bildung der einzelnen Rubriken wurde sich an der Wertschöpfungskette der Energie (Erzeugung, Transport und Verbrauch) orientiert. In der Detailauswahl (Wahlbereich) stehen die folgenden sechs Rubriken zur Auswahl: „Erzeugerstruktur“, „Versorgungsnetz“, „Investitionskosten, Preis- und Anreizmodelle, Marktplattform“, „Ausfallzeiten“, „Verbraucherstruktur“ und „Referenz-Szenario“. Die zur IKT generierten Fragen wurden in jede der oben aufgezählten Rubriken integriert. Somit existieren zwei Pflichtbereiche und ein Wahlbereich. Die Pflichtbereiche müssen in jedem Fall ausgefüllt werden. Für beide Pflichtbereiche wurden jeweils zwölf Fragen formuliert. In dem Wahlbereich stehen dem Teilnehmer die o.g. sechs Rubriken zur Auswahl. Abbildung 6 illustriert das Beschriebene.

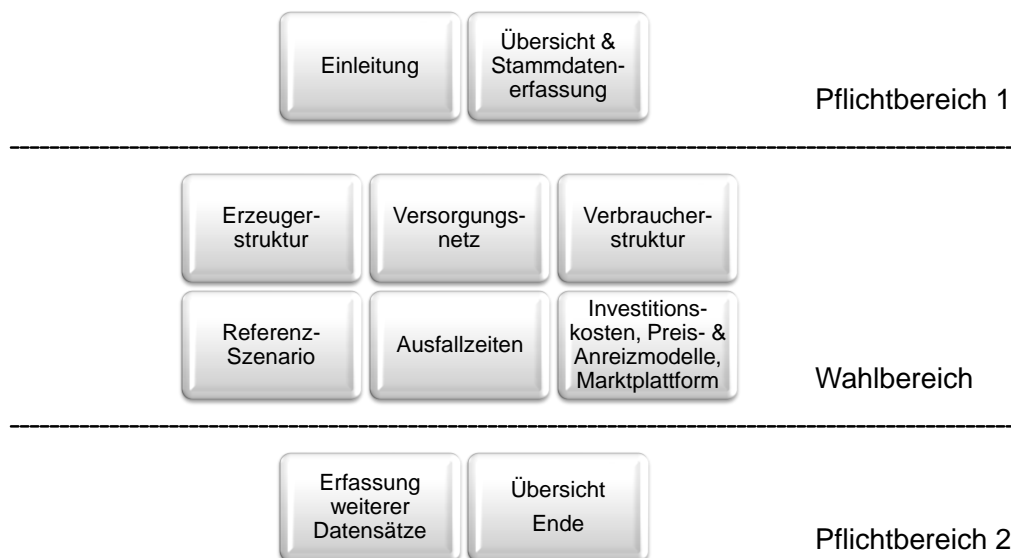


Abbildung 6: Übersicht Pflichtbereich und Wahlbereich (Detailauswahl)

Jeder Themenblock begann mit einer geschlossenen Frage (Ja/Nein- Antwortmöglichkeit), mit welcher die Relevanz dieser Thematik überprüft wurde. Wenn dieser Themenblock existiert und die Frage mit „Ja“ beantwortet wird, öffnen sich weiterführende Fragestellungen, die ergänzende Eigenschaften bzw. weitere Details abfragen. Diese Art der Fragestellung hat den Vorteil, dass die Teilnehmer wirklich nur die Fragen lesen und beantworten müssen, zu denen sie auch Informationen haben. Die Abbildung 7 illustriert diese Struktur. Das im Hintergrund platzierte Dreieck beschreibt den Detaillierungsgrad.

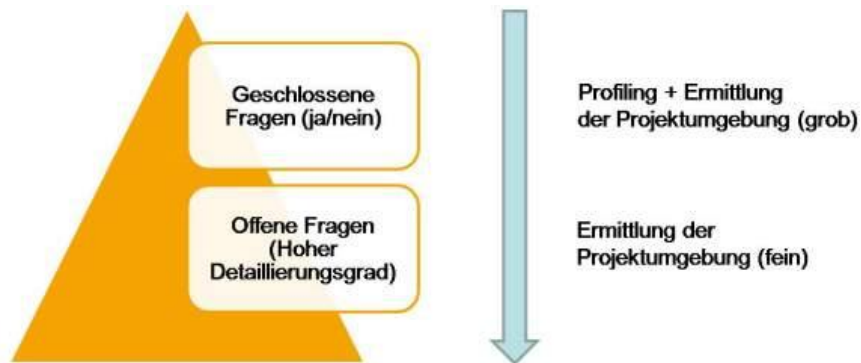


Abbildung 7: Struktur der Fragestellung

Die unten aufgeführte Abbildung 8 illustriert die Struktur des Steckbriefs. Mit diesem Steckbrief wurde es möglich, jede von den Modellregionen angelegte Projektumgebung schnell zu erfassen und die Schwerpunkte zu identifizieren.

Allgemein	Fingerprint	Modellregion	Name	Art	
		Beschreibung			
		Ziele			
		Fokus			
		Highlight			
Spezifikationen	Erzeugerstruktur	Kraftwerkspark	Virtuelles System	Virtuelles Kraftwerk	
		Struktur	Struktur		
		Vergleich	Ext./Int. Komm.		
	Versorgungsnetz	Topologie	Versorgungssicherheit	Kapazität/Netzausbau	
			Stabilität/Qualität		
	Invest. & Märkte	Investitionskosten	AMS/Produkte	Marktplattform	
			Kommunikation		
		Preissignale			
		Dynamischer Tarif			
	Ausfallzeiten	Häufigkeit/Dauer	Grund	Versorgung	
	Verbraucherstruktur	Haushalte	Industriebetriebe	Gewerbe & Dienstl.	
		Struktur/Merkmale			
		Kommunikation allgemein			
Primärkommunikation					
Sekundärkommunikation					
Referenz-Szenarios	Existenz		Zeitraum	Datengrundlage	

Abbildung 8: Struktur des Steckbriefs

Die Struktur des Steckbriefs orientierte sich an der Struktur des Fragenpools. Es existieren die oben beschriebenen sechs Rubriken und ein allgemeiner Teil. Hieraus wurde der Steckbrief für jede eingegebene Projektumgebung entwickelt, welcher als Entwurf zur Abstimmung an die Modellregionen versendet wurde. Die oben genannten Kategorien der Steckbriefe sind im Folgenden beschrieben:

„Beschreibung:

Hier erfolgt eine kurze Beschreibung des Versuchs. Diese soll noch keine Informationen vorwegnehmen, die einer der folgenden Kategorien zugeordnet sind.

Zielsetzung:

In dieser Rubrik werden die mit der Durchführung des Versuches verfolgten Ziele genannt.

Erzeugerstruktur:

Hier wird angegeben, ob ein Kraftwerkspark, ein Virtuelles Kraftwerk oder ein virtuelles System mit entsprechenden Verbrauchern betrachtet wird. Außerdem wird die Kommunikation zwischen dem jeweiligen Kraftwerk und dem Energieversorgungsunternehmen sowie innerhalb des Virtuellen Kraftwerks oder Systems beschrieben.

Versorgungsnetz:

In dieser Rubrik wird das Versorgungsnetz, also Netzspannung und Netztopologie, beschrieben. Außerdem sind Angaben zur Leistungs- und Blindleistungsmessung sowie zu Unregelmäßigkeiten im Netz möglich.

Investitionen und Märkte:

Investitionen und Märkte beschreibt die Umsetzung für den Kunden, beispielsweise neue dynamische Tarife oder andere Abrechnungsmodelle. Außerdem wird beschrieben, ob der Kunde verschiedene Produkte auswählen kann, ob Kunden in Gruppen unterteilt sind und wie der Kunde seine Daten erhält.

Ausfallzeiten:

Hier werden Angaben zu Messungen und Umgang mit möglichen System- oder Teilsystemausfällen gemacht.

Verbraucherstruktur:

Die Verbraucherstruktur ist das Pendant zur Erzeugerstruktur: Hier wird die Abnehmerseite betrachtet, d.h. wie viele Haushalte oder Betriebe sind in welcher Form angeschlossen, wie setzen sich diese zusammen und wie und mit welchen Geräten nehmen sie am Smart Grid teil. Dabei gibt es neben einer allgemeinen Einschätzung drei weitere Unterkategorien:²²

²² Zur Beschreibung der Kategorien siehe auch ETG Taskforce Smart Metering 2010

- „Primärkommunikation ist die Kommunikation zwischen Zähler und Datenkonzentratoren (Gateway)
- Sekundärkommunikation die Kommunikation zwischen Zähler/Gateway und Home-Automation bzw. Gebäudemanagement-System
- Tertiärkommunikation die Kommunikation zwischen Gateway/Zählern und dem IKT-System des Messstellenbetreibers (Datenerfassungssystem). Dabei wird vor Allem auf die verwendeten Kommunikationstechniken und -protokolle Wert gelegt.“²³

Welche Position der Fragenpool innerhalb der Aktivitäten der Begleitforschung und welche Elemente daraus generiert werden sollen, zeigt die folgende Illustration (Abbildung 9).

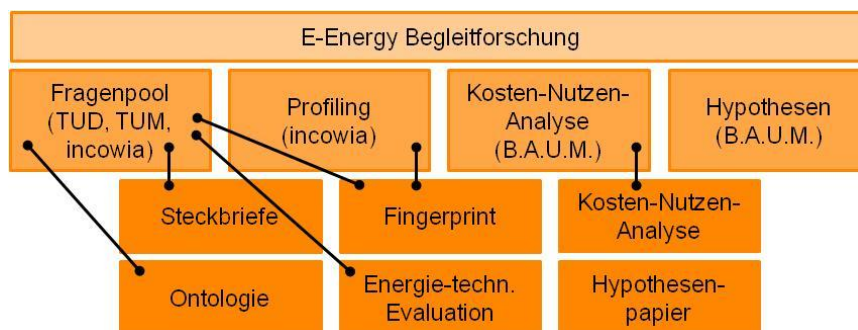


Abbildung 9: Position des Fragenpools²⁴

Der Fragenpool bietet die Basis für die vier in Abbildung 9 markierten Elemente der Begleitforschung. Die eingegebenen Informationen sollen dienen:

- Zur Erstellung eines Steckbriefs für jede Projektumgebung, die in den Modellregionen durchgeführt bzw. eingetragen worden sind
- Zur Schärfung des Fingerprints (Profiling) der Modellregionen durch punktuelle Selektion aus dem Fragenpool
- Als Ergänzung für die Ontologie der Technische Universität München

Das Ziel und der Nutzen des Fragenpools der ersten Stufe war die Generierung einer umfassenden und soliden Datenbasis hinsichtlich jeder einzelnen Projektumgebung. Diese Datenbasis sollte eine Dokumentation der Modellregion ermöglichen und die Vergleichbarkeit

²³ Scheven und Völker 2012b, S. 3

²⁴ Die Rubrik „E-Energy Global Features“ wurde verworfen.

der Modellregionen untereinander steigern. Des Weiteren können ausgewählte Datensätze in bereits entwickelte Tools (Studien- und Diplomarbeiten) eingesetzt werden.

Im zweiten Teil der ersten Stufe entwickelte die incowia GmbH mit Unterstützung der TU Darmstadt und in Zusammenarbeit mit den Modellregionen Kiviagraphen, welche die Schwerpunkte der einzelnen Projekte aufzeigten.²⁵ Kiviagraphen sind Diagramme, die Werte in einer Netzstruktur darstellen. Von jeder Modellregion wurden insgesamt 600 Punkte auf die Schwerpunkte verteilt, pro Schwerpunkt bis zu 100.

Das Profiling der Modellregionen visualisierte mittels Netzdiagrammen (oder Kiviat-Diagrammen), welchen jeweiligen Beitrag eine E-Energy Modellregion zu festgelegten Kriterien bzw. Kategorien leisten würde. Jede Achse des Diagramms repräsentiert eine Kategorie. Für alle Achsen gilt die gleiche Orientierung; die besseren Werte liegen einheitlich außerhalb der Strahlen.

Die Auswertungskategorien wurden gemeinsam mit dem Fördermittelgeber festgelegt und bilden die Schnittmenge aus den Anforderungen des BMWi, den Smart-Grid Realisierungskategorien der DKE Normungs-Roadmap sowie den sich bildenden Querschnittsthemen:

Als Basis für das Profiling dienten die Daten der ersten Stufe erfassten Projektumgebungen (Feldversuche, Simulationen) aus dem Online-Fragenpool. Hierfür wurden die Profiling-relevanten Fragen (Ja / Nein) des Online-Fragenpools, je nach erfasster Antwort, mit Eins (Ja) oder Null (nein, nicht ausgefüllt, Weiß nicht) bewertet und auf die jeweiligen Kategorien des Fragenpools mit der Aggregationsfunktion „Summe“ zusammengefasst. Den Dimensionen des Kiviat-Graphen wurden wiederum bestimmte Fragen aus dem Online-Fragenpool zugeordnet, wobei auch Mehrfachzuordnungen möglich waren. Der Maximalwert einer Dimension wird dann in das Verhältnis zum entstandenen Auswertungswert der jeweiligen Modellregion gesetzt und ergibt somit den Wert dieser Dimension für den ersten Kiviat-Graphen: Dem relativen Beitrag einer Modellregion zu den gesetzten Auswertungsthemen.

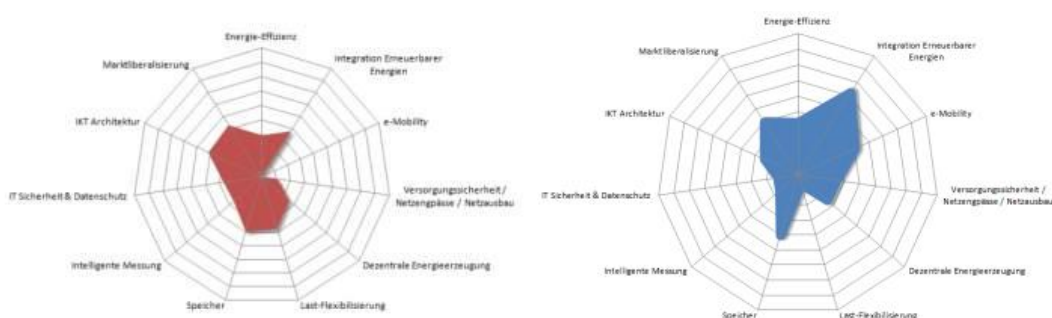


Abbildung 10 Beispiel Kiviat-Graphen

²⁵ Vgl. B.A.U.M. Consult GmbH 2011, S. 246

Ferner wurden errechnete Einzelwerte pro Auswertungsdimension in einem Evaluations-Tool erfasst, welches die Relevanz der Themen in den Bezug zum Energiepolitischen Dreieck setzte. Die Bewertung der Themen innerhalb der Achsen des EPD war gleichgewichtet, konnten aber bei Bedarf auch angepasst werden.

33%	Umweltverträglichkeit / Nachhaltigkeit	b	c	Count	rec. Rank	Weight	Weight Total	
a	Energie-Effizienz			0	1	33%	11%	
b	Integration Erneuerbarer Energien			0	1	33%	11%	
c	e-Mobility			0	1	33%	11%	
				3				
33%	Versorgungssicherheit	b	c	d	Count	rec. Rank	Weight	Weight Total
a	Versorgungssicherheit / Netzengpässe / Netzausbau				0	1	25%	8%
b	Dezentrale Energieerzeugung				0	1	25%	8%
c	Last-Flexibilisierung				0	1	25%	8%
d	Speicher				0	1	25%	8%
					4			
33%	Wirtschaftlichkeit	b	c	d	Count	rec. Rank	Weight	Weight Total
a	Intelligente Messung				0	1	25%	8%
b	IT Sicherheit & Datenschutz				0	1	25%	8%
c	IKT Architektur				0	1	25%	8%
d	Marktliberalisierung				0	1	25%	8%

Abbildung 11 Auswertungsdimensionen im Energiepolitischen Dreieck

Die Auswertung ergab dann zwei weitere Graphen: Erstens einen gemessenen Beitrag der Modellregion zu den Themen des Energiepolitischen Dreiecks und Zweitens eine gewichtete Darstellung der Einzeldimensionen im Kontext des EPD.

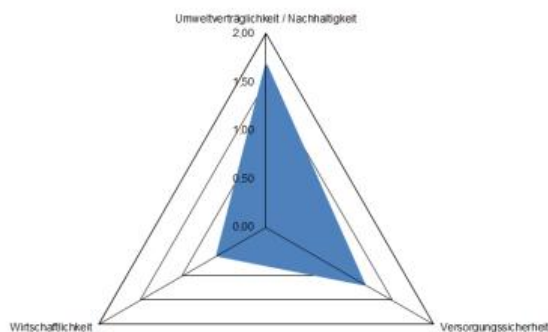


Abbildung 12 Beispiel Kiviat-Graph zum EPD-Beitrag einer Modellregion

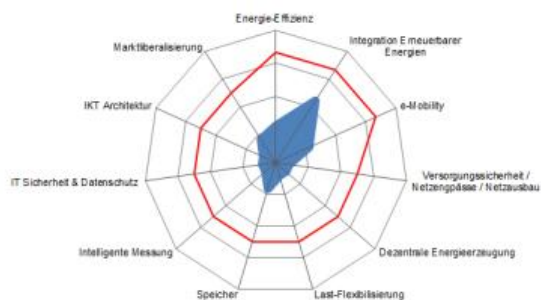


Abbildung 13 Beispiel-Graph zur gewichteten Darstellung innerhalb des EPD

Während der letzten bilateralen Abstimmungsrunde zwischen den einzelnen Modellregionen und der Begleitforschung (Technische Universität Darmstadt) wurde sich auf die folgende Vorgehensweise verständigt:

Für die plakative Darstellung jeder einzelnen Modellregion werden zwei Kiviat-Graphen entwickelt. Der Grund für diese Entscheidung war, dass die von der incowia GmbH und der Technische Universität Darmstadt entwickelte Online-Plattform nur die Feldversuche und Simulationen der jeweiligen Modellregionen erfasste. Ein berechtigter Einwand ist, dass entwickelte Studien oder sonstige Aktivitäten in der Darstellung des Kiviat-Graphen nicht erfasst bzw. nicht bewertet werden. So haben sich die Begleitforschung (Technische Universität Darmstadt und incowia GmbH) mit den Modellregionen verständigt, dass der erste Kiviat-Graph, welcher aus den Eingaben der Online-Plattform resultiert, die Schwerpunkte des/der Feldtests und der Simulationen erfasst und der zweite Kiviat-Graph die Sicht der einzelnen Projekträte bzw. Projektleiter illustriert und in den Steckbriefen Verwendung gefunden hat. Die Graphen sind in folgende Kategorien unterteilt:

„**Energie-Effizienz:** Forschungsmaßnahmen einer Modellregion, die den effizienteren Einsatz gegebener Ressourcen untersuchen. z.B.: dynamische Tarife, Preissignale zur Steuerung von Geräten, Home Automation Technologien etc.

Integration Erneuerbare Energien: Forschungsmaßnahmen zur Integration regenerativer Energien in den Strommix

Dezentrale Energieerzeugung: Forschungsmaßnahmen zur Einbindung kleinerer, dezentraler Erzeuger (z.B. private Photovoltaik Anlagen, Blockheizkraftwerke, etc.) bzw. Bündelung mehrerer Erzeuger zu Virtuellen Kraftwerken / Systemen

Versorgungssicherheit / Netzengpässe / Netzausbau: Forschungsmaßnahmen, welche die Sicherstellung einer zukünftigen Energieversorgung unter Einbeziehung regenerativer Erzeuger auf verschiedenen Spannungsebenen zum Ziel haben sowie Maßnahmen, die zukünftige Investitionen zu Vermeidung von Netzengpässen bzw. Netzausbau beinhalten

Marktliberalisierung: Forschungsmaßnahmen und Untersuchungen, die einen zukünftigen, freien Energiemarkt simulieren oder testen – auch unter Berücksichtigung von Energie Import / Export und möglichen Marktplattformen

Speicher: Forschungsmaßnahmen zur Integration von Energiespeichern innerhalb Virtueller Systeme

Last-Flexibilisierung: Untersuchungen zu Möglichkeiten der Lastverschiebung bzw. Glättung des Lastprofils durch (intelligente) Steuerung der Verbraucher

IT Sicherheit & Datenschutz: Maßnahmen zum Schutz erhobener (gemessener) Daten gegen Veränderung, Verlust und Diebstahl

IKT Architektur: Maßnahmen, die grundlegende technologische Fragen zu Infrastruktur, Management und Schnittstellen sowie das Zusammenspiel dieser Komponenten in einem zukünftigen Smart Grid erproben / simulieren (Insbesondere Smart Meter, Informations- und Kommunikationstechnologie Gateway, Schnittstellen zu Marktplätzen, Protokolle etc.)

Intelligente Messung: Forschungsmaßnahmen, die den Einsatz intelligenter Messsysteme (Smart Meter) betreffen

e-Mobility: Forschungsmaßnahmen / Simulationen, die die Integration von Elektromobilen in ein zukünftiges Smart Grid berücksichtigen²⁶

1.3.1.2 Die zweite Stufe

Fokus der zweiten Stufe war eine horizontale Betrachtung der Modellregionen sowie Fragestellungen zu allgemeinen Erkenntnissen aus dem E-Energy Projekt. Die zweite Stufe gliederte sich in drei Teilbereiche:

Im ersten Bereich wurde mit Hilfe des im Rahmen des EU Mandats 490 entstandenen Smart Grid Architecture Models (SGAM) herausgearbeitet, in welchen Bereichen der größte Entwicklungsbedarf auf dem Weg zu einem deutschlandweiten Roll Out von Smart Grid Technologie besteht.

Der zweite Bereich behandelte die projektweit eingesetzten Techniken und ergänzte damit die erste Stufe. Im dritten Bereich wurden ergebnisorientierte Fragestellungen beantwortet, die über das E-Energy Projekt hinausgehen und somit einer Übertragung der Erkenntnisse auf Deutschland ermöglichen.²⁷

²⁶ B.A.U.M. Consult GmbH 2011, S. 247


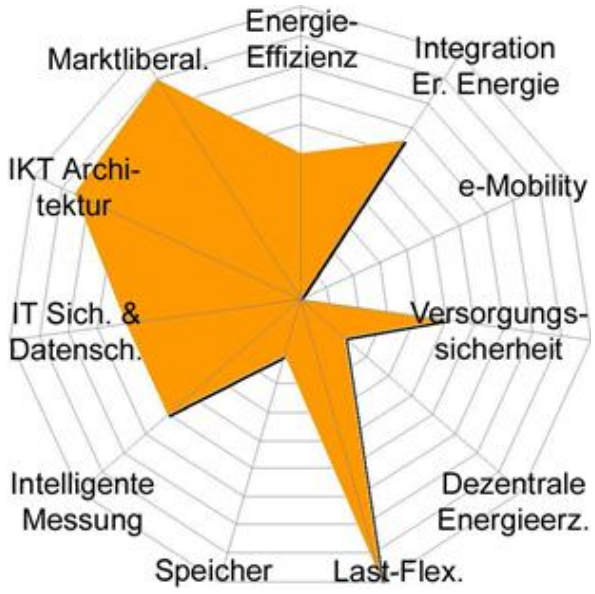
²⁷ Vgl. Völker 2012

1.3.2 Ergebnisse der ersten Stufe

In diesem Kapitel werden der Aufbau und die Randbedingungen der einzelnen Modellregionen, die verschiedenen Feldversuche und Simulationen sowie verwendete Technik und Prozesse erläutert. Um die Ergebnisse der Modellregionen einordnen zu können, wurde für jede Modellregion ein Kurzsteckbrief auf Datenbasis der Ergebnisse der ersten Stufe der Begleitforschung erstellt. Dabei wurden die einzelnen Steckbriefe der Feldversuche und Simulationen zu einem Steckbrief pro Modellregion zusammengefasst. Der Schwerpunkt lag auf dem Aufzeigen der Unterschiede zwischen den Regionen, sodass die Aspekte Netz und Ausfallzeiten der einzelnen Projekte vernachlässigt wurden. Hier lagen entweder zu wenige Daten vor oder es bestanden kaum Abweichungen unter den einzelnen Regionen.

Im Steckbrief sind das Logo sowie der Kiviatgraph der Modellregion abgebildet. Des Weiteren besteht er aus zehn Kategorien, die im Folgenden erläutert werden:


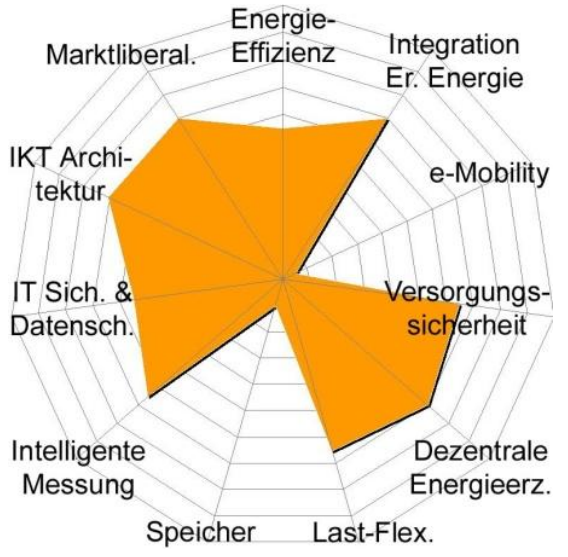
Orte:	Diese Kategorie benennt die Orte, die die Modellregion in ihren Untersuchungen betrachtet haben.
Highlight:	In diesem Feld wird ein charakteristischer Punkt dargestellt, der diese Modellregion von den anderen abhebt. Hiermit soll man sich schnell an die einzelne Modellregion erinnern können.
Schwerpunkte:	Hier werden die Schwerpunkte aus den Kiviatgraphen benannt.
Feldversuche:	Unter dieser Kategorie befindet sich eine kurze Beschreibung der Feldversuche, die in der Modellregion durchgeführt wurden.
Simulationen:	Hier folgt eine kurze Beschreibung der durchgeführten Simulationen.
Marktplatz:	Der Fokus in dieser Kategorie liegt auf dem im Projekt verwendeten Abrechnungstarif und der Struktur der Marktplattform. Hier werden Informationen zur Aktualisierungsrate, zu Preisstufen und zur Art der Einbindung der einzelnen Akteure an der Marktplattform gegeben.
Erzeuger:	In dieser Kategorie werden die in den Versuchen eingebundenen Erzeuger sowie Virtuelle Kraftwerke betrachtet.
Verbraucher:	Hier werden die Verbraucher, die Art und Weise der Einbindung von Haushalten, Geräten und Maschinen sowie Industriebetrieben erläutert.
Kommunikationstechnik:	Kommunikationstechnik beschreibt die im Projekt verwendeten Techniken, wie Funk oder Powerline. Dabei werden alle in der Modellregion verwendeten Techniken aufgeführt, jedoch nicht nach Häufigkeit der Benutzung unterschieden.
Kommunikationsprotokolle:	Wie bei den Techniken, werden hier die verschiedenen verwendeten Protokolle aufgezählt.

		
<p>Orte: Mühlheim, Krefeld</p>		
<p>Highlight: Großangelegter Feldversuch mit 700 Privathaushalten</p>		
<p>Schwerpunkte:</p> <p>Lastflexibilisierung (100 Punkte)</p> <p>Marktliberalisierung (90 Punkte)</p> <p>IKT-Architektur (85 Punkte)</p>		
<p>Feldversuche:</p> <p>Feldversuch 1, Versuchsdauer: 275 Tage</p> <p>Hauptaugenmerk liegt auf der Erprobung des Marktplatzes unter Einbindung von IKT-Gateways und steuerbaren Geräten. Dabei sollen verschiedene Stromprodukte ausprobiert und auf ihre Wirksamkeit hin untersucht sowie weitere Anreizsysteme zur Energieeinsparung ermittelt werden.</p>		
<p>Simulationen:</p> <p>Simulation 1, Simulationsdauer: 1000 Tage</p> <p>Es werden Berechnungen zur Marktplattform durchgeführt und ein simulierter Handel optimiert.</p> <p>Simulation 2, Simulationsdauer: unbekannt</p> <p>Das Netzverhalten wird mit dem Ziel einer Skalierbarkeit auf ein größeres Netzgebiet untersucht.</p>	<p>Marktplatz:</p> <p>Hoch und Niedertarifzeiten werden dynamisch mit Preisen nach Leistungsentnahme pro Viertelstunde kombiniert. Der Kunde erhält über das Gateway 18 Stunden im Voraus die Preisinformationen zu den Preiszonen des Folgetages. Ohne Gateway, werden die Informationen durch den Teilnehmer manuell online am Marktplatz abgerufen. Es gibt keinen echten monetären Sparanreiz, sondern ein versuchsinternes Punktesystem.</p>	
<p>Erzeuger:</p> <p>In 14 Haushalten sind KWK Anlagen über Gateways eingebunden und zu einem Virtuellen</p>	<p>Verbraucher:</p> <p>In 110 Haushalten werden, über Gateways eingebundene steuerbare Haushaltsgeräte ange-</p>	

<p>Kraftwerk, dem sogenannten „E-DeMa-Komplex“, verschaltet.</p>	<p>steuert. Die restlichen Teilnehmer planen ihren Verbrauch nach Informationen von der Marktplattform manuell.</p>
<p>Kommunikationstechnik:</p> <p>Inhouse: M-Bus, wM-Bus, Wireless LAN, BPLC (Labor/Simulation: ZigBee, Bluetooth)</p> <p>Outhouse: GPRS, NB-PLC, DSL, BPLC (Labor/Simulation: Mobile WiMAX, LTE, UMTS, PSTN, Fibre, RF-Mesh, CDMA 450)</p>	<p>Kommunikationsprotokolle:</p> <p>SML, TCP/IP, XML, IP-Telemetrie (E DIN 43863-4), IEC 61850, IEC 61850 Lite (ISO/IEC 61850), HTTP, MMS, IEC 61970 (CIM), IEC 62056-21</p>

Tabelle 5: Steckbrief E-DeMa

Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012b, S. 9–12

	
<p>Orte: Cuxhaven</p>	
<p>Highlight: Einbindung von drei BHKW und zwei Kühlhäusern</p>	
<p>Schwerpunkte:</p> <p>Marktliberalisierung, IKT Architektur, Integration Erneuerbarer Energien, Dezentrale Energieerzeugung (je 70 Punkte)</p>	
<p>Feldversuche:</p> <p>1) Intelligente Verteilnetze, Versuchsdauer: 270 Tage</p> <p>Untersucht wird die optimale Auslastung, Betriebsführung und intelligente Vernetzung der Betriebsmittel des Verteilnetzes auf Mittelspannungsebene (z.B. Umspannwerke) unter Einhaltung von Spannungsbändern.</p> <p>2) Marktplattform, Versuchsdauer: 540 Tage</p>	

Im Fokus liegt die Erarbeitung von Marktmodellen, darauf aufbauend folgt die Implementierung einer Marktplattform, welche in einer parallelen Simulation weiter verbessert wird.

3) Fahrplanbasierte Anlagen- und Gebäudebetriebsführung, Versuchsdauer: 365 Tage

Ziel des Versuches ist die Entwicklung eines Energiemanagementsystems für Erzeugungs- und Lasteinheiten zwischen 50 kW und 500 kW, um fahrplanbasierte Stromprodukte für die Marktplattform zur Verfügung stellen zu können.

