

Management von Lastflexibilität im elektrischen Energiesystem 2020

DIPLOMARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur/in

im Rahmen des Studiums

Software Engineering/Internet Computing

eingereicht von

Marcus Meisel

Matrikelnummer 9826322

an der
Fakultät für Informatik der Technischen Universität Wien

Betreuung

Betreuer/in: Ao. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Wolfgang Kastner

Mitwirkung: Univ.-Lektor Dipl.-Ing. Dr. techn. Friederich Kupzog und
Univ.-Ass. Dipl.-Ing. Georg Kienesberger

Wien, 2.08.2015

(Unterschrift Verfasser/in)

(Unterschrift Betreuer/in)

– Prediction is very difficult – especially if its about the future –

Niels Bohr

Erklärung zur Verfassung der Arbeit

Marcus Meisel, Bakk. techn.

Weintraubengasse 17/4 1020 Wien, Austria

Hiermit erkläre ich, dass ich diese Arbeit selbständig verfasst habe, dass ich die verwendeten Quellen und Hilfsmittel vollständig angegeben habe und dass ich die Stellen der Arbeit – einschließlich Tabellen, Karten und Abbildungen –, die anderen Werken oder dem Internet im Wortlaut oder dem Sinn nach entnommen sind, auf jeden Fall unter Angabe der Quelle als Entlehnung kenntlich gemacht habe.

Wien, 2.8.2015,



Marcus Meisel

– Es mag leicht sein, über den Beweisgang in der Wissenschaft Theorien aufzustellen; aber das Beweisen selbst ist schwer. –

Giordano Bruno

Danksagung

Thanks to Science, I was able to **Do** this work.
Thanks to the Vienna University of Technology, I was able to do **This** work.
Thanks to the Institute of Computer Technology, I was **Able** to do this work.
Thanks to Professor Dietmar Dietrich, I **Was** able to do this work.
Thanks to my Mentor Friederich Kupzog, **i** was able to do this work.
Thanks to my Supervisor Georg Kienesberger, I was able to do this **Work**.
Thanks to Professor Wolfgang Kastner, I was able to **finish** this work.

by Marcus Meisel, 2015

Zuallererst möchte ich mich bei Ao. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Wolfgang Kastner bedanken, der mir das Einreichen und Abschließen der Arbeit am Institut für Rechnergestützte Automation in der Automation Systems Group ermöglicht hat und mich im Entstehungsprozess mit Perfektion in Höchstgeschwindigkeit, wertvollen Tipps, organisatorischen Hürden und Feedback unermüdlich unterstützt hat.

Weiters möchte ich mich bei meinem Betreuer Univ.-Lektor Dipl.-Ing. Dr. techn. Friederich Kupzog herzlichst bedanken, der mich mit größter Geduld auf lange Zeit immer wieder unterstützt, kontinuierlich motiviert hat und in seiner Fähigkeit mir methodisch geholfen hat, konzeptionelle Quantensprünge der Versionen dieser Arbeit reibungsarm durchzuführen, wodurch ich meine Ideen viel klarer zum Ausdruck bringen konnte.

Ein Dank geht auch an meinen Co-Betreuer Univ.-Ass. Dipl.-Ing. Georg Kienesberger, der durch seine forschungsgebieteübergreifenden Kompetenzen als Leiter der Energy&IT Group frühe Versionen der Arbeit kritisch begutachtet hat.

Danken möchte ich em. o. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Dietmar Dietrich für die Möglichkeit an seinem ehemaligen Institut an Veranstaltungen (DEIS in den USA und Südafrika) teilgenommen haben zu können, in denen neben Konferenzbesuch und Paperpräsentation auch die eigenen Abschlussarbeiten vielfach reviewed und mit Feedback beschenkt wurden. Dies und oftmalige, motivierende Worte haben mich stetig zu einem Abschluss motiviert.

Danken möchte ich hiermit auch Dipl.-Ing. Klaus Pollhammer B.Sc., Dipl.-Ing. Thomas Gamauf B.Sc., Dipl.-Ing. Dr. techn. Mario Faschang B.Sc., Dipl.-Ing._(FH) Thomas Leber, Projektass.

Dipl.-Ing. Alexander Wendt, Projektass. Evangelia Xypolytou M.Sc., Univ.-Ass. Dipl.-Ing. Dr. techn. Friedrich Bauer, Projektass. Dipl.-Ing. Martin Pongratz, Dr. techn. Sumit Adhikari M.Sc. und Dipl.-Ing. Stefan Vielguth – meinen KollegInnen und ehemaligen KollegInnen am Institut für Computertechnik – die immer Zeit fanden fachlich mit mir zu diskutieren, aber auch als Freunde in arbeitsfreien Momenten mich zum Weitermachen motivierten.

Großen Dank möchte ich meinem SmartResponse Projektteam, bestehend aus: Univ.-Lektor Dipl.-Ing. Dr. techn. Friederich Kupzog, Dipl.-Ing. Klaus Pollhammer B.Sc., Dipl.-Ing._(FH) Thomas Leber, Priv.-Doz. Mag. Dr. Michael Ornetzeder, Mag.^a Dr.^a rer. soc. oec. Petra Wächter, Jaro Krieger-Lamina M.Sc., Mag.^a Julia Haslinger, Dipl.-Ing._(FH) Andreas Schiffleitner und Dipl.-Ing._(FH) Marek Stachura aussprechen, das aus einer aufwändigen interdisziplinären Zusammenarbeit eine wahre Freude gemacht hat, vor allem das gemeinsame Erheben von für diese Arbeit notwendigen Daten in Meetings und Workshops.

Folgend möchte ich meinen aufrichtigen Dank an meine Familie und Freunde ausdrücken:

Mit voller Leidenschaft danken möchte ich meiner Freundin Sylvia Swoboda Bakk. techn. für das Verständnis in den vielen Stunden, die ich sie mit unserem Sohn alleine lassen musste, um die Ergebnisse erarbeiten zu können, für die fachliche Expertise bei befruchtenden Diskussionen zu AktorInnen, Use Cases oder genereller Agilität in der Softwareentwicklung über die langjährige Entstehungszeit dieser Arbeit und für das Korrekturlesen von ersten Entwürfen. Besonders möchte ich mich für die beständige Liebe in unserer Beziehung bedanken, ohne deren Umfeld ich nicht den Kopf dafür gehabt hätte, die Arbeit zu realisieren.

Danke Mama; Danke Papa – HOL DPäd.ⁱⁿ Margit Meisel und Johann Meisel – für unzählbare Momente, in denen ich bereits als Kind meinem Drang Neues zu erforschen nachgehen durfte und euer grenzenloses Verständnis in der Vielfalt meiner Interessen und der Förderung jedes einzelnen bis heute. Danke für die Liebe, das Vertrauen und die Motivation, die ich durch euch erleben durfte, und die Unterstützung während meiner Studienzeit, ohne der diese unmöglich gewesen wäre.

Meiner Schwester Mag.^a rer. soc. oec. Marion Meisel-Dokun möchte ich genauso für gefundene Korrekturen in den letzten Entwürfen dieser Arbeit danken, welche die Qualität deutlich gesteigert haben, wie für ihr motivierendes Vorbild, auch eine langjährig andauernde Diplomarbeit neben den Herausforderungen des Lebens erfolgreich abzuschließen. Meiner Schwester Mag.^a rer. nat. Marlies Meisel Ph.D. möchte ich für ihren vorbildhaften Eifer und ihren Freigeist danken, der mich bei der Erarbeitung oft angespornt hat, über mich hinauszuwachsen. Bei meinem Bruder Martin Meisel möchte ich mich für seine stetige Hilfsbereitschaft und sein Vermögen bedanken, mich zum Erzählen zu bringen und mir zuzuhören, wodurch ich bei meiner Arbeit produktiv geblieben bin.

Bei meiner Tante MinR.ⁱⁿ Mag.^a Dr.ⁱⁿ med. vet. Renate Kraßnig möchte ich mich nicht nur für Anregungen zum Fokus auf einen roten Faden in der Arbeit, sondern auch für viele positive Gedanken und anregende Diskussionen während meines gesamten Studiums bedanken. Gleichfalls möchte ich meinem Onkel Mag. Dr. med. vet. Gerald Kraßnig für seine stets positiven, motivierenden Worte danken, die mir mein Vertrauen in mich selbst gestärkt haben.

Meine Großeltern können diesen Moment nicht mehr erleben, aber mein Dank gebührt Ihnen – MinR. Mag. Dr. iur. Herbert Kraßnig, RegR.ⁱⁿ Helga Kraßnig und Johann Meisel sen. – deshalb umso mehr für ihre bedingungslose, großzügige Unterstützung, ihr Vertrauen an meinen Erfolg und unsere vielen, unvergesslichen Momente, die mir Zeit ihres Lebens die Schule und das Studium versüßt, und mir während der Erstellung der Arbeit in Gedanken und Erinnerungen, oft ein Lächeln ins Gesicht gezaubert haben!

Zu guter Letzt möchte ich meinen engsten Freunden Peter Blaschek, Mag. rer. soc. oec. Georg Trenks, Mag. rer. soc. oec. Hannes Mario Dejaco, Dipl.-Ing. Dr. techn. Christoph Egger, Paul Schneider, DPäd.ⁱⁿ Natalie Cerny, Mag.^a phil. Astrid Schöbl, Mag.^a phil. Naomi Feldman Ph.D. und Mag. iur. Gerald Wölfer, MSc. danken, die nicht nur immer wieder für mich da waren, sondern auch über die Jahre nicht aufgehört haben an mich zu glauben und mich bei jeder Gelegenheit motiviert haben, die Arbeit wieder aufzugreifen, fortzuführen und abzuschließen.

Zuallerletzt geht mein Dank an das BMVIT. Das in dieser Arbeit oft erwähnte Projekt *Demand Response for Austrian Smart Grids* wurde zu 100 % aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „3. Ausschreibung Neue Energien 2020“ durchgeführt.

Widmen möchte ich diese Arbeit meinem Sohn Florian, der während der Erstellung der Arbeit das Licht der Welt erblickt hat, um ihm etwas für die Zeit zurückzugeben, die ich von ihm für die Fertigstellung dieser Arbeit stehlen durfte.

Kurzfassung

Die steigende Anzahl an verteilten Stromerzeugungsanlagen verlangt auch von Stromverbrauchern eine wachsende Flexibilität bei dem Zeitpunkt der Abnahme der zur Verfügung stehenden Energie, um die elektrische Netzfrequenz stabil zu halten. Diese Diplomarbeit soll in dem Forschungsfeld Lastmanagement die Frage beantworten, ob die notwendige Flexibilität durch Aufzeigen unterschiedlicher Kombinationen informations- und kommunikationstechnologischer Ansätze erreicht werden kann. Die beschriebenen Methoden des Requirements Engineering, das Einbeziehen des internationalen Smart Grid Referenz Architektur Modells und die im Forschungsprojekt *Smart-Response* entstandene Bewertungsmethodik dient der Bearbeitung der Fragestellung.

Automatisierte Managementsysteme von elektrischen Lastflexibilitäten haben das Potential im Energiesystem der Zukunft, dem Smart Grid, durch den Einsatz von Kommunikations- und Informationstechnologie, mit einer hohen Dichte verteilter, volatiler, erneuerbarer Erzeugung umzugehen und damit die Balance von erzeugter und verbrauchter Energie kontinuierlich halten zu können. Diese Arbeit schafft mittels vorgestellter Methoden eine umfangreiche Basis für die Realisierung von bekannten und zukünftigen Lastmanagementszenarien. Anhand der Requirements-Engineering-kompatiblen Beschreibungen bis zu Domänen Modellen wurde ein wesentlicher Schritt in Richtung Implementierung dieser Szenarien umgesetzt. Nach einer Auswahl werden vier Szenarien detailliert in ihren organisatorischen, ökonomischen und technischen Aspekten analysiert und beschrieben.

Ein aus den Szenarien entwickeltes System für das Management von Lastflexibilitäten im elektrischen Energiesystem, das in möglichst vielen Smart-Grid-Anwendungsfällen genutzt werden kann, ist das Endergebnis dieser Arbeit. Die durchgeführte Abbildung in dem breit anerkannten Smart Grid Architecture Model für Smart-Grid-Anwendungsfälle bietet damit maximale Umsetzungschancen. Dieses Ergebnis befindet sich genau innerhalb der Schnittmenge der Energie- und Informationstechnologie, die in einem cyber-physischen System, wie dem Smart Grid, gemeinsam agieren und von beiden Seiten aus uneindeutig verstanden werden müssen.

Schlagwörter: automatisiertes Lastmanagement, Management von Lastflexibilität, cyber-physisches System Smart Grid, Smart-Grid-Anwendungsfälle Requirements Engineering, ökonomische Use-Case-Kapitalwert- und -Rentabilitätsanalyse, Energiemanagementsystem für verteilte virtuelle Speicherkraftwerke, Building to Grid, Smart Grid Architecture Model (SGAM)

– You can't connect the dots looking forward; you can only connect them looking backwards. So you have to trust that the dots will somehow connect in your future. –

Steve Jobs

Abstract

The increasing number of distributed power generation also requires an increase in flexibility on the consumer side in the time of consumption to keep the electrical grid frequency stable. This thesis shall answer for the research domain demand response, if the necessary flexibility can be achieved through combinations of different information and communication technology oriented approaches. The described methods of requirements engineering, the inclusion of the international Smart Grid Reference Architecture Model and the use of the *SmartResponse* project methods serve engaging this research area.

Automated management systems for flexible electrical loads have the potential to continually handle high densities of distributed volatile renewable generation sources by deploying communication and information technology in the energy system of the future, the smart grid. This work, with methods presented, creates a comprehensive basis for the realization of present and future load management scenarios. By means of requirements engineering compatible descriptions, as far as domain models, a significant step towards implementing those scenarios was realized. After selection, four scenarios are analyzed and described in detail in their organizational, economical, and technical aspects.

Out of the scenarios, a management system for flexibilities of loads, utilizable for as many smart grid use cases as possible, was developed and presents the final outcome of this work. The realized mapping into the broadly acknowledged Smart Grid Architecture Model therewith offers maximal chances for implementation. This result is exactly within the intersection of power engineering and information technology, which, in a cyber physical system like the smart grid, need to act concertedly and must be understood bijectively from both sides.

Keywords: automated demand response (ADR), demand side management (DSM), cyber-physical system smart grid, use case requirements engineering, use case economical net present value and viability analysis, energy management system for distributed virtual storage power plants, Building to Grid, Smart Grid Architecture Model (SGAM)

– Warum beglückt uns die herrliche, das Leben erleichternde, Arbeit ersparende Technik so wenig? Die einfache Antwort lautet: weil wir noch nicht gelernt haben, vernünftigen Gebrauch von ihr zu machen. –

Albert Einstein

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
1.1 Ausgangssituation/Motivation.....	2
1.2 Zielsetzungen.....	3
1.3 Genderaspekte.....	3
1.4 Aufbau und Methodik.....	4
1.4.1 Abgrenzung der Diplomarbeit.....	5
1.4.2 Methodik zur Szenarioidentifikation.....	6
1.4.3 Vervollständigung der Szenarien basierend auf Requirements Engineering.....	8
2. Relevante Vorarbeiten	11
2.1 Smart Grid Sicherheits- und Standardisierungsinitiativen.....	11
2.1.1 Bezug zur Technologieroadmap Smart Grids Austria.....	12
2.1.2 Schutzprofile des Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik.....	12
2.1.3 Smart-Grid-Standards von CEN-CENELEC-ETSI.....	13
2.1.4 Smart Grid Reference Architecture Model.....	14
2.1.5 Strategieprozess Energie 2050.....	14
2.1.6 Smart-Grid-Standards der International Electrotechnical Commission.....	15
2.1.7 Smart-Grid-Tätigkeiten des National Institute for Standards and Technology.....	16
2.2 Systembeschreibung internationales Verbundnetz.....	17
2.3 Szenariobaukasten.....	18
2.4 Überführung physischer Systeme ins Software Engineering.....	20
2.5 Existierende Umsetzungen von Lastflexibilitätsszenarien.....	21
2.5.1 Elektrische Fahrzeuge.....	22
2.5.2 Building to Grid.....	24
2.5.3 Intelligente Stromzähler.....	27
2.5.4 Consumer-to-Grid-Automatisierung.....	29
3. Erstellung von Szenarien mit Lastflexibilitäten	33
3.1 Micro Grid für Photovoltaikgebäude.....	34
3.1.1 Inception - Szenariospezifikation.....	35

3.1.2	Klassifikationsdetails.....	36
3.1.3	Elaboration - Modellierung der Szenariodomäne.....	37
3.2	Micro Grid für Gemeinden.....	39
3.2.1	Inception - Szenariospezifikation.....	39
3.2.2	Klassifikationsdetails.....	40
3.2.3	Elaboration - Modellierung der Szenariodomäne.....	42
3.3	Akku Grid – Kopplung verwendeter Akkumulatoren.....	43
3.3.1	Inception - Szenariospezifikation.....	43
3.3.2	Klassifikationsdetails.....	44
3.3.3	Inception - Szenariospezifikation.....	46
3.4	Kabelloses Akku-Laden als Service, bietet virtuellen Stromspeicher.....	47
3.4.1	Inception - Szenariospezifikation.....	47
3.4.2	Klassifikationsdetails.....	48
3.4.3	Elaboration - Modellierung der Szenariodomäne.....	49
3.5	BattPark – Wiederverwendung von Elektroautobatterien.....	50
3.5.1	Inception - Szenariospezifikation.....	51
3.5.2	Klassifikationsdetails.....	52
3.5.3	Elaboration - Modellierung der Szenariodomäne.....	53
3.6	Nutzung thermischer Prozesse in Industrie, Wirtschaft, öffentlichen Gebäuden.....	54
3.6.1	Inception - Szenariospezifikation.....	54
3.6.2	Klassifikationsdetails.....	55
3.6.3	Elaboration - Modellierung der Szenariodomäne.....	57
3.7	Offen erweiterbare intelligente Stromzähler für soziale Internetapplikationen.....	58
3.7.1	Inception - Szenariospezifikation.....	58
3.7.2	Klassifikationsdetails.....	59
3.7.3	Elaboration - Modellierung der Szenariodomäne.....	61
4.	Grobbewertung und Auswahl.....	63
4.1	Grobbewertung der Szenarien.....	63
4.2	Auswahl der Szenarien.....	64
4.3	Kritische Bewertungsbetrachtung.....	65
5.	Organisatorische Analyse von Lastflexibilitäten.....	67
5.1	Elaboration – Szenario Building to Grid (B2G).....	68
5.1.1	Präsentation der Szenario-Kernelemente.....	69
5.1.2	Beschreibung der derzeitigen Situation (Basisszenario).....	72
5.1.3	Detailbeschreibung Szenario in 5-10 Jahren.....	73
5.2	Elaboration – Micro Grid für Gebäude mit Photovoltaik-Erzeugung.....	74
5.2.1	Präsentation der Szenario-Kernelemente.....	75
5.2.2	Beschreibung der derzeitigen Situation (Basisszenario).....	78

5.2.3	Detailbeschreibung Szenario in 5-10 Jahren.....	79
5.3	Elaboration – Micro Grid für Gemeinden.....	82
5.3.1	Präsentation der Szenario-Kernelemente.....	83
5.3.2	Beschreibung der derzeitigen Situation (Basisszenario).....	85
5.3.3	Detailbeschreibung Szenario in 5-10 Jahren.....	87
5.4	Elaboration – Weiterverwendung von Elektroautobatterien.....	90
5.4.1	Präsentation der Szenario-Kernelemente.....	91
5.4.2	Beschreibung der derzeitigen Situation (Basisszenario).....	94
5.4.3	Detailbeschreibung Szenario in 5-10 Jahren.....	95
6.	Ökonomische Analyse von Lastflexibilitäten.....	101
6.1	Methodik.....	101
6.2	Mögliche Vergütungsmodelle.....	102
6.2.1	Bilanzgruppen.....	102
6.2.2	Eigenverbrauch.....	103
6.2.3	Netzausbau.....	104
6.2.4	Mehrnutzen.....	104
6.2.5	Energiehandel mit Verschiebepotenzial.....	104
6.2.6	Weitere Ertragsmodelle.....	105
6.3	Technisch bedingte Kosten.....	105
6.3.1	Techno-ökonomische Rahmenbedingungen.....	105
6.3.2	Finanzierung.....	107
6.3.3	Analyse.....	107
6.4	Business Case.....	108
6.4.1	Kapitalwertanalyse Building to Grid.....	109
6.4.2	Rentabilitätsanalyse Building to Grid.....	111
7.	Technische Analyse von Lastflexibilitäten.....	113
7.1	Systemelemente des Szenarios Building to Grid (B2G).....	113
7.1.1	Variable Gesichtspunkte.....	114
7.1.2	Zusätzlich benötigte Ressourcen.....	115
7.1.3	Erwartete Auswirkungen.....	116
7.2	Systemelemente für Micro Grid in Gebäude mit Photovoltaik-Erzeugung.....	117
7.2.1	Variable Gesichtspunkte.....	118
7.2.2	Zusätzlich benötigte Ressourcen.....	119
7.2.3	Erwartete Auswirkungen.....	120
7.3	Systemelemente des Szenarios Micro Grid für Gemeinden.....	121
7.3.1	Variable Gesichtspunkte.....	122
7.3.2	Zusätzlich benötigte Ressourcen.....	124
7.3.3	Erwartete Auswirkungen.....	125

