

Smart Grids D-A-CH Taskforce Geschäftsmodelle Fortschrittsbericht 2012

C. Resch, C. Pier

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

15/2012

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

www.NachhaltigWirtschaften.at

Smart Grids D-A-CH Taskforce Geschäftsmodelle Fortschrittsbericht 2012

Christoph Resch, brainbows
Christopher Pier, Salzburg AG

Wien, April 2012

Vorwort

Im Rahmen des ersten E-Energy Jahreskongresses unterzeichneten Deutschland- vertreten durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), die Schweiz- vertreten durch das Schweizer Bundesamt für Energie (BFE) und Österreich- vertreten durch das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit) das Memorandum of Understanding (MoU) zur Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Erforschung und Entwicklung von IKT-basierten Energiesystemen der Zukunft im „**Smart Grids D-A-CH**“ (www.smartgrids-dach.eu).

Ein wesentlicher Teil des vereinbarten Erfahrungsaustauschs aus den Modellregionen und Pilot- und Demonstrationsprojekten findet im Rahmen der drei eingerichteten Task Forces zu den Themen „Normung und Standardisierung“, „Geschäftsmodelle“ und „Daten“ statt. Diese werden arbeitsteilig von den drei Ländern geleitet.

Die **Taskforce Geschäftsmodelle** wird entsprechend der Übereinkunft zwischen den Partnerländern von Österreich geleitet. Die Taskforce Leitung hat DI Michael Strebl, Geschäftsführer der Salzburg Netz AG übernommen. Er wird dabei durch brainbows consulting im Auftrag des bmvit unterstützt.

Der hier vorliegende **Fortschrittsbericht** fasst die Ergebnisse aus 15 Monaten Tätigkeit der Smart Grid D-A-CH Task Force Geschäftsmodelle zusammen. Die Arbeit baut auf den Erfahrungen der laufenden Smart Grids Modellprojekte auf. In Workshops und bilateralen Treffen wurden eine Vielzahl von Themen ausgetauscht und ein intensiver werdender Erfahrungsaustausch initiiert. Die bisherigen ersten Erkenntnisse werden in Form von zwölf Lessons Learnt dargestellt und durch verfügbare Projekt- und Studienergebnisse untermauert.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung.....	5
2	Smart Grids D-A-CH Kooperation	7
2.1	Task Force Geschäftsmodelle.....	8
2.2	Stand der Smart Grids D-A-CH Plattformen.....	9
2.2.1	Deutschland.....	9
2.2.2	Österreich	10
2.2.3	Schweiz	11
2.2.4	Überblick D-A-CH	12
2.3	Gap Analysis.....	13
3	Erkenntnisse gemeinsam erweitern: Lessons Learnt	17
3.1	Smart Grids sind Voraussetzung für die Energiewende	19
3.2	Die Grundlage: Sensorik im Netz zur Verteilnetzautomatisierung	23
3.2.1	Zeit- und ortsgenaue Information in E-Energy Modellprojekten.....	23
3.2.2	Intelligenten Ortsnetzstationen mit „Smart IED“	23
3.2.3	Automatisierte Verteilnetze in der Smart Grids Modellregion Salzburg	25
3.2.4	Gap Analyse:Forschungsbedarf bei Automatisierung von Verteilnetzen	28
3.3	Fluktuierende Erneuerbare Energie bedingen Flexibilisierung und Lastverschiebung	30
3.3.1	Smart Voltage Grids: Blindleistungsregelung im Niederspannungsnetz.....	31
3.3.2	Wärmepumpen, Kühlschränke und Kühltruhen als Puffer	32
3.3.3	Building to Grids Projekt der SGMS	33
3.3.4	E-Energy Erkenntnisse zur Lastverschiebung aus den Zwischenergebnissen der Modellprojekte:.....	35
3.3.5	Gap analysis zeigt Defizite bei lokal begrenzten VPPs.....	35
3.4	Erfolgreiche Geschäftsmodelle können marktwirtschaftlich durch ideelle Mehrwerte oder volkswirtschaftlich getrieben sein.	37
3.4.1	Die Suche nach erfolgreichen Geschäftsmodellen führt zu offenen Fragen.....	37
3.4.2	Gibt es selbsttragende Geschäftsmodelle?.....	38
3.5	Zellenmanagement bedeutet einen zeit- und ortscharfer Lastausgleich im Netzbetrieb	42

3.6	Flexible Tarife für Netz und Energie ermöglichen das Zellenmanagement und die Ausrichtung auf ein Smart Grids Gesamtoptimum.....	44
3.6.1	<i>Flexible Tarife in laufenden E-Energy Feldtests.....</i>	44
3.6.2	<i>Tarife ändern Nutzerverhalten in Schweizer Modellversuch.....</i>	46
3.6.3	<i>Flexible Netztarife – offene Fragen zu länderspezifischen Besonderheiten.....</i>	49
3.6.4	<i>Gap Analysis zeigt ein ähnliches Kundenverhalten in Europa.....</i>	50
3.7	Smart Home: Kommunikationstechnologien und Energiesysteme wachsen zusammen.....	52
3.7.1	<i>Modellhaus Karlsruhe.....</i>	53
3.7.2	<i>HiT – Intelligente Wohnhausanlage in Salzburg.....</i>	54
3.7.3	<i>Gap Analyse zu Demand Response und Kundenkommunikation.....</i>	56
3.8	Demand Side Management: Gezielte Lastverschiebung bei Industrie, Gewerbe und Kommunen.....	58
3.8.1	<i>Die Schweizer Energiebank.....</i>	59
3.8.2	<i>Erste zusammengefasste Erkenntnisse aus E-Energy Modellprojekten.....</i>	60
3.8.3	<i>Erkenntnisse virtuelles Kraftwerk E-Energy Modellprojekt eTelligence.....</i>	62
3.8.4	<i>Zusammengefasste Erkenntnisse für zukünftige Aggregatoren.....</i>	63
3.8.5	<i>Schritt für Schritt zur Lastverschiebung durch DSM.....</i>	63
3.8.6	<i>Sind EVUs als Aggregatoren von flexiblen Lasten geeignet?.....</i>	64
3.8.7	<i>Demand Response Potentiale: Situation in Österreich.....</i>	65
3.9	Kundensegmentierung und Kundenbefragung: die richtige Ansprache ist entscheiden.....	66
3.9.1	<i>Erhebung der Kundenakzeptanz bei Smart Meter Pilotprojekten in Österreich.....</i>	66
3.9.2	<i>Consumer to Grid Untersuchungen bei SGMS.....</i>	68
3.9.3	<i>Kundensegmentierung und Milieuuntersuchungen in Deutschland.....</i>	70
3.9.4	<i>Gap Analyse zeigt Akzeptanzprobleme auf.....</i>	74
3.10	Das Schichtenmodell bringt Struktur in Use Cases, Geschäftsmodelle und in das Marktumfeld.....	75
3.10.1	<i>Das Smart Grid Schichtenmodell.....</i>	75
3.10.2	<i>Die Funktion des Flexibility Operators.....</i>	78
3.10.3	<i>“Aggregator-Funktion oder Flexibility Operator – Generic Role?.....</i>	79
3.10.4	<i>Mögliche Aggregatorrollen in Österreich.....</i>	83

3.11	Die Regulatorischen Rahmenbedingen ermöglichen und Bedingen die Rollen in Smart Grid Geschäftsmodellen und ermöglichen Investitionen in innovative Technologien.....	84
3.11.1	<i>E-Control sieht Evolution des Energiesystems</i>	<i>84</i>
3.11.2	<i>Fünf Leitgedanken für die Zukunft der Energienetze in Deutschland</i>	<i>84</i>
3.12	Eine Forschungsagenda und ein wissenschaftliches Kompetenzzentrum begleiten die Smart Grid Evolution	86
3.12.1	<i>Empfehlung einer nationalen Plattform Smart Grid und Forschungsagenda.....</i>	<i>86</i>
3.12.2	<i>Schwerpunktsetzung in der österreichischen Energieforschung empfohlen.....</i>	<i>87</i>
4	Ausblick	88
5	Abbildungsverzeichnis	89

1 Zusammenfassung

Der folgende Bericht fasst die Ergebnisse aus 15 Monaten Tätigkeit der Smart Grid D-A-CH Kooperation – Task Force Geschäftsmodelle zusammen. In offiziellen Workshops und bilateralen Treffen wurden eine Vielzahl von Themen ausgetauscht und so eine intensiver werdender Erfahrungsaustausch aufgebaut.

In den ersten Kapiteln werden die Basis der D-A-CH Kooperation und der Stand der Smart Grids Aktivitäten in den D-A-CH Ländern dargestellt.

Aus vielen Modellprojekten und Demonstrationsanlagen liegen im Frühjahr 2012 erste Zwischenergebnisse vor. Die inhaltliche Basis der D-A-CH Task Force baut auf diese nationalen und internationalen Erkenntnisse. Die wichtigsten Informationsquellen dazu sind aus Österreich der Zwischenbericht der Smart Grids Modellregion Salzburg und die Arbeit der Arbeitsgruppe „Geschäftsmodelle und Use Cases“ der nationalen Technologieplattform Smart Grids. Die umfassenden Zwischenerkenntnisse aus Deutschland basieren auf den E-Energy Zwischenergebnissen und der acatech Studie „Future Energy Grid“. Aus der Schweiz wurden die präsentierten Ergebnisse der ersten Feldversuche aufgenommen. Zusätzliche Quellen sind Fachartikel und diverse Positionspapiere. Die Ergebnisse des reports „Mapping & Gap Analysis by the EEGI Member States Initiative: A pathway towards functional projects for distribution grids“ (bmvit Schriftenreihe „Berichte aus Energie- und Umweltforschung“ 14/2012) wurden den jeweiligen Lessons Learnt zugeordnet, um die auch international identifizierten Forschungsfragen und Herausforderungen mit den Themen der D-A-CH Region zu verknüpfen.

In diesem Fortschrittsbericht werden diese ersten Erkenntnisse als zwölf Lessons Learnt in Form von Aussagen dargestellt und durch verfügbare Projekt- und Studienergebnisse begründet. Aus den Lessons Learnt werden Empfehlungen an Stakeholder für künftige Themenstellungen, Positionierungen und Forschungsfragen abgeleitet. Die zwölf ausgewählten Lessons Learnt sind:

1. Smart Grids sind Voraussetzung für die Energiewende
2. Die Grundlage: Sensorik im Netz zur Verteilnetzautomatisierung
3. Fluktuierende Erneuerbare Energie bedingen Flexibilisierung und Lastverschiebung
4. Erfolgreiche Geschäftsmodelle können marktwirtschaftlich durch ideelle Mehrwerte oder volkswirtschaftlich getrieben sein

5. Zellenmanagement bedeutet einen zeit- und ortscharfer Lastausgleich im Netzbetrieb
6. Flexible Tarife für Netz und Energie ermöglichen das Zellenmanagement und die Ausrichtung auf ein Smart Grids Gesamtoptimum
7. Smart Home: Kommunikationstechnologien und Energiesysteme wachsen zusammen
8. Demand Side Management: Gezielte Lastverschiebung bei Industrie, Gewerbe und Kommunen
9. Kundensegmentierung und Kundenbefragung: die richtige Ansprache ist entscheidend
10. Das Schichtenmodell bringt Struktur in Use Cases, Geschäftsmodelle und Marktumfeld
11. Die Regulatorischen Rahmenbedingungen bedingen die Rollen in Smart Grids Geschäftsmodellen und ermöglichen Investitionen in innovative Technologien
12. Eine Forschungsagenda und ein wissenschaftliches Kompetenzzentrum begleiten die Smart Grids Evolution

Die Agenda für die nächsten Monate der D-A-CH Task Force Geschäftsmodelle sollte auf ausgewählte Themenfelder fokussieren. Diese Themen ergeben sich aus einer Vielzahl offener Fragen aus den vergangenen 15 Monaten und den offiziellen und informellen Workshops und Treffen der Task Force Mitglieder sowie zugezogener Experten.

Als Vorschlag auf Basis des vorliegenden Fortschrittsberichts werden folgende Themenstellungen vorgeschlagen, die insbesondere eine internationale Abstimmung oder inhaltliche Vertiefung erfordern:

1. Die Funktion des Flexibility Operators und daraus abgeleitete Anwendungsfälle in Smart Grid Modellregionen
2. Heben von „Low Hanging Fruits“ der Lastverschiebung durch Demand Side bei energieintensiver Industrie und heterogenen Gewerbeunternehmen
3. Motivation und Einstellung von KundInnen zu Anwendung von Smart Grids Technologien
4. Vertiefung der Kenntnisse und Positionen zur Weiterentwicklung des regulatorischen Umfelds
5. Welche Schwerpunkte sind in neuen Tarifierungssystemen der D-A-CH Region notwendig und wie können diese begründet werden.

2 Smart Grids D-A-CH Kooperation

Elektrizität ist das Rückgrat von Wirtschaft und Gesellschaft. Steigende Nachfrage, die Rohstoffverknappung und der Klimawandel stellen das Energiesystem vor neue Herausforderungen. Beschleunigt müssen neue Lösungen gefunden werden, die ein Höchstmaß an Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit sicherstellen. Dabei wird die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) eine Schlüsselrolle spielen. Treiber sind vor allem die Liberalisierung der Energiewirtschaft und die Integration dezentraler, fluktuierender Energieträger in das bestehende Energiesystem.

Österreich, Deutschland und die Schweiz haben beschlossen, zu Themenstellungen des Smart Grids ausgehend von Forschungs- und Demonstrationsprojekten zusammen zu arbeiten. Die Kooperation umfasst die Entwicklung und Erprobung von Einführungsstrategien für Smart Grids und die damit in Zusammenhang stehenden Fragestellungen. Ziel ist es, auch auf europäischer Ebene abgestimmt aufzutreten. Ein entsprechendes Memorandum of Understanding wurde auf der E-Energy Jahrestagung am 26. November 2009 feierlich unterzeichnet.

Hieraus ergeben sich weitere Chancen für die Smart Grids Pioniere Österreichs, ihre Forschung, Demonstrationsprojekte und Modellregionen im Bereich der Energiesysteme der Zukunft über Ländergrenzen hinweg zu intensivieren und auszubauen.

Das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT) ist auf österreichischer Seite für die Kooperation zuständig. Partner sind für Deutschland das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und für die Schweiz das Bundesamt für Energie (BFE).

Die Struktur der D-A-CH Kooperation ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Steuerung erfolgt durch die öffentlichen Einrichtungen und wird in der Koordination von ExpertInnen aus den drei Ländern unterstützt.

Es wurden drei Themenbereiche identifiziert, in denen eine inhaltliche Zusammenarbeit in den nächsten Jahren sinnvoll ist und Rückmeldungen an die öffentlichen Stellen zur Gestaltung des Rechtsrahmens und der Regulierung notwendig sind. Die Themenbereiche sind Normung und Standardisierung, Geschäftsmodelle sowie Daten. Jede dieser Task Forces wird von allen drei Ländern besetzt und von je einem Ländervertreter geleitet. Für Österreich leitet der Geschäftsführer der Salzburg Netz GmbH die Taskforce Geschäftsmodelle.

In den jeweiligen Ländern sind die Task Forces in die nationalen Organisationen eingebunden. In Österreich ist dies die nationale Technologieplattform Smart Grids und in Deutschland E-Energy durch Begleitforschung und den sechs Modellregionen.



Abbildung 1: Struktur der D-A-CH Kooperation Quelle: BMVIT; 2010

2.1 Task Force Geschäftsmodelle

Der Strukturwandel der Energiesysteme in Richtung verstärkter Dezentralität, höherer Anforderungen vor allem im Verteilnetzbetrieb und zusätzlicher bidirektionaler Kommunikation mit Kunden oder "Kunden" im System fordert eine neue Integration von Erzeugern und Verbrauchern. Die erfolgreiche Umsetzung erfordert die Entwicklung geeigneter Geschäftsmodelle, die diese neuen Kundenbeziehungen abbilden und zu einer fairen Verteilung von Lasten und Erträgen der bestehenden und neuen Systemteilnehmer bieten. Diese Geschäftsmodelle müssen mit dem weiter zu entwickelnden rechtlichen Rahmen und den Regulierungsbedingungen zusammenwirken.

Der Themenbereich Smart Grids ist also ein systembezogener Ansatz, der in Zukunft Auswirkungen sowohl auf das Übertragungsnetz, das Stromverteilernetz, die damit verbundenen Komponenten, auf Erzeugung, Verbrauch und Speicherung sowie auf den Strommarkt mit sich bringt. Sowohl Geschäftsmodelle als auch der rechtliche und regulatorische Rahmen befinden sich im Aufbau oder laufender Weiterentwicklung.

Die Entwicklung neuer systemischer und technologischer Lösungen erfolgt in Forschungsprojekten. In zahlreichen Feldtests und Pilotanwendungen werden umfangreiche Erfahrungen über die Wirksamkeit neuer Technologien gesammelt.

Die Basis für Smart Grids Technologien ist dabei nicht auf einzelne Unternehmen, Regionen oder Staaten beschränkt. Normen und Standards werden aufeinander abgestimmt und auf europäischer Ebene implementiert werden. In Demonstrationsprojekten und Modellregionen werden diese Technologien und mögliche Geschäftsmodelle in nationalen und internationalen Kooperationsprojekten getestet

Ziel der Task Force Geschäftsmodelle innerhalb der D-A-CH Kooperation ist es daher, aus den Erfahrungsaustausch auf Ebene der Organisationen wie der E-Energy Begleitforschung, der Nationalen Technologieplattform Smart Grids in Österreich und dem Verein Smart Grids in der Schweiz, aufzubauen. Zusätzlich können erfolgreiche Projekte, Erfahrungsberichte und zu lösende Herausforderungen mit ExpertInnen aus ähnlichen Projekten der Partnerländer diskutiert werden.

2.2 Stand der Smart Grids D-A-CH Plattformen

2.2.1 Deutschland

In Deutschland werden die Smart Grids-Aktivitäten unter dem Dach der Förderinitiative „**E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft**“ gebündelt, die auf dem IT-Gipfel von der Bundeskanzlerin zum nationalen Leuchtturm-Projekt erklärt wurde. Als Haupttreiber wird das Internet der Energie, das heißt die Verknüpfung und Integration von Energie, IKT Netzen und Technologien gesehen. Die Integration Erneuerbarer Energie wird als zusätzliche Herausforderung gesehen, für die Smart Grids Technologien und Produkte entwickelt werden.

In den sechs Modellprojekten werden bis Ende 2012 Geschäftsmodelle in Feldversuchen getestet und durch wissenschaftliche Projekte begleitet. Bereits laufend und im ersten Halbjahr 2013

Im Februar 2012 wurden die ersten Ergebnisse der E-Energy Modellprojekte präsentiert und in dem Zwischenbericht „Smart Energy made in Germany – Zwischenergebnisse der E-Energy Modellprojekte auf dem Weg zum Internet der Energie“ veröffentlicht.¹ Die in den D-A-CH Bericht eingearbeiteten Ergebnisse aus E-Energy wurden diesem Zwischenbericht und

¹ Quelle und Link E-Energy Zwischenbericht: http://www.e-energy.de/documents/E-Energy_Erkenntnisse_2012_6_2b_web.pdf

ergänzenden Quellen wie Präsentationen und Darstellungen der Modellprojekte und themenspezifischen Fachtagungen entnommen.²

Acatech (Deutsche Akademie der Technikwissenschaften) veröffentlichte aus dem Projekt Future Energy Grids im Rahmen der E-Energy Initiative vorläufige Empfehlungen, wie Deutschlands Energiewende durch Smart Grids gelingen kann. Acatech sieht dabei vor allem den Leitmarkt „Smart Grids“ für die deutsche Industrie im Vordergrund. Damit Smart Grids als integraler Bestandteil eines zukünftigen Energiesystems die Energiewende unterstützen können, bedarf es jedoch u.a. einer an politischen, ökonomischen und technologischen Fragen ausgerichteten Gesamtstrategie, einer Intensivierung der Forschungsanstrengungen und eine Einbindung von Wirtschaft und Gesellschaft, um Verbraucherakzeptanz und -vertrauen zu fördern.

2.2.2 Österreich

Die **Nationale Technologieplattform Smart Grids Austria** ist ein Zusammenschluss von gewichtigen Stakeholdern im Bereich der elektrischen Energieversorgung. Sie verfolgt das Ziel, gemeinsame Kräfte für zukünftige intelligentere Stromnetze zu bündeln, um einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb zu unterstützen. Synergien der Stakeholder aus Industrie, Energiewirtschaft und Forschung werden so effizient genutzt. Österreichische Kompetenz im Bereich Smart Grids soll durch Leuchtturmprojekte gestärkt und international sichtbar gemacht werden.³

Ergebnisse aus ersten Demonstrationsprojekten liegen vor und werden vergleichend ausgewertet. Daran beteiligt sind Energieversorger, Netzbetreiber, Technologieunternehmen und wissenschaftliche Einrichtungen. Die umfassendsten Projekte, die 2011 in der ersten **Smart Grids Modellregion** Österreichs zusammengeschlossen wurden, finden sich in **Salzburg**. Die Salzburg AG baut mit unterschiedlichen Projekten von Smart Grids Anwendungen ein breites Wissensspektrum auf, das international bedeutende Erkenntnisse vorweisen kann. Auch erste Geschäftsmodelle werden in Feldversuchen getestet und wissenschaftlich ausgewertet.

Der aktuelle Stand dieser Projekte aus unterschiedlichen Smart Grids Anwendungsbereichen und erste Erkenntnisse daraus sind in diesem Bericht dargestellt.

² BWK – Das Energiemagazin. Springer und VDI Verlag. 10/2011

BDI Broschüre – Internet der Energie; 2011

³ Smart Grids Roadmap Österreich; www.smartgrids.at

Die Abstimmung der internationalen Aktivitäten mit D-A-CH erfolgte 2011 über die Arbeitsgruppe „Geschäftsmodelle und Use Cases“ der Technologieplattform Smart Grids Austria. In dieser Arbeitsgruppe werden derzeit Informationen zu Use Cases und Geschäftsmodellen aufbereitet. Aktuelle Beispiele aus den Fragestellungen der beteiligten Unternehmen werden herangezogen:

- Die Funktion des Flexibility Operators und die Rolle von Aggregatoren im österreichischen Marktumfeld
- Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen als Lastverschiebung zur Integration fluktuierender, erneuerbarer Energie und als Netzdienstleistung
- Die Aggregation von Energie und Last aus Photovoltaikanlagen
- Flexible Netztarife als Grundlage und Anreiz zur Umsetzung von Smart-Grids Geschäftsmodellen

Die Erarbeitung erfolgt in Abstimmung mit den Aufgabenstellungen und Ergebnissen der Arbeitsgruppe „Daten und Standardisierung“. Ziel ist es, offene Punkte und Handlungsempfehlungen zu erstellen, die von der Arbeitsgruppe „Rahmenbedingungen“ in den fachlichen und politischen Diskurs eingebracht werden können.

Die Erkenntnisse aus D-A-CH Workshops oder aktuelle Publikationen und Positionen aus dem D-A-CH Bereich werden in die Erarbeitung der Themen eingebracht und auf die österreichische Situation und Zielsetzung übertragen.

2.2.3 Schweiz

2011 wurde von den elf größten Schweizer Energieversorgungsunternehmen der Verein Smart Grids Schweiz gegründet. Ziele und Aufgaben wurden definiert mit: Aufbau und Betrieb des Schweiz-weiten Smart Grids für ein optimiertes Zusammenspiel von Produktion, Transport, Speicherung und Konsum von elektrischer Energie. Elf Schweizer Elektrizitätsunternehmen bündeln per 31. August 2011 ihre Aktivitäten im Bereich Smart Grids in einem eigens dafür gegründeten Verein Smart Grids Schweiz. Langfristiges Ziel des Vereins ist es, in der Schweiz die Einführung des Smart Grids voranzutreiben und zu realisieren. Dafür entwickelt der Verein vorerst ein gemeinsames Verständnis für den Begriff und die Funktionalität des „intelligenten Netzes“ und will zudem einen Schweizer Branchenstandard zur Einführung von Smart Grids erarbeiten. Dieser basiert auf internationalen und herstellerunabhängigen Standards. Die Aufgaben des Vereins liegen im Aufbau und Betrieb des Schweiz weiten Smart Grids für ein optimiertes Zusammenspiel von Produktion, Transport, Speicherung und Konsum von elektrischer Energie.

In der Schweiz ist die Liberalisierung der Energiewirtschaft nicht umgesetzt. Wenige große und 800 kleine EVUs teilen sich den Markt und die Netze. Die Struktur der Stromproduktion, ist auf wenige zentrale Versorgungseinheiten wie die fünf Atomkraftwerke und Pumpspeichieranlagen in den Alpen aufgebaut. Zusätzlich haben aktuelle Analysen ergeben, dass die Schweizer Netze sowohl im Übertragungs- als auch in den Verteilnetzebenen technische Reserven besitzen, die einen zukünftig verstärkten Ausbau von dezentraler Erneuerbarer Energie ermöglicht.

Das intelligente Netz bietet zukunftsorientierte Lösungen, um den Strom ohne Komforteinschränkung dann zu verbrauchen wenn er produziert wird und die Stromtransporte in den Verteilnetzen zu optimieren. Der Verein Smart Grids Schweiz soll eine gemeinsame Interessensvertretung auf allen Ebenen ermöglichen, damit in einer zweiten Phase ein gesamtschweizerisches Pilotprojekt lanciert werden kann. Die Geschäftsführung des Vereins übernahm per 1. Oktober Dr. Maurus Bachmann. Er bringt über 20 Jahre Erfahrung in Forschung und Entwicklung sowie aus der Telekommunikationsindustrie mit. Gründungsmitglieder des Vereins sind: AEW Energie AG, Axpo AG, BKW FMB Energie AG, Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW), Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ), Enerti SA, Energie Wasser Bern (ewb), Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz), Groupe E AG, Industrielle Werke Basel (IWB) und Romande Energie SA. (bkw)⁴⁵

2.2.4 Überblick D-A-CH

Der Aufbau einer Smart Grids Plattform ist in allen drei D-A-CH Staaten gegeben. In Deutschland wurde 2008 E-Energy gegründet und in sechs groß angelegten Modellregionen umgesetzt. Ein Dachmanagement und eine umfassende Begleitforschung ermöglichen es, die Erkenntnisse der Modellregionen zu bündeln. Der wichtigste Treiber von E-Energy war und ist die Schaffung eines Internets der Energie, das hauptsächlich auf sich selbst tragenden Geschäftsmodellen beruht. Spätestens seit der neuerlichen Energiewende in Deutschland im Sommer 2011 rücken die Themen Integration fluktuierender Erneuerbarer Energie, Speicherbewirtschaftung und neue Herausforderung in der Netzregelung in den Vordergrund.

Die Tragweite der Entwicklungen ist an der Vielzahl an Stellungnahmen und Positionen zum Thema „Smart Grids“ erkennbar. Diese reichen von wissenschaftlichen Empfehlungen, Positionen von Industrieverbänden, Eckpunkten der Bundesnetzagentur bis zum konkreten

⁴ D-A-CH Workshop Baden, Schweiz; Präsentation der Schweizer Smart Grid Plattform; 2011

⁵ www.strom.ch

Vorantreiben weltweiter Industriestandards- und Normen. Im Rahmen der D-A-CH Kooperation werden diese Informationen verarbeitet

In Österreich bilden die Demonstrationsprojekte und die Initiativen der Akteure stärker aus der Sicht der Netzbetreiber ab. Management in Nieder- und Mittelspannungsverteilnetzen und Lösungen für dezentrale Verbraucher und Einspeiser stehen im Fokus. Weitere Schwerpunkte bilden Technologieentwicklungen und das Schaffen eines geeigneten regulatorischen Rechtsrahmens für die Umsetzung von Smart Grids Geschäftsmodellen.

Obwohl in Deutschland und Österreich unterschiedlich starke Treiber das Themenfeld Smart Grids bewegen, ergeben sich überschneidende Themen und Ergänzungen, die im Rahmen der Smart Grids Kooperation bearbeitet werden sollen. In den Themenfeldern Daten sowie Normung und Standardisierung ergeben sich die zu bearbeitenden Themen aus der internationalen Arbeit in Normungsgremien und dem Bestreben, möglichst einheitliche Datenstandards anzubieten.

Für Geschäftsmodelle ist das Themenfeld wohl noch breiter und reicht vom gemeinsamen Erfahrungsaustausch in Feldversuchen bis zur Befragung von Kunden. Besonders hervorzuheben ist das Schaffen eines regulatorischen Rahmens, der innovative Produkte ermöglicht. Der Themenbereich Geschäftsmodelle stößt allerdings innerhalb der Länder und auch in der D-A-CH Kooperation an Grenzen, wenn die Produktidee einzelner Unternehmen berührt wird. Austausch von Erfahrungen und Informationen stehen dem Aufbau konkreter Produkte gegenüber. Diese Hürde muss beachtet werden, um den absehbaren Mehrwert aus Informations- und Erfahrungsaustausch auf einer vom konkreten, Produkt entkoppelten Ebene zu ermöglichen.

In der Schweiz wurde mit der Gründung des Vereins Smart Grids Schweiz ein struktureller Grundstein gelegt, das Thema zu bearbeiten. Der Erfahrungsaustausch aus den Projekten in Deutschland und Österreich stand daher bisher im Vordergrund. Auf Grund der geographischen Lage der Schweiz und der immer stärkeren Integration der europäischen Energiesysteme sollten Standards, Normen aber auch der Zugang zu möglichen Geschäftsmodellen im engen Austausch erarbeitet werden.