4) Tarif- und anreizbasierte Steuerung: Haushalte und Kleinverbraucher, Versuchsdauer: 365 Tage

Hier wurden Haushalts- und Kleingewerbekunden über IP-Gateways auf Basis eines Standardrouters eingebunden. Ziel ist es, zeitvariable Tarife und technische Lösungen für diese Gruppen zu finden.

5) Virtuelles Kraftwerk, Versuchsdauer: 570 Tage

Es wird ein leistungsgesteuertes, automatisiertes, Virtuelles Kraftwerk betrachtet, welches wie ein konventionelles Kraftwerk am Energiemarkt teilnehmen kann.

6) IKT & Datensicherheit, Versuchsdauer: 547 Tage

Ziel dieses Versuches ist eine fehlerfreie Implementierung der IKT-Architektur, die Datenbereitstellung für die Feldtestkunden und die Erforschung der Wirkung bei den Testkunden.


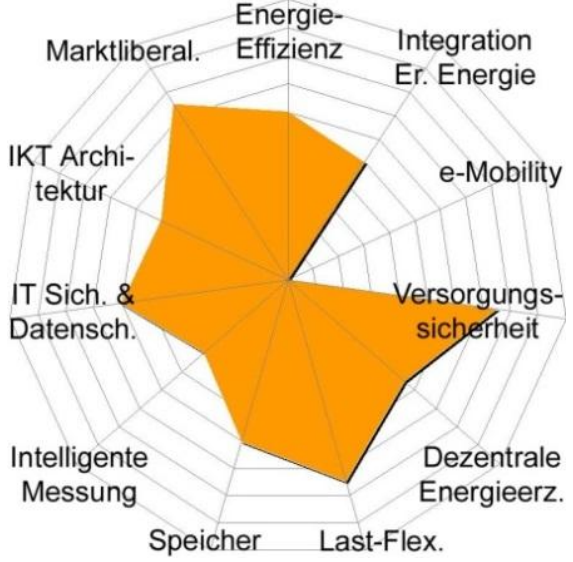
<p>Simulationen:</p> <p>Übertragung auf Deutschland</p> <p>In der Simulation werden die Ergebnisse des Pilotprojektes erst auf die Modellregion Cuxhaven und dann auf Deutschland hochgerechnet.</p>	<p>Marktplatz:</p> <p>Im Versuch 2) werden bestehende Abrechnungsmodelle verwendet. Angeboten werden Wirk- und Blindleistung im Viertel- bzw. Stundenblock. Außerdem wird die Einbindung von Elektromobilität simuliert.²⁸</p>
<p>Erzeuger:</p> <p>In Versuch 3) und 5) wird jeweils ein Virtuelles Kraftwerk betrachtet. Das erste besteht aus drei BHKW mit einer Gesamtleistung von ca. 1,5 MW und Photovoltaikanlagen. Das zweite aus Windenergie-, Photovoltaik- und Biogasanlagen</p>	<p>Verbraucher:</p> <p>Es wurden Industriebverbraucher in Form von zwei Kühlhäusern sowie 650 Feldtesthaushalte betrachtet.</p>
<p>Kommunikationstechnik:</p>	<p>Kommunikationsprotokolle:</p>

²⁸ Für eine detaillierte Beschreibung des verwendeten Tarifs siehe Kapitel 1.4.2.1

<p>drahtgebunden, Verbindung mit Extern immer über Layer 3 VPN</p>	<p>IEC 61850 /MMS, proprietäres auf UDP/IP basierendes Protokoll mit Verschlüsselung,</p> <p>CIM/XML (IEC61970), SML CIM/XML (IEC61970, Meter Reading), IEC61850 / MMS, IEC 61970 CIM/XML basierend auf Meter Reading</p>
--	---

Tabelle 6: Steckbrief eTelligence

Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012b, S. 13–18


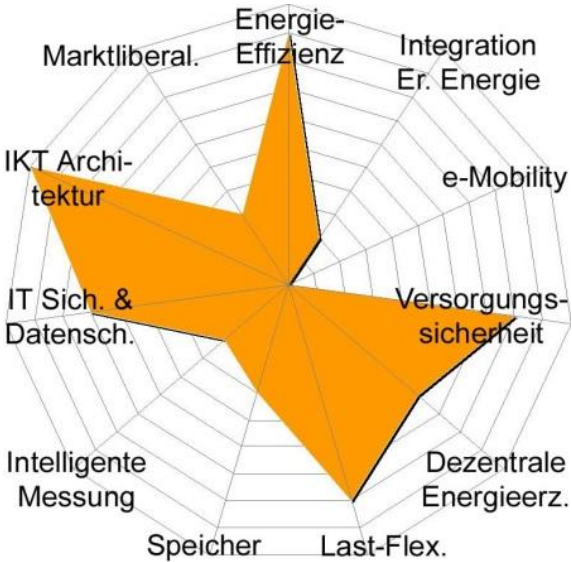
	
<p>Orte: Freiamt, Göppingen</p>	
<p>Highlight: Einbindung von Industrieverbrauchern und Maschinen</p>	
<p>Schwerpunkte:</p> <p>Marktliberalisierung, Last-Flexibilisierung, Versorgungssicherheit (je 75 Punkte)</p>	
<p>Feldversuche:</p> <p>1) Demand Side Management, Versuchsdauer: 1200 Tage</p> <p>In diesem Versuch wird das Lastmanagementverhalten von Haushalts- und Gewerbekunden unter Einbindung regenerativer Erzeuger und weißer Ware als Verbraucher analysiert.</p> <p>2) Kontinuierliche Energetische Verbesserung, Versuchsdauer: 180 Tage</p> <p>Der Fokus liegt hier auf der Einbindung von Industriebetrieben, welche mit bis zu zwei Maschinen eine Lastverschiebung von bis zu 80 % über 15 Minuten ermöglichen. Auch der Prozess einer kontinuierlichen energetischen Beratung durch das EVU wird hier erarbeitet.</p> <p>3) Notifikation, Versuchsdauer: 180 Tage</p>	

<p>Auf Grundlage von Verbrauchsinformationen der Haushalte, den s.g. Notifikationen werden individuelle Lastprofile erstellt. Es wird untersucht, inwieweit die Vorhersagen zutreffen und wie Verbraucher zur Informationsweitergabe animiert werden können.</p> <p>4) Prioritätssignal: Versuchsdauer: 180 Tage</p> <p>Untersucht werden durch dezentrale Erzeugung verursachte Netzengpässe und wie diese durch DSM in den Haushalten und durch Prognoseoptimierung der Erzeugung vermieden werden können. Das DSM greift in den Haushalten dabei nur bei Netzengpässen ein und nicht zur maximalen Optimierung.</p>	
<p>Simulationen:</p> <p>Demand Side Management, Simulationsdauer: 1200 Tage</p> <p>Es wird untersucht, welches Potenzial kurzfristiges Lastmanagement besitzt. Dabei werden in mehreren Szenarien verschiedene Erzeuger und Verbraucher eingebunden.</p>	<p>Marktplatz:</p> <p>Der Marktplatz arbeitet mit einer stündlichen Tarifierung bei drei Tarifstufen.</p>
<p>Marktsimulation, Simulationsdauer: 28 Tage pro Simulationszyklus</p> <p>In der Simulation werden Handelsstrategien und ein Marktdesign entwickelt. Dieses soll auch auf Extremzustände hin optimiert werden. Datenbasis bilden die Erkenntnisse aus der Modellregion.</p>	
<p>Erzeuger:</p> <p>Als Erzeuger werden in Feldversuch 1) Photovoltaikvoll- und Photovoltaiküberschusseinspeiser, μKWK und stationäre Batterien eingebunden.</p>	<p>Verbraucher:</p> <p>In Versuch 2) sind Industriebetriebe mit einem jährlichen Stromverbrauch zwischen 0,4 GWh und 10 GWh mit bis zu zwei Maschinen (Kälteanlagen, Pumpen, Belüftungssysteme) eingebunden. In Versuch 3) werden bis zu 1000 Haushalte betrachtet, in Versuch 4) 3150 Haushalte. Die Haushalte und Betriebe sind teils manuell, teils automatisch integriert.</p>
<p>Kommunikationstechnik:</p>	<p>Kommunikationsprotokolle:</p>

PLC, Internet, DSL, IP over Ethernet	IEC 61970 (CIM), proprietäres Protokoll, XML (IEC 61968-9), XML (CIM)
--------------------------------------	---

Tabelle 7: Steckbrief MeRegio


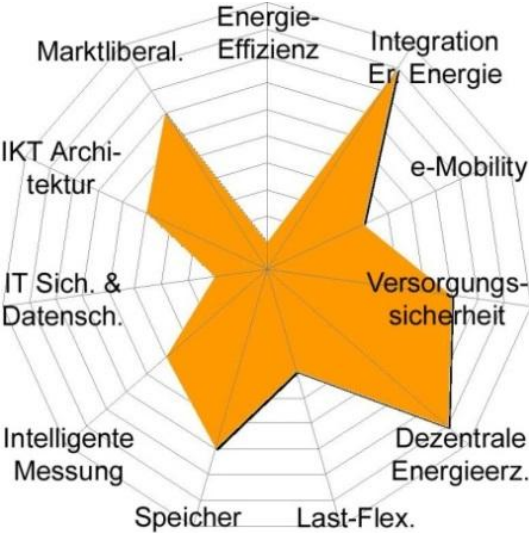
Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012b, S. 19–25

	
<p>Orte: Mannheim, Dresden</p>	
<p>Highlight: Feldtest in zwei getrennten Modellregionen</p>	
<p>Schwerpunkte:</p> <p>IKT Architektur (100 Punkte)</p> <p>Energie-Effizienz (90 Punkte)</p> <p>Last-Flexibilisierung, Versorgungssicherheit (je 80 Punkte)</p>	
<p>Feldversuche:</p> <p>1) Praxistest 1 Intelligenter Stromzähler, Versuchsdauer: 365 Tage</p> <p>Im Feldversuch sollen Erfahrungen zu Betriebsabläufen, Installationsprozessen, Kundengewinnung sowie Möglichkeiten zur Kostensenkung für die späteren Versuche gewonnen werden.</p> <p>2) Praxistest 2 Flexibler Stromtarif, Versuchsdauer: 240 Tage</p> <p>Hier wird das Lastverschiebungspotential der Haushalte, motiviert durch den flexiblen Tarif, untersucht. Außerdem wird die technische Realisierbarkeit geprüft und die Datensammlung durch Smart Meter optimiert.</p> <p>3) Praxistest 3 Intelligentes Energiemanagementsystem, Versuchsdauer: 240 Tage</p> <p>Im letzten Praxistest wird der vollständige Markt erprobt. Über Gateways, die s.g. „Energiemanager“, werden Erzeuger und Verbraucher automatisch von der Laufzeitumgebung „OGEMA“ ange-</p>	

<p>sprochen. Des Weiteren wird der dynamische Tarif auf 40 Preisstufen verfeinert.</p>	
<p>Simulationen:</p> <p>Es werden keine Simulationen durchgeführt.</p>	<p>Marktplatz:</p> <p>In Versuch 2) wird ein dynamischer zweistufiger Tarif mit täglicher Preisanpassung verwendet. Die Tarifänderungen werden 24 Stunden im Voraus bekannt gegeben, die Preisanpassung erfolgt in Stundenintervallen. Der Tarif in Versuch 3) verfügt zusätzlich über 40 Preisstufen.</p>
<p>Erzeuger:</p> <p>In Versuch 1) wurden 20 Haushalte mit dezentralen Energieerzeugungsanlagen über Smart Meter und Gateway eingebunden. In Versuch 3) werden BHKW und Wärmepumpen betrachtet.</p>	<p>Verbraucher:</p> <p>In Versuch 2) werden 200 Haushalte mit einem Jahresgesamtstromverbrauch von 510 MWh betrachtet. In 110 Haushalten werden über ein Gateway zwei bis drei Verbraucher, hier weiße Ware, automatisch integriert. Der Kunde kann auch auf manuelle Steuerung umschalten. Bei Versuch 3) werden in 1500 Haushalten weiße Ware und Wärmepumpen zur automatischen Ansteuerung eingebunden.</p>
<p>Kommunikationstechnik:</p> <p>RSS-485, BPLC, PLC, Glasfaser, DSL , Funk, wireless M-Bus, 2-Draht M-Bus (EN 13757)</p>	<p>Kommunikationsprotokolle:</p> <p>M-Bus EN 13757, EN 62056-21, Z-Wave</p>

Tabelle 8: Steckbrief moma


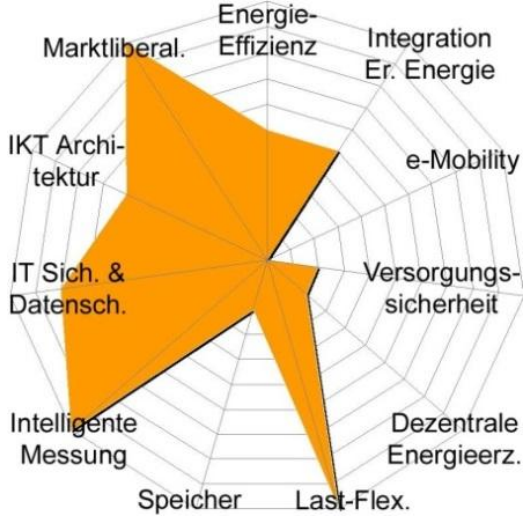
Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012b

	
<p>Orte: Landkreis Harz</p>	
<p>Highlight: Virtuelles Kraftwerk mit 117,5 MW Leistung</p>	
<p>Schwerpunkte:</p> <p>Integration Erneuerbarer Energien, Dezentrale Energieerzeugung (je 90 Punkte)</p> <p>Marktliberalisierung, Versorgungssicherheit, Speicher (je 70 Punkte)</p>	
<p>Feldversuche:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Bidirektionales Energiemanagement Interface, Versuchsdauer: 180 Tage Im Versuch werden das selbstentwickelte Gateway „Bidirektionales Energiemanagement Interface“, (BEMI) und der variable Abrechnungstarif in Haushalten erprobt. Außerdem werden Lastverschiebungspotentiale und die Motivation der Bevölkerung untersucht. 2) Virtuelles Kraftwerk, Versuchsdauer: ca. 1 Tag Hier werden bis zu 25 regenerative Erzeuger und Speicher zu einem Virtuellen Kraftwerk mit einer Erzeugungsnennleistung von insgesamt 117,5 MW zusammengeschaltet. 3) IKT Der Fokus dieses Versuches liegt auf der technischen Umsetzung der IKT Struktur als verbraucherfreundliche Plug-and-play Lösung. Dabei werden dezentrale Anlagen über Gateways eingebunden und nach Bedarf von der Leitwarte des Virtuellen Kraftwerks gesteuert. 4) Phasor Measurement Unit Zur Überwachung des Netzbetriebes wird die Phasor Measurement Unit (PMU) erprobt. Mit der PMU lassen sich elektrische Größen eines Netzes ermitteln. Diese können zur Steuerung des Virtuellen Kraftwerks, zur Fehlerbehandlung und zur Information der Bevölkerung verwendet werden. 5) Marktplattform, Versuchsdauer: 120 - 180 Tage Hier wird der zeitvariable Tarif mit den Feldtesthaushalten erprobt. Dabei sollen Lastverschiebungspotentiale identifiziert werden. 	

<p>6) Biogas, Versuchsdauer: ca. 1 Tag</p> <p>Im Versuch werden mehrere Biogasanlagen über eine Powerbridge zur automatisierten Steuerung in das Virtuelle Kraftwerk eingebunden. Untersucht werden die Möglichkeiten der flexiblen Stromerzeugung dieser Anlagen.</p>	
<p>Simulationen:</p> <p>Energiewirtschaftliche Simulationen, Simulationsdauer: 365 Tage</p> <p>Es werden verschiedene Simulationen zur Fahrplanoptimierung im Virtuellen Kraftwerk durchgeführt. Dabei wird auch das Marktdesign berücksichtigt.</p> <p>Netzsimulationen, Simulationsdauer: 365 Tage</p> <p>Hier wird die zukünftige Netzbelastung in der Modellregion infolge von Integration regenerativer, dezentraler Energieerzeuger betrachtet.</p> <p>E-Kfz, Simulationsdauer: 270 Tage</p> <p>Für die Modellregion wird die Netzverträglichkeit der Nutzung von Elektrofahrzeugen für das Jahr 2020 unter Berücksichtigung des Virtuellen Kraftwerks simuliert.</p>	<p>Marktplatz:</p> <p>Der regionale Stromtarif „Harz“ setzt sich aus neun Preisstufen in Schritten von 0,04 €/kWh zusammen. Der Tarifverlauf für die 24 Stunden des Folgetages wird den Haushalten um 14 Uhr des aktuellen Tages übermittelt. Der Preis kann sich dabei in Stundenschritten verändern.</p>
<p>Erzeuger:</p> <p>2 Windparks (69,2 MW), 5 Blockheizkraftwerke (4,9 MW), 2 Photovoltaikparks (3,3 MW), 1 Biogasanlage (18 kW), 1 Brennstoffzelle (2 kW)</p> <p>Simuliert: Pumpspeicherkraftwerk (-36, +40MW)</p>	<p>Verbraucher:</p> <p>In Versuch 1) sind in 46 Haushalten über BEMI je zwei Haushaltsgeräte automatisch eingebunden. Außerdem dient das Pumpspeicherkraftwerk als Speicher des Virtuellen Kraftwerkes. (36 MW)</p>
<p>Kommunikationstechnik:</p> <p>drahtgebunden, ZigBee, DSL, GPRS</p>	<p>Kommunikationsprotokolle:</p> <p>TCP/IP, IEC61850/IEC61400-25-4 Annex A Web Service, ebXML Registry&Repository Web Services, IEC60870-5-101, OPC XML, MODBUS, proprietäre Protokolle</p>

Tabelle 9: Steckbrief RegModHarz

Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012b

	
<p>Orte: Aachen</p>	
<p>Highlight: Feldversuch mit 500 Privathaushalten mit unterschiedlichen Automatisierungsgraden</p>	
<p>Schwerpunkte: Marktliberalisierung, Last-Flexibilisierung, Intelligente Messung (je 100 Punkte)</p>	
<p>Feldversuche: Smart Watts Feldversuch, Versuchsdauer: 1170 Tage Im Feldversuch liegt der Schwerpunkt auf der Betrachtung der Haushaltsverbraucher. Es wird untersucht, wie mit Preisanreizen Lastverschiebungspotentiale generiert werden können. Dabei werden mehrere, nach Art der Einbindung unterschiedene, Gruppen mit einer Kontrollgruppe verglichen.</p>	
<p>Simulationen: Die BHKW des Virtuellen Kraftwerkes werden simuliert.</p>	<p>Marktplatz: Der dynamische Tarif kann von den Feldtestkunden über eine App am zur Verfügung gestellten Tablet-Computer „Apple iPad 2“ für die nächsten 24 Stunden eingesehen werden. Der Tarif kann sich in Schritten von zwei Stunden ändern und ist für die nächsten sechs Stunden verbindlich. Der Preis liegt zwischen 0,14 €/kWh und 0,32 €/kWh.</p>
<p>Erzeuger: Im Feldversuch wird ein Virtuelles Kraftwerk betrachtet. Dieses setzt sich aus Photovoltaik, Windenergie und Mini-BHKW zusammen. Die BHKW werden dabei simuliert, mit ihnen wird</p>	<p>Verbraucher: Die 500 Haushalte mit einem jährlichen Gesamtstromverbrauch von 1,5 GWh sind auf unterschiedliche Arten im Versuch eingebunden: über intelligente Steckdosen zur Automatisie-</p>

<p>dem Virtuellen Kraftwerk über Warmwasserspeicher ein Verschiebepotential ermöglicht.</p>	<p>rung von Bestandsgeräten, als Wärmepumpenhaushalte, über neue, intelligente Hausgeräte und über Visualisierung zur manuellen Lastverschiebung.</p> <p>Mit der intelligenten Steckdose können bis zu drei Haushaltsgeräte, meist weiße Ware, eingebunden werden. Die Geräte verfügen über eine „Komfort-Taste“, bei deren Betätigung das automatische Abschalten für einen Spül- oder Waschgang deaktiviert wird.</p>
<p>Kommunikationstechnik:</p> <p>PLC, DSL, ZigBee, Ethernet, GPRS/GSM</p>	<p>Kommunikationsprotokolle:</p> <p>SML, XML, IEC1107, XML über STOMP, TCP/IP v4</p>

Tabelle 10: Steckbrief Smart Watts

Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012b

1.3.3 Ergebnisse der zweiten Stufe

Die Mitte 2012 durchgeführte Befragung zur zweiten Evaluationsstufe ist in drei Bereiche gegliedert. Zum einen bearbeiteten die Modellregionen unter dem Titel „Ergebnisorientierte Fragestellung“ einen Fragenkatalog, der sich mit Fragestellungen rund um E-Energy und Smart Grid beschäftigt. Zum anderen benannten die Modellregionen Herausforderungen in der weiteren Entwicklung hin zu einem deutschlandweiten Smart Grid. Dabei wurde in allgemeine Herausforderungen und solche aus dem Bereich der Energietechnik unterschieden. Die Herausforderungen wurden im in Kapitel 1.2.5 beschriebenen Smart Grid Architecture Model eingeordnet, nach Priorität sortiert und mit einem Zeithorizont versehen. Die Ergebnisse aus dem dritten Bereich, der Betrachtung der verwendeten Technik, ergänzen die erste Stufe und sind in die Steckbriefe in Kapitel 1.3.2 eingearbeitet. In diesem Kapitel wird auf die noch unveröffentlichten Daten der Begleitforschung der TU Darmstadt zurückgegriffen.

1.3.3.1 Ergebnisorientierte Fragestellung

In Tabelle 11 ist ein Teil der Antworten auf die „Ergebnisorientierte Fragestellung“ aufgetragen. Die weiteren Ergebnisse erfordern eine differenziertere Darstellung und werden im Anschluss beschrieben. Leider liegen nicht aus allen Modellregionen Ergebnisse vor.

		e-DeMa	eTelligence	MeRegio	RegModHarz
Erzeugung	Leisten die Modellregionen einen Beitrag zur technischen Verbesserung im Bereich der regionalen Energieversorgung, auch mit kleinen, dezentralen Erzeugungssystemen?	Ja	Ja	Ja	Ja
	Konnte im Projekt eine Steigerung der effizienten Integration von erneuerbaren Energien, auch von dezentralen Anlagen, erreicht werden?	Ja	Ja	Ja	Ja
Energieversorgungsnetz	Sind die realisierten Lösungen allgemein übertragbar auf Netze und Versorgungssysteme außerhalb der Modellregion?	Ja	Ja	Ja	Nein
	Ist Smart Grid ein Projekt, das zuerst im ländlichen Raum verwirklicht werden sollte?	Nein, gleichzeitig	Nein, gleichzeitig	Nein, gleichzeitig	k. A.
	Wirken die im Projekt entwickelten Lösungen der Notwendigkeit eines (teuren) Netzausbaus entgegen?	k. A.	Nein	Ja	Nein

Tabelle 11: Ergebnisorientierte Fragen der 2. Stufe der Begleitforschung

Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012a

Aus Tabelle 11 wird schnell ersichtlich, dass durch die Untersuchungen in E-Energy Erkenntnisse gewonnen wurden, die wesentlich zur effizienten Integration von dezentralen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen in das Stromnetz beitragen. Auch sind die meisten Modellregionen der Meinung, dass ihre Untersuchungen auch auf andere Regionen übertragbar sind. Lediglich RegModHarz hat diesbezüglich Bedenken, da ihr entwickeltes Modell stark abhängig von der individuellen Netzstruktur ist. Eine Übertragung ohne Weiteres scheint also nicht möglich. Es müssen erst entsprechende Anpassungen vorgenommen werden. Die Modellregionen sind des Weiteren der Meinung, dass Smart Grids gleichzeitig im ländlichen Bereich wie im urbanen eingeführt werden sollten. Während auf dem Land mehr regenerative Erzeuger eingebunden werden könnten, ist in der Stadt das Potential zur Lastverschiebung höher. Bei der Antwort auf die Frage, ob durch Smart Grids der Netzausbau vermieden

werden kann, gehen die Meinungen auseinander. Während MeRegio sagt, dass je nach Netzsituation der Netzausbau in gewissen Umfängen gemindert werden kann, sehen die anderen Regionen keinen Einfluss auf den Netzausbau.

Des Weiteren wurden die Modellregionen befragt, in welchen Bereichen die höchsten Einspar- und Lastverschiebepotentiale liegen. Dabei waren sich die Modellregionen einig, dass vor allem in der Industrie noch hohe Potentiale zur Lastverschiebung gegeben sind. In Privathaushalten ist vor allem in Wärmeanwendungen, wie Wärmepumpen, Elektrospeicherheizungen und in der elektrischen Warmwasserbereitung, Potential vorhanden. Außerdem ist eine Lastverschiebung bei Geräten der weißen Ware mit einer hohen Akzeptanz zur Verschiebung des Einschaltzeitpunktes möglich. Die Modellregion E-DeMa nennt hier folgendes Potential in Leistung und Speicherkapazität:

Wäschetrockner 2 kW für ca. drei Viertelstunden, ca. 2,4 kWh

Spülmaschine 2 kW für eine Viertelstunde, ca. 1,2 kWh

Waschmaschine 2 kW für eine Viertelstunde, ca. 0,9 kWh

Insgesamt haben von E-DeMa durchgeführte Simulationen ergeben, dass folgendes Potential zur Lastverschiebung in Haushalten und Gewerbebetrieben vorhanden ist:

Haushalte 5,0 GW (pos.) und 6,3 GW (neg.)

Gewerbe 3,0 GW (pos.) und 18,1 GW (neg.)

Industrie 0,9 GW (pos.) und 11,2 GW (neg.)

Die hohen Potentiale im Bereich der Haushalte werden bei einer angenommenen hohen Durchdringung mit Elektromobilität erreicht.

1.3.3.2 Herausforderungen auf dem Weg zum Smart Grid

Die Modellregionen konnten im Bereich allgemeine Herausforderungen und im Bereich Herausforderungen in der Energietechnik jeweils bis zu fünf, nach Priorität sortierte, Herausforderungen im Smart Grid Architecture Model (SGAM) einordnen. Neben der Einordnung im

SGAM, in Layer, Zone und Domain, konnten die Modellregionen einen Zeithorizont, bis wann eine Lösung für die Herausforderung gefunden sein sollte, angeben. Dabei konnte zwischen einer sofortigen, einer kurzfristigen (1-2 Jahre), einer mittelfristigen (3-5 Jahre) und einer langfristigen (6-15 Jahre) Umsetzung ausgewählt werden. Insgesamt wurden von fünf Modellregionen 48 Herausforderungen im SGAM eingeordnet. Teilweise konnten die Herausforderungen nicht vollständig den Kategorien des SGAM zugeordnet werden. Aus diesem Grund kann es vorkommen, dass bei einer der Herausforderungen die entsprechende Kategorie fehlt. Bei drei Herausforderungen fehlen außerdem Angaben zum Zeithorizont.

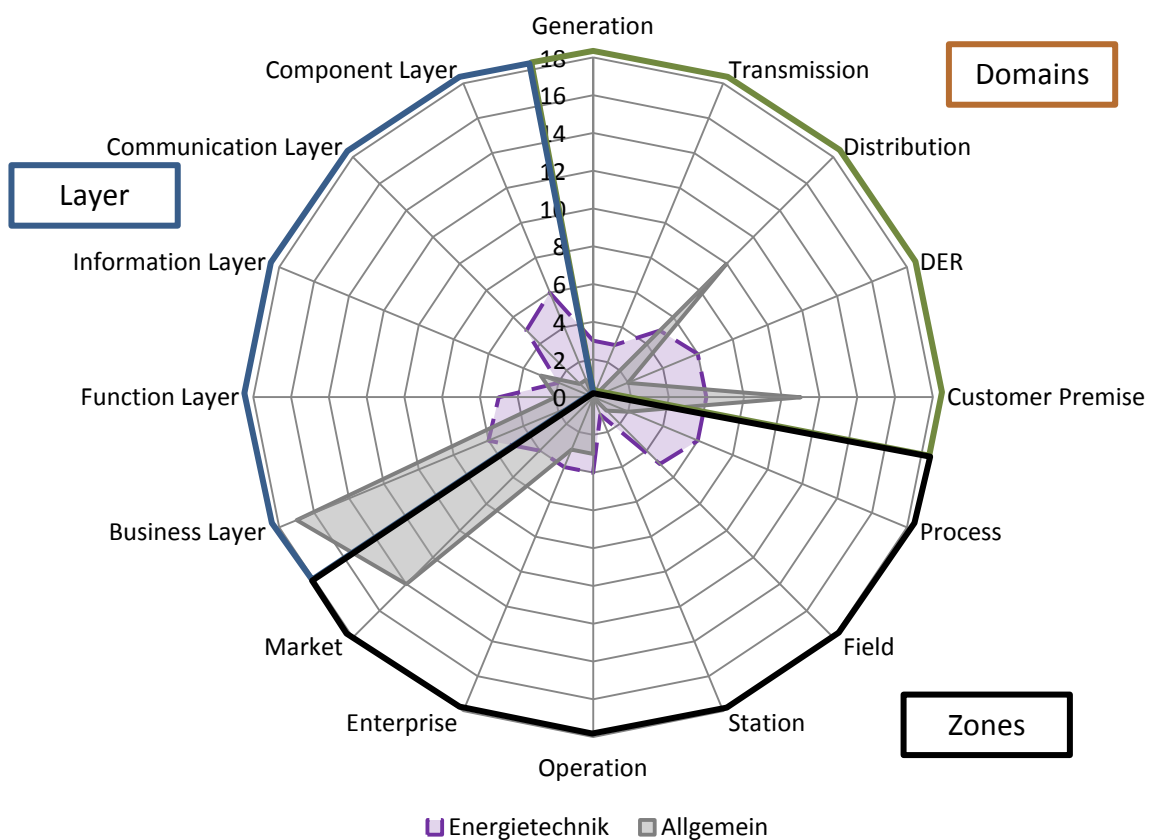


Abbildung 14: Herausforderungen geordnet nach den Kategorien des SGAM, aufgeteilt in Energietechnik und Allgemein

Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012a

In Abbildung 14 ist aufgetragen, wie häufig eine Herausforderung den jeweiligen Domains, Layers und Zones zugeordnet wurde. Dabei sticht auf den ersten Blick heraus, dass die Herausforderungen im Bereich Allgemein sehr häufig im Layer *Business Layer* und in der Zone *Market* eingetragen wurden, während die energietechnischen Herausforderungen wesentlich ausgewogener verteilt sind. Es müssen also vor allem Rahmenbedingungen für einen geregelten Markt geschaffen werden. Neue wirtschaftliche Anreizmodelle, wie dynamische Ab-

rechnungstarife, sowie die Definition von Marktstrukturen und Marktrollen sind die Hauptpunkte, die zum Erreichen eines Smart Grid geklärt werden müssen. Dabei scheint vor allem in den Domains *Customer Premise* und *Distribution*, also im Bereich der Energieverteilung und vor Ort beim Endkunden, Handlungsbedarf zu bestehen.

Da im Layer *Business Layer*, mit 23 von 48, die meisten Herausforderungen bestehen, soll dieser im Folgenden genauer betrachtet werden. Dazu ist dieser Layer in Abbildung 15 mit der Verteilung der Herausforderungen über die Domains und Zones abgebildet. Da sich die Angaben in den beiden Bereichen stark überschneiden, werden bei der folgenden Betrachtung allgemeine und energietechnische Herausforderungen zusammen ausgewertet.