7.4 Systemelemente für Weiterverwendung von Elektroautobatterien.....	126
7.4.1 Variable Gesichtspunkte.....	127
7.4.2 Zusätzlich benötigte Ressourcen.....	128
7.4.3 Erwartete Auswirkungen.....	129
7.5 Abstraktion in ein Managementsystem für Lastflexibilitäten.....	131
7.5.1 AkteurInnen-Ziele-Liste.....	132
7.5.2 Definieren von Use Cases.....	135
8. Ergebnisse.....	139
8.1 Zusammenfassung.....	139
8.1.1 Organisatorische Analyseergebnisse.....	140
8.1.2 Ökonomische Analyseergebnisse.....	141
8.1.3 Technische Analyseergebnisse.....	142
8.2 Verfeinerung des Managementsystems für Lastflexibilitäten.....	143
8.3 Einordnung Building to Grid in SGAM.....	144
8.4 Schlussfolgerungen.....	149
8.5 Ausblick.....	151
Wissenschaftliche Literatur.....	153

Abkürzungen

AADL	Architecture Analysis and Design Language
AC	Alternating Current (engl. – Wechselstrom)
ADR	Automated Demand Response (engl. – automatisiertes Lastmanagement)
API	Application Programming Interface
B2B	Business to Business
B2G	Building to Grid (engl. – Gebäude zu Stromnetz)
BattPark	Batterie Park
BACnet	Building Automation and Control Networks
BMVIT	Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
C2G	Consumer to Grid (engl. – Konsumenten Feedback Schleifen)
CAN	Controller Area Network
CEN	European Committee for Standardization
CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization
CIM	Common Information Model
CO₂	Carbon Dioxide (engl. – Kohlenstoffdioxid)
ComForEn	Communications for Energy Systems
CPU	Central Processing Unit
CSWG	Cyber Security Working Group
DC	Direct Current (engl. – Gleichstrom)
DRAS	Demand Response Automation Server
DSM	Demand Side Management (engl. – Management von Lastflexibilitäten)
e-Auto	Elektrofahrzeug
EIB	European Installation Bus
ETSI	European Telecommunications Standards Institute
EURIBOR	Euro Interbank Offered Rate
EW	Einwohner
EWR	Einwohnerregister
FFG	Forschungsförderungsgesellschaft
FSS	First Set of Standards
G2V	Grid to Vehicle
GAVE	Großschönau als virtueller Energiespeicher
GFA	GridFriendly Appliance (engl. – netzfreundliches Gerät)
GWP	Global Warming Potential (engl. – Treibhausgaspotential)
HVAC	Heating Ventilation and Climate (engl. – Heizungs-, Lüftungs- und Klimaanlage)
HW	Hardware
IEC	International Electrotechnical Commission
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IRON	Integral Resource Optimization Network

ISO/IEC	International Organization for Standardization/International Electrotechnical Commission
ISO	Independent Service Operator (engl. – unabhängige Service Betreiber)
IT	Informationstechnologie
KNX	KNX Association (ehemals KONNEX Association)
KWK	Kleinwasserkraftwerk
LCA	Life Cycle Analysis (engl. – Lebenszyklusanalyse)
LON	Local Operation Network
M	Mandate
M2G	Municipality to Grid
MM	Monatsmieten
NiMH	Nickel-Metallhydrid
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NIST	National Institute of Standards and Technology
NISTIR	National Institute of Standards and Technology Internal Report
NTPSGA	Nationale Technologieplattform Smart Grids Austria
OeMAG	Ökostrom Aktien Gesellschaft
OMG	Object Management Group
OOA/D	Objektorientierte Analyse und Design
PAP	Priority Action Plan
PC	Personal Computer
PLC	Programmable Logic Controller (engl. – SPS – speicherprogrammierbare Steuerung)
PV	Photovoltaik
RA	Reference Architecture
RASSA	Referenzarchitektur Smart Grids Austria
ROI	Return on Investment
RZ	Rechenzentren
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SET	Strategic Energy Technology
SG3	Strategic Group on Smart Grid
SGAM	Smart Grid referenzArchitektur Modell
SGIP	Smart Grid Interoperability Panel
SGIS	Smart Grid Information Security
SG-CG	Smart Grid Coordination Group
SMS	Short Message Service
SNTP	Simple Network Time Protocol
SP	Sustainable Processes
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
SW	Software
SysML	Systems Modeling Language
TSO	Transmission Service Operator
UML	Unified Modeling Language
UP	Unified Process
USA	United States of America (eng. – Vereinigte Staaten von Amerika)
V2G	Vehicle to Grid
WLAN	Wireless Local Area Network
WG	Working Group
ZigBee	ZigZag Like a Bee

1. Einleitung

Der zur industriellen Revolution begonnene, menschenverursachte CO₂ Anstieg auf Konzentrationsniveaus, wie sie bisher nicht in den letzten 800.000 Jahren sondern mit neuen chemischen Techniken in vergleichbaren Konzentrationen erst vor 15-20 Millionen Jahren gemessen wurden [TRE09] ist besorgniserregend. Diese Besorgnis ist der Grund für viele Menschen und Staaten, nicht auf eine zentrale Lösung zu spekulieren (z. B.: Verdunklung der gesamten Erde mit Partikeln in hohen Atmosphärenschichten, wie in [Eng10] vorgeschlagen), sondern selbst einen Beitrag zu leisten, um die CO₂ Konzentrationen der Erde für folgende Generationen wieder „normalisieren“ zu versuchen. Österreich und Deutschland mit ihren Förderungen, von z. B. Photovoltaikanlagen, Gebäudeenergieeffizienzsanierungen oder Elektroautoneukäufen, sind hier international als Vorreiter zu nennen. Allerdings verlangt die steigende Anzahl an im Netz geografisch stark verteilten Stromerzeugungsanlagen auch von Stromverbrauchern eine wachsende Flexibilität bei dem Zeitpunkt der Abnahme der Energie, um die elektrische Netzfrequenz stabil zu halten und Blackouts weiterhin zu vermeiden. Ein Erfolg der neuen Flexibilität nahe der verteilten Produktion wäre die eventuelle Vermeidung des Baus neuer CO₂ produzierender Kraftwerke oder die Reduktion der Belastung von langen Leitungsschnitten, die dann länger nicht verstärkt werden müssen, und dabei wertvolle Ressourcen (z. B.: Kupfer) und die Umwelt (z. B.: Abholzen von Trassen zum Verlegen) schonen.

Diese Flexibilität soll in der vorliegenden Diplomarbeit durch Aufzeigen unterschiedlicher Kombinationen informations- und kommunikationstechnologischer Ansätze in dem Forschungsfeld Lastmanagement (engl. Automated Demand Response) erreicht werden. Automatisierte Managementsysteme von elektrischen Lastflexibilitäten haben das Potential im Energiesystem der Zukunft, dem Smart Grid, durch den Einsatz von Kommunikations- und Informationstechnologie, mit einer hohen Dichte verteilter, volatiler, erneuerbarer Erzeugung umzugehen und damit die Balance von erzeugter und verbrauchter Energie kontinuierlich halten zu können.

Die Arbeit zielt darauf ab, mögliche Anwendungsfälle des zukünftigen Energiesystems bis zum Jahr 2020 der Umsetzung einen Schritt näher zu bringen und daraus ein Managementsystem für Lastflexibilitäten zu entwickeln, dass für viele Smart-Grid-Anwendungsfälle genutzt werden kann.

1.1 Ausgangssituation/Motivation

Die österreichische Wirtschaft ist auch in den nächsten Jahrzehnten auf eine sichere, wirtschaftliche und ökologische Stromversorgung angewiesen. Der Energieverbrauch in Anbetracht des jährlich durchschnittlichen Wachstums i.H.v. 2-3 % hat nicht nur klimatische Einflüsse, sondern auch erhebliche Folgen für die Umwelt. Es ist bekannt, dass vor allem in Österreich die Divergenz zwischen Minderungsziel und den tatsächlichen CO₂-Emissionen problematisch wächst. Der Einsatz von kostengünstigen CO₂-armen Energietechnologien, wie in dem Europäischen SET-Plan¹ vorgeschlagen, erfordert ein stärkeres, flexibles, dezentraleres und intelligenteres europäisches Stromnetz, ein Smart Grid. Das Smart Grid soll neue Energiequellen mit EndnutzerInnen verbinden und die Verwaltung von komplexen Wechselwirkungen zwischen EnergieproduzentInnen und NutzerInnen ermöglichen. Die vorgestellten Szenarien, deren begonnene Überführungsmethode aus realen Systemen oder Szenarioideen ins Software Engineering, gemeinsam mit den ersten ökonomischen und technischen Ergebnissen soll zu einem sprunghaften Innovationsanstieg in entstehenden Energietechnologien führen.

Technologien für die Nutzung von Flexibilitäten von elektrischen Geräten auf der Verbraucherseite nutzen zu können, werden als Energiemanagement (auch Lastmanagement oder Demand Side Management) genannt und sind als Schlüsselinstrumente für intelligente Stromnetze der Zukunft (engl.: Smart Grids) angesehen [LMG+11]. Reale Anwendungen von Energiemanagementsystemen sind in diesem Bereich bisher äußerst selten bzw. gar nicht umgesetzt.

Diese Arbeit stellt anhand von Lastmanagement Beispielen eine Methodik vor, die ausgehend von Konzepten und ExpertInnenbeschreibungen anhand eines geschaffenen Fragenkataloges eine systematische Weiterentwicklung in den *Unified Process* bis zu Domänen Modellen ermöglicht. Die Anwendung der Methode der Weiterentwicklung als erfolgversprechend identifizierter Szenarien und die Nutzung erzielter Ergebnisse im Forschungsprojekt *Smart Response*² waren eine starke Motivation dieser Arbeit. Es ist dem Autor noch keine umfangreiche Untersuchung verbrauchsorientierter Lösungen zum Energiemanagement bekannt, die eine Betrachtung aus unterschiedlichen Forschungsdisziplinen beinhaltet. Daher soll diese Arbeit mit dem Versuch einer organisatorischen, ökonomischen und technischen Analyse einen Teil beitragen, diese Wissenslücke füllen zu beginnen.

Motiviert werden die detaillierten Beschreibungen damit, dass durch die Anwendung der selben, ausgewählten Requirements-Engineering-Iterationsschritten eine Abstraktion in ein Managementsystem für Lastflexibilitäten im Kontext des gesamten internationalen Verbundnetzes möglich wird. Diesen realen Umsetzungsschritt aufzuzeigen und durchzuführen, ist ein wichtiger Schritt zu einer Brücke zwischen energietechnischen Systemen und der Domäne der Informationstechnologie und für den Autor ein motivierendes Ergebnis innerhalb dieser Schnittmenge der beiden Forschungsdisziplinen, die in einem Cyber-physischen System, wie dem Smart Grid, gemeinsam agieren und von beiden Seiten aus uneindeutig verstanden werden müssen.

¹Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan), http://ec.europa.eu/energy/technology/set_plan/set_plan_en.htm (21.7. 15)

²Projekt SmartResponse <http://energyit.ict.tuwien.ac.at/projekte/abgeschlossene-projekte/59> (21.7. 15)

1.2 Zielsetzungen

Die Arbeit orientiert sich an den in der Motivation beschriebenen Rahmenbedingungen. Das Smart Grid muss ein benutzerzentriertes, marktorientiertes, interaktives, zuverlässiges, flexibles und nachhaltiges Stromnetz ergeben, in dem alle Komponenten und Smart-Grid-Anwendungen zusammenarbeiten. Je früher fehlende Lastmanagement Szenarien identifiziert werden können, desto schneller kann einerseits der Einsatz von notwendigen Lösungen verwirklicht werden, die CO₂ Reduktionseffektivität maximiert werden und andererseits das Investitionsrisiko reduziert werden. Der Einsatz von neuen Smart-Grid-Komponenten hat schrittweise über den Zeitraum von 2010 bis 2030 bereits begonnen³, wobei die Einbindung des NutzerInnenverhaltens in der Anforderungsanalyse ein Quantensprung ist, um Smart Grid befähigte Produkte zu entwickeln, welche zu einer Effektivitätssteigerung von eingesetzten Mitteln führt, wovon die gesamte Gesellschaft profitiert.

Diese Arbeit schafft eine umfangreiche Basis für die Realisierung von Szenarien. Anhand der Requirements-Engineering-kompatiblen Beschreibungen wurde einen wesentlichen Schritt in Richtung Implementierung dieser Szenarien umgesetzt. Eine aus den Szenarien resultierende Smart-Grid-Komponente, ein Management von Lastflexibilitäten im elektrischen Energiesystem, war das Ziel dieser Arbeit. Es soll durch die Ergebnisse dieser Arbeit möglich werden, zukünftige Forschungs- und Industrieprojekte von in dieser Arbeit beschriebenen Szenarien für Österreich umzusetzen, die außerdem in einem Zeitrahmen von 5-10 Jahren erfolversprechend sind. Die hier erarbeiteten ökonomischen Ergebnisse sollen möglichen IndustriepartnerInnen als Beispiel der Erstellung eines Businessplanes nach erfolgter Bewertung und Beschreibung nach der vorgestellten Methode dienen und zu einer Umsetzung oder Partnerschaft in einer möglichen Produktentwicklung motivieren.

Zusammengefasst soll die vorliegende Arbeit die Smart-Grid-Technologieentwicklung dem Ziel näher bringen, ein System zum Management von Lastflexibilitäten im elektrischen Energiesystem bis zum Jahr 2020 realisieren zu können.

1.3 Genderaspekte

Die Berücksichtigung von Gender-Aspekten im Forschungsprojekt *SmartResponse* unter anderem anhand der Programmlinie „FEMtech FTI-Projekte“⁴ oder des FFG-Strukturprogramms⁵ hat damit auch für diese Forschungsarbeit Auswirkungen. Besonders zu erwähnen ist die in dem Leitfaden erwähnte notwendige Berücksichtigung vielfältiger Lebensrealitäten von Frauen und Männern, die verschiedene Bedürfnisse, Präferenzen und Nutzungsweisen bei der Entwicklung von Technologien und Produkten mit sich bringt. Im Rahmen solcher Nutzungskontexte von technologischen Produk-

³European Electricity Grid Initiative Roadmap and Implementation Plan, online verfügbar: http://www.smartgrids.eu/documents/EEGI/EEGI_Implementation_plan_May%202010.pdf (21.7. 15)

⁴Leitfaden zur Erstellung eines Förderansuchens für die Programmlinie FEMtech FTI-Projekte http://www.femtech.at/fileadmin/downloads/Foerderungen/FTI_Antragsunterlagen/20100705_Leitfaden_Foerderungsansuchen.pdf (21.7. 15)

⁵Zielgruppenorientierung und Nutzungskontexte https://www.ffg.at/sites/default/files/allgemeine_downloads/strukturprogramme/tal_informationen_gender-aspekte_forschung2.pdf (21.7. 15)

ten adressiert diese Arbeit die Bedürfnisse von NutzerInnen des Stromnetzes einerseits durch das Betrachten von Szenarien aus der Sicht unterschiedlicher Rollenbilder, durch das Erheben von Daten gemeinsam mit interdisziplinären DomänenexpertInnen und die Beachtung von Gender-Diversität bei der Auswahl von ExpertInnen (z. B.: Geschlecht, Beruf, soziale Schicht, politische Einstellung, ökologisches Bewusstsein, Einkommen) für Erhebungen zu der Arbeit. Es wurde bei der Szenarioerstellung nicht nur in der verwendeten Sprache darauf geachtet, sondern auch, wie im Strukturprogramm erwähnt, darauf, in welchen Lebens- und Arbeitsbereichen und auf welche Art Frauen und Männer technologische Komponenten bereits tatsächlich anwenden bzw. in naher Zukunft anwenden können. Besonders wenn es um das differenzierte Verhalten von unterschiedlichsten NutzerInnen geht oder um Anschaffungskosten, die in Feldversuchen nicht von allen tragbar wären, ist es wichtig, diese Aspekte im Präsent zu halten. Der in dieser Arbeit stattfindende Szenarodefinitionsprozess versucht ohne zu Unterscheiden, auch auf die im Gebiet *Smart Grids* oft bisher unterrepräsentierten Bevölkerungsschichten als EntscheidungsträgerInnen Rücksicht nehmen, um eine gesellschaftliche Gleichberechtigung in technischen Umsetzungen zukünftiger Smart-Grid-Produkte und -Anwendungen zu unterstützen.

1.4 Aufbau und Methodik

Die Arbeit ist folgendermaßen aufgebaut: Nach der in *Kapitel 1.4.2* vorgestellten kurzen Beschreibung der in [MLO+11] veröffentlichte Methodik, werden in *Kapitel 2 Relevante Vorarbeiten* sowohl der angewendete Szenariobaukasten als auch das internationale Verbundnetz beschrieben und die wichtigsten nationalen sowie internationalen Vorarbeiten und Initiativen im Bereich Smart-Grid-Security und Smart-Grid-Standardisierung dargestellt. Als erster Forschungsbeitrag dieser Arbeit wird ein Fragenkatalog entworfen und angewendet, um veröffentlichte Szenariobeschreibungen auf Lücken für eine Darstellung der beschriebenen Szenarien als Domänenmodell zu prüfen. Mit dieser Basis werden identifizierte, bereits existierende Lastmanagementimplementierungen im Szenariobaukasten vorgestellt und kompatibel zum Unified Process beschrieben. In *Kapitel 3 Erstellung von Szenarien mit Lastflexibilitäten* wird zunächst eine größere Anzahl technisch möglicher Lastmanagementszenarien auf Lücken überprüft, erweitert und vorgestellt, um schließlich als weiterer Forschungsbeitrag ein Domänenmodell in einem UML Diagramm entwickelt zu werden. Darauf aufbauend werden in *Kapitel 4 Grobbewertung und Auswahl Szenarien* mit hohem Potenzial ausgewählt und in *Kapitel 5 Organisatorische Analyse von Lastflexibilitäten* als weiterer Beitrag die Kernelemente Use-Case-Basisszenario einer Detailbeschreibung des Szenarios in 5-10 Jahren gegenübergestellt. Diese Beschreibungen bilden den Startpunkt für umfangreiche neue Aussagen hinsichtlich ökologischer, technischer, sozialer und ökonomischer Kriterien, wobei in dieser Arbeit der technische und ökonomische Teil in *Kapitel 6 Ökonomische Analyse von Lastflexibilitäten* und *7 Technische Analyse von Lastflexibilitäten* gefunden werden können. Die Technische Analyse schließt mit einer Abstraktion aller bis dahin beschriebenen Anwendungsfälle in ein Managementsystem für Lastflexibilitäten. *Kapitel 8 Ergebnisse* fasst die Arbeit zusammen, präsentiert die finalen Ergebnisse dieser Arbeit und schließt mit Schlussfolgerungen und einem Ausblick. Die beispielhaft durchge-

fürte Einordnung in das Smart Grid Architecture Model ist dabei ein wichtiges Ergebnis, das dazu beiträgt, dass Lastmanagementanwendungen, die ein Energiemanagementsystem nutzen, in einem Smart Grid gemeinsam agieren und von Informatik-, wie auch Energietechnik Seite aus gleich gut verstanden werden.

1.4.1 Abgrenzung der Diplomarbeit

Die Abgrenzung der Diplomarbeit zu dem Forschungsprojekt SmartResponse wird in *Abbildung 1* mit deutlich gekennzeichneten Schnittstellen dargestellt.

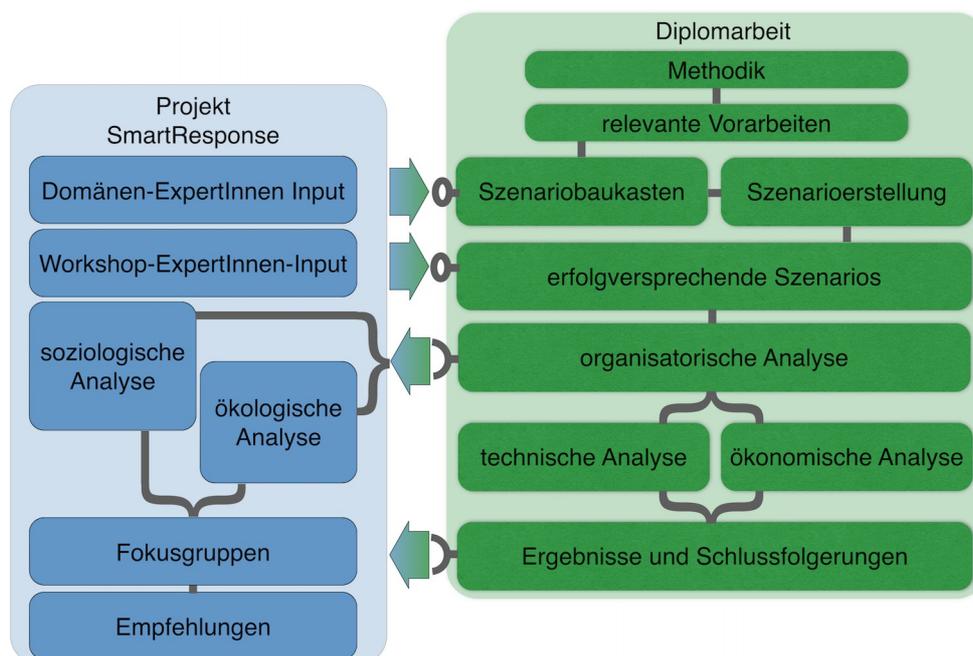


Abbildung 1: Abgrenzung der Methodik mit definierten Schnittstellen zu Projekt

Brainstorming Meetings mit Domänen-Experten haben in *Kapitel 2 Relevante Vorarbeiten* wertvolle Ideen für die Gliederung und den Inhalt als Grundlage des Szenariobaukasten geliefert, als auch in *3 Erstellung von Szenarien mit Lastflexibilitäten* Vorschläge für plausible Szenarien erarbeitet, welche in dieser Arbeit kompatibel für eine Weiterentwicklung im Unified Process beschrieben werden. Für die in *Kapitel 4 Grobbewertung und Auswahl* vorgenommene Bewertung erfolgversprechender Szenarien war der Input von Experten in einem Workshop ausschlaggebend. Vice versa waren die erarbeiteten Ergebnisse in *Kapitel 5 Organisatorische Analyse von Lastflexibilitäten* für die Durchführung der soziologischen- und ökologischen Analyse notwendig. Für die ökologische Analyse waren auch erste Ergebnisse aus *Kapitel 6 Ökonomische Analyse von Lastflexibilitäten* und *7 Technische Analyse von Lastflexibilitäten* notwendig. Zusammen mit *Kapitel 8 Ergebnisse* wurden Ergebnisse dieser Arbeit als Grundlage für Fokusgruppenworkshops genutzt und dienten für ExpertInnen aus Industrie und Forschung als Basis für die Ausarbeitung von Empfehlungen für Rahmenbedingungen im Forschungsfeld *automatisiertes Lastmanagement* an politische EntscheidungsträgerInnen. Diese

Empfehlungen, um Lastflexibilitäten in zukünftigen intelligenten Stromnetzen effizient einsetzen zu können, wurden in drei Kategorien veröffentlicht und können in [MOS+13] nachgelesen werden.