2.3 Gap Analysis

In weiterer Folge werden hier das Projekt und die Ergebnisse der Mapping & Gap Analysis der EEGI – Member State Initiative zusammengefasst. Der Mapping & Gap Analysis Report wurde von AIT – Austrian Institute of Technology - im März 2011 in Kooperation mit dem ERA NET Smart Grids und dem Bundesministeriums für Verkehr, Infrastruktur und Technologie – BMVIT veröffentlicht.

In den jeweiligen Kapiteln des Task Force Fortschrittsberichts werden die themenbezogene identifizierten Gaps angeführt. Daraus ergibt sich die Möglichkeit, aus den koordinierten

Ergebnissen und Erkenntnissen der D-A-CH Kooperation Inputs und Stellungnahmen zur Schließung von Gaps auf europäischer Ebene auszuarbeiten.

Daraus direkt entnommene Informationen werden in Englisch zitiert.

The European Electricity Grids Initiative (EEGI) is an industrial initiative under the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) and aims to enable the distribution of up to 35 % of electricity from dispersed and concentrated renewable sources by 2020. The EU Member States committed to be actively involved in the programme and founded the present initiative to

- provide an overview of ongoing or finished smart grids projects in Europe, relevant regarding the EEGI implementation plan, and their contribution to the functional projects (mapping)
- locate the gaps between the results or expected results from these projects and the objectives defined in the EEGI implementation plan (gap analysis).

National key-experts, as nominated by the member states representatives in the EEGI team, compiled a list with selected national projects, their (expected) results and the allocation to functional projects. In order to enable a consistent allocation it was decided to put a lot of effort into improving the descriptions of functional projects by further defining demonstration and research needed to reach specific functional goals identified in the EEGI Roadmap. Overall, 203 projects from 22 European countries were identified. Figure 1 shows the number of projects contributing to the respective EEGI functional project. Additionally, it gives an indication for the time schedule, showing a high density of projects being realised in the years 2011-2012.

Cluster	Functional Project	YEAR											Number of projects		
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		2020	
Integration of Smart Customers	D1														74
	D2														42
Integration of Smart Metering	D3														43
	D4														39
Integration of DER and new users	D5														77
	D6														74
	D7														48
	D8														65
Smart Distribution Network	D9														59
	D10														58
	D11														43
	D12														61

Abbildung 2: Smart Grids projects in Europe mapped to EEGI functional projects (Mapping)

Summary of Gap Analysis

- Framework needed for new structures: market mechanisms, common standards, regulatory framework, data privacy
- Cost-benefit analysis to accelerate the implementation of innovative technologies
- Gaps on the technological side: LV grid monitoring and simulation models, storage, network security, integration of ICT systems and their verification, etc
- Many results of projects expected in the next two years; in particular regarding e-mobility, active demand side management, voltage control concepts
- Dissemination of achieved results, know-how transfer to speed up implementation
- Major research needs have not only emerged in the technological field but also the framework needed for new structures as new market mechanisms for successful deployments and common standards. Cost-benefit analysis was also highlighted as an instrument to accelerate the implementation of innovative technologies and processes.
- On the technological side, many gaps have been identified in the low voltage grid area from lacking monitoring data via simulation models to experiences on interaction with medium voltage networks.

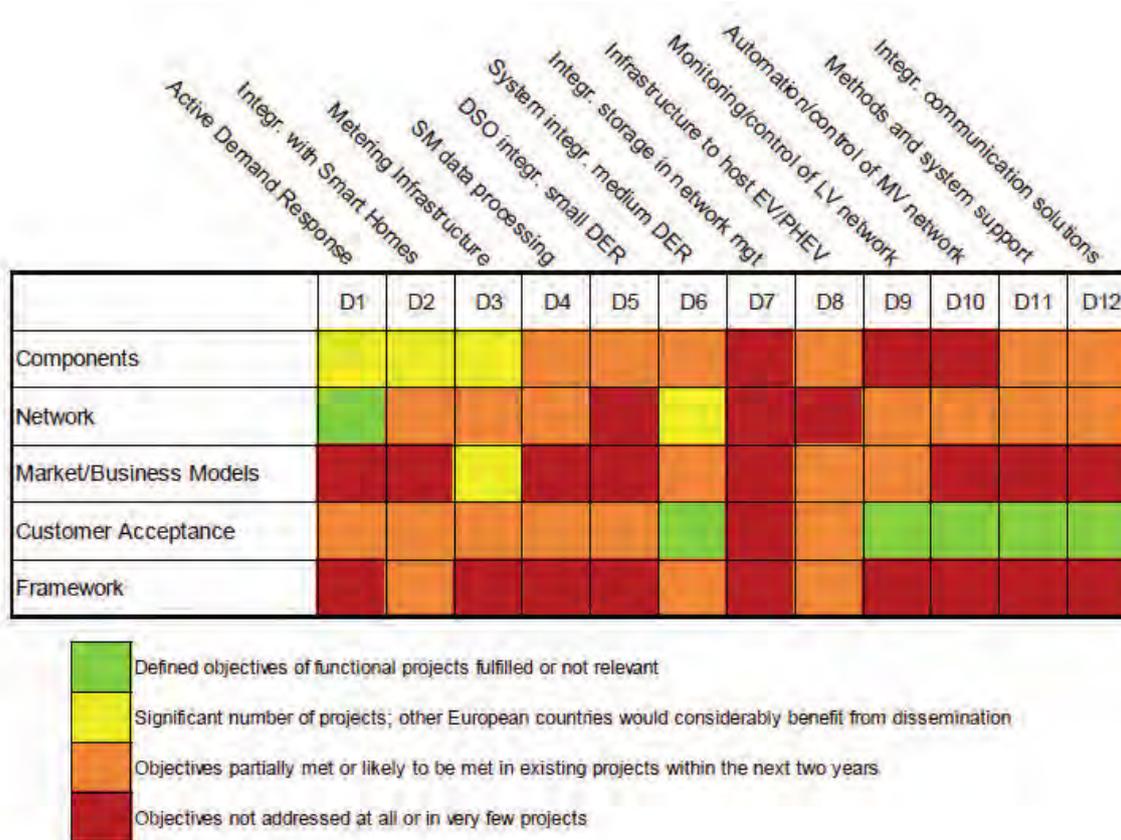


Abbildung 3: Overview of the progress of functional projects D1-D12 (gap analysis)

Many results of various projects are expected to be obtained in the next two to three years. These relate in particular to e-mobility, active demand side management and voltage control concepts. Knowledge and experience already gained by individual countries should be transferred to others as they could provide valuable input from lessons learned and speed up the entire process up to the point of deployment. In areas as standardisation and data privacy rules only a European scale implementation makes sense.

3 Erkenntnisse gemeinsam erweitern: Lessons Learnt

In den ersten 18 Monaten der Zusammenarbeit in der D-A-CH Task Force „Geschäftsmodelle“ wurden in offiziellen Workshops und bilateralen Abstimmungen eine Vielzahl von Erfahrungen ausgetauscht, neue Kontakte geknüpft und Projektideen vertieft. Besonders relevante Themen wurden intensiver diskutiert und mit ersten Zwischenergebnissen aus den laufenden Modellprojekten und Feldtests hinterlegt.

Nach ersten Ansätzen der eigenen Strukturierung von Themen und Geschäftsmodellen wird nun weitgehend auf die seit Beginn 2012 vorliegenden Architekturbeschreibungen nach dem Schichtenmodell zurückgegriffen und deren Begriffsdefinitionen (z.B.: Flexibility Operator; Funktionen; Rollen; Use Cases; ...) verwendet.

Aus der Vielzahl an angesprochenen und noch möglichen Fragestellungen werden in diesem Kapitel zwölf besonders relevante Themenbereiche mit dem Fokus auf relevante Use Cases und in Vorbereitung befindlichen Geschäftsmodellen ausgewählt und als „Lessons learnt“ dargestellt.

Die Aufbereitung der Themen erfolgt durch Beispielprojekte, ersten Erkenntnissen und daraus abgeleiteten Empfehlungen an Stakeholder. Informationsquellen sind dabei der Erfahrungsaustausch aus den D-A-CH Task Force Workshops, seit März 2012 vorliegende Zwischenergebnisse aus den Modellprojekten der D-A-CH Region sowie weitere aktuelle Positionspapiere, Fachartikel und umfassende wissenschaftliche Zukunftsstudien zum „Future Energy Grid“.

Die zwölf ausgewählten Lessons Learnt sind:

- 1. Smart Grids sind Voraussetzung für die Energiewende**
- 2. Die Grundlage: Sensorik im Netz zur Verteilnetzautomatisierung**
- 3. Fluktuierende Erneuerbare Energie bedingen Flexibilisierung und Lastverschiebung**
- 4. Erfolgreiche Geschäftsmodelle können marktwirtschaftlich durch ideelle Mehrwerte oder volkswirtschaftlich getrieben sein**
- 5. Zellenmanagement bedeutet einen zeit- und ortscharfer Lastausgleich im Netzbetrieb**
- 6. Flexible Tarife für Netz und Energie ermöglichen das Zellenmanagement und die Ausrichtung auf ein Smart Grids Gesamtoptimum**
- 7. Smart Home: Kommunikationstechnologien und Energiesysteme wachsen zusammen**
- 8. Demand Side Management: Gezielte Lastverschiebung bei Industrie, Gewerbe und Kommunen**
- 9. Kundensegmentierung und Kundenbefragung: die richtige Ansprache ist entscheidend**
- 10. Das Schichtenmodell bringt Struktur in Use Cases, Geschäftsmodelle und Marktumfeld**
- 11. Die Regulatorischen Rahmenbedingungen bedingen die Rollen in Smart Grids Geschäftsmodellen und ermöglichen Investitionen in innovative Technologien**
- 12. Eine Forschungsagenda und ein wissenschaftliches Kompetenzzentrum begleiten die Smart Grids Evolution**

3.1 Smart Grids sind Voraussetzung für die Energiewende

Neue Treiber und Ziele wirken auf das bestehende Energiesystem

Wichtiger Treiber ist der flächendeckende Ausbau erneuerbarer Energietechnologien in Europa zur Erreichung der Energie- und Klimaziele bis 2020 und vor allem einer Low Carbon Society bis 2050. Zusätzlichen Schwung erhielt die Energiewende im Sommer 2011 durch die Wiederaufnahme des Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland. In Zukunft werden zentrale Erzeugungsanlagen und dezentrale, fluktuierende Erzeugungseinheiten zusammen operieren und die Energieversorgung der Hochtechnologiestandorte in Europa sicher stellen. Zusätzlich werden im Süden und Norden Europas völlig neue Erzeugungsstrukturen in Form von Off-Shore Windparks und Projekten wie Desertec entwickelt.⁶

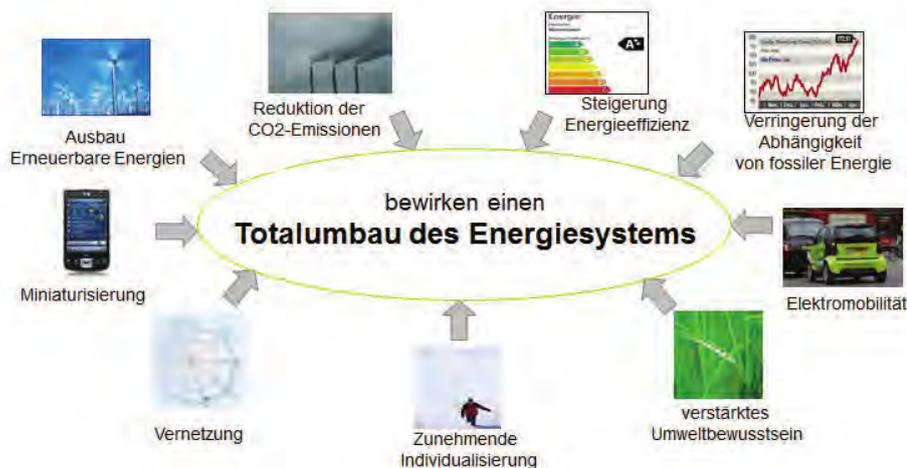
Die kritische Infrastruktur „Netze“ und alle damit verbundenen Technologiekomponenten tragen dabei eine große Verantwortung.

Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) werden eine zentrale Rolle spielen: Mit ihrer Hilfe können intelligente Energiesysteme betrieben werden, in denen viele Erzeugungsanlagen - zunehmend auch solche mit Erneuerbaren Energien - mit den Einrichtungen der Stromnetze und den Strom verbrauchenden Endgeräten kommunizieren. Viele der Initiativen und Aktivitäten in diesem Bereich werden international unter dem Begriff „Smart Grids“ zusammengefasst. „Smart“ steht in diesem Zusammenhang für die intelligente Nutzung aller zur Verfügung stehenden Ressourcen sowie für die Optimierung und Integration des Gesamtsystems der Elektrizitätsversorgung - von der Gewinnung des Stroms über die Speicherung, den Transport, die Verteilung bis hin zur effizienten Verwendung.⁷

⁶ VDI Fachzeitschrift Technik in Bayern; 06/2011

⁷ BWK –Das Energimagazin; Springer und VDI Verlag; 06/2011 und 10/2011

Energiepolitische Ziele / Trends in der Gesellschaft



Klassische Struktur „zentraler Erzeuger verteilt den Strom auf viele kleine Abnehmer“ verändert sich

Abbildung 4: Wandel der energiepolitischen Ziele und Trends in der Gesellschaft (SMGS, 2011)

Die Herausforderungen für das Energiesystem der Zukunft: erneuerbar, dezentral, fluktuierend, flexibel, wandelbar und speicherbar

Der Wechsel zu Erneuerbaren Energien bedeutet meist eine fluktuierende Stromerzeugung. Das Stromangebot, das aufgrund des zunehmenden Anteils von Windparks und Photovoltaik (PV)-Anlagen stärker fluktuiert, muss mit der ebenfalls schwankenden Nachfrage deckungsgleich zusammengeführt werden. Zusätzlich stellt sich das Problem, dass ein großer Teil dieses Angebots auf dezentraler Einspeisung beruht, also von Anlagen, die in das Verteilnetz einspeisen. Während der Stromfluss früher Top-Down, also von hoher zu niedriger Spannung verlief, kommt es nun vermehrt zu Rückflüssen aus den unteren Spannungsebenen.

An diesen bidirektionalen Stromverkehr muss die Netzinfrastruktur angepasst werden. So sollen beispielsweise vermehrt intelligente Ortsnetzstationen erbaut und damit das Verteilnetz für die Koordination bidirektionaler Lastflüsse ausgerüstet werden. Im gesamten Verteilnetz erhöht sich der Bedarf für die zeitlich hoch aufgelöste Messung, Regelung und Automatisierung des Stromflusses. Zusätzlich zu den aktuellen Entwicklungen auf der Erzeugerseite wird sich zukünftig die Verbrauchscharakteristik verändern: Elektromobilität, Wärmepumpen und weitere Verbraucher werden eine neue Dynamik in das Verteilnetz bringen und in das Smart Grids eingebunden sein. Variable Tarife können ebenfalls zu einer erhöhten Netzbelastung führen. Bei weiterer Umstellung auf erneuerbare Energieträger ist damit zu rechnen, dass zunehmend Strom auch zur Bereitstellung von Wärme und Mobilitätsenergie dient. (Future Energy Grid. acatech, 2012)

Die Diskussion um eine sinngemäße Verwendung der Begriffe Smart System, Smart Grids, Smart Market, intelligentes Netz oder IKT-basierte Stromversorgung lässt sich auf einen Nenner bringen: Die Elektrizitäts(Energie)versorgung soll nachhaltig optimiert werden. Diese Optimierung des Gesamtsystems betrifft Stromgewinnung, Speicherung, den Transport, die Verteilung und die effiziente Verwendung.

In Österreich wird dies in mehreren Smart Grids Modell- und Pionierregionen erprobt. Als Pionier und erste Smart Grids Modellregion Österreichs soll die Smart Grids Modellregion Salzburg genannt werden, die vom Bundesministerium für Verkehr, Infrastruktur und Technologie und dem Klima- und Energiefonds gefördert wird. Die zukünftige IKT-basierte Stromversorgung findet auf drei Systemebenen mit unterschiedlichen Aufgaben und Anforderungen statt: Die geschlossene Systemebene, die IKT-Infrastrukturebene und die vernetzte Systemebene.

In einem umfassenden Abstimmungsprozess wurde in Deutschland die Definition von Smart Grids, ihren Bestandteilen und ihrem Umfeld grafisch dargestellt. Smart Grids schließt demnach aus Sicht von E-Energy sowohl die geschlossene Systemebene des Stromsystems von der Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Verteilnetze als auch die Ebene der IKT-Infrastruktur mit ein. Ausgehend von einem marktgetriebenen Modell werden auch bestehende und neue Energiemärkte und Dienstleistungen in die Smart Grids Definition einbezogen.

Weitere Komponenten und Dienstleistungen wie die Elektromobilität, Industrielles Energiemanagement, Smart Home, Speichertechnologien sowie auch die dezentrale Energieerzeugung sind Teil der „Smart Energy“ Welt.

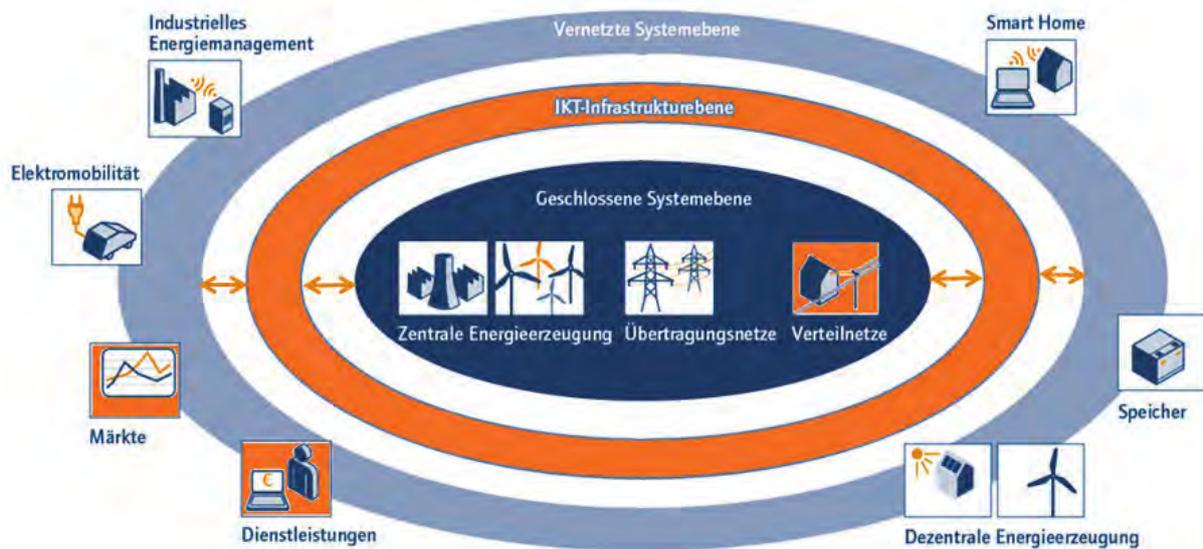


Abbildung 5: Aufbau und Bestandteile des abstrakten und vereinfachten Systemmodells mit ausgewählten, grundlegenden Technologien, Funktionalitäten und Anwendungsbereichen

Als Ergebnis von Workshopdiskussionen wurde auf Basis dieser grafischen Definition festgehalten:

- Speichertechnologien sind durch die bestehend enge Integration von Pumpspeicherkraftwerken in das Stromsystem Teil der geschlossenen Systemebene und damit ein essentieller Bestandteil von zukünftigen Netzüberlegungen in Österreich.
- Die Integration dezentraler Erzeugung wird als zentraler Treiber für Smart Grids Anwendungen gesehen und daher auch stärker in die Smart Grids Welt eingebunden.

3.2 Die Grundlage: Sensorik im Netz zur Verteilnetzautomatisierung

Um auch künftig eine hohe Versorgungsqualität in den Verteilnetzen zu gewährleisten, muss der Kenntnisstand über den aktuellen Netzzustand verbessert werden. Erst auf Basis dieser Informationen werden die sinnvolle Steuerung von Lasten, das normgerechte Einhalten des Spannungsbandes oder eine Auslastungsbewertung der Netzsegmente möglich. Damit ist der Aufbau von Sensorik eine „Pflichtübung“ einer intelligenten Netznutzung und –steuerung. Dazu muss weiters in den Aufbau von Kommunikationsanbindungen, Serverstrukturen und Rechenzentren investiert werden. (Smart Grids in Deutschland. bdew und zvei; 2012).

3.2.1 Zeit- und ortsgenaue Information in E-Energy Modellprojekten

In den E-Energy Modellprojekten werden neue Netzbetriebsmittel getestet, um die Netze optimal zu nutzen und unkontrollierbaren Zuständen vorzubeugen:⁸

- Zeit- und ortsgenaue Information von vielen Punkten im Netz ist erforderlich
- Positionierung an geeigneten Punkten im Netz (Zellenmanagement)
- Teilweise können dies die intelligenten Zähler in Haushalten und Betrieben sein
- Speziell entwickelte Geräte entlang der Versorgungsstränge
- Intelligente Ortsnetzstationen werden angesteuert und senden Preis- und Steuersignale an die Erzeugungs- und Verbrauchsgeräte
- Zuverlässige Prognosen (kurz-, mittel- und langfristig) sind erforderlich, um zuverlässige Aussagen über Erzeugung und Verbrauch treffen zu können

3.2.2 Intelligenten Ortsnetzstationen mit „Smart IED“

Erfahrungen aus Pilotprojekten belegen, dass durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren circa 90 % aller Spannungsabweichungen ausgeglichen werden können. Befinden sich zusätzlich blindleistungsfähige Wechselrichter in den betroffenen Netzsegmenten, können diese ebenfalls zur Stützung der Spannungshaltung herangezogen werden. Regelbare Ortsnetztransformatoren für den Einsatz in der Niederspannung werden ca. ab Sommer 2012 in Serienfertigung gehen.

Durch den Einsatz einer intelligenten Regelung im Zusammenspiel von steuerbaren, blindleistungsfähigen Wechselrichtern und einer intelligenten Ortsnetzstation (Smart IED)

⁸ Smart Energy made in Germany. B.A.U.M.; 2012

kann nach Experteneinschätzungen lokal unter bestimmten Prämissen eine verbesserte Auslastung der bestehenden Verteilnetzinfrastruktur um 20 bis 25 % erzielt werden.

Ohne Kommunikationsverbindungen und Dateninfrastruktur werden die Nutzung von Informationen und eine daraus resultierende zielgerichtete Steuerung von Aktoren im Netz nicht möglich sein. Als etablierte Kommunikationsstandards in der Energieverteilung liegt die Verwendung der IEC 61850 nahe. Neben den internationalen IEC-Standards sind für die Interaktion mit Technologien aus dem Bereich der Gebäudeleittechnik und bereits vorhandenen kommunikationsfähigen Zählern Protokolle wie M-Bus oder Modbus RTU anwendbar. Als Übertragungsmedien bieten sich leitungsgebundene oder drahtlose Kommunikationstechnologien an. Leitungsgebundene Optionen sind Glasfasernetze, Kupfernetze (mit xDSL), Schmalband PLC und Breitband PLC. Drahtlose Möglichkeiten sind GSM, UMTS, LTE, WiMax, Richtfunk, Digitaler Betriebsfunk (DMR) und Tetra. Zu beachten sind allerdings immer die notwendigen Übertragungsraten sowie die Aspekte der Datensicherheit.⁹

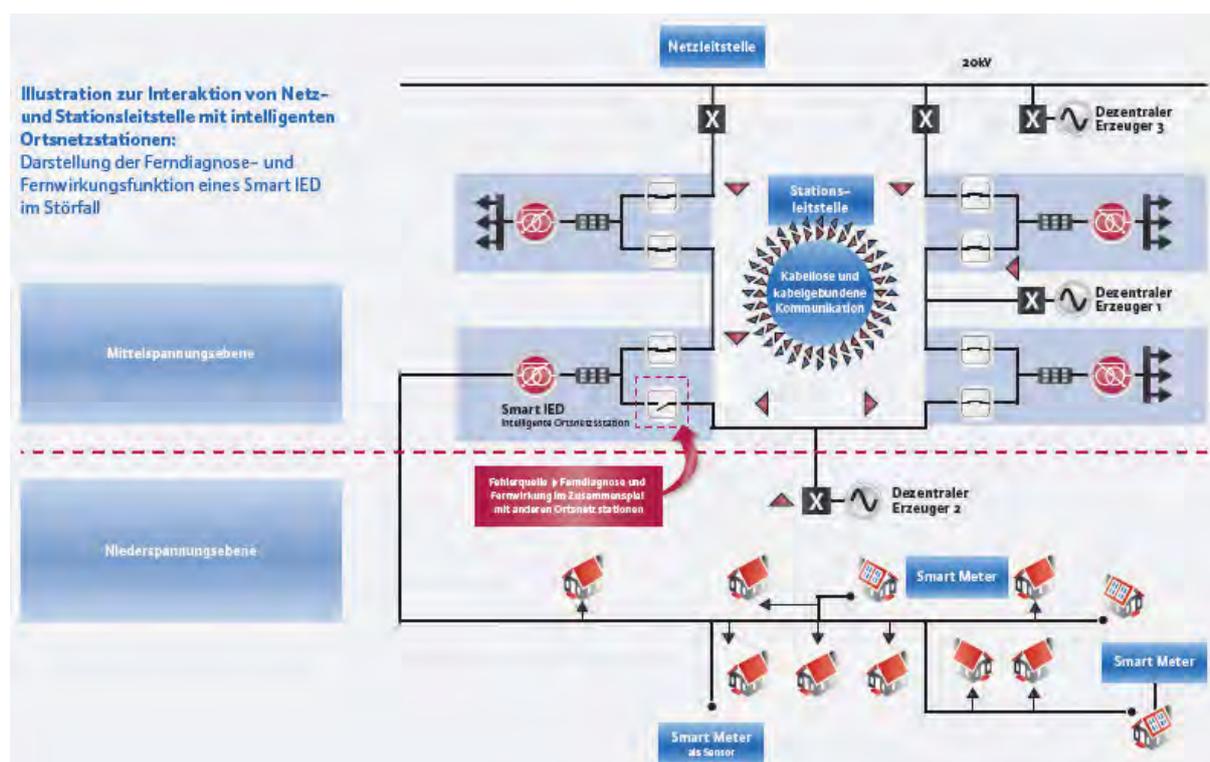


Abbildung 6: Interaktion von Netz- und Stationsleitstelle mit intelligenten Ortsnetzstationen

⁹ Smart Grids in Deutschland. bdew und zvei; 2012

Smart Meter als Hilfsmittel für mehr Transparenz in der Energieversorgung

Als wertvolle zusätzliche Helfer können intelligente Messgeräte (Smart Meter) in Haushalten und betrieblichen Verbrauchern punktgenau Aufschluss über Strombedarf, Netzspannung und Frequenz geben.

Um diese Informationen zur Steuerung der Verteilnetze oder zur Lastverschiebung von fluktuierender, Erneuerbarer Energie hin zu flexiblen Verbrauchern verschieben zu können, sind zeitnahe Daten und eine ausreichende IKT-Infrastruktur notwendig.

3.2.3 Automatisierte Verteilnetze in der Smart Grids Modellregion Salzburg

Die zahlreichen Projekte der Smart Grids Modellregion Salzburg zum Stromnetz setzen auf eine weitgehend automatisierte Spannungsregelung und erproben ein zentrales sowie ein regionales Regelungsmodell.

Ziel des Projektes **DG Demonetz** ist es, möglichst viele dezentrale Erzeuger in ein bestehendes Mittelspannungsnetz zu integrieren und gleichzeitig die Qualität der Versorgung zu sichern. Es wurde eine Testplattform entwickelt, um mit intelligenten Spannungsregelungskonzepten eine möglichst hohe Dichte an dezentralen, erneuerbaren Einspeisern ohne Leitungsverstärkung im Verteilnetz zu ermöglichen¹⁰

- Die Untersuchungen auf Basis numerischer Netzsimulationen mit den Daten von drei realen Mittelspannungsnetzen zeigen, dass innovative Spannungsregelungskonzepte zur Integration dezentraler Erzeugeranlagen technisch realisierbar und im Vergleich zur konventionellen Leitungsverstärkung wirtschaftlich konkurrenzfähig sind. Ein notwendiger Netzausbau kann verzögert oder punktuell sogar verhindert werden.
- Der Nutzen wird in Form von höherer Anschlussleistungen bzw. einer höheren integrierbaren Dichte an dezentralen Erzeugern in die bestehende Netzinfrastruktur erbracht.
- Ein wesentliches Ergebnis ist, dass der Spielraum am Spannungsband, der durch die innovativen Spannungsregelungskonzepte gewonnen werden kann, eine erhebliche Steigerung der integrierbaren Dichte an dezentrale Erzeugungsanlagen ermöglicht (von ca. 60 % auf 90 % der Starklast in einem der drei betrachteten Netze). Dies bedeutet, dass neben konventionellen Maßnahmen zur Netzintegration dezentraler Erzeugeranlagen auch neue, „aktivere“ Methoden technisch realisierbar und im

¹⁰ Homepage SGMS: <http://www.smartgridssalzburg.at/forschungsfelder/stromnetze/dg-demonetz/> , 10.2.2012.

BMVIT, Berichte aus Energie und Umweltforschung 12/2010, DG DemoNetz - Konzept: http://www.smartgridssalzburg.at/fileadmin/user_upload/downloads/Endbericht_DG-DemoNetzKonzept.pdf , 10.2.2012.