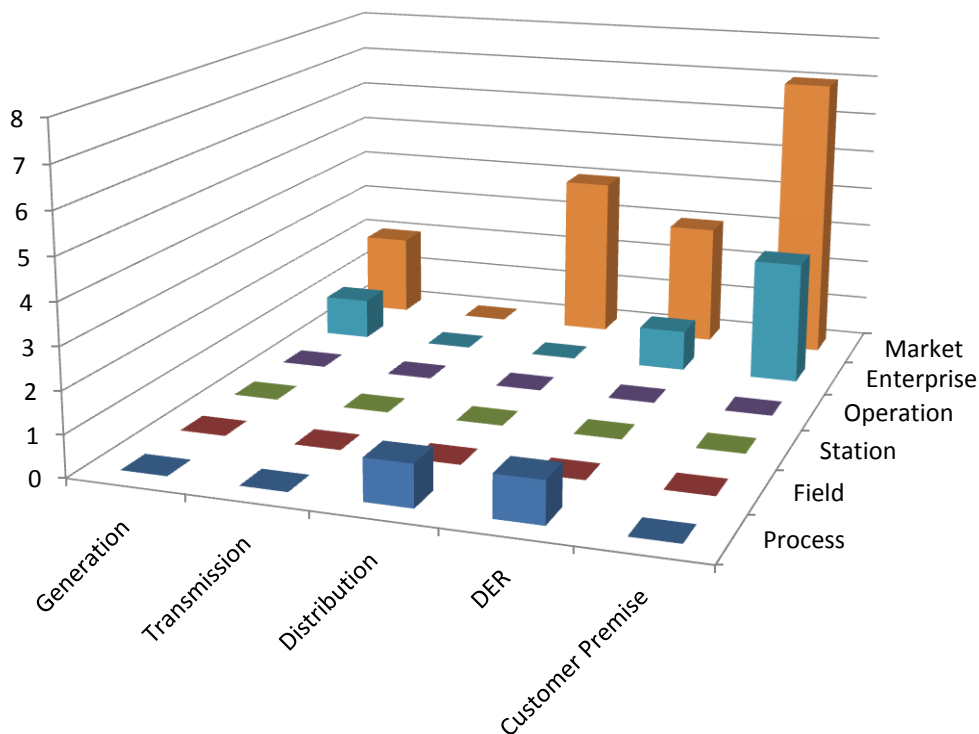


Abbildung 15: Herausforderungen im Business Layer, insgesamt

Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012a

Wie schon bei der Betrachtung des Kiviagrammen in Abbildung 14 angenommen, ist in Abbildung 15 klar zu erkennen, dass im Layer *Business Layer* vor allem Herausforderungen in der Zone *Market* und dort vor allem im Endkundenbereich bestehen.

Von den Modellregionen werden vor allem regulatorische Rahmenbedingungen für die Schaffung eines funktionierenden Smart Grid gefordert. Dazu zählen Forderungen, den Regeneenergiemarkt zugänglicher zu machen, eine Änderung der Pflicht zur Energiebeschaffung

nach Standardlastprofil und regulatorische oder durch Marktmechanismen erzeugte Anreize für den flächendeckenden Rollout von Smart Metern. Des Weiteren sollten Anreizsysteme für Lastverschiebung, wie etwa neue, flexible Tarife für Erzeuger und Verbraucher geschaffen werden. Mit den jetzigen Tarifen, in denen beispielsweise Großverbraucher nach verbrauchter Leistung abgerechnet werden, bestehen Anreize, Strom gleichmäßig zu verbrauchen, statt mit Lastmanagement die Last der Erzeugung anzupassen. Wenn zukünftig auch in Privathaushalten Lastverschiebung geschehen soll, müssen die finanziellen Einsparmöglichkeiten für Haushalte verbessert werden.. Außerdem werden gesetzliche und marktwirtschaftliche Grundlagen für die Schaffung neuer Geschäftsmodelle mit neuen Marktrollen für die Teilnehmer der Kette der Energieverarbeitung gefordert. Wichtig ist auch eine Entwicklung hin zu einem transparenteren Energiesystem.

Die größte Herausforderung besteht also darin, neben neuen, intelligenten Netzen auch neue Geschäftsmodelle für die Schaffung eines Smart Grids einzuführen. Laut eTelligence sollte die Evaluation von Smart Grid Projekten nicht nur, wie bisher, unter den Rahmenbedingungen des heutigen, bestehenden, konventionellen Systems betrachtet werden. Es ist vielmehr sinnvoll, Szenarien auch unter der Annahme zukünftiger Modelle zu untersuchen. Hierfür gilt es, sich über die zukünftigen Rahmenbedingungen einig zu werden.

Vier von fünf Modellregionen verordnen Herausforderungen im *Business Layer* mit der höchsten Priorität. Dabei muss, den Modellregionen zufolge, die Hälfte der Forderungen so schnell wie möglich umgesetzt werden. Die Verteilung der Herausforderungen im *Business Layer* über die unterschiedlichen Zeithorizonte ist in Abbildung 16 dargestellt.

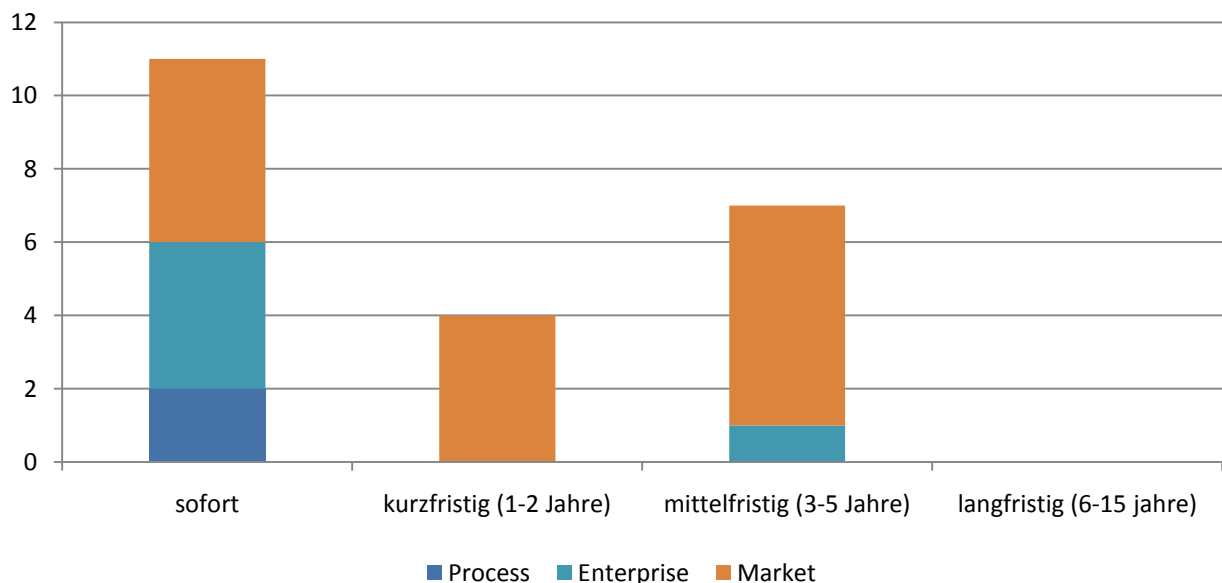


Abbildung 16: Zeithorizont für die Bewältigung der Herausforderungen im Business Layer

Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012a

Wie in Abbildung 17 zu sehen, ist im Layer *Business Layer* etwa die Hälfte aller Herausforderungen eingeordnet, während die andere Hälfte gleichmäßig auf die anderen Layers verteilt ist. Im Folgenden sollen die wichtigsten Herausforderungen in diesen vier Layers zusammengefasst betrachtet werden.

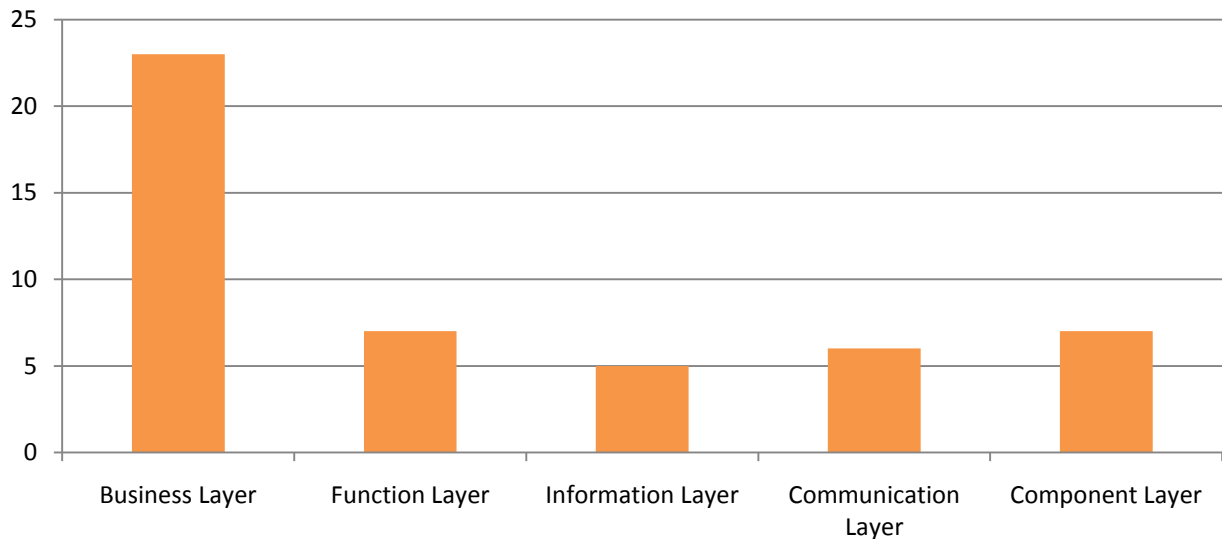


Abbildung 17: Verteilung der Herausforderungen über die einzelnen Layers
Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012a

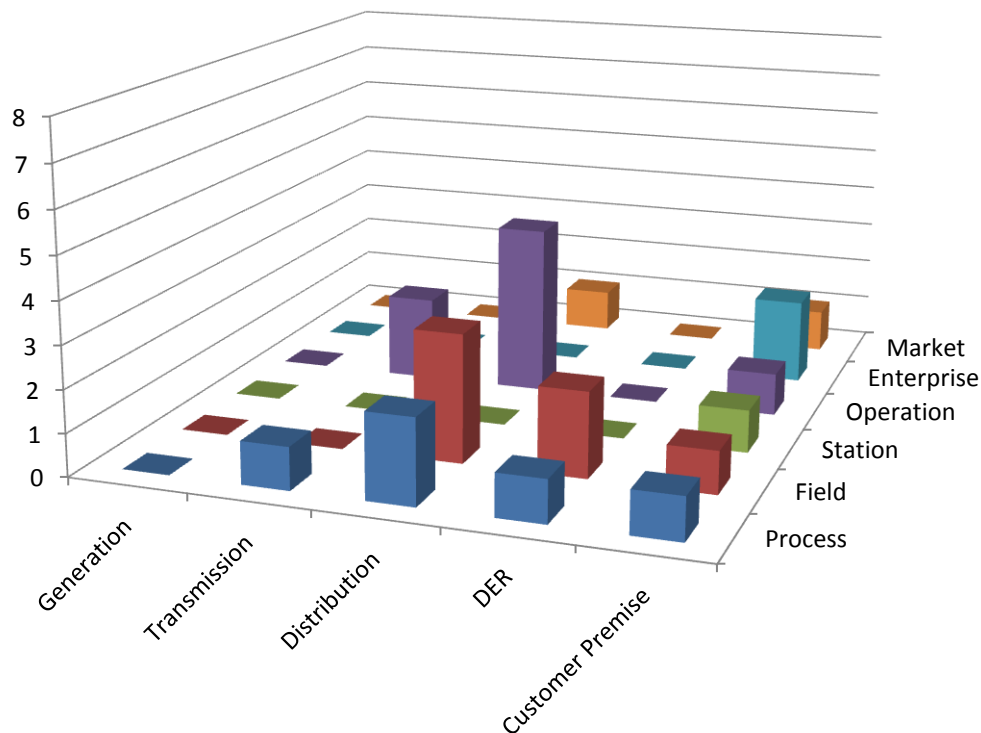


Abbildung 18: Herausforderungen im Function, Information, Communication und Component Layer, insgesamt

Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012a

In Abbildung 18 sind die Herausforderungen in den übrigen vier Layers abgebildet. Die Verteilung ist hier etwas gleichmäßiger als im *Business Layer*. Die meisten Herausforderungen sind in der Schnittstelle aus *Distribution* und *Operation* verzeichnet. Im Gegensatz zum *Business Layer* unterscheiden sich die von den einzelnen Modellregionen in den übrigen Layers eingeordneten Herausforderungen stark.

Die Modellregionen nennen mehrfach die hohen Kosten für die Einrichtung einer IKT Infrastruktur sowohl im Verteilnetz, als auch beim Anschluss dezentraler Erzeuger und von Haushalten. Dementsprechend ist diese Herausforderung in den drei Kategorien *Distribution*, *DER* und *Customer Premise* verzeichnet. Die Modellregionen nehmen an, dass mit neuen Standards und weiteren Rahmenbedingungen die Investitionsbereitschaft steigen wird und die benötigte Technik somit in hohen Stückzahlen und zu geringeren Preisen produziert werden kann. Ansonsten müssen Kompensationsmöglichkeiten für die hohen Kosten in Form von ausreichenden wirtschaftlichen Anreizen geschaffen werden. Deswegen ist die Einigung auf einheitliche Standards für die verwendete Kommunikationstechnik, die verwendeten Kommunikationsprotokolle und deren Definition eine der zentralen Herausforderungen im Smart Grid. Ferner ist es sinnvoll in Zukunft mehr Energie in die Aus- und Weiterbildung von Personal speziell im Bereich Smart Grid zu investieren.

RegModHarz vergibt als einzige Modellregion keiner Herausforderung im *Business Layer* die höchste Priorität, sondern bewertet den mittelfristigen Netzausbau als wichtigsten Faktor auf dem Weg zur Umsetzung eines Smart Grid. Die im Rahmen von RegModHarz durchgeführten Simulationen haben ergeben, dass bei einer hundertprozentigen erneuerbaren Energieversorgung im Harz beim jetzigen Ausbaustand des Netzes 42 % der Erzeugung zu bestimmten Zeiten abgeregelt werden müssten, um das Netz nicht zu gefährden. Auch andere Modellregionen nennen den Netzausbau als wichtigen Punkt, gerade unter dem Gesichtspunkt eines gezielten Ausbaus der Erzeugung aus erneuerbaren Energien.

Bei der Einbindung erneuerbarer Energien ist außerdem die Netzstabilität zu beachten. Hier könnte der Verteilnetzbetreiber eine zentrale Rolle einnehmen, jedoch erlauben ihm die aktuellen Rahmenbedingungen keine Teilnahme am Energiemarkt oder den Betrieb Virtueller Kraftwerke. Für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität ist es außerdem sinnvoll, kritische Stellen speziell im Verteilnetz zu identifizieren und zu stabilisieren.

Nach Auswertung der meistgenannten Handlungsfelder ergibt sich Tabelle 12 mit den größten Herausforderungen für das Smart Grid der Zukunft. Die drei aufgeführten Handlungsempfehlungen werden von allen fünf Modellregionen genannt. Die Priorität und der Zeitrahmen wurden gemittelt.

Priorität	Handlungsempfehlung	Zeitraumen
Hoch	Rahmenbedingungen für neue Marktmodelle und neue Markttrollen schaffen	Kurzfristig (1-2 Jahre)
Mittel	Hohe Kosten für IKT senken oder entsprechende hohe finanzielle Ausgleichsmodelle entwickeln	Kurzfristig (1-2 Jahre)
Niedrig	Standardisierung im Bereich der verwendeten Kommunikationstechnik und -protokolle erreichen	Kurzfristig (1-2 Jahre)

Tabelle 12: Größte Herausforderungen bei der Einführung eines Smart Grid

Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012a

1.4 Analyse der Konsortialberichte und der vorliegenden Abschlussberichte

1.4.1 Analyse der Konsortialberichte (siehe auch Zwischenbericht)

Im Vordergrund dieser Auswertung stehen folgende vier Themenbereiche:

1. Stromerzeugungsvolatilität
2. Netzführung
3. Speicher
4. Lastflexibilität

Aus Sicht dieser energietechnischen Themenbereiche wird nachfolgend ausgewertet, welchen Beitrag diese Modellregion zu den vier Themenbereichen im vorgegebenen Berichtszeitraum geleistet hat.

An dieser Stelle muss erwähnt werden, dass die folgenden Betrachtungen den Arbeitsstand widerspiegeln, der zum Zeitpunkt der Konsortialberichte bestand.

1.4.1.1 E-DeMa

In dieser Auswertung wird der Konsortialbericht des Jahres 2010 des Projektkoordinators RWE Deutschland AG zum Projekt E-DeMa der Modellregion Rhein-Ruhr analysiert. Dieser Konsortialbericht umfasst den Berichtszeitraum vom 01.01.2010 bis zum 31.12.2010.

Im Betrachtungszeitraum hat der Schwerpunkt auf der Vorbereitung der Umsetzungsphase gelegen, d.h. die Konzepte sind für den Feldversuch entworfen und überprüft worden.

1 Stromerzeugungsvolatilität

Im Arbeitspaket 4 „Realisierung des IKT-Gateway 2“ sind in diesem Betrachtungszeitraum das Pflichtenheft und das Lastenheft für den IKT-Gateway 2 erstellt worden und darauf aufbauend ein Prototyp des IKT-Gateway 2 realisiert worden. Nach erfolgreichem Test, ist die Freigabe zur Fertigstellung einer Testreihe zum Einsatz im Feldversuch erfolgt. Der IKT-Gateway 2 hat die Funktion mit verschiedenen Haushaltsgeräten, Erzeugern im Haushalt, dem Smart Meter und dem Marktplatz zu kommunizieren. Im Bereich der dezentralen Stromerzeugung überwacht und steuert es die Anlagen (PV, Wind oder Mikro-KWK), außerdem erstellt es eine Wetterprognose. Um die dezentrale Erzeugung auch in komplexe Tarife anbinden zu können (z. B. Verkauf von Leistungsflexibilität), werden darüber hinaus Informationen von den Anlagen abgefragt. Die Webschnittstelle des Gateways ermöglicht eine Visualisierung der Erzeugungsdaten im Internet. Ein IKT-Gateway 2 ist überdies hinaus in der Lage, auf Basis von diesen Informationen (Lastprognose des Haushalts, Wetterprognose, etc.) Dienste am Marktplatz zu buchen.

Bei der prototypischen Realisierung des IKT-Gateway 2 sind verschiedene Ansätze für den Abruf der Leistungsflexibilität von dezentralen Erzeugern betrachtet worden. In Abstimmung mit dem Aggregator kann somit ein optimaler Fahrplan der Anlage bestimmt werden. Die Freigabe des IKT-Gateway 2 ist Ende 2010 erfolgt.

Im Arbeitspaket 5 „Energiehandelsgeschäfte der Lieferanten“ sind im Betrachtungszeitraum neue Produkte (für Strom) zur Vermarktung am E-Energy-Marktplatz entwickelt worden. Bezüglich der Stromerzeugung sind Marktmodelle entwickelt worden, die eine Prognose der steuerbaren Ein- und Ausspeiseleistungen (Flexibilität) der Endkunden beinhalten, den Handel festlegen, darauf aufbauend den Einsatz der dezentralen Erzeugungsanlagen planen und optimieren und anschließend die Geschäfte berechnen.

Im Arbeitspaket 8 „Demonstration Modellregion“ sind im Betrachtungszeitraum die Vorbereitungen für die Demonstration vorgenommen worden. Dazu sind für die IKT-Gateway 2 Kunden die Mikro-KWK-Anlagen bestellt worden.

2 Netzführung/Netzausbau/Netzübertragung

Im Arbeitspaket 5 „Energiehandelsgeschäfte der Lieferanten“ sind im Betrachtungszeitraum Musterprodukte (verschiedene Stromtarife) für IKT-Gateway-Kunden entwickelt worden. Diese haben für Netzbetreiber den Nutzen, dass sie durch die Verlagerung der Lastspitzen in Nebenzeiten für eine gleichmäßige Auslastung der Netze sorgen können, dass der Aufwand für den Netzausbau deutlich verringert werden kann. Bei Kunden, bei denen eine eigene Erzeugungsanlage im Haushalt integriert ist, können zudem Lastspitzen durch die Eigenbedarfsdeckung reduziert werden.

Im Arbeitspaket 6 „Energiedienstleistungen durch den Verteilnetzbetreiber“ sind im Betrachtungszeitraum Applikationen für die IKT-Gateways zur Informationsvermittlung zu den Verteilnetzbetreibern weiterentwickelt worden. Diese Applikationen sind im Arbeitsschritt 6.7 simuliert worden. In dieser Simulation ist das physikalische Netzverhalten abgebildet und eine Integration dezentraler Erzeuger nachgewiesen worden. Allerdings steht die Validierung des dynamischen Verhaltens noch aus. Darüber hinaus sind Möglichkeiten zur Beeinflussung des Netzzustandes ermittelt worden, die durch ein Anreizsystem ermöglicht werden sollen. Dieses Anreizsystem ist simuliert worden, aber für den Feldversuch bedarf es noch weiterer Erprobung und Validierung. Des Weiteren sind Auswertungapplikationen erweitert worden für die Ermittlung von Lastprognosen, Zustandsschätzungen, Fehlerortung und Fehlerisolierung.

3 Speicher

Zu diesem Thema liegen keine detaillierten Informationen vor.

4 Lastflexibilität

Im Arbeitspaket 4 „Realisierung des IKT-Gateway 2“ ist in diesem Betrachtungszeitraum der IKT-Gateway 2, wie oben unter Punkt 1 „Stromerzeugungsvolatilität“ beschrieben, entwickelt worden. Über das Internet können die Verbraucher die Daten zum Energieverbrauch analysieren und somit eine Veränderung des Verbraucherverhaltens (Lastverlauf) durch Lastverlagerung bewirken. Die unter Punkt 1 „Stromerzeugungsvolatilität“ beschriebenen Ansätze für den Abruf der Leistungsflexibilität lassen sich auch auf andere Anlagen, wie z. B. Wärmepumpen, Waschmaschinen oder Geschirrspüler, übertragen.

Im Arbeitspaket 5 „Energiehandelsgeschäfte der Lieferanten“ sind im Betrachtungszeitraum Musterprodukte (verschiedene Stromtarife) für IKT-Gateway-Kunden entwickelt worden. Die Beeinflussung des Lastverlaufs des Kunden erfolgt über ein Preissignal. Als Anreiz stehen sechs verschiedene Strompreistarife zur Auswahl, die sich durch die Strompreisspreizung

und die Anzahl der Preisniveaus unterscheiden. Ziel aller Tarife ist es die Spitzenlast in Nebenzeiten zu verlagern. Je höher die Preisspreizung und die Anzahl der Preisniveaus ist, desto genauer kann auf den Lastverlauf eingewirkt werden. Überdies ist es möglich, variable Netzentgelte zu beziehen. Diese orientieren sich nach dem E-DeMa.Komplex-Tarif.

1.4.1.2 eTelligence

In dieser Auswertung wird der Konsortialbericht für das Jahr 2010 der EWE AG zum Projekt eTelligence der Modellregion Cuxhaven analysiert. Dieser Konsortialbericht umfasst den Berichtszeitraum vom 01.01.2010 bis zum 31.12.2010.

Im Betrachtungszeitraum hat der Schwerpunkt auf der Demonstration gelegen. Während in der ersten Jahreshälfte noch vorbereitende Arbeiten gelaufen sind, so haben in der zweiten Jahreshälfte die Feldtests begonnen.

1 Stromerzeugungsvolatilität

Im Jahre 2009 wurde entschieden, einen Marktplatz für den Stromhandel nicht zu simulieren, sondern reell umzusetzen. Somit ist 2010 die Anbindung der Erzeugungseinheiten an die eTelligence Marktplattform vorbereitet worden, so dass ab Jahresanfang 2011 die Geschäfte am Marktplatz den wirklichen Geschäften am realen Strommarkt entsprochen haben. Die Entwicklung von Regelleistungsprodukten wird erst im Jahre 2011 erfolgen und steht weiterhin zur Diskussion (siehe Teilprojekt 2).

An diesem Marktplatz beteiligen sich erzeugerseitig u. a. kleine und mittlere Erzeugungseinheiten (siehe Teilprojekt 4). Dies sind Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), wie z. B. Blockheizkraftwerke (BHKW). Anfang des Jahres 2010 ist die Teilnahme am Testbetrieb („Markt ohne Geld“) zunächst vorbereitet worden, worauf nachfolgend die Voraussetzungen für den „Markt mit Geld“ geschaffen worden sind.

Beispielhaft wird in diesem Bericht der Fortschritt und die Besonderheiten folgender drei KWK-Anlagen beschrieben:

1. Erlebnisbad „ahoi!“ in Cuxhaven (BHKW)
2. Abwasseraufbereitung ARA (2 BHKW) in Cuxhaven
3. BHKW „Dachs“ in der EWE Zentrale Cuxhaven

Zunächst ist für diese Anlagen die Datenbasis (historische Zeitreihen der elektrischen und thermischen Lasten) geschaffen worden, um darauf aufbauend Prognoseverfahren und Algorithmen für den zeitlich variablen thermischen Lastverlauf zu entwickeln. Darauf aufbauend sind Strategien entwickelt worden, wie diese Anlagen auf dem Marktplatz möglichst wirtschaftlich agieren können. Für den laufenden Vergleich zwischen dem prognostizierten und gemessenen Größen ist 2010 eine Software für den eTelligence-Gateway (Schnittstelle zwischen Anlage und Netz) entwickelt worden, eine weitere rechnergestützte Optimierung der Betriebsführ erfolgt 2011. Durch die Software werden Fahrpläne erstellt, die z. B. Zeitab-

schnitte, erlaubte Leistungsbereiche oder Strommengen berücksichtigen, so dass die Anlage gewinnbringend am Marktplatz agieren kann.

Das BHKW des Erlebnisbads „ahoi!“ ist 2010 ausgetauscht worden und die Beschreibung und Prognose der neuen Infrastruktur (Schwimmbaderweiterung) angepasst worden. Beim „ahoi!“-BHKW erfolgt eine vollständige Vermarktung des Stroms am Marktplatz, weshalb lokale elektrische Lastprofile ohne Bedeutung sind. Die Installation des eTelligence-Gateway ist 2010 erfolgt.

Zur Erzeugungsflexibilität verfügt die ARA-Anlage (2 BHKW) über verschiedenen Speicheroptionen (Niederdruck- und Hochdruckspeicher für Klärgas und thermische Speicherkapazität in den Faultürmen). Eine zusätzliche Flexibilität bietet die Möglichkeit, die Anlage mit Erdgas zu betreiben. Diese Flexibilität wird allerdings durch den Eigenverbrauch leicht eingeschränkt. Denn primär wird der Eigenbedarf gedeckt und die Reststrommengen werden am Marktplatz verkauft. Bei der ARA-Anlage konnte durch eine Simulationsrechnung gezeigt werden, dass sich (auf Basis historischer Betriebs- und Kostendaten) eine Steigerung des Deckungsbeitrages bei Stromvermarktung am regionalen Marktplatz um bis zu 11 % gegenüber einer Vergütung nach KWKG erzielen lässt. Durch den Betreiber der Anlage wurde mitgeteilt, dass ein zeitweise Ausschalten der Belebungsbecken mit einer elektrischen Last von 800 kW über einen Zeitraum von 0,5 h möglich sein ist, so dass dann die gezeigte Steigerung des Deckungsbeitrages bei Teilnahme am eTelligence-Marktplatz um 17,6 % gegenüber einer Vermarktung nach KWKG realisierbar ist. Die Installation des eTelligence-Gateway der ARA-Anlage wird erst 2011 erfolgen.

Zentrales Anliegen des BHKW „Dachs“ ist es die technische und logistische Integration des sehr kleinen BHKWs am Marktplatz umzusetzen. Die Installation des eTelligence-Gateway ist 2010 erfolgt.

Neben den kleinen und mittleren Erzeugungseinheiten sind mehrere dezentrale Kraftwerke (Biogasanlage, Windenergieanlage, Photovoltaikanlage) zu einem sogenannten „Virtuellen Kraftwerk“ zusammengeschlossen. Des Weiteren beinhaltet dieses „Virtuelle Kraftwerk“ verbraucherseitig zwei Kühlhäuser. Die Steuerungskonzepte des „Virtuellen Kraftwerks“ sind 2010 abgeschlossen worden. Aus den technischen Daten aller Teilnehmer des „Virtuellen Kraftwerks“, der meteorologischen Vorhersage, der Anlagenverfügbarkeit und der Energiebedarfsprognose der Kühlhäuser erstellt die Einsatzplanung eine Last- und Erzeugungprognose. Die zentrale Steuerung gewährleistet die Einhaltung des Gesamtfahrplans. Bei Abweichungen im Betrieb wird der Fahrplan einer steuerbaren Anlage angepasst, die unter dem geringsten Aufwand ihre Leistung ändern kann. Die Einsatzplanung wird also zunächst zwischen den Teilnehmern des „Virtuellen Kraftwerks“ optimiert, so dass diese dann als ein Teilnehmer am eTelligence-Marktplatz agieren kann.

Schließlich sind die wirtschaftlichen Erfolgsaussichten der intelligenten Betriebsführung von Erzeugern im Jahr 2010 deutlich positiver zu bewerten als im vorherigen Berichtszeitraum 2009. Außerdem hat sich 2010 das Interesse potentieller Zielgruppen (z. B. Energieversorger, dezentrale Energieerzeuger) bezogen auf 2009 ausgeweitet.

2 Netzführung/Netzausbau/Netzübertragung

Der Überblick über die technisch-wissenschaftlichen Ergebnisse im Bereich „Intelligente Verteilnetze“ wird im Teilprojekt 6 beschrieben. In dem Betrachtungszeitraum ist zunächst ein Konzept zur Netzmessdatenerfassung und –speicherung erarbeitet worden. Dazu ist eine Netzmessdatenbank, eine Schnittstelle zum Datenabruf, eingerichtet worden. Im zweiten Quartal 2010 hat die Testphase begonnen. Allerdings konnten nicht alle Ortsnetzstationen wie geplant bis zum Ende des dritten Quartals durch eine Messeinrichtung in dieses Erfassungssystem eingebunden werden, aufgrund technischer Probleme und Lieferverzug. Daher sind die Ergebnisse der ersten Testphase mit Vorbehalt zu betrachten. Die vollständige Installation aller Messeinrichtungen ist erst Anfang 2011 abgeschlossen worden.

Eine weitere Aufgabe dieses Teilprojekts im Jahre 2010 ist die U-Q-Optimierung und darauf aufbauend die P-Q-Optimierung. Zur Verifizierung der U-Q-Optimierung dient ein Netzsimulationswerkzeug, das durch Matlab ergänzt werden konnte. Bisher konnte ein Netzabschnitt mit 5 PV-Anlagen positiv verifiziert werden. Zur Verifizierung der P-Q-Optimierung liegen erste Simulationsergebnisse über einen ausgewählten Niederspannungsnetzabschnitt vor. Es konnte nachgewiesen werden, dass eine Reduzierung der Netzverluste von 7 % (Mittelwert) erreicht werden kann.

Die Marktteilnahme des Verteilnetzbetreibers erfolgt nur am simulierten Markt und ist noch in Bearbeitung. Die Teilnahme am simulierten Markt liegt an der geringen Liquidität des Marktes in Bezug auf die Netzdienstleistungen.