1.4.2 Methodik zur Szenarioidentifikation

Folgend dieser Abgrenzung soll hier die bereits erwähnte Smart Response Methodik kurz beschrieben werden, nach der in dieser Arbeit vorgegangen wird, um bekannte energietechnische Szenarien in den Unified Process der Domäne der Informationstechnologie überzuführen und später aus organisatorischen, ökonomischen und technischen Gesichtspunkten zu analysieren. Es wurde in [MLO+11] durch Literaturrecherche, Fallstudien, vorangegangenen und laufenden Forschungsprojekten sechs Aspekte und mehrmals genutzte Strategien abstrahiert und durch Brainstorming, Workshops mit Domänen-ExpertInnen und Feedback nach Konferenzvorträgen [Die10] verfeinert. Die identifizierten Strategien wurden als Blöcke visualisiert und durch eine eindeutige Zuordnung zu Aspekten des Forschungsfeldes Lastmanagement in einem morphologischen-Kasten [God00, Zwi66] strukturiert, der in Folge Szenariobaukasten genannt und vom Autor dieser Arbeit in [MLO+11] erstmals konzeptionell für das Vehicle to Grid (V2G) vorgestellt wurde. In dieser Arbeit sollen erstmals zu jedem der bekannten Lastmanagement Szenarien die entsprechenden morphologischen Kästen präsentiert und beschrieben werden. Für mehr Informationen zu dem Szenariobaukasten wird an dieser Stelle auf *Kapitel 2.3 Szenariobaukasten* verwiesen.

Es existieren mehr Pfade durch den morphologischen Kasten, als sinnvolle Kombinationen von Strategien ein realistisches Szenario ergeben. Deshalb ist eine Evaluierung jedes gefundenen Szenarios durch DomänenexpertInnen für dessen potentiellen Erfolges eine Grundlage. In [SSM+11] werden dafür folgende Kombination an Arbeitstechniken als hilfreich eingesetzt beschrieben: Brainstorming, Diskussionen, Arbeitsgruppen und Feedbackschleifen. In [MLO+11] wurden zuerst acht existierende Umsetzungen und Forschungsarbeiten aus vier unterschiedlichen Lastmanagementkategorien untersucht und deren Potenziale anhand von vier gleich gewichteten Kriterien bewertet: Lastmanagementpotenzial, Nachhaltigkeit, Marktpotenzial in 10 Jahren und Innovationsgrad. Aus daraufhin entstehenden Lücken im Szenariobaukasten (siehe *Kapitel 2.3*) konnten für Österreich noch fehlende aber bedeutende, realistische Szenarien gefunden und genauso anhand der genannten vier Kriterien bewertet werden. Diese Szenarien wurden durch den Autor erstmals in [MLO+11] als Ideen vorgestellt und in dieser Arbeit konkretisiert.

Aufbauend auf den Beschreibungen der Ideen in [MLO+11] soll in dieser Arbeit einerseits die Beschreibung auf Kompatibilität zur Erstellung von Artefakten im Unified Process analysiert werden und mit notwendigen Aussagen verfeinert werden. Dazu ist die Erstellung eines Fragenkataloges notwendig, der in Form eines Templates auf jede Szenarioideenbeschreibung angewendet werden kann. Nach Identifikation der Kompatibilitätslücken, ist es möglich, die Beschreibungen zu erweitern. Einerseits können diese erarbeiteten Beschreibungen im Requirements Engineering Unified Process als Zusatzspezifikationsartefakt genutzt werden und andererseits ist damit ein erster Abbildungsversuch der potentiell wichtigen als auch neu identifizierten Szenarien in UML möglich, der in dieser Arbeit auch unternommen werden soll.

In [MLP+13] wird die Vorgehensweise zur Identifikation vielversprechender Szenarien in drei Stufen unterteilt: Der Vorgang der Findung einer Basis anhand derer unterschiedliche Szenarien vergleichbar sind (*Baseline*), der Durchführung von Vergleichen mit neuen Szenarien (*Experiment*) und dem Analysieren der Ergebnisse (*Result*). In Abstimmung mit der Abgrenzung dieser Arbeit in *Abbildung 1*, sollen hier die Leistungen dieser Arbeit eingebettet in der Smart Response Methodik aufgelistet werden:

1. *Baseline*: Eine Beschreibung des methodischen Vorgehens der ersten Phase der Smart Response Methodik [MLP+13 p. 9] ist in *Kapitel 2.3 Szenariobaukasten* zu finden. In *Kapitel 2.4 Überführung physischer Systeme ins Software Engineering* wird ein Fragenkatalog vorgestellt, um Anwendungsfallbeschreibungen auf Kompatibilität zum Unified Process zu prüfen. Das *Kapitel 2.5 Existierende Umsetzungen von Lastflexibilitätsszenarien* stellt die breite Auswahl an identifizierten, abgeschlossenen und laufenden Forschungsarbeiten aus allen Aspekten des Forschungsfeldes Lastmanagement vor und untersucht diese auf Kompatibilität mit dem in dieser Arbeit geschaffenen Fragenkatalogtemplate. Die charakteristika der Szenarien werden erstmals auch grafisch im Szenariobaukasten als Strategiekombinationen jedes Aspektes dargestellt, um ein rasches Erfassen der Szenarien zur ermöglichen.
2. *Experiment*: In *Kapitel 3 Erstellung von Szenarien mit Lastflexibilitäten* werden die in [MLO+11] vorgestellten neu identifizierten Szenarien ebenfalls mit dem geschaffenen Fragenkatalogtemplate auf Kompatibilität zum Unified Process geprüft, passend beschrieben und erstmalig nach Requirements-Engineering-Methoden modelliert dargestellt. Aus der [MLO+11, SSM+11, MOS+13] entnommenen Bewertung in *Kapitel 4 Grobbewertung und Auswahl* können die besten Szenarien identifiziert werden. In dieser Arbeit wird durch Anwendung des Fragenkatalogtemplates und Methoden des Requirements Engineering zuerst in *Kapitel 5 Organisatorische Analyse von Lastflexibilitäten* eine Verfeinerung des Zusatzspezifikationsartifaktes in der Elaborationsphase des Unified Process der gewählten Szenarien durchgeführt und ebenso besonders die Szenarien aus derzeitiger Sicht und aus Sicht in 10 Jahren beschrieben. Aufbauend darauf wurde, wie in *Abbildung 1* dargestellt, in [MOS+13] einerseits erstmalig eine detaillierte Lebenszyklusanalyse (engl. Life Cycle Analysis, LCA – Ökobilanzierung) durchgeführt und andererseits Workshops zu jedem der Szenarien mit ExpertInnen ermöglicht, die dabei allgemeines Feedback, Faktoren der sozialen Akzeptanz und teilweise sogar Bestätigungen aus der Berufspraxis zur durchgeführten Grobbewertung in dieser Arbeit gaben.
3. *Result*: Die erarbeitete Basis dieser Arbeit ermöglichte es, in *Kapitel 6 Ökonomische Analyse von Lastflexibilitäten* auf die Ergebnisse der ökonomischen Analyse und die dafür notwendigen Technikkosten einzugehen. In *Kapitel 7 Technische Analyse von Lastflexibilitäten* werden die Szenarien nach ihren variablen Gesichtspunkten, technisch notwendigen Ressourcen und erwarteten Auswirkungen der neuen Technik auf die Umwelt, das Stromnetz und die Betroffenen durchleuchtet. Teile dieser Ergebnisse wurden, wie in *Abbildung 1* dargestellt, vom Autor dieser Arbeit in [Mei12] präsentiert und in [MOS+13] veröffentlicht.

Für soziale, wie ökologische, Ergebnisse aus dem 3. *Result* Schritt der Smart Response Methode ist der interessierten Leserin oder dem interessierten Leser der erwähnte Smart Response Endbericht [MOS+13] weiterzuempfehlen. Wie in *Abbildung 1* dargestellt, sind die Fokusgruppenworkshops, in denen Empfehlungen schrittweise ausgearbeitet und auf einer Abschlussveranstaltung mit ExpertInnen aus Industrie und Forschung diskutiert und weiterentwickelt wurden, nicht Teil dieser Arbeit, aber umgekehrt wurden die Ergebnisse und Schlussfolgerungen dieser Arbeit dort als Grundlage verwendet. Aus Erkenntnissen dieser Fokusgruppen sind finale Empfehlungen für die interessierte Öffentlichkeit, politische EntscheidungsträgerInnen und die Forschung formuliert, sowie eine abschließende Bewertung der Szenarien durchgeführt worden, die wie bereits erwähnt in [MOS+13] nachgelesen werden können.

1.4.3 Vervollständigung der Szenarien basierend auf Requirements Engineering

Abgesehen von unabhängigen Designpatterns, wie Use Cases, wird in dieser Arbeit Requirements Engineering zur *objektorientierten Analyse und Design* (OOA/D) nach dem *Unified Process* (UP) [JBR99], wie in [Lar02] beschrieben, durchgeführt. Dabei werden in dieser Arbeit für eines der ausgewählten Szenarien ausschließlich die Phasen *Inception* und *Elaboration* des UP betrachtet und nicht die Phasen *Construction* und *Transition*.

Die Inception-Phase — als keine eigentliche Requirements-Engineering-Phase — dient zur Abklärung der Machbarkeit eines Szenarios und die Elaborations-Phase vor allem um eine Großzahl der Anforderungen festzuhalten. Im Unified Process nennt man jedes Arbeitsschrittergebnis ein Artefakt (z. B.: Code, Datenbank Schemata, Textdokumente, Diagramme, Modelle usw.) [Lar02 p.20]. Wie in *Kapitel 1.4.2* erwähnt, werden die in [MLO+11, SSM+11, MLP+13] vorgestellten Szenarien in dieser Arbeit auf Kompatibilität mit dem Unified Process analysiert und soweit ausgebaut, um damit in der zweiten Phase des Unified Process ein Domänenmodell entwerfen zu können. Der für diese Analyse in der vorliegenden Arbeit geschaffene Fragenkatalog wird als wiederverwendbares Template in *Kapitel 2.4* vorgestellt.

Aus der Elaboration-Phase wird in dieser Arbeit für alle neu gefundenen Szenarien ein Entwurf eines Domänenmodells aus der Disziplin des Business Modeling erstellt (vgl. *Tabelle 1*). Für Software ist ein Klassendiagramm in der *Unified Modeling Language* (UML)⁶ als Domänen Modell vorgesehen [Lar02 p.127f.]. Allerdings handelt es sich bei den geschaffenen Szenarien in dieser Arbeit um (teilweise bestehende) physische Systeme, die konzertiert mit Software arbeiten und dadurch erst ein Smart Grid definieren. Es gibt unterschiedliche Methoden, komplexe Systeme zu modellieren wie beispielsweise durch die für die Luft- und Raumfahrt geschaffene *Architecture Analysis and Design Language* (AADL)⁷ oder die *Systems Modeling Language* (SysML)⁸ zur Modellierung von Systemen mit Hardwarekomponenten, Personal, Gebäuden etc. [Wei08]. Im Rahmen dieser Arbeit wird UML als Modellierungssprache verwendet, die bereits durch den *Common Information Model* (CIM)

⁶Object Management Group Unified Modeling Language: <http://www.uml.org> (21.7. 15)

⁷A Modeling Language for Safety-Critical Systems <http://www.aadl.info/aadl/currentsite/> (21.7. 15)

⁸SysML <http://sysml.org> and OMG SysML: <http://www.omgsysml.org> (21.7. 15)

Standard [BdeV06] im Bereich der Energietechnik als Modellierungsinstrument eingeführt wurde [LKB10 p.2].

Sowohl Klassen- als auch Deploymentdiagramme zählen in UML zu den Strukturdiagrammen, die ein System und dessen Teile in unterschiedlichen Implementierungs- und Abstraktionsebenen zeigen. Im Gegensatz zu UML Klassendiagrammen sind UML Deploymentdiagramme hilfreich dabei, die relevanten konzeptuellen Modelle eines physikalischen Gesamtsystems, eingebunden in seiner Umgebung darzustellen. Konfiguration und Attribute zur Laufzeit finden ebenso ihren Platz wie die Verteilung der Soft- und Hardwarekomponenten, Assoziationen und deren topologische Aufteilung. Komponenten im Stromnetz sind über Elektrizität miteinander verbunden und besitzen damit einen impliziten Kommunikationskanal, der auch ohne Software auf Hardware existiert, die Netzfrequenz. Dieses Phänomen wurde in dem Forschungsprojekt IRON [KMD+08], in dem der Autor tätig war, genutzt, um verteilte Systeme ohne zusätzliche Kommunikationsinfrastruktur kommunizieren zu lassen. Da es sich bei Smart-Grid-Anwendungen um eine bunte Mischung und dem Zusammenspiel von Hardware mit diesen impliziten Kommunikationskanälen handelt, ist es nach der Meinung des Autors nicht möglich mit den üblichen Einschränkungen eines Deploymentdiagramms nur Komponenten abzubilden, auf denen Software ausgeführt wird. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit einerseits das Domänenmodell der Elaborations-Phase des UP nicht wie in [Lar02 p.127-177] als Klassendiagramm, sondern als UML Deploymentdiagramm ausgeführt und außerdem das Deploymentdiagramm erweitert, um Komponenten die elektrisch über Gleich- oder Wechselstrom verbunden sind – ähnlich der Erweiterung als Netzwerkarchitekturdiagramm, die zwar nicht formal in UML 2.5 definiert ist, aber häufig von SystemingenieurInnen zur Darstellung von IKT-Netzwerken verwendet wird. Das Deploymentdiagramm erfüllt alle Aufgaben des Domain Models insbesondere Repräsentation von relevanten realen Objekten, deren Verbindungen und Eigenschaften [Lar02 p.127-177] und eignet sich aus Sicht des Autors hervorragend, an bestehenden cyber-physischen Systemen Reverse Engineering in Richtung Softwareentwicklung durchzuführen. Benutzt man über UML hinausgehende Stereotypen für übliche Netzwerkgeräte, bleibt die Umsetzung dennoch UML konform [Mac01 p.206-230]. Ein reines Software Klassendiagramm wäre nicht ausreichend, um die Domäne des Smart-Grid-Anwendungsfalls abbilden zu können (auch wenn es sich in dieser Arbeit oft nur um Konzepte solcher Systeme handelt).

Eine Spezifikation der ausgewählten Szenarien ist in *Kapitel 5*, der organisatorischen Analyse, zu finden. Nachdem Lastmanagementszenarien in den *Unterkapiteln 7.1 bis 7.4* zusätzlich technisch spezifiziert wurden, kann abschließend aus der Abstraktion eines der Szenarien im *Kapitel 7.5* der Arbeit ein Energiemanagementsystem als essentiell für Lastmanagementszenarien identifiziert werden. Für dieses Energiemanagementsystem wird nach [Lar02 p.24/77/149] in der Inception-Phase ein Use-Case-Modell erstellt, so wie eine AkteurInnen-Ziele-Liste als Teil des Visions Artefakts im Unified Process. Die AkteurInnen-Ziele-Liste erleichtert das Beantworten der Fragen nach dem Umgang der AkteurInnen mit dem zu entwerfenden System.

Die technische Analyse dieser Arbeit schließt mit dem Requirements Engineering Verfeinerungsschritt der Elaborationsphase, einem verfeinerten Use-Case-Modell in *Kapitel 8.2*. Eines der Ergeb-

nisse des Modells ist damit eine Use-Case-Diagrammbeschreibung der notwendigen Use Cases eines komplexen Energiemanagementsystems für Lastflexibilitäten, welches einerseits im internationalen Verbundnetz eingebettet und andererseits kompatibel mit den Vorarbeiten des *National Institute of Standards and Technology* (NIST) *Priority Action Plan* (PAP) 7 für verteilte Energieressourcen ist [nis10]. Schließlich wird eines der Szenarien (Building to Grid) in das *Smart Grid Architecture Model* (SGAM) eingeordnet.

Tabelle 1 zeigt den für diese Arbeit relevanten Ausschnitt der Phasen, Artefakte und Disziplinen des Unified Processes, wie er in [Lar02 p.24] beschrieben wird. Es wird farblich hervorgehoben, welche Artefakte in welchem Detailgrad ausgearbeitet wurden. Eine tiefere iterative Verfeinerung entlang der Requirements-Engineering-Phasen oder Artefakte weiterer Unified-Process-Disziplinen (Design, Implementierung, Projektmanagement, Testen und Umgebung) werden in dieser Arbeit nicht durchgeführt.

Tabelle 1: Liste umgesetzter (dunkel) Unified Prozess Artefakte, [Lar02 p.24] nachempfunden

Disziplin	Artefakt	Inception-Phase	Elaboration-Phase
Business Modellierung	Domänenmodell		Entwurf
Anforderungen	Zusatzspezifikation	Entwurf	Verfeinerung
	Vision	Entwurf	Verfeinerung
	Use-Case-Modell	Entwurf	Verfeinerung

Nach dem Abschluss der Vorstellung der Methodik kann nun im folgenden *Kapitel 2 Relevante Vorarbeiten* mit einer Übersicht des aktuellen Entwicklungsstandes aus dem Smart Grids Bereich und in *Kapiteln 2.5* und *3* mit dem ersten Entwurf des Szenarienspezifikationsartefakts der Lastmanagementsszenarien begonnen werden.

2. Relevante Vorarbeiten

Die wichtigsten nationalen sowie internationalen Vorarbeiten und Initiativen im Bereich Smart-Grid-Security und Smart-Grid-Standardisierung werden zu Beginn dargestellt, um die Bedeutung folgender Pilotprojekte von Lastmanagementimplementierungen hervorzuheben. Repräsentative Lastmanagement Umsetzungen und Forschungsprojekte weltweit wurden in [MLO+11] vorgestellt. In dieser Arbeit sollen die Lastmanagementanalysen kompatibel mit dem Unified Process beschrieben und wie in [MLO+11] vorgeschlagen, in einem morphologischen Kasten von definierten Aspekten und Strategien festgehalten werden. Dieser damit geschaffene Szenariobaukasten bietet eine systematische Basis, in der aktuelle Grenzen von Lastmanagementimplementierungen und Ansatzpunkte für neue, fehlende Szenarien, vor allem durch die in dieser Arbeit durchgeführten Gesamtdarstellung aller Szenarien im folgenden *Kapitel 3*, deutlich werden. Ohne viel weiter der Arbeit vorzugreifen, wird für das als am erfolgreichsten bewertete existierende Szenario in dieser Arbeit zusätzlich ein Domänen Modell Artefakt aus der Unified-Process-Disziplin der Business Modellierung erstellt.

2.1 Smart Grid Sicherheits- und Standardisierungsinitiativen

Österreich ist mit der jährlich stattfindenden *Smart Grids Week*⁹ international gut platziert, was einerseits eine strukturierte Vernetzung und Schaffung einer Kooperations- und Koordinationsbasis aller StakeholderInnen über die neu gegründete *Nationale Technologieplattform Smart Grids Austria* (NTPSGA) betrifft und andererseits die Definition, Abstimmung und Unterstützung von Forschungs- und Entwicklungsumsetzungen von Demonstrationsprojekten aller TeilnehmerInnen abgestimmt und zielorientiert ermöglicht. Als weiterer Schritt wurde 2010 die Roadmap *Der Weg in die Zukunft der elektrischen Stromnetze* von der NTPSGA veröffentlicht¹⁰. In der Roadmap ist es durch die Plattform Smart Grids Austria, einem Zusammenschluss von mehr als 50 (Stand Juni 2012) StakeholderInnen aus vielen Bereichen der Energieversorgung Österreichs, gelungen, Schlüsselfaktoren für die Realisierung von Smart Grids in Österreich aufzuzeigen, abzustimmen, zu koordinieren und strukturieren. Mit dem einheitlichen Ziel der Verwirklichung von Smart Grids aller StakeholderInnen wurde die

⁹Smart Grids Week 2008 <http://www.energiesystemederzukunft.at/results.html/id5169> (21.7. 15)

¹⁰Roadmap Smart Grids Austria http://www.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/20100618_smartgrids_roadmap_austria.pdf (21.7. 15)

Ausgangssituation beschrieben, notwendige technologische Innovationen angeführt und die Bündelung gemeinsamer Kräfte beschlossen.