Vergleich zu konventionellen Netzverstärkungsmaßnahmen wirtschaftlich konkurrenzfähig sind.

- In den betrachteten Netzabschnitten ist auf Basis der Simulationen eine Reduktion der Kosten für die Netzintegration der Erzeugungsanlagen von 30 % bis 85 % gegenüber dem Referenzszenario Leitungsverstärkung möglich. Die Dichte an dezentralen Energieerzeugern in den drei Netzabschnitten könnte dabei um bis zu 90 % erhöht werden.
- Die kostengünstigste Variante „Längsreglereinsatz“ erreicht den Kostenvorteil vor allem durch die im Projekt gewählte DG Zubaustrategie (Zubau eines Großteils der zusätzlichen Anlagen innerhalb eines Netzabzweigs). Der alleinige Einsatz dieser Variante wird daher in der Praxis nicht immer den gewünschten Effekt zeigen. Daher können auch die anderen untersuchten Varianten bzw. eine geeignete Kombination in Zukunft durchaus eine Anwendung finden.
- In den Simulationen haben sich die beiden Regelungskonzepte „Koordinierte Spannungsregelung“ und „Fernregelung“ sehr wirkungsvoll erwiesen. Daher werden besonders diese beiden Konzepte in Zukunft weiterverfolgt.
- In Hinblick auf die gewählte Methode des Zubaus neuer DG Anlagen wird die Annahme vorausgesetzt, dass der Netzbetreiber diese Anlagen den Netzzugang garantiert. Dies führt in der Realität oft zu sehr hohen Netzanschlusskosten, sodass die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlage unter Umständen nicht mehr gegeben ist.
- Die Kosten für den Einsatz der Regelungskonzepte, liegen je Netzabschnitt, abhängig von der Laufzeit und Synergien zu anderen Projekten, im Bereich von:
 - Koordinierte Spannungsregelung: ca. 150 k€ - 400 k€
 - Fernregelung: ca. 106 k€ - 288 k€

(Die Werte sind Abschätzungen; vor allem Personal- und Engineeringkosten für ein Umsetzungsprojekte können stark abweichen)

- Die entwickelten Spannungsregelungskonzepte bedeuten für die derzeitige Netzbetriebsweise und die Rahmenbedingungen für den Netz- und Anlagenbetreiber eine große Neuerung.
- Folgende Fragestellung wurde während des Projektes aufgeworfen:
 - Wie sehen die betrieblichen Anforderungen wie z.B. Trennstellenverlagerung, Ersatzstromversorgung, Netzfehler an die Regelungskonzepte aus und welche Methoden ermöglichen eine vereinfachte Planung eines Netzes mit aktiver Spannungsregelung?

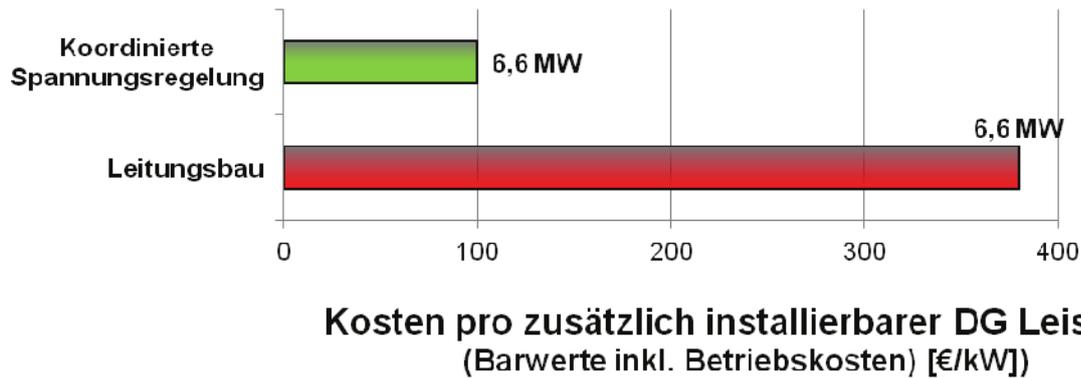


Abbildung 7: Ergebnisse Netzsimulation und wirtschaftliche Bewertung (SGMS Zwischenergebnisse. Salzburg AG; 2012)

Aus der Überführung der Ergebnisse des Demonstrationsprojektes in den Netzbetrieb können folgende Barrieren und Empfehlungen an Stakeholder abgeleitet werden:

Barrieren:

- Wirtschaftlichkeit von ZUQDE-Lösungen wird stark davon beeinflusst inwieweit das bestehende Netz an der kritischen Auslastung betrieben wird
- kein standardisierbares Produkt → Lösungen müssen netzspezifisch für den Einzelfall erarbeitet werden
- Systemnutzungstarife & Marktregeln

Empfehlungen an die Stakeholder

- Strukturoptimierung der Systemnutzungstarife (Leistungsorientierung)
- Anpassung der Marktregeln: Einbindung von steuerbaren Lasten
- Entwicklung von „Allokationsmodellen“ für aktive Erzeuger/Lasten (Welchen Beitrag liefern aktive Einspeiser am gesamten Netzbetrieb – wie wird der Zusatznutzen verteilt)
- Fragestellung: Wenn eine Anlage aktiv zur Regelung beiträgt, dabei aber auch andere Anlagen profitieren, wie werden die damit verbundenen Kosten auf die einzelnen Anlagenbetreiber aufgeteilt?

3.2.4 Gap Analyse: Forschungsbedarf bei Automatisierung von Verteilnetzen

Main focus of national projects referring to this functional project is on the increase of low voltage grid monitoring and control features especially for active resources. Further knowledge on the latter will help to reduce network losses by optimising the utilisation of existing LV network assets and the integration of storages which are also issues looked at in the majority of European projects.

Objectives not met

- Increase the network availability/power quality in presence of high penetration of active resources
- Interaction of LV distribution networks with high share of active resources with medium voltage networks
- Advanced stand-alone power electronics solutions in LV networks (eg compensation of disturbances)
- MV/LV transformers (OLTC)
- LV DC equipment

Objectives partially met

- Increase the low voltage grid monitoring and control features especially for active resources (e.g. PV, EV, storages)
- Optimization of the utilization of existing LV network assets
- Involvement of storage uses in LV network
- Enable increased participation of grid users in network operation/ energy markets
- Containment of costs compared with a “business as usual” approach (network reinforcement)
- Develop and monitor LV protection systems for two-way power flow in LV networks
- Reduction in network losses
- Open new business opportunities related to “ancillary services” (e.g. voltage control, reactive power provision) for the low voltage network
- LVDC network architecture, enabling better throughput of energy in LV network and easier connection point for DG units (piloted in Finland within SGEM program)

Recommendations – how to close these gaps?

- none of the objectives is completely finished

- to start with networking/know-how exchange in the area of the main focus of national demonstration projects (LV grid monitoring and control)
- to start with large-scale demonstration and supporting R&D projects in the area of partly achieved objectives:
 - Increase the low voltage grid monitoring and control features especially for active resources (e.g. PV, EV, storages)
 - Optimization of the utilization of existing LV network assets
 - Involvement of storage uses in LV network
 - Enable increased participation of grid users in network operation/energy markets
 - Containment of costs compared with a “business as usual” approach (network reinforcement)
- to start with R&D and small demonstration projects in the area of located gaps:
 - Increase the network availability/power quality in presence of high penetration of active resources
 - Interaction of LV distribution networks with high share of active resources with medium voltage networks
 - Advanced stand-alone power electronics solutions in LV networks
 - MV/LV transformers (OLTC)
 - LV DC equipment

3.3 Fluktuierende Erneuerbare Energie bedingen Flexibilisierung und Lastverschiebung

Der Faktor „Flexibilisierung des Verbrauchs“ beschreibt die Möglichkeiten, die Nutzung elektrischer Energie, also die Last im Stromnetz, an die Rahmenbedingungen der Erzeugung anzupassen. Dies steht im Kontrast zum derzeit praktizierten Lastfolgebetrieb, in dem die Bereitstellung der Energie dem Verbrauch folgt. Treiber für eine Flexibilisierung des Verbrauchs sind in Deutschland die zunehmende Integration dezentraler und fluktuierender Energieanlagen, wie Windkraft- und PV-Anlagen, unter Erhalt der Versorgungssicherheit und Steigerung der Energieeffizienz.

Der zweite Ansatz, um Erzeugung und Verbrauch aufeinander abzustimmen, wird als DSM oder auch Laststeuerung bezeichnet. Dieses Prinzip zielt darauf ab, den Energieverbrauch an das weniger planbare, fluktuierende Angebot anzupassen. Steht wenig Leistung zur Verfügung, können zum Beispiel einige Verbraucher für einen begrenzten Zeitraum von der Stromversorgung getrennt oder in ihrem Leistungsbezug reduziert werden. In Phasen mit hohem Energieangebot ist es im Gegenzug möglich, zusätzliche Verbraucher – im Rahmen eines Frontloading – frühzeitig mit Energie versorgt werden.

Der Ansatz der Laststeuerung ist ganz besonders zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung Erneuerbarer Energie relevant. Um eine möglichst effiziente Versorgung sicherzustellen, bietet sich daher die Verschiebung der Last in Zeiten mit einem ausreichenden Energieangebot an. Für eine aktive Laststeuerung in Bezug auf kurzfristige Änderungen im Energieverbrauch sind neuartige Regelungsautomatismen erforderlich.

Dieses Zukunftsbild zeigt, dass es für Verteilnetze in Zukunft nicht nur das Ziel der Vergleichmäßigung der Lasten im Netzbetrieb geben wird, sondern auch die Notwendigkeit Spitzenlasten durch fluktuierende Einspeiser im Netz zu verschieben.

Die Treiber und Organisation der Lastverschiebung können dabei in unterschiedlichen Modellen und Märkten geschehen. Im Rahmen der D-A-CH Task Force wurden drei Ansätze besonders deutlich:

- E-Energy Modellprojekte versuchen zeit- und ortsgenau durch Zellenmanagement in marktbasierenden Modellen, Lasten zur Stabilisierung des Netzes UND zur Optimierung des Kundennutzens zu verschieben.
- In österreichischen Modellprojekten und insbesondere in der Modellregion Salzburg steht die Stabilisierung des Netzes durch den Netzbetreiber und die Minimierung der Netzausbau und -betriebskosten im Vordergrund
- In der Schweiz liegt der Fokus auf die flächendeckend in großer Zahl vorhandenen Nachtspeicherheizungen, die zur Flexibilisierung und Lastverschiebung aus Sicht des Netzbetriebes und der Energievermarktung herangezogen werden.

Viele Denkansätze und Projekte fokussieren dabei auf Haushalte und dabei wieder verstärkt auf Einfamilienhäuser in ländlichen Gebieten. Lastverschiebungspotenziale durch Haushaltsgeräte stehen dadurch im Vordergrund. Auch in E-Energy Modellprojekten werden Feldtests auf flexiblen Tarifen für Endkunden, Information und Energiemanager durchgeführt und Ende 2012 ausgewertet.

Ein wichtiger Faktor ist das Heben bereits jetzt vorhandener Potenziale wie es bei der Einbeziehung der Rundsteueranlagen und Nachtspeicherheizungen in Smart Grids Regelsysteme gegeben ist. Die Pufferung von Spitzenenergie in Niedertemperatur-Wärmeanwendungen wie Wärmepumpen oder Kühlanlagen hat in den bisherigen Projekten zu den größten Potenzialen in Lastverschiebung und Flexibilisierung geführt.

3.3.1 Smart Voltage Grids: Blindleistungsregelung im Niederspannungsnetz

Die zentrale Fragestellung lautet: Wie können zukünftig zu erwartende hohe Dichten an Photovoltaik-Anlagen und E-Fahrzeugen durch intelligente Planung, Echtzeit-Beobachtung und aktives Netzmanagement optimal in die Niederspannungsnetze integriert werden?

Das Projekt Modellgemeinde Köstendorf nimmt die Zukunft im Niederspannungsnetz vorweg, es konzipiert, simuliert und erprobt, wie die intelligenten Netze auf der Ebene des untersten Verteilnetzes funktionieren.

Geschäftsmodell

Der Einsatz von Spannungs- und Blindleistungsregelung zur Integration eines hohen Anteils an PV-Erzeugern & E-Fahrzeugen (rd. 50 % der Gebäude) ins Niederspannungsnetz kann dem vermiedenen Netzausbau gegenübergestellt werden. Als Zusatznutzen wird eine Effizienzsteigerung durch Verlustminimierung erreicht.

Key-Learnings aus dem Projekt

- Die Regelung erfolgt dabei durch den Verteilnetzbetreiber und in erster Linie zur Stabilisierung des Netzes. Ein Markt für Endkunden mit Erzeugung- oder Verbrauch aktiv am Smart Grids System teilzunehmen ist nicht gegeben.
- Der Nutzen des Projektes liegt in der durch Spannungsregelung, Blindleistungs- und Verlustoptimierung im Niederspannungsnetz verbesserten Ausnutzung der bestehenden Netzinfrastruktur.
- Für den Kunden ist nur ein Nutzen ersichtlich, wenn zwei unterschiedliche Netzanschlussangebote gestellt werden. Angebot 1: konventionelles Netzanschlussangebot, Angebot 2: (günstigeres) Netzanschlussangebot mit intelligenter Spannungsregelung. Die Zahlungsbereitschaft für diesen entstanden

„Einsparungsbetrag“ ist idR beim Kunden nicht gegeben und somit in die Systemnutzungstarife einzurechnen.

- Netzbetreiber müssen bestehende Normen im Netzbetrieb einhalten. DG Demo LV ist eine technische Lösung welche dies ermöglicht. Aus diesem Grund ist der Netzbetreiber Hauptnutznießer des Projektes.

Empfehlungen an die Stakeholder

- Die Realisierung des Geschäftsmodells scheidet derzeit an einer nötigen Anpassung der Systemnutzungstarife. Tarife welche derzeit einen hohen arbeitsspezifischen Verrechnungsanteil haben, sollte leistungsorientierter gestaltet werden.
- Eine Abstimmung der Marktregeln zur Einbindung von steuerbaren Lasten in der Mittelspannungsebene, und im Speziellen für die Niederspannungsebene unter Berücksichtigung der E-Mobilität, ist noch nicht gegeben. (Anmerkung: Diese Diskussion wurde in vielen nationalen Arbeitsgruppen bereits in Bewegung gebracht: z.B.: Projekte AMP / EMPOR A – Ladesteuerung EVs, NTP SGA – Aggregator
- Eine Abstimmung der Marktregeln zur Einbindung von steuerbaren Lasten in der Mittelspannungsebene, und im Speziellen für die Niederspannungsebene unter Berücksichtigung der E-Mobilität ist wünschenswert.
- Forschungsbedarf ist im Bereich des Aggregators (Rolle des Aggregators) und im Bereich der Strukturoptimierung von Systemnutzungsentgelten gegeben.

3.3.2 Wärmepumpen, Kühltürme und Kühltürme als Puffer

Die Wärmepumpe kann lokale Einspeise-Überschüsse, die bei Wind- und Photovoltaikstrom auftreten, in Form von Wärme speichern. Sie wird von vielen Netzbetreibern in Abhängigkeit der gesetzlichen Regelungen mit einem hohen Potenzial für eine netzentlastende Nutzung des Stroms aus Photovoltaikanlagen vor Ort bewertet.

Wärmepumpen können flexibel eingesetzt werden und beispielsweise über ein Preissignal gesteuert werden (vertriebliches Lastmanagement). Der Bestand von derzeit circa 450.000 Wärmepumpen bietet bereits heute ein nennenswertes Potenzial für das Lastmanagement. Bis 2020 rechnet der Bundesverband Wärmepumpe (BWP) für Deutschland mit rund 1,2 bis 1,5 Millionen Systemen, die etwa 4.400 MW elektrischer Anschlussleistung darstellen. Für 2030 erwartet der BWP, je nach Rahmenbedingungen, 2,0 bis 3,5 Millionen installierte Wärmepumpen-Anlagen. Um die nutzbare Leistung und die Zeitdauer zu vergrößern und relevante Mengen an Regelenergie anzubieten, können einzelne Wärmepumpen gebündelt und zu virtuellen Großverbrauchern zusammengeschlossen werden.

Durch die lokale Netzeinbindung bietet sich die Wärmepumpe insbesondere für die dezentrale Netzentlastung an. Mit zusätzlichen Investitionen in größere Pufferspeicher oder bei Gebäuden mit einer hohen thermischen Speicherfähigkeit können Wärmepumpen über

deutlich längere zusammenhängende Zeiträume in ein regionales Lastmanagement einbezogen werden.

Das E-Energy Modellprojekt moma hat die Potenziale von Kühlanlagen im privaten und gewerblichen Bereich untersucht. Das Ergebnis:

Anders als bei den anderen Anlagen kann bei Haushaltsgeräten sowie Klein- und Kleinstanlagen fast die gesamte theoretisch verschiebbare Leistung auch tatsächlich nach vorn oder hinten verschoben werden. Die untere Grafik zeigt, dass für ca. 30 Minuten fast 20 % der installierten Leistung durch Abschalten oder verzögertes Einschalten als positive Regelleistung genutzt werden können. Größere Kühlanlagen können ihren Verbrauch über längere Zeit (in diesem Fallbeispiel bis zu 4 Stunden) verlagern. (Smart Energy made in Germany. B.A.U.M.; 2012)

3.3.3 Building to Grids Projekt der SGMS

Building to Grids untersucht, welche Möglichkeiten es gibt, die in Gebäuden installierten großen Stromverbraucher intelligenter zu steuern und damit die Gebäude zu wichtigen Smart Grids Komponenten zu machen. Die Idee dahinter ist, z.B. Wärmepumpen, Boiler, Heizungen oder Kühlaggregate in ihrem Verbrauch besser zu koordinieren und damit die Spitzenlasten im Netz zu senken. Der Kompressor einer Kühlanlage läuft nicht ständig, sondern nur dann, wenn eine bestimmte Temperatur über- oder unterschritten wird. Das muss nicht zufällig ablaufen, sondern kann auch gesteuert werden. Ähnliches gilt für Klimaanlage oder Heizungen.

Das in E-Energy angedachte Regelkonzept für Erzeuger und Verbraucher von Strom kann als Input für ein Regelkonzept zwischen den Teilnehmern Stromvertrieb, Netzbetreiber, Smart Grids Controller (vgl. „Energiemanager“, Building Agent, Erzeuger und Verbraucher im Projekt B2G herangezogen werden:

Geschäftsmodell

- Flexibilitäten beim elektrischen Verbrauch bzw. der Erzeugung werden auf Gebäudeebene aggregiert. Die Berücksichtigung des Gebäudeverhaltes ist dabei entscheidend (wann und für welchen Zeitraum stehen Flexibilitäten zur Verfügung)
- Geplante Lastgänge bzw. Lastabwürfe können zur Energiemarktoptimierung (Day Ahead) eingesetzt werden. Spontaner Lastabwurf wird hingegen eher für das Netzlastmanagement oder die Regelleistung-Bereitstellung eingesetzt.
- Einschränkungen im Geschäftsmodell ergeben sich aufgrund des vorgegeben Komfortbandes für das Gebäude (Raumtemperatur, Feuchte etc.) sowie Prioritätssignale des Smart Grids Controllers bei kritischen Netzzuständen.
- Dem Kunden kann aus heutiger Sicht ein variabler Tarif oder ein Pauschalbetrag für die Flexibilität angeboten werden.

- Auf bereits in Rundsteueranlagen erfasste Kunden (Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen) kann in einem ersten Schritt nahezu flächendeckend zurückgegriffen werden, da diesen bereits jetzt Elemente dieses Geschäftsmodells angeboten werden.

Die wesentlichsten Lessons-Learnt lauten:

- Gebäude im Neubau haben Lastverschiebungspotential (Niedrigenergiehaus und Passivhaus)
- Technische Voraussetzungen im Gebäude sind Voraussetzung (z.B. Raumtemperaturen) Gibt es eine Kosten- / Nutzen-Betrachtung? Wenn ja, Ergebnisse?
- In Österreich sind derzeit noch keine entsprechenden Marktmodelle implementiert
- Für B2G werden daher künstliche Marktmodelle entworfen
 - Lastabwurf unter Einhaltung der Komfortgrenzen
 - Steigerung des Potenzials durch Verschiebung der Komfortgrenzen
 - Komfortverletzungen durch spontane Abwürfe mit zwingenden Längen
- Reaktionen durch den Building-Agenten können getestet werden, ohne dafür einen künstlichen Markt implementieren zu müssen



B2G - Automatisierte Lastverschiebung

Beispiel: Wärmepumpe im Salzburg AG Betriebsgebäude in St. Johann

- Gebäudehülle im Passivhausstandard mit Wärmepumpe + PV-Anlage
- Ergebnisse Gebäudesimulation für „kritischen Raum“

Außentemperatur in °C	-20	-3	1	10
Dauer der Auskühlung von 22°C auf 20°C in Stunden (gerundet)	10	17	22	44



Betriebsgebäude St. Johann mit kritischem Raum



Wärmepumpe ~8 kWel



PV-Anlage 5 kWp

Ausreichend Freiheitsgrade um die Betriebszeiten der Wärmepumpe ohne Komfortbeeinträchtigung auf die Netzanforderungen zu optimieren!

Abbildung 8: Automatisierte Lastverschiebung im Projekt B2G der Smart Grids Modellregion Salzburg. SGMS Zwischenergebnisse. März 2012

3.3.4 E-Energy Erkenntnisse zur Lastverschiebung aus den Zwischenergebnissen der Modellprojekte:

- Es gibt Einsparpotenziale im gewerblichen Bereich von bis zu 20 %, im privaten Bereich von 5 % bis max. 10 %.
- Im privaten Bereich reichen Lastverschiebungspotenziale bis zu 10 % (v.a. bei Wärmepumpen und Klimaanlage, in geringerem Umfang Spülmaschine, Trockner, Waschmaschine). Um sie zu heben, ist viel Aufklärung nötig.
- Lastverschiebungspotenziale sind im gewerblichen Bereich sehr hoch und teilweise schon heute wirtschaftlich attraktiv. Sie sind aber wegen der notwendigen Umstellungen im Produktionsprozess häufig nur durch intensive Beratung zu heben.
- IKT-Ansteuerung von flexiblen Erzeugungsanlagen (regelfähige Wechselrichter, stromgeführte Nutzung von KWK-Anlagen) und ortsgebundener Einkauf von Blindleistung können die Stabilisierung des Netzes unterstützen.
- Die intelligente Nutzung konventioneller Speicher (Pumpspeicher, Batterien) bietet Möglichkeiten für kurzfristigen Lastausgleich innerhalb eines Bilanzkreises. Für die Langzeitpufferung ist die Nutzung weiterer Speichertechnologien (z.B. Erzeugung von Wasserstoff oder Methan und Speicherung im Gasnetz) notwendig.

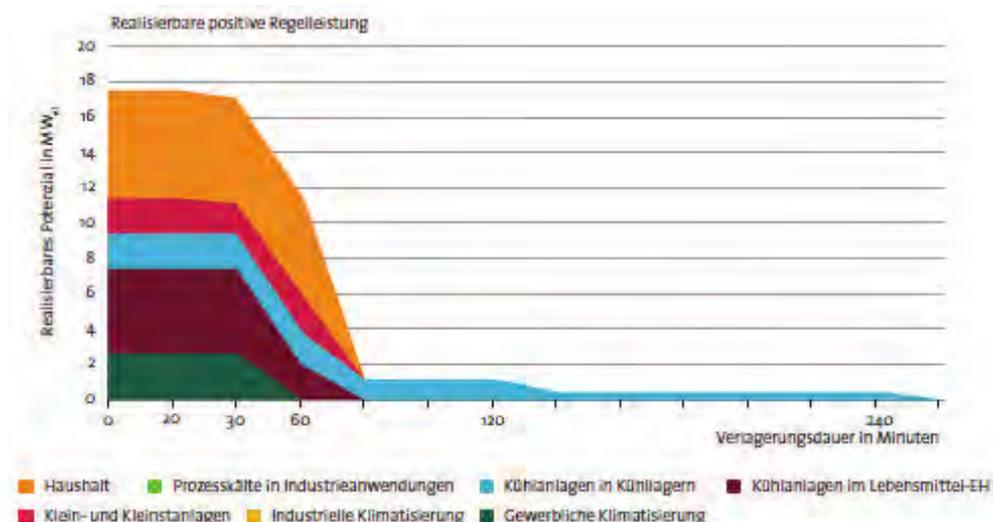


Abbildung 9: Realisierbare positive Regelleistung durch private und gewerbliche KÜhlanlagen im Modellprojekt moma (Smart Energy made in Germany. B.A.U.M.; 2012)

3.3.5 Gap analysis zeigt Defizite bei lokal begrenzten VPPs

- Establishing commercial and technical VPPs, often in residential areas. Apart from the technological challenge (which has more or less been mastered for manageable

numbers of participants), issues are being addressed on the relationships among participants (and between the VPP and external players like DSOs).

- Existing VPP approaches at large do not consider storages and consumer flexibility as special cases of power supply. Few projects only include both the management of generation and the management of consumption in a joint model (e. g. the VPS approach of AlpEnergy).

3.4 Erfolgreiche Geschäftsmodelle können marktwirtschaftlich durch ideelle Mehrwerte oder volkswirtschaftlich getrieben sein.

3.4.1 Die Suche nach erfolgreichen Geschäftsmodellen führt zu offenen Fragen

Ziel vieler laufender Modellregionen und Demonstrationsprojekte ist es, erfolgreiche Geschäftsmodelle vorzubereiten und aufzuzeigen. Neue Technologien werden getestet und die wirtschaftlich besten Lösungen umgesetzt.

Aus den Auswertungen ergeben sich unter anderem folgende Fragen, die zur Umsetzung es Smart Grids oder Smart Energy – Systems beantwortet werden sollten:

- Werden die Investitionen in Smart Grids Technologien bis hin zum Smart Meter Roll Out aus den Erlösen durch gesteigerte Effizienz im Energiesystem finanziert?
- Welche Geschäftsmodelle können rein marktwirtschaftlich getragen sein?
- Gibt es Investitionen die bewusst nicht über marktwirtschaftliche Mechanismen sondern aus volkswirtschaftlichen Überlegungen von der Allgemeinheit getragen werden?
- Ändert der Treiber der Energiewende bzw. der Integration fluktuierender erneuerbarer Energie die Sicht auf die volkswirtschaftliche Notwendigkeit von Investitionen in die Energieinfrastruktur?
- Gibt es ideelle Treiber in der Gesellschaft die Geschäftsmodelle und damit private Investitionen in das Energiesystem ermöglichen?

Ein großer Fokus liegt auf Zusatznutzen, die aus dem Zusammenwachsen von Energie- und IKT-System entstehen. Für kundenorientierte Geschäftsmodelle wie Energiemanagement, Smart Home und Elektromobilität werden große Wachstumsmärkte prognostiziert.

- Wie können diese Zusatznutzen technologisch und marktwirtschaftlich gehoben werden?
- Wer wird die sich daraus ergebenden neuen Funktionen (z.B: Flexibility Operator wahrnehmen)?
- Können Akteure, die in die Basisinfrastruktur investieren, auch von den erwarteten Geschäften der Zusatznutzen profitieren?
- Welche neuen Akteure zum Beispiel aus den Bereichen Internet, Telekommunikation und Smart Home werden durch die Zusatznutzen Teil von Smart Energy?

Viele dieser Fragen können heute nur teilweise beantwortet werden oder zeigen neuen Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

3.4.2 Gibt es selbsttragende Geschäftsmodelle?

Um die unterschiedlichen Zugänge zu Geschäftsmodellen aus Sicht der Smart Grids Region Salzburg und Diskussionen in der D-A-CH Task Force zusammenfassend darzustellen wurden drei Hauptmotivationen bzw. Treiber für Geschäftsmodelle identifiziert, wie die folgende Abbildung zeigt.

Gibt es selbsttragende Smart Grids Geschäftsmodelle?



Quelle: Salzburg AG, SG D-A-CH Kooperation - Strategieworkshop, 11.08.2011.

Abbildung 10: Arten von Smart Grids Geschäftsmodellen¹¹

Es werden drei Arten von Geschäftsmodellen identifiziert:

- **Gemeinwirtschaftliche Geschäftsmodelle** setzen auf das Finden eines volkswirtschaftlichen Optimums. Viele Systemdienstleistungen – auch zur Integration von erneuerbarer Energie – lassen sich im freien Marktumfeld aus heutiger Sicht nicht umsetzen. Ist die „Energiewende“ jedoch ein gesellschaftliches Ziel, so sollten auch die dazu notwendigen Investitionen in Netze und IKT-Infrastruktur über Tarife oder sozialisiert werden.
- **Geschäftsmodelle durch „ideelle Mehrwerte“** bezieht die Motivation und Antriebe von Endkunden mit ein. Diese Motivationen werden derzeit sowohl in den Projekten der SGMS als auch in E-Energy Modellprojekten untersucht.
- **Marktwirtschaftliche Geschäftsmodelle** finanzieren sich durch einen wirtschaftlichen Vorteil – idealerweise für alle Geschäftspartner. Dies kann durch

¹¹ Salzburg AG; SG D-A-CH Kooperation – Strategieworkshop, 11.08.2011

Komfort- oder Effizienzgewinn oder durch nicht getätigte Investitionen auf Grund besserer Regelung geschehen. Das Risiko bei wirtschaftlich erfolgreichen Geschäftsmodellen besteht in der Nichterfüllung eines Gesamtoptimums aus Sicht des Energiesystems oder der Volkswirtschaft. Geeignete technische und regulatorische Mechanismen müssen den Gesamtvorteil sicher stellen.