Das Netzgebiet Cuxhaven ist für die Netzschutz Betrachtung ungeeignet. Deshalb ist das Netzgebiet Bremervörde untersucht worden. Dieses Netzgebiet zeichnet sich durch eine hohe Anzahl dezentraler Erzeugung aus. Ein Modell des Netzgebietes bildet die Grundlage, auf dem verschiedene Ausbauszenarien dezentraler Energieerzeuger auf das Netzschutzverhalten simuliert worden sind. Es hat sich gezeigt, dass die dezentrale Erzeugung die gemessene Kurzschlussimpedanz beeinflusst und ein Auslösen des Schutzes verhindern könnte.

3 Speicher

Energiespeicher werden bei der dezentralen Energieerzeugung eingesetzt (siehe Teilprojekt 4). Die Abwasseranlage ARA verfügt über eine Speicheroption in Form von einem Niederdruck- und Hochdruckspeicher für Klärgas und einem thermischen Speicher in den Faultürmen. Wie unter Punkt 1 (Stromerzeugungsvolatilität) beschrieben, erhöht sich dadurch die Flexibilität der Energieerzeugung beider BHKW.

4 Lastflexibilität

Zur Erhöhung der Lastflexibilität ist im Berichtszeitraum in Teilprojekt 1 (Arbeitspaket 1.7) ein Tarifikundenportal, das „mein Energieportal“, entwickelt worden. Dieses Feedbacksystem ermöglicht den Kunden, eine viertelstundengenaue Information über ihren Verbrauch, die Stromkosten und den CO₂-Ausstoß tabellarisch sowie grafisch zu ermitteln. Das Energie-

managementsystem ist im Berichtszeitraum bereits feldtestfähig, allerdings müssen noch einzelne Funktionen verbessert werden. Der Kunde hat somit die Möglichkeit seinen Lastverlauf zu analysieren und somit Veränderungen des Lastverlaufs zu bewirken. Neben dem Webportal ist ebenfalls ein „Application (App)“ entwickelt worden, mit dem die Daten des Webportals von unterwegs abgerufen werden können.

Die Firmware der Energiegateways ist standardisiert und kann Daten des Smart Meters entgegennehmen, allerdings verzögert sich noch die Anbindung an das „Next Generation Network“ (NGN), da sich der Ausbau des NGN außerplanmäßig verschoben hat. Eine Verschiebung des Feldtest wird dadurch in Kauf genommen.

Zur Veränderung des Lastverlaufs ist im Betrachtungszeitraum ein Tarifsysteem mit variablen Strompreistarifen definiert worden, mit dem der Kunde geringfügig höhere Kosten hat, wenn er sein Verhalten beim Stromverbrauch nicht ändert, aber Einsparungen erzielen kann, wenn das Verbrauchsverhalten geändert wird. Dazu sind extreme Preisspreizungen zwischen 11,67 ct/kWh (20 Uhr bis 8 Uhr) und 39,79 ct/kWh (8 Uhr bis 20 Uhr) generiert worden (Event-Tarif). Zunächst soll nur dieser Event-Tarif getestet werden und bei Teilnahme von mehr als 600 Kunden auch verbrauchvariable Tarife. Allerdings ist noch fraglich, ob diese verbrauchvariablen Tarife eingesetzt werden.

Zur Einzelauswertung der Geräte sind in dem Berichtszeitraum zwischen Gerät und Steckdose Komponenten zur Einzelüberwachung eingesetzt worden. Damit lässt sich der Gesamtlastverlauf auch nach dem Verbrauch der Einzelgeräte differenzieren.

Außerdem wurden zwei Kühlhäuser in das Virtuelle Kraftwerk eingebunden. Je nach Einsatzplanung dieses Virtuellen Kraftwerks können die Lasten der Kühlhäuser verschoben werden. Die Grenzen der Verschiebbarkeit werden in den technischen Randbedingungen festgesetzt, so dass die Qualität der Ware zu jeder Zeit garantiert werden kann. Somit tragen die Kühlhäuser zur Flexibilisierung des Lastverlaufs des Virtuellen Kraftwerks bei.

Schließlich sind die wirtschaftlichen Erfolgsaussichten der intelligenten Betriebsführung von Verbrauchern im Jahr 2010 deutlich positiver zu bewerten als im vorherigen Berichtszeitraum 2009. Außerdem hat sich 2010 das Interesse potentieller Zielgruppen (z. B. Großverbraucher) bezogen auf 2009 ausgeweitet.

Systemübergreifende Modellierung

Im Kontext eines nationalen Stromsystems wird die eTelligence-Flexibilität anhand eines Strommarktmodells namens PowerFlex berechnet (siehe Teilprojekt 9). Vom Öko-Institut werden der kostenminimale Einsatz und alternativ auch der CO₂-minimale Einsatz von Kraftwerken und flexiblen Verbrauchern zur Deckung der Stromnachfrage berechnet. Dabei kommen alle Komponenten die oben beschrieben worden sind zum Einsatz. Im Betrachtungszeitraum sind Szenarien für das Jahr 2008 und 2030 berechnet worden. Während 2008 durch die Flexibilität nur geringe Kosten- und CO₂-Effekte erzielt werden konnten, so könnten 2030 auch Kosten und CO₂ verringert werden bei zusätzlicher Einspeisung von Wind- und Photovoltaikstrom.

1.4.1.3 MeRegio

In dieser Auswertung wird der Konsortialbericht des Jahres 2010 des Projektkoordinators EnBW Energie Baden-Württemberg AG zum Projekt MeRegio der Modellregion Baden-Württemberg analysiert. Dieser Konsortialbericht umfasst den Berichtszeitraum vom 01.01.2010 bis zum 31.12.2010.

Im Betrachtungszeitraum hat der Schwerpunkt auf der operativen Umsetzung einiger Testmodule gelegen. Außerdem liegen bereits erste Erkenntnisse aus diesen Tests vor.

1 Stromerzeugungsvolatilität

Abgeschlossene Arbeitsschritte

Zur Netzanbindung volatiler dezentraler Stromerzeuger sind im Berichtszeitraum im Arbeitspaket 100 „Regionale Erprobung“ die Stromerzeuger der Haushalte (PV-Anlagen, KWK-Anlagen etc.) in das Smart Grid System integriert worden. Die Erzeuger werden in steuerbare und nicht steuerbare Gruppen eingeteilt. Somit sind PV-Anlagen nicht steuerbar, während KWK-Anlagen als steuerbar angesehen werden. Die Erstellung eines optimalen Fahrplans dieser Anlagen in Abstimmung mit den Verbrauchern der jeweiligen Haushalte wird auf Haushaltsebene durch die Lokale Optimierung durchgeführt. Wie die Lokale Optimierung weiterhin mit der Steuerbox vernetzt ist, wird unter Punkt 4 „Lastflexibilität“ beschrieben. Für die Anlagen ist eine Steuerung entwickelt worden, die mit Hilfe des Gerätetreibers eine Erzeugungsprognose ermitteln und an die Steuerbox senden kann.

Im Arbeitspaket 200 „Energiamarktplatz“ ist im Betrachtungszeitraum eine Liste der Anforderungen an den Marktplatz erstellt worden. Auf der Erzeugerseite sind diesbezüglich eine Reihe von Anforderungen gestellt worden. Der Marktplatz soll folgende Aspekte bzw. Dienstleistungen beinhalten:

1. Angebot zum Anreize zur Effizienzsteigerung
2. Handel von Nutzenergie
3. Handel von Regelernergie (Umsetzung unwahrscheinlich)
4. Koordination Virtueller Kraftwerke
5. Übersicht über Anlagenauslastung
6. Übersicht der verschiedenen Anlagenfahrpläne
7. Einbindung dezentraler Blindleistungsbereitstellung
8. Kurzfristiger Börsenhandel
9. Börsenhandel von Blockprodukten

Im Arbeitspaket 600 „Simulation“ ist im Betrachtungszeitraum eine Konzeption für die Erzeugungsanlagen erstellt worden. Ziel ist eine technikgenaue Abbildung der Situation der dezentralen Erzeuger (statische Daten) zu erstellen, die als Grundlage der Simulation dienen soll.

Laufende Arbeitsschritte

Im Berichtszeitraum ist im Arbeitspaket 100 „Regionale Erprobung“ die Messung der Daten der dezentralen Erzeuger durchgeführt worden. Dazu sind von PV- und KWK-Anlagen die Echtzeitwerte der Stromerzeugung und der Stromeinspeisung erhoben worden. Die Erkenntnisse aus diesen Daten fließen dann in den Berechnungsalgorithmus des Lokalen Optimierung ein. Außerdem wird bei den PV-Anlagen zwischen alten und neuen Anlagen unterschieden. Neue Anlagen haben die Option, durch den Eigenverbrauch eine höhere Vergütung zu erzielen, während bei alten Anlagen der Eigenverbrauch bezüglich der Vergütung irrelevant ist. Daher ist es das Ziel der Regelung, einen möglichst hohen Eigenverbrauch bei den neuen Anlagen zu erzielen, die diese Option nutzen. Die Erhöhung des Eigenverbrauchs kann zum einen durch das DSM erzielt werden, wenn die Erzeugung im hohen Maße mit dem Verbrauch übereinstimmt oder durch einen Speicher erzielt werden, der überschüssigen Strom speichert und bei Bedarf wieder an die Haushaltsgeräte abgibt.

Im Arbeitspaket 200 „Energiemarktplatz“ ist im Betrachtungszeitraum das Kostenrisiko für den Bezug von Ausgleichsenergie für Kleinerzeuger ermittelt worden. Dieses Kostenrisiko ist als tragbar anzusehen, da das Risiko durch die Zusammenfassung überregionalen Kleinerzeuger minimiert wird.

Im Arbeitspaket 600 „Simulation“ sind im Betrachtungszeitraum historische Zeitreihen der dezentralen Erzeuger (dynamische Daten) ermittelt worden, die Grundlage der Simulation eingehen.

2 Netzführung/Netzausbau/Netzübertragung

Abgeschlossene Arbeitsschritte

Im Arbeitspaket 200 „Energiemarktplatz“ ist im Betrachtungszeitraum eine Liste der Anforderungen an den Markt erstellt worden. Bezüglich der Netzaspekte sind eine Reihe von Anforderungen gestellt worden. Der Markt soll außergewöhnliche Ereignisse, wie z. B. Abweichungen im Erzeugungs- bzw. Lastverlauf durch unvorhergesehene Ereignisse und Fehler, nutzen und kommunizieren. Außerdem soll durch die Bereitstellung von Geräteinformationen und Registrierung von Komponenten die am Markt teilnehmen ein Beitrag zur besseren Prognose der Netzauslastung geleistet werden. Dazu werden verschiedene Marktszenarien diskutiert, damit zukünftig Netzengpässe vermieden werden.

Im Arbeitspaket 300 „Systemsteuerung“ sind im Betrachtungszeitraum Netzführungskonzepte analysiert worden. Auf Höchst- und Hochspannungsebene ist demnach kein Bedarf an innovativen Netzführungskonzepten notwendig. Auf Mittel- und Niederspannungsebene ist der Mehrwert der intelligenten Zähler analysiert worden. Dieser Mehrwert setzt sich aus dem Erkennen von Grenzwertüberschreitungen und Auslastung, der Identifikation von geeigneten Maßnahmen zur Wirk- und Blindleistungsbeeinflussung und der zielgerichteten Signalübermittlung zur Beeinflussung von Erzeuger und Verbraucherlastgängen zusammen. Außerdem erhält der Netzbetreiber deutlich mehr Informationen zum Netzzustand, wodurch Erkenntnisse für den Netzausbau gewonnen werden können. Nach Ermittlung des optimalsten Netzfüh-

rungskonzepts ist dieses mit Hilfe einer Netzplanungssoftware nachgebildet worden. Die Messstationen im Netz sind in der Lage, Prioritätssignale an die CORE-Plattform (Plattform zur Signal- bzw. Datenverarbeitung) weiterzuleiten, um Erzeuger und Verbraucherlastgänge über die Marktplattform vorausschauend zu beeinflussen.

Im Arbeitspaket 600 „Simulation“ sind im Betrachtungszeitraum Simulationen für geeignete Netzführungssystemmodelle durchgeführt worden. Ziel ist es zu ermitteln, an welchen Stellen Netzengpässe am wahrscheinlichsten sind. Die Berechnungen haben gezeigt, dass es an einzelnen Abgängen des Niederspannungsnetzes zu Spannungsüberhöhungen kommen kann. Solche Überhöhungen können am effizientesten durch die steuerbare Verbraucher oder steuerbare Erzeuger verhindert werden. Als Rechenmodell scheint ein vielversprechender Ansatz die topologische Vorabermittlung der für Netzengpässe kritischen Netzbereiche zu sein, für die anschließend die vollständige Jacobimatrix bestimmt wird.

Laufende Arbeitsschritte

Im Berichtszeitraum ist im Arbeitspaket 100 „Regionale Erprobung“ ein Konzept zur Installation von Sekundärtechnik in Ortsnetzstationen ermittelt worden. Diese sollen durch dezentrale Messwerte zur Unterstützung der Netzführung dienen. Auf Netzengpässe kann somit nämlich schnell reagiert werden, da steuerbare Verbraucher oder Erzeuger schnell lokalisiert werden können. Die Installation dieser Messgeräte erfolgt aber erst im Jahr 2011.

Auf Grundlage des Arbeitspakets 200 „Energiemarktplatz“ sollen Netzengpässe überdies vermieden bzw. verhindert werden, indem die Interaktion zwischen Marktplattform und Netzbetrieb optimiert wird. Ziel ist es, den kompletten Prozess der Engpassbearbeitung aus Netzsicht in einem realistischen Umfeld darzustellen, um durch eine laufende Simulation im Netzbetrieb kritische Netzsituationen frühzeitig zu identifizieren.

Im Arbeitspaket 300 „Systemsteuerung“ sind im Betrachtungszeitraum neue weiterführende Funktionen zur Nutzung von Messwerten der intelligenten Zähler und zur Erkennung von Netzengpässen entwickelt worden. Außerdem ist weiterhin an der Optimierung der Erzeugung des Prioritätssignals gearbeitet worden.

3 Speicher

Abgeschlossene Arbeitsschritte

Im Berichtszeitraum ist im Arbeitspaket 100 „Regionale Erprobung“ ein stationäres Batterie-konzept (Bleibatterien) für Haushalte entwickelt worden. Dies soll in der 3. Projektphase in ausgewählten Haushalten installiert werden und trägt zur Optimierung des Energieverbrauchs eines Haushalts bedeutend bei. Die Steuerbox steuert die Be- und Entladezeitpunkte der Batterien entsprechend den Anforderungen bzw. Berechnungen der Lokalen Optimierung des Haushalts an. Zum einen können diese Batterien zur Speicherung selbsterzeugten Solarstroms und zum anderen zur Speicherung kostengünstigen Stroms aus dem Netz dienen. Im zweiten Halbjahr des Betrachtungszeitraumes sind diese Batterien in Kombination mit dem DSM-System getestet worden.

Im Arbeitspaket 600 „Simulation“ ist im Betrachtungszeitraum der Betrieb der dezentralen Batteriespeicher simuliert worden. Es ist ein jährliches Kostensenkungspotential von bis zu 17 % festgestellt worden, im Vergleich zu einem System ohne Speicher. Ein starker Treiber des Einsparungseffekts ist dabei die Strompreisspreizung. Denn ein Anstieg der Strompreisspreizung von 1 % führt zu einem Gesamteinsparungsanstieg von 0,6 %. Ein wichtiger Aspekt beim Betrieb ist vor allem die korrekte Vorhersage des Lastverlaufs des Haushalts. Weiterhin werden die Daten der Batteriespeicher aufgenommen, so dass diese für weitere Simulationen dienen können.

4 Lastflexibilität

Abgeschlossene Arbeitsschritte

Im Berichtszeitraum ist im Arbeitspaket 100 „Regionale Erprobung“ eine Online-Kundenplattform eingerichtet worden, auf der die Verbrauchsdaten grafisch aufgearbeitet sind und durch die Kunden analysiert werden können. Ab 19 Uhr steht den Kunden eine Vorschau der Strompreisentwicklung des Folgetages zur Verfügung. Die Abrechnung des B2C-Stromvertrags erfolgt gemäß dem ISZ-Tarifs (Hoch- und Niedrigpreistarif), allerdings erfolgt die Optimierung nach dem dynamischen MeRegio-Tarif. Wenn beim MeRegio-Tarif Einsparungen gegenüber dem ISZ-Tarif erzielt werden, so wird dies dem Kunden gutgeschrieben. Diese Einsparungsmöglichkeit ist Anreiz für die Lastverschiebung. Kostenverluste gegenüber dem MeRegio-Tarif werden allerdings nicht berücksichtigt. Also erfolgt nur eine Abrechnung über den MeRegio-Tarif, wenn der Kunde dadurch finanzielle Vorteile hat. Eine Beispielabrechnung ist in folgender Darstellung zu sehen:

Beispielabrechnung der Testkunden

Im Betrachtungszeitraum ist die Strompreisspreizung des MeRegio-Tarifs gegenüber 2009 heraufgesetzt worden, weil davon ausgegangen wird, dass die Kunden auf klar abgegrenzte Anreize stärker durch Lastverlagerung reagieren.

Der Kunde hat überdies die Möglichkeit sich über SMS oder Email über vorher definierte Verbrauchsschwellenwerte informieren zu lassen.

Wie die Haushaltserzeugern sind auch die Haushaltsverbraucher in steuerbare Geräte (Wärmepumpe, Gefrierschrank, Waschmaschine, etc.) und nicht steuerbare Geräte (TV-Geräte, Herd, Licht, etc.) unterteilt. Die Lokale Optimierung berechnet die optimalen Fahrpläne der Verbraucher und Erzeuger. Maßgeblich für die Berechnung dieser Fahrpläne ist das aktuelle und prognostizierte Preissignal auf der einen Seite und das aktuelle und prognostizierte Effizienzsignal auf der anderen Seite. Das Preissignal wird durch den variablen MeRegio-Tarif vorgegeben. Das Effizienzsignal trifft vom externen DSM Manager im Haushalt ein und signalisiert der Lokalen Optimierung, ob der Strombedarf eher gesteigert oder eher gesenkt werden sollte, um einen Netzengpass zu verhindern oder überschüssigen Strom aus dem Netz zu beziehen. Die Lokale Optimierung berücksichtigt diese Signale und erstellt aus finanzieller Sicht den optimalsten Fahrplan aller Geräte und Anlagen des Haushalts. Diese

Fahrpläne werden dann weiterhin mit dem DSM Manager kommuniziert und es wird der endgültige Fahrplan jedes Gerätes festgelegt. Diese endgültigen Fahrpläne werden der Steuerbox übermittelt, die dann den steuerbaren Geräten und Anlagen den jeweiligen Fahrplan vorgibt. Sowohl das Effizienzsignal, als auch die Logik zur Umsetzung der Signale sind bereits realisiert. Endgeräte ohne integriertes Energiemanagementsystem werden über sogenannte Smart Plugs (intelligente Stromstecker) angesteuert, die das An- und Ausschalten dieser Geräte steuern.

Im Arbeitspaket 100 „Regionale Erprobung“ sind zehn Gewerbe-, Industriekunden und öffentlichen Einrichtungen akquiriert worden, bei denen die Betriebsdaten erhoben worden sind. Diesen B2B-Kunden werden einzeln je nach Betriebsdaten spezielle Tarife angeboten. Der MeRegio-Tarif für B2B-Kunden besteht aus festen Zeitzonen, die täglich einen anderen Preis erhalten, da bei B2B-Kunden im Gegensatz zu B2C-Kunden sehr geregelte Prozesse und Abläufe haben und deshalb größere Zeitrahmen für Lastverlagerungen bereitgestellt bekommen.

Im Arbeitspaket 600 „Simulation“ sind im Betrachtungszeitraum als Grundlage für Simulationen die Verbraucher der Haushalte technikgenau abgebildet worden. Dazu sind außerdem historische Zeitreihen des Verbrauchs aufgenommen worden. Aus der Simulation des Verbrauchsverhaltens in Kombination mit den Erzeugern, den Speichern und der Netzführung sind Effekte auf die automatische Gerätesteuerung untersucht worden, die den optimalen Einsatz jedes Haushaltsgerätes garantieren sollen.

1.4.1.4 MoMa

In dieser Auswertung wird der 4. Zwischenbericht (Konsortialbericht) der MVV Energie AG zum Projekt moma der Modellregion Mannheim analysiert. Dieser Konsortialbericht umfasst den Berichtszeitraum vom 01.09.2010 bis zum 28.02.2011.

1 Stromerzeugungsvolatilität

Aus dem ersten Feldtest sind Erfahrungen über den Zeitverlauf der Einspeisung dezentraler Erzeugungseinheiten und der Netzauswirkungen gewonnen worden. Der weitere Betrieb im zweiten Feldtest soll Messwerte zur weiteren Evaluierung liefern (Arbeitsschritte 3.02 bis 3.04).

Aufbauend auf diesen Erfahrungen sind in diesem Berichtszeitraum die Modellierung der Ziele, Anforderungen, Maßnahmen und Anwendungsfälle für das Geschäftsmodell zur Vermarktung von Reserveanlagen abgeschlossen worden (Arbeitsschritte 1.07). Möglicherweise dienen diese Reserveanlagen dazu, die volatile Stromerzeugung aus den Photovoltaikanlagen zu ergänzen. Die dezentralen Erzeugungsanlagen im Gebäude können über den Energiebutler (Schnittstelle zwischen Gebäudenetz und Smart Grid) an der Vermarktung von Reserveanlagen teilnehmen. Dadurch wird aber auch eine spartenübergreifende Führung von Strom und Wärme ermöglicht. Diese Modellierung zur Vermarktung von

Reserveanlagen ist Input für die Implementierungsphase bezüglich des 3. Feldtests im Arbeitspaket 2. Eine Konsolidierung dieses Geschäftsmodells erfolgt im nächsten Betrachtungszeitraum ab März 2011.

Darüber hinaus wird weiter an dem internationalen Standardisierungskonzept bezüglich der dezentralen Erzeugung gearbeitet (Arbeitsschritt 5.02 bis 5.04).

2 Netzführung/Netzausbau/Netzübertragung

In diesem Berichtszeitraum ist die Modellierung der Ziele, Anforderungen, Maßnahmen und Anwendungsfälle für das Geschäftsmodell Netzlastmanagement mit verteilter Automation abgeschlossen worden (Arbeitsschritte 1.07). Diese Modellierung des Netzlastmanagements ist Input für die Implementierungsphase bezüglich des 3. Feldtests im Arbeitspaket 2.

Innerhalb des Systemmodells, das nach Abschluss der Modellierung erstellt worden ist, bilden die Verteilnetzzellen die dezentrale Verteilnetzautomatisierung im Niederspannungsbereich ab.

Ebenfalls haben in diesem Zeitraum die Arbeiten in Arbeitsschritt „Netzsimulation“ (Arbeitsschritt 3.14) begonnen. In diesem Modell interagieren verteilte Automaten im Verteilungsnetz (Niederspannungsbereich) in eigenständigen Regelkreisen. Darauf aufbauend wird das Modell in folgendem Berichtszeitraum ab März 2011 in der elektronischen Modellierungssoftware Power Factory implementiert. Dabei sollen die Simulationsarbeiten vor allem die Funktionsfähigkeit und der Erhalt der Versorgungssicherheit im Netzbetrieb, der durch viele dezentrale Erzeugungseinheiten gekennzeichnet ist, gezeigt werden. Simulationsergebnisse werden allerdings erst im Jahre 2012 erwartet.

Darüber hinaus wird weiter an dem internationalen Standardisierungskonzept bezüglich der intelligenten Netze mit verteilter Automation gearbeitet (Arbeitsschritt 5.02 bis 5.04).

3 Speicher

In diesem Berichtszeitraum ist der Implementierungsumfang für den dritten Feldtest festgelegt worden. Dies betrifft die fachliche und technische, spartenübergreifende Modellierung des Anwendungsszenarios zur Einbindung von Wärmespeicherpotentialen zur Erschließung von Flexibilitätspotentialen bei der „DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH“. Weiterhin wird in folgendem Betrachtungszeitraum ab März 2011 die Konsolidierung der Ziele, Anforderungen, Maßnahmen und Anwendungsfälle bezogen auf das technische Anwendungsszenario im Feldversuch der DREWAG (Grundlage Arbeitsschritt 1.10) durchgeführt.

4 Lastflexibilität

Für den Anreiz die Last zu verlagern, werden bei den Privatkunden und den Gewerbekunden flexible Tarife verwendet. Die Information über die flexiblen Tarife erfolgt über den Energiebutler (Schnittstelle zwischen Gebäudenetz und Smart Grid). Dieser Energiebutler ist in dem Betrachtungszeitraum nach der ersten Entwicklungsphase aufgrund von schwerwiegenden Fehlern nochmals überarbeitet worden, da sich die Plattform für Energiedienste OGEMA als

instabil erwies. Dadurch hat sich der 2. Feldversuch verschoben, da der Energiebutler nicht ohne stabiles OGEMA an die Kunden ausgeliefert werden konnte. Wegen dieser Verzögerung ist es notwendig gewesen, den 2. Feldversuch gestaffelt von Oktober 2010 (statt August 2010) bis Mai 2011 durchzuführen. Deshalb verkürzt sich die Evaluationsphase für Feldversuch 2, die jetzt vorrangig dazu dient, die durchgängige Funktion der Systemarchitektur von Objektzelle, über Verteilungszelle, zur Systemzelle und von dort zu den Marktpartnern sicherzustellen. Außerdem soll die korrekte Funktion des variablen Tarifes überprüft werden, um den Massenbetrieb im 3. Feldversuch vorzubereiten. Aus Sicherheits- und Budgetbegrenzungsgründen ist ebenso für den 3. Feldversuch eine gestufte Vorgangsweise ab Herbst 2011 vereinbart worden.

Im Berichtszeitraum haben die ersten Feldtestkunden einen variablen Tarif erhalten, mit dem eine manuelle Lastverschiebung möglich gewesen ist. Im Dezember 2010 bis zum Februar 2011 haben erste Pilotkunden die Freischaltung zur automatischen Gerätesteuerung mit dem Energiebutler auf Grundlage des variablen Tarifes erhalten.

Weil noch keine Ergebnisse über den Einsatz des Energiebutlers vorliegen, kann noch keine Aussage über das Verbraucherverhalten bezüglich der variablen Tarife getroffen werden.

1.4.1.5 RegModHarz

In dieser Auswertung wird der Konsortialbericht für die zweite Jahreshälfte 2010 des Fraunhofer Instituts IWES (vormals ISET e. V.) zum Projekt RegModHarz der Modellregion Harz analysiert. Dieser Konsortialbericht umfasst den Berichtszeitraum vom 01.07.2010 bis zum 31.12.2010.

Im Betrachtungszeitraum hat der Schwerpunkt auf der Veröffentlichung von ersten Simulationsergebnissen und der Vorarbeiten der ShowCases gelegen. Im betrachteten Zeitraum hat es eine Umstrukturierung gegeben: Das Arbeitspaket 4 ist so verändert worden, dass nicht nur Feldversuche durchgeführt werden, sondern daneben 6 Show Cases erarbeitet werden. Wegen dieser Umstrukturierung ist es zu einer leichten Verzögerung der zweiten Projektphase gekommen. Wesentliche Veränderungen des Zeitplans entstehen aber aus den Umstrukturierungen nicht.

Außerdem sind in diesem Betrachtungszeitraum die Berichte der ersten Projektphase (Problemanalyse, Technologiebeschreibung, Konzeptentwicklung) zur Bestandsaufnahme und Analyse von Last, Erzeugung und Speicher (Arbeitspaket 1.1), die IKT Anforderungen (Arbeitspaket 1.4) und das Konzept für das Gesamtsystem (Arbeitspaket 1.6) erstellt worden.

Für die Simulation sind Zeitreihen und Daten für das Basisszenario und das Szenario 2020 (100%-Versorgung) gesammelt worden und bereits erste Ergebnisse der Simulation veröffentlicht worden.

1 Stromerzeugungsvolatilität

Die Fortführung der Arbeiten am Protokoll für verschiedene Erneuerbare Energieerzeuger ist im Betrachtungszeitraum fortgeführt worden. Die Besonderheit dieses Protokolls ist, dass es generisch entwickelt worden ist, damit es für alle verschiedenen erneuerbaren Energieträger verwendet werden kann.

Vom Projektpartner Siemens ist ein Gateway-Prototyp gebaut worden. Dieses Gateway bildet die Schnittstellen für die Überwachung und Steuerung der Anlagen und übersetzt die Daten der Anlagen in das oben genannte Protokoll, damit diese am Energiemarkt agieren können.

2 Netzführung/Netzausbau/Netzübertragung

Zu diesem Thema liegen keine detaillierten Informationen vor.

3 Speicher

Zu diesem Thema liegen keine detaillierten Informationen vor.

4 Lastflexibilität

Als Vorbereitung des Feldtests sind 46 Haushalte gesucht worden. Diese sollen ab 2011 mit Smart Metern ausgerüstet werden, um daraus Referenzzeitreihen zu ermitteln.

Systemübergreifende Arbeiten

Zur Vorbereitung der Show Cases ist die Softwarearchitektur des Virtuellen Kraftwerks und der Anlagenanbindung der Modellregion begonnen worden. Eine Datenbank zur Vernetzung dieses Virtuellen Kraftwerks ist bereits in Betrieb genommen worden. Zur Visualisierung dieser Daten ist eine grafische Oberfläche der Leitwarte entwickelt worden.

1.4.1.6 Smart Watts

In dieser Auswertung wird der Konsortialbericht des Jahres 2010 der utilicount GmbH & Co. KG zum Projekt Smart Watts der Modellregion Aachen analysiert. Dieser Konsortialbericht umfasst den Berichtszeitraum vom 01.01.2010 bis zum 31.12.2010.

Im Betrachtungszeitraum hat der Schwerpunkt auf der Umsetzung der im vorherigen Betrachtungszeitraum entwickelten Konzepte gelegen. Teilprojektübergreifend sind Szenarien der zukünftigen Energieversorgung erarbeitet worden. Daraus ist abgeleitet worden, wie die organisatorischen, technischen und betriebswirtschaftlichen Konzepte umgesetzt werden.

1 Stromerzeugungsvolatilität

Im Berichtszeitraum ist im Teilprojekt „Smart Portfolio Management“ (PSI) ein Pflichtenheft für die Prognose der Erzeugung und die Prognose der Preisabhängigkeit der Absatzes fertiggestellt worden. Dies ist die Basis für das Energiemanagementportfolio, das über eine „Smart Balancing“-Funktion auch ein Virtuelles Kraftwerk in die Energieversorgung integriert. Das Virtuelle Kraftwerk ist für den Feldversuch dimensioniert worden. Außerdem ist in dem Zeitraum das Lastenheft dieses Virtuellen Kraftwerks fertiggestellt worden. Die STAWAG (Stadtwerke Aachen AG) ist dabei für die Umsetzung des Virtuellen Kraftwerks durch die Einbindung umliegender erneuerbarer Energieträger verantwortlich und stellt die Erzeugungsdaten zur Verfügung.

2 Netzführung/Netzausbau/Netzübertragung

Zu diesem Thema liegen keine detaillierten Informationen vor.

3 Speicher

Zu diesem Thema liegen keine detaillierten Informationen vor.

4 Lastflexibilität

Im Berichtszeitraum sind im Teilprojekt „Smart Portfolio Management“ (SPM) die Bezugskonditionen für die Endkunden auf dem Managementportfolio (siehe oben) abgeleitet worden. Unter den Bezugskonditionen werden u. a. die Preissignale und die Abrechnung, sowie die Kundenportalinformationen verstanden. Außerdem ist ein Marktreport über webbasierte Dienstleistungen erstellt worden, der Kunden ermöglichen soll, über das Internet Informationen abzurufen. Des Weiteren sind im SPM-Teilprojekt Prognosen für preissensitive Verbraucher erstellt und Beispiellastdaten analysiert worden.