2.1.1 Bezug zur Technologieroadmap Smart Grids Austria

Es ist vorhersehbar, dass durch die Energiewende die Teilsysteme der Stromversorgung der kommenden 5-10 Jahre immer mehr an Flexibilität gewinnen, die allerdings von einer derzeit zentral gesteuerten Strominfrastruktur nicht problemlos ausgeglichen werden kann. Der Weg zu einem hoch verteilten, aber robusten Stromnetz führt über das Management von Lastflexibilitäten im elektrischen Energiesystem und fällt damit genau in den Zeithorizont der *Technologieroadmap Smart Grids Austria* [tsg15]. In den folgenden 5-10 Jahren werden Weichen gestellt, um Smart-Grid-Lösungen mehr oder weniger koordiniert und abgestimmt zu ermöglichen. Die österreichische Industrie, Forschung und Energiewirtschaft erwartet sich dadurch große Chancen auf internationale Technologieführerschaft und eine Stärkung des Wirtschaftsstandortes Österreichs.

Die *Technologieroadmap Smart Grids Austria* stellt notwendige Umsetzungsschritte für einen Wandel des Stromsystems und breite Implementierung von Smart-Grid-Technologien entlang einer Zeitachse bis 2020 dar. Einer der herausragenden Punkte ist die IKT-Gesamtarchitektur, die als gemeinsames Fundament dreier Entwicklungsachsen, Netz, System und EndkundInnen beschrieben wird. Es wird festgestellt, dass diese, für den Ausbau der Netze und den Systembetrieb notwendige zentrale IKT Herausforderung zwar mit hohen Investitionen verbunden ist, aber für die Umsetzung von Smart Grids erst neue Technologien und Lösungen ermöglicht. Die verbundenen Prozesse rund um die Energieversorgung müssen durch IKT effizient koordiniert werden, um einen stabilen Systembetrieb eines Smart Grid mit hohem Anteil Erneuerbarer zu ermöglichen. Die daraus resultierenden Anforderungen insbesondere an die Option einer bedarfsgetriebenen, schrittweisen Umstellung auf neue Technologien und Betriebsführungskonzepte wie sie in dieser Transition Roadmap beschrieben werden, sind eine der Basisanforderungen an die *Technologieroadmap Smart Grids Austria* gewesen.

Bereits 2018 soll im Migrationsschritt 2 die Einführung einer zuvor festgelegten, großflächig systemvalidierten, serviceorientierten Architektur zur Vernetzung der IT Systeme erfolgen. Dieser Schritt reduziert Schnittstellen und schafft erst die Möglichkeit mit modernen, wie hier beschriebenen, Managementsystemen von Lastflexibilitäten mit vorhandenen Systemen im internationalen Verbundnetz zusammenarbeiten zu können.

Die vorliegende Arbeit zeigt auf, dass derzeitige Entwicklungen im Bereich Lastmanagement durch detaillierte Forschung, Entwicklung und Umsetzung inhaltlich, in einem Parallelbetrieb hin zu einem immer großflächigeren dezentralen Energiespeichermanagementsystem umgesetzt werden können.

2.1.2 Schutzprofile des Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik

Schutzprofile und Richtlinien für Smart Metering wurden durch das deutsche *Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik* (BSI) nach Auftrag der deutschen Bundesregierung im September

2010 erarbeitet, da die geschaffenen IT-Grundsicherungs-Standards zwar ein umfassendes Regelwerk zum Basisschutz von IT-Systemen darstellen, aber in der derzeitigen Form nur typische Unternehmensumgebungen behandeln, ohne auf spezielle Anforderungen z. B. von SCADA-Systemen in industrieller Umgebung einzugehen. Im Gegensatz dazu nehmen die vom BSI entwickelten *Common-Criteria-Schutzprofile für ein Smart-Metering-Gateway* und dessen *Sicherheitsmodul*¹¹ direkten Bezug auf eine zentrale Smart-Grid-Komponente und analysieren die damit verbundenen Bedrohungen und Sicherheitsanforderungen. Die Sicherheitsfunktionalität umfasst die Sicherung von Vertraulichkeit, Authentizität, Integrität der Daten, die Kontrolle des Informationsflusses und gilt für (beinahe) alle Verbindungen, mit dem Ziel die Privatsphäre der Konsumenten zu schützen, verlässliche Abrechnungsprozesse sicherzustellen und die Smart-Grid-Infrastruktur zu schützen. Es wird darin festgelegt, dass die Versorgung weder im Fehlerfall, noch intentional beeinflusst werden darf.

Die beiden Schutzprofile sind zwar auch im Energiepaket verankert und nutzen das Common Criteria (ISO/IEC 15408) Framework in der Version 3.1 Revision 3, betrachten jedoch nur diesen einen Smart Meter Smart-Grid-Teilaspekt und sind außerdem speziell auf die Situation in Deutschland zugeschnitten (Trennung Messstellenbetreiber und Messdienstleister, Prüfstellen bescheinigen Konformität aber BSI vergibt dann Zertifikate, fast nur die Konsumentenseite betrachtet, langfristige Tauglichkeit der vorgeschriebenen Zertifikatstechnologie im langlebigen Smart Grid). Aufgrund dieser Einschränkungen und anderer Marktbedingungen ist hier keine einfache Übertragung auf Österreich möglich.

2.1.3 Smart-Grid-Standards von CEN-CENELEC-ETSI

CEN, CENELEC und ETSI wurden als europäischen Standardisierungsorganisationen im Rahmen des Standardisierungsmandats M/490 der EU 2011 damit beauftragt, die Entwicklung von interoperablen IKT-Architektur Standards und Prozesse für Smart Grids in einem europäischen Framework voranzubringen und konsistent zu definieren. Eine Arbeitsgruppe im Namen jedes Deliverables des Mandates wurde von der CEN-CENELEC-ETSI *Smart Grid Coordination Group* (SG-CG) eingerichtet:

- *First Set of Standards* (SG-CG/FSS)
- *Reference Architecture* (SG-CG/RA)
- *Sustainable Processes* (SG-CG/SP)
- *Smart Grid Information Security* (SG-CG/SGIS)

Die Arbeitsgruppen erfassen den Stand der Standardisierung in Europa, fassen diese zusammen und identifizieren Lücken, um Empfehlungen geben zu können, auf welche koordinierte Art der Standardisierungsprozess in Europa fortschreiten soll. Der Bereich Smart Grid Cyber Security erfordert hier neue Methoden, die mit den funktionalen Entwicklungen besonders im IKT Bereich Schritt halten können muss. Ein Teil des Berichts ist das *Smart Grid Architecture Model* (SGAM), wie bereits be-

¹¹BSI, "Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System," BSI-CC-PP-0073; "Protection Profile for the Security Module of a Smart Metering System (Security Module PP)," BSI-CC-PP-0077, 2013

schrieben, ein Modell zur Abbildung und zum Vergleich einer europäischen Smart-Grid-Referenzarchitektur (siehe *Abbildung 2*, Wiederverwendung nach Original¹²).

2.1.4 Smart Grid Reference Architecture Model

Die auf Europaebene in den letzten Jahren entwickelte *Smart Grid Reference Architecture* [sgc12] entwickelte darin das *Smart Grid Architecture Model* (SGAM), welches neben Standards erstmals die Möglichkeit schafft, einzelne technische Bereiche in einer einheitlichen Ansicht darzustellen und damit eine gemeinsame konzeptuelle Basis für alle erdenklichen interdisziplinären Anwendungsfälle zu erreichen. In dieser Arbeit wird das zweidimensionale SmartResponse-Modell von Meisel et al.: *Demand Response for Austrian Smart Grids* [MOS+13] mit Strategien, Aspekten und einem Pfad je Szenario vorgestellt, in dem es möglich ist, unterschiedliche Anwendungsfälle vergleichbar darzustellen. Genauso schafft es das SGAM, Anwendungsfälle vergleichbar darzustellen, indem für jedes Anwendungsgebiet (Domains) und dessen Geltungsbereich (Zone) vier zusätzliche Schichten (Kommunikation, Information, Funktion und Business) zur Komponentenschicht aufgezeigt werden (vgl. *Abbildung 2*). Nach Einordnung eines Use Cases wird damit dieser Smart-Grid-Anwendungsfall und dessen System vergleichbar und dient als Unterstützung strukturierter, zielorientierter Diskussion.

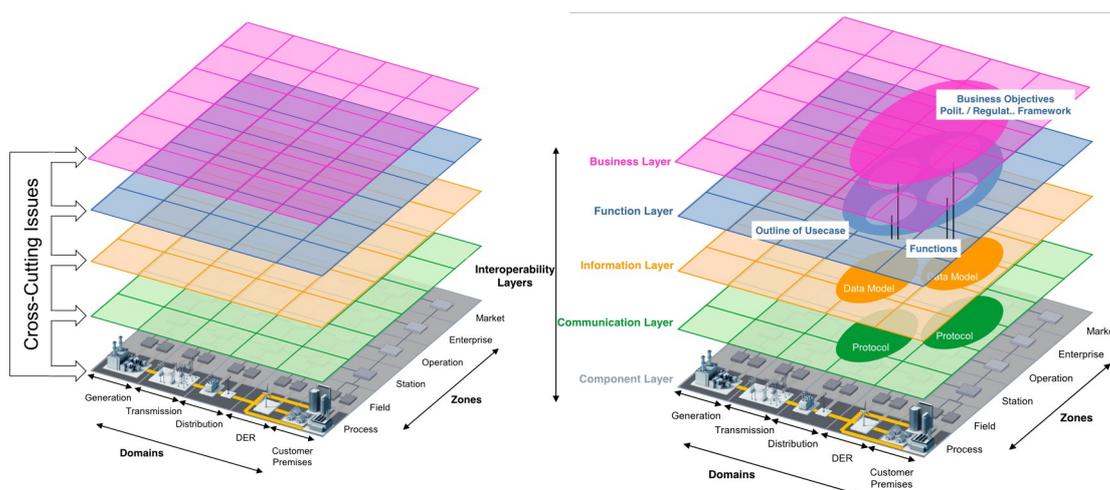


Abbildung 2: Reuse des Smart Grid Reference Architecture Modells der CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, links leeres Modell, rechts Beispielhaft genutzte Bereiche eines Use Case in allen Schichten gekennzeichnet, Quelle: [sgc12]

2.1.5 Strategieprozess Energie 2050

Auf SGAM aufbauend ist eine lösungs- und technologieneutral gestaltete, vergleichende Darstellung von Smart-Grid-Anwendungen innerhalb der EU möglich. Um die einzelnen Anwendungen konkret zu analysieren, ist dieses Rahmenwerk allerdings zu generisch und abstrahiert, was besonders der im

¹²Quelle: Smart Grid Coordination Group, CEN-CENELEC-ETSI, "Smart Grid Reference Architecture", http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group1_reference_architecture.pdf 2012, S.30. Abwicklungsstelle (21.7. 15)

Mandatstext [ets10] geforderten Flexibilität gegenüber Unterschieden einzelner Mitgliedsländer zuzuschreiben ist und bedarf einer Verfeinerung innerhalb einzelner Mitgliedsstaaten. Österreich ist hier Vorreiter einerseits bezüglich bereits existierender Pilotprojekte im Smart-Grid-Bereich, aufbauend auf dem vom BMVIT initiierten *Strategieprozess Energie 2050* [bmv10] und andererseits bei der spezifischen Instanziierung durch den Start eines separaten Architektur-Strategieprozesses im Jahr 2014, *Referenzarchitektur Smart Grids Austria* (RASSA)¹³. Ein mitgliedsstaatspezifischer Strategieprozess ist notwendig, da es viele Unterschiede bezüglich der Nutzung (z. B. im Hinblick auf geographische Gegebenheiten und Nutzungsverhalten) bzw. der im jeweiligen Land eingesetzten Technologien gibt und eine einheitliche, EU-weite Regelung unrealistisch ist. Wie bereits erwähnt, sind z. B. die Common-Criteria-Schutzprofile des BSI nicht direkt auf die österreichische Situation anwendbar, da keine Trennung zwischen MessstellenbetreiberInnen und Messdienstleister stattfindet, oder zusätzliche, szenarioabhängige Sicherheitsanalysen notwendig sind [HKK+13], um auf Technologieunterschiede eingehen zu können. In Deutschland, Italien oder Frankreich teilen nur wenige große NetzbetreiberInnen den Markt unter sich auf. In Österreich ist die Struktur der elektrischen Energienetze eine gänzlich andere (verhältnismäßig mehr BetreiberInnen, aber deutlich kleiner) und erfordert damit auch andere Smart-Grid-Architekturkonzepte. In weiteren Ländern wie z. B. Volksrepublik China, Japan oder den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) sind die Voraussetzungen der Energieversorgung noch differenzierter, sodass dort erarbeitete Ergebnisse, beispielsweise vom *National Institute for Standards and Technology* (NIST) oder der *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) zwar als Betrachtungen für die Entwicklung von Lösungen für Österreich berücksichtigt werden müssen, aber nicht als Blaupause dienen können. [SBK+12 p.14]

2.1.6 Smart-Grid-Standards der International Electrotechnical Commission

Die *International Electrotechnical Commission* (IEC) ist ein Standardisierungsgremium für internationale Normen im Bereich Elektrotechnik und Elektronik. 2010 wurde von der *Strategic Group on Smart Grid* (SG3) der IEC eine *Smart Grid Standardization Roadmap*¹⁴ zu den Themen Übertragung, Verteilung, Metering und Kundenanbindung veröffentlicht. Themen der Cyber Security werden in der Roadmap allerdings nur kurz angerissen. Die Standardserie IEC 62351¹⁵ hingegen beschäftigt sich explizit mit den Sicherheitsanforderungen an den Netzbetrieb mit einem besonderen Augenmerk auf Kommunikationsprotokolle z. B.: IEC 60870-5, oder IEC 61850. Der Fokus wurde auf Authentisierung, Schutz vor Abhör- und Replay-Angriffe sowie Anomalieerkennung bzw. Intrusion Detection gelegt. Die IEC ist allerdings auf die technische Spezifikation von z. B. Protokollen fokussiert und betrachtet Betriebsprozesse oder andere sicherheitsrelevante Aspekte nur am Rande oder lässt eine gesamtsystematische Betrachtung komplett aus. [SBK+12,p.11]

¹³RASSA Prozess: <http://www.hausderzukunft.at/results.html/id7820> (21.7. 15)

¹⁴IEC SG3 (2010): IEC Smart Grid Standardization Roadmap.

¹⁵IEC (2007): TS 62351 Parts 1-8.

2.1.7 Smart-Grid-Tätigkeiten des National Institute for Standards and Technology

Das *National Institute for Standards and Technology* (NIST) befasst sich als Standardisierungsbehörde der U.S.A. mit Smart Grids. Das eingesetzte *Smart Grid Interoperability Panel der Cyber Security Working Group* (SGIP- CSWG) erarbeitete den dreiteiligen *Smart Grid Cyber Security Standard Report NISTIR 7628* [sgi10], der Smart Grid spezifische Cyber-Security-Empfehlungen gibt. Der erste Teil zeigt ein erarbeitetes Architekturmodell, das Schnittstellen innerhalb eines Smart Grid einordnet und liefert auch eine Methode wie man Sicherheitsanforderungen für diese Schnittstellen identifizieren kann. Der zweite Teil setzt das Augenmerk auf Datenschutz-Risiken im KundInnenbereich, der sich aus der informationstechnischen Verarbeitung personenbezogener Daten ergibt und stellt ebenfalls Empfehlungen zur Risikominimierung bereit. Im dritten Teil können weitere Materialien z. B. Verwundbarkeitsklassen für Smart Grids gefunden werden. Es ist in NISTIR 7628 deutlich, dass sich der Standard auf Stromnetze der U.S.A. konzentriert und nicht direkt auf die Situation in Österreich übertragbar ist, da vor allem der Security-Bereich stark von nationaler Gesetzgebung geprägt wird. Als wichtige Basis für fortführende, auf die österreichische Situation angepasste Umsetzungen, ist der Standard aber sehr wohl hilfreich.

Berits im Jänner 2010 hat NIST bestehende Protokolle und Standards identifiziert, die unmittelbar oder in naher Zukunft die Anforderungen von Smart Grids erfüllen und in einer *Smart Grid Framework and Roadmap*¹⁶ veröffentlicht wurden. Obwohl die darin angeführte Liste sehr umfangreich wurde, ist es offensichtlich, dass eine große Anzahl an adressierter Standards und Protokollspezifikationen noch erweitert und verbessert werden müssen, um die Herausforderungen von Smart Grids der Zukunft erfüllen zu können.

Der *Energy Independence and Security Act* aus 2007 legt fest, dass das SGIP das NIST dabei unterstützen soll, die gesamten Smart-Grid-Community in einen öffentlichen Prozess zur Identifikation anwendbarer Standards einzubinden. Festgestellte Lücken in derzeit verfügbaren Standards und einer Priorisierung für neue Standardisierungsaktivitäten sind die Ergebnisse, die in nummerierten *Priority-Action-Plänen* (PAP)¹⁷ festgehalten wurden. Für diese Arbeit zu Lastflexibilität im elektrischen Energiesystem ist vor allem der *Priority Action Plan Nummer 7*¹⁸ über den Leitfadens zur Kopplung von Energiespeichern relevant. Das darin produzierte *Deliverable 3: Task 4 Use Cases Descriptions for Key ES-DER Use Cases* [nis10] beschreibt bereits im ersten Entwurf in einem Requirements-Engineering-Ansatz Use Cases von verteilten Energieressourcen, die für ein Managementsystem für Lastflexibilitäten eine unausweichlich Grundlage darstellen, auf der in dieser Arbeit aufgebaut wird.

¹⁶NIST Smart Grid Roadmap <http://www.nist.gov/smartgrid> (21.7. 15)

¹⁷NIST-SGIP PAP <http://www.nist.gov/smartgrid/priority-actions.cfm> (21.7. 15)

¹⁸PAP07 Energy Storage Interconnection Guidelines <http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/SmartGrid/PAP07-Storage> (21.7. 15)

2.2 Systembeschreibung internationales Verbundnetz

Alle in dieser Arbeit beschriebenen Szenarien sind in ihren Feinheiten der detaillierten Beschreibung zwar in dem österreichischen Markt verortet, allerdings bedeutet das nicht, dass ein Requirements Engineering in anderen Ländern des internationalen Verbundnetzes nicht sehr ähnliche Ergebnisse erzielte. Hier sollen deshalb die AkteurInnen des internationalen Verbundnetzes beschrieben werden, die genauso in Österreich täglich als StrommarktteilnehmerInnen interagieren. Das internationale Verbundnetz besitzt in jedem Land eine Regulierungsbehörde. In Österreich ist das die E-Control¹⁹. Die Aufgabe der E-Control, der Regulierungsbehörde nach der Strommarktöffnung in Österreich am 1. Oktober 2001, ist es, vor allem die Marktregeln für einen fairen Wettbewerb unter den MarktteilnehmerInnen festzulegen. Die MarktteilnehmerInnen sollen in folgender Aufzählung einzeln, aus Sicht der E-Control beschrieben werden.

Das internationale Verbundnetz als Übertragungsnetz ist in *Regelzonen* eingeteilt, die eigenständig betriebene Bereiche darstellen. Jede Verbindung ist mit Leistungsmessgeräten ausgestattet, deren Werte in der Regelzentrale erfasst werden. Summen über Lieferverträge ergeben im vorhinein, wieviel Strom zu und von anderen Regelzonen fließt und nach diesen Fahrplänen werden Kraftwerke betrieben.

Regelzonenführer: Zu den Aufgaben des Regelzonenführers zählt vor allem die ständige Verbrauchsmessung innerhalb der Regelzone. Der Messwert wird an den Bilanzgruppenkoordinator weitergegeben, welcher zur Vorhersage die tatsächliche Ausgleichsenergie berechnet, um sie den Bilanzgruppenkoordinatoren zu verrechnen.

Bilanzgruppenkoordinatoren: Die Bilanzgruppenkoordinatoren haben eine Konzession und betreiben eine Verrechnungsstelle. Sie können eine natürliche oder juristische Person sein, die vom Regelzonenführer benötigte Ausgleichsenergie verrechnet bekommt. Ihre Aufgaben sind die Differenzberechnung der Prognosen von Bilanzgruppenverantwortlichen gegen gemessene Werte der Netzbetreiber, das Verrechnen der gebrauchten Ausgleichsenergie und das Einholen und Ordnen nach Preis von Erzeugerangeboten für Ausgleichsenergie.

Übertragungsnetzbetreiber oder *Transportnetzbetreiber* (engl. Transmission Service Operator TSO): Die ÜbertragungsnetzbetreiberInnen müssen allen Aufgaben der NetzbetreiberInnen nachkommen aber zusätzlich auch die Abwicklung des Elektrizitätstransits zwischen den Regelzonen durchführen.

Bilanzgruppenverantwortliche: Bilanzgruppen sind virtuelle Gruppen, bestehend aus LieferantInnen und KundInnen, die einen ständigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, Aufbringung und Abgabe, Bezugsfahrplänen und Lieferfahrplänen anstreben. JedeR MarktteilnehmerIn ist in einer Bilanzgruppe und liefert oder bezieht seine Energie darin. Der Bilanzgruppenverantwortliche hat in seinen Aufgaben die Vertretung der Bilanzgruppe gegenüber weiteren MarktteilnehmerInnen, das Sammeln von LieferantInnenprognosen für den nächsten Tagesverbrauch, die er abgeschätzt an den

¹⁹E-Control Akteure: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt/akteure> (21.7. 15)

BilanzgruppenkoordinatorIn sendet. Weiters bekommt er benötigte Ausgleichsenergie vom Koordinator verrechnet, welche er den LieferantInnen weiterverrechnet.