Für alle drei Arten von Geschäftsmodellen werden neue Funktionen erwartet, die von bestehenden oder neuen Akteuren abgedeckt werden. Das Setzen der Rahmenbedingungen sollte demnach sicher stellen, dass:

- Bestehende Akteure nicht durch technische oder organisatorische Barrieren den Markt und das Modell abschotten.
- Neue Akteure in größerem Ausmaß Nutzen aus den Geschäftsmodellen ziehen und die Investoren der Basisinfrastruktur – privat- und volkswirtschaftlich – mehrheitlich die Kosten zu tragen haben.
- Sich bestehende und neue Akteure ausschließlich an der Maximierung des wirtschaftlichen Zusatznutzens orientieren und damit die Optimierung des Netzes / Energiesystems nicht erreicht wird.

Das Finden ideeller Motive steht beim Projekt PEEM der SGMS im Vordergrund

Das Ziel des Projektes PEEM (Persuasive End-User Energy Management) ist es mit neuartigen „überzeugenden“ Strategien das Verbrauchsverhalten von Energieverbrauchern nachhaltig zu beeinflussen.

Aktuelle Mechanismen haben oft Nachteile in Bezug auf die lang anhaltende Effektivität, da anfängliche Begeisterung abschwächt sobald der Novitätsfaktor vorüber ist. Die Entwicklung eines am Nutzer orientierten Prototyps zur Auslösung von nachhaltigen Verhaltensänderungen steht somit im Zentrum dieses Projektes.

Geschäftsmodell

Dieses Geschäftsmodell bietet dem Kunden die Möglichkeit durch Energiefeedback (geringes Entgelt) den Stromverbrauch in die „richtigen Zeiten“ zu legen (Netztechnisch / Erzeugungstechnisch).

Der sich daraus ergebende Nutzen für den Kunden ist der ideelle Mehrwert. Durch die Lastverschiebung in die „richtigen Zeiten“ bezieht der Kunde indirekt mehr „grünen Strom“, trägt zur Integration von erneuerbarer Energie in das Stromnetz bei und steigert die Energieeffizienz im Netz. Auch die Einsparung von Energie könnte eine indirekte Auswirkung des Energiefeedbacks sein.

Key-Learnings aus dem Projekt

- Der Nutzen des Projekts liegt in der Verhaltensänderung durch Informationstechnologie. Dies kann beim Kunden zu energiesparendem Verhalten führen. Das Unternehmen kann durch die „provozierten“ Verhaltensänderungen Nutzen hinsichtlich Netzoptimierung, Integration von mehr EE ins Netz, Energieeffizienz etc. erzeugen.
- Der Nutzen wird mittels einer „PEEM-Uhr“ erzeugt. Diese Uhr wird in einem Feldversuch über 6 Monate bei 24 Kunden getestet. Diese Uhr gibt Empfehlungen, wann es zeitlich optimal wäre Strom zu verbrauchen (mittels Ampelsystem). Auf Basis der Anwendung neuer, digitaler Zählertechnologie wird den Kunden weiters Rückmeldung darüber gegeben, wie häufig sie in den farblich gekennzeichneten Bereichen Energie verbraucht haben. Derzeit sind noch keine Ergebnisse zu Verhaltensänderungen vorhanden.
- Es ist mit derzeitigem Stand nicht geklärt welcher Marktteilnehmer welche Kosten für die technische Lösung übernimmt. Vermutlich wird der Netzbetreiber den Smart Meter bezahlen, während der Endkunde die Feedback-Lösung für einen geringen Betrag verwenden kann.
- Diese technische Feedback-Lösung setzt den Einsatz eines Smart Meters voraus. Berührungspunkte hinsichtlich der Verwendung eines Smart Meters sind abzubauen.
- Kunden wollen nicht auf Komfort verzichten und wollen idR nicht in Ihrem Verhalten eingeschränkt werden.
- Im Projekt will man die Verhaltensänderung rein über den ideellen Mehrwert messen. In einem zweiten Schritt erscheint eine Projekterweiterung in Richtung dynamische Preise als sinnvoll. Das E-Energy Pilotprojekt Smart Watts kommt beispielsweise zu dem Ergebnis, dass: „die Wirkung tariflicher Anreize von der Dauer der Zugehörigkeit zum Feldtest abhing und „Lerneffekt“ nachgewiesen werden konnten. Forschungsbedarf besteht in Richtung „Wertigkeit für Zusatznutzen“
- Derzeit basieren die Daten der PEEM-Uhr auf Vergangenheitswerte. Die Echtzeitfähigkeit ist (noch) nicht gegeben.
- In der derzeitigen Projektphase fehlt eine monetäre Kosten- und Nutzenbewertung.
- Internationale Vergleichsprojekte gibt es beispielsweise in den Modellregionen MeRegio und Smart Watts.
- Acatech analysiert, dass immerhin angeben 70 Prozent, dass die Minderung umweltschädlichen Verhaltens ebenfalls ein attraktiver Anreiz ist.⁴²⁷ Das Motiv „Umwelt“ ist zwar für die wenigsten allein ausschlaggebend für eine Investition, aber definitiv zumindest ein begrüßens- und wünschenswerter Nebeneffekt.

Empfehlungen an die Stakeholder

- Die technische Lösung muss mit längerfristigen Nutzungskategorien verknüpft werden. Somit ergibt sich ein Forschungsbedarf in Richtung „Wertigkeit für Zusatznutzen“.
- Erste Erkenntnisse der Studie zur „Erfassung von Verhaltensbarrieren von energiesparsamen Verhalten in Haushalten“ zeigen, dass fehlende Aufmerksamkeit und Komfort die beiden Hauptbarrieren sind. Um das „Energiebewusstsein“ weiter zu erhöhen sind Maßnahmen wie Energieberatung, Schulvorträge und Marketingkampagnen zu verstärken.

3.5 Zellenmanagement bedeutet einen zeit- und ortscharfer Lastausgleich im Netzbetrieb

Einige E-Energy Modellprojekte gestalten ihre Systemarchitektur konsequent dezentral als zellulares System. Selbstregelnde Strukturen werden in den Vordergrund gestellt, die jedoch weiterhin über ein Übertragungsnetz und eine zentrale Netzführungsinstanz verbunden sind.

- Der physische Energieaustausch zwischen den Zellen ist minimiert.
- Die Größe einer Zelle hängt von den technischen und lokalen Gegebenheiten ab. Intelligente Mess- und Regeleinrichtungen müssen auf die Zellenarchitektur ausgelegt werden.
- In zunehmenden Maß müssen dabei erneuerbare Erzeugungsanlagen auch Systemdienstleistungen erbringen.
- Die Optimierung der Zellen erfolgt nach marktwirtschaftlichen Prinzipien durch das Treffen von Angebot und Nachfrage.
- Der Ausgleich muss zeit- und ortscharf erfolgen
- Durch Aggregation oder Zusammenschluss unterschiedlicher Energieerzeuger, -speicher und flexibler Verbraucher in virtuellen Kraftwerken wird der Restenergiebedarf minimiert.

Einige in E-Energy entwickelte Funktionen lassen sich generisch in die Begriffe „Zellenmanagement“ und „Objektmanagement“ fassen. Zusammen bilden sie das „smarte Energiemanagement“. Das Zellenmanagement erhält vom Stromvertrieb z.B. aktuelle Strompreise (für Erzeugung und Verbrauch), vom Netzbetrieb Informationen zum Zustand im Netz (i. d. R. mit dem Ziel, entsprechend stabilisierend zu wirken). Das Zellenmanagement bildet aus diesen (sich ggf. widersprechenden) Informationen geeignete Signale und übermittelt sie an geeignete Objekte.

Solange sich das Gesamtsystem im **grünen Bereich** befindet, werden Preissignale an (alle) Objekte versendet und auf dem Wege der Verhandlung (z. B. first-come - first-serve) entschieden, wer Angebote annimmt oder Anfragen befriedigt.

Bewegt sich das System im gelben Bereich, besteht also Optimierungsbedarf, können spezielle Steuersignale an geeignet Objekte übermittelt werden. Wenn es die Gerätesteuerung im Rahmen eines vorher vereinbarten und eingestellten Regimes zum aktuellen Zeitpunkt technisch zulässt, werden die Erzeuger respektive Verbraucher so geschaltet, dass sie helfen, das Netz zu stabilisieren. Ein Ziel von E-Energy ist es, zu ergründen, ob es solche Steuersignale braucht oder sich alles über Preissignale abbilden lässt.

Befindet sich das System im **roten Zustand**, übermittelt das Netz spezielle Anforderungen an das Energiemanagement. Diese werden – ohne weitere Optimierungsalgorithmen, aber auf den gleichen Kommunikationswegen wie die anderen Signale – als Prioritätssignal an unterbrechbare bzw. startbare Erzeuger und Verbraucher weitergegeben. (Smart Energy made in Germany. B.A.U.M.; 2012)

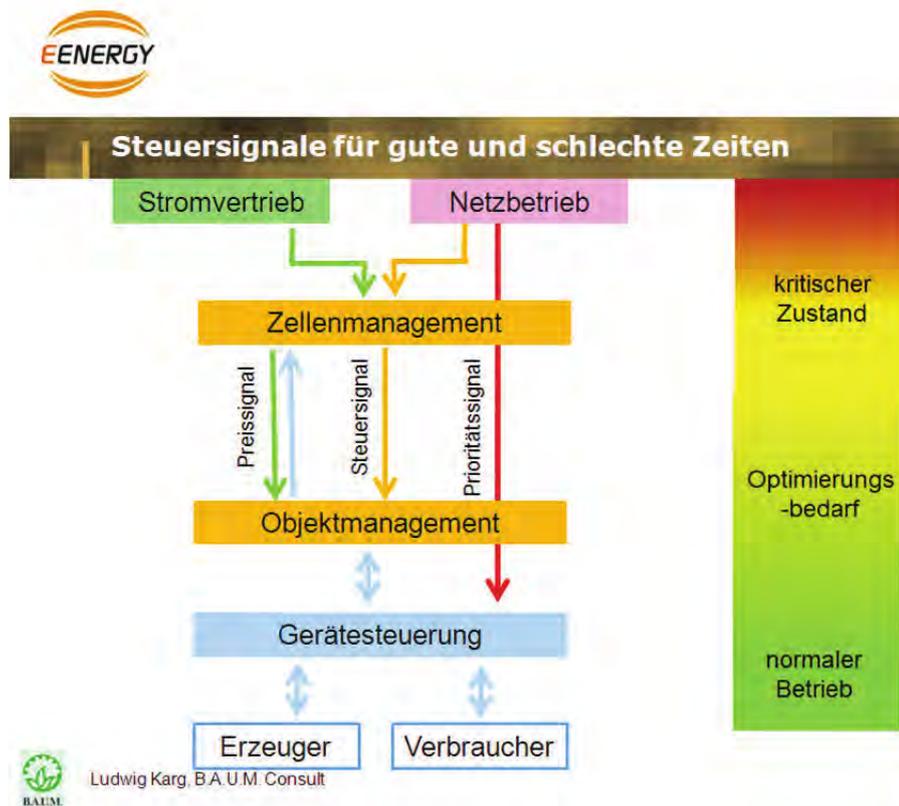


Abbildung 11: Steuersignale für Erzeuger und Verbraucher von Strom¹²

E-ENERGY ERKENNTNISSE aus den Zwischenergebnissen der Modellprojekte:

- Die Integration dezentraler, kleiner Erzeuger ist mit IKT ohne Gefahr für die Netzstabilität und mit reduziertem Netzausbau perspektivisch möglich.
- Sensorik wird sowohl im Netz als auch am Netzrand (also bei Erzeugern und Verbrauchern) benötigt. Aktoren werden sowohl für die Steuerung der Erzeugung als auch für die Regelung des Verbrauchs benötigt.
- Verbesserte Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen sind möglich und steigern die Versorgungssicherheit.
- Erneuerbare-Energie-Anlagen können in gewissem Umfang Systemdienstleistungen erbringen (Regelleistung, Blindstromkompensation etc.). Der rechtliche Rahmen bietet aber wenig Raum für Wirtschaftlichkeit.
- Hohe Versorgungssicherheit kann durch zellulare Ansätze unterstützt werden.
- Abgleich von Angebot und Nachfrage kann mit mehr IKT auf Bilanzkreisebene erreicht werden. Auf Ebene der Übertragungsnetze verbleibt das Transportproblem von hohen Windstromüberschüssen. Je nach lokalem Netzzustand ist nach der kostengünstigsten Variante (Smart-Grids-IKT im Netz oder am Netzrand, Speicher oder Transport) zu optimieren.

¹² Smart Energy made in Germany. B.A.U.M.; 2012

3.6 Flexible Tarife für Netz und Energie ermöglichen das Zellenmanagement und die Ausrichtung auf ein Smart Grids Gesamtoptimum

3.6.1 Flexible Tarife in laufenden E-Energy Feldtests

In den E-Energy Modellprojekten wird in den laufenden Feldtests mit unterschiedlichen Tarifen experimentiert. Den Kunden werden dabei Anreize zur Verschiebung von Energieverbräuchen und zur Einsparung von Energie geboten. Eine erste Einschätzung der zu erwartenden Ergebnisse geben die folgenden Abbildungen.

	E-DeMa	eTelligence	MeRegio	moma	RegMod-Harz	Smart Watts
Neue Tarife?	X	X	X	X	X	X
Neue sonstige Dienstleistungen? (Regionalstrom, Energiekontrolle, smart home etc.)	X	X	X	X	X	X
Sind die Anreize stark genug um...						
... den Verbrauch zu senken			X (bisher: 1,2%)			X (bisher: 3-4%)
... die Lastkurve zu verschieben			X	X	X	X
... Stromkosten zu sparen (bzw. zu verschieben, bisher „künstliche“ Tarife)			X (bisher max. 10€/Monat)	X		X
... spezifische Kundensegmente * zu erreichen		X	X	**	**	**

* Eigentümer einer größeren Wohnfläche, Mehr-Personen-Haushalt, mit hohem Verbrauch (über 4000 kWh/Jahr)
 ** aufgrund der geringen Feldtestteilnehmerzahl sind die Kundensegmentierung und das Kundenverhalten nicht repräsentativ

Abbildung 12: Motivationen für flexible Tarife in E-Energy Modellprojekten

	Struktur	Ziel	Getestet bei
Zeitvariabler Tarif	Energiepreis für einzelne Tarifphasen durch Tageszeit, Woche, Monat etc. bestimmt und für ein spezifisches Zeitintervall (monatlich, wöchentlich etc.) festgelegt. Spreizung zwischen den Tarifphasen bei E-Energy zwischen 10 und 60 ct/kWh.	Zeitliche Verlagerung der Last kann führen zu: Vermeidung von Lastspitzen bzw. Verbrauchstälern ggf. Verbesserung der Grundlast	E-DeMa eTelligence MeRegio moma Smart Watts
Verbrauchsvariabler Tarif	Stromverbrauch wird je nach Höhe in verschiedenen Tarifstufen abgerechnet: Je höher der Energieverbrauch innerhalb von z.B. einem Monat ist, desto teurer wird jede Kilowattstunde.	Energieeinsparungen Lastreduktion	E-DeMa eTelligence
Dynamischer Tarif	Energiepreis beruht auf externen Größen (Börsenpreis, Prognosen, Residuallast, Netzlast u.ä.). Zeitintervalle und die dafür geltenden Preise werden z.B. für einen Tag im Voraus festgelegt.	Zeitnahe und flexible Verlagerung von Lasten auf Grund spezifischer Situationen ermöglicht Abgleich von Produktion und Verbrauch.	E-DeMa MeRegio moma RegModHarz Smart Watts
Event-Tarif	Erweiterung des zeitvariablen Tarifs: Für zuvor angekündigtes Zeitintervall gelten auf Grund von externen Ereignissen extrem hohe oder niedrige Preise je Kilowattstunde.	Vermeidung von Lastspitzen/-tälern in kritischen Zeiten.	E-DeMa eTelligence MeRegio

Abbildung 13: Struktur der flexiblen Tarife in E-Energy Modellregionen

Eine manuelle Gerätesteuerung durch die Kunden ist in den meisten Fällen nur bei einfachen zeitvariablen Tarifen mit länger im Voraus fixierten Preisen sinnvoll. Komplexere Tarife verlangen eine Automatisierung durch Energiemanagementsysteme „Energiebutler“. Bei diesen dynamischen Tarifen ändern sich Zeitintervalle und Preis mit der Verfügbarkeit vor allem fluktuierender erneuerbarer Energie. Um diese Tarife bis hin zum Real Time Pricing in Zellen umzusetzen, sind große Datenmengen und dementsprechende IKT Infrastruktureinrichtungen erforderlich. Die Kommunikation erfolgt dabei über Steuerboxen oder andere IKT Gateways. Eine direkte Verknüpfung zum Smart Meter wird nicht hergestellt. Diese Gateways orientieren sich eher in Richtung Zusatznutzen wie Smart Home Anwendungen.

Die Reaktion der Verbraucher kann als wirksames Mittel im Netzbetrieb zu Effizienzsteigerungen und Einsparungen führen. Sie müssen allerdings zur Erfüllung des Gesamtoptimums die Anforderungen des Versorgungssystems und anderer Verbraucher Rechnung tragen.

Es wurden auch verbrauchsvariable Tarife getestet: Je höher der Gesamtverbrauch in einem Zeitintervall (z.B.: Monat) desto teurer wird die verbrauchte kWh. Erste Erfahrungen zeigen, dass diese Tarifmodelle schwer vermittelbar sind. Der Versuch des Modellprojekts; SmartWatts Versuch wurde abgebrochen, die Feldtests in E-DeMa und eTellgence laufen noch.

E-ENERGY ERKENNTNISSE:

- Durch fixe Netztarife gibt es Grenzen in der freien Tarifgestaltung.
- Ein Orientierungswert für die bisher in Feldtests über längere Zeiträume erzielte Energieeinsparung liegt bei 3 – 5 % bei intensiver Bewusstseinsbildung der Kunden.
- Durch E-Energy-Technologien können etablierte Marktteilnehmer ihre bisherigen Geschäftsprozesse optimieren.
- Zeitvariable, dynamische Tarife ließen sich in den Modellprojekten realisieren und bewirken dort Veränderungen im Verbrauchsverhalten.
- Verhaltensänderungen sind in der Anfangsphase deutlich zu beobachten; nachhaltige Veränderungen sind in der Regel nur über automatisierte Systeme möglich.
- Durch automatisierte, marktbasierende Verhandlungssysteme kann die Netzstabilität auch bei stark volatiler Einspeisung erhalten werden.
- Eine Vermarktung von Flexibilitäten im Bereich der Primär- und Sekundärreserve ist (noch) nicht möglich, aber E-Energy gesteuerte Anlagen können „near time“ Ausgleichsenergie (zum Ausgleich von Prognosefehlern) liefern.
- E-Energy-gesteuerte Anlagen können Systemdienstleistungen (Spannungshaltung, Frequenzhaltung, Blindstromkompensation) für das Netzmanagement insbesondere im Verteilnetz erbringen.
- Neben dynamischen Strompreisen zur Honorierung von Lastverschiebungen lassen sich auf den elektronischen Marktplattformen auch weitere Dienstleistungen wie das Managen von Energieanlagen oder eine kontinuierliche Effizienzberatung abbilden.

- Auf dem Markt der Energien wird es mindestens eine neue Marktfunktion geben: Aggregatoren sichern den diskriminierungsfreien Zugang auch kleiner Anbieter zum Markt und bündeln deren Erzeugungsmengen und Flexibilitäten zu vermarktungsfähigen Einheiten in Richtung Netzbetrieb oder Stromhandel.
- E-Energy kann elektrische und thermische Speicher bis zu 1–2 Tage integrieren. Der Schwerpunkt liegt bei wenigen Stunden Verlagerungsdauer.

3.6.2 Tarife ändern Nutzerverhalten in Schweizer Modellversuch

In der Schweizer Stadt Ittigen läuft seit 2011 ein Modellversuch zur Lastverschiebung durch Endkunden auf Basis unterschiedlicher Anreize und Zielsetzungen. Unter der Adresse <https://ismart.inergie.ch> wird ein Live View des Projektes geboten.

VISU: Online Feedback zu Energieverbrauch

- Ziel: Kunde spart Strom
- Produkte VISU und SMART erfolgreich implementiert 261 aktive Kunden + 6 Ladesäulen in Ittigen (und Umgebung)
- Eco-Feedback Technologie (PC, Display, Smart Phone)
- 3- und 6-Stufentarif (für Produkt SMART)
- Eventmeldungen

SMART: Online Feedback bzgl. Energieverbrauch und Tarif

- Ziel: Kunde verlagert Last

FLEX: Automatische Steuerung thermisch träger Lasten (Boiler)

- Ziel: Erzeugung von Regelenergie
- Produkt FLEX Funktionstest erfolgreich Ausgewählter Ittigger Pilotkunden
- Demand Side Management DSM, d.h. Ablöse der RSA durch eine flexible, softwarebasierte Steuerung
- Erzeugung Regelenergie (tertiär negativ, dayahead)

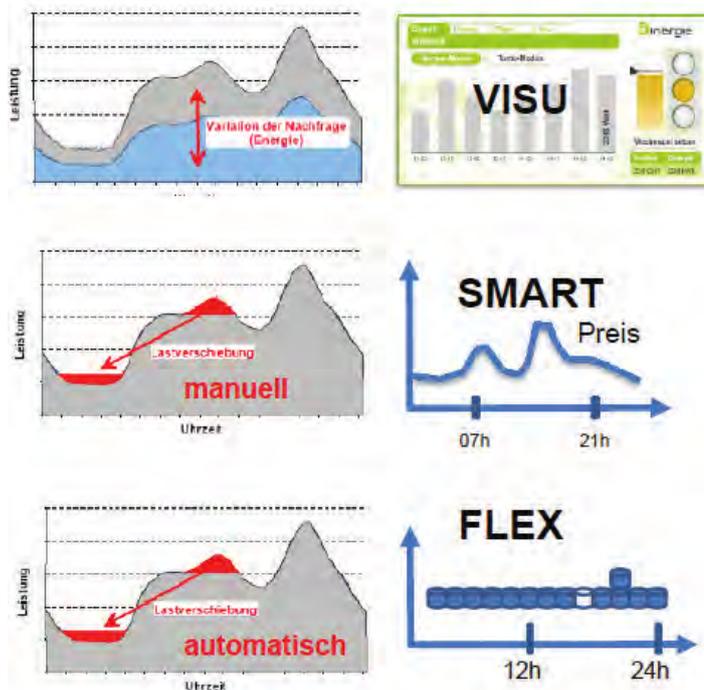


Abbildung 14: Produkte des Pilot Projekts iSmart Ittigen, Schweiz¹³

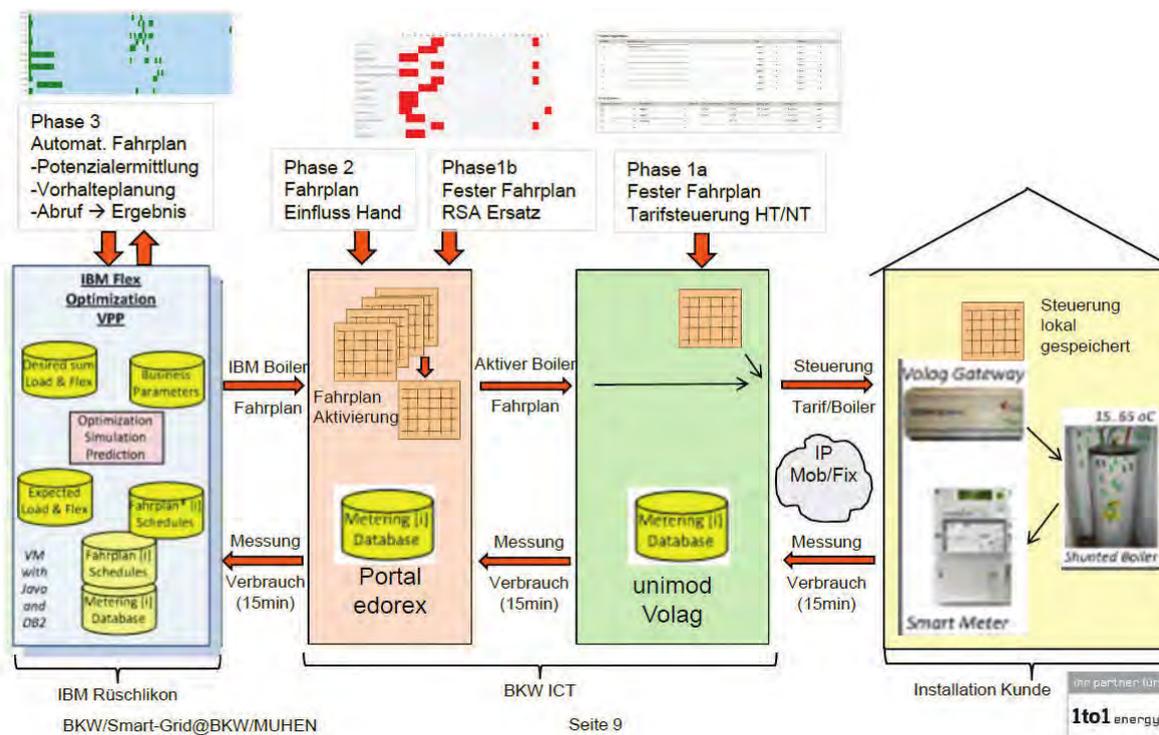


Abbildung 15: Aktueller Status des Projekt iSMART FLEX: Übersicht und Ablauf.¹⁴

¹³ Modellprojekt Ittigen; D-A-CH Workshop Baden, Schweiz, Van Zijl, Müller; 28.10.2011

¹⁴ BKW; D-A-CH Workshop St.Johann; 20.03.2012

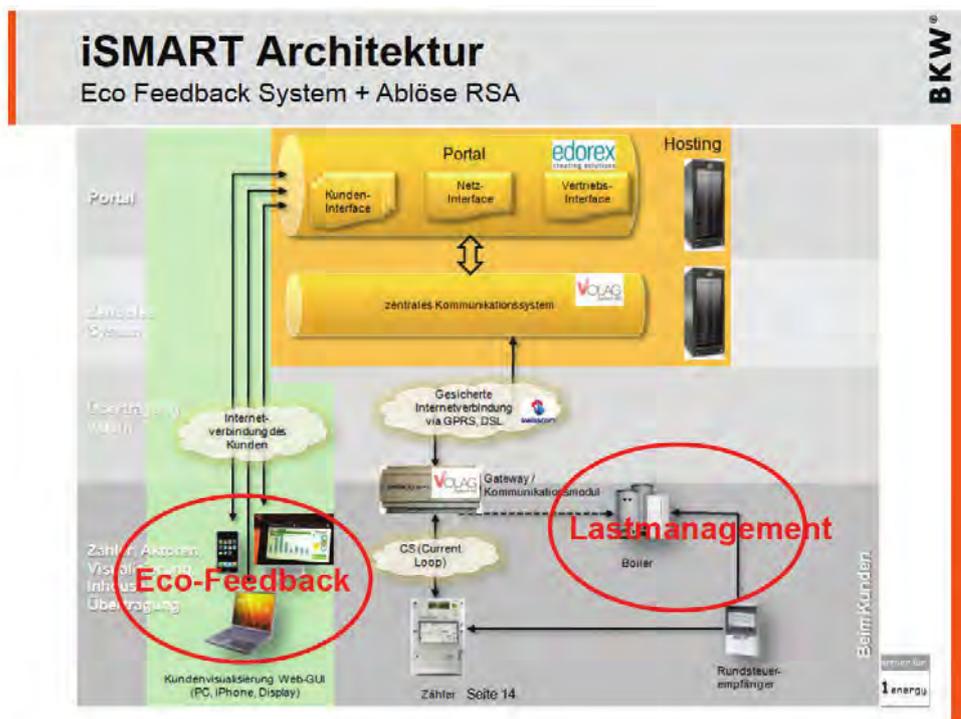


Abbildung 16: Architektur des Projekts iSMART¹⁵

Kundenverhalten

- Kunden sind über ihren Energieverbrauch sensibilisiert
- Kunden sparen Energie (x%).
- Kunden scheinen Last zu verlagern (detaillierte Lastganganalyse läuft).
- Der Kunde profitiert von smarten Produkten:
 - Verbrauchsvisualisierung (Eco-Feedback),
 - Schattenrechnung mit Stand-By Verbrauch,
 - Nachbarschaftlicher Vergleich,
 - Energieeffizienz.
- Gewisse Aktivitäten lassen sich kaum verschieben: z.B. Mittagessen, Duschen.
- Installation von Antennen teilweise kritisch (NIMBY Effekt).

Die Zahlungsbereitschaft von Kunden für Eco-Feedback-Systeme ist nicht genügend hoch, um rein daraus ein Geschäftsmodell zu entwickeln, dass im freien Markt bestehen kann.

Business Case

- BC Tool: Einfluss Kommunikation (mobil und fix) signifikant.
- Hohe Investitionskosten (CAPEX + OPEX).
- Business Case Regenergie (tertiär) nicht mehr vorhanden.
- Günstige M2M Tarife nur für mobil (fix reguliert, CHF 15.80 mtl.).
- Weiterhin unklare politische und regulatorische Situation: Investmentschutz?
- Anrechenbarkeit z.B. 0.1 Rp/kWh?