Im Teilprojekt „Smart Metering“ sind die technischen Komponenten zur Messdatenerfassung und –übertragung implementiert worden, dass durch das Smart Metering Gateway realisiert wird. Eine Applikationssoftware stellt kurzfristig Daten bereit, so dass dadurch eine Visualisierung der Verbrauchsdaten für die Kunden erfolgen kann. Die Visualisierungsmöglichkeit ist besonders wichtig, damit Kunden den Ursache-Wirkungs-Zusammenhang zwischen den einzelnen Geräten und dem Stromverbrauch erkennen können. In diesem Teilprojekt sind daher zwei verschiedene Visualisierungsmöglichkeiten realisiert worden, die parallel betrieben werden können: Die Stromampel und ein dediziertes Gerät. Die Stromampel dient der einfachen Bedienung und hat einen eingeschränkten Bedienungsumfang. Das dedizierte Gerät bietet die Möglichkeit von EEBus gesteuerte Schaltaktoren manuell aus dem automatischen Lastmanagement auszunehmen. Auf die EEBus gesteuerten Schaltaktoren wird nun im Folgenden genauer eingegangen (siehe Teilprojekt Smart Demand).

Im Teilprojekt „Smart Demand“ ist im Berichtszeitraum die Umsetzung der Inhouse-Komponenten erfolgt. Inhouse-Komponenten sind intelligente Steckdosen, Integrationsbausteine für Haushaltsgeräte, EEBus-Software und EEBus-Bridge.

Die intelligenten Steckdosen sind Vorschaltgeräte zwischen Haussteckdose und Endgerät. Sie haben die Aufgabe, Endgeräte ohne integrierte Bausteine in den Feldversuch zu integrieren, die daher nicht die Möglichkeit haben, auf Preissignale zu reagieren. Die intelligenten Steckdosen kommunizieren mit Funk mit der EEBus-Bridge. Somit kann die Steckdose auf Signal von der EEBus-Bridge je nach Preislage das Endgerät zu- oder abschalten.

Durch die EEBus-Bridge werden alle Informationen der Hausgeräte gebündelt und zur externen Datenzentrale kommuniziert.

Im Teilprojekt „Modellregion“ sind in diesem Zeitraum die Feldversuchsplanung, das Tarifdesign, das Vertriebskonzept und die Vorbereitung des Feldversuchsaufbaus ermittelt bzw. durchgeführt worden.

Beim Tarifdesign hat sich gezeigt, dass eine höhere Strompreisspreizung mehr Anreiz zur Verlagerung bietet, weshalb die Preisspanne von vormals 14 ct/kWh auf 18 ct/kWh erhöht worden ist. Somit beträgt der Maximalpreis 32 ct/kWh und der Minimalpreis 14 ct/kWh.

1.4.2 Analyse der vorliegenden Abschlussberichte

In diesem Kapitel werden Ergebnisse aus den Berichten und weiteren Veröffentlichungen der Modellregionen nach Schwerpunkten gewichtet, zusammengefasst und untersucht. Leider liegen zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Studie (März 2013) noch nicht alle Abschlussberichte vor, sodass lediglich drei Modellregionen betrachtet werden können.

1.4.2.1 eTelligence

Im Projekt eTelligence wurden vor allem Erkenntnisse zur Energieeinsparung und Lastverschiebung in den teilnehmenden Haushalten gewonnen. Ein weiterer Fokus lag auf der Entwicklung und Umsetzung des eTelligence Markplatzes unter Einbindung eines Virtuellen Kraftwerkes und einzeln angesteuerter Blockheizkraftwerke. Dabei war das Ziel die optimale Vermarktung von erzeugter Energie.

Während der Projektzeit konnten in den Haushalten Energieeinsparungen von durchschnittlich 11 % erreicht werden. Als Auslöser für diese Einsparung werden zum einen die Visualisierung des Stromverbrauchs in Echtzeit,²⁹ zum anderen die beiden verwendeten dynamischen Tarife genannt.

²⁹ Vgl. Schmedes et al. 2012, S. 10

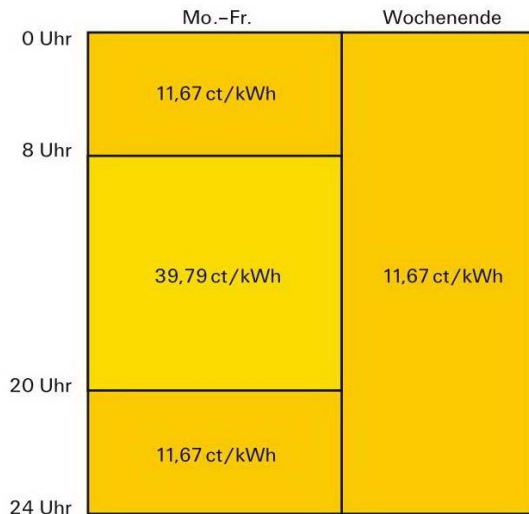


Abbildung 19: eTelligence Event-Tarif

Quelle: Schmedes et al. 2012, S. 13

Der in Abbildung 19 dargestellte Event-Tarif ist ein Hochzeit- und Niedrigzeittarif. Zusätzlich zu den sieben abgebildeten Preisstufen gibt es in der Zeit von 8 bis 20 Uhr sogenannte Bonus- und Malus-Events. Bei einem Bonus-Event ist der Strompreis, aufgrund einer hohen Einspeisung von erneuerbarem Strom, niedrig bis kostenlos. Bei Malus-Events, die bei hohem Stromverbrauch bei wenig zur Verfügung stehender Energie eintreten, ist der Preis hingegen sehr hoch. Es ergibt sich eine Preisspreizung von 0 ct/kWh bis 80 ct/kWh während der Events.³⁰

Durch den Event-Tarif konnten in der „Event-Zeit“ zwischen 8 und 20 Uhr Energieeinsparung von im Schnitt 12 % erreicht werden. Während der restlichen Zeit gab es keine signifikanten Veränderungen des Verbrauchsverhaltens. Wichtiger jedoch ist die erreichte Lastverschiebung im Event-Tarif. Bei Malus-Events (sehr hoher Preis) konnte eine Verschiebung von 20 % aus diesem Zeitraum heraus erreicht werden. Bei einem Bonus-Event, bei dem der Strom kostenlos zur Verfügung gestellt wurde, stieg der Verbrauch jedoch um 30 %. Die Autoren schließen daraus, dass der Anreiz zu Mehrverbrauch höher ist, als zur Verbrauchssenkung. In der Summe der Events wurde mehr Strom verbraucht als ohne den Tarif.³¹

³⁰ Vgl. Schmedes et al. 2012, S. 13

³¹ Vgl. Schmedes et al. 2012, S. 14

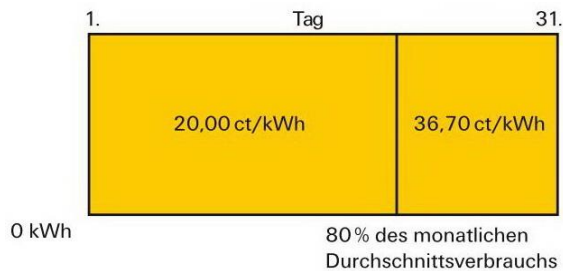


Abbildung 20: eTelligence Mengen-Tarif

Quelle: Schmedes et al. 2012, S. 13

Der Mengen-Tarif in Abbildung 20 ist als Motivation zur Energieeinsparung konstruiert. Aus historischen Daten wird für jeden Kunden individuell ein durchschnittlicher Monatsverbrauchswert ermittelt und als Fixpunkt festgesetzt. Der Kunde zahlt nun bei einem Monatsverbrauch unter 80 % des vorher festgesetzten Verbrauchswertes 20 ct/kWh, bei einem Verbrauch darüber 36,7 ct/kWh. Bei beiden Tarifen wurde somit eine extreme Preisspreizung verwendet. Zusätzlich besitzen beide Tarife auch einen um zwei Euro erhöhten Grundpreis, um dem Kunden die höheren Kosten der neuen Technik deutlich zu machen, auch wenn dadurch die Kosten nicht gedeckt werden können. Die Kunden, die den Mengen-Tarif verwendeten, haben im Schnitt 11 % weniger Strom verbraucht.³²

Neben den Untersuchungen zum Verhalten der Haushaltskunden wurde der eTelligence Marktplatz, mit einem Virtuellen Kraftwerk und mehreren BHKW als Teilnehmer, betrachtet. Im Kraftwerk wurden PV-Anlagen, ein Windpark und Kühlhäuser miteinander verknüpft. Die Schwankungen des Windparks konnten durch Lastverschiebung der Kühlhäuser im Virtuellen Kraftwerk verstetigt werden.³³ Des Weiteren konnten die Strombezugskosten der eingebundenen Kühlhäuser um 6 – 8 % gesenkt werden. Dabei ist ein Potential für Einsparungen vor allem im Winter vorhanden, da die Erzeugung dann stärker schwankt als im Sommer. Außerdem arbeiten Kühlhäuser bei kalter Außentemperatur flexibler.³⁴ Durch den Verbund von Erzeugern und Verbrauchern im Virtuellen Kraftwerk wurde 15 % weniger Ausgleichsenergie von außen benötigt.³⁵ Außerdem konnten durch Ausregelung im Virtuellen Kraftwerk Fahrplanabweichungen der erneuerbaren Erzeuger um bis zu einem Drittel reduziert werden.³⁶

In Abbildung 21 ist ein beispielhafter Regelvorgang des Virtuellen Kraftwerks zu sehen. Im oberen Diagramm ist in Grau die Last eines Kühlhauses, in Blau die Einspeisung aus Windenergie und in Gelb die Abweichungen vom Fahrplan aufgetragen. Im unteren Fenster sind

³² Vgl. Schmedes et al. 2012, S. 13–14

³³ Vgl. Schmedes et al. 2012, S. 25

³⁴ Vgl. Schmedes et al. 2012, S. 18

³⁵ Vgl. Schmedes et al. 2012, S. 19

³⁶ Vgl. Schmedes et al. 2012, S. 26

nochmals die Fahrplanabweichung dargestellt sowie eine obere und untere Schranke, ab welcher Ausreglungsmechanismen, hier die Ansteuerung des Kühlhauses, aktiviert werden. Beim ersten markierten Punkt wird das Kühlhaus fahrplangetreu heruntergefahren. Aufgrund von unplanmäßig hoher Windeinspeisung, wird es bei Punkt zwei wieder hochgefahren und in Punkt drei wieder heruntergefahren, da die Winderzeugung nun ihren Sollwert erreicht.



Abbildung 21: Funktionsprinzip des Virtuellen Kraftwerkes

Quelle: Schmedes et al. 2012, S. 17

Im Versuch bietet das Virtuelle Kraftwerk seine Energie im Day-Ahead-Handel an,³⁷ der Intraday-Handel wurde aber ergänzend simuliert. Bei dieser Marktsimulation wurden außer dem Virtuellen Kraftwerk auch BHKW und Elektroautomobile eingebunden.³⁸ Die Simulation ergab, dass der Handel mit Blindleistung am lokalen Markt Day-Ahead „nur bedingt zur positiven Beeinflussung des Netzes geeignet“³⁹ ist. Bei einem stündlichen Aushandeln im Intraday-Handel von Fahrplänen ist eine Unterstützung der Netzbetriebsführung jedoch möglich. Der Intraday-Handel ist insgesamt auch bei Wirkleistung attraktiver, da genaue langfristige Prognosen bei der Leistungsbereitstellung sehr schwer zu treffen sind. Die Autoren schlagen deswegen für längerfristige Verträge vor, Zugriffsoption auf einzelne Anlagen in kritischen

³⁷ Vgl. Schmedes et al. 2012, S. 16

³⁸ Vgl. Schmedes et al. 2012, S. 27

³⁹ Schmedes et al. 2012, S. 29

Situationen anzubieten.⁴⁰ Durch die Kopplung der Energienetze über KWK in BHKW konnte eine Steigerung des Profits durch den elektrisch geführten Betrieb gegenüber dem wärmegeführten erreicht werden.⁴¹

1.4.2.2 Modellregion Mannheim (moma)

Mit der Auswertung des Feldtests 2 ergaben sich vor allem neue Erkenntnisse zum Verbrauchsverhalten und dessen Veränderungen durch die Verwendung neuer Technik und neuer Abrechnungstarife. Bei der folgenden Beschreibung ist vorwegzunehmen, dass die 200 Teilnehmer des Feldtests nicht repräsentativ verteilt sind: die Teilnehmer sind zu 80 % männlich und eine Mehrheit ist Hauseigentümer.⁴² Zukünftig ist es sinnvoll die gewonnenen Erfahrungen in einer repräsentativ ausgewählten Gruppe zu überprüfen.

Der Stromverbrauch der Feldtestteilnehmer ist entweder gleich geblieben oder leicht gesunken. Im Durchschnitt ergab sich eine Verbrauchsminderung von 2 %. Im Versuch wurden zwischen 6 % und 8 % der Last von Hoch- in Niedrigtarifzeiten verschoben. Einen beispielhaften Tagesverlauf der Lastprognose im Vergleich zum eingetretenen, durch Lastverschiebung veränderten, Lastverlauf ist in Abbildung 22 zu sehen. Die beiden Verläufe sind dabei zusammen mit dem aktuellen Hoch- oder Niedrigpreistarif dargestellt.⁴³

⁴⁰ Vgl. Schmedes et al. 2012, S. 29

⁴¹ Vgl. Schmedes et al. 2012, S. 22

⁴² Vgl. MVV Energie AG 2012, S. 1

⁴³ Vgl. MVV Energie AG 2012, S. 2–3

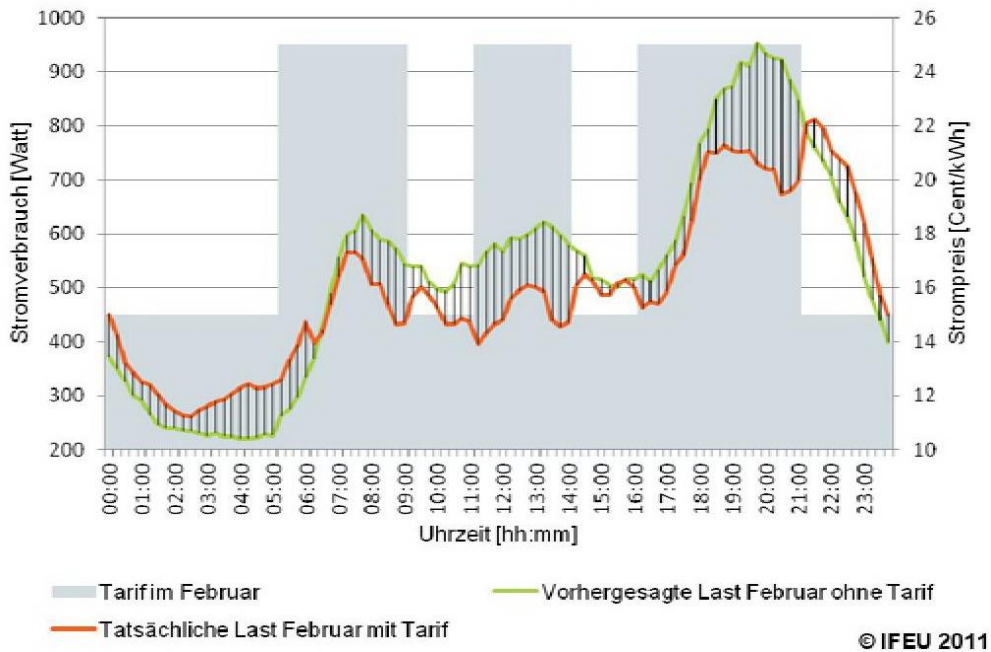


Abbildung 22: Elektrische Lastverschiebung im Feldtest an einem beispielhaften Tag
 Quelle: MVV Energie AG 2012, S. 3

Die Auswertung zeigt weiterhin auf, wie die Teilnehmer auf die neuen Gegebenheiten im Versuch reagieren und was sie zur Lastverschiebung motiviert. Hauptmotivation der Teilnehmer zur Lastverschiebung sind die Kostenersparnis durch den neuen, dynamischen Tarif und die Förderung der Integration erneuerbarer Energien. Es zeigt sich, dass mehr als die Hälfte der Verbraucher durch Verbrauchssenkung und Lastverschiebung Geld einsparen, teilweise mehr als 8 € im Monat.⁴⁴

Wie in Abbildung 23 zu sehen, ergeben sich noch weitere Verhaltensänderungen durch die Teilnahme am Feldversuch. Die Teilnehmer nehmen ihren Energieverbrauch bewusster wahr und versuchen, Energie einzusparen. Außerdem zeigt eine Zustimmung von etwa 60 % zur Aussage „Seit Beginn des Praxistests habe ich das Gefühl, dass mein Verhalten zum Klimaschutz beiträgt“ eine Identifizierung mit dem Projekt. Diese Erkenntnis ist vor allem im Hinblick auf eine Akzeptanz in der Bevölkerung für die Einführung eines Smart Grid in Deutschland wichtig.

⁴⁴ Vgl. MVV Energie AG 2012, S. 1–2

Kreuzen Sie bitte zutreffendes an: Seit Beginn des Praxistests

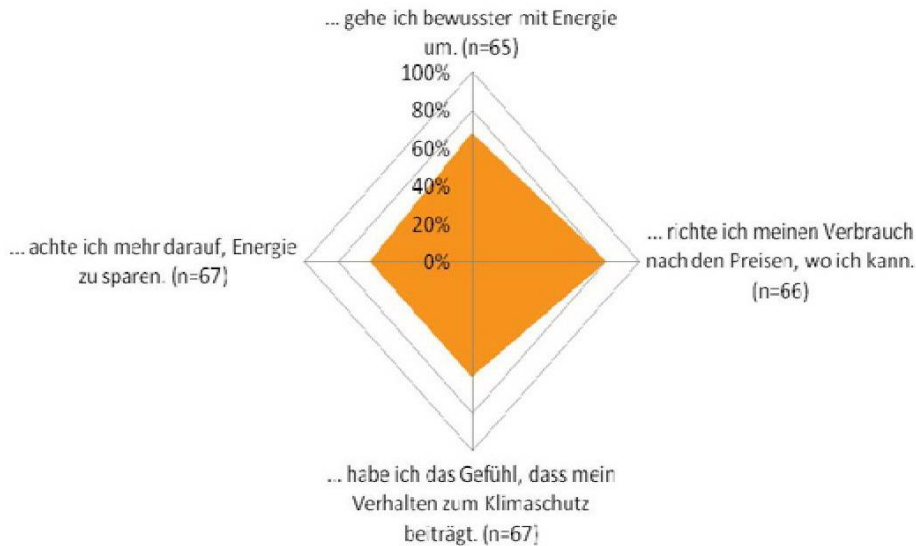


Abbildung 23: Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens durch den Feldtest

Quelle: MVV Energie AG 2012, S. 1

1.4.2.3 Regenerative Modellregion Harz (RegModHarz)

Der Schwerpunkt der Untersuchungen in der Regenerativen Modellregion Harz lag vor allem auf der Implementierung und Auswertung des Virtuellen Kraftwerks „RegenerativKraftwerk Harz“. Hauptaugenmerk bei der Umsetzung des Virtuellen Kraftwerkes war die Einrichtung eines geeigneten Energiemanagements. Die Aufgabe des Energiemanagements ist es, auf Grundlage einer vorgegebenen Optimierungsstrategie, geeignete Fahrpläne für alle Komponenten des Virtuellen Kraftwerkes zu erstellen.⁴⁵ Dabei musste berücksichtigt werden, dass sich neue Anlagen jederzeit anmelden oder integrierte Anlagen abmelden können. Die Modellierung der Anlagen im System wurde auf Grundlage des erweiterten Standards IEC 61850 durchgeführt. Prinzipiell war die Herkunft der zur Integration benötigten Informationen jedoch nicht entscheidend, sodass zukünftig auch neue, heute unbekannte Anlagen eingebunden werden können, die nicht im Standard berücksichtigt wurden.⁴⁶

Als Optimierungsstrategien wurden drei austauschbare Vermarktungsstrategien entwickelt:⁴⁷

- 1) Day-Ahead: optimierte Gewinne am Day-Ahead Markt

⁴⁵ Vgl. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), S. 23

⁴⁶ Vgl. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), S. 28–29

⁴⁷ Vgl. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), S. 30–31

- 2) Intraday: generierte Angebote als Ausgleich zum Day-Ahead Prognosefehler
- 3) Regio Strom Harz: Erst nachdem der Eigenbedarf der Region gedeckt war, wurde überschüssiger Strom nach einer der beiden anderen Strategien verkauft.

Im Virtuellen Kraftwerk wurden insgesamt 25 Energieanlagen (davon 4 simuliert) mit einer maximalen Erzeugungsleistung von 120 MW und einer Last von 40 MW integriert. Neben Wind- und PV-Anlagen standen verschiedene flexibel ansteuerbare Komponenten, wie Biogaskraftwerke, BHKW und Speicher zur Verfügung. Auch der zweiwöchige Betrieb nur mit realen Anlagen verlief erfolgreich.⁴⁸

Als Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Verschaltung mehrerer dezentraler Erzeuger und Speicher zu einem Virtuellen Kraftwerk funktioniert. Das Energiemanagementsystem lief störungsfrei und die Implementierung eines Energiemanagementsystems war erfolgreich.⁴⁹

Neben dem Schwerpunkt der Implementierung eines Virtuellen Kraftwerkes wurden Simulationen durchgeführt, die unter anderem die Verknüpfung verschiedener Energienetze mit einschlossen. Um dem Ziel einer hundertprozentigen Energieversorgung aus erneuerbaren Energien näher zu kommen, wurden drei Leitszenarien entwickelt und simuliert:⁵⁰

- 1) Referenzsituation im Jahr 2008
- 2) EE-Ausbauszenario für das Jahr 2020
- 3) Szenario einer 100%-Versorgung mit erneuerbaren Energien (EE)

Szenario 3) ist noch einmal in zwei Teilszenarien A und B unterteilt. In Teilszenario B wurde auch eine Kombination mehrerer Energienetze berücksichtigt, da es „bei einer 100%-EE-Stromversorgung ... zur möglichst effizienten Nutzung von EE-Strom erforderlich [ist], die Stromversorgung nicht isoliert zu betrachten, sondern Verknüpfungen mit den anderen Verbrauchssektoren zu nutzen.“⁵¹ Die schematische Darstellung einer solchen möglichen Verknüpfung ist in Abbildung 24 zu sehen. Wie in Kapitel 1.2.8 beschrieben, werden über KWK und Power-to-Gas das Strom- mit dem thermischen und dem Gasnetz verbunden. Zusätzlich wird noch Elektromobilität integriert.

⁴⁸ Vgl. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), S. 32

⁴⁹ Vgl. Schmedes et al. 2012, S. 34

⁵⁰ Vgl. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), S. 79

⁵¹ Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), S. 85

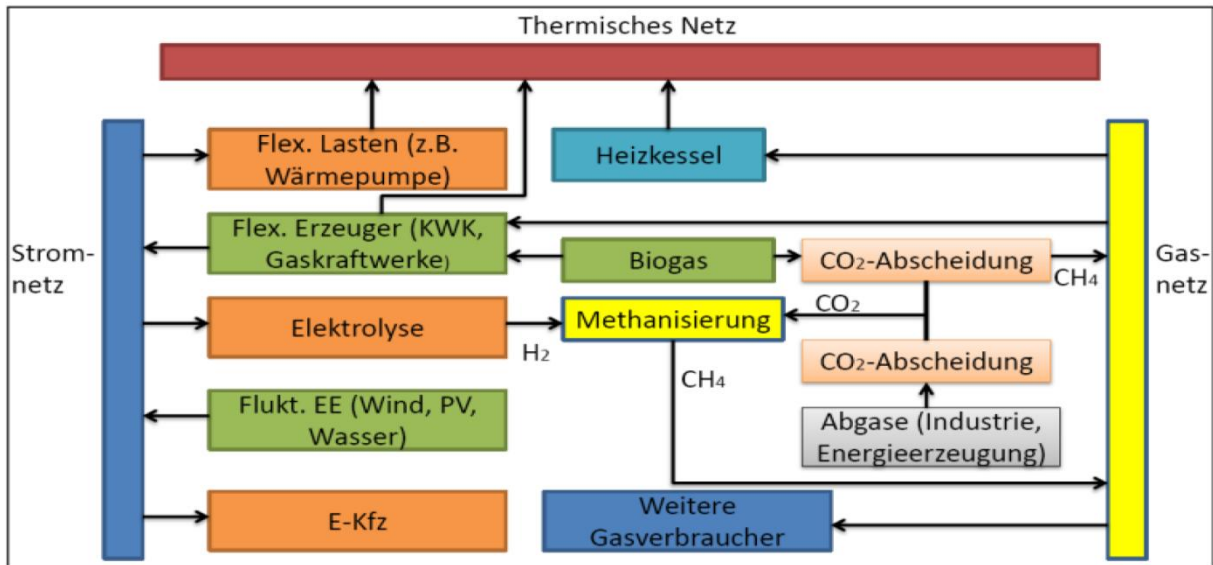


Abbildung 24: Vernetzung der unterschiedlichen Energienetze

Quelle: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), S. 86

Die Kopplung verschiedener Energienetze führt zu einer größeren Flexibilisierung des Stromnetzes. Die Technik Power-to-Gas wird hier als Speicher eingebunden. Das aus überschüssigem EE-Strom gewonnene Gas wird in das Gasnetz eingespeist und mit Hilfe von GuD-Kraftwerken und dezentralen KWK-Anlagen rückverstromt.⁵² Die mit Methan, konventionell oder aus erneuerbarer Erzeugung gewonnen, und Biogas befeuerten KWK-Anlagen arbeiten in Teilszenario A unflexibel und in Szenario B flexibel.⁵³ Durch diesen flexiblen Betrieb und die Einbindung verschiedener Energienetze ist es somit in Szenario B möglich, ein Energiemanagement zu betreiben. Dies führt dazu, dass wesentlich mehr Strom exportiert werden kann.⁵⁴ Außerdem kann mit Hilfe der „thermischen Pufferspeicher auch in Zeiten mit sehr geringem Wärmebedarf Energie (Strom und Wärme) erzeugt werden“⁵⁵, was zu einer Reduktion der Stromimporte führt. Durch den Einsatz von PtG können die Stromexportspitzen der Modellregion deutlich gesenkt werden. Dies kann zusammen mit geringen Abregelungen der Erzeugungsanlagen den nötigen Netzausbau verringern.⁵⁶

⁵² Vgl. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), S. 87

⁵³ Vgl. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), S. 82

⁵⁴ Vgl. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), S. 88

⁵⁵ Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), S. 88

⁵⁶ Vgl. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), S. 121

1.5 Wissenschaftliche Arbeiten an der TU Darmstadt (E-Energy)

Ergänzend zur Begleitforschung zu E-Energy sind an der TU Darmstadt im Rahmen des Projektes wissenschaftliche Arbeiten entstanden, die die Forschungsthemen der Modellregionen ergänzen und auch auf Fragestellung eingehen, die von den Modellregionen nicht oder nur teilweise betrachtet wurden. Mit diesem Ansatz wird eine umfassende Betrachtung über die Grenzen von E-Energy hinaus vorgenommen. Die Ergebnisse der Modellregionen werden um Betrachtungen von Veröffentlichungen von Forschungseinrichtungen und Ergebnissen aus anderen Projekten sowie durch selbst durchgeführte Simulationen ergänzt. In den Arbeiten werden eigene Annahmen getroffen und Messwerte ermittelt, unabhängig von den speziellen Ergebnissen der Modellregionen. Dadurch kann die TU Darmstadt eine unabhängige Forschung gewährleisten. Die Schwerpunkte und wichtigsten Ergebnisse werden in diesem Kapitel vorgestellt.

1.5.1 Ermittlung und Analyse des industriellen Lastverschiebungspotentials in Deutschland (Prelle, Martin)

Diese Arbeit beschäftigt sich mit den Lastverschiebungspotentialen der deutschen Industrie. Dabei wurden die energieintensivsten Herstellungs- und Verarbeitungsprozesse untersucht: die Herstellung von Chlor, Primäraluminium, Papier aus Holz und Zellstoff, Elektrostahl und die Herstellung von Zement. Außerdem wurde, aufgrund hoher Bereitschaft zur Mitarbeit in der Studie, die Abwasserwirtschaft in die Untersuchung mit eingebunden. Diese Industriezweige hatten im Jahr 2010 einen Stromverbrauch von insgesamt 105,6 TWh, was einem Anteil von etwa 20 % des gesamtdeutschen Stromverbrauchs entsprach. Mittels Experteninterviews einzelner Betriebe wurde eine Stichprobe erstellt, welche die Datengrundlage für Hochrechnungen auf den jeweiligen gesamten Industriesektor der jeweiligen Branche bildet. Die Hochrechnungen ergaben ein maximales positives Lastmanagementpotential von 1,237 GW und ein maximales negatives Lastmanagementpotential von 3,284 GW. Jedoch sind die Umfragen nicht repräsentativ, da nicht genug Betriebe befragt werden konnten.

In der, unter Mitarbeit der TU Darmstadt, entstandenen VDE-Studie „Demand Side Integration“ wurde die Arbeit des Autors fortgeführt und verfeinert. Nach weiteren Interviews ergaben sich ein maximales positives Lastmanagementpotential von 0,5 GW und ein maximales negatives Lastmanagementpotential von 4,4 GW.⁵⁷ Wie erwartet, liegt das negative Lastmanagementpotential höher, das positive Potential fällt jedoch geringer aus.

⁵⁷ ETG-Task Force Demand Side Management 2012, S. 110

1.5.2 Ermittlung und Analyse von Lastverschiebungspotentialen ausgewählter Industrieparks (Datz, Christoph)

Hier liegt der Fokus auf Chemieparks, Industrieparks mit einem hohen Anteil an chemischer Industrie oder Industrieparks, die ausschließlich aus chemischer Industrie bestehen. Es wurden Chemieparks betrachtet, in denen der Parkbetreiber alle Ver- und Entsorgungsaufgaben für die ansässigen Unternehmen übernimmt. Zur Erzeugung von Prozesswärme und zur Stromerzeugung verfügen die Parks über Gas- und Dampfkraftwerke mit Kraftwärmekopplung, wobei nur einer der betrachteten Parks sich komplett selbst mit Strom versorgen kann. Diese Kraftwerke sind für positive und negative Lastverschiebung geeignet. Aufgrund der geringen Vergütung wird von dieser Möglichkeit aber nur wenig Gebrauch gemacht. Potential zur Last-Flexibilisierung liegt in der Erweiterung der Industrieparks um Speicher und der Vergrößerung der Produktionsanlagen. Es besteht die Möglichkeit, in die Druckluftversorgung der Parks Speicher einzubauen und somit deren Pumpleistung flexibler steuern zu können. Außerdem könnten z.B. mit der Erweiterung der Luftzerlegungsanlage, in welcher Edelgase aus der Umgebungsluft gewonnen werden, oder der Lichtbogenpyrolyseanlage, welche zur Herstellung von Ethin eingesetzt wird, Verschiebepotentiale generiert werden. Die Anlagen würden dann nicht mehr im Volllastbetrieb arbeiten und könnten somit auch negatives Lastverschiebungspotential zur Verfügung stellen. Allerdings müssten dazu die nötigen wirtschaftlichen Anreize gegeben sein. Eine grundlegende Erkenntnis dieser Arbeit war, dass für die genaue Ermittlung von Lastverschiebungspotentialen Messsysteme fehlen.