VerteilnetzbetreiberIn oder NetzbetreiberIn: Der Transport elektrischer Energie ist eine Systemdienstleistung nach Verträgen zwischen ErzeugerInnen und AbnehmerInnen zu festgelegten Entgelten, die NetzbetreiberInnen durchzuführen haben. Sie müssen auf Basis technischer und physikalischer Gegebenheiten Maßnahmen und langfristige Investitionen setzen, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. NetzbetreiberInnen haben einen Netzvertrag mit ihren KundInnen, an welche sie elektrische Energie liefern, sie messen den Verbrauch, ordnen ihn Bilanzgruppen zu und übermitteln diese Daten an den Bilanzgruppenkoordinator.

LieferantInnen: LieferantInnen erhalten seit Oktober 2001 uneingeschränkt Zugang zu den Netzen der Netzbetreiber, wodurch KundInnen ihre Anbieter frei wählen können. Zu den Aufgaben der Lieferanten zählt der Liefervertrag mit KundInnen, das Verrechnen der verbrauchten Energie und das Übermitteln des prognostizierten Bedarfs für den nächsten Tag an den Bilanzgruppenverantwortlichen.

ErzeugerInnen: ErzeugerInnen können beliebig juristische oder natürliche Personen sein oder eine Erwerbsgesellschaft gegründet um elektrischen Strom zu erzeugen. JedeR ErzeugerIn hat die Aufgabe einen aktiven Vertrag mit entweder StromlieferantInnen zu besitzen oder mit der konzessionierten Abwicklungsstelle für Ökostrom Aktien Gesellschaft (OeMAG).

StromhändlerInnen: StromhändlerInnen sind wie ErzeugerInnen natürliche oder juristische Personen oder Erwerbsgesellschaften mit der Absicht durch den Verkauf von elektrischem Strom einen Gewinn zu erwirtschaften. Ein wichtiges Abgrenzungsmerkmal zum Schutz der KundInnen ist, dass sie weder innerhalb noch außerhalb des Stromnetzes, in dem sie agieren, eine Übertragungs- oder Verteilungsfunktion ausführen. Ihre Aufgaben sind laufende Verträge einerseits mit ErzeugerInnen zu besitzen und andererseits mit StromlieferantInnen oder anderen StromhändlerInnen.

KundInnen: KundInnen sind im gesamten internationalen Verbundnetz die EndverbraucherInnen von elektrischer Energie. Seit der Strommarktöffnung am 1. Oktober 2001 ist es allen KundInnen (Industrie, Gewerbe oder Haushalten) freigestellt, ihre StromlieferantInnen zu wählen und zu wechseln. Die Aufgaben von KundInnen sind einerseits aktive Lieferverträge mit LieferantInnen zu besitzen und andererseits die von LieferantInnen in Rechnung gestellte verbrauchte Energie zu begleichen.

2.3 Szenariobaukasten

Es gibt derzeit nur sehr wenige Umsetzungen für automatisiertes Lastmanagement. Fehlende Umsetzungen zu identifizieren, ist eine schwierige Aufgabe, da diese noch nicht existieren. Aus diesem Grund fiel die Entscheidung zur Entwicklung von Zukunftsszenarien auf eine der bekannten Kreativitätstechniken, den morphologischen Kasten [God00 p.14, Zwi66 p.88ff.]. Dieser wird auch in anderen technischen Gebieten verwendet werden, um Zukunftsszenarien strukturiert zu entwickeln und darzustellen [PH11 p.296]. Morphologische Kästen eignen sich besonders, um komplexe Probleme

zu untersuchen, die nicht mathematisch, simulationstechnisch oder logisch gelöst werden können [Rit11] und um diese systematisch zu vergleichen. Wie in *Abbildung 1* dargestellt, wurde mit dem Input von Domänen ExpertInnen aus dem Projekt Smart Response in dieser Arbeit ein Szenariobaukasten entwickelt, der einerseits bei der Einordnung von bestehenden Lastmanagementumsetzungen und andererseits bei noch nicht realisierte Szenarien mit aussichtsreichem Lastmanagementpotential bei der Identifikation unterstützt. Die methodische Ansicht der Domäne, wurde durch das Aufteilen des Forschungsgebiets in sechs *Aspekte* erzielt: Energieerzeugung und -verteilung, Verbraucher- und Geräteebene, technische Implementierung, Automatisierungsgrad (Automatisierung), Mehrnutzen für die EndverbraucherIn (Verbraucher Plus) und Tarifmöglichkeiten [MLO+11].

Ergebnisse aus Literaturrecherche, Fallstudien, umgesetzten und laufenden Forschungsprojekten im Gebiet Lastmanagement leiteten dazu, grundlegende, in sich geschlossene Blöcke von Maßnahmen in unterschiedlichen Lastmanagementumsetzungen zu identifizieren, sogenannte *Strategien*. Auch außerhalb dieser Arbeit (ComForEn2010 [Sta10], ComForEn2011 [SSM+11]) wurde die Abstraktion in Strategien mit Hilfe von Brainstorming-Technik und Workshops detailliert. Die gefundenen Strategieblöcke können jeweils eindeutig einem der sechs *Aspekte* zugewiesen werden. Zur Darstellung und systematischen Vergleichbarkeit für Aspekte, Strategieblöcke und deren mögliche Kombinationen wird ein morphologischer Kasten verwendet, der, wie bereits erwähnt, in dieser Arbeit *Szenariobaukasten* (siehe *Tabelle 2*) genannt wird. Das beschriebene Vorgehen entspricht damit dem üblichen Vorgehen in [Rit p.3], allerdings unter Verwendung eines anwendungsbereichspezifischen Vokabulars (z. B.: Merkmale = Strategien, Unsicherheitsfaktoren = Aspekte). In *Tabelle 2* sieht man in der ersten Spalte die sechs Aspekte des Gebietes Lastmanagement und in den folgenden Spalten mögliche Strategien, um Lastmanagement zu erreichen. Die einzelnen Zeilen der Aspekte sind untereinander unabhängig und die unterschiedlichen Spaltenbreiten mancher Strategien sind nur aufgrund der tabellarischen Darstellung breiter.

Tabelle 2: Szenariobaukasten, markierte Strategieblöcke ergeben einen Pfad, ein Szenario

Aspekte	Strategien								
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität		Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe			Erhöhung der Grundlast	Netzentlastung		Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima		Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe		Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht		Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert		Aggregation/Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale	Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern		
Automatisierung	Manuell		EndverbraucherIn Aktion benötigt			Halbautomatisch		Vollautomatisch	
Verbraucher Plus	Kostenreduktion		Umweltschutz		Energieeffizienz	Produktbündelung		Prestigesteigerung	
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig		Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif	

Durch die Präsentation als morphologischer Kasten bietet der Szenariobaukasten zwar keine dritte Dimension, aber einen möglichen *Pfad* durch alle sechs Aspekte mit dem jeweils eine oder mehr Strategien aus jedem Aspekt gewählt werden. Ein so gewählter Pfad konstruiert ein *Szenario*, das sich aus den gewählten Strategien zusammensetzt. Da die Anordnung der Strategien irrelevant ist, wird in dieser Arbeit, wie auch in [MLO+11 p.2], ein Pfad nicht durch Einzeichnen einer Linie, son-

dem nur durch dunklere Färbung gewählter Strategieblöcke für die Rekonstruktion eines Szenarios dargestellt. Im blind gewählten Beispiel der *Tabelle 2* besteht der Pfad damit aus den Strategien: Übergreifende Netzstabilität, Haushaltsgeräte, EndverbraucherIn Aktion auf Nachricht, Gerät warnt – EndverbraucherIn reagiert, Aggregation/Virtuelles Kraftwerk, EndverbraucherIn Aktion benötigt, Umweltschutz, Kursabhängig und Rabatt.

Es existieren mehr Pfade (362 hier) durch den morphologischen Kasten, die als sinnvolle Kombinationen von Strategien ein realistisches Szenario ergeben. Deshalb ist eine Evaluierung jedes gefundenen Szenarios durch DomänenexpertInnen für dessen potentiellen Erfolg eine Grundlage, wie bereits in [MLO+11 p.2] beschrieben.

2.4 Überführung physischer Systeme ins Software Engineering

In [Lar02] wird für die Erstellung eines (fiktiven) Software Systems schrittweise aufbauend beschrieben, wie aus einem (generischen) Anwendungsfall eines Geschäftes mit Verkäufern, Warenlager und Verrechnungssystem methodisch hingearbeitet werden kann, um zu einer UML kompatiblen Spezifikation zu gelangen. Als ausgezeichnete Technik oder Ausgangsbasis, wird in [Lar02 p.45ff.] das Beschreiben von realen Anwendungsfällen bezeichnet, aus der dann Anforderungen entwickelt (engl. „Requirements engineered“) werden können. Es stellt sich an jedem Iterationsschritt im Unified Process die Frage, wurden die Anforderungen der Realität in einem genügend granularen Detailgrad erhoben, bzw. für diese Arbeit bedeutet dies: Berührt die Beschreibung in ihrem Umfang alle Aspekte und alle Strategien jedes Szenarios genug, um ein z. B. Domänenmodell daraus ableiten zu können?

In [Lar02 p.133f.] wird zum Identifizieren der Klassen für die Domänenmodellvisualisierung unter anderem die linguistische Methode der *Conceptual Class Category List* beschrieben, bei der Nomen und Nominalphrasen als Klassenkandidaten gelistet werden. Da in den informell (nicht im *usecase.org* Format²⁰) beschriebenen Szenarios viel Information über den Anwendungsfall hinaus erwähnt wird, ist diese Vorgehensweise hier mit einem zu großen Ausschlussoverhead verbunden und damit nicht zielführend.

Der Autor dieser Arbeit hat sich in den letzten acht Jahren Berufserfahrung einerseits technisch umfangreiche praktische Experten-Kenntnisse im Forschungsfeld Smart Grids angeeignet und andererseits kognitiv mentale Modelle sowie subjektive Ahnungen und Intuitionen entwickelt, die wie in [Mei11 p.19] als implizites Wissen beschrieben werden. Deshalb soll auf den vorgeschlagenen Fragetechniken in [Lar02 p.45-69 und p.127-150] (z. B.: „Was tut der Akteur?“ oder „Was sind dessen Ziele?“) aufbauend in dieser Arbeit ein Fragenkatalog entworfen werden, um fehlende Beschreibungselemente identifizieren zu können. Damit kann implizites Wissen des Autors einfließen, ohne endlose Nomenlisten in der Arbeit anführen zu müssen. Damit soll das kurz oder leger informell beschriebene Szenario als Anwendungsfall [Lar02 p.49] für eine Softwareentwicklung hin zu einer

²⁰Use-Case-Template Format <http://alistair.cockburn.us/Resources+for+writing+use+cases> (21.7. 15)

wichtigen visuellen Darstellung in UML Diagrammen [Lar02 p.590f.] kompatibel mit dem Unified Process weiterentwickelt werden:

1. Sind Sätze verständlich als funktionale Anforderung?
2. Wird ein zusammenhängendes System beschrieben?
3. Sind mindestens Systemgrenzen oder auch Verhalten in Fehlerfällen definiert?
4. Sind relevante AkteurInnen im Umgang mit dem System beschrieben?
5. Werden Komponenten mindestens generisch oder beispielhaft genannt?
6. Sind Verbindungen der Komponenten (Hard- oder Software) angegeben?
7. Werden genügend Kommunikationsverbindungen der Komponenten erwähnt?
8. Werden relevante Schnittstellen ausreichend beschrieben?
9. Sind verwendete Protokolle beschrieben, wo notwendig?

Dieser kurze, aber domänen-unspezifische Fragenkatalog kann als Template in dieser Form für jedes Szenario dieser Arbeit, aber auch bei zukünftiger Überführungen physische Systeme in das Requirements Engineering, als Checkliste angewendet werden.

2.5 Existierende Umsetzungen von Lastflexibilitätsszenarien

Automatisiertes Lastmanagement als Forschungsfeld wird in [SSM+11] in vier Bereiche unterteilt. Aus jedem dieser vier Forschungsfeldteilbereiche wurden nach ausführlicher Literaturrecherche von durchgeführten Forschungsarbeiten vertretende Beispiele von Umsetzungen ausgewählt, verglichen, analysiert und werden folgend mit entsprechenden Referenzen aufgelistet:

1. Elektrische Fahrzeuge: Grid2Vehicle Ansatz [KSW+10, QZB10], Vehicle2Grid Ansatz [KBG+11, KSP11]
2. Building to Grid [KSP11]: MySmartGrid [Dal11], Demand Response Automation Server [PKG08]
3. Intelligente Stromzähler (engl. Smart Meter): zeitvariable Tarife [KMD+08], Konsumenten Feedback Schleifen (engl. Consumer to Grid) [SGT11]
4. Consumer to Grid Automatisierung: verteilte Frequenzkontrolle durch Lasten [KMD+08], GridFriendly²¹ Gerätebeeinflussung [HBH+07]

In den folgenden Unterkapiteln werden die Beschreibungen aus [SSM+11] in dieser Arbeit erstmals auf Kompatibilität analysiert und soweit ergänzt, um als Zusatzspezifikationen im Unified Process genutzt werden zu können. Das Ergebnis der Beantwortung des Fragenkatalogs aus *Kapitel 2.4* wird

²¹ GridWise® <http://www.gridwise.org> (abgerufen: 29. Aug. 2013)

als Checkliste zu Beginn jedes Szenarios angeführt, bevor das Szenario unter Berücksichtigung der eventuell fehlenden Punkte beschrieben wird.

2.5.1 Elektrische Fahrzeuge

Die in [SSM+11 p.19] vorgestellte Beschreibung des Szenarios wurde vom Autor in dieser Arbeit anhand des geschaffenen Fragenkatalogtemplates (vgl. *Kapitel 2.4*) generell als kompatibel zur Weiterverwendung als Artefakt im Unified Process befunden und im Detail wie folgt beantwortet:

1:OK, 2:OK, 3:X, 4:OK, 5:OK, 6:X, 7:X, 8:X, 9:X.

Wie man an den mit „X“ gekennzeichneten Lücken sehen kann, wurden besonders die Fragen bezüglich Umsetzungstechnik 6.-9. des Anwendungsfallbereichs nicht ausreichend beschrieben, aber auch die Abgrenzung des Systems nicht genügend definiert (z. B.: wird Elektromobilität nicht auf den Individualverkehr beschränkt). Nach dieser Analyse können fehlende Zusatzspezifikationen hier vom Autor erweitert, ergänzt bzw. umformuliert werden (unter Einfließen impliziten Wissens), um nach dem Unified Process mit dem Domänenmodell fortfahren zu können.

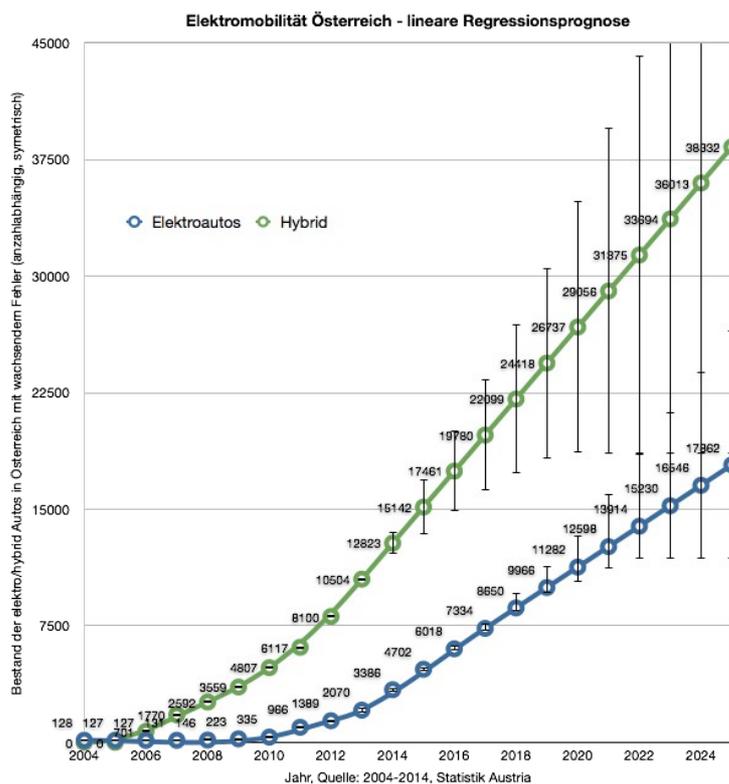


Abbildung 3: Elektromobilität in Österreich, lineare Regression nach Statistik Austria Daten (2004-2014)

Wenn man in *Abbildung 3* die derzeitige Entwicklung der Elektromobilität²² betrachtet und dazu die Zahlen des Umweltbundesamtes aus 2010 vergleicht, in denen von einer Durchdringungsdichte von

²²Kraftfahrzeugsbestand Daten Statistik Austria (2004-2014) http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/index.html (21.7. 15)

10 % zwischen 2020 und 2025 ausgegangen wird [PWL10 p.33], dann ist die in *Abbildung 3* durchgeführte lineare Regressionsprognose bis ins Jahr 2025 konservativ. Trotzdem sieht man, dass Elektromobilität derzeit ein Comeback im Verkehrssektor erlebt und damit als valide Technologie gesehen werden kann, um CO₂-Emissionen landesweit zu reduzieren. Allerdings ist eine hohe Marktdurchdringung im Individualverkehr notwendig. Als Lasten am Stromnetz werden dabei aber neue Herausforderungen für VerteilnetzbetreiberInnen geschaffen, die aber bereits mit stark zunehmender verteilter Stromerzeugung durch erneuerbare Energien einen Belastungstest durchleben [BLB+10]. Vor allem gleichzeitig ladende Elektrofahrzeuge würden hohe Investitionen durch Netzverstärkungen verursachen, wenn es in Netzabschnitten damit zu Spitzenlasten kommt [PWL10]. Kann man andererseits bereits verbraucherseitiges Lastmanagement mittels neuer zusätzlicher bidirektionaler Datenkommunikation mindestens zwischen NetzbetreiberInnen und Elektroautoladestationen (besser noch, zwischen Auto und Ladestation z. B.: bezüglich Ladestand) bei der Entstehung von Smart-Grid-Elektromobilitätskonzepten einplanen, ist dieses Szenario keine Belastung sondern eine mögliche Problemlösung.

Das Szenario sieht vor, dass ein am Stromnetz angeschlossenes Elektrofahrzeug durch das zukünftige Smart Grid entweder koordiniert geladen wird, dieser Ansatz ist als Grid2Vehicle (G2V) [KSW+10, QZB10] bekannt, oder dadurch das Smart Grid unterstützt, indem die Fahrzeugbatterie die vom Netz benötigte Energie über eine Ladestation als Energiemanagementsystem wieder einspeist, ein Ansatz der Vehicle2Grid (V2G) [KBG+11, KSP11] genannt wird. Im Folgenden wurden Forschungsarbeiten zu Kombinationen beider Techniken als Szenarien berücksichtigt.

In diesem Szenario erfolgt der Ladevorgang kontrolliert durch ein Management System unter Abstimmung mit Kraftwerken, um Lastspitzen zu vermeiden. Zusätzlich kann falls notwendig, während das Fahrzeug nicht verwendet wird, Strom aus der Batterie wieder in das Stromnetz eingespeist werden. Selbstverständlich wird durch eingestellte Beschränkungen von KonsumentInnen der Benutzungscomfort nicht eingeschränkt (z. B. wann wird das Auto wieder gebraucht, wie weit soll gefahren werden). Mögliche Schnittstellen für KonsumentInnen (z. B.: auf mobilen Geräten die Eingabe der geplanten Abfahrtszeit) werden bereits entwickelt. Auf diese Art kann man Ladekonzentrationen in Netzabschnitten mit vielen Eigenheimen nach Ende der Bürozeit vermeiden, trägt damit deutlich zur Stabilität des Stromnetzes bei und reduziert Kosten für ElektrizitätsnetzbetreiberInnen. Findet eine Einspeisung von überschüssig geladener Elektroautoenergie zu teuren Lastspitzenzeiten statt, können Energiekäufe aus dem Ausland für ElektrizitätsbetreiberInnen eingespart und Kosten für zusätzliche Kraftwerke vermieden werden.

Dieser Verlust an Kontrolle auf Seite der KonsumentInnen könnte monetär in verschiedensten fixen oder variablen Tarifmodellen oder weiteren Anreizmodellen (z. B. Versicherungen, Autoservice) abgegolten werden. Das Szenario kann als farblich markierter Pfad im Szenariobaukasten in *Tabelle 3* betrachtet werden.

Der Szenariobaukasten aus *Tabelle 3* wurde inhaltlich vom Autor in [MLO+11] bereits veröffentlicht, soll der Vollständigkeit halber aber auch in dieser Arbeit in gleicher Weise präsentiert werden, wie die folgenden Szenarien. Die Bewertungsgrundlagen des Szenarios wurden für Österreich bei ei-

nem Workshop durch ExpertInnen erstellt, bewertet und auf der ComForEn 2011 vorgestellt [SSM+11 p.19]. Die dort präsentierten Bewertungsdaten werden wie in *Abbildung 1* dargestellt, zur Grobbewertung und Auswahl erfolgsversprechender Szenarien in *Kapitel 4* dieser Arbeit verwendet.