¹⁵ Modellprojekt Ittigen; D-A-CH Workshop Baden, Schweiz, Van Zijl, Müller; 28.10.2011

→ In Ländern, in denen sich der Staat an der Entwicklung finanziell beteiligt und die Risiken mitträgt, werden Projekte rasch umgesetzt.

→ In Ländern, wo dies nicht der Fall ist, geht es hingegen nur schleppend voran.

Kundenbefragungen

Im Zuge des Projekts wurden auch die Kundenmotivationen für die Bereitschaft und die Barrieren zur Lastverlagerung abgefragt.

- Die größte Motivation ist Geld sparen gefolgt von Umweltschutz und anderen eher ideellen Motiven.
- Die Kunden selbst sehen die größten Verlagerungsmöglichkeiten bei Waschmaschine, Geschirrspüler und Fernseher
- Als mit Abstand größte Barriere wird gesehen: „Es gibt einfach gewisse Aktivitäten, die man nicht verschieben kann (z.B. Mittagessen kochen).“
- Folgende Feedbacksysteme werden von den Kunden am häufigsten gewünscht
 - Hinweise auf Geräte, bei denen es sich lohnt, sie dann zu nutzen, wenn der Strom günstig ist
 - Ich möchte, dass meine Geräte automatisch dann laufen, wenn der Strom günstig ist.

3.6.3 Flexible Netztarife – offene Fragen zu länderspezifischen Besonderheiten



Länderspezifische Besonderheiten

- ✓ Vergleich des Leistungs- und Arbeitsanteils (Netztarif bzw. Gesamtenergiepreis)
- ✓ Historische Entwicklung des Leistungs- und Arbeitsanteils
- ✓ Wo hoch darf derzeit der leistungsbezogene (Netz)Tarifanteil sein?
- ✓ Gesetzesgrundlage für Tarifregelung?
- ✓ Wer regelt die Tarife?
- ✓ Wer betreibt Lobbying für Tarife?
- ✓ Gibt es Überlegungen der nationalen Regulierungsbehörden zu innovativen Tarifen (dynamisch, flexibel, zeitvariabel)?
- ✓ Welche monetären oder sonstigen Anreize zur Lastverschiebung gibt es derzeit?
- ✓ Unterscheidung "unterbrechbare vs. nicht unterbrechbare Leistung"?
- ✓ Hindernisse für Anreize zur Lastverschiebung bzw. Lastausgleich?



Abbildung 17: Fragen zu länderspezifischen Besonderheiten für innovative Netz- und Energietarife¹⁶

¹⁶ Smart Grid Week Linz 2011, D-A-CH Workshop – TF Geschäftsmodelle, Innovative Netztarife, Beitrag der Salzburg AG, Mai 2011, Linz.

Status Quo – Tarifsystem

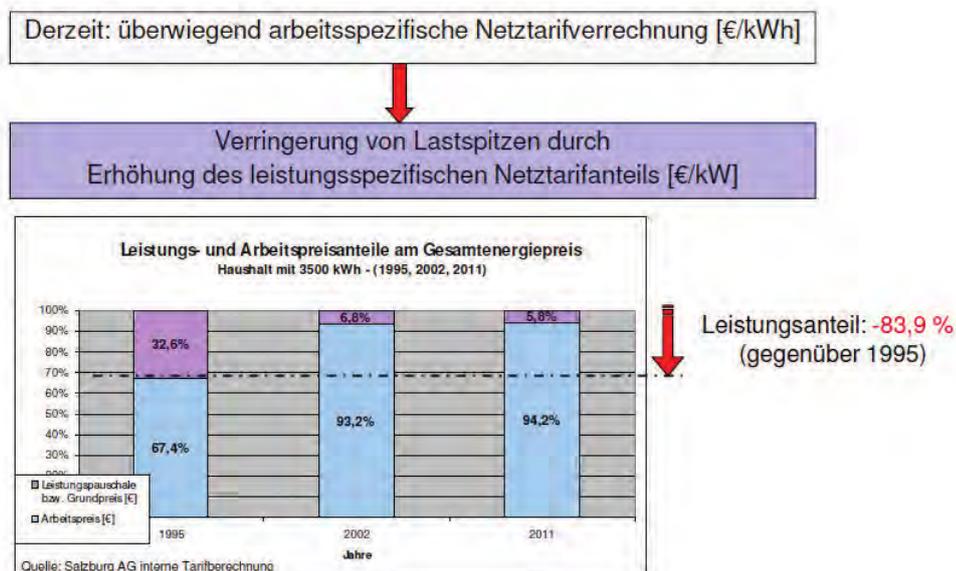


Abbildung 18: Historisches Verhältnis zwischen arbeitsspezifischen und leistungsspezifischen Anteil am Gesamtenergiepreis¹⁷

3.6.4 Gap Analysis zeigt ein ähnliches Kundenverhalten in Europa

- As a number of pilot projects and surveys have shown that customers have little incentives to perform manual consumption pattern adjustments and at the same time, the effect of in-house displays with energy advices and real-time consumption information is often not as effective as it is claimed to be.
- Grid4EU, ADDRESS and Ecogrid.EU are examples at the European level, but there are also R&D and demonstration projects in e.g. Latvia, Sweden (Stockholm Royal Seaport), Finland (Fish port Helsinki) or Germany (E-Energy).
- Existing approaches to smart grids mostly concentrate on the functions and services of smart meters. More advanced models call for a new function called “energy manager” which allows for decentralized control solutions.

¹⁷ Smart Grid Week Linz 2011, D-A-CH Workshop – TF Geschäftsmodelle, Innovative Netztarife, Beitrag der Salzburg AG, Mai 2011, Linz.

Objectives not or partially met

- Establishment of coherent economic conditions for end users. Especially the integration of end user cost/benefit analyses in their business cases has been treated very poorly.
- Understanding of broader influencing factors in consumer behaviour is missing. The current generation of projects is very much focused on technology and the field of electricity grids as such and does not depart from the traditional model of this sector. There is little insight in the behaviour of consumers in a connected living environment. Nor is there a comprehensive view on the more active (market) positions consumers may occupy in future energy/electricity value chains.
- To improve economic conditions for end users and to motivate end users to participate in DR, one must consider advanced market places and new market roles. Few projects such as Smart Grid Gotland (SE) or the E-Energy projects (DE) are paving the way. Some (e. g. ForskEL 6329 in DK) consider demand response as a means for end users to participate in markets for regulating and reserve power.

3.7 Smart Home: Kommunikationstechnologien und Energiesysteme wachsen zusammen

Die intelligenten Netze sollen trotz neuer Herausforderungen auch weiterhin eine sichere Stromversorgung gewährleisten. Sie sollen aber vor allem auch den Kunden Möglichkeiten geben, aktivere Rollen im Energiesystem einzunehmen. Kunden können dadurch nicht nur eine bessere Kenntnis über den Energieverbrauch erlangen und durch Verhaltensänderungen Energie- und/oder Kosteneinsparungen realisieren sondern in Zukunft auch Zusatznutzen über intelligente Geräte in ihren Haushalten oder Unternehmen generieren.

Die netzbezogenen Fragestellungen der Smart Grids– Welt treffen hier mit dem stark wachsenden Themenfeldern Smart Home und Demand Side Management zusammen und lassen so die Welt der Smart Energies entstehen. Die Geschäftsmodelle entstehen darin in einem intelligenten Marktumfeld, das zur Funktionalität auf moderne IKT Infrastrukturen zurückgreifen muss.

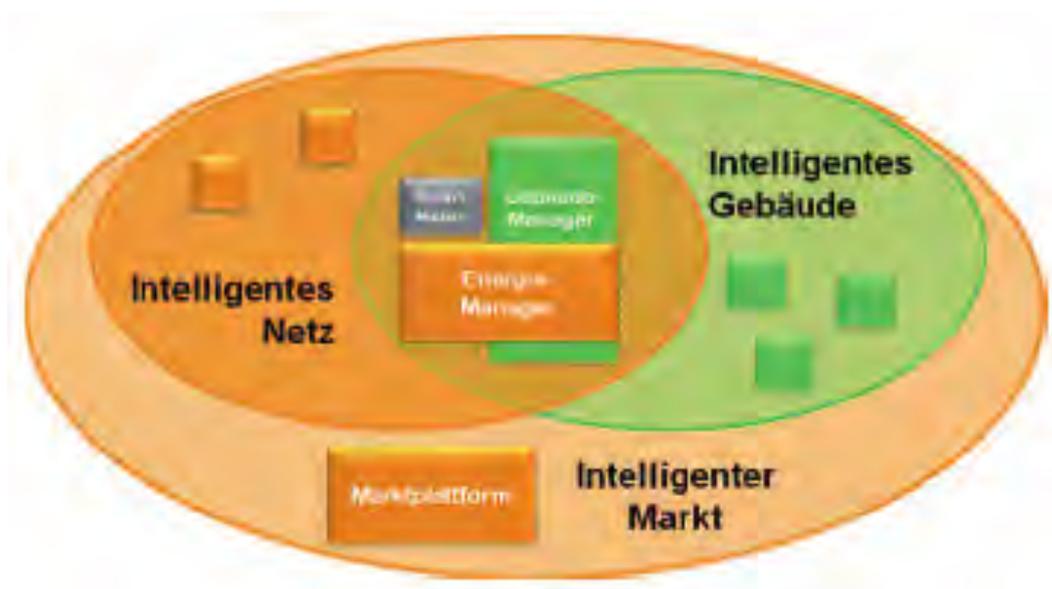


Abbildung 19: Smart Meter und Energiemanager verbinden das intelligente Netz und den elektronischen Marktplatz mit der Automatisierung von privaten und gewerblichen Liegenschaften ¹⁸

„Durch den Einsatz intelligenter Zähler für Smart-Home- Lösungen in Verbindung mit der Schaffung von Speichermöglichkeiten z. B. durch Umwandlung in andere Energiearten und zeit- bzw. lastvariablen Tarifprodukten und Energieberatungen kann auch der

¹⁸ Smart Energy Made in Germany. B.A.U.M.; 2012

Kleinverbraucher in die Lage versetzt werden, seinen Energieverbrauch transparenter nachzuvollziehen und zu verlagern.“¹⁹

Zur Verwirklichung dieses Smart Home Ansatzes sind IKT Steuerungsmöglichkeiten notwendig. Diese Funktion könnten in Zukunft Smart Meter übernehmen, die mit entsprechenden Datenverarbeitungstechnologien ausgestattet sind oder mit zusätzlichen, über der verordneten Mindestausstattung, Komponenten ergänzt sind. In vielen Projekten werden eigenständige Gateways verwendet, um ansteuerbare Geräte (Smart Appliances) mit dem Energiemanager oder Flexibility Operator zu verbinden. Der Datenaustausch erfolgt über breitbandfähige Kommunikationsstrukturen, wie Digital Subscriber Line (DSL), Breitbandkabel, drahtlose lokale Netzwerke (Wireless Local Area Network – WLAN) oder auch Bluetooth/Zigbee.

3.7.1 Modellhaus Karlsruhe

Im Rahmen des E-Energy Modellprojekts MeRegio wird ein Modellhaus am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) real bewohnt. Das Fertighaus mit einer Fläche von etwa 80 Quadratmetern ist ein Prototyp für den energieeffizienten Haushalt der Zukunft, der Elektrofahrzeuge als Stromspeicher und Haushaltsgeräte in die intelligente Steuerung des Haushalts miteinbindet. Ausgestattet mit den typischen Elementen Erzeuger, Verbraucher und Energiespeicher können die Bewohner des Smart Homes das Modell für den Energie-Haushalt von morgen testen. In einem Workshop der D-A-CH Task Force wurden erste Zwischenergebnisse präsentiert und als Anregung für gerade startende Projekte wie HiT in der Smart Grid Modellregion Salzburg herangezogen.²⁰

Die im Smart Home Prototyp getesteten intelligenten Haushaltsgeräte (Trockner, Waschmaschine, Geschirrspüler, Gefrierschrank,...)

- Können kommunizieren (mit zentraler Instanz/untereinander).
- Kennen ihren Zustand, können Zustand kommunizieren.
- Können auf Steuerung reagieren.

¹⁹ (BDEW-DISKUSSIONSPAPIER „Smart Grids – auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Markt- und Regulierungsdesign“)

²⁰ Smart Energy made in Germany. B.A.U.M; 2012

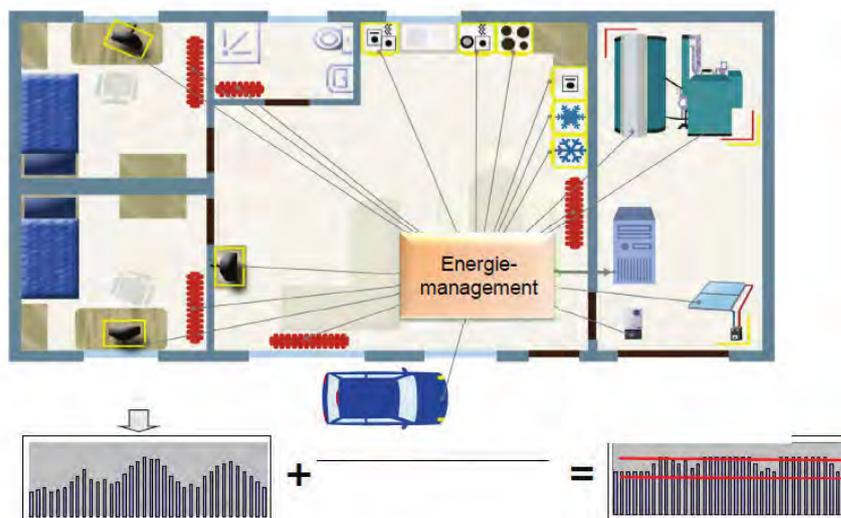


Abbildung 20: Smart Home Konfiguration im E-Energy Modellprojekt MeRegio²¹

3.7.2 HiT – Intelligente Wohnhausanlage in Salzburg

Das Projekt HiT (Häuser als interaktive Teilnehmer im Smart Grid) beschäftigt sich mit der Planung, Realisierung, Bau, Betrieb und Monitoring einer Smart Grid optimierten Wohnanlage in Salzburg.

In der Rosa-Hofmann-Straße im Salzburger Stadtteil Taxham entsteht ab Frühjahr 2012 die erste Wohnanlage, in der das intelligente Netz der Zukunft Realität sein wird. In der modernen Wohnanlage fließt das gesamte Know-how aus den Projekten der Smart Grid Modellregion zusammen und wird in der Praxis greifbar und erlebbar. Die Mieter wohnen in einem Haus der Zukunft.

Es entsteht eine intelligente Wohnanlage mit entsprechender Leittechnik, das sich auf die Erfordernisse des Netzes abstimmt und den Energieverbrauch optimiert. Herzstück ist ein intelligentes Energiemanagementsystem, das Energieerzeugung und Verbrauch optimiert und Speicher nutzt. Elektromobilität spielt eine ebenso große Rolle wie umweltfreundliche Energieerzeugung mittels Photovoltaik und Blockheizkraftwerk. Die Bewohner der Anlage haben neue und komfortable Möglichkeiten, um ihren Energieverbrauch zu steuern. So werden sie über interaktive Displays oder Applikationen am Smart Phone über ihren Energieverbrauch informiert und können diesen gezielter steuern. Umgesetzt werden soll auch ein innovatives Car-Sharing Modell für E-Fahrzeuge. Der Baubeginn für die Wohnanlage ist im Frühjahr 2012, die Fertigstellung für 2013 geplant.²²

²¹ MeRegio & MeRegio mobil : Smart Grid Forschung im Rahmen von E-Energy und IKT-EM am KIT Baden (CH), 28.10.2011, Alexander Schuller

²² Zwischenergebnisse Smart Grids Modellregion Salzburg. 2012

Leuchtturmprojekt

HiT – Häuser als interaktive Teilnehmer im Smart Grid

- Zusammenfassung aller Smart Grid - Elemente in einer innovativen Wohnanlage
- Planung, Bau, Betrieb und Monitoring

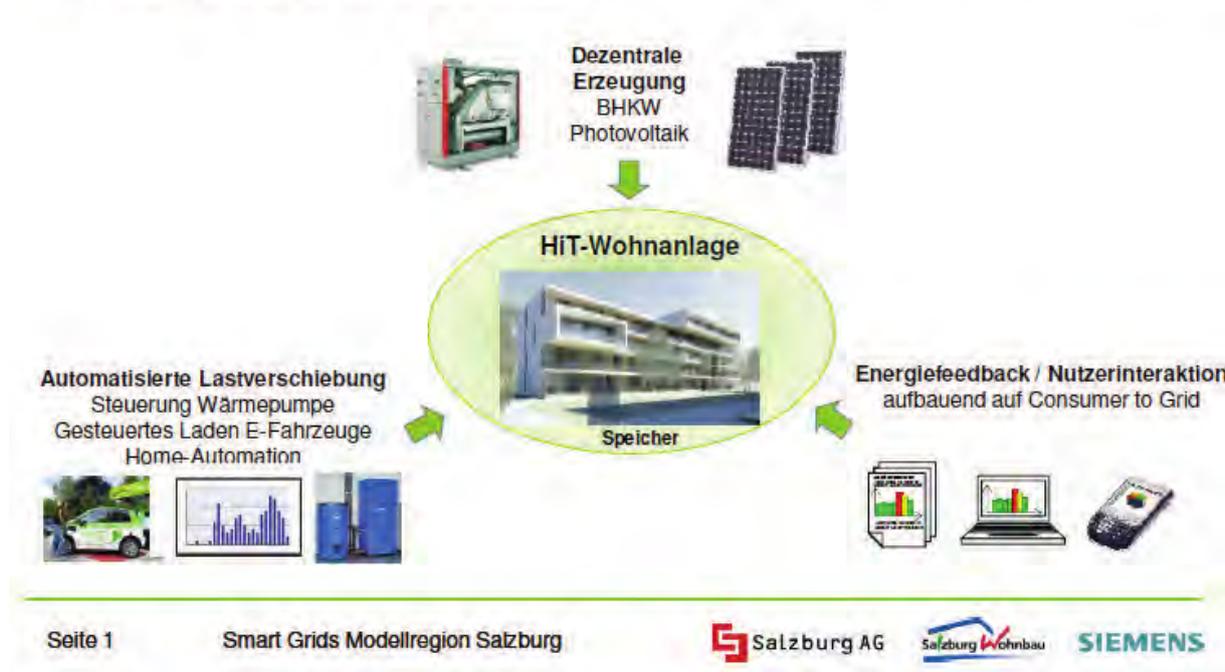


Abbildung 21: HiT – Häuser als interaktive Teilnehmer im Smart Grid²³

Erste Key Learnings aus dem Projekt HiT

- Eine These die noch zu bestätigen ist lautet: „Es ist wichtig eine Wohnanlage von Beginn an Smart Grid optimiert zu planen“
- An der Umsetzung der technischen Lösung sind interessiert:
- Forschungsbedarf: Klärung der Fragestellung: Welche Komponenten könnte ein künftiges HiT-Standardprodukt beinhalten? Kosten- und Nutzenbetrachtung?
- Geplante Lastgänge bzw. Lastabwürfe können zur Energiemarktoptimierung (Day Ahead) eingesetzt werden. Spontaner Lastabwurf wird hingegen eher für das Netzlastmanagement oder die Regelleistungs-Bereitstellung eingesetzt.
- In der Projektphase gab es unterschiedliche Vorstellungen in Bezug auf die Smart Grid tauglichen Ausstattungsmerkmale (Günstig versus innovativ)

²³ Vorstellung HiT Projekt im Rahmen des D-A-CH Workshops am 28.10.2011 in Baden, Schweiz

Empfehlungen an die Stakeholder

- Eine These die noch zu bestätigen ist lautet: „Es ist wichtig eine Wohnanlage von Beginn an Smart Grid optimiert zu planen“. Diesbezüglich ist zu klären: Welche Komponenten wären für ein HiT-Standardprodukt geeignet.
- Die Forschung ist im Bereich der beiden eingesetzten Steuer- und Kontrollinstrumente Building Agent und Smart Grid Controller voranzutreiben
- Dynamische Preise- und Tarife ermöglichen zusätzliche Anreize für B2G-, C2G- und V2G-Lösungen

3.7.3 Gap Analyse zu Demand Response und Kundenkommunikation

Objectives not met

- Establishment of coherent economic conditions for end users. Especially the integration of end user cost/benefit analyses in their business cases has been treated very poorly.
- Understanding of broader influencing factors in consumer behaviour is missing. The current generation of projects is very much focused on technology and the field of electricity grids as such and does not depart from the traditional model of this sector. There is little insight in the behaviour of consumers in a connected living environment. Nor is there a comprehensive view on the more active (market) positions consumers may occupy in future energy/electricity value chains.
- The ERA-Net project IMPROSUME goes into the right direction, studying the role of prosumers in the future power market and developing strategies for active participation based on solid knowledge of prosumer behaviour. However, up to now the focus in most projects is on empowered customers rather than real consumers.
- With the exception of very few cases (such as the VELIX model of VKW in Austria or the eFLEX project in Denmark) non-subsidized incentive models have not been considered. To allow for broad deployment of smart energy models, research and product offerings will have to adapt to changing societal values and lifestyles. Community models in the sense of «smart citizenship» have not yet been addressed.

Objectives have been (partially) met but need networking/know-how exchange

- Existing VPP approaches at large do not consider storages and consumer flexibility as special cases of power supply. Few projects only include both the management of generation and the management of consumption in a joint model (e. g. the VPS approach of AlpEnergy).

- The improvement of customer acceptance is a main issue that has been addressed earlier. Especially concerns about privacy and improved ecological consciousness have been (partly) addressed before. The case of the smart meter rollout in the Netherlands that was halted because of privacy issues, comes to mind. Other experiences, like the one of Salzburg AG or VKW (AT), on offering consumers a more play-like interface and incentives have shown to improve acceptance.
- Many national projects are addressing the needs and chances of advanced energy supply with respect to their national requirements and established systems. However, these are very distinct in European countries. There is a clear need for transnational cooperation as well in joint development projects and by building and maintaining cooperation platform (as it has been started with the GRID+ project)

Recommendations – how to close these gaps?

- The main gaps are therefore in the non-technological field. Key items that appear from this analysis
- The acceptance of new energy systems (tackling the concerns about privacy and the fear of degraded quality of supply)
- The behaviour of individual consumers (including the chances of non-monetary incentives by applying psychological, marketing and societal means)
- The positioning of final consumers in the new energy/electricity landscape (including the legal and regulatory framework for advanced market models)
- The relation between the Smart Grid and the Smart Home discussion (concentrating on the improvement of comfort with advanced energy technology)
- Economic framework/business models implying all stakeholders (also home automation provider)

3.8 Demand Side Management: Gezielte Lastverschiebung bei Industrie, Gewerbe und Kommunen

Auf der Industriekundenebene liegt ebenfalls großes Lastverschiebungspotenzial vor. Dort existieren bereits heute vielfältige Möglichkeiten und Angebote, Lasten in Zeiten niedrigeren Strombedarfs zu verschieben. Den Anreiz hierfür bilden variable Tarife für Sondervertragskunden mit einem Jahresenergiebedarf >100 000 kWh. Außerdem können Großverbraucher durch Verbrauchsanpassung ihre Netzgebühren über den Leistungspreis deutlich senken, da der Netzpreis auf die Jahresspitzenlast bezogen ist. Die Grundlage für diese von Privatkunden abweichenden Tarifstrukturen wird unter anderem durch die höhere Verbreitung elektronischer Zählvorrichtungen geschaffen. Großverbrauchern wird zudem die Möglichkeit gegeben, Energiemengen an der Börse zu handeln. So können zum Beispiel kurzfristige Überschüsse am sogenannten Spot-Markt veräußert werden. Als Beispiele für Bereiche, welche für die Lastverschiebung infrage kommen, werden in der E-Energy-Studie die Chemie-, Papier und Metallindustrie genannt. Bei größeren Lastverschiebungspotenzialen nimmt die Entwicklung der IKT eine weniger bestimmende Rolle als bei kleineren Verbrauchern ein, da die zur Verfügung stehende Infrastruktur bereits einen großen Teil der erforderlichen Informationen für die Steuerung der Regelleistung (teil-) automatisiert bereitstellt.²⁴

Da die vorliegenden Untersuchungsergebnisse noch keine eindeutige Aussage erlauben, ob die „low-hanging fruits“ im Bereich Lastverschiebung Industrie/Gewerbe (Einzelprojekte mit hohem Potential) oder im Bereich Haushalte (wenig Potential aber standardisierbare Potentiale) liegen, werden sowohl die Massenverlagerung im Bereich der Haushalte und des Kleingewerbes und der individuellen Lösungen für die Industrie und energieintensive Unternehmen weiter in Studien und Demonstrationsprojekten untersucht werden.

Aktuelle Fallstudien haben gezeigt dass Gewerbe und Industrie interessantere Potentiale aufweisen als Haushalte. Das Volumen zur Lastverschiebung ist größer und es gibt in vielen Fällen schon sensibilisiertes Energiemanagement. Im Bereich Gewerbe könnten so Lastpakete von max. 10 Kunden pro 1 MW aggregiert werden. Schlüssel für die Hebung von Lastpotentialen in Unternehmen ist die verbesserte Wirtschaftlichkeit und Energieeffizienz der Maschinen. Gewerbekunden brauchen schwarze Zahlen – Haushalte agieren auch nach ideellen Werten.

In den folgenden Kapitel sind erste Erkenntnisse aus D-A-CH Projekten zusammengefasst und mögliche Anreiz- oder Tarifierungssysteme aufgezeigt. .

²⁴ Future Energy Grid. Acatech; 2012

3.8.1 Die Schweizer Energiebank



Das Konzept der 'Schweizer Energie Bank' stellt dar, wie die kritische Masse für die wertmehrende Vermarktung neuer (Regel-)Energien sichergestellt werden kann

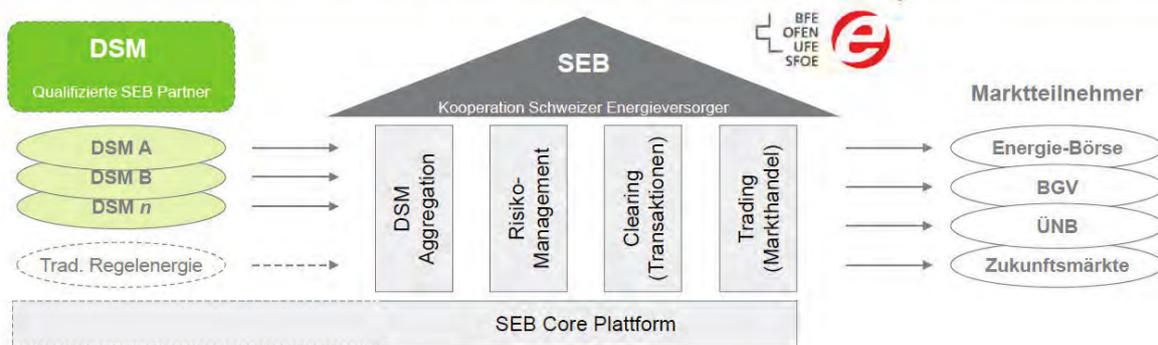


Abbildung 22: Das Konzept Schweizer Energiebank;²⁵

Was ist die Schweizer Energie Bank?

- Konstrukt zur Generierung, Aggregation & nachfragegerechter Bereitstellung neuer, intelligent steuerbarer (Regel-) Energien
- Instrument für die intelligente Koordination von Bedarf und Erzeugung in der Schweiz
- Plattform für eine Beteiligung an den Smart Grid Zukunftschancen mit möglichst tiefen Kosten & Risiken

Warum die Schweizer Energie Bank?

- Kritische Masse für wertmehrende Vermarktung neuer (Regel-) Energien
- Economies of Scale & Scope bei Realisierung, Betrieb & Wartung
- Versicherungseffekt: interner Ausgleich von Engpässen bei Regelenergie
- Qualitätssiegel für (Regel-) Energie
- Einheitliche Smart Grid Standards

Vorteile der Schweizer Energie Bank?