1.5.3 E-Energy im Kontext weltweiter Smart Grid Aktivitäten (Haffke, Ingmar)

In dieser Arbeit wird das Forschungsprojekt E-Energy mit anderen weltweiten Projekten verglichen, in einen internationalen Zusammenhang eingeordnet und bewertet. Als Einordnungskriterien werden Größen wie Projektfinanzierung, Projektlaufzeit, Art und Umfang der Installation von Smart Metern, betrachtete Smart Grid Komponenten und verwendete Technik herangezogen. Beim internationalen Vergleich fällt als Erstes auf, dass sich die Definition von Smart Grid und die Zielsetzung, die mit einer Implementierung dieser Technik verfolgt wird, von Land zu Land stark unterscheiden. Während in Europa vor allem die Einbindung erneuerbarer Energien, also Umweltziele, im Vordergrund stehen, versuchen die USA und Kanada mit dieser Technik hauptsächlich die Netzstabilität zu erhöhen. In asiatischen Ländern fehlt teilweise ein flächendeckendes Netz und Smart Grid steht hier für den Netzausbau und die grundsätzliche Versorgung mit elektrischer Energie. Aus der Arbeit geht hervor, dass andere Länder, allen voran die USA, mittlerweile wesentlich mehr Forschungsmittel in die Entwicklung von Smart Grid investieren als Deutschland. Haffke befürchtet deswegen, dass Deutschland bald in diesem Forschungsfeld überholt werden könnte. E-Energy erforscht Smart Grid unter Einbeziehung aller Stakeholder, also aller Teilnehmer des Kreislaufs der elektrischen Energie aus Politik, Wirtschaft und Verbrauchern, und hebt sich hiermit von anderen Projekten ab. Allerdings wird im Projekt E-Energy der Bereich der Aus- und Weiterbildung und wie dieser zu organisieren ist vernachlässigt. Haffke bescheinigt dem Projekt bedeutsamen Pilotcharakter für die Entwicklung in Deutschland.

1.5.4 Kosten und Potenziale des Roll-Outs intelligenter Stromzähler in Deutschland (Zips, Gunter)

Hauptthema dieser Studie ist eine Kostenanalyse des deutschlandweiten Rollout von Smart Metern. Hierzu wurden zuerst die momentan im Netz, bei Erzeugern und Verbrauchern verfügbare Mess- und Übertragungstechnik untersucht und die technischen Möglichkeiten von Smart Metern betrachtet. Nach der Ermittlung der benötigten Technik in Haushalten und Industrie wurde aus Studien und Angaben von Herstellern Preise für diese Technik ermittelt und durch Hochrechnung das Gesamtinvestitionsvolumen berechnet. Es wurde ein Gesamtinvestitionsvolumen für Deutschland zwischen 6,44 Mrd. € und 9,28 Mrd. € für die Ausstattung von Messstellen errechnet. Die zusätzlichen Investitionskosten für die Ausstattung von dezentralen Energieerzeugern liegen bei 244,21 Mio. € bis 358,33 Mio. €. Zusätzlich wurden Energieeinsparpotentiale durch die Verwendung von Smart Metern, unter Betrachtung von internationalen Pilotprojekten, dargelegt und zu überwindende Hürden bei einer Einführung von Smart Metern in Deutschland, auch unter Berücksichtigung der Nutzerakzeptanz, erörtert. Demnach haben Kunden in Deutschland vor allem Vorbehalte bezüglich des Datenschutzes. Deswegen sollen Nutzer nicht nur über Einsparmöglichkeiten informiert werden, sondern die Demonstration eines sicheren Datenschutzes muss unbedingt im Fokus liegen. Außerdem werden eine mit anderen Haushaltsgegenständen leicht kompatible Technik sowie ein unbürokratischer Umstieg auf die neuen Produkte gefordert. Die Energieeinsparungen liegen Zies zufolge zwischen 5 % und 10 %, nur durch die Verwendung von Smart Metern. Bei zusätzlicher Einführung variabler Tarife sind sogar Einsparungen zwischen 12 % und 20 % und eine Reduzierung der Spitzenlast um 21 % bis 30 % möglich. Bei vollautomatischem Betrieb wurden Einsparungen von mindestens 10 % und in Einzelfällen bis zu 50 % erreicht.

1.5.5 Integration von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und Speichern in ein Smart Grid unter Anwendung des Standards IEC 61850 (Stadler, Stefanie)

Diese Studie beschäftigt sich mit dem Standard IEC 61850 und wie mit dessen Hilfe energietechnische Objekte, hier dezentrale Energieerzeugungsanlagen und Stromspeicher, auf Softwareebene abgebildet werden und damit in ein Smart Grid integriert werden können. Stadler beschreibt zuerst die Funktionsweise des Standards, in welchem Geräte aus Energieerzeugung, Transport und Umwandlung sowie Speicher auf Logische Geräte und deren Funktionen auf Logische Knoten abgebildet werden. Dabei untersucht sie anhand von Blockheizkraftwerken und Schwungradspeichern, ob alle Komponenten vollständig abgebildet werden können. Die meisten Komponenten können abgebildet werden, es gibt allerdings beispielsweise beim Schwungrad des Schwungradspeichers noch keine Entsprechungen im Standard. Des Weiteren beschäftigt sich Stadler mit dem möglichen Beitrag von, über den Standard abgebildeten, dezentralen Erzeugern und Speichern für die Netzstabilität. Ihr Fazit lautet, dass diese Geräte das Netz über moderne intelligente Umrichter genauso gut wie Synchrongeneratoren stützen können.

1.5.6 Effiziente Einbindung von Erneuerbaren Energien durch das Power-to-Gas Konzept (Keles, Sanem)

Die Nutzung der sogenannten Power-to-Gas (PtG) Technik, der künstliche Erzeugung von Wasserstoff bzw. Methan aus elektrischer Energie ist Thema dieser Arbeit. In einem Elektrolyseur wird hier mit Strom Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Im Sabatierprozess wird der Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid zu Methan weiterverarbeitet. Ziel dieser Technologie ist es, überschüssigen Strom in Gas umzuwandeln und diesen dann im deutschen Erdgasnetz zu speichern. Dabei wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff bis zu einer gewissen Grenze, momentan bis zu 5 %, in das Erdgasnetz zugeführt wird.⁵⁸

Bei der Herstellung von Wasserstoff werden dabei Wirkungsgrade zwischen 54 % und 77 %, bei der Herstellung von Methan zwischen 49 % und 64 % erreicht. Bei einer Rückverstromung in Gas- und Dampfturbinenkraftwerken werden Wirkungsgrade bei Wasserstoff von 34 % bis 44 % und bei Methan von 30 % bis 38 % angegeben. Bei Stromerzeugung mit Kraftwärmekopplung ergeben sich Wirkungsgrade von 48 % bis 62 % bei Wasserstoff und von 43 % bis 54 % bei Methan. Die Wirkungsgrade hält Keles jedoch für vernachlässigbar, da PtG überschüssigen Strom speichern soll, der sonst nicht genutzt werden würde. Außerdem besteht zusätzlich zur Rückverstromung die Möglichkeit der Nutzung von Methan zu Heizzwecken oder als Treibstoff in Erdgasfahrzeugen. Auch die Verwendung von Wasserstoff als Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge ist möglich. Keles führt die BMU Leitstudie 2011 an, laut derer die Verstromung erst ab 2030 relevant ist und ab 2050 zum großtechnischen Einsatz kommen wird. Vorher sind die Weiterentwicklung von Techniken zum Lastmanagement und der Leitungsausbau ökonomischer. Die oben angeführten alternativen Verwendungen können, im Gegensatz zur Rückverstromung, aber schon früher sinnvoll sein.

In der Arbeit werden sowohl eine rechtliche Betrachtung als auch eine Marktanalyse durchgeführt. Die Autorin kommt zu dem Ergebnis, dass die Technik noch nicht wirtschaftlich ist, da zu wenige Anreize bestehen und klare Marktmodelle fehlen. Mögliche Varianten zur Finanzierung wären Subventionen durch den Staat oder die Kunden, in Form von höheren Nutzungskosten, mit denen die Nutzer diese Technik freiwillig unterstützen. Die rechtliche Situation ist im Moment noch widersprüchlich, da das Gas aus PtG nicht einer eindeutigen Förderung durch das EEG oder ähnliches zuzuordnen ist.

Abschließend führt Keles eine Simulation durch. Dabei werden der Standort, in der Nähe von Windenergieanlagen, Kohlenstoffdioxidquellen oder der Gasleitung, der verwendete Elektrolyseur, im Druckbetrieb oder ohne Druck, der Gasspeicher, mit 30 bar oder 60 bar, und die Art der Einspeisung in das Gasnetz, also Wasserstoff oder Methan, variiert. Demnach hat vor allem der Standort einen großen Einfluss auf Investitionskosten. Er sollte möglichst nah am Einspeisepunkt in das Gasnetz und der Wasser- und Kohlenstoffversorgung liegen, da die hierfür benötigten Leitungen teuer sind. Außerdem sollte der Druckelektrolyseur aufgrund niedriger Gestehungskosten bevorzugt werden. Die weiteren Faktoren haben keinen starken Einfluss auf die ökonomische Betrachtung.

⁵⁸ In Kapitel 1.2.8 wird diese Technologie genauer beschrieben.

Die Gestehungskosten von PtG sind sehr hoch, im Vergleich zu Pumpspeicher und Erdgas über 50 % teurer. Die Autorin regt deswegen an, Überschussstrom, der nicht in das Netz eingespeist wird, nicht nach EEG, sondern nach einem niedrigeren Satz zu entlohnen. Dies könnte die Konkurrenzfähigkeit von PtG steigern.

1.5.7 Potentiale der Rückspeisung von Elektroautos (V2G) in das deutsche Stromnetz (Richter, Moritz)

In dieser Arbeit wurden die Potentiale von elektrischen Fahrzeugen zur Lastflexibilisierung und Rückspeisung in das Stromnetz, das sogenannte Vehicle-to-Grid (V2G) Verfahren, untersucht. Dazu wurden Studien und aktuelle V2G-Projekte in Deutschland ausgewertet. Zur Bestimmung des Potentials von V2G wurden drei Szenarien berechnet: mit 1 Mio., 3 Mio. und 5 Mio. elektrischen PKW. Außerdem wurden die mögliche Speicherkapazität, die Leistungsbereitstellung und die Nutzungsdauer im Vergleich zu allen deutschen Pumpspeicherkraftwerken ermittelt.

Die Untersuchung ergab, dass die Rückspeisung durch E-KFZ unter heutigen Gesichtspunkten nicht wirtschaftlich ist. Durch die erhöhte Anzahl von Lade- und Entladezyklen, wird der Akku zu stark strapaziert und somit dessen Lebenszeit verkürzt. Außerdem entstehen zusätzliche Kosten für die Anschaffung von bidirektionalen Ladegeräten mit Wechselrichter und Sicherungseinrichtung. Pump- oder Druckluftspeicher sind im Vergleich wesentlich günstiger, jedoch sind die Ausbaupotenziale gering. Reine Batteriespeicheranlagen erachtet der Autor ebenfalls als sinnvoller als V2G. Lediglich bei geringer Zyklenauslastung könnte V2G sinnvoll werden.

Jedoch ist ein gesteuertes Laden der E-KFZ für Lastverschiebung sinnvoll. So können Lastspitzen verschoben und das Netz entlastet werden. Bei ungesteuertem Ladevorgang würde die Lastspitze am Abend noch erhöht. Für ein gesteuertes Laden und eine Lastverschiebung ist ein dynamischer Tarif sinnvoll. In der Arbeit wurde ein Tarif bis maximal 0,50 €/kWh gewählt. Diese Zahl ergibt sich aus Berechnungen, sodass die laufenden Kosten für E-KFZ nicht über denen konventioneller Automobile liegen. Das Ziel des Nutzers ist dabei, möglichst günstiger als zu diesem Maximalpreis zu „tanken“. Aufgrund der momentan hohen Anschaffungskosten für Elektroautos müsste der Tarif noch wesentlich günstiger ausfallen.

1.5.8 Versorgungssicherheit und gesicherte Leistung (Trebing, Sebastian)

Die Versorgungssicherheit im Stromnetz in Deutschland nach der Umstellung auf erneuerbare Energien ist Untersuchungsgegenstand dieser Arbeit. Der Autor untersucht mehrere Szenarien der Entwicklung des Kraftwerksparkes in Deutschland bis zum Jahre 2030 und orientiert sich dabei an der BMU Leiststudie 2010. Bei der Betrachtung des Basisszenarios A, in welchem konventionelle Kraftwerke zurückgebaut und neue erneuerbare Kraftwerke installiert werden, fällt nach Errechnung der gesicherten Leistungen auf, dass eine große Lücke zwischen der geforderten gesicherten Leistung und der gelieferten liegt. Dies ist vor allem

auf die geringe gesicherte Leistung der erneuerbaren Energien zurückzuführen: 10 % bei Wind- und 1 % bei Photovoltaikerzeugung, im Vergleich zu etwa 90 % bei konventionellen Kraftwerken.

In Szenario 1) wird der Kraftwerkspark deswegen durch Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 196,8 GW ergänzt. Dies würde eine Verdreifachung der installierten Windleistung und eine Verdopplung des gesamten Kraftwerkspark bedeuten, was augenscheinlich nicht umsetzbar ist. Deswegen wird die geforderte gesicherte Leistung in Szenario 2) je zur Hälfte mit Wind- und Gaskraftwerken erreicht. Dies ergibt einen Gesamtzubau von 62 % im Vergleich zur Prognose des BMU. Eine installierte Gesamtwindleistung von 130 GW erscheint als realistisch.

Durch den 2011, während dem Entstehen der Abschlussarbeit, beschlossenen beschleunigten Atomausstieg ergeben sich Veränderungen, sodass die BMU Leiststudie 2010 nicht mehr gilt. Der Autor entwirft auf Grundlage dieser neuen Gegebenheiten vier weitere Szenarien: Bei Szenario 3) wird die Lücke in der gesicherten Leistung durch massiven Zubau von erneuerbaren Energien, vor allem Windenergieanlagen, und den Zubau von Gaskraftwerken kompensiert. In Szenario 4) werden nur Gaskraftwerke zugebaut, wobei diese Lösung aufgrund der höheren Gestehungskosten als vergleichsweise teuer eingestuft wird. Szenario 5) geht von keinem weiteren Atomausstieg bis 2030 aus, wobei hier auch weitere Gaskraftwerke nötig sind. In Szenario 6) wird mit einer zusätzlichen Reduzierung der Spitzenlast durch Lastverschiebung gerechnet und in Szenario 7) mit einer erhöhten gesicherten Leistung erneuerbarer Energien durch technologischen Fortschritt. Dabei würde sich die gesicherte Leistung bis 2030 auf 15 % bei Onshore und 20 % bei Offshore sowie auf 5 % bei Photovoltaik erhöhen.

Der Autor kommt zu dem Ergebnis, dass nur allein durch den Zubau erneuerbarer Energieerzeuger die Versorgungssicherheit in Deutschland nicht gewährleistet werden kann, da zu viele Kraftwerke gebaut werden müssten, um den Wegfall der konventionellen Kraftwerke auszugleichen. Durch Lastmanagement und mit Hilfe von Gaskraftwerken, kann das Netz stabilisiert und eine siebzigprozentige erneuerbare Versorgung in 2030 ermöglicht werden. Die erbrachten Dienstleistungen der Gaskraftwerke können dabei auch mit Biomasse oder Geothermie abgedeckt werden.

1.5.9 Standardisierung von Smart Metern (Djemni, Mohamed Ben Samir)

Thema dieser Arbeit ist die Standardisierung von Smart Metern in der EU. Smart Meter werden als Wegbereiter des Smart Grid beschrieben. Sollte die Standardisierung und damit eine Interoperabilität scheitern, wäre auch das Projekt Smart Grid gescheitert. Umso wichtiger ist es, einen gemeinsamen Standard zu finden. Dafür muss ein Konsens über Kompatibilitäts- und Qualitätsvorgaben der einzelnen Schnittstellen des Smart Meter existieren. Jedoch fehlt hier eine klare Regulierung, da zum Zeitpunkt der Arbeit keine EU- weit einheitlichen Vorgaben herrschen. Somit befinden sich viele Projekte in einer Experimentierphase. Politische Vorgaben würden zu einem geringeren Investitionsrisiko für Energieversorger führen und diesen ein konsequentes Handeln ermöglichen. Da diese Vorgaben jedoch fehlen, haben

sich die sechs größten Energieversorgungsunternehmen zum GRID4EU-Projekt zusammengeschlossen, um ab Dezember 2011 vier Jahre lang die Interoperabilität der Systeme zu testen. Außerdem wird eine Zusammenarbeit zwischen Europa und den USA angestrebt. Eine Vielzahl unterschiedlicher Arbeitsgruppen zur Etablierung eines offenen Standards führt aktuell zu einer Vielzahl verschiedener Lösungen, aber zu keinen eindeutigen Anleitungen. Für einen europäischen Standard bräuchte es deswegen klare Vorgaben durch Regierungsbehörden, eine klare Definition der Rollen und Verantwortlichkeiten im Smart Grid und investitionsfördernde Anreize. Außerdem empfiehlt der Autor umzudenken und statt einem, mehrere Kommunikationsprotokolle nebeneinander zu ermöglichen. Dazu empfiehlt es sich auf GPRS als Fernkommunikationstechnik zu setzen, da diese Technik EU weit gleich ist. Jedoch könnten hierdurch wegen eines nötigen Datentarifes Mehrkosten entstehen. Eine Umstellung auf den neuen Standard LTE könnte Entlastung bringen. Eine weitere weitverbreitete Technik ist PLC, allerdings arbeiten die Länder mit verschiedenen Frequenzbändern und Modulationsarten. Für den Nahbereich wird WMBus empfohlen, da diese Technik im 1 GHz Bereich arbeitet und somit Steine und Ziegel besser durchdringt als Techniken im 2,4 GHz Bereich wie Zigbee.

1.5.10 Smart Microgrids and Reactive Power (Appen, Jan von)

In dieser Arbeit werden Microgrids, Dezentrale Energieerzeuger gruppiert in Kleinstenergienetzen, und deren Bereitstellung von Blindleistung am Markt betrachtet. Dazu wird eine vergleichende Betrachtung der Netzstabilität in Deutschland und den USA anhand einer Literaturrecherche durchgeführt. Dabei liegt der Fokus speziell auf der Betrachtung eines Microgrids, einem eigenständigen Kleinststromnetz mit Erzeugern und Verbrauchern, dass über eine zentrale Plattform geregelt wird. Es agiert im Macrogrid, also im übergeordneten Netz, als eine Einheit, handelt Energie mit dem Macrogrid und kann auch im Inselbetrieb, z.B. bei Blackout des Macrogrids, arbeiten. Auf Grundlage von Verfahren zur Blindleistungskompensation entwickelt der Autor das Modell „Q-DER-CAM“ (Reactive Power Distributed Energy Resource Customer Adaption Model). Anhand dieses Modells führt er zwei Fallstudien durch: die Simulation eines Krankenhauses und die Simulation eines mittleren Bürogebäudes, jeweils mit dezentraler Energieversorgung. Dabei werden vier Szenarien mit unterschiedlichen Abrechnungsmodellen erprobt: Abrechnung nach zur Verfügung gestellter Leistung (kVA), nach abgerufener Energie (kVAh), nach einem speziellen Abrechnungsverfahren der Pacific Gas and Electric Company, welche mit Bonus- und Maluszahlungen rechnet, oder Kostensenkung für den Verbraucher, die durch Verbrauchssenkungen ausgelöst werden. Dabei hat sich die Abrechnung nach Leistung oder Energie als am wirtschaftlichsten erwiesen. Wenn man diese beiden Abrechnungsmethoden kombinieren würde, könnte dies den Anreiz für die lokale Bereitstellung von Blindleistung noch weiter stärken.

Als Ergebnis hält von Appen fest, dass Microgrids Blindleistung wirtschaftlich zur Verfügung stellen können. Dabei hängt die Blindleistungsregelung stark von der Effizienz des Wechselrichters ab. Bei niedriger Effizienz ist eine herkömmliche Kompensation sinnvoller. Insgesamt scheint eine Kombination aus dynamischen, dezentralen Energieerzeugern und statischen

Blindleistungserzeugern am zweckmäßigsten. Ein weiterer Vorteil von Microgrids sind geringere Energieverluste. Die Blindleistungskompensation von Microgrids ist vergleichbar mit der konventionellen Kompensation. Durch die dynamische Methode ist sie teilweise sogar besser als die konventionelle.

1.5.11 Beurteilung der Ergebnisse der wissenschaftlichen Arbeiten

Aus den Ergebnissen der zusammengefassten Arbeiten werden im Folgenden Handlungsempfehlungen abgeleitet und Schwerpunkte für die zukünftige Smart Grid Forschung benannt.

In der energieintensiven Industrie ist ein hohes Potential zur Lastverschiebung vorhanden, deswegen sind hier weitere Forschungsaktivitäten sinnvoll. Speziell in Chemieparks ist, über Kraftwärmekopplung oder in der Druckluftversorgung, Lastverschiebung möglich. Allerdings fehlen wirtschaftliche Anreizsysteme. Sinnvoll erscheint hier die Einführung von dynamischen Tarifen, um Lastverschiebung attraktiv zu machen.

Es besteht die Gefahr, dass Deutschland in der Smart Grid Forschung hinter den anderen Ländern zurückfällt. Deswegen sind weitere Forschungsinvestitionen in Smart Grid wichtig, um einen Innovationsvorsprung aufrechterhalten zu können. Auch sollte die Aus- und Weiterbildung im Bereich Smart Grid weiter verstärkt werden. Hier geht die TU Darmstadt mit gutem Beispiel voran und schafft in diesem Jahr eine neue Professur „Energieinformationsnetze und -systeme“.

Bezüglich der Nutzerakzeptanz besteht weiterhin Forschungsbedarf hinsichtlich der Einführung von Smart Metern. Für deren deutschlandweiten Rollout und für die Einführung eines Smart Grid sind normative Rahmenbedingungen notwendig, wie etwa die Erweiterung des Standards IEC 61850 für dezentrale Speicher.

Die Technik Power-to-Gas (PtG) sollte weiter erforscht werden, um zukünftig einen großindustriellen Betrieb zu ermöglichen. Dafür müssen wirtschaftliche Anreizsysteme und klare Marktmodelle für die Kombination des Strom- mit dem Gasnetz erarbeitet werden, sodass PtG wirtschaftlich wird. Eine Möglichkeit hierfür ist, abgeregelten Strom aus erneuerbarer Erzeugung nicht nach EEG zu vergüten, um einen Anreiz für Anlagenbetreiber zu schaffen, PtG einzusetzen. Außerdem müssen die rechtlichen Rahmenbedingungen für das aus dem PtG Prozess entstandene Gas neu und eindeutig formuliert werden, da dieses Gas momentan noch keiner finanziellen Förderung zuzuordnen ist.

Vor dem flächendeckenden Umstieg auf Elektromobilität ist es zwingend erforderlich, ein Konzept zum gesteuerten Beladen der E-KFZ zu erarbeiten, um Überlastungen einzelner Netzknoten zu verhindern. Auch eine gezielte Lastverschiebung ist zu berücksichtigen, während ein Rückspeisen von Strom aus den Akkumulatoren der E-KFZ zum momentanen Stand keinen Sinn macht.

Beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und einem Umstieg auf diese Technologie ist zu berücksichtigen, dass diese Anlagen kaum zur gesicherten Leistung für das deut-

sche Stromnetz beitragen können. Deswegen gilt es, ein Konzept zu erarbeiten, wie dieser Nachteil ausgeglichen werden kann. Möglich wäre ein gemeinsamer Ausbau von erneuerbaren in Kombination mit Gas- und Dampfkraftwerken mit Kraftwärmekopplung. Außerdem sollten weitere Untersuchungen zur Integration von erneuerbaren Kraftwerken in den Regelenergiemarkt durchgeführt werden. Die Verschaltung mehrerer Erzeuger und Verbraucher in Microgrids oder zu einem Virtuellen Kraftwerk kann hier ebenfalls unterstützen.⁵⁹

1.6 Vergleich der Forschungsschwerpunkte

1.6.1 Einordnung der Forschungsschwerpunkte von E-Energy

In diesem Kapitel werden die Forschungsschwerpunkte der Modellregionen mit den Schwerpunkten der wissenschaftlichen Arbeiten anhand ihrer Kiviatgraphen verglichen. Hierfür werden die Kiviatgraphen der Modellregionen zusammengefasst, sodass eine projektweite Betrachtung möglich wird. Zusätzlich wird die deutschlandweite Forschung anhand der eingebrachten Beiträge des VDE Kongresses 2012 betrachtet, in einen Kiviatgraphen entwickelt und die Arbeit im Rahmen von E-Energy in diesem Kontext eingeordnet. Die aus dem Vergleich der drei Kiviatgraphen gewonnenen Kenntnisse sollen aufzeigen, in welchen Themen schon viel untersucht wurde und wo noch weiterer Forschungsbedarf im Bereich Smart Grid besteht. Vergleicht man die Kiviatgraphen der einzelnen Modellregionen, wird schnell ersichtlich, dass sich die untersuchten Themen, die Schwerpunkte der Forschung der Modellregionen, stark unterscheiden. Legt man die einzelnen Graphen übereinander ergibt sich Abbildung 25. Alle Themen, bis auf „e-Mobility“ werden mit mindestens 70 Punkten abgedeckt. E-Energy ist somit ein breit aufgestelltes Projekt, das viele Forschungsthemen untersucht.

⁵⁹ Siehe dazu auch die Ergebnisse aus den Modellregionen eTelligence und RegModHarz zu Virtuellen Kraftwerken.

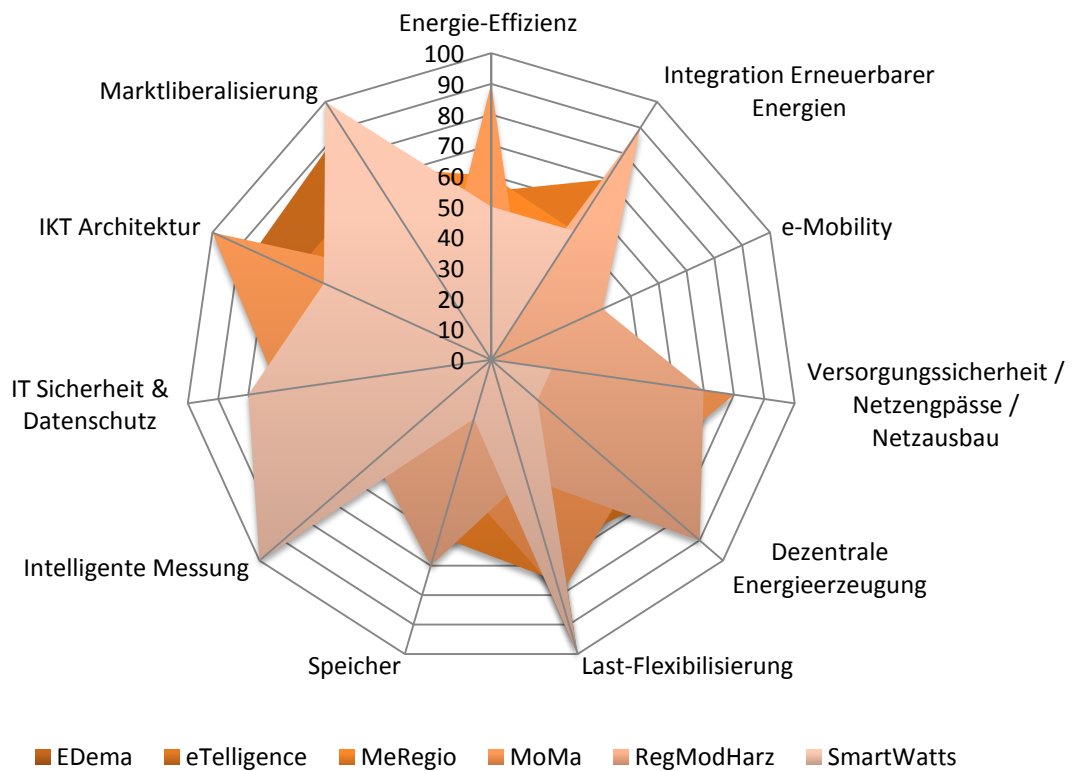


Abbildung 25: Übereinander gelegte Kiviatgraphen der Modellregionen
Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012b

Auf der folgenden Seite sind die übereinander gelegten Kiviatgraphen zur einfacheren Betrachtung zu einem zusammenhängenden Graphen in Abbildung 26 zusammengefasst. Hier wird noch einmal mehr die umfassende Forschungsbandbreite von E-Energy sichtbar.

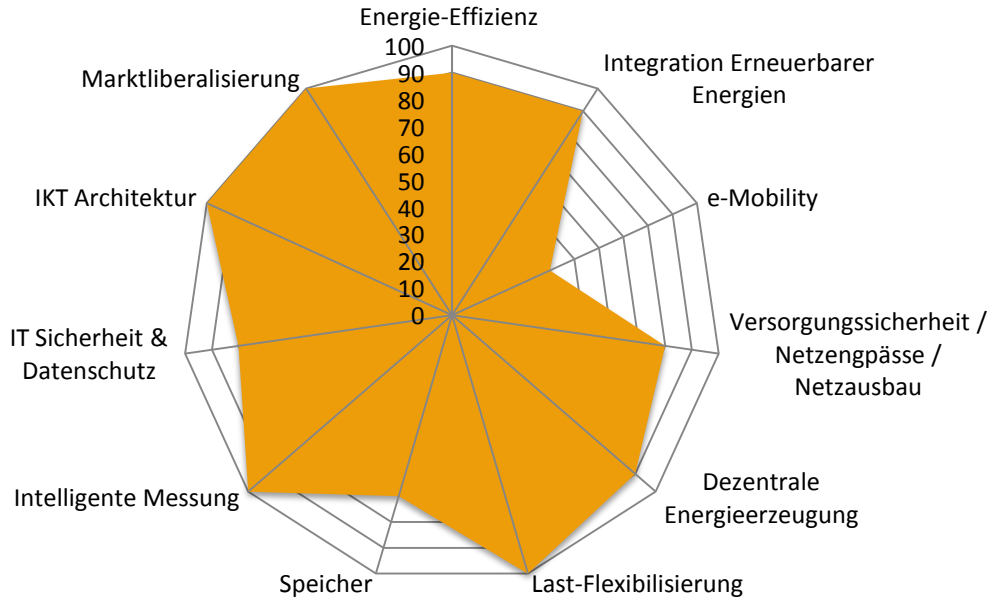


Abbildung 26: Überlagerter Kiviatgraph
 Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012b

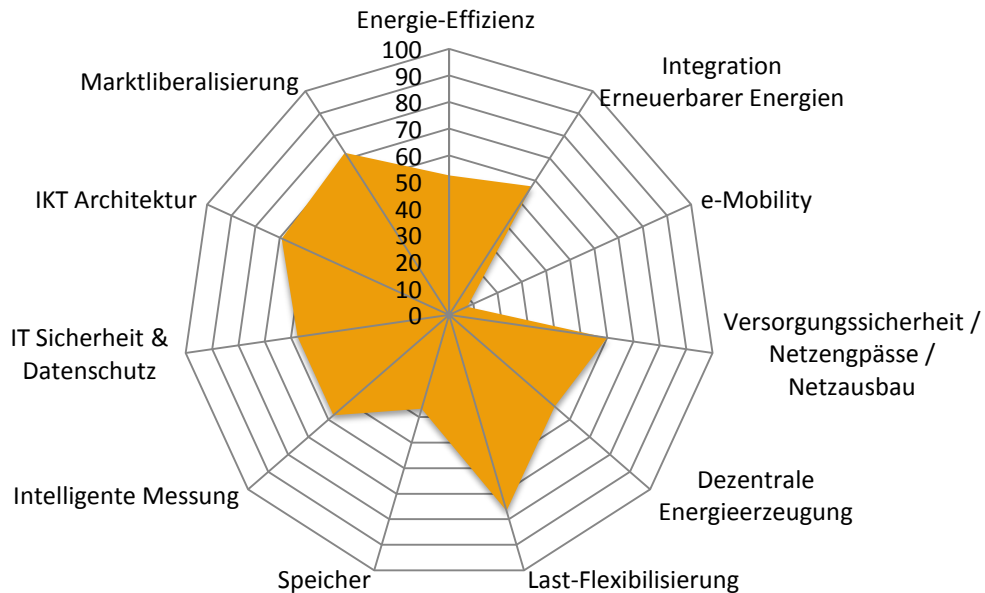


Abbildung 27: Gemittelter Kiviatgraph
 Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012b

Bildet man den Mittelwert der Kiviatgraphen aller Modellregionen, ergibt sich Abbildung 27. Man erkennt die drei projektübergreifenden Schwerpunkte:

1. Last-Flexibilisierung (76,7 Punkte)
2. Marktliberalisierung (72,5 Punkte)
3. IKT Architektur (69,2 Punkte)

Anhand dieses Kiviatgraphen werden im Folgenden die Forschungsschwerpunkte von E-Energy mit den Schwerpunkten der in Kapitel 1.5 vorgestellten, an der TU Darmstadt durchgeführten, Forschungsarbeiten und mit den Forschungsbeiträgen des VDE Kongresses 2012 verglichen.