Tabelle 3: Szenariobaukasten mit markierten Zellen für die e-Auto Szenarien Grid2Vehicle und Vehicle2Grid, Quelle: [MLO+11 p.2]

Aspekte	Strategien								
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität		Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe		Erhöhung der Grundlast		Netzentlastung		Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima		Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe		Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht		Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert		Aggregation/ Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale		Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern	
Automatisierung	Manuell		EndverbraucherIn Aktion benötigt			Halbautomatisch		Vollautomatisch	
Verbraucher Plus	Kostenreduktion		Umweltschutz		Energieeffizienz		Produktbündelung	Prestigesteigerung	
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig		Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif	

2.5.2 Building to Grid

In [SSM+11 p.19f.] und [MOS+13 p.18f.] wurden die drei Szenarienvarianten der Building-to-Grid-Ideen (B2G, MySmartGrid und DRAS) bereits veröffentlicht, die alle von der Aktivierung thermischer Kapazitäten als Energiespeicher handeln. Diese Beschreibungen wurden vom Autor in dieser Arbeit anhand des geschaffenen Fragenkatalogtemplates generell als kompatibel zur Weiterverwendung als Artefakt im Unified Process befunden und im Detail wie folgt beantwortet:

1:X, 2:OK, 3:OK, 4:OK, 5:OK, 6:OK, 7:X, 8:OK, 9:OK.

Wie man an der mit „X“ gekennzeichneten Lücke vermuten kann, wurde die Beschreibung einerseits in Frage 1 nicht als funktionale Anforderung sondern als Aussagen vorgestellt und andererseits in Frage 7 nicht genügend Kommunikationsverbindungen der Komponenten im Anwendungsfallbereichs beschrieben. Nach dieser Analyse können fehlende Zusatzspezifikationen hier vom Autor ergänzt, um im nächsten Iterationsschritt mit dem Domänenmodell fortfahren zu können.

Die generische B2G Variante versucht thermische Parameter von vor allem funktionalen Gebäuden (z. B. Büros, Hotels), wie z. B. Heizung, Kühlung und Ventilation, zu steuern, so wie einen notwendigen Informationsaustausch zwischen Gebäuden und dem Stromnetz zu beschreiben. Bisher bezieht das Gebäude Strom von der/dem StromanbieterIn, die dem Gebäude Strom als auch Netzkosten in Rechnung stellt. Die NetzbetreiberIn liest (in Österreich) den verbrauchten Strom ab und stellt die Netzkosten der/dem Stromanbieter in Rechnung. Der geringe Modifikationsaufwand vorhandener Technologien wie Gebäudeautomationsanlagen sind hier die Grundlage, um das Szenario B2G als Schlüsseltechnologie für die Erhöhung der Durchdringung erneuerbarer Energien zu postulieren. Neue Kommunikationsverbindungen zwischen Gebäude und Stromanbieter alleine sind in diesen Szenario bereits ausreichend um große Potentiale beeinflussen zu können. Mehrere B2G Umsetzungen zusammengezogen und koordiniert als virtuelle Gruppe in einer Region können so als virtuelles Speicherkraftwerk zusammenarbeiten, ohne den Komfort von BewohnerInnen zu mindern (das ga-

rantieren programmierbare Parameter in der modifizierten Gebäudeautomationsanlage). Damit steigt nicht nur die Energieeffizienz, sondern durch die Erhöhung der planbaren Flexibilität auf der Verbrauchsseite kann die Grundlast im gesamten Stromnetz erhöht werden, wodurch umweltbelastende Regelkraftwerke (z. B.: Gas, Kohle) in einem viel optimaleren Bereich betrieben werden können. Das Szenario kann als farblich markierter Pfad im Szenariobaukasten in *Tabelle 4* betrachtet werden.

Tabelle 4: Szenariobaukasten mit markierten Zellen für das Building-to-Grid-Szenario B2G

Aspekte	Strategien						
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität	Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe			Erhöhung der Grundlast	Netzentlastung	Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima	Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe	Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht	Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert	Aggregation/Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale	Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern		
Automatisierung	Manuell	EndverbraucherIn Aktion benötigt			Halbautomatisch		Vollautomatisch
Verbraucher Plus	Kostenreduktion	Umweltschutz	Energieeffizienz	Produktbündelung	Prestigesteigerung		
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig	Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif

Das Projekt *MySmartGrid*²³ [Dal11] will in Deutschland mit dem Potential von 1.000 Haushalten den Strom zu der Zeit verbrauchen, wenn die Erzeugung durch erneuerbare Energien hoch ist. Die Kontrolle, welche Verbrauchsdaten privat oder öffentlich sind, wird durch eine lokale Datenspeicherung und *digitalStrom*²⁴ als Kommunikationstechnologie garantiert. Jedes Haus erhält ein Kontrollgerät, welches auf Signale des Stromnetzes entsprechend seiner Programmierung durch die HaushaltsbewohnerInnen reagiert. Damit ist es ohne Kommunikation mit dem Stromnetz möglich die Stabilisierung zu unterstützen und mehr erneuerbare Erzeugung im System zu erlauben. NetzbetreiberInnen können nur statistisch mit dem Potential rechnen und sich nicht bei der Leitungsabschnittsberechnung darauf verlassen. *Tabelle 5* zeigt den farblich markierten Pfad im Szenariobaukasten.

Tabelle 5: Szenariobaukasten mit markierten Zellen für das Building-to-Grid-Szenario MySmartGrid

Aspekte	Strategien						
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität	Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe			Erhöhung der Grundlast	Netzentlastung	Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima	Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe	Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht	Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert	Aggregation/Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale	Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern		
Automatisierung	Manuell	EndverbraucherIn Aktion benötigt			Halbautomatisch		Vollautomatisch
Verbraucher Plus	Kostenreduktion	Umweltschutz	Energieeffizienz	Produktbündelung	Prestigesteigerung		
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig	Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif

In den USA benutzt die Firma Akuacom²⁵ einen „Demand Response Automation Server“ (DRAS) für eine Benachrichtigungsinfrastruktur, um Lastmanagementpreise und Zuverlässigkeiten zwischen

²³ MySmartGrid Projekt <https://www.mysmartgrid.de> (21.7. 15)

²⁴ Digitalstrom <http://www.digitalstrom.org> (21.7. 15)

²⁵ Akuacom <http://www.akuacom.com> (abgerufen: 29. Aug. 2013) jetzt Honeywell

dem Elektrizitätsmarkt, Erzeugern und unabhängigen Service-Betreibern (engl. Independent Service Operators - ISOs) auf einer Seite und kommerziellen, industriellen und aggregierten Teilnehmern auf der anderen Seite zu verhandeln [PKG08]. Genutzt wird OpenADR²⁶ als Standard für die Client-Server Kommunikation, um die Lastmanagementnachrichten jeder PartnerIn automatisiert verarbeiten lassen zu können. Lastmanagementereignisse und Tarifinformationen von Kraftwerksbetreibern werden vom DRAS entgegengenommen, in standardisierte OpenADR-Signale konvertiert, an Energiemanagementsysteme teilnehmender Einrichtungen weitergeleitet und eventuell beantwortet. Damit ist vollautomatisches Lastmanagement über dynamische Tarife erst möglich. Das Szenario kann als farblich markierter Pfad im Szenariobaukasten in *Tabelle 6* betrachtet werden.

Tabelle 6: Szenariobaukasten mit markierten Zellen für das Building-to-Grid-Szenario DRAS

Aspekte	Strategien						
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität	Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe			Erhöhung der Grundlast	Netzentlastung	Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima	Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe	Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht	Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert	Aggregation/Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale	Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern		
Automatisierung	Manuell	EndverbraucherIn Aktion benötigt			Halbautomatisch		Vollautomatisch
Verbraucher Plus	Kostenreduktion	Umweltschutz	Energieeffizienz	Produktbündelung	Prestigesteigerung		
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig	Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif

Diese Szenarien aus *Tabelle 4*, *Tabelle 5* und *Tabelle 6* wurden für Österreich bei einem Workshop durch ExpertInnen bewertet, auf der ComForEn 2011 vorgestellt [SSM+11 p.19f.] und in [MOS+13 p.18f.] verfeinert. Die dort präsentierten Bewertungsdaten werden, wie in *Abbildung 1* dargestellt, zur Grobbewertung und Auswahl erfolversprechender Szenarien in *Kapitel 4* dieser Arbeit verwendet. Wenngleich in [Lar02 p.148] von einem Domänenmodell in der Inception-Phase abgeraten wird, soll für dieses Szenario in dieser Arbeit eine Ausnahme gemacht werden, obwohl damit offensichtlich der erfolgreichen Bewertung des Szenarios etwas vorausgegriffen wird. Zur Begründung, warum in dieser Arbeit aus den UML Strukturdiagrammen nicht das Klassendiagramm, sondern ein Deploymentdiagramm (modifiziert in Richtung Netzwerkdiagramm) gewählt wurde, um das cyberphysische System einer Smart-Grid-Anwendung darzustellen, sei auf *Kapitel 1.4.3* verwiesen.

Der in *Abbildung 4* dargestellte Entwurf eines Deploymentdiagramms zeigt Schlüsselkomponenten des Szenarios Building to Grid. Es besteht einerseits die klassische Verbindung von Stromnetz in das Gebäude zu einem Stromzähler, nach dem Elektrizität im Haus an unterschiedliche Verbraucher verteilt wird (z. B.: Beleuchtung, Wärmepumpe) und mit einer vorhandenen Gebäudeautomationsanlage kommunizieren. Über Sensoren und Aktoren kann diese nach vorgegebenen Parametern agieren. Andererseits wird ein neues Kontrollprogramm in der Gebäudeautomationsanlage dargestellt, das durch mehr Intelligenz und Kommunikation mit z. B.: einer/einem AggregatorIn die Möglichkeit hat Verbraucher mit zusätzlichen Zielen (z. B.: lastabhängig) zu beeinflussen. Berechnungen für Prognosen

²⁶ OpenADR <http://www.openadr.org> (21.7. 15)

anhand derer beispielsweise AggregatorInnen stündliche Lastfahrpläne an „ihre“ Gebäudeautomationsanlagenkontrollprogramme verschicken, sind nicht Teil dieser Arbeit, weshalb deren Infrastruktur sehr generisch aus den wichtigsten Elementen: Firewall, Management Station und Storage Server dargestellt wird.

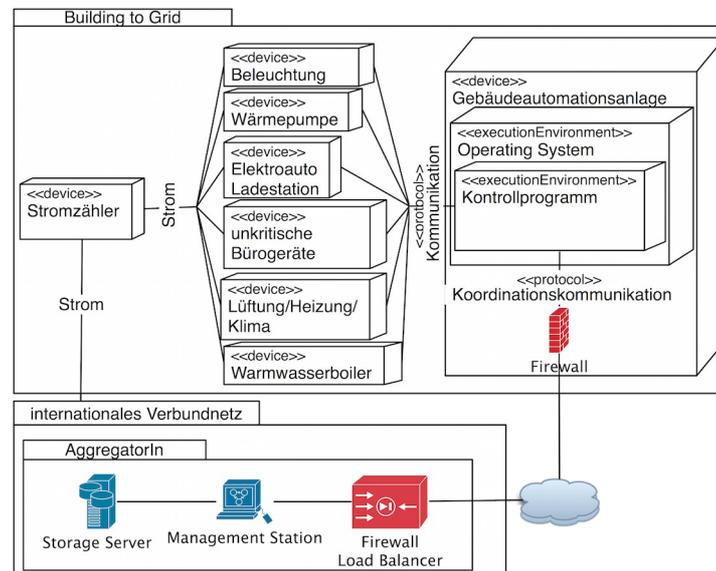


Abbildung 4: UML Deploymentdiagramm des Szenarios Building to Grid

Damit wurde die Domäne des Szenarios in dieser Arbeit in einem ersten Entwurf modelliert und dient mit den verwendeten Netzwerkdiagrammaspekten als Brücke zwischen den Disziplinen der Informationstechnologie (IT) und Energietechnik, entlang welcher nun in Reverse-Engineering-Manier informiert zurückgearbeitet werden kann, um die notwendigen Anforderungen an die Software zu identifizieren, die so ein System ermöglicht.

2.5.3 Intelligente Stromzähler

Die in [SSM+11 p.20] vorgestellte Beschreibung wurde, wie zuvor erwähnt, anhand des geschaffenen Fragenkatalogtemplates als noch zu allgemein zur Weiterverwendung als Artefakt im Unified Process befunden und im Detail wie folgt beantwortet:

1:X, 2:X, 3:X, 4:OK, 5:OK, 6:X, 7:X, 8:OK, 9:OK.

Wie man an den mit „OK“ gekennzeichneten Antworten sehen kann, wurde noch zu wenig des Anwendungsbereichs beschrieben (z. B.: wird keine Verbindung der intelligenten Stromzähler mit den KundInnen hergestellt). Nach dieser Analyse können fehlende Zusatzspezifikationen hier vom Autor ergänzt, um nach dem Unified Process weiter iterieren zu können.

Der Smart Meter ist als notwendige Technik dieser Szenarien in der Rolle eines Knotenpunktes bei KonsumentInnen und unterschiedlichen darauf aufbauenden Dienstleistungen. KonsumentInnen nicht von den Vorteilen von Smart Grids und dafür notwendige intelligente Stromzähler aufzuklären,

würde dazu führen, dass die Technologie nicht angenommen und keine Verbrauchs- oder Emissionsreduktion erreicht werden. Die Konsumenten-Feedbackschleife (engl. Consumer to Grid – C2G) soll den EndverbraucherInnenkonsum reduzieren, indem Kundinnen durch informative Darstellungen von Verbrauchsdaten (z. B.: durch grafisch aufbereitete Bildschirme an strategisch nützlichen Positionen in Haushalten), aber auch durch Anreizsysteme extrinsisch dazu motiviert werden. Erhöhung des Konsumbewusstseins, Steigerung der Aufmerksamkeit, aktives Involvieren einer Vielzahl an KonsumentInnen und Reduktion von Kosten sind die ersten notwendigen Schritte für Feedbacksysteme in diesem Szenario. Um motivieren zu können, sind personenbezogene und aktuelle Daten notwendig, die ansprechend, zur richtigen Zeit und an richtigen Orten präsentiert werden. Diese Aufgabe kann durch GeräteherstellerInnen erledigt werden, die lokal auf die Stromzählerdaten zugreifen, oder von NetzbetreiberInnen / StromlieferantInnen, die über neue Plattformen oder Dienstleistungen diese Services selbst, oder über dritte anbieten (vgl. Ansatz in Forschungsprojekt *Smart Web Grid* [BHJ+14]).

Die Entlastung des Stromnetzes bzw. die Glättung des Lastprofils wird durch Einsparungen an der Nutzung von Heizung, Lüftung, Klima (HLK) oder Haushaltsgeräten zuerst durch die Aggregation motivierter EndverbraucherInnen (durch Feedback z. B. durch SMS zeitlich koordiniert) direkt, später möglicherweise durch automatisiertes Lastmanagement von dafür freigegebenen Geräten erreicht, die selbst auf Netzsignale reagieren. Für das intelligente Stromzählerszenario C2G ist es wichtig diese Herausforderung durch beispielsweise attraktive Lastmanagementaspekte für KonsumentInnen zu lösen und die hohe Abhängigkeit von Lastmanagement und intelligenten Stromzählern zu zeigen. Das Szenario kann als farblich markierter Pfad im Szenariobaukasten in *Tabelle 7* betrachtet werden.

Tabelle 7: Szenariobaukasten mit markierten Zellen für das intelligente Stromzählerszenario C2G

Aspekte	Strategien						
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität	Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe			Erhöhung der Grundlast	Netzentlastung	Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima	Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe	Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht	Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert	Aggregation/Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale	Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern		
Automatisierung	Manuell	EndverbraucherIn Aktion benötigt			Halbautomatisch		Vollautomatisch
Verbraucher Plus	Kostenreduktion	Umweltschutz	Energieeffizienz	Produktbündelung	Prestigesteigerung		
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig	Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif

Nachtstromtarife benötigen heute einen eigenen Stromzähler. Im Stromzählerszenario zeitlich variable Tarife sollen in Zukunft durch intelligente Stromzähler auch unterschiedliche Tarife ermöglicht werden. Es ist zwar wichtig auf eine soziale Gerechtigkeit der Tarife zu achten, aber spätestens ab z. B. einem gewissen Einkommen ermöglichen zeitvariable Tarife durch den Anreiz mit einzusparendem Geld eine Verschiebung des Stromverbrauches in für das Netz günstige Zeiten, womit in Spitzenzeiten nicht nur teure Importe aus dem Ausland eingespart, sondern auch, durch bessere Planbarkeit, die Grundlast am Stromnetz erhöht und damit ineffiziente, umweltschädliche Emissionen von

Kohle- oder Gaskraftwerken einspart oder optimaler betrieben werden können. Die angewendete Technik ist weniger komplex als bei C2G, verlangt allerdings aktives Eingreifen von teilnehmenden Leuten im Kreislauf und ist damit als etwas weniger zuverlässig einzuschätzen. Dieses Szenario wird derzeit ohne wiederkehrende Kommunikation, mit fixen Zeiten, monetärem Anreiz und eigenen Stromzählern umgesetzt. Intelligente Stromzähler bieten noch viele weitere Möglichkeiten für Anreizsysteme, um Konsumenten dazu zu bringen, ihren Konsum zu reduzieren, zu verschieben oder planbar zu gestalten, um die Netzstabilität zu erhöhen. Das Szenario kann als farblich markierter Pfad im Szenariobaukasten in *Tabelle 8* betrachtet werden.

Tabelle 8: Szenariobaukasten mit markierten Zellen für das intelligente Stromzählerszenario zeitvariable Tarife

Aspekte	Strategien						
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität		Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe		Erhöhung der Grundlast	Netzentlastung	Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima	Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe	Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht		Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert	Aggregation/Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale	Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern	
Automatisierung	Manuell	EndverbraucherIn Aktion benötigt			Halbautomatisch		Vollautomatisch
Verbraucher Plus	Kostenreduktion		Umweltschutz	Energieeffizienz	Produktbündelung	Prestigesteigerung	
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig	Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif

Diese Szenarien aus *Tabelle 7* und *Tabelle 8* wurden für Österreich bei einem Workshop durch ExpertInnen bewertet und auf der ComForEn 2011 vorgestellt [SSM+11 p.20]. Die dort präsentierten Bewertungsdaten werden, wie in *Abbildung 1* dargestellt, zur Grobbewertung und Auswahl erfolgversprechender Szenarien in *Kapitel 4* dieser Arbeit verwendet.

2.5.4 Consumer-to-Grid-Automatisierung

Die in [SSM+11 p.20f.] vorgestellte Beschreibung wurde anhand des geschaffenen Fragenkatalog-templates passend zur Weiterverwendung als Artefakt im Unified Process befunden und im Detail wie folgt beantwortet:

1:OK, 2:X, 3:OK, 4:OK, 5:OK, 6:X, 7:OK, 8:OK, 9:OK.

Wie man an den mit „X“ gekennzeichneten Antworten sehen kann, wurde bei der Anwendungsfallbeschreibung auf Systemzusammenhänge und Komponentenverbindungen zu wenig eingegangen (z. B.: wird die Verortung von Frequenzmessgeräten nicht spezifiziert). Nach dieser Analyse können fehlende Zusatzspezifikationen hier vom Autor als erster Iterationsschritt im Unified Process ergänzt werden.

Das aktive Beisteuern von Leuten als Steuerungsmaßnahme im Elektrizitätssystem kann zwar den Konsum und die resultierenden Emissionen verringern, ist aber nicht zuverlässig. Nur wenn intelligente, vollautomatische Smart-Grid-Lösungen angeboten und genutzt werden kann von einem zuverlässigen System gesprochen werden. Die intelligenten Stromnetze der Zukunft sind eine Techno-

logie, die Lastmanagementstrategien, wie beispielsweise Lastabwurf, -limitierung, -verschiebung und -effizienz durch Koordination und Aggregation in einem großen Maßstab ermöglichen. Im österreichischen Forschungsprojekt *Integral Resource Optimization Network* (IRON) wurde, um Lastmanagement zu betreiben, die Frequenz des Stromnetzes verwendet um mit Hilfe von Regulierung und Aktivierung angeschlossener Geräte wie Heizung, Lüftung, Klima oder Gebäudeautomation, wiederum mit großen Zahlen von IRON-Geräten auf die Netzfrequenz des Stromnetzes Einfluss zu nehmen. Um die Netzstabilität zu verbessern, schafft es das verteilte System an intelligenten Lastmanagementgeräten die Netzfrequenz genau zu messen und durch spezielle Algorithmen auf Änderungen zeitgerecht und angemessen zu reagieren. Unausgeglichenheit von Verbrauch und Erzeugung kann durch ein System von genügend Lastmanagern innerhalb von Sekunden wieder balanciert werden. Diese Methode ist robust gegen Kommunikations- und Synchronisationsfehler, da die Netzfrequenz allgegenwärtig ist und Einstellungen, wie viel, wann, welche oder wie oft Geräte sich aktivieren, können durch EndverbraucherInnen über einen weiteren Kommunikationskanal (z. B.: Internet oder LAN) per Webinterface vorgenommen oder zentral koordiniert werden. Ein großes Netzwerk an mit IRON-Technologie koordinierten Geräten kann als ein virtuelles Energiespeicherkraftwerk fungieren und Echtzeitkommunikation in Sekunden bieten. Prototypische Realisierungskosten beliefen sich 2008 auf 100 € pro Lastmanager, sinken aber deutlich durch Massenproduktion, -einkauf und Technologieentwicklung, wodurch unterschiedlichste BetreiberInnen (z. B.: GeräteherstellerInnen, AggregatorInnen, NetzbetreiberInnen) in Frage kommen. Das Szenario kann als farblich markierter Pfad im Szenariobaukasten in *Tabelle 9* betrachtet werden.