- Nutzbarmachung und kommerzielle Wertmehring durch kritische Masse
- Kosteneinsparungen & Risikominderung durch Kooperationsansatz

²⁵ D-A-CH Workshop, Smart Grids Week Linz; 2011

- Beitrag zu Energieeffizienz und nachhaltiger Versorgungssicherheit
- Smart Energy Efficiency Label
- Abgestimmte Öffentlichkeitsarbeit



Die SEB Core Plattform besteht aus Integrationskern und darauf aufbauender Geschäftsfunktionalität, die mittels rollenbasierter Clients verfügbar gemacht wird

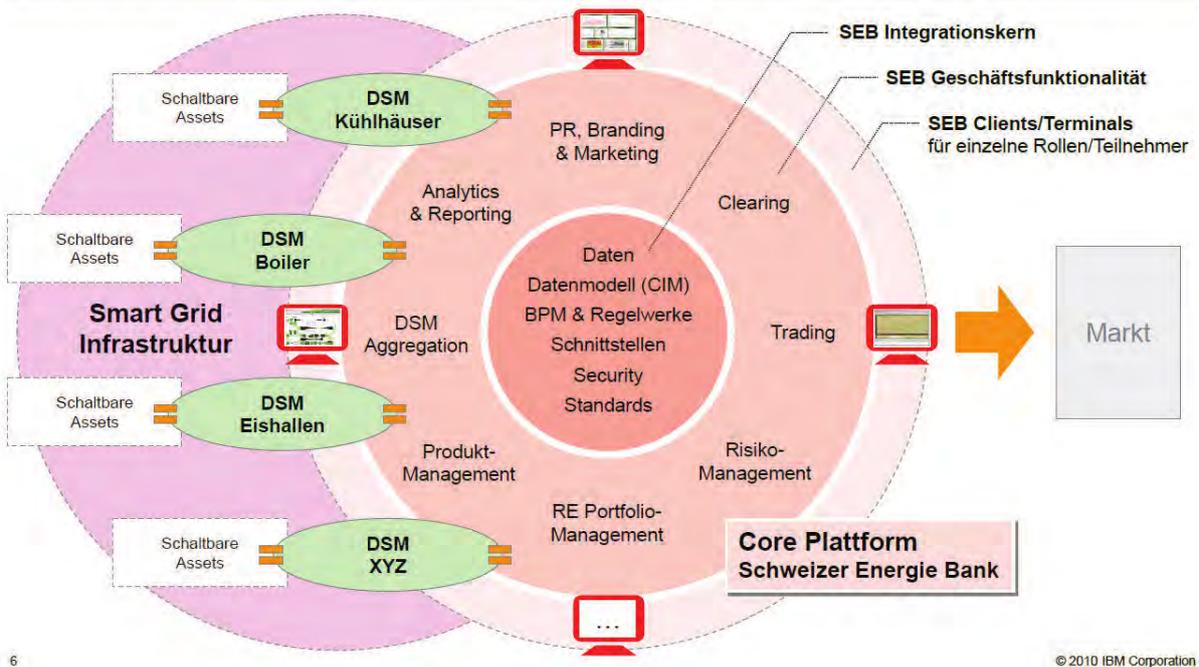


Abbildung 23: Modell der Schweizer Energiebank;²⁶

3.8.2 Erste zusammengefasste Erkenntnisse aus E-Energy Modellprojekten

Begriffe

- Lastverschiebung
 - Variabler Einsatz von Energie
 - Energiekonsum wird nicht reduziert
 - Energieeffizienz
 - Mit geringstem Energieeinsatz, bestmöglichstes Arbeitsergebnis
 - Optimale Nutzung der Energie
- Energieeffizienz & Lastverschiebung
 - Variabler Verbrauch von Energie mit geringstem Energieeinsatz
- Beschreibung "flexible Last"

²⁶ D-A-CH Workshop, Smart Grids Week Linz; 2011

- werden vom Aggregator gesteuert innerhalb eines abgesprochenen Rahmens
- Verschiebbar gegenüber einer Lastplanung
- Verschobene Lasten „fehlen“ an ihrem ursprünglichen geplanten Zeitpunkt und müssen entsprechend ausgeglichen werden.
- werden qualitativ unterschieden nach abschaltbar („positive Regelleistung“) und zuschaltbar („negative Regelleistung“)
- Demand Side Management (DMS) eignet sich tendenziell besser für negative Regelleistung

Branchen und Sektoren

- Grundsätzlich verschiedene Zugänge, ob auf wenige große, energieintensive Industrieunternehmen (ab 10 GWh) oder auf die heterogene Gruppe weniger energieintensiveren, klein- und mittelständisch strukturierten Branchen und Unternehmen gesetzt wird. (1- 10 GWh)
- Individuelle Akquise für einzelne Unternehmen oder segmentierte Gruppen ist notwendig

Betrachtung auf Prozessebene

- Zur Umsetzung konkreter Maßnahmen sind detaillierte Kenntnisse über den Prozess, mögliche Alternativen notwendig
- Auswirkungen von Maßnahmen müssen durch umfangreiche Messungen vorab und ab Umsetzung abgesichert werden.
- Über die genaue Erfassung der betrachteten Verbraucher vor und nach Durchführung der Maßnahmen kann der Kunde direkt den Erfolg nachvollziehen
- Verknüpfung mit Eigenerzeugung durch BHKW und PV kann den Erfolg der Maßnahme steigern
- Unternehmen sind bereit, teil zu nehmen, wenn ihre Geschäftsprozesse nicht gestört werden, deshalb eignen sich Speicher oder flexible Verbraucher in der Haustechnik am besten für DMS.
- 10 – 20 % der installierten Leistung sind flexibel (E-Energy Modellprojekt moma)

Schrittweiser Aufbau und Heranführen an den Markt

- Vom Zeitvariablen zum dynamischen Modell
- einfaches zeitvariables Tarifmodell & dynamische Elemente
- Bis hin zur automatischen Optimierung über Steuerbox
- Unter Berücksichtigung von:
 - Anlageneigenen Restriktionen
 - Leistungsspitzenreduktion
 - Gesamtbetrieb
 - Vertrauen zur Automatisierung (direct control)

- Test unterschiedlicher Anreizsysteme:
 - Incentive-based (Vergütung für Abschaltung oder Bereitschaft
 - direkte Kommunikation zwischen Kunde und DR-Anbieter) vs. Price-based (über zeitabhängige Tarife)
- Vermarktung der Lastverschiebung
 - Regelenergie -> Minutenreserve
 - •Prognoseausgleich -> neartime bis dayahead

IKT Infrastruktur

- Echtzeitverbrauch der einzelnen Anlage über Power Submeter Display
- Nachträglich werden Auswertungen der Power Submeter Daten zur Verfügung

3.8.3 Erkenntnisse virtuelles Kraftwerk E-Energy Modellprojekt eTelligence

Virtuelles Kraftwerk ist normaler Marktteilnehmer

- Anbindung über die gleichen Marktagenten und Schnittstellen.
- Zugang zu denselben Informationen und Produkten

Erhöhung der Anzahl von Marktteilnehmern durch virtuelle Kraftwerke

- Ein Energiemarkt funktioniert dann besonders gut, wenn es wenige, standardisierte Produkte gibt.
- Das virtuelle Kraftwerk befähigt auch Anlagen zur Marktteilnahme, welche die standardisierten Produkte des Marktplatzes nicht alleine erbringen können. (Bsp: fluktuierende Erzeuger)
- Weitere Verringerung von Zugangshürden und Risiken
- Besonders sehr kleine Anlagen können profitieren

Erkenntnisse zum Handel am Marktplatz im Vergleich zur Vergütung im EEG

- Nur in diesem Zeitraum waren die Anlagen „nicht in der EEG-Vergütung“
- Marktteilnahme für EEG und KWK-Anlagen unter EEG und KWGFörderung uninteressant.
- Interessant jedoch möglicherweise ab 2012 mit Marktprämie
- Interessant für Anlagen, welche aus der Förderung herausfallen
- Reduktion des Prognosefehlers von EE durch gemeinsamen Betrieb in einem BK
- Ausgleichsenergiebedarf für Wind und PV wurde im März 2011 durch 2 Kühlhäuser um 25% reduziert!

Kühlhäuser

- 6-8% Einsparungen der Beschaffungskosten an der Strombörse
- mehr Einsparungen im Winter, bedingt durch höhere Preisvolatilität und größere Flexibilität

Kommunale Unternehmen

- Kläranlagen:
 - Kläranlagen haben Flexibilitäten und großes Potential weil serienmäßig anwendbar; Lasten für Belebungsbecken sind 1-2 Stunden verschiebbar
 - BHKW zur Beheizung der Faultürme bietet Lastverschiebepotential
- Biogas:
 - Lastverschiebepotentiale durch Speicher bis zu 4 h,
 - oder Einspeisen von gereinigtem Biogas.
 - Speicher vergrößern bringt Flexibilität.

3.8.4 Zusammengefasste Erkenntnisse für zukünftige Aggregatoren

Die folgenden Aussagen wurden den Ergebnisprotokoll und Präsentationen der E-Energy Fachgruppe Markt vom 20.04.2012 in Essen entnommen und sind für mögliche zukünftige Fragestellungen und Schwerpunktbildungen in den fachlichen Arbeitsgruppen der D-A-CH Länder und für Kooperationen zusammengestellt.

Lohnende Branchen und Anwendungen im Bereich klein- und mittelständischer Unternehmen und Kommunen

- Lohnende Unternehmensbereiche sind Logistik, Lebensmittelkühlung und Klimatisierung von großen Verkaufsräumen.
- Lohnende Unternehmensbereiche sind Logistik, Lebensmittelkühlung und Klimatisierung von großen Verkaufsräumen.
- Lohnende Verbrauchergruppen sind Akkus, Klimaanlage und Kältespeicher
- 20% der Unternehmen mit dem größten Potential erzielen 80% der Wirkung
- Notstromaggregate und BHKWs eignen sich deutlich besser für positive Regelleistung als Demand Side Management
- Andere lohnende Bereiche: Gasvorwärmung, bereits lastoptimierte Systeme, Kläranlagen

3.8.5 Schritt für Schritt zur Lastverschiebung durch DSM

1. Aufbereitung der Möglichkeiten und notwendigen Voraussetzungen für potenzielle Betriebe

- Technische Umsetzung der Anbindung von DSM-gesteuerten Betrieben ergeben
 - Technik vor Ort
 - Datenübertragung
 - Implementierung in die VPS-Steuerung
- Einbindung in ein Energiemanagementsystem.
 - Zertifizierungssysteme geben den strukturierten Hintergrund und eine umfassende Zielbeschreibung

- Die Akquise von Industrie und Gewerbekunden sollte gefördert werden (zeitintensiv)
 - z.B: aus Sicht der Energieeffizienz

2. Datenerhebung vor Ort

- Lastmessungen der einzelnen Stromverbraucher
- Installation von Messelektronik – Kosten!
- Bisherige Ergebnisse basieren oft auf qualifizierten Annahmen und Hochrechnungen

3. Lastverschiebungen werden aufgrund eines Speicher ermöglicht

- Dieser muss aus den Prozessabläufen generiert werden
- Muss kein Energiespeicher sein. Könnte auch ein (Zwischen)Produktspeicher sein

4. Detaillierte Kosten / Nutzenanalyse und Klärung folgender Fragen

- Was darf eine Installation kosten?
- Ab welchem Preis für Regelleistung lohnt sich das Geschäft für alle Beteiligten.
- Wo liegen diese Parameter bei Pilotkunden?
- Was ist ein sinnvolles Geschäftsmodell?

5. Empfehlungen für die technische Umsetzung der DSM Steuerung

- Technik vor Ort, Datenübertragung
- Implementierung in die VPS-Steuerung

6. Technologie-Ausstatter könnte Treiber sein indem manche Maschinen nur noch mit Intelligenz gekauft werden können

- Hemmnisse bei etablierten Technikern und Technologien lösen: „Die bestehende funktionierende Prozesse sollen nicht verändert werden“

3.8.6 Sind EVUs als Aggregatoren von flexiblen Lasten geeignet?

- Geschäftsfeld, dass mit einer dezentraleren Stromerzeugung immer wichtiger wird.
- Strategisches Interesse: aktive Teilnahme an der Entwicklung und Gestaltung der Region innerhalb eines größeren langfristigeren Ziels.
- Über existierende Gewerbekunden ist bereits Zugriff auf Lastverschiebungspotenzial in den Unternehmen vorhanden
- Klärung der Rolle zwischen Netzbetreiber, Vertrieb und neuer Funktion notwendig
- Langfristige Bindung von wichtigen Industriekunden möglich
- Geschäftsfeld, welches mit dem Energiewandel (Energie wird teurer und in ihrer Erzeugung volatiler) immer lohnender wird.

3.8.7 Demand Response Potentiale: Situation in Österreich

Die Potenziale für Lastverschiebung und DSM Steuerungen von in österreichischen Industrieunternehmen wurde in einer vom Klima- und Energiefonds unterstützten Studie durch die erhoben. Die wichtigsten Erkenntnisse sind in den folgenden Punkten zusammengefasst.²⁷

Periphere Verbraucher ohne Prozessintegration (idR Standmotoren) haben hohes Potential (geringer zusätzlicher Personalaufwand)

- Lastverschiebepotential Industrie:
 - Papier-, Metall-, Zement- und Glas
 - Beispiele: Zementmühlen, Steinbrech-Anlagen, Holzzerkleinerungsanlagen, Elektroöfen, Elektrolyse, Klärwerke etc.
 - Größten 25 Betriebe verbrauchen 50 % Gesamtstromverbrauches
 - Betriebe im Teillastbetrieb haben höheres DR-Potential: die Potentiale sind also auch konjunkturabhängig
 - min. Potential rd. 250-330 MW, rd. 45 GWh

- Lastverschiebepotential Gewerbe:
 - Kühlhäuser (Systemträgheit gut für Lastverschiebung)
 - Klärwerke, kommunale Infrastruktur
 - min. Potential rd. 50 MW

Fördernd für eine Flexibilisierung des Verbrauchs sind also verschiedene Faktoren. Zum einen werden Daten innerhalb des Stromnetzes benötigt, die allen an der Verbrauchsflexibilisierung beteiligten Parteien die notwendigen Informationen zur Verfügung stellen. Zum anderen werden neue Verbraucher benötigt, die in der Lage sind, als Werkzeug für die Verschiebung von Lasten zu dienen. Hierzu zählen auf Haushaltkunden-Ebene zum Beispiel Elektroheizungen als Ersatz für Öl- und Gasheizungen in gut isolierten Gebäuden, „intelligente“ Haushaltsgeräte in Kombination mit Smart Metering oder auch die Elektromobilität, in der Fahrzeuge potenziell als Speicher dienen können.

Industrielle Verbraucher bieten mit Kühllhallen, Schwimmbädern oder energieintensiven Großgebäuden Anhaltspunkte für virtuelle Speicher zur Lastverschiebung.²⁸

²⁷ Quelle: NEW ENERGY Capital Invest, Allplan: Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich, http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iemt/iemt2011/uploads/fullpaper_iemt2011/P_265_Hinterberger_Robert_27-Jan-2011,_13:09.pdf , 17.04.2012

²⁸ Future Energy Grid. Acatech; 2012

3.9 Kundensegmentierung und Kundenbefragung: die richtige Ansprache ist entscheiden

In vielen Modellprojekten der D-A-CH Region ist die Suche nach dem Kundenverhalten, den Motivationen Smart Grid Technologien anzunehmen und auch die Bereitschaft darin zu investieren Teil der Arbeitspakete.

In den D-A-CH Workshops wurden daher aktuelle Erkenntnisse zu Kundenbefragungen und Segmentierung ausgetauscht.

Im folgenden Kapitel sind nun vorliegende Ergebnisse von besprochenen und vorgestellten Untersuchungen zusammengefasst:

3.9.1 Erhebung der Kundenakzeptanz bei Smart Meter Pilotprojekten in Österreich

In Österreich wurden 2011 die Kundenakzeptanz in fünf Smart Meter Modellprojekten abgefragt und von der Arbeitsgruppe Geschäftsmodelle und Use Cases der Nationalen Technologieplattform ausgewertet.

Welche Informationen bekamen die Testkunden?

	Was wurde an die betroffenen Kunden kommuniziert	Welche Informationen erhielten sie?
A	Der Feldversuch ist ein kostenloser Test im Segment Haushalt um zu klären, welche Form der Visualisierung (Display, Portal, Rechnung) zu bewusstem Verbrauchsverhalten führt . Zusätzlich gibt es zwei telefonische Befragungen.	<ul style="list-style-type: none"> • Alle notwendigen Informationen zum Feldversuch (ein Aviso-Schreiben und Kontakt zum Einbautermin), • Eventuelle Änderungen für den Kunden, Dauer des Feldversuchs • Beschreibungen der eingebauten Technik.
B	Pilotprojekt zur Evaluierung der neuen Technologie für zukünftige Vorteile für die Kunden wie keine Ablesetermine, keine Ablesefehler oder Verbrauchsschätzungen, Daten Online zur Verfügung, bessere Möglichkeit den Verbrauch steuern zu können, kundenspezifische Tarife,...	<ul style="list-style-type: none"> • Kundenanschreiben, • Kundeninformationsfolder • Postkarte nach Einbau des Zählers
C	Projektinformationen betreffend Pilotprojekt Smart Metering	Projektinformationen: <ul style="list-style-type: none"> • Projektaufbau, • Funktion Smart Meter, • Ziel des Projekts
D	Neue Technologie wird eingesetzt damit die Kunden neue Dienste erhalten können (z.B. mehr Informationen über den Stromverbrauch, neue, flexible Tarife)	Information der Kunden wurden vor der Zählermontage über die wesentlichsten Funktionen: <ul style="list-style-type: none"> • über lokale Medien • Und mit personalisiertem Schreiben
E	Terminvereinbarung mit Kunden zum Zählerwechsel	<ul style="list-style-type: none"> • Kunde wird über Funktionalität aufgeklärt • Datensammlung nur für Verrechnung • Kunde kann detailliertere Daten anfordern, diese werden ausschließlich an ihn weitergegeben.





Abbildung 24: Ergebnisse der Kundenbefragung österreichischer Smart Meter Pilotprojekte 1

Einschätzung Kosten/Nutzen

Welchen Informationsaufwand betrieb das Unternehmen?	
A	<ul style="list-style-type: none"> • Vorab Informationsschreiben mit allen Erklärungen und einem Antwortblatt (für Daten wie z.B. e-mail Adresse für den Portalzugang und Telefonnummer für die Befragung). • Persönlich vor Ort beim Einbau nochmalige Erklärung über Details des Feldversuches und Einweisung in die eingebaute Technik.
B	<ul style="list-style-type: none"> • Gemeinden der Testgebiete wurden informiert, • Medienberichte in den lokalen Zeitungen, • Kundenanschriften und Informationsfolder für Testkunden, • Online-Präsenz zum Projekt, • Berichte in Eigenmedien inkl. Mitarbeiterinformation, Fokusgruppendifkussion, • Evaluierung der Kundenreaktionen, • Information der betroffenen Energielieferanten
C	<p>Gemeindezeitung, ca. 10 gezielte Informationsveranstaltungen vor Ort</p>
D	Relativ geringer Aufwand für die lokale Presse und die Kundenschriften...
E	Info der Kunden vor Zählerwechsel!

Abbildung 25: Ergebnisse der Kundenbefragung österreichischer Smart Meter Pilotprojekte 2

Einschätzung Kosten/Nutzen

Wie war die Reaktion der Kunden?	
A	<ul style="list-style-type: none"> • Zunächst Einbau der Smart Meter bei Großteil der Kunden • bei telefonischer Befragung kam es zu Irritationen, ob Teilnahme zusätzliche Kosten verursacht • es gab Beschwerden zum Betrieb (Störungen HAN/WLAN, Probleme bei Portalzugang) • Mehrheit schien Portal nicht zu nutzen
B	<p><u>rd. 170 Kundenreaktionen im Zuge des Einbaus der Smart Meters</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • rd. 50% Kunden an Technologie interessiert, 50% Kunden reagierten mit Gleichgültigkeit • ein Kunde war der neuen Technologie gegenüber skeptisch; Grund: Sicherheit bei der Datenübertragung („Hacker“), • ein Kunde hat den Einbau des Zählers abgelehnt; Grund: jederzeitiger Zugriff auf Daten; skeptisch gegenüber Funktechnologie (Gesundheit) <p><u>Kundenreaktionen auf Basis Kundenanschriften:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfragen betreffend möglicher Beeinflussungen (Amateurfunk, In-House Power Line,.....), <p><u>Ergebnis aus Fokusgruppendifkussion mit Haushaltskunden:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • „...her mit dem Zähler, höchste Zeit, abrufbar im Internet, interessante Möglichkeiten - aber wirklich Einsparung und Veränderung? Anfangs ja und dann wird's zur Routine“
C	<ul style="list-style-type: none"> • Eher geringes Interesse bei jüngeren Personen (< 30 Jahre), • Großteil der Teilnehmer eher älter (> 50 Jahre), • Energiespartatgeber bzw. Energiespartipps von Interesse, • erwartete Energieeinsparungen > 5 EUR/Monat
D	<ul style="list-style-type: none"> • Die meisten Kunden stehen der neuen Technologie positiv gegenüber. • Die Kundenschriften sind gut, um wichtigste Fragen der Kunden bereits im Vorfeld zu beantworten. • Es gibt Kunden, die detailliertere Informationen wollen sowie Kunden, die die neue Technologie ablehnen (z.B. aus Datenschutzgründen oder auch deswegen, weil sie Strahlenbelastung befürchten), aber der %-Satz ist sehr gering.
E	Kaum Probleme!





Abbildung 26: Ergebnisse der Kundenbefragung österreichischer Smart Meter Pilotprojekte 3

3.9.2 Consumer to Grid Untersuchungen bei SGMS

In der Smart Grid Modellregion Salzburg werden zu Integration der Kunden folgende zentrale Fragestellung gestellt: Wie muss dem Kunden Information über mögliche Energieeinsparung präsentiert werden, um den Energieverbrauch nachhaltig zu reduzieren?

Die Stromrechnung, die einmal jährlich ins Haus kommt, bietet zu wenig Ansatzpunkte für aktuelle Verhaltensänderungen. Die Information muss häufiger und vor allem rascher zum Kunden gelangen, um Reaktionen zu erzeugen. Im Pilotprojekt C2G werden unterschiedliche Verbrauchs-Feedback-Lösungen auf deren Wirksamkeit getestet.²⁹

Energiefeedback-Varianten:

- Monatliche Abrechnungen per Brief
- regelmäßige E-Mails
- mobile Applikationen für Smart-Phones
- Internet-Portale
- Echtzeit-Visualisierung durch Wattson

Diese entwickelten Feedback-Methoden werden derzeit von rd. 290 Testkunden verwendet. Ziel ist es herauszufinden, welche (visuelle) Rückmeldung beim Kunden am ehestens zur Optimierung seines Energiebedarfs motiviert.

Key-Learnings aus dem Projekt

- Der Nutzen wird in C2G durch die Aufbereitung und Bereitstellung von Energieverbrauchsdaten mittels technischer Lösungen auf visuelle Weise erbracht
- Die Jahresrechnung hat den Vorteil der gleichbleibenden Annuitätenzahlungen. Hohe reale Teilzahlungsbeträge in den Wintermonaten werden ausgeglichen. Monatliche Verbrauchsinformation mit angepasster rollierender Abrechnung können Nachzahlungen auch weiterhin vermeiden.
- Folgende Marktteilnehmer sind derzeit an der technischen Lösung interessiert: Endkunden (derzeit First-Mover), Politik & Gesellschaft (20-20-20 Ziele), Hersteller der technischen Lösung, Wohnbauträger (Zusatzprodukte)
- Eine Realisierung der Geschäftsmodelle wird erschwert durch:
 - Nachhaltiges Kundeninteresse fehlt (idR. 4-8 Wochen)
 - Fehlende Deckung von Mehraufwendungen für IKT, div. Hardware-Komponenten etc.
 - Kundennutzen ist schwer zu kommunizieren. Intensive Beratung ist nötig um den Nutzen „Energieeinsparung bis zu ...“ realisieren und nachhaltig verankern zu können.

²⁹ Zwischenergebnisse Smart Grids Modellregion Salzburg. 2012

- Forschungsbedarf besteht für folgende Themenfelder:
 - Anpassung der Energiespartipps auf das reale Verbrauchsverhalten des Kunden (in Echtzeit und saisongerecht). Derzeit werden nur statische Energiespartipps gegeben.
 - Wie können Verbrauchsinformation und Zusatzinformation intelligent kombiniert werden damit ein Zusatznutzen für den Kunden entsteht? Was sind die Zusatznutzen (Einteilung in Kategorien und Wertigkeiten). Schnittstellenproblematik: Wer ist der Anbieter der Zusatzdaten (extern?) und wie können die Energiedaten mit den Zusatzdaten in der Feedback-Lösung verknüpft werden.
 - Integration des Feedbacks in Fremdplattformen (Soziale Netzwerke, proprietäre Anwendungen). Möglichst offene Schnittstellen werden dazu benötigt.
 - Integrierbarkeit unterschiedlichster Hardwaresysteme (z.B. Integration diverser Datenformate ins Back-End)
- Aus den fünf Feedback-Lösungen wird sich nicht DIE beste Lösung heraus kristallisieren. Eine Lösung befriedigt nicht alle Kunden. Zielgruppenorientiertes Denken ist notwendig (z.B. 80 % monatliche Rechnung, 15 % Portale, 5 % Wattson)
- Zusatznutzen ist der Schlüssel zu einer nachhaltigen Verwendung der Feedback-Lösung und somit nachhaltigen Verhaltensänderungen. Visualisierung alleine ist zu wenig. Die Kunden wollen möglichst individualisierte Einspartipps und Empfehlungen. Zusätzlich sollten Energieberatungen angeboten werden.
- Es ist ein hoher IKT-Aufwand für die Informationsbereitstellung notwendig (fernauslesbare Zähler, IKT-Hardware, Updating, etc.). Steht der Nutzen in einem richtigen Verhältnis zu den Kosten?
- Schnittstellenproblematik: Viele proprietäre Lösungen sind nur schwer gemeinsam einsetzbar (Zähler zu MDM, Zähler/MDM zu Webportal etc.)
- Hoher Aufklärungsbedarf beim Kunden (Aufklärung zu Smart Metering, Verwendung des Portals, Servicehotline, etc.)
- In Deutschland gibt es zahlreiche Modellregionen welche ähnliche Feedback-Methoden in Pilotprojekten testen. Beispielsweise kann genannt werden: eTelligence testet 650 Haushalte mit Energiefeedback-Lösungen; MeRegio: der aktuelle Energieverbrauch wird im Sekundentakt dem Kunden mittels „Stromradar im iPad“ angezeigt; MoMa: ein Energiebutler visualisiert den aktuellen Stromverbrauch (zusätzlich: automatische Reaktion von Geräten auf Strompreissignale); Smart Watts App: Info über iPad zu Stromverbrauch an Endkunden.

Empfehlungen an die Stakeholder

Aufgrund des erhöhten Bewusstseins für die Einsparpotentiale können auch Energieeffizienzmaßnahmen leichter umgesetzt werden (z.B: im Bereich effiziente Weißware oder Umwälzpumpen). C2G-Lösungen sind Bausteine zur Erreichung der Ziele der Energieeffizienzrichtlinie und damit entsprechend zu fördern.

Transparenz zum zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs allein reicht nicht aus um zu Einsparungen zu gelangen. Der Verbraucher müssen in der Lage sein, die entsprechenden Informationen zu bewerten und daraus Handlungsmöglichkeiten abzuleiten (konkrete Beratung, automatisierte Effizienzhinweise, detaillierte Analyse von Verbrauchskurven mittels IKT) Die Regeln des Datenschutzes sind zu beachten³⁰ Energieeinsparberatung in Zusammenhang mit C2G-Lösungen sind zu forcieren.

Zusatznutzen ist der Schlüssel zu einer nachhaltigen Verwendung der Feedback-Lösung und somit nachhaltigen Verhaltensänderungen.

Forschungsbedarf ist in Richtung Anpassung der Energiespartipps auf das reale Verbrauchsverhalten des Kunden (in Echtzeit und saisongerecht) gegeben. Dabei soll die Frage geklärt werden, welche Energiespartipps, wann eingesetzt, zu nachhaltigen Verhaltensänderungen führen.

Viele proprietäre Lösungen (unterschiedliche Schnittstellen) sind nur schwer gemeinsam einsetzbar (Zähler zu MDM, Zähler/MDM zu Webportal etc.). Aus diesem Grund ist die Standardisierung und Normierung voranzutreiben.

3.9.3 Kundensegmentierung und Milieuuntersuchungen in Deutschland

Im Rahmen von D-A-CH Workshops wurden Erfahrungen und Ideen zum Themenbereich Kundensegmentierung und unterschiedlicher Motivlagen ausgetauscht. Im Jahr 2011 veröffentlichte das Forschungsinstitut EnCT aus Freiburg die Marktstudie „Kundensegmente und Marktpotenziale“.³¹ Die Ergebnisse dieser Untersuchungen sind in der acatech Studie Future Energy Grid zusammengefasst. Aufbauend auf die Fragestellungen in den D-Ach Workshops werden wichtige Erkenntnisse dieser Untersuchungen zitiert:³²

Dabei handelt es sich um eine repräsentative Befragung mit 1 100 Teilnehmern (Energieentscheider) zu neun smarten Energieprodukten. Ziel war es, das Kundeinteresse und Kundenpotenziale zu ermitteln, sowie pro Produktklasse die jeweils relevanten Kundensegmente und deren Motive herauszuarbeiten. Gemeinsam mit dem Sinus Institut

³⁰ B.A.U.M Consult: Smart Energy made in Germany. Zwischenergebnisse der E-Energy-Modellprojekte auf dem Weg zum Internet der Energie, Seite 17, Berlin 2012.

³¹ Harald Schäffler (Hrsg.) ENCT Marktstudie 2011 Kundensegmente und Marktpotentiale

³² Future Energy Grid. Acatech; 2012

wurden smarte Energie- Angebote ausgewählt, die den Bogen von einfachen, passiv genutzten Produkten bis hin zu variablen und auf Interaktion angelegten Systemen spannen und den Befragten wie folgt beschrieben wurden:

„Intelligente“ Haushaltsgeräten können über eine Steuerzentrale sowohl im Haus als auch von außerhalb via Smartphone und Computer angesprochen werden. Aufgrund der Komplexität ist ein hohes Technik-Know-how und -Begeisterung Voraussetzung. Smart Homes eigne sich vor allem für (solvente) Wohneigentümer, da zunächst eine Investition in die Infrastruktur notwendig ist. Wie bei „Variabler Tarif und Internet-Feedback“ findet auch hier ein Datentransfer statt □ das Thema Vertrauen spielt also auch hier eine wichtige Rolle. Der Vorteil „intelligenter“ Geräte ist, dass sie selbstständig in günstigeren Tarifzeiten in Betrieb gehen und somit den Verbraucher finanziell weiter entlasten. Die Milieuuntersuchungen zeigen, dass nur finanzielle starke und zukunftsorientierte Gruppen in ersten Schritten mit intelligenten Haushaltsgeräten angesprochen werden können und daher noch keine rasche Durchdringung inklusive eines breiten Energiemarktes erreicht werden kann.