1.6.2 Kiviatgraph der wissenschaftlichen Arbeiten

Jede Arbeit wurde, je nach untersuchten Themen, einer oder mehreren Kategorien des bereits erläuterten Kiviatgraphen zugeordnet. Angelehnt an die Kiviatgraphen der Modellregionen mit insgesamt 600 zu vergebenden Punkten, wurden insgesamt sechs Punkte pro Arbeit vergeben. Je Schwerpunkt wurden zwischen einem und sechs Punkten mit einem Inkrement von einem Punkt ausgewählt. Im Gegensatz zu den Kiviatgraphen der Modellregionen, dürfen somit einem Schwerpunkt alle Punkte gegeben werden. Der dabei entstandene Kiviatgraph ist in Abbildung 28 zu sehen.

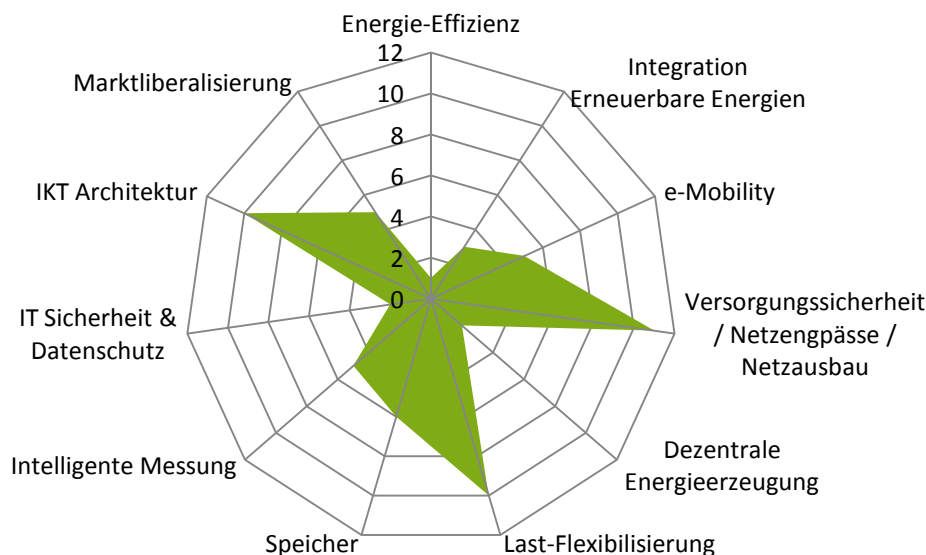


Abbildung 28: Schwerpunkte der wissenschaftlichen Arbeiten im Rahmen von E-Energy

Quelle: Eigene Darstellung

1.6.3 Vergleich der Kiviatgraphen und Einordnung in der deutschlandweiten Forschung

Um E-Energy einordnen zu können, wird der aus den Mittelwerten der Graphen der einzelnen Modellregionen gebildete Kiviatgraph verwendet. Für die Einordnung der wissenschaftlichen Arbeiten wird der Graph aus Abbildung 28 benutzt. Um einen Vergleich der beiden Darstellungen zu ermöglichen, werden diese normiert. Dazu werden die Werte der einzelnen Kategorien so angepasst, dass sie in Summe den Wert eins ergeben. Zum Vergleich: bei den Kiviatgraphen der Modellregionen konnten bis zu 600, bei denen der Modellregionen bis zu sechs Punkte vergeben werden. Diese Normierung ermöglicht eine prozentweise Darstellung der Forschungsschwerpunkte. Die Grafiken in Abbildung 29 und Abbildung 30 zeigen diese normierte Kiviatgraphen.

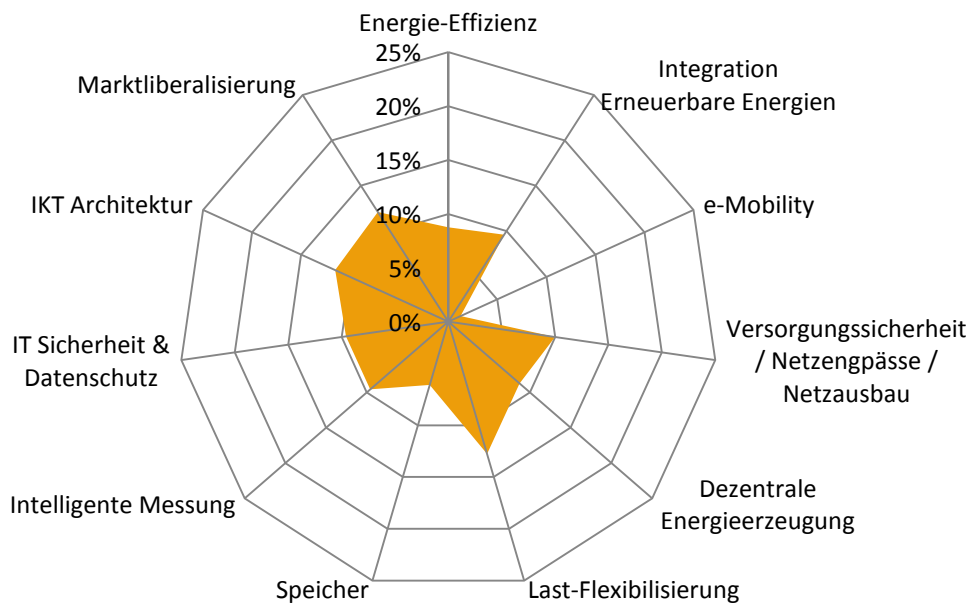


Abbildung 29: Gemittelter Kiviatgraph, Darstellung normiert

Quelle: Eigene Darstellung nach Scheven und Völker 2012b

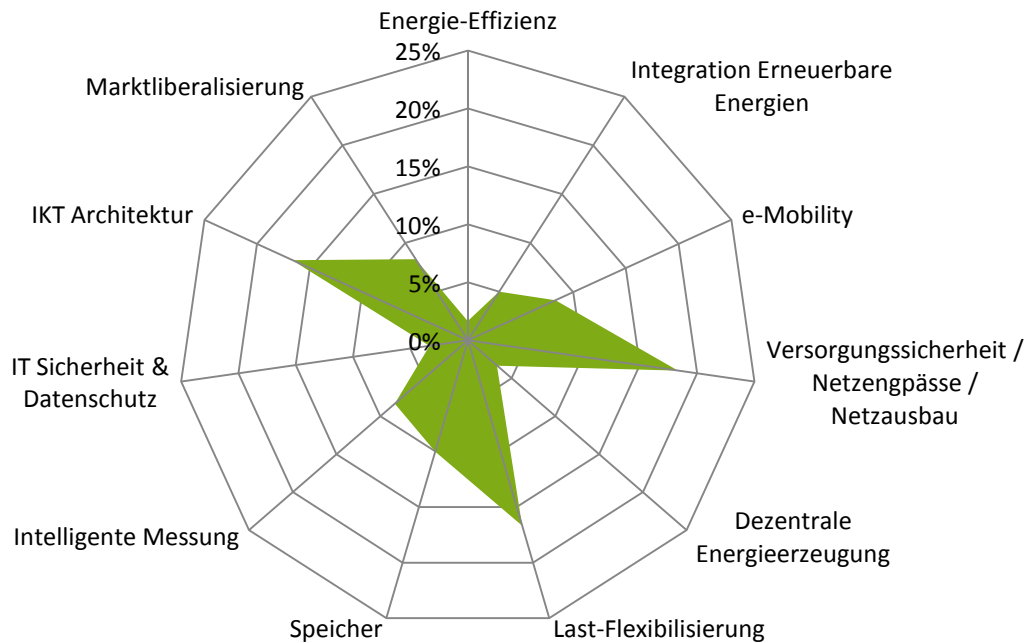


Abbildung 30: Schwerpunkte der wissenschaftlichen Arbeiten im Rahmen von E-Energy, Darstellung normiert

Quelle: Eigene Darstellung

Ziel dieses Kapitels ist es, die Arbeit in den Modellregionen und an der TU Darmstadt in einen deutschlandweiten Forschungskontext zu stellen. Dazu wurden die Fachbeiträge des VDE Kongresses 2012 „Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft“ ausgewertet.

Der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., mit Sitz in Frankfurt am Main, ist „einer der großen europäischen Verbände für Branchen und Berufe der Elektro- und Informationstechnik“.⁶⁰ Mit 36 000 Mitgliedern, davon 1 300 Unternehmen und 8 000 Studenten ist er einer der größten Ingenieursverbände Deutschlands.⁶¹ 1893 gegründet, beschäftigte sich der VDE seit seinen Anfangsjahren mit der Sicherheit und Normung in der Elektrotechnik. 1970 entstand in Zusammenarbeit mit dem Deutschen Institut für Normung e.V. (DIN) die „Deutsche Elektrotechnische Kommission im DIN und VDE“ (DKE), welche bis heute die elektrotechnische Normung in Deutschland vornimmt.⁶² Ein weiterer Schwerpunkt des

⁶⁰ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

⁶¹ Vgl. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

⁶² Vgl. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

VDE ist der Wissenstransfer.⁶³ Mit 65 000 Teilnehmern bei VDE Veranstaltungen pro Jahr ist der VDE einer der deutschlandweit zentralen Organisatoren von Fachkongressen, -konferenzen und -seminaren.⁶⁴

Der alle zwei Jahre stattfindende VDE Kongress hatte 2012 das Thema „Smart Grid - Intelligente Energieversorgung der Zukunft“. Unter der Schirmherrschaft des Bundesministeriums für Bildung und des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie kamen vom 5. bis zum 6. November 2012 rund 2000 Teilnehmer in Stuttgart zusammen. In 40 Vortrags- und in einer Postersession wurden 200 wissenschaftliche Publikationen vorgestellt.⁶⁵ Diese im Kongress vorgestellten Themen dienen als Grundlage, die Schwerpunkte der deutschlandweiten Forschung im Bereich Smart Grid aufzuzeigen. Aus den Veröffentlichungen wurde ein Kiviatgraph entwickelt, indem jeder Beitrag einer Schwerpunktkategorie zugeordnet wurde. Als Grundlage zur Zuordnung zu einem Fokusthema wurden die Überschriften analysiert und bei Mehrdeutigkeit der gesamte Artikel betrachtet. Der Kiviatgraph wurde danach wie die beiden vorhergehenden normiert, sodass sich der Graph in Abbildung 31 ergibt.

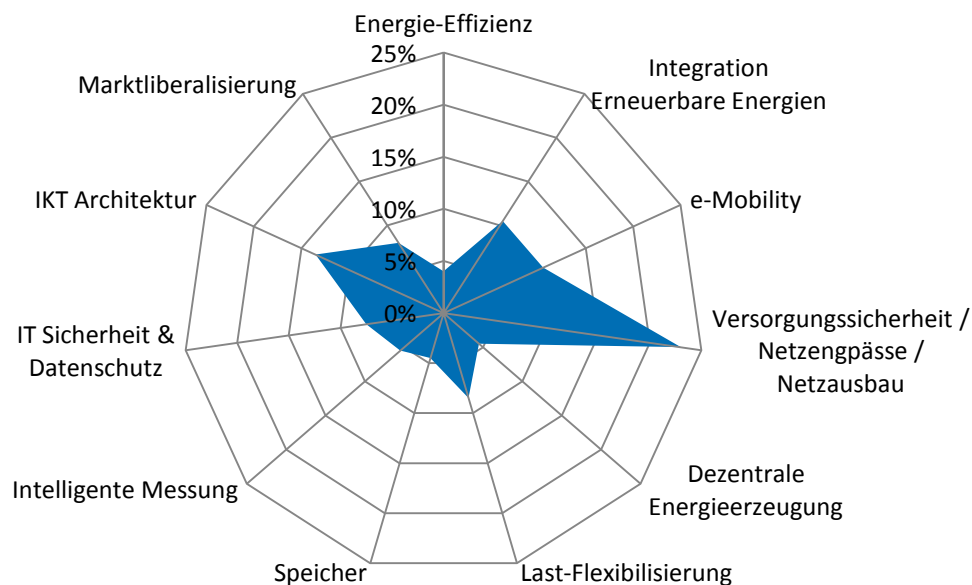


Abbildung 31: Schwerpunkte der Veröffentlichungen des VDE Kongress 2012, Darstellung normiert
Quelle: Eigene Darstellung

⁶³ Vgl. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

⁶⁴ Vgl. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

⁶⁵ Vgl. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. 2012

Zur besseren Vergleichsmöglichkeit haben die Graphen alle eine Skalierung von 0 % bis 25 %, wobei die Obergrenze nach dem größten eingetragenen Wert gewählt wurde. In Abbildung 32 auf der folgenden Seite sind alle drei Graphen in einem Diagramm aufgetragen.

Die Überschneidungen und Unterschiede in den Forschungsschwerpunkten sind gut zu erkennen. Während der Ansatz der Modellregionen ein breiteres Spektrum abdeckt, liegen die Schwerpunkte der wissenschaftlichen Arbeiten und des VDE Kongresses vor allem auf einer Betrachtung der Netze und der IKT Architektur. Dieser Umstand ist darauf zurückzuführen, dass E-Energy als gesteuertes Projekt das Ziel einer möglichst allumfassenden Betrachtung besitzt, während sich die einzelnen Veröffentlichungen an der TU Darmstadt und während des VDE Kongresses jeweils mit einem speziellen Thema beschäftigen.

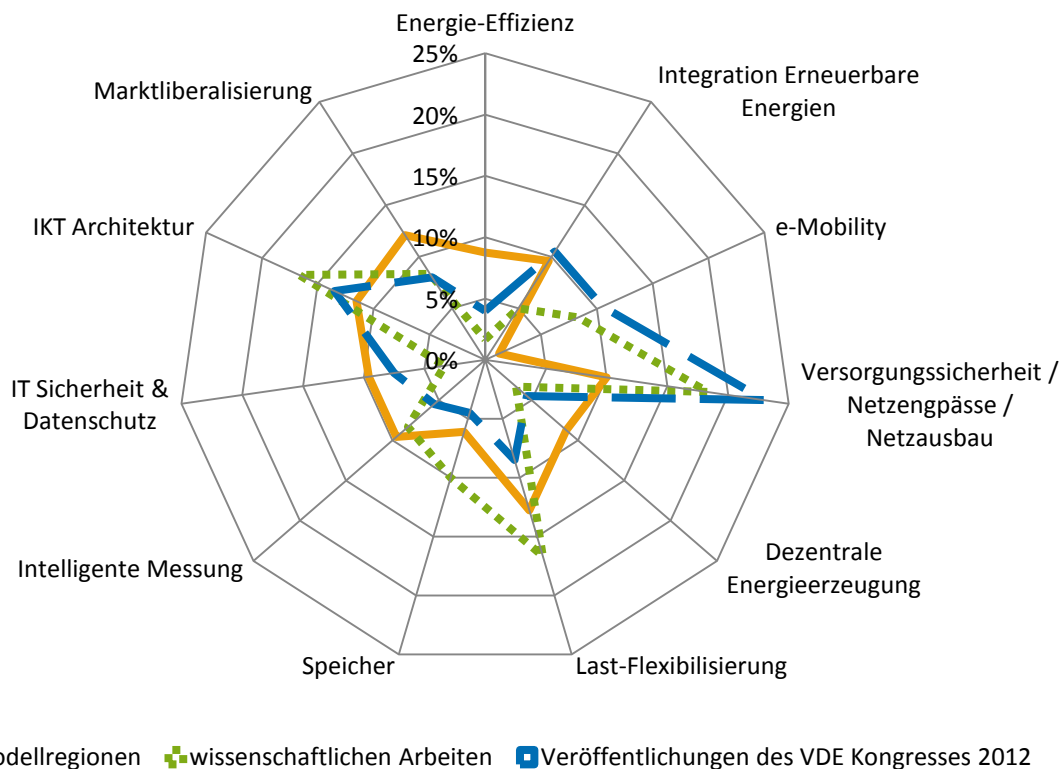


Abbildung 32: Vergleich der drei Kiviatgraphen

Quelle: Eigene Darstellung

Auch im Punkt e-Mobility waren die Forschungsaktivitäten der Modellregionen in E-Energy wesentlich geringer als die der Vergleichsgruppen. Dies ist wiederum auf die Zielsetzung des Projektes zurückzuführen. E-Mobility ist bei der Umsetzung eines deutschlandweiten Smart Grid eher ein Randthema und fand dementsprechend nur untergeordnet Beachtung. Außerdem wurden bei den hier durchgeführten Betrachtungen die e-Mobility Schwesterprojekte von E-Energy nicht berücksichtigt. Die Arbeiten an der TU Darmstadt haben gezeigt, dass das Potential in diesem Bereich bezüglich einer Lastflexibilisierung nur gering ist. Für das

Themenfeld Smart Grid scheint eine intensivere Auseinandersetzung mit diesem Thema nur bedingt sinnvoll.

Einen wesentlich größeren Schwerpunkt als die anderen Gruppen setzt die TU Darmstadt mit ihren Arbeiten auf die Lastflexibilisierung. Wie in Kapitel 1.5 beschrieben, liegen hier große Potentiale, vor allem im Bereich der energieintensiven Industrie. Es erscheint sinnvoll, die deutschlandweite Forschung in diesem Themenfeld zukünftig noch zu erweitern und zu intensivieren. Auch im Bereich Speicher haben die Arbeiten der TU Darmstadt, aber auch die Ergebnisse aus den Modellregionen, gezeigt, dass speziell bei der Verknüpfung des elektrischen mit dem Gas- und Wärmenetz viele Möglichkeiten bestehen. Hier kann ein mögliches Nachfolgeprojekt von E-Energy weitere Forschungsarbeit leisten.

1.7 Sonstige Aktivitäten

1.7.1 EEBUS/KNX Allianz

Am 09. November 2010 wurde auf Initiative der TU Darmstadt eine Allianz für Smart Energy Solutions zwischen KNX und EEBUS in Darmstadt geschlossen. KNX ist ein weltweit etablierter Standard in der Gebäudeautomatisierung. EEBUS basiert unter anderem auf einer weiterentwickelten Version des KNX Powerline Protokolls.

Ziel der Allianz ist einerseits Konkurrenzen zu vermeiden, andererseits werden gemeinsam Use Cases für Services wie Lastanpassung oder Smart Metering entwickelt. Zum derzeitigen Zeitpunkt ist der Use Case „Smart Metering“ bereits abgeschlossen und wird durch EEBUS sowie KNX in die Normung eingebracht.



Abbildung 33: Foto der Allianz Gründung (v. l. n. r.: Peter Kellendonk von Kellendonk GmbH, Prof. Thomas Hartkopf und Lutz Steiner von der TU Darmstadt, Heinz Lux von KNX Association Brüssel)

Folgendes Kommuniqué wurde von Peter Kellendonk (Kellendonk GmbH), Heiz Lux (KNX Association Brüssel) sowie Prof. Dr.-Ing. Thomas Hartkopf und Lutz Steiner (TU Darmstadt) unterschrieben.



09. November 2010

Kommuniqué zur übergreifenden Allianz für Smart Energy Solutions zwischen KNX und EEBUS.

KNX und EEBus bilden die übergreifende Allianz für Smart Energy Solutions zur herstellerneutralen Interoperabilität von wegweisenden Smart Systemen und Geräten.

EEBus wird das KNX Protokoll abbilden und unterstützen, damit Energiemanagement- Services geräteunabhängig funktionieren. EEBus unterstützt die Standardisierungsaktivitäten der KNX-Organisation bei der Erweiterung des weltweit offenen Standards für Haus- & Gebäudesystemtechnik (ISO/IEC 14543-3). KNX unterstützt den EEBus- Standardisierungsansatz für einheitliche Energiemanagementfunktionen.

Die "EEBus- KNX- Allianz" schafft die Voraussetzung im Rahmen existierender Standards, damit es neue Smart Energy Dienste mittels Software-Applikationen geben kann, die weltweit weitgehend herstellerunabhängig sind. Mittels dieser Dienste können Tarife zum Kunden in dessen Gebäude oder Haus kommuniziert werden und damit ein kundengerechtes und automatisches Energie-Lastmanagement bis auf Geräteebene vollzogen werden. Damit können einzelne Geräte und Verbraucher in Gebäuden entsprechend den bereitgestellten Tarifen gesteuert werden. Es können viele neue Funktionalitäten implementiert werden, welche ohne diese EEBus-KNX - Allianz in naher Zukunft so nicht oder nur unter erschwerten Bedingungen denkbar wären. KNX und EEBus laden andere Partner ein, der Allianz beizutreten und deren europäisch oder international standardisierte Protokolle in die Initiative einzubringen.

Die Allianz hat die Aufgabe, die Use Cases einheitlich zu definieren, daraus Datenmodelle abzuleiten und eine einheitlichen Semantik zu entwickeln zum Zwecke einer übergreifenden „Smart Energy Interoperabilität“, um neue Massenanwendungen und –Märkte energieeffizienter Aggregate und Geräte in Gebäuden und Haushalten zu ermöglichen. Die Allianz zielt darauf ab, die bereits durch ISO/IEC 14543/ EN 50090/ EN 13321 bekannten (Kommunikations-)Standards zu erweitern. Die Grundlage für die Kooperation in der „Smart Energy Alliance“ ist, neue Energiemanagement-Funktionen bzw. Funktionsblöcke in die weltweite Normierung einzubringen.



6. Für das zukunftsweisende Energiemanagement in Gebäuden können alle verfügbaren Medien (IP Ethernet, Twisted Pair, Powerline und Funk) zum Einsatz kommen. Zukunftsorientierte Architekturentwürfe berücksichtigen grundsätzlich alle Zugangswege. Verschiedene logische Funktionen stehen zur Verfügung, die man beispielsweise in die Bereiche „Smart Meter“, „Energiemanager“ und „Energiemanagement-Gateway“ unterscheiden kann. Energiemanagement- Software bzw. Applikationen sollen zukünftig auf jedem beliebigen Gerät laufen können, unabhängig ob es über ein eigenes Display verfügt.
7. Mittels Kommunikations- Interfaces wie den „EEBus“ entsteht neuerdings eine einheitliche Möglichkeit, wie Energiemanagement – Software bzw. – Applikationen auf ein einzelnes Gebäude mit seinen Aggregaten und Geräten bzw. einen Haushalt zugreifen können, ohne die darunter liegenden realen Netze (KNX) „erkennen“ bzw. kennen zu müssen. Das „Internet der Energie – Smart Grid“ macht die Entwicklung und Markteinführung von „Gateways“ mit der neuen, oben beschriebenen Energiemanagement – Applikation möglich, welches dem Kunden oder dessen Energieversorger bzw. – Dienstleister ermöglicht, den Energieverbrauch einzelner Geräte zu beeinflussen

KNX Association ist der Begründer und Eigentümer der **KNX** Technologie – des weltweiten STANDARDS für alle Anwendungen im Bereich Haus- und Gebäudesystemtechnik, von der Beleuchtungs- und Rolladensteuerung bis hin zu Sicherheitssystemen, Heizung, Lüftung, Kühlung, Überwachung, Alarm, Wasserregelung, Energiemanagement und Zähler wie auch Haushaltsgeräten, Audio/Video und mehr. **KNX** ist weltweiter Standard für Haus- und Gebäudesystemtechnik mit einem einzigen hersteller- und produktunabhängigen Inbetriebnahme Tool (ETS), mit einem kompletten Satz von Übertragungsmedien (TP, PL, RF und IP) wie auch einem kompletten Satz von Konfigurationsmodi (Systemmodus und Einfacher Modus). **KNX** ist als Europäischer Standard (CENELEC EN 50090 und CEN EN 13321-1) und als Internationaler Standard (ISO/IEC 14543-3) anerkannt. Dieser Standard basiert auf 20 Jahren Erfahrung seiner Vorgänger EIB, EHS und BatiBUS. Über 220 Mitgliedsunternehmen weltweit bieten fast 7.000 **KNX** zertifizierte Produktgruppen in ihren Katalogen an. Die **KNX** Association hat mit mehr als 30.000 Installationsfirmen in nahezu 100 Ländern Partnerschaftsverträge. www.knx.org

Der **EEBus** ist Ausdruck und Sinnbild eines domänenübergreifenden, technologieutralen Vernetzungskonzeptes. Seine Aufgabe definiert sich aus der Verbindung der Energiewirtschaft mit intelligenten Verbrauchern und erlaubt somit deren Verbrauchsmuster in Abhängigkeit mit den zukünftig vorherrschenden lastvariablen Tarifen zu koppeln. Die technologieübergreifende Übersetzung der Signale ermöglicht dabei die neutrale Vernetzung unterschiedlichster Verbraucher zu einem intelligenten Gesamtsystem. Der hieraus entstehende Vernetzungslayer wird auf die existierenden standardisierten Protokolle abgebildet. Die in diesem Zusammenhang nötigen Spezifikationsanpassungen in existierenden Standards der Haus- und Gebäudeautomation werden gemeinsam mit den verantwortlichen Organisationen erarbeitet und sollen entsprechend in den jeweiligen Protokollen übernommen werden. Neben den traditionellen Domänen dieser Standards können somit in Zukunft notwendige Funktionen des intelligenten Lastmanagements und sich abzeichnender neuer Serviceangebote abgebildet werden. www.eebus.de



6. Für das zukunftsweisende Energiemanagement in Gebäuden können alle verfügbaren Medien (IP Ethernet, Twisted Pair, Powerline und Funk) zum Einsatz kommen. Zukunftsorientierte Architekturentwürfe berücksichtigen grundsätzlich alle Zugangswege. Verschiedene logische Funktionen stehen zur Verfügung, die man beispielsweise in die Bereiche „Smart Meter“, „Energiemanager“ und „Energiemanagement-Gateway“ unterscheiden kann. Energiemanagement- Software bzw. Applikationen sollen zukünftig auf jedem beliebigen Gerät laufen können, unabhängig ob es über ein eigenes Display verfügt.
7. Mittels Kommunikations- Interfaces wie den „EEBus“ entsteht neuerdings eine einheitliche Möglichkeit, wie Energiemanagement – Software bzw. – Applikationen auf ein einzelnes Gebäude mit seinen Aggregaten und Geräten bzw. einen Haushalt zugreifen können, ohne die darunter liegenden realen Netze (KNX) „erkennen“ bzw. kennen zu müssen. Das „Internet der Energie – Smart Grid“ macht die Entwicklung und Markteinführung von „Gateways“ mit der neuen, oben beschriebenen Energiemanagement – Applikation möglich, welches dem Kunden oder dessen Energieversorger bzw. – Dienstleister ermöglicht, den Energieverbrauch einzelner Geräte zu beeinflussen

KNX Association ist der Begründer und Eigentümer der **KNX** Technologie – des weltweiten STANDARDS für alle Anwendungen im Bereich Haus- und Gebäudesystemtechnik, von der Beleuchtungs- und Rolladensteuerung bis hin zu Sicherheitssystemen, Heizung, Lüftung, Kühlung, Überwachung, Alarm, Wasserregelung, Energiemanagement und Zähler wie auch Haushaltsgeräten, Audio/Video und mehr. **KNX** ist weltweiter Standard für Haus- und Gebäudesystemtechnik mit einem einzigen hersteller- und produktunabhängigen Inbetriebnahme Tool (ETS), mit einem kompletten Satz von Übertragungsmedien (TP, PL, RF und IP) wie auch einem kompletten Satz von Konfigurationsmodi (Systemmodus und Einfacher Modus). **KNX** ist als Europäischer Standard (CENELEC EN 50090 und CEN EN 13321-1) und als Internationaler Standard (ISO/IEC 14543-3) anerkannt. Dieser Standard basiert auf 20 Jahren Erfahrung seiner Vorgänger EIB, EHS und BatiBUS. Über 220 Mitgliedsunternehmen weltweit bieten fast 7.000 **KNX** zertifizierte Produktgruppen in ihren Katalogen an. Die **KNX** Association hat mit mehr als 30.000 Installationsfirmen in nahezu 100 Ländern Partnerschaftsverträge. www.knx.org

Der **EEBus** ist Ausdruck und Sinnbild eines domänenübergreifenden, technologieneutralen Vernetzungskonzeptes. Seine Aufgabe definiert sich aus der Verbindung der Energiewirtschaft mit intelligenten Verbrauchern und erlaubt somit deren Verbrauchsmuster in Abhängigkeit mit den zukünftig vorherrschenden lastvariablen Tarifen zu koppeln. Die technologieübergreifende Übersetzung der Signale ermöglicht dabei die neutrale Vernetzung unterschiedlichster Verbraucher zu einem intelligenten Gesamtsystem. Der hieraus entstehende Vernetzungslayer wird auf die existierenden standardisierten Protokolle abgebildet. Die in diesem Zusammenhang nötigen Spezifikationsanpassungen in existierenden Standards der Haus- und Gebäudeautomation werden gemeinsam mit den verantwortlichen Organisationen erarbeitet und sollen entsprechend in den jeweiligen Protokollen übernommen werden. Neben den traditionellen Domänen dieser Standards können somit in Zukunft notwendige Funktionen des intelligenten Lastmanagements und sich abzeichnender neuer Serviceangebote abgebildet werden. www.eebus.de



1. Ein nachhaltiger Umgang mit Energie, dessen sparsame Verwendung und energieeffizienter Gebrauch, können durch ein umfassendes Energie-Management in Wohnungen und Gebäuden unterstützt werden. Aggregate und Geräte in Gebäuden, Haushalten und Büros verfügen zunehmend über Funktionen, welche auch zum Energiesparen eingesetzt werden können. Solche Funktionsoptionen ermöglichen es zum Beispiel, alle Geräte und Verbraucher eines „Smart Home“ mittels eines Gateway einzubinden in eine „Internet der Energie - Smart Grid“: hiermit können Energieeffizienz und Lastmanagement optimiert werden sowie der marktabhängige Verbrauch von Energie, angesichts einer Liberalisierung der Energiemärkte. Mittels IKT-basierter, neuer Services können die technischen Schnittstellen neuer Generationen von Aggregaten und Geräten in Gebäuden aus Sicht der Kunden erstmals das Nutzen von Energie in Verbindung mit marktkonformen Anreizen der Stromanbieter belohnen helfen.
2. Das „Internet der Energie - Smart Grid“ erlaubt u.a. einen einheitlichen XML – Zugriff (Extensible Markup Language) für Serviceanbieter auf Aggregate und Geräte der neuesten Generation für Gebäude und Haushalte. Energie-Management- Software kann neuerdings bzw. zukünftig zum Beispiel mit Einzelverbraucher im Haus kommunizieren, unabhängig vom Hersteller des Gerätes und dessen Softwareausprägungen.
3. Das „Internet der Energie – Smart Grid“ ermöglicht die Ausprägung von vielen, neuen Marktrollen, auch und insbesondere in Verbindung mit den technischen Schnittstellen von Aggregaten und Geräten. In Verbindung mit den zukünftigen Gateways von intelligenten Hausgeräten können bzw. sollen die neuen Funktionen zum Nutzen von Kunden bzw. Verbrauchern zur Verfügung stehen. Gegenwärtig sind Initiativen bekannt, technische Voraussetzungen zu schaffen, die es neuen Energie- Anwendungen umfassend ermöglichen, den konkreten Verbrauch von Einzelgeräten zu koppeln mit (Energemarkt-) Preisen und zugleich zum Zwecke der Lastmanagement- Steuerung im Strom- Verteilnetz einzusetzen. Damit werden kundenfreundliche und Energie-effiziente Services und Applikationen in Gebäuden und Haushalten ermöglicht, auf Basis einer Kundenvereinbarung individuell Energieverbrauchs- Parametern zu setzen und automatisch Geräte bzw. Verbraucher ein- / abzuschalten und zu steuern.
4. Ziel der Allianz ist es, neue Massenmärkte für energieeffiziente und intelligente Geräte, Aggregate, Komponenten und Dienste für das Smart Home und energiesparende Gebäude zu erschließen und zu bedienen, die den bisherigen Verbreitungsgrad „grüner“ und „smarter“ Geräte und Dienste um das x-fache übertreffen.
5. Die neuen, den technischen Schnittstellen von Aggregaten und Geräten geschuldeten Energie- Anwendungen ermöglichen den Energieversorgern neue Marktrollen zu entwickeln und einzunehmen. Es entstehen neue, weitere Marktrollen zum Beispiel bei Herstellern von Smart Grid-fähigen Geräten und Systemen (z.B. Leittechnik), im Handwerk, bei der Wohnungswirtschaft, in der Gebäudeautomation und – Dienstleistung und auch bei Dienstleistern und Versicherungen.