Tabelle 9: Szenariobaukasten mit markierten Zellen für das C2G Automatisierungsszenario IRON

Aspekte	Strategien							
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität		Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe		Erhöhung der Grundlast	Netzentlastung		Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima		Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe	Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht		Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert	Aggregation/Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale	Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern		
Automatisierung	Manuell		EndverbraucherIn Aktion benötigt		Halbautomatisch		Vollautomatisch	
Verbraucher Plus	Kostenreduktion		Umweltschutz		Energieeffizienz	Produktbündelung	Prestigesteigerung	
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig	Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif	

Eine weitere Methode mit der Stromverbrauch von Geräten durch Netzfrequenz gesteuert wird, ist der „GridFriendly Appliance Controller“ (GFA Controller²⁷), eine Single-Chip-Lösung aus den USA. In diesem Szenario zur C2G Automatisierung, anders als in IRON, wird hier auf Kommunikation (abgesehen von einer lokalen Berechnung der Stromfrequenz) bewusst verzichtet. Effekte von 200 Stk. GFA Controllern in Haushaltsgeräten wurden gemessen und in Simulationen skaliert, mit dem Ergebnis, dass eine große Anzahl dieser Steuerungen notwendig ist, um Lastmanagement zu betreiben. Nebeneffekte (z. B.: Rückkopplung) sind durch die weniger intelligente Steuerung zu erwarten. Der Verkaufspreis für das Gerät bei 300 Stk. beträgt 44 US\$ und sinkt ebenfalls deutlich bei

²⁷ GridWise Controller http://availabletechnologies.pnnl.gov/PDF/AT_61.pdf (21.7. 15)

Massenproduktion und durch Zeit. Das Szenario kann als farblich markierter Pfad im Szenariobaukasten in *Tabelle 10* betrachtet werden.

Tabelle 10: Szenariobaukasten mit markierten Zellen für das C2G Automatisierungsszenario GridFriendly

Aspekte	Strategien						
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität	Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe			Erhöhung der Grundlast	Netzentlastung	Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima	Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe	Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht	Gerät wartet, EndverbraucherIn reagiert	Aggregation/Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale	Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern		
Automatisierung	Manuell	EndverbraucherIn Aktion benötigt			Halbautomatisch	Vollautomatisch	
Verbraucher Plus	Kostenreduktion	Umweltschutz	Energieeffizienz	Produktbündelung	Prestigesteigerung		
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig	Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif

Diese Szenarien aus *Tabelle 9* und *Tabelle 10* wurden für Österreich bei einem Workshop durch ExpertInnen bewertet und auf der ComForEn 2011 vorgestellt [SSM+11 p.20f.]. Die dort präsentierten Bewertungsdaten werden, wie in *Abbildung 1* dargestellt, zur Grobbewertung und Auswahl erfolgversprechender Szenarien in *Kapitel 4* dieser Arbeit verwendet.

– In der Wissenschaft beginnt alles Neue damit, daß jemand brummt:

'Hmmm...ist ja komisch.' –

Isaac Asimov

3. Erstellung von Szenarien mit Lastflexibilitäten

Ein Überblick aller umgesetzter, bestehender als auch erstellter Szenarien wurde vom Autor inhaltlich bereits auf in der Energieinformatik Konferenz 2015 vorgestellt [Mei12] und in [MLP+13, MOS+13] veröffentlicht. In dieser Arbeit soll der praktische Überblick in Form von *Tabelle 11* bereits vorgestellte aber auch alle in diesem Kapitel folgende Szenarien präsentieren.

Die Darstellung ist durch das Zusammenfassen aller Szenariobaukästen in einer großen strukturierten Tabelle entstanden. Platziert man Aspekte und Strategien formatiert in Zeilen einer Spalte untereinander, erhält man erstmals ein Gesamtbild der spaltenweise nebeneinander angeordneten, existierenden Umsetzungen der Lastmanagement Domäne (vgl. Spalten „bestehende Szenarien“ in *Tabelle 11*). Diese Barrieren und fehlende Realisierungen von lastmanagementbasierten Smart-Grid-Anwendungen wurden in [MLO+11] mit Hilfe von Workshops identifiziert und anhand von Know-How aus laufenden Forschungsprojekten aus den angeführten Gebieten z. B. [KMA11, PKF+13, KBP+13], durch die Erstellung weiterer Szenarien gezielt geschlossen (vgl. Spalten „Fehlende erstellte Szenarien“ in *Tabelle 11*).

Insgesamt lassen sich mit Hilfe dieses Szenariobaukastens mehr als 350 mögliche Szenarien zur Nutzung oder Schaffung von Lastflexibilität im elektrischen Energiesystem darstellen, wenngleich nicht jeder Belegungen im Baukasten zu einem praktikablen Szenario führt. Daher war eine erfolgversprechende Weiterentwicklungen zu realistisch zukünftigen Szenarien, nur nach der durchgeführten sachgerechten Evaluierung durch ExpertInnen-Input möglich.

Die identifizierten Lastmanagementszenarioideen aus [SSM+11] sollen in diesen Unterkapiteln erstmals mit Hilfe des in dieser Arbeit geschaffenen Fragenkatalogs auf Kompatibilität mit dem Software Engineering Paradigma der objektorientierten Analyse und Design untersucht und soweit ergänzt werden, um mindestens als Zusatzspezifikationsartefakt genutzt werden zu können. Ziel ist es nicht nur als Zusatzspezifikation nutzbare Beschreibungen der Use Cases durchzuführen, sondern informelle Anwendungsfallbeschreibung der Inception-Phase im Unified Process.

Wie in *Kapitel 2.5* soll auch hier das Ergebnis der Beantwortung des Fragenkataloges aus *Kapitel 2.4* als Checkliste zu Beginn jedes Szenarios angeführt werden, bevor jedes Szenario unter Berücksichtigung der eventuell fehlenden Punkte beschrieben wird. Für alle folgenden Szenarien wird nach der Szenariospezifikation der Inception-Phase eine Beschreibung jeder Szenariostrategie durch-

geführt. Nach diesen Vorarbeiten kann in der Elaborations-Phase ein Szenariodomänenmodell jedes Szenarios erstellt werden.

Tabelle 11: Überblick der bestehenden und fehlenden Szenarien, Quelle: [MOS+13 p.15]

Aspekte	Strategien	Auswahl bestehender Szenarien										Fehlende erstellte Szenarien							
		E-Auto		Building to Grid		Intelligente Strom-zähler		C2G Automatisierung											
		G2V & V2G	B2G	MySmartGrid	DRAS	Zeitvariable Tarife	C2G Feedback	GridFriendly	IRON	Micro Grid für PV Gebäude	Micro Grid für Gemeinden	Akku Grid Kopplung	Kabelloses Akku-Laden	e-Auto Batterien Nachnutzung	Thermische Proz. in der Industrie	Smart Meter API			
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität	X		X	X			X	X			X			X	X	X		
	Energieausgleich innerh. v. Bilanzgruppe				X												X		
	Erhöhung der Grundlast		X				X			X									
	Netzentlastung	X		X		X	X					X	X			X	X		
Verbraucher und Geräteebene	Lastprofilglättung	X		X	X	X	X					X	X		X	X	X		
	Haushaltsgeräte			X		X	X	X	X			X		X			X		
	Heizung, Lüftung, Klima		X	X		X	X			X		X				X	X		
	Elektrofahrzeuge	X											X		X				
	Industriebetriebe				X								X		X	X			
	Gebäudeautomation		X	X	X	X			X		X	X				X	X		
	Öffentliche Gebäude				X							X				X			
	Energieerzeugungsgeräte				X							X	X		X				
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachr.					X	X										X		
	Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert			X	X	X				X		X	X	X	X	X	X		
	Aggregation / Virtuelles Kraftwerk		X	X	X					X				X	X	X	X		
	Gerät reagiert auf Netzsignale	X		X					X	X			X	X	X				
Automatisierungsgrad	Program. autom. reagierendes Gerät	X	X	X	X							X	X	X					
	Manuell					X	X										X		
	EndverbraucherInnen Aktion benötigt				X	X	X										X		
Mehnutzen für EndverbraucherInnen	Halbautomatisch	X											X		X		X		
	Vollautomatisch		X	X	X			X	X			X	X	X	X	X	X		
	Kostenreduktion	X		X	X	X	X	X	X			X	X		X		X		
	Umweltschutz		X			X	X			X				X	X	X	X		
	Energieeffizienz		X	X								X	X	X	X	X	X		
Tarifmöglichkeiten	Produktbündelung	X			X							X	X	X	X	X	X		
	Prestigesteigerung											X	X		X		X		
	Fixiert	X			X		X	X			X		X		X		X		
	Variabel	X				X					X	X	X	X			X		
	Zeitvariabel			X	X	X	X		X		X	X				X	X		
	Lastabhängig		X	X	X				X			X	X	X		X	X		
	Kursabhängig				X												X		
	Rabatt												X				X		
Business-Tarif				X							X			X	X				

3.1 Micro Grid für Photovoltaikgebäude

Die vom Autor in [MLO+11 p.2] vorgestellte und in [SSM+11 p.21f., MLP+13 p.20, MOS+13 p.19f.] veröffentlichten Beschreibung des Szenarios wurde in dieser Arbeit anhand des geschaffenen Fragenkatalogtemplates (vgl. Kapitel 2.4) generell als kompatibel zur Weiterverwendung als Artefakt im Unified Process befunden und im Detail wie folgt beantwortet:

1:OK, 2:OK, 3:OK, 4:X, 5:OK, 6:OK, 7:OK, 8:X, 9:X.

Wie man an den mit „X“ gekennzeichneten Lücken sehen kann, wurden besonders die Fragen bezüglich Umsetzungsdetails, aber auch bezüglich der Akteure des Anwendungsfallbereichs nicht ausreichend beschrieben (z. B.: wird das System als vollkommen autark dargestellt, obwohl die Micro Grids OperatorInnen benötigen). Nach dieser Analyse können fehlende Zusatzspezifikationen hier vom Autor erweitert, ergänzt bzw. umformuliert werden (unter Einfließen impliziten Wissens), um anschließend nach dem Unified Process im nächsten Iterationsschritt mit dem Domänenmodell fortfahren zu können.

3.1.1 Inception - Szenariospezifikation

Die Szenarioidee handelt von der lokalen Optimierung des Verhältnisses der Eigenerzeugung zu Eigenverbrauch mittels Energiespeicher. Photovoltaikanlagen sind nicht nur prestigesteigernd, sondern speisen Elektrizität in das Stromnetz ein. Die solare Stromerzeugung ist aber wetterbedingt und unabhängig von der Gebäudegröße (z. B.: Einzelhaushalte, Bürogebäude). Eine große Summe unvorhersehbarer Erzeugung kann dadurch das Stromnetz in großen Regionen destabilisieren. Um dies zu vermeiden, muss derzeit die Erzeugung anhand strenger Anforderungen begrenzt werden (z. B.: 50,2 Hz Problem). Kommunikation zwischen Verbrauchsgeschäften im Haushalt auf der einen Seite und einem Photovoltaikerzeugungskontrollsystem in Wechselrichtern auf der anderen Seite könnten in dem Szenario das Erzeugungsprofil netzseitig glätten und dies ohne Verluste durch Abschaltung für die AnlagenbetreiberInnen oder durch Übertragung für NetzbetreiberInnen. Dadurch werden für NetzbetreiberInnen im Netz Ausbaukosten vermieden und mehr Gebäude können mit Photovoltaikanlagen einspeisen, ohne dass der Leitungsabschnitt ausgebaut werden muss [Wir15 p.35ff.].

Verbindet man elektrische Verbraucher (z. B.: Warmwasserboiler, Lüftung, Heizung, Klima, Wärmepumpe, unkritische Haushaltsgeräte, Beleuchtung, Elektro- oder Hybridautoladestation) durch Kommunikation mit der Erzeugung über ein (zentrales) vollautomatisches Kontrollprogramm, kann das System als Micro Grid gesehen werden. Größere Gebäude besitzen oft bereits eine Gebäudeautomationsanlage, die entweder von einem Micro Grid Controller gesteuert werden könnte, um auch in diesem Szenario nachgerüstet werden kann, beziehungsweise ist die Anlage flexibel genug, um ein eigenes Micro Grid Kontrollprogramm separat ausführen zu lassen. Elektrische Lasten können mit einem derartigen Steuerungs- und Kontrollprogramm in dem Umfang genutzt werden, die bei der Installation festgelegt werden bzw. über gesicherte Koordinationskommunikation zu Micro Grid BetreiberInnen angepasst werden. Wenn die Stromerzeugung hoch ist oder Spitzen aufweist, können Geräte geladen oder genutzt werden, und abgeschaltet oder pausiert, wenn wenig Energie erzeugt wird. Diese Technik erlaubt viele Spitzen, die bei der Erzeugung erneuerbarer Energie (z. B. Photovoltaik, aber auch Wind) entstehen, bereits lokal mit vorhandenen Mitteln zu vermeiden, ohne neue Energiespeicher in das System einbringen zu müssen. In Summe wird dadurch das Erzeugungsprofil netzübergreifend geglättet, das Stromnetz stabiler, entlastet und vorhersehbarer. Der gemeinsam erzielte Effekt vieler gleichartig agierender verteilter (oder zentral gesteuerter) Micro Grids kann als virtuelles Kraftwerk gesehen werden. Es existieren bereits unterschiedliche Synchronisationsprotokolle in der IKT, die exakt genug sind, um auch leicht zeitversetzte Kaskadeneffekte vieler Micro Grids sekundengenau zu koordinieren (siehe z. B.: Simple Network Time Protocol - SNTP). Die

Verwendung von Micro Grids zur Steuerung der Nutzungszeiten von u.a. thermischen Prozessen in Gebäuden abgestimmt mit den Erzeugungszeiten von Photovoltaikanlagen trägt somit nicht nur zum Umweltschutz bei, sondern reduziert die Verbrauchskosten, da weniger Strom aus dem Stromnetz benötigt wird. Besonders bei zeitvariablen Tarifen, auf die das Micro Grid gezielt reagieren kann, können noch mehr Kosten erspart werden, da Netzstrom möglichst nur zu günstigen Zeiten konsumiert bzw. erneuerbar erzeugter Strom zu ertragreichen Zeiten in das Netz eingespeist wird. Das Szenario kann als farblich markierter Pfad im Szenariobaukasten in *Tabelle 12* betrachtet werden.

Tabelle 12: Markierte Strategien des Szenarios Micro Grid für Photovoltaikgebäude

Aspekte	Strategien						
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität		Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe		Erhöhung der Grundlast	Netzentlastung	Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima	Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe	Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht	Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert	Aggregation/Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale	Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern		
Automatisierung	Manuell	EndverbraucherIn Aktion benötigt		Halbautomatisch		Vollautomatisch	
Verbraucher Plus	Kostenreduktion	Umweltschutz	Energieeffizienz	Produktbündelung	Prestigesteigerung		
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig	Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif

3.1.2 Klassifikationsdetails

Um als zweiten Iterationsschritt in der Elaborationsphase des Unified Process ein informiertes Modell der Domäne des Szenarios erstellen zu können, folgt nach der informell narrativen Beschreibung eine in dieser Arbeit durchgeführte, systematische Beschreibung der Klassifikationen aller in *Tabelle 12* verwendeten Strategien des Szenarios in allen Aspekten, um jede verwendete Strategie in der Modellerstellung berücksichtigen zu können:

Energieerzeugung und -verteilung:

- *Übergreifende Netzstabilität; Netzentlastung; Lastprofilglättung* – Ein mögliches Szenario ist das Balancehalten von elektrischer Erzeugung und Verbrauch durch Einsatz zwischen intelligenten Haushaltsgeräten und einer Steuereinheit für die Photovoltaikanlage. Dadurch wird das Stromnetz entlastet und zur gleichen Zeit das Lastprofil geglättet.

Verbraucher- und Geräteebene:

- *Energieerzeugungsgeräte* – Um Energieerzeugungsanlagen diese Strategie zu ermöglichen, wird ein intelligentes System zur Vorhersage der solaren Stromerzeugung benötigt. Die notwendige Steuerung muss mit sehr lokalen kurzfristigen Wettervorhersagen, Umweltparametern oder weit verteilten Messergebnissen der verschiedenen solaren Stromerzeugungseinheiten gekoppelt werden, um eine ausreichende Prognoseintelligenz zu gewinnen.
- *Haushaltsgeräte; Heizung, Lüftung, Klima; Gebäudeautomation* – Das Fehlen von Energiespeichern in Gebäuden erfordert Alternativen der notwendigen Pufferung von Energie. Eine

Option kann die Verwendung von thermischen Prozessen in Haushalten sein, z. B. Kühlung, Heizung, Boiler, Geschirrspüler, Kühlschränke und Ventilation.

Technische Implementierung:

- *Aggregation/ Virtuelles Kraftwerk* – Bei der Speicherung von Energie in thermischen Verfahren und verteilten Batterien in Gebäuden kann die Stromaufnahme aus dem Netz reduziert werden. Auf der anderen Seite kann die erzeugte Energie in das Stromnetz verteilt werden, sollte dies notwendig sein.

Automatisierungsgrad:

- *Vollautomatisch* – Der gesamte Prozess muss vollständig automatisiert gesteuert werden. Nur so kann die hohe Frequenz der benötigten Wechselwirkung zwischen Erzeugung und Speicherung den geringen Einfluss auf die normalen Arbeitsabläufe oder das Leben in den Gebäuden gewährleisten.

Mehrnutzen für VerbraucherInnen:

- *Umweltschutz; Prestigesteigerung* – Die Energie, die aus der eigenen Solarstromanlage erzeugt wird, kann durch den resultierenden maximalen Eigenverbrauch und die Reduktion der Übertragungsverluste in einer effizienten Art und Weise verwendet werden. Mit der Fähigkeit der Haushalte, Energie in thermischen Prozessen zu speichern und der maximalen Nutzung ihrer eigenen Produktionsspitzen zu speichern, kann das Hochfahren von Spitzenlastkraftwerken verhindert werden. Dies kann auch als Prestigesteigerung geschätzt werden.
- *Kostenreduktion* – Durch den Verbrauch von lokal erzeugter Elektrizität wird die zugekaufte elektrische Energie und damit auch Kosten reduziert.

Tarifmöglichkeiten:

- *Fixiert* – In diesem Fall ist anstelle einer zusätzlichen Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)-Verbindung nur eine Netzsteckerverbindung mit dem Stromnetz verfügbar. Der Haushalts-Controller (Micro Grid Controller) reagiert nicht auf die Signale vom Stromnetz.
- *Variabel; Zeitvariabel* – Um diese Option zu realisieren, muss der Micro Grid Controller kleine aber kontinuierliche Daten mit dem Stromnetz austauschen und auf Input des Stromnetzes (z. B. Anreize) reagieren. Auf diese Art lässt sich auch ein zeitvariabler Tarif umsetzen.

3.1.3 Elaboration - Modellierung der Szenariodomäne

Zur Begründung, warum aus den UML Strukturdiagrammen nicht das Klassendiagramm, sondern ein Deploymentdiagramm (modifiziert in Richtung Netzwerkdiagramm) gewählt wurde, um das cyber-physische System einer Smart-Grid-Anwendung darzustellen, wird auf *Kapitel 1.4.3* verwiesen.

Der in *Abbildung 5* dargestellte Entwurf eines Deploymentdiagramms zeigt Schlüsselkomponenten des Szenarios Micro Grid für Gebäude mit Photovoltaikerzeugung. Es besteht einerseits die klassische Verbindung von Stromnetz in das Gebäude zu einem Stromzähler, nach dem Elektrizität im Haus an unterschiedliche Verbraucher verteilt wird (z. B.: Wärmepumpe, Lüftung, Heizung, Klima) und andererseits die neue Kommunikationsverbindung mit einem neuen Kontrollprogramm, das in einem Betriebssystem auf einem Micro Grid Controller läuft. Ein wichtiges Gerät in diesem Szenario ist die Photovoltaikanlage, die Gleichstrom (engl. direct current – DC) an den Wechselrichter schickt, der den über einen Stromzähler wieder in das Netz einspeist oder im Haus nutzbar machen kann. Das dargestellte Kontrollprogramm kann durch Kommunikation mit z. B.: einer/einem AggregatorIn als Micro Grid OperatorIn vollautomatische Entscheidungen des Controllers vorab initiieren und damit koordinieren. Die Infrastruktur der Micro Grid OperatorIn ist sehr generisch dargestellt: Firewall, Management Station und Storage Server. Im Fall von AggregatorInnen einerseits ist zur Koordination großer Anzahlen an Micro Grids kein umfangreicheres Setup notwendig und andererseits im Fall von lokalen privaten Micro Grid OperatorInnen sind Storage- Management- und Firewall-Server ein und derselbe Computer zu Hause.