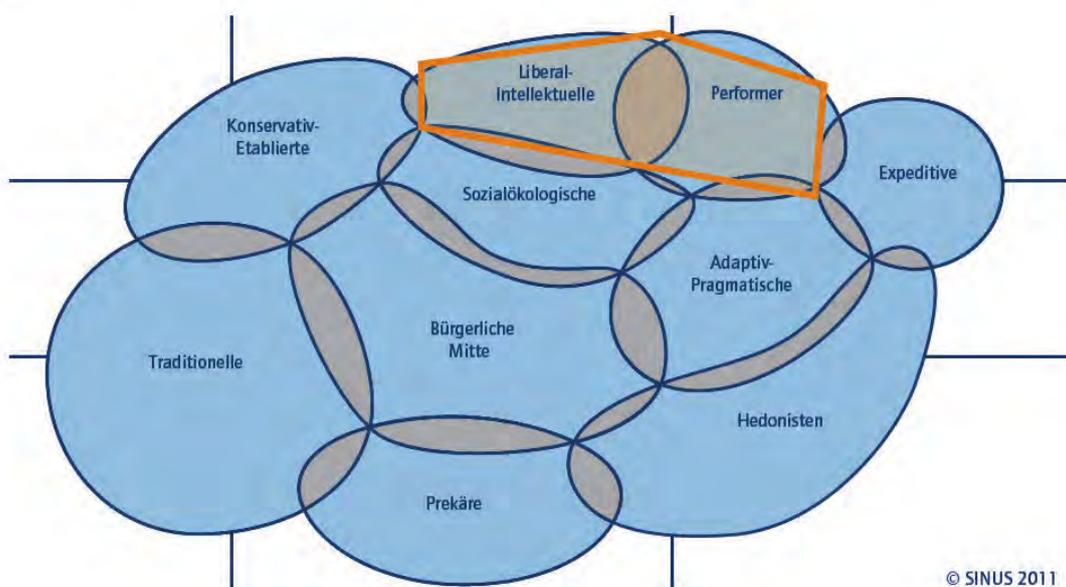


Abbildung 27: Intelligente Geräte – Smart Home: Expertise von EnCT und Sinus auf Basis der Marktstudie „Kundensegmente und Marktpotenziale“, 2011³³

Barrieren Intelligente Haushaltsgeräte Hinzu kommt die Zahlungsbereitschaft für sogenannte Smart-Home-Produkte, wie intelligente Kühlschränke oder andere vernetzte Haushaltsgeräte. Mehrere Studien mit Endverbrauchern belegen, dass die Befürchtung von zu hohen Anschaffungskosten stark ausgeprägt ist und diese gegebenenfalls in keinem Verhältnis zum Nutzen stehen.

³³ Harald Schäffler (Hrsg.) ENCT Marktstudie 2011 Kundensegmente und Marktpotentiale

Intelligente Geräte im Haushalt bedeuten neben einer Steigerung des Komforts und der Energieeffizienz aber auch eine oftmals ungewollte Abhängigkeit von der Technik. Hinzu kommt die Befürchtung, dass die Technologie zu komplex und daher unverständlich ist. Die so vermutete schwierige, nicht intuitive Bedienbarkeit entsprechender Systeme konterkariert insofern den bestehenden Komfort bzw. erwünschten Komfortgewinn. Außerdem gehen viele Verbraucher (ausgehend von eigenen Erfahrungen) fast schon grundsätzlich davon aus, dass bei der Einführung neuer Produkte und Technologien die technische Fehlerquote (zunächst einmal) sehr hoch ist („Kinderkrankheiten“).

Den größten Zuspruch der drei ausgesuchten Produkte erhielt das überschaubarste und am wenigsten aufwendige Angebot – das Wohnungsdisplay (61 Prozent Interesse; 30 Prozent Kundenpotenzial) – gefolgt von der Vision „Smart Home“ (46 Prozent Interesse; 18 Prozent Kundenpotenzial). Etwas weniger Kundenpotenzial kann der variable Tarif inklusive Internet-Feedback verzeichnen (46 Prozent Interesse; 12 Prozent Kundenpotenzial).

Das Wohnungsdisplay stellt von den drei ausgewählten Produkten die geringsten Anforderungen an das technische Verständnis der Nutzer, was zu einem breiten Milieu-Potenzial führt. Die Nutzer müssen durchaus Gefallen finden an neuen Entwicklungen und einen Bezug zu moderner Technik haben, ein ausgesprochenes Technik-Know-how ist aber nicht notwendig.³⁴

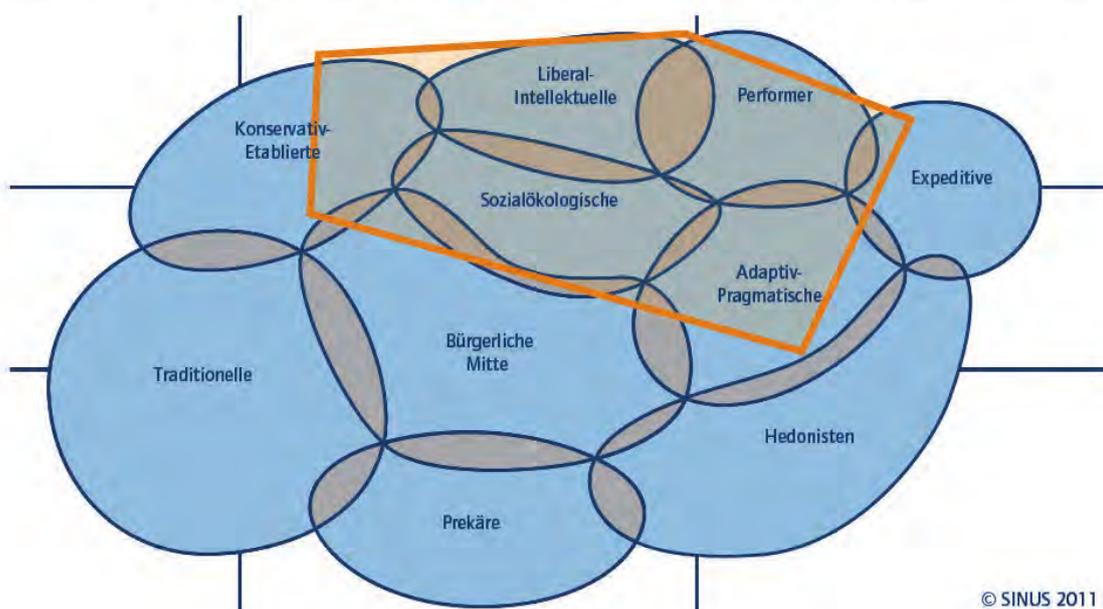


Abbildung 28: Wohnungsdisplay: Expertise von EnCT und Sinus auf Basis der Marktstudie „Kundensegmente und Marktpotentiale“, 2011³⁵

³⁴ Future Energy Grid. Acatech; 2012

³⁵ Harald Schäffler (Hrsg.) ENCT Marktstudie 2011 Kundensegmente und Marktpotentiale

Die durch Struktur- und Wertewandel veränderten Freizeit- und Konsumorientierungen und das damit verbundene Entstehen neuer Werte und Lebensstile führen in allen Märkten zu grundlegenden Veränderungen, die die strategische Marketing-, Produkt- und Kommunikationsplanung vor neue Herausforderungen stellen. Dies macht die Entwicklung neuer, sensibler Marktmodelle notwendig, die sich an der zunehmend komplexer werdenden Realität orientieren, das heißt an den sich ausdifferenzierenden Wünschen und Bedürfnissen der Menschen: Der Mensch ist hier der Markt! Es versteht sich von selbst, dass mit der heute stattfindenden Zersplitterung von Märkten und Zielgruppen dem Marketing auch immer differenziertere Strategien abverlangt werden. Zielgruppengerechte Produktentwicklung und Positionierung, erfolgreiche Markenführung und Kommunikation sind heute nur noch möglich, wenn man von der Lebenswelt und dem Lebensstil der Kunden ausgeht, die man erreichen will. Die Studie empfiehlt in einem ersten Schritt ein Setzen der Prioritäten auf die Gruppen „Liberal-Intellektuelle“ und „Performer“. Große Herausforderungen in der Überzeugung werden bei den zahlenmäßig großen Gruppen „Traditionelle“, „Bürgerliche Mitte“ und „Prekäre“ gesehen.

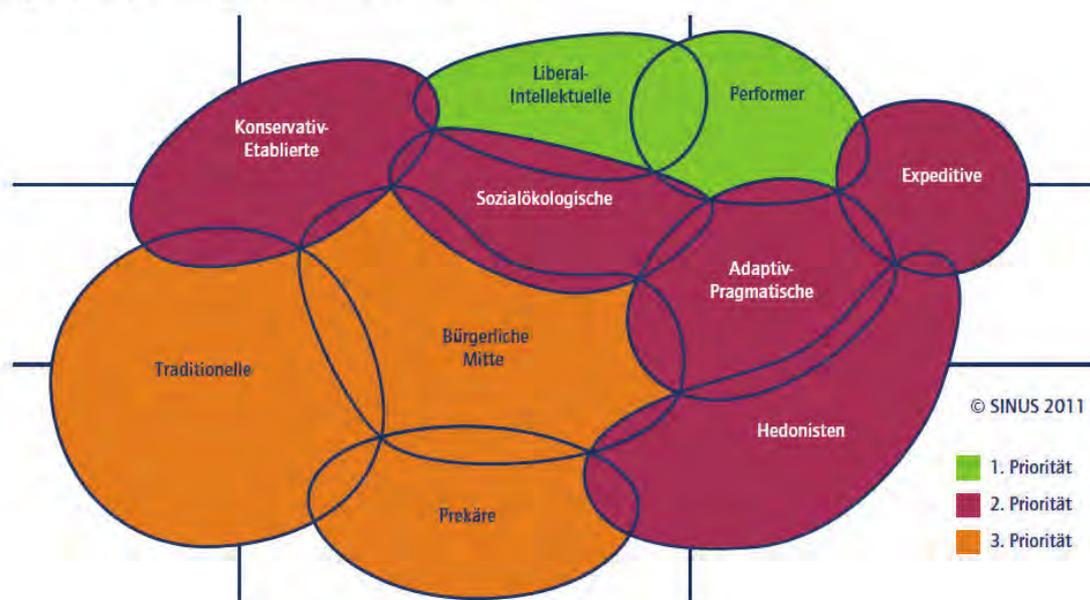


Abbildung 29: Milieupriorisierung: Expertise von Sinus 2011³⁶

Auch die jetzt absehbaren Erkenntnisse aus den Versuchen in den sechs E-Energy Modellprojekten zeigen, dass Haushaltskunden oft nur schwer und mit großem Informationsaufwand zu gewinnen sind. Die gute Reaktion der KundInnen auf die Feldversuche wird zu einem hohen Anteil an der Auswahl der Kundengruppen gesehen, da „Pionierkunden“ überrepräsentiert sind. Eine genauere Auswertung der Motive „Kostensparnis“ und ideeller Motive wie „Umweltschutz“, „Stärkung der Region“ ist für die Abschlussphase der Projekte geplant. Hemmnisse in der Akzeptanz neuer Technologien werden im Verlust der Steuerungsmöglichkeiten und im Datenschutz gesehen.

³⁶ Future Energy Grid. Acatech; 2012

3.9.4 Gap Analyse zeigt Akzeptanzprobleme auf

Die Gap Analyse weist auf ein Akzeptanzproblem der Kunden in der Akzeptanz neuer Technologien im Energiesystem hin. Lösungen sind daher vor allem in nicht-technologischen Ansätzen zu suchen

- The main gaps are therefore in the non-technological field. Key items that appear from this analysis
- The acceptance of new energy systems (tackling the concerns about privacy and the fear of degraded quality of supply)
- The behaviour of individual consumers (including the chances of non-monetary incentives by applying psychological, marketing and societal means)
- The positioning of final consumers in the new energy/electricity landscape (including the legal and regulatory framework for advanced market models)
- The relation between the Smart Grid and the Smart Home discussion (concentrating on the improvement of comfort with advanced energy technology)
- Economic framework/business models implying all stakeholders (also home automation provider)
- Many national projects are addressing the needs and chances of advanced energy supply with respect to their national requirements and established systems. However, these are very distinct in European countries. There is a clear need for transnational cooperation as well in joint development projects and by building and maintaining cooperation platform (as it has been started with the GRID+ project).

3.10 Das Schichtenmodell bringt Struktur in Use Cases, Geschäftsmodelle und in das Marktumfeld

3.10.1 Das Smart Grid Schichtenmodell

Das dynamische Umfeld im Themenfeld Smart Grid und die Vielzahl an parallel und international verlaufenden Initiativen macht es notwendig eine einheitliche Architektur zu entwerfen, die eine Einordnung sowohl basisorientierter Fragestellungen wie IKT Schnittstellen und Datentransfers bis hin zur Umsetzung in Geschäftsmodellen abbilden lässt. Aus dem Schichtmodell können so weitere Forschungsthemen und Empfehlungen und Positionen in Richtung nationaler und internationaler Entscheidungsträger abgeleitet werden.

In der Task Force wurde das Schichtmodell von Vertretern in internationalen Gremien vorgestellt und diskutiert. In Österreich wird dieses Schichtmodell bei der Aufbereitung und Darstellung ausgewählter Geschäftsmodelle und Use Cases in den Arbeitsgruppen der nationalen Technologieplattform verwendet.

Die drei europäischen Standard- und Normierungsorganisationen CEN (European Committee for Standardization), CENELEC (European Committee for Electrotechnical Standardization) und ETSI (European Telecommunications Standard Institute) haben dazu im März 2012 im Auftrag der Europäischen Kommission eine technische Referenzarchitektur veröffentlicht, die Funktionen und Datenflüsse abbildet und Subsysteme integriert. In weiteren Standardisierungsprozessen soll die Zusammenarbeit der Stakeholder in den Bereichen Interoperationalität, Sicherheit und Datenschutz sicher gestellt werden.

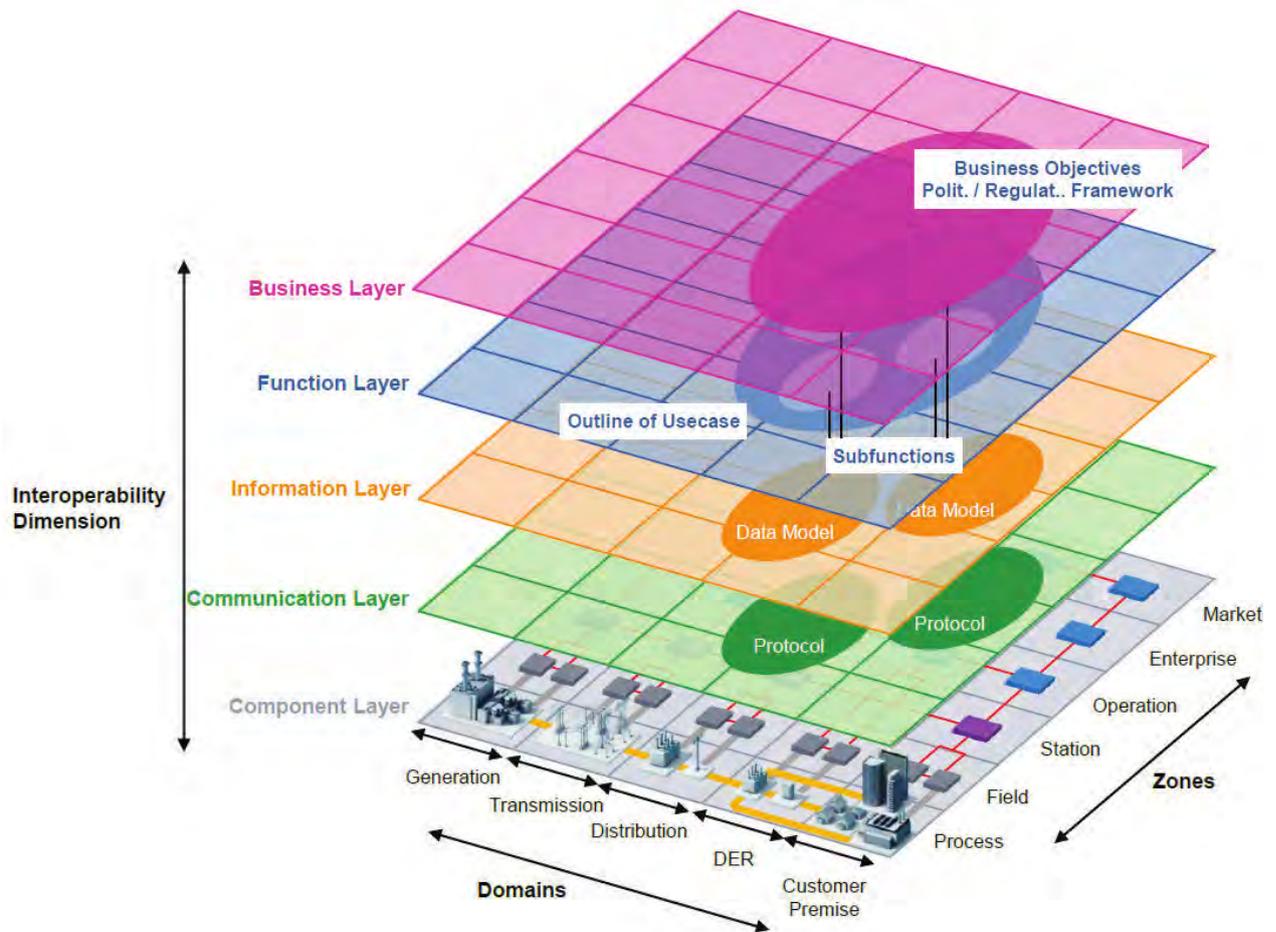
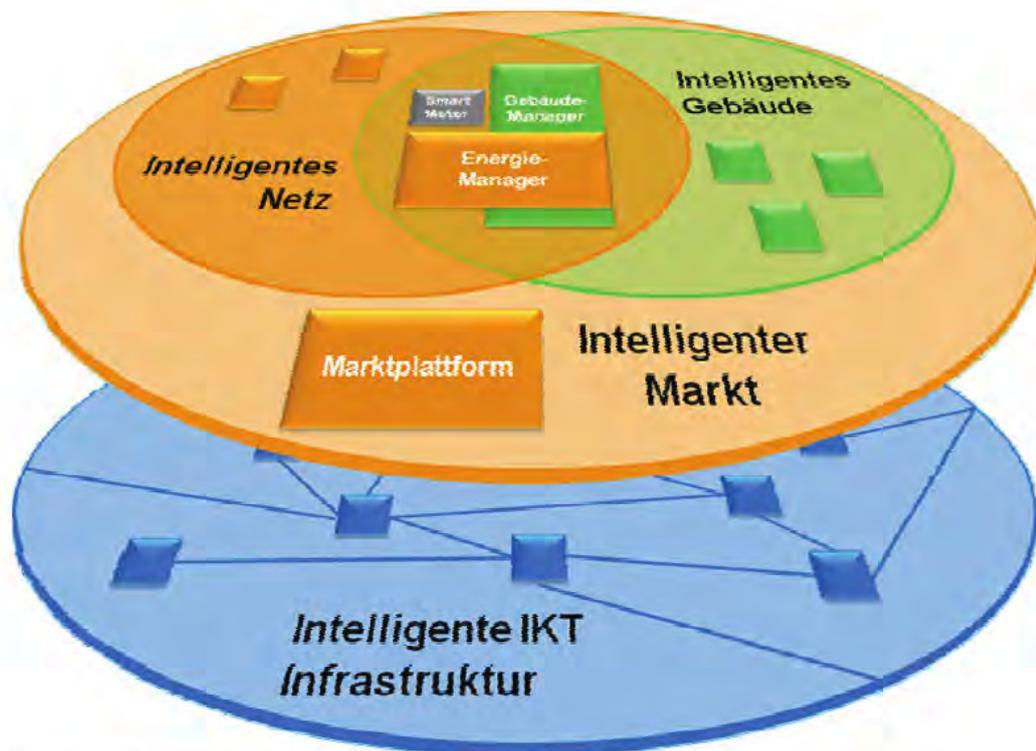


Abbildung 30: Smart Grid Schichtenmodell der Smart Grid Coordination Group (SG-CG) ³⁷

Die Schichten der Geschäftsmodelle „Business Layer“ und der Use Cases „Function Layer“ detailliert dargestellt zeigen das Zusammenwirken von nach außen gerichteten Geschäftsmodellen und den dahinter liegenden Systemen wie der IKT Infrastruktur. Das Layer-Modell erlaubt es so, Rollen, Funktionen und Aufgaben zuzuordnen. „Use Cases“ werden vor allem im Function Layer definiert und beschrieben und stehen in Beziehung zum Business Layer und zu Information und Communication Layer. Dieses Schichtmodell liegt somit auch den E-Energy Modellprojekten zu Grunde.

³⁷ The harmonized electricity market role model. European Network of Transmission System Operators for Electricity; 2011



Ludwig Karg, B.A.U.M. Consult München / Berlin, E-Energy Kongress 2012

Abbildung 31: Business Layer und Function Layer in E-Energy³⁸

Europaweit wird auf der Ebene des Function-Layer eine Konzentration auf zehn Use Cases angestrebt, die mit einer High Level Function beschrieben werden können.

Im Rahmen von E-Energy werden derzeit vier dieser Use Cases als besonders relevant eingestuft:

1. VPS / VPP: Virtuell Power Systems / Virtuell Power Plants
2. DSM: Demand Side Management
3. Direct Control
4. Lieferantenwechsel

³⁸ Business Layer und Function Layer in E-Energy. L.Karg; B.A.U.M. Consult; E-Energy Kongress; 2012

3.10.2 Die Funktion des Flexibility Operators

Am Beispiel des Use Cases DSM – Demand Side Management wurde im Rahmen der D-A-CH Task Force die Anwendung des Layer Modells erarbeitet. Im Function Layer wird dabei die zur Erfüllung des Use Cases notwendige High Level Function beschrieben. In diesem Fall ist dies die Funktion des Flexibility Operators. Zur Umsetzung sind weitere Funktionen notwendig die hierarchisch untergeordnet aber in der gleichen Ebene beschrieben werden.

Diese Funktionen greifen auf technische oder organisatorische Komponenten des Component Layers zurück. Schließlich können aus den Funktionen – sowohl aus der High Level Function des Use Cases als auch aus anderen – Geschäftsmodelle entwickelt werden, die im Business Layer abgebildet und in das Marktsystem sowie das regulatorische Umfeld integriert werden.

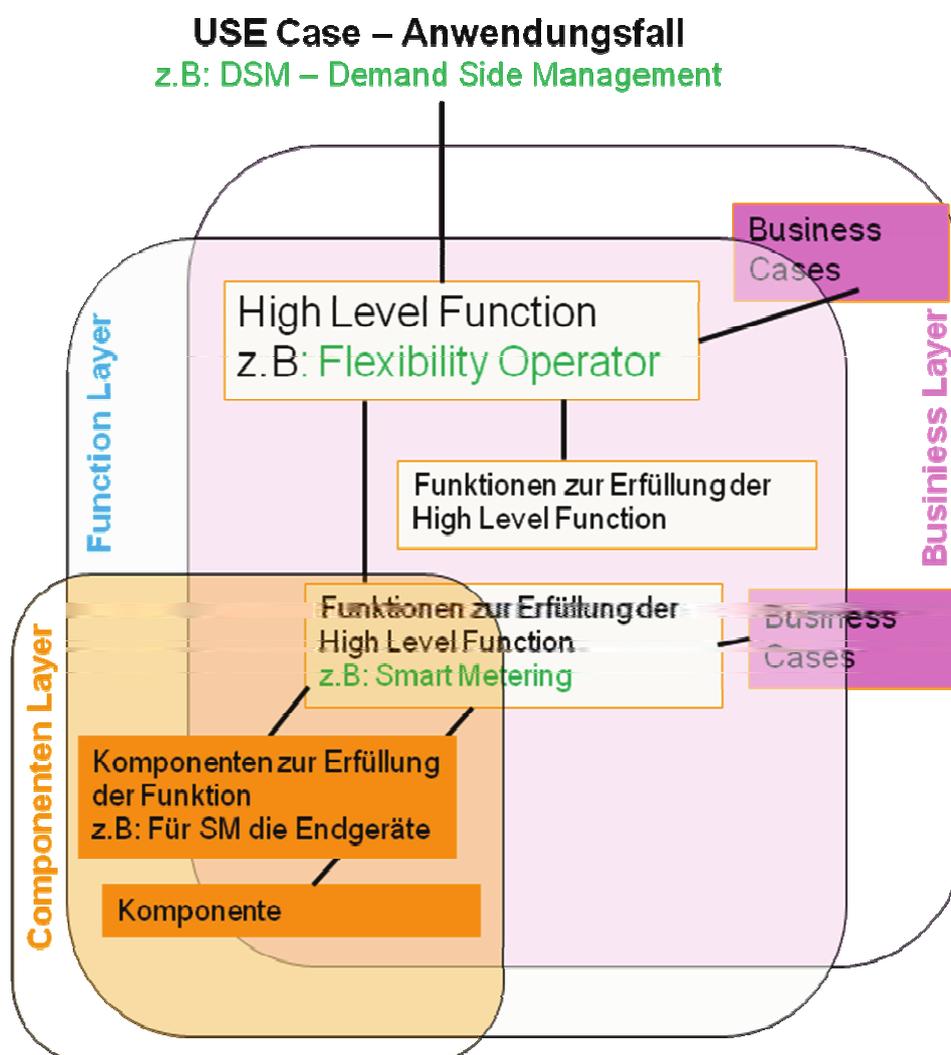


Abbildung 32: Anwendung des Layermodells am Beispiel des Use Cases „Demand Side Management“ und der High Level Function „Flexibility Operator“

3.10.3 *“Aggregator-Funktion oder Flexibility Operator – Generic Role?”*

Wer in seinem betrieblichen oder häuslichen Umfeld Strom erzeugt, ist dann nicht mehr nur Konsument sondern auch Produzent, kurz: Prosumer. Auf den zukünftigen „Marktplätzen der Energien“ werden dann nicht nur die bisher bekannten Stromverbrauchstarife angeboten. Möglicherweise wird es neue Geschäftsmodelle geben, wie etwa das Anbieten von „Least-Cost“- oder „Prepaid“-Strombezug.

Hier gilt es jedoch, außerhalb von E-Energy noch einige offene Fragen zu klären. Mit Sicherheit wird es dynamische Tarife geben, bei denen man für seine Flexibilität im Stromverbrauch honoriert wird. Wenn auch wohl nicht jeder einzelne Haushalt dort den Strom aus seinen Erzeugungsanlagen und Speichern handeln kann, so wird es auf den elektronischen Marktplätzen eine Reihe neuer Marktteilnehmer geben, die im Sinne von Agenten oder Aggregatoren dort ihre Klienten vertreten. Auf diesen Marktplätzen können auch weitere Dienstleistungen angeboten werden, zum Beispiel notwendige Prognosen zur Ermöglichung wirtschaftlichen Handelns. Oder Programme, die der Effizienzsteigerung in Haushalten und Betrieben durch intelligente Wartung und Steuerung der Energie erzeugenden und verbrauchenden Anlagen dienen. Hier berühren sich die Smart-Grid-Lösungen und die sich schnell entwickelnden IKT-gestützten Steuerungen in den Bereichen Smart Home und Smart Factory.³⁹

Für die E-Energy Fachgruppe Markt wurde die Einordnung der Begriffe zusammengefasst wie in der folgenden Abbildung ersichtlich dargestellt.