Die TU Darmstadt ist permanent im Dialog mit EEBUS und KNX und unterstützt beide Akteure hinsichtlich der gemeinsam vereinbarten Ziele.

1.7.2 Vorträge und Transfer von E-Energy

Folgende Vorträge beinhalteten E-Energy und wurden national sowie international gehalten. Es sei angemerkt, dass die Reisekosten Finanzierung nur teilweise über die Fördergelder E-Energy abgerechnet wurden.

1. E-Energy – the German program to establish an Internet of Energy
Lutz Steiner, Smart Grid Roadshow Baltimore, Herbst 2009, Baltimore, USA
2. The trend of renewable energies and Smart grids in Europe and Germany
Lutz Steiner, Smart Grid Conference Niigata University, 11. Februar 2010, Niigata, Japan
3. surPLUShome, Ein Beispielhaus für die deutsche Smart Grid Initiative E-Energy
Lutz Steiner, Plusenergiehaus BMVBS, März 2010, Frankfurt, Germany
4. E-Energy – the German program of Smart Grids
Lutz Steiner, SinoEU Standardization Forum, Mai 2010, Beijing, China
5. surPLUShome, an exemplar house for E-Energy
Lutz Steiner, Arnaud Hoffmann, Smart Grid Roadshow Cincinnati, Mai 2010, Cincinnati, USA
6. E-Energy German Smart Grid Projects Overview
Andreas Reinhardt, Lutz Steiner, EPRI, Juni 2010, Paris, France
7. Smart Metering of surPLUShome as a base for Demand Side Management
Lutz Steiner, Arnaud Hoffmann, PVSEC Valencia, September 2010, Valencia, Spain
8. Ist das Haus der Zukunft ein Überschuss Energie produzierendes Haus?
Lutz Steiner, B.A.U.M. Jahrestagung, November 2010, Erfurt, Germany
9. Load Management in private homes: Potentials
Lutz Steiner, Connected Living Experten Tagung, November 2010, Berlin, Germany
10. Intelligent Charging Strategies for Electric Vehicles and the 7 German E-Energy ICT for E-Mobility projects
Arnaud Hoffmann, Lutz Steiner, Smart Grid Roadshow Portland, November 2010, Portland, USA
11. E-Energy, Smart Grids made in Germany
Lutz Steiner, Distributech 2011, Februar 2011, San Diego, USA
12. E-Energy – The German Smart Grids Initiative
Alexander von Scheven, Lawrence Berkeley National Lab., Februar 2011, Berkeley, USA
13. Die Notwendigkeit für Interoperabilität und Standards von Smart Energy Lösungen: Die E-Energy Smart Energy Allianz
Lutz Steiner, E-World 2011, Februar 2011, Essen, Germany
14. E-Energy – Der Weg zum Smart Grid
Alexander von Scheven, VDE Young Net Convention, Oktober 2011, Darmstadt

1.7.3 Veröffentlichungen, die unter anderem auf E-Energy fokussieren

Folgende Veröffentlichungen mit unter anderem Fokus auf E-Energy wurden veröffentlicht. Die Veröffentlichungen basieren nicht auf Ergebnissen der Modellregion sondern auf Forschungsergebnisse der Autoren und sind daher nicht als direkte E-Energy Ergebnisse zu verstehen. Nichts desto trotz geben Sie Auskunft über E-Energy und seine Potentiale.

1. Smart Metering of surPLUShome as a base for Demand Side Management
Lutz Steiner, Arnaud Hoffmann, PVSEC 2010, Valencia, Spain
2. Cost-Saving Potentials using demand Side management in households and electric mobility
S. Schinz, H. Najib, L. Steiner
3. Analysis of measures for stability improvements in the distribution grid
Lutz Steiner, Arnaud Hoffmann, Thomas Hartkopf, PVSEC 2011, Hamburg
4. Lastmanagementpotenziale der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix
Alexander von Scheven, Martin Prella, VDE Kongress 2012, Stuttgart

1.7.4 Kommentar zur dena-Verteilnetzstudie

In der dena-Verteilnetzstudie werden alle Verteilnetze bis 110 kV betrachtet. Die drei analysierten Spannungsebenen (Niederspannung, Mittelspannung, Hochspannung) weisen hinsichtlich der Netzstruktur und -ausdehnung, der Art und Anzahl installierter dezentraler Energieerzeugungsanlagen (DEA), der genannten Gründe für den Netzausbau und schließlich der Maßnahmen, die zur Ertüchtigung des Netzes vorgeschlagen werden, sehr unterschiedliche Eigenschaften auf. Ein sehr wichtiger Gesichtspunkt liegt in der differenzierten Betrachtung zwischen städtischen und ländlichen Netzen. Die städtischen Gebiete des Niederspannungsnetzes weisen aufgrund des hohen Vermaschungsgrades noch deutliche Reserven für den Anschluss von DEA auf, daher fallen auch rund 85 % der benötigten Investitionen in ländlichen Gebieten an (siehe S. 27).

Ein elementarer Aspekt, der in der dena-Verteilnetzstudie während der Detailanalyse festgestellt wurde, ist der, dass die Datenlage bei den VNB in der Niederspannungsebene sehr inhomogen ist (siehe S. 114). Hier liegt nach Einschätzung der Autoren erheblicher Handlungsbedarf, da nicht nur die technischen, sondern auch die abrechnungsrelevanten Daten und Prozesse größtenteils fehlen, wie aus einer momentan laufenden Befragung der Verteilnetzbetreiber zu der Umsetzungsproblematik der MABiS hervorgeht. Hier erforscht der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) mit der Technischen Universität Darmstadt zusammen, welche Treiber und Hemmnisse bezüglich der Umsetzung der Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) existieren. Da einer der identifizierten Primär-Treiber (Wind und Photovoltaik) – die Photovoltaik – überwiegend in der Niederspannungsebene installiert ist bzw. wird und sich die Rolle des Verteilnetzbetreibers (Erbringung von Dienstleistungen, siehe S. 220 ff. und bessere Kooperation mit dem ÜNB, siehe S.

218 ff.) zukünftig ändern wird, ist eine verbesserte Datenbasis sowohl aus energietechnischer als auch aus energiewirtschaftlicher Sicht unabdingbar.

Der Einsatz innovativer Netztechnologien spielt eine essentielle Rolle bezüglich einer möglichen Reduktion des Netzausbaubedarfs (siehe S. 182). Ergänzend kann der Einsatz innovativer Netztechnologien die Transparenz (Monitoring) und die Steuerbarkeit des Netzes erhöhen (Flexibilität) und somit das Netz zukunftsfähig machen. In der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene beruht die Notwendigkeit des Netzausbaus auf der Verletzung der Spannungskriterien in ländlichen Gebieten (siehe S. 150). Die diskutierten Aspekte stellen gute und günstige Lösungsansätze dar. Eine Lösung den Ausbau möglichst gering zu halten, ist die Blindleistungsregelung durch Wechselrichter, die durch ein regelbares Leistungsfaktorintervall von $\cos(\phi) = 0,9$ (induktiv) bis $\cos(\phi) = 0,9$ (kapazitiv) positive oder negative Blindleistung bereitstellen kann. Des Weiteren hat der Einsatz von regelbaren Ortsnetzstationen eine wichtige Funktion, um das Spannungsband effizienter nutzen und sich von den Spannungsschwankungen der nächsthöheren Spannungsebenen entkoppeln zu können (siehe S. 168). Es ist kein flächendeckender Einsatz der genannten Technologien notwendig, hier sollte topologie- und situationsabhängig vorangegangen werden. In der Hochspannungsebene ist der notwendige Ausbau überwiegend durch die Verletzung der thermischen Grenzen bedingt (siehe S. 31). Hier werden Dreier- und Viererbündel oder Hochtemperaturleiterseile für eine höhere Auslastung vorgeschlagen. Die bestehenden Strukturen mit gesteigerter Effizienz zu nutzen, ist ein Ansatz, der sowohl aus der Perspektive der Bevölkerung (Akzeptanzfragen) als auch aus wirtschaftlicher Sicht Anklang findet.

Eine Anpassung der technischen Richtlinien sollte nur sehr behutsam erfolgen, da es hier um die Systemsicherheit geht. Natürlich können aufgrund des Entwicklungsfortschritts Systemelemente anders genutzt werden, nichtsdestotrotz sollten Bauteile gerade in Hinblick auf den Aspekt der Versorgungssicherheit nicht überbeansprucht werden. Dem Aspekt der vorausschauenden Netzausbauplanung sollte einen höherer Stellenwert eingeräumt werden. Die Fehler, die beim Ausbau der Erneuerbaren Energien gemacht worden sind - jeder Regierungskreis, jedes Bundesland hat sein eigenes Energiekonzept - sollte beim Netzausbau vermieden werden. Der Netzausbau muss koordiniert durchgeführt werden.

Das Elektrofahrzeuge im gleichen Satz mit Pumpspeicherkraftwerken als Speichermöglichkeit zur Pufferung von regenerativen Energien genannt werden, kann unter Berücksichtigung des Zeithorizonts (2030) nicht geteilt werden. Die Speichervariante „Elektrofahrzeug“ ist zu kleinteilig (Anzahl und Kapazität) und wird nur für die regionale Kurzfrist-Speicherung in Frage kommen. Speicher werden anlagennah installiert und netz- oder marktgetrieben eingesetzt. Der Power-to-Gas-Ansatz als Speichervariante wird nicht diskutiert. Diese Idee würde es ermöglichen, überschüssige Energie nach Umwandlung in Form von Methan im Gasnetz zu speichern. Der Standort einer Power-to-Gas-Anlage kann in der Nähe einer Erzeugungsanlage (Wind), einer CO₂-Quelle (Biogasanlage) oder einer Einspeisestelle (Gas) sein. Aktuell liegt aber keine Wirtschaftlichkeit vor.

Bei den aktuellen Marktregeln wird die Leistungssteuerung von DEA (siehe Wind in Direktvermarktung; Fernsteuerbonus) weiter forciert. Durch eine geringe Abregelung kann Netzausbau reduziert werden. Intelligentes Einspeisemanagement kann unter Einsatz von IKT den Energieverlust, welcher durch die Abregelung hervorgerufen wird, reduzieren, da nur in kritischen Netzsituationen gezielt abgeregelt werden müsste. Dementsprechend sollte dieser Aspekt gerade unter Berücksichtigung der Investitionszyklen in der Energiewirtschaft nicht unterschätzt werden. Ähnlich sieht es in puncto Demand Side Management aus. Wird eine dynamische Tarifierung angeboten, sollte das Netz für eventuelle Nachfrageflexibilisierungen – insbesondere Lasterhöhungen – gerüstet sein. Demand Side Management sowie Speicher sind für die Reduzierung von Netzinvestitionen nur bedingt geeignet. Bei einem marktgetriebenen Einsatz muss berücksichtigt werden, dass kein weiterer Netzbedarf resultiert. An dieser Stelle sei zu erwähnen, dass Demand Side Management hinsichtlich der Reduktion des Netzausbaus wenig Potenzial liefert. Wird hingegen Demand Side Management aus dem Blickwinkel der Nachfrageflexibilisierung (Nachfrage folgt Angebot) gesehen, sind einige Potenziale in Deutschland vorhanden (vgl. VDE-Studie: Demand Side Integration).

Sowohl in der vorliegenden dena-Studie als auch in der oben genannten VDE-Studie wird von einer konstanten Lastsituation ausgegangen, welche darauf zurückzuführen ist, dass durchgeführte Effizienzsteigerungen durch steigende Elektrifizierung und neue elektrische Anwendungen wie KWK-Anlagen, Klimaanlage, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge kompensiert werden. Durch den Zubau von DEA und eine mögliche Nutzung von Elektrofahrzeugen ist nicht mehr der Starklastfall sondern der Rückspeisefall für das Netz auslegungsrelevant.

Mit der Detailanalyse und der Grenzkurvenanalyse wurden zwei voneinander unabhängige Methoden angewandt. Durch die gegenseitige Validierung der beiden genannten Methoden wird eine hohe Betrachtungsgenauigkeit bei einer großen Netzdatenmenge erreicht. In der Hochspannungsebene wurde ausschließlich die Detailanalyse durchgeführt. Da es sich bei der Berechnung des Netzausbaubedarfs um eine statistische Methode handelt, wurden die technischen Aspekte wie bspw. dynamische Systemstabilität, das Kurzschlussverhalten oder die Anpassung von Schutzkonzepten nicht berücksichtigt (siehe S. 161). Beizufügen ist dem, dass es in jedem Fall einer Prüfung bedarf, ob die statistisch ermittelten Netzerweiterungen auch „technisch ins Netz passen“.

Ein interessanter Aspekt ist der dargestellte Zusammenhang zwischen Gesamtinvestitionen (27,5 Mrd. Euro im Szenario NEP B 2012 und 42,5 Mrd. Euro im Bundesländerszenario, siehe S. 28) und der jährlichen Belastung pro Einwohner bzw. die Gesamtinvestitionen bezogen auf die zugebaute Leistung aus DEA. Diese entspricht etwa 16,85 € bzw. 331 €/kW (siehe S. 148). Zu berücksichtigen ist, dass diese erforderlichen Investitionen ausschließlich bis zu den jeweiligen Stützjahren beziffert sind. Restwerte und Betriebskosten werden nicht berücksichtigt (siehe S. 161).

1.8 Evaluationsfragen und Handlungsempfehlungen

In diesem Abschnitt werden die Evaluationsfragen diskutiert sowie Handlungsempfehlungen gegeben. Die gegebenen Empfehlungen basieren größtenteils auf eigenen, zu E-Energy parallel laufenden Untersuchungen (siehe 1.5), sowie den an uns durch die Modellregionen übermittelten Ergebnisse.

1.8.1 Evaluationsfragen

Ist eine Steigerung der effizienten Nutzung von Energie erreicht?

Eine effiziente Nutzung von Energie kann durch die in E-Energy durchgeführten Anwendungen erreicht werden. Hierbei ist im wesentlichen Lastmanagement in Haushalten zu nennen, mit diesem es u.a. möglich ist, volatile Stromerzeugungen aus Erneuerbaren Energien vermehrt dann abzunehmen, wenn diese verfügbar sind.

Wirkt diese den Versorgungsabhängigkeiten entgegen?

Ein Entgegenwirken der Versorgungsabhängigkeiten insbesondere von fossiler Energieerzeugung ist schwer zu beziffern, da die in E-Energy konzipierten und implementierten Methoden immer von der Akzeptanz der Nutzer (Teilnehmer) abhängen. Nur wenn die Methoden gesichert durchgeführt werden, kann die Versorgungsabhängigkeit reduziert werden. Die Nutzerakzeptanz stellt somit den Engpass dar.

Ist Versorgungssicherheit gewährleistet bzw. wird sie durch E-Energy-Lösungen erhöht?

Die Substitution fossiler Kraftwerke durch Erneuerbare Energien (insbesondere Wind und Photovoltaik) führt immer zu einer Reduktion der gesicherten Leistung. Sinkt diese unter die Jahreshöchstlast, kann statistisch gesehen keine Versorgungssicherheit mehr gewährleistet werden. Durch E-Energy Lösungen wird ein indirekter Beitrag geleistet, so dass die gesicherte Leistung bei einer Eins zu Eins Substitution weniger stark sinkt. E-Energy Lösungen stellen somit einen Beitrag dar, allerdings nicht die alleinige Lösung.

Führt die effizientere Nutzung der Energie zu Einsparungen an Regelenergie oder Spitzenlastenergie?

Das prinzipielle Ziel von E-Energy ist nicht die Absenkung von Spitzenlasten, sondern die Reduktion der Residuallast. Dieses gelingt insbesondere in Niederspannungsnetzen, in denen hohe volatile Einspeisungen aus Photovoltaikanlagen zu Problemen führen. In höheren Spannungsebenen, tritt der beschriebene Effekt in den Hintergrund. Dies ist bedingt durch die Struktur des Europäischen Verbundnetzes.

Welche Auswirkungen auf den vorhandenen Kraftwerkspark resultieren daraus?

Die derzeitigen Auswirkungen auf den Kraftwerkspark können nur schwer abgeschätzt werden. Prinzipiell kann davon ausgegangen werden, dass unter guten Randbedingungen in Bezug auf Nutzerakzeptanz etc. eine bessere Abnahme der volatilen Erzeugung aus Erneuerbarer Energien gelingt. Dies führt indirekt zu einer besseren gesicherten Leistung und erfordert indirekt weniger Regelenergie zum Ausregeln der Residuallast. Derzeit sieht es allerdings so aus, dass dieser Effekt überwiegend in den Niederspannungsnetze sichtbar wird und sich hingegen in höheren Spannungsebenen vergleichmäßig.

Lassen sich Teilergebnisse der E-Energy Projekte durch kleine neue Anbieter umsetzen (fairer Wettbewerb)?

Applikationen für Lastmanagement und Elektromobilität werden derzeit im großen Stile von den vielen Anbietern für Gebäudeautomatisierungssysteme umgesetzt.

Wird der CO₂ Ausstoß minimiert?

Grundsätzlich wird der CO₂ Ausstoß minimiert, sobald die vermehrte Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien gelingt und in Folge dessen die Stromabnahme aus fossilen Kraftwerken reduziert wird (Lastmanagement). Allerdings muss berücksichtigt werden, dass dies nur gelingt, wenn die vorgelagerten CO₂ Emissionen der für das Lastmanagement notwendigen Infrastrukturen diese Einsparungen nicht übersteigen. Zudem bildet die Nutzerakzeptanz auch hier wieder den Engpass.

Wird ein nationaler Wettbewerb im Strommarkt gefördert?

Durch die Konzeption und Implementierung der E-Energy Marktplätze in den verschiedenen Modellregionen, wurden Anwendungsfälle entwickelt, die die Grundlage für einen nationalen Wettbewerb im Strommarkt beziehungsweise Energiemarkt bilden. Die Grundvoraussetzung für einen funktionierenden Markt ist ein diskriminierungsfreier Zugang für jeden Teilnehmer des Energieversorgungssystems.

Wird der Ausbau regenerativer Energien vorangetrieben?

Der Ausbau Regenerative Energien wird durch politische Rahmenbedingungen kontinuierlich vorangetrieben. Dies passiert unabhängig von E-Energy (vgl. Energiekonzept der Bundesregierung)

1.8.2 Handlungsempfehlungen

Nach der Darstellung der wichtigsten Grundlagen, des Aufbaus des Projektes E-Energy, der Auswertung der an der TU Darmstadt durchgeführten wissenschaftlichen Arbeiten, der Ergebnisse der Modellregionen und der Resultate aus der Begleitforschung, soll in diesem Kapitel ein Fazit aus dieser Untersuchung gezogen werden. Dazu werden die in der Einleitung in Kapitel 1.1 gestellten Forschungsfragen diskutiert und beantwortet sowie weitere Schlüsse und Handlungsempfehlungen aus der vorliegenden Arbeit gezogen. Die Fragen sind zur Erinnerung in Tabelle 13 noch einmal dargestellt.

Fragestellung		Schwerpunktkategorie
Versorgungssicherheit:	Erhöht Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) die Versorgungssicherheit im schwankenden Netz, weil mit ihrer Hilfe kurzfristige Netzschwankungen besser ausgeregelt werden können?	Versorgungssicherheit
Virtuelles Kraftwerk / Netzstabilität:	Können Virtuelle Kraftwerke eine stabile, nicht schwankende Stromversorgung gewährleisten und so konventionelle Kraftwerke ersetzen?	Integration Erneuerbare Energien, Dezentrale Energieerzeugung, Versorgungssicherheit
Lastverschiebung:	Ist es mit IKT möglich die Energienutzung, den Energieverbrauch der Erzeugung anzupassen?	Last-Flexibilisierung
Tarife / Kundenmotivation:	Motivieren dynamische Tarife die Nutzer ihren Verbrauch in energiestarke Zeiten zu verschieben?	Marktliberalisierung, Energieeffizienz
Tarife / Energieeinsparung:	Verändert die Verschiebung des Verbrauchs in energiestarke Zeiten den Gesamtverbrauch der Kunden?	Marktliberalisierung, Energieeffizienz
Energieeinsparung durch Kundeninformation:	Führt die Information über den eigenen Energieverbrauch zu Verbrauchseinsparungen bei den Nutzern?	Energieeffizienz
Flexibilisierung:	Können mit der Kopplung von Strom-, Wärme- und Gasnetz über KWK und Power-to-Gas zusätzliche Flexibilitäten geschaffen werden?	Last-Flexibilisierung, Speicher

Tabelle 13: Forschungsfragen dieser Arbeit

Quelle: Eigene Darstellung

Mit der Hilfe von IKT können in Smart Grids die Netze bis zu einem gewissen Grad stabilisiert und durch Lastverschiebung lokal vor Überlastung geschützt werden. Die erste Frage

zur Versorgungssicherheit kann also bejaht werden. Jedoch stellen Smart Grids keinen Ausgleich für den benötigten Netzausbau dar. Sie können aber den Ausbaubedarf durch Vermeidung von Last- und Erzeugungsspitzen an bestimmten Einspeisepunkten senken.

Virtuelle Kraftwerke sind nach momentanem Standpunkt nicht in der Lage, eine komplett stabile, nicht schwankende Stromversorgung zu gewährleisten und somit konventionelle Kraftwerke eins zu eins zu ersetzen. Jedoch können sie durch Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch einen großen Teil zur Netzstabilisierung beitragen. Hier besteht noch weiterer Forschungsbedarf. Mit Virtuellen Kraftwerken ist es außerdem vorstellbar, den Strom vieler Kleinanlagen gebündelt an der Börse zu handeln und somit höhere Gewinne zu erzielen. Dadurch können die Investitionen in dezentrale Energieerzeuger schneller amortisiert werden.

Wie die Feldversuche gezeigt haben, ist Lastverschiebung auch in Privathaushalten möglich. Dadurch können Lastspitzen verschoben und der Verbrauch teilweise der Erzeugung angepasst werden. Gerade in Privathaushalten müssen allerdings erst noch Akzeptanzhürden überwunden werden, da Lastverschiebung je nach Gerät eine Einschränkung in der Nutzung der angeschlossenen Technik, wie Wasch- oder Spülmaschine bedeutet. In den Haushalten ist das Verschiebepotential im Bereich der Wärmeproduktion leichter zu nutzen. Damit sich eine Verschiebung für die Endbenutzer lohnt, müssen außerdem günstigere Technik angeboten und neue Tarifmodelle geschaffen werden. Ferner besteht im Industriebereich und hier nochmal besonders in der energieintensiven Industrie ein großes Potential zur Lastverschiebung. In diesem Themenfeld muss weiter geforscht werden.

In den Feldversuchen wurde gezeigt, dass dynamische, preisflexible Tarife die Nutzer motivieren, ihren Verbrauch in energiestarke Zeiten zu verschieben. Dabei konnten teilweise Verbrauchsverlagerungen von 20 % bis 30 % erreicht werden. Bei eTelligence allerdings führte der kostenlose Strombezug in energiestarken Zeiten dazu, dass in der Summe der Verschiebezeiträume mehr Energie verbraucht wurde. Es erscheint sinnvoll, vor der Einführung dynamischer Tarife psychologische Studien durchzuführen, ab welchem Preis ein solcher Effekt verhindert werden kann. Die Abgabe von Strom in einer Flatrate erscheint nicht sinnvoll.

Wie der Feldversuch von moma gezeigt hat, nehmen die Kunden durch die Information über den eigenen Stromverbrauch diesen bewusster wahr und versuchen, Einsparungen zu erzielen. Durch stärkere Transparenz der Energieversorgung können Akzeptanzhürden überwunden und somit, auch durch persönliche Einbindung der Bevölkerung, eine stärkere Identifikation mit der Energiewende bewirkt werden.

Die Kopplung der Energienetze, also die Verknüpfung von Strom-, Gas-, Wärme-, Kältenetz und Verkehr über Power-to-Gas, Kraftwärmekopplung, die Einbindung von Kühlhäusern und Elektromobilität kann eine Schlüsselkomponente für die erfolgreiche Implementierung eines Smart Grid werden. Durch diese Verknüpfung können zusätzliche Flexibilitäten geschaffen und somit der Netzausbau um ein gewisses Maß verringert werden. Jedoch ist dafür noch weitere Forschungsarbeit nötig. Auch gilt es Anreiz- und Marktmodelle zu entwickeln, um diese Techniken wirtschaftlich zu machen.

Über die gewählte Fragestellung hinaus muss das Engagement in Aus- und Weiterbildung im Bereich Smart Grid verstärkt werden. Ferner besteht dringender Handlungsbedarf bei der Schaffung von regulatorischen Rahmenbedingungen für ein Smart Grid. Vor allem müssen neue Geschäftsmodelle entwickelt und neue Markttrollen geschaffen werden. Außerdem ist es dringend erforderlich, einheitliche Standards für Kommunikationstechnik und -protokolle festzulegen, um Investitionssicherheit zu erhalten. Wenn diese Sicherheit gegeben ist, können mit der Produktion hoher Stückzahlen die Kosten für die benötigte IKT gesenkt werden.

Für die Einführung von Smart Grids bedarf es neuer Strukturen. Ein neues System kann nicht auf den Rahmenbedingungen des alten, konventionellen Netzes und des Systems der konventionellen Top-down Energieerzeugung aufbauen.

Es gilt noch viele Aufgaben zu erledigen, bis in Deutschland ein funktionierendes Smart Grid umgesetzt ist. E-Energy hat dazu beigetragen, diese Aufgaben aufzuzeigen und neue Ziele zu definieren. Das Projekt hat Pilotwirkung für die weitere Entwicklung von Smart Grid in Deutschland.

1.9 Portrait Technische Universität Darmstadt (FG Regenerative Energien)

Prof. Dr.-Ing. Thomas Hartkopf leitet das Fachgebiet Regenerative Energien an der TU Darmstadt – den ersten Lehrstuhl für Regenerative Energien in Deutschland – seit 1996. Forschungsschwerpunkte sind Komponenten und Systeme der CO₂-armen und ressourcenschonenden Energieversorgung mit Arbeiten auf verschiedenen Gebieten wie z.B. elektrische Generatoren für Windkraftanlagen, Netzanschlussbedingungen, Solaranlagen, Stirlingmotoren, Brennstoffzellen, Speichertechnologien, Traktionssysteme mit Speichertechnologien für Straßenbahnen, Berechnungen der Versorgungsqualität im Deutschen Stromversorgungssystem und Potenzialstudien. Dabei spielt die Simulation und Modellgenerierung eine wichtige Rolle. Viele Modelle (z.B. Brennstoffzellen- und Stirling-BHKWs, CAES, Photovoltaik und Solarthermie sowie Schichtspeicher) stehen bereits in Matlab/Simulink zur Verfügung. Die modularen Modelle sind skalierbar und können daher als Basis für weitere Berechnungen dienen. Auf Grundlage der Modelle wurden und werden Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt.

Des Weiteren ist das Fachgebiet in dem Technologieprogramm „E-Energy“ und dem Förderprogramm „IKT für Elektromobilität“ tätig. „E-Energy“ ist eine Förderinitiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). In diesem Programm sollen energiewirtschaftliche, energiepolitische, energierechtliche, energietechnische und energieumwelttechnische Antworten auf den Umgang mit einer steigenden Energienachfrage, die Rohstoffverknappung und den Klimawandel gefunden werden. Außerdem müssen Lösungen erarbeitet werden, die den Anforderungen eines liberalisierten Markts, den sich weiterentwickelnden dezentralen und volatilen Erzeugungsstrukturen, der damit verbundenen bidirektionalen Leistungsflussrichtung und der Elektromobilität gerecht werden. In sechs Modellregionen, fachspezifischen Arbeitsgruppen und der Begleitforschung wird intensiv an den unterschiedlichsten Lösungen gearbeitet. Es werden unabhängig voneinander Strategien entwickelt, Feldversuche und Simulationen durchgeführt, in denen die Umsetzung eines Smart Grid in der Praxis realisiert wird und dessen Auswirkungen analysiert werden. Weiterführend werden Untersuchungen zur Akzeptanz in Angriff genommen.

Im Technologievorhaben "IKT für Elektromobilität" werden erstmals in sieben Modellregionen neue IKT-basierte Schlüsseltechnologien und Dienste erprobt, die die Integration der Elektromobilität in die bestehende Energie- und Verkehrsnetze erleichtern sollen.

Im Rahmen des Technologieprogramm E-Energy ist die Aufgabe des Fachgebiets Regenerative Energien die energietechnische Evaluation durchzuführen. Es werden sowohl die Projekte erfasst, die in der Online-Plattform von den Modellregionen eingegeben wurden als auch Modellregionsübergreifende energietechnische Aspekte beleuchtet. Neben der zweistufigen Methode, welche in dem Kapitel „Methoden und übergreifende Erkenntnisse“ dargestellt wird, werden ergänzend durch Studien- und Diplomarbeiten weitere Erkenntnisse erarbeitet.