³⁹ Future Energy Grid. Acatech; 2012

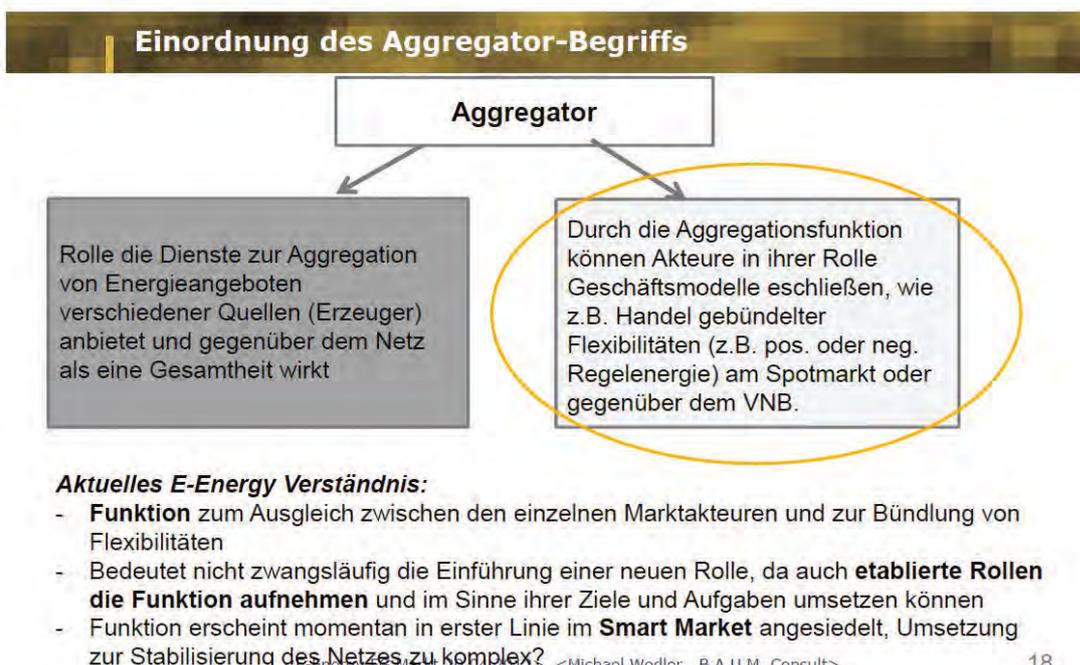


Abbildung 33: Einordnung des Aggregator-Begriffs Aggregator. ⁴⁰

Im Draft Report der Working Group Sustainable Processes der Smart Grid Coordination Group / Mandate M/490 mit dem Namen "Use Case Collection, Management, Repository, Analysis and Harmonization", den Sie im Anhang der E-Mail finden, wurde das Aggregatorkonzept, mit dem auch im Rahmen von E-Energy gearbeitet wird, mit dem Begriff Flexibility Operator abgelöst. Der Grund für die Konzeptionierung des Flexibility Operator liegt darin, dass unter dem Aggregator-Begriff inzwischen überwiegend das Bündeln kleiner Kapazitäten zur überregionalen Vermarktung verstanden wird und weniger z.B. die Mobilisierung von Flexibilitäten zur Netzstabilisierung. Mit dem Begriff Flexibility Operator bleibt Spielraum für unterschiedliche Ziele von Flexibilitätsverwertung. Der Flexibility Operator wird als generic role verstanden. Dieser Begriff und das dahinterliegende Rollenverständnis, das an die EU-Kommission weitergeleitet und von dieser verwendet werden soll, und seine unscharfe Abgrenzung zum Begriff Akteur und Funktion birgt nach deutschem Regulierungsverständnis die Gefahr, dass eine neue eigenständige Rolle neben den klassischen Rollen (Netzbetreiber, Vertrieb, ..) abgegrenzt und „reguliert“ wird.

⁴⁰ E-Energy Markt; Michael Wedler, B.A.U.M.; 20.04.2012

Der kurze Überblick zeigt die Unterschiede der Konzepte in Bezug auf Funktion, Zweck, Effekte etc. sowie über die Definitionen. Die Tabelle zeigt den Diskussionstand zwischen deutscher Sichtweise und internationaler Position mit 20.04.2012.

	Aggregator	Flexibility Operator
Funktion	Bündeln kleiner Einheiten von Angebot und oder Nachfrage-Flexibilitäten- / Kapazitäten aus Erzeugung und Verbrauch (ggf. Speicher)	Pooling kleiner Flexibilitäten von Kunden oder Netznutzern; aggregieren kleiner Erzeugungseinheiten
Zweck	Qualifizierung (Veredelung) zu handelbaren Produkten für Märkte, die für einzelne Einheiten nicht erschließbar sind.	Verwendung auf Energiemärkten oder Netzmanagement, Auftritt ggü. Dem Netz als ein Geschäftspartner (mit aggregierten Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten), Teilnahme n bestehenden oder neuen Ausgleichenergiemärkten
Effekte	Höhere Wertschöpfung, bzw. Kostenvorteile, die ökonomisch tragfähige Geschäftsmodelle ergeben	Aufschließung kleiner Flexibilitäten für Märkte und Netzmanagement
Energiepolitischer Beitrag	Liberalisierung durch bessere Marktzugänge, -teilnahme kleiner Prosumer	Liberalisierung, Integration EE

Geschäftsmodelle	Handel zwischen Verbrauchern und überregionalen Märkten (Spotmarkt, OTC) Handel zwischen Verbrauchern und Vertrieb (Bündelung von Kundennachfragen) Handel zwischen Verbrauchern und Netzbetreibern (Substitution von Ausgleichsenergie, Lastanpassung) Handel zwischen Erzeugern und Netzbetreiber (Substitution von Ausgleichsenergie, Lastanpassung) Handel zwischen Erzeugern und Verbrauchern (Grünstromvermarktung)	
Marktakteure, die die Funktion des Aggregierens ausüben können	Vertrieb, Netzbereiber, Dritte	Energieversorger, VNB, Aggregatoren, ... , agent, Virtual Power Plant (VPP), energy servicing company, energy supplier with variable tariffs."

Abbildung 34: Aggregator-Funktion oder Flexibility Operator – Generic Role?“ – Begriffsdefinitionen 1
Stand: 20.04.2012

Begriffsdefinitionen und -verwendungen innerhalb von E-Energy	Begriffsdefinitionen und -verwendungen im Report der Working Group Sustainable Processes
<p>Begriffshierarchie in E-Energy: <u>Akteur:</u> eine real existierendes Unternehmen oder eine Gruppe von Unternehmen (die vier großen Energieversorger, Stadtwerke etc.) <u>Rolle:</u> eine definierte Marktrolle gemäß Unbundling (Verteilnetzbetreiber, Energieversorger, Energiedienstleister etc.) <u>Funktion:</u> eine konkrete Funktion, die ein Akteur in seiner Rolle/seinen Rollen ausübt (Aggregieren von Erzeugeranlagen, Netzüberwachung, Flexibility Operator, Virtual Power Plant, etc.). Die Funktionen scheinen nicht trennscharf zu sein, können sich überlappen und sind z.T. auch wieder Oberbegriffe.</p> <p>Ausführungen zum Aggregator im Evaluationsbericht 2011: Einführung der Aggregatorenfunktion als Vermittler zwischen Netz- und Lieferant, bzw. Erzeuger- und Verbraucherinteressen. Sofern eine neue Rolle entwickelt wird, kann sie allgemein als Aggregator bezeichnet werden, der Dienste zur Bündelung kleiner Flexibilitäten (Energieangeboten verschiedener (Erzeuger), verschiebbare Lasten, Speicherkapazitäten) anbietet und gegenüber dem Netz als ein</p>	<p>Je nach EU-Bericht gehen die Inhalte der Begriffshierarchien durcheinander. Akteur und Rolle sind oft äquivalent, Funktionen werden zu Rollen etc.. Die E-Energy-Begriffshierarchie könnte als Standard vorgeschlagen werden.</p> <p>In der Excel-Datei Report WG SP_Annex I Actor List wird der Aggregator wie folgt definiert: "Role offering services to aggregate energy production from different sources (generators) and acts towards the grid as one entity, including local aggregation of demand (Demand Response management) and supply (generation management). In cases where the aggregator is not a supplier, it maintains a contract with the supplier."</p> <p>Im Report selbst wiederum wird auf Seite 11 und ab S.33 der Flexibility operator als generic role erklärt: „In the following report, the “Flexibility Operator” role has been chosen as a generic role that can be endorsed by several business actors.“ “The flexibility operator is a general role that pools small flexibilities of customers / network users in order to make use of them in the grid or</p>
<p>Dienstleister (Akteur) wirkt. Der Aggregator agiert als Bindeglied zwischen netzseitigen Bedürfnissen und Lastmanagement auf Erzeuger- und Verbraucherseite. Der Ausgleich zwischen den Bedürfnissen anderer Rollen erfolgt aber durchaus aus wirtschaftlichen Interessen, das heißt er muss dem Aggregator einen Gewinn verschaffen. Allerdings handelt es sich bei der Aggregation in erster Linie um eine neue Funktion zum Ausgleich zwischen den einzelnen Marktakteuren und zur Bündelung von Flexibilitäten. Diese muss nicht zwangsläufig die Einführung einer komplett neuen Rolle bedeuten, da sie auch den etablierten Rollen, die durch neue Mechanismen dazu befähigt sind, umgesetzt werden kann.</p> <p>Aus unserer Sicht ist Aggregation an sich auch kein Geschäftsmodell sondern Mittel zum Zweck: Durch Aggregation können Geschäftsmodelle erschlossen werden wie der Handel gebündelter Flexibilitäten (z.B. pos. oder neg. Regelenergie) am Spotmarkt oder gegenüber dem VNB.</p>	<p>on energy markets. The concept is often referred to as aggregator, but in this case the name should underline the general role concept of “Using flexibility”. According to the description of the role concept the roles of the flexibility operator might be performed by existing market rôles like energy suppliers, aggregators, DSOs etc...”</p> <p>“The basic concept of the flexibility operator seems to be widely accepted, although the name of the flexibility operator and its detailed tasks are varying. The flexibility operator has the task to collect the various flexibilities from different CEMS. He defines his own optimization strategy making use of the flexibilities offered to him on the one hand and participating in new or existing balancing power markets on the other hand. The generic actor “flexibility operator” can be performed by various market roles which are partly only representing a specific view on the general concept of a flexibility operator: aggregator, agent, Virtual Power Plant (VPP), energy servicing company, energy supplier with variable tariffs.”</p>

“Abbildung 35: Aggregator-Funktion oder Flexibility Operator – Generic Role?” – Begriffsdefinitionen 2
Stand: 20.04.2012

3.10.4 Mögliche Aggregatorrollen in Österreich

In der Arbeitsgruppe Geschäftsmodelle und Use Cases der Nationalen Technologieplattform werden mögliche Aggregatorrollen im österreichischen Marktsystem diskutiert. Im ersten Schritt soll festgestellt werden, welche Rollen bereits jetzt ähnlich einem Aggregator abgewickelt werden oder welche weiteren Funktionen im bestehenden Marktsystem möglich wären.

Im laufenden Arbeitsgruppenprozess werden dazu Use Cases wie „Messtellendienstleistung“, „Makler und Aggregation von Stromlieferverträgen“, „Demand Response Aggregator“ oder „Marktorientiertes Laden von Elektrofahrzeugen“ erarbeitet und von den Mitgliedern diskutiert. Eine Übersicht über mögliche Aggregatorfunktionen gibt die folgende Abbildung.

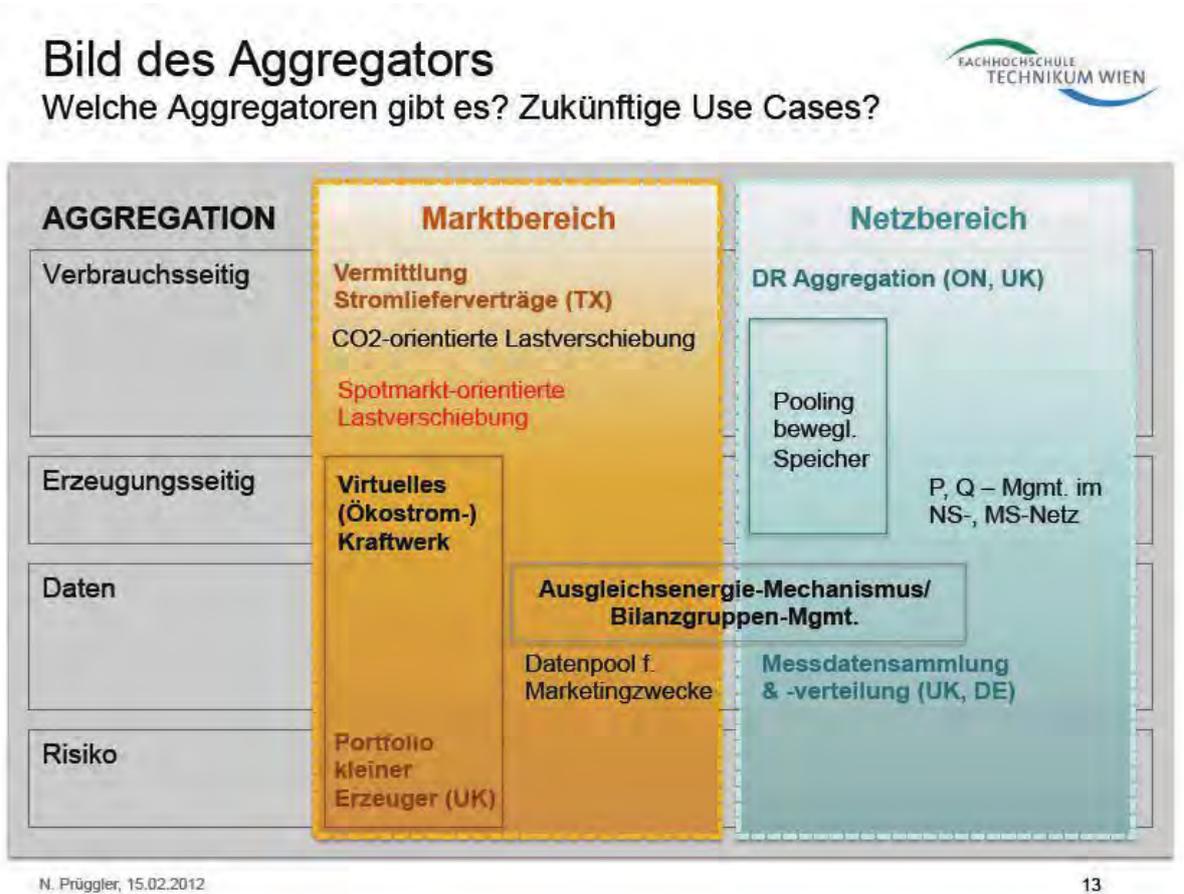


Abbildung 36: Übersicht über mögliche Aggregationsfunktionen. Prügler, 15.02.2012

3.11 Die Regulatorischen Rahmenbedingungen ermöglichen und Bedingen die Rollen in Smart Grid Geschäftsmodellen und ermöglichen Investitionen in innovative Technologien

Nach übereinstimmender Einschätzung in der Industrie werden vor allem die IKT-basierten Smart-Grid- und Smart-Home-Anwendungen einen riesigen Markt darstellen. Neue Markttrollen konnten entstehen und neue Marktteilnehmer treten auf den Plan. Dabei ist noch unklar, wie viele von deren Angeboten der Regulierung unterliegen werden und welche am freien Markt angeboten werden, ohne den diskriminierungsfreien Zugang zur intelligenten Infrastruktur zu verhindern. Hier gilt es für die aktuellen Marktteilnehmer, rechtzeitig Erfahrungen zu sammeln und in die Entscheidungsprozesse einzubringen, um nicht von der rasanten Entwicklung überholt zu werden.⁴¹

Neben der Frage nach dem Nutzen für einzelne Akteure stellt sich auch die volkswirtschaftliche Frage nach dem Nutzen für das Gesamtsystem: Welche Kosten und CO₂-Emissionen können durch smarte, dezentrale Flexibilität eingespart werden? Modellrechnungen zeigen, dass diese Einsparung in der Zukunft stark ansteigt, wenn der Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien zunimmt.

3.11.1 E-Control sieht Evolution des Energiesystems

Die österreichische Regulierungsbehörde E-Control sieht dabei eine Evolution des bestehenden Netzes zum Smart Grid, in dem neue Lösungsansätze für effiziente und leistungsfähigere Netze gefunden werden müssen. Die dazu erforderlichen Investitionen erfordern eine Kostenanrechnung bei der keine Unterscheidung zwischen „smart“ und „konventionell“ getroffen wird. Die Regulierungsbehörde hat durch die Smart Grid (Forschungs!) Projekte in Österreich bisher keine Kostenerhöhungen beobachtet. Die E-Control hält daher fest, dass eine Energiewende ohne Smart Grid nicht möglich ist, aber auch, dass der derzeitige Regulierungsrahmen diese Evolution des Netzes bereits ermöglicht.⁴²

3.11.2 Fünf Leitgedanken für die Zukunft der Energienetze in Deutschland

In Deutschland trägt die Bundesnetzagentur mit dem aktuellen Eckpunktepapier „Smart Grid und Smart Market“ zur Diskussion über das sich verändernden Energieversorgungssystem bei. Die Positionen sind in fünf Leitgedanken gegliedert.

⁴¹ Future Energy Grid. Acatech; 2012

⁴² Evolution des Elektrizitätsnetzes. GF E-EControl M. Graf; 17.04.2012

Zusammengefasst tritt die Bundesnetzagentur für eine scharfe Unterscheidung in den regulierten Bereich der Netze (Netzkapazität, Last, MW) und in den Bereich des Energiemarktes (MWh, Lieferant). Sie sieht auch Überlappungsbereichen wie den Bezug von Regelenergie, Vermarktung erneuerbarer Energie, Ausgleich von Netzverlusten. Auch diese Themen sollten dem Smart Market oder dem Smart Grid zugeordnet werden. Bei schwierigen Unterscheidungsthemen sollten die Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass sich für möglichst viele Aspekte der Energiezukunft ein Markt entwickeln kann.

Für die Netze wird steigender Bedarf an Netzkapazitäten gesehen, da mehr Flexibilität in der Energiemenge mehr Kapazität im Netz bedeutet. Diese zusätzlichen Kapazitäten sollen gemäß der Anreizregulierung geschaffen werden. Kurz- und Mittelfristige Engpässe sollen durch marktbezogene Maßnahmen beseitigt werden.

Der Netzausbau wird daher prioritär und parallel zur Etablierung von Smart Grid Technologien gesehen. Smart Grid Technologien dämpfen dabei den Ausbaubedarf.

In diesem Zusammenhang wird das Netz als dienender Teil des Energiesystems gesehen der keine wettbewerblichen Funktionen wahrnehmen kann und auch aus wirtschaftlichen Gründen nicht wahrnehmen soll. Es werden Marktverzerrungen und eine Einschränkung der kreativen Kräfte des Marktes gesehen. In E-Energy Lösungen zu DSM und DR wird ein Übergang vom netzbetreiberorientierten Thema des Lastmanagement hin zum eher marktorientierten Thema der Steuerung des Verbrauchs durch Preissignale.

Der zentrale Baustein von Smart Metern als Teil der Energiezukunft wird relativiert. Sie werden als Teil aber nicht als Grundvoraussetzung gesehen. Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen notwendige Daten für das Netzmanagement auch an Ortsnetzstationen oder neuralgischen Netzknoten zu erheben – ohne jeden Haushalt mit neuen Zählern ausstatten zu müssen. Durch die zukünftigen Funktionen der Smart Meter für Energiedienstleistungen und variable Tarife sind sie eher dem Bereich Smart Market zuzuordnen.

Für die weitere Entwicklung der Energienetze hin zu einem Smart Grid wird von einer Evolution und keiner Revolution ausgegangen, da Übertragungsnetze bereits weitgehend „smart“ ausgestattet sind. Durch die individuelle Ausstattung der Netze wird empfohlen, die Steigerung der Intelligenz im Netz mit den notwendigen Modernisierungsarbeiten kapitalschonend aus den Rückläufen und den Mechanismen der Anreizregulierung zu verknüpfen (intelligente Restrukturierung).

3.12 Eine Forschungsagenda und ein wissenschaftliches Kompetenzzentrum begleiten die Smart Grid Evolution

3.12.1 Empfehlung einer nationalen Plattform Smart Grid und Forschungsagenda

acatech – DEUTSCHE AKADEMIE DER TECHNIKWISSENSCHAFTEN veröffentlichte aus dem **Projekt Future Energy Grid im Rahmen der E-Energy Initiative** vorläufige Empfehlungen, wie Deutschlands Energiewende durch Smart Grids gelingen kann. Acatech sieht dabei vor allem den Leitmarkt „Smart Grids“ für die deutsche Industrie im Vordergrund. Damit Smart Grids als integraler Bestandteil eines zukünftigen Energiesystems die Energiewende unterstützen können, bedarf es jedoch u.a. einer an politischen, ökonomischen und technologischen Fragen ausgerichteten Gesamtstrategie, einer Intensivierung der Forschungsanstrengungen und eine Einbindung von Wirtschaft und Gesellschaft, um Verbraucherakzeptanz und -vertrauen zu befördern.

Die Autoren empfehlen deshalb,

- mit Hilfe einer **Nationalen Plattform Smart Grids** eine Gesamtstrategie zum Ausbau von intelligenten Stromnetzen im Zuge der Energiewende zu entwerfen und umzusetzen mit dem Ziel die Beschleunigung der Energiewende sicher zu stellen und eine internationale Führungsposition beim Ausbau von Smart Grids einzunehmen,
- die Forschungsanstrengungen im Bereich der intelligenten Stromnetze mit Hilfe einer **Nationalen Forschungsagenda** zu forcieren und an strategischen Zielen auszurichten,
- eine **Qualifizierungsoffensive** zu starten, damit genügend Fachkräfte für die Entwicklung, den Ausbau und den Betrieb von Smart Grids zur Verfügung stehen,
- eine **Informationskampagne** zu starten, mit deren Hilfe das Verbrauchervertrauen beispielsweise für den Technologiewechsel und den Infrastrukturbau gestärkt werden kann und welche zudem zwingend durch eine stärkere Einbindung der Bevölkerung in Entscheidungs- und Planungsprozesse ergänzt wird,
- durch eine vorausschauende, aufeinander **abgestimmte Industrie- und Forschungspolitik** sicherzustellen, dass sich Deutschlands Vorreiterrolle beim Ausbau zur Smart Grid-Referenz auch in wirtschaftlicher Wertschöpfung und der Schaffung von Arbeitsplätzen niederschlägt,
- durch einen Vorstoß auf europäischer Ebene sicherzustellen, dass die nationalen Smart Grids zu einem grenzüberschreitenden Netz mit gleichen Standards ausgebaut werden.

3.12.2 Schwerpunktsetzung in der österreichischen Energieforschung empfohlen

In Österreich hat der Rat für Forschung und Technologieentwicklung in der Energieforschungsstrategie eine Fokussierung auf vorrangige Forschungsthemen empfohlen. Dazu gehören auch die verbesserte Energieverteilung und –speicherung sowie Smart Grid Themen. Nationale Themenschwerpunkte sollten dabei inhaltlich mit europäischen Prioritäten abgestimmt sein, um eine enge Vernetzung österreichischer ForscherInnen mit der europäischen und internationalen Forschungscommunity und Förderlandschaft zu erwirken. Eine besonders aktuelle Fragestellung ergibt sich im Zusammenhang mit dem Themenfeld „Smart Cities“, in dem sich einige der o. g. Bereiche verbinden.

Themenschwerpunkte in der Roadmap bis 2020 finden sich bei Smart Grids, Smart Cities und Solarenergie. Die gemeinsame Programmplanung bringt eindeutig einen zusätzlichen Nutzen in diesem Bereich, weil damit Forschung ermöglicht wird, die in Umfang und Ausmaß über die Kapazitäten eines einzelnen Mitgliedsstaates hinausgeht.⁴³

Die Smart Grid Roadmap der nationalen Technologieplattform konkretisiert diese Forschungsthemen und sieht die zukünftige Herausforderung in der Schaffung von zusammenhängenden Demonstrationsprojekten „Leuchttürmen“ und in der vertieften Kooperation von Unternehmen und Forschungseinrichtungen.

Nur durch intensive Kooperationen zwischen Industrie, Forschungsinstituten und Stromnetzbetreibern können somit die erwarteten Erfolge erreicht werden. Speziell unter diesem Gesichtspunkt ist anzumerken, dass derzeit Netzbetreiber sowie der Regulator in einem politischen Umfeld agieren müssen, in dem keine ausreichenden Innovationsanreize für Forschungs- und Demonstrationsaktivitäten existieren. Innovationsfreundliche Rahmenbedingungen für F&E und Demonstration von Smart Grids sind aber notwendig, damit gemeinsam mit den österreichischen Technologiepartnern Produkte und Lösungen entwickelt sowie validiert und damit nachhaltig hochwertige Arbeitsplätze in Österreich geschaffen werden können.⁴⁴

⁴³ Energieforschungsstrategie. Rat für Forschung und Technologieentwicklung.
www.energieforschungsstrategie.at

⁴⁴ Roadmap Smart Grids Austria. Nationale Technologieplattform; www.smartgrids.at

4 Ausblick

Mit diesem Fortschrittsbericht wird das Begleitprojekt der Smart Grids D-A-CH Kooperation – Task Force Geschäftsmodelle abgeschlossen. Die Arbeit der Task Force aber natürlich über dieses Projekt hinaus fortgesetzt und wenn möglich weiter intensiviert werden.

Im Projektzeitraum wurde deutlich, dass viele bereits erwartete Ergebnisse noch Teil intensiver Untersuchungen sind oder in Vorbereitung neuer Projekte stehen. Gerade in dieser Phase ist es aber notwendig und sinnvoll sich mit internationalen Partnern zu vernetzen, um eine breitere Sichtweise auf aktuelle Themenstellungen zu erlangen.

Die Agenda für die nächsten Monate der D-A-CH Task Force Geschäftsmodelle sollte auf ausgewählte Themenfelder fokussieren. Diese Themen ergeben sich aus einer Vielzahl offener Fragen aus den vergangenen 15 Monaten und den offiziellen und informellen Workshops und Treffen der Task Force Mitglieder sowie zugezogener Experten.

Als Vorschlag auf Basis des vorliegenden Fortschrittsberichts werden folgende Themenstellungen vorgeschlagen, die insbesondere eine internationale Abstimmung oder inhaltliche Vertiefung erfordern:

1. Die Funktion des Flexibility Operators und daraus abgeleitete Anwendungsfälle in Smart Grid Modellregionen
2. Heben von „Low Hanging Fruits“ der Lastverschiebung durch Demand Side bei energieintensiver Industrie und heterogenen Gewerbeunternehmen
3. Motivation und Einstellung von KundInnen zu Anwendung von Smart Grid Technologien
4. Vertiefung der Kenntnisse und Positionen zur Weiterentwicklung des regulatorischen Umfelds
5. Welche Schwerpunkte sind in neuen Tarifierungssystemen der D-A-CH Region notwendig und wie können diese begründet werden.

5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Struktur der D-A-CH Kooperation Quelle: BMVIT; 2010.....	8
Abbildung 2: Smart Grids projects in Europe mapped to EEGI functional projects (Mapping).....	14
Abbildung 3: Overview of the progress of functional projects D1-D12 (gap analysis).....	16
Abbildung 4: Wandel der energiepolitischen Ziele und Trends in der Gesellschaft (SMGS, 2011).....	20
Abbildung 5: Aufbau und Bestandteile des abstrakten und vereinfachten Systemmodells mit ausgewählten, grundlegenden Technologien, Funktionalitäten und Anwendungsbereichen	22
Abbildung 6: Interaktion von Netz- und Stationsleitstelle mit intelligenten Ortsnetzstationen	24
Abbildung 7: Ergebnisse Netzsimulation und wirtschaftliche Bewertung (SGMS Zwischenergebnisse. Salzburg AG; 2012)	27
Abbildung 8: Automatisierte Lastverschiebung im Projekt B2G der Smart Grids Modellregion Salzburg. SGMS Zwischenergebnisse. März 2012	34
Abbildung 9: Realisierbare positive Regelleistung durch private und gewerbliche Kühlanlagen im Modellprojekt moma (Smart Energy made in Germany. B.A.U.M.; 2012)	35
Abbildung 10: Arten von Smart Grid Geschäftsmodellen.....	38
Abbildung 11: Steuersignale für Erzeuger und Verbraucher von Strom	43
Abbildung 12: Motivationen für flexible Tarife in E-Energy Modellprojekten.....	44
Abbildung 13: Struktur der flexiblen Tarife in E-Energy Modellregionen	44
Abbildung 14: Produkte des Pilot Projekts iSmart Ittigen, Schweiz	47
Abbildung 15: Aktueller Status des Projekt iSMART FLEX: Übersicht und Ablauf.	47
Abbildung 16: Architektur des Projekts iSMART	48
Abbildung 17: Fragen zu länderspezifischen Besonderheiten für innovative Netz- und Energietarife .	49
Abbildung 18: Historisches Verhältnis zwischen arbeitsspezifischen und leistungsspezifischen Anteil am Gesamtenergiepreis	50
Abbildung 19: Smart Meter und Energiemanager verbinden das intelligente Netz und den elektronischen Marktplatz mit der Automatisierung von privaten und gewerblichen Liegenschaften ..	52
Abbildung 20: Smart Home Konfiguration im E-Energy Modellprojekt MeRegio	54
Abbildung 21: HiT – Häuser als interaktive Teilnehmer im Smart Grid.....	55
Abbildung 22: Das Konzept Schweizer Energiebank;	59
Abbildung 23: Modell der Schweizer Energiebank;	60

Abbildung 24: Ergebnisse der Kundenbefragung österreichischer Smart Meter Pilotprojekte 1	66
Abbildung 25: Ergebnisse der Kundenbefragung österreichischer Smart Meter Pilotprojekte 2	67
Abbildung 26: Ergebnisse der Kundenbefragung österreichischer Smart Meter Pilotprojekte 3	67
Abbildung 27: Intelligente Geräte – Smart Home: Expertise von EnCT und Sinus auf Basis der Marktstudie „Kundensegmente und Marktpotenziale“, 2011.....	71
Abbildung 28: Wohnungsdisplay: Expertise von EnCT und Sinus auf Basis der Marktstudie „Kundensegmente und Marktpotenziale“, 2011	72
Abbildung 29: Milieupriorisierung: Expertise von Sinus 2011	73
Abbildung 30: Smart Grid Schichtenmodell der Smart Grid Coordination Group (SG-CG)	76
Abbildung 31: Business Layer und Function Layer in E-Energy	77
Abbildung 32: Anwendung des Layermodells am Beispiel des Use Cases „Demand Side Management“ und der High Level Function „Flexibility Operator“	78
Abbildung 33: Einordnung des Aggregator-Begriffs Aggregator.	80
Abbildung 34: Aggregator-Funktion oder Flexibility Operator – Generic Role?“ – Begriffsdefinitionen 1 Stand: 20.04.2012	81
“Abbildung 35: Aggregator-Funktion oder Flexibility Operator – Generic Role?“ – Begriffsdefinitionen 2 Stand: 20.04.2012	82
Abbildung 36: Übersicht über mögliche Aggregationsfunktionen. Prügler, 15.02.2012.....	83