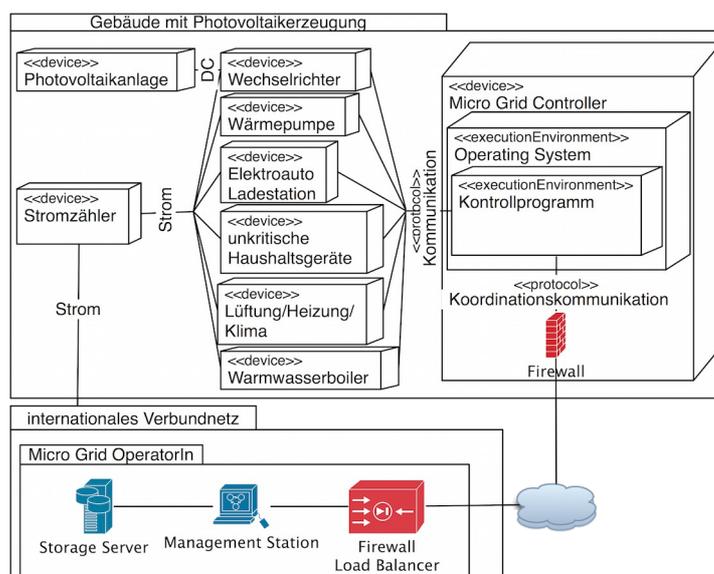


Abbildung 5: UML Deploymentdiagramm des Szenarios Micro Grid für Gebäude mit Photovoltaikerzeugung

Damit wurde die Domäne des Szenarios in dieser Arbeit in einem ersten Entwurf modelliert und dient mit den verwendeten Netzwerkdiagrammaspekten als Brücke zwischen den Disziplinen der Informationstechnologie (IT) und Energietechnik, entlang welcher nun in Reverse-Engineering-Manier informiert zurückgearbeitet werden kann, um die notwendigen Anforderungen an die Software zu identifizieren, die so ein System ermöglicht.

3.2 Micro Grid für Gemeinden

Die vom Autor in [MLO+11 p.3] vorgestellte und in [SSM+11 p.22, MLP+13 p.20, MOS+13 p.20f.] veröffentlichten Beschreibung des Szenarios wurde in dieser Arbeit anhand des geschaffenen Fragenkatalogtemplates (vgl. *Kapitel 2.4*) generell als kompatibel zur Weiterverwendung als Artefakt im Unified Process befunden und im Detail wie folgt beantwortet:

1:OK, 2:OK, 3:OK, 4:OK, 5:OK, 6:OK, 7:X, 8:X, 9:OK.

Wie man an den mit „X“ gekennzeichneten Lücken sehen kann, wurden besonders die Fragen bezüglich Kommunikationsverbindungen und Schnittstellen nicht ausreichend beschrieben (z. B.: wird keine Schnittstelle zur Modifikation der erwähnten Minimalniveaus beschrieben). Akteure als Rollen oder Personen werden zwar nicht genannt, sind aber implizit durch die genannten Einrichtungen (z. B.: Gemeinde, öffentliche Gebäude) vorhanden. Nach dieser Analyse können fehlende Zusatzspezifikationen hier vom Autor erweitert, ergänzt bzw. umformuliert werden (unter Einfließen impliziten Wissens), um anschließend nach dem Unified Process im nächsten Iterationsschritt mit dem Domänenmodell fortfahren zu können.

3.2.1 Inception - Szenariospezifikation

Die Szenarioidee optimiert gemeindeweit die lokale Nutzung erneuerbarer Erzeugung und Verbrauch. In Gemeinden sind Leute und damit Verbraucher auf weite Strecken verstreut und nicht wie in Städten konzentriert an einem Ort. Das Stromnetz wurde im ländlichen Bereich nicht dafür ausgelegt, die in Zukunft zu erwartende hohe Anzahl einspeisender, erneuerbarer Energieerzeugung im erlaubten Spannungsband der Verteilnetze noch unterzubringen. Dezentrale Erzeugung kann nur weiter wachsen, wenn entweder die Verteilnetzinfrastruktur durch Verstärkung der Leitungsquerschnitte ausgebaut wird (vgl. [BLB+10]), oder bereits in Gemeinden Verbrauch und Erzeugung als Micro Grid koordiniert wird und sich Netzkomponenten die Einspeisen, mit jenen die verbrauchen, möglichst selbstständig agieren. In Micro Grids sind elektrische Speicher eine Schlüsselkomponente, die „zu früh“ erzeugte Energie zwischenspeichern oder bei erhöhtem Bedarf, zu Zeiten, in denen keine Sonne scheint oder kein Wind weht, zuspeisen können. In einer typischen europäisch-ländlichen Gemeinde sind eine Vielzahl an unterschiedlichen Prozessen vorhanden, in denen Energie zwischengespeichert werden könnte. Zum Beispiel wird mit Pumpen Frischwasser in Wassertürmen solange nachgefüllt, bis ein voreingestelltes Maximalniveau erreicht wird. Ist ein Minimalniveau unterschritten, beginnt der Pumpprozess wieder mit dem Auffüllvorgang. Wird eine Verbindung der Speicherbedürfnisse des überbelasteten Stromnetzes mittels IKT z. B. Mit dem elektrischen Pumpprozess hergestellt, kann dieser zeitlich früher begonnen werden oder später nachgeholt werden. Dadurch wird aus Sicht des Stromnetzes Strom gespeichert, wenn zuviel erzeugt wird, und andernfalls der Stromspeicher entleert. Weiters kann der Pumpvorgang in den eingestellten Niveaus noch flexibler betrieben werden, indem beispielsweise nicht bis zu einem Maximum gefüllt wird, sondern bereits früher gestoppt, um zu dieser Zeit weniger lange Pumpstrom zu konsumieren. Kommunikationstechnisch ist für solche Prozesse oft in Gemeinden bereits eine Speicherprogrammierbare Steuerung

(SPS) im Einsatz, die über Sensoren und Aktoren die erforderlichen Aufgaben durchführen kann. Ein Gemeinde Micro Grid Controller würde davor geschaltet lediglich etwas mehr Intelligenz und Flexibilität in das System bringen. Dieses ist nur eine der Beispielanwendungen von versteckten Stromspeichermöglichkeiten in einer Gemeinde. Andere Prozesse sind z. B. Abwasserpumpen, elektrische Heizung, Lüftung, Klima öffentlicher Gebäude, öffentliche Beleuchtung, unkritische Prozesse in Industriebetrieben oder gemeindeweite Warmwassererzeugung.

Um vermehrt dezentrale Erzeugung in ländlichen Stromnetzen weiter zu ermöglichen ohne die Netzinfrastruktur kostenintensiv zu erweitern, ist es notwendig erzeugten Strom lokal und so schnell wie möglich am Erzeugungspunkt zu nutzen. Die durch Micro Grids ermöglichte Kommunikationstechnologie kombiniert mit den erwähnten Energiespeichern erfüllt diese beiden Anforderungen. So wird einerseits das Netz durch Glättung des Lastprofils entlastet und andererseits wird durch die Reduzierung der wetterabhängigen Einspeisungsfluktuationen die Grundlast aus Sicht des Netzes erhöht. Gemeinden sind nicht nur über Prestigesteigerung, sondern auch über Kostenreduktion durch zeitvariable- oder lastabhängige Stromtarife motivierbar den Umbau als Micro Grid selbst zu finanzieren. Aggregieren mehrere Gemeinden ihr Micro Grid, können die Last- oder Erzeugungssummen groß genug sein, um entweder Business-Tarife mit StromanbieterInnen auszuhandeln oder sogar aktiv innerhalb einer Bilanzgruppe am Energieausgleich teilzunehmen. Dadurch ist mit einer Kostenreduktion zu rechnen. Das Szenario kann als farblich markierter Pfad im Szenariobaukasten in *Tabelle 13* betrachtet werden.

Tabelle 13: Markierte Strategien des Szenarios Micro Grid für Gemeinden

Aspekte	Strategien						
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität	Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe			Erhöhung der Grundlast	Netzentlastung	Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima	Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe	Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht	Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert	Aggregation/Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale	Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern		
Automatisierung	Manuell	EndverbraucherIn Aktion benötigt		Halbautomatisch		Vollautomatisch	
Verbraucher Plus	Kostenreduktion	Umweltschutz	Energieeffizienz	Produktbündelung	Prestigesteigerung		
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig	Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif

3.2.2 Klassifikationsdetails

Um ein Modell der Domäne des Szenarios erstellen zu können, folgt eine in dieser Arbeit durchgeführte szenarioabhängige Beschreibung der Klassifikationen aller in *Tabelle 13* verwendeten Strategien des Szenarios in allen Aspekten:

Energieerzeugung und -verteilung:

- *Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe; Netzentlastung* – Einige der Prozesse in einer Gemeinde können leicht adaptiert werden, um elektrische Energie zu speichern. Dazu zählen z. B. Frisch- und Abwasserpumpen. Es werden keine zusätzlichen technischen Geräte benötigt, da die meisten bereits mit Prozessleitsystemen ausgestattet sind. Die Summe dieser Energie ei-

ner ganzen Gemeinde kann groß genug sein, um als Entität für die Bereitstellung von Regelenergie in einer Bilanzgruppe aufzutreten oder zumindest dadurch, dass das Übertragungsnetz von unnötigen Verlusten entlastet wird.

- *Erhöhung der Grundlast; Lastprofilglättung* – Durch intelligente Lastnutzung kann das Lastprofil der Stromerzeugung besser angepasst werden, das auch eine Erhöhung der Grundlast ermöglicht.

Verbraucher- und Geräteebene:

- *Industriebetriebe; Gebäudeautomation; Öffentliche Gebäude; Energieerzeugungsgeräte* – Bereits erwähnte Speicher können an ein derartiges System adaptiert werden: Abwasserpumpen, Frischwasserspeicher, kommunale Gebäude, Heizung und Lüftungssysteme, Beleuchtung, gemeindeweit aufbereitetes Warmwasser und vieles mehr.

Technische Implementierung:

- *Aggregation/ Virtuelles Kraftwerk* – Das komplexe System von unterschiedlichen Energiespeichern kann durch einen einzelnen Micro Grid Controller gesteuert werden.
- *Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern* – Viele primäre Prozesse einer Gemeinde (z. B. Trinkwasserreservepumpen) dürfen nicht nach Belieben automatisch geschaltet werden. Stellt man allerdings sichere Parameter ein, ist ein automatisierbarer Spielraum für mehrere Prozesse möglich. [LMG+11]

Automatisierungsgrad:

- *Halbautomatisch; Vollautomatisch* – Das bestehende Prozessleitsystem ist bereits automatisiert. Das erforderliche System ist nicht weniger komplex und erfordert den gleichen voll- oder zumindest halbautomatischen Steuervorgang.

Mehrnutzen für VerbraucherInnen:

- *Kostenreduktion* – Durch die Maximierung der Eigenproduktionsnutzung, zeitvariable Tarife oder die Teilnahme am Regelenergiemarkt können die laufenden Kosten für öffentliche Anlagen reduziert werden.
- *Prestigesteigerung* – Regionen mit solch umweltbewussten Systemen können ihr Ansehen in der Öffentlichkeit verbessern oder steigern.

Tarifmöglichkeiten:

- *Variabel, Zeitvariabel; Lastabhängig* – Die Wahl des richtigen Zeitpunktes für die Speicherung oder das Konsumieren von Energie kann durch variable Tarifmodelle in Gemeinden die Kosten senken und nebenbei die Umwelt schützen.
- *Business-Tarif* – Abhängig von der Größe einer Gemeinde oder eines Gemeindeverbands, kann ein Geschäftstarif für die Bewohner der Gemeinde ökonomisch von Vorteil sein.

3.2.3 Elaboration - Modellierung der Szenariodomäne

Anhand der vorangegangenen Spezifikation des Szenarios kann nun erstmals ein Modell der Domäne des Szenarios in UML erstellt und in Abbildung 6 präsentiert werden.

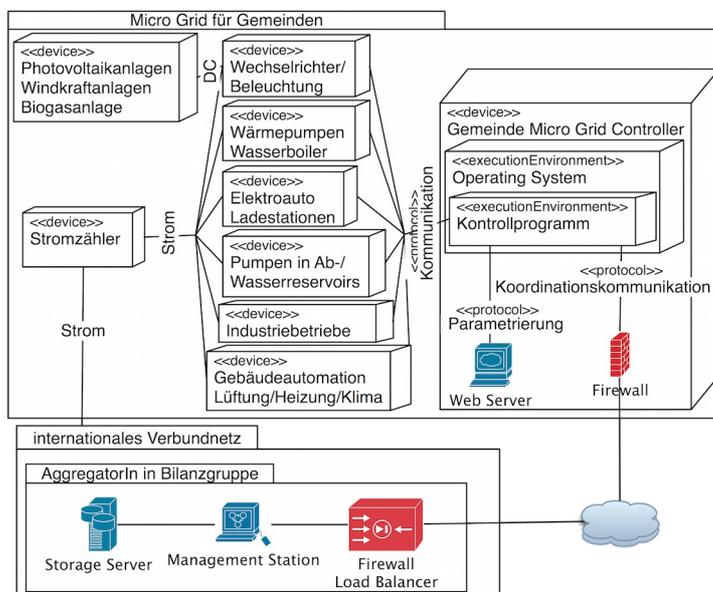


Abbildung 6: UML Deploymentdiagramm des Szenarios Micro Grid für Gemeinden

Der in *Abbildung 6* dargestellte Entwurf eines Deploymentdiagramms zeigt Schlüsselkomponenten des Szenarios Micro Grid für Gemeinden. Es besteht einerseits die übliche Verbindung von Stromnetz in die Gemeinde, allerdings wird mit einem separaten Stromzähler der Verbrauch teilnehmender Komponenten bzw. die Einspeisung erneuerbarer Stromquellen über Wechselrichter bilanziert. Die wichtigen erneuerbaren Energiequellen in diesem Szenario sind die Photovoltaik- und Windkraftanlage, die mittels Gleichstrom (engl. direct current – DC) an den Wechselrichter angeschlossen sind (Biogasanlagen sind nur der Einfachheit der Darstellung halber über Gleichstrom verbunden). Die Liste dargestellter Verbraucher ist selbstverständlich gemeindespezifisch und wird hier nur beispielsweise mit typischen Geräten, die beeinflussbare Prozesse besitzen, dargestellt. Zu den als elektrische Lasten angesprochenen Geräten wird neben der elektrischen Verbindung auch eine Kommunikationsverbindung zu einem Kontrollprogramm innerhalb eines Gemeinde Micro Grid Controllers dargestellt. Der Gemeinde Micro Grid Controller könnte ein eigenes Gerät oder eine bereits in einer Gemeinde bestehende erweiterbare SPS sein, mit deren Hilfe ein darauf laufendes Kontrollprogramm Flexibilitäten durch mehr Information und ein größeres Gesamtbild nutzbar macht. Die Systemgrenze des Micro Grid Controllers sind nicht die gesteuerten Lasten, sondern beziehen auch den Strommarkt oder die zeitlich möglicherweise unterschiedlichen Strompreise des internationalen Verbundnetzes mit ein. Der Controller wird mit einem eingebauten Web Server dargestellt, über den lokale Parametrierungen durch die Micro Grid BetreiberInnen durchgeführt werden können. Das dargestellte Kontrollprogramm kann durch Kommunikation mit z. B.: einer/einem AggregatorIn innerhalb ei-

ner Bilanzgruppe die Prozesse innerhalb der Gemeinde vollautomatisch in freigegebenen Rahmen koordinieren. Die Infrastruktur der AggregatorInnen ist zwar sehr generisch dargestellt: Firewall, Management Station und Storage Server, aber es ist auch nicht mehr zur Koordination großer Anzahlen an Micro Grids notwendig.

Damit wurde die Domäne des Szenarios in dieser Arbeit in einem ersten Entwurf modelliert und dient mit den verwendeten Netzwerkdiagrammaspekten als Verbindung zwischen den Disziplinen der Informationstechnologie (IT) und Energietechnik, entlang derer nun in Reverse Engineering Manier informiert zurückgearbeitet werden kann, um die notwendigen Anforderungen an die Software zu identifizieren, die dieses System ermöglicht.

3.3 Akku Grid – Kopplung verwendeter Akkumulatoren

Die vom Autor in [MLO+11 p.3] vorgestellte und in [SSM+11 p.22f.] veröffentlichten Beschreibung des Szenarios wurde in dieser Arbeit anhand des geschaffenen Fragenkatalogtemplates (vgl. *Kapitel 2.4*) für die Variante ohne Kommunikation als sofort kompatibel zur Weiterverwendung als Artefakt im Unified Process befunden, aber für die Variante mit Kommunikation nur durch Hinzufügen weitere Zusatzspezifikationen und im Detail wie folgt beantwortet:

1:OK, 2:OK, 3:OK, 4:OK, 5:OK, 6:OK, 7:X, 8:X, 9:X.

Wie man an den mit „X“ gekennzeichneten Lücken sehen kann, wurden besonders die Fragen bezüglich Kommunikationsverbindungen, Schnittstellen und Protokollen nicht ausreichend beschrieben (z. B.: wird keine Schnittstelle zum Eingeben und Bearbeiten der Parameter der EndkundInnen erwähnt). Nach dieser Analyse können fehlende Zusatzspezifikationen hier vom Autor erweitert, ergänzt bzw. umformuliert werden (unter Einfließen impliziten Wissens), um anschließend nach dem Unified Process im nächsten Iterationsschritt mit dem Domänenmodell fortfahren zu können.

3.3.1 Inception - Szenariospezifikation

Es wird davon ausgegangen, dass erneuerbare Energieerzeugung die zukünftige Energiequelle ist. Die größte Herausforderung ist, die Energie der fluktuierenden Erzeugungsquellen (z. B.: Sonne, Wind) einerseits zwischenspeichern, um bei Nacht oder Windstille trotzdem die Stromversorgung sicherzustellen, und andererseits zu viel Produktion unter Tags oder bei starkem Wind zu puffern, ohne das Netz bei geringem Bedarf damit zu überlasten. Speicherlösungen die genügend Kapazität bieten, sind derzeit in ihrer Herstellung und Wartung noch sehr kostenintensiv. Die steigende Anzahl an mobilen Geräten z. B.: Laptop, Mobiltelefon, Uhren, Akkubohrer, Elektromoped und Elektroautos speichern auch heute schon Strom zu Hause und an Arbeitsplätzen in Firmen – den wahrscheinlichen Punkten von Energieerzeugung in naher Zukunft.

In diesem Szenario sollen mobile Geräte bzw. Elektrofahrzeuge mit Akkumulatoren benutzt werden, um Erzeugungsspitzen zu absorbieren, als auch Energiekonsum in Zeiten geringer Erzeugung zu drosseln. Dieses energieeffiziente Verhalten führt zu einer Erhöhung der Grundlast aus Sicht des

Netzes, in dem vorhandene Regelkraftwerke viel weniger Spitzen und Täler ineffizient ausgleichen müssen und damit die Umwelt schonen. Eine mögliche praktische Umsetzung wäre ein zweiter Stromkreis in Gebäuden (z. B.: grüne Steckdose), der abhängig von Netzsignalen oder automatisch, verbundene Geräte lädt oder nicht lädt. Ein eigener Strommesszähler für den Stromkreis misst den erzielten lokalen Effekt und übermittelt diesen an ein Kontrollprogramm zum Beeinflussen der parametrierbaren Schaltung des Stromkreises. Das kann ein smarterer Schalter im Sicherungskasten sein, der aber nicht weiter in das Stromnetz hierarchisch „hinauf“ kommuniziert. Für einzelne Firmen oder Wohnhäuser ist dies sowohl mit Kommunikationstechnologie zwischen Regulierungseinheiten und angeschlossenen Verbrauchern dieses zusätzlichen Stromkreises umsetzbar, als auch ohne. Gibt es keine Kommunikation, wird der Stromkreis (z. B.: je nach Sonneneinstrahlungsstärke) ein- oder ausgeschaltet. Werden standardisierte Kommunikationsprotokolle durch GeräteherstellerInnen langsam in die Ladeelektronik von Geräten übernommen, könnten unterschiedliche Prioritäten der Geräte ausgehandelt werden oder variable Tarife pro Geräteladebedarf ausgegeben werden. Um messbare Effekte zu erreichen, muss das Szenario praktisch überall in einem Stromnetz umgesetzt werden. Ohne Kommunikation zu AggregatorInnen könnten nur unterschiedliche BetreiberInnen durch Absprache über einen anderen Kanal (z. B.: Social Media Plattform) oder SchaltkreisgeräteherstellerInnen, durch gleichartige Vorkonfiguration virtuell einen koordinierten Effekt wie ein ladendes Speicherkraftwerk erzielen. Das Szenario kann als farblich markierter Pfad im Szenariobaukasten in *Tabelle 14* betrachtet werden.

Tabelle 14: Markierte Strategien des Szenarios Akku Grid

Aspekte	Strategien								
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität		Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe			Erhöhung der Grundlast	Netzentlastung		Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima		Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe		Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht		Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert		Aggregation/ Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale		Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern	
Automatisierung	Manuell		EndverbraucherIn Aktion benötigt			Halbautomatisch		Vollautomatisch	
Verbraucher Plus	Kostenreduktion		Umweltschutz		Energieeffizienz		Produktbündelung	Prestigesteigerung	
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig		Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif	

3.3.2 Klassifikationsdetails

Um ein Modell der Domäne des Szenarios erstellen zu können, folgt eine in dieser Arbeit durchgeführte szenarioabhängige Beschreibung der Klassifikationen aller in *Tabelle 14* verwendeten Strategien des Szenarios in allen Aspekten:

Energieerzeugung und -verteilung:

- *Übergreifende Netzstabilität; Erhöhung der Grundlast* – Der Mangel an Geräten, die in der Lage sind, elektrische Energie zu speichern, macht diese zu den bedeutendsten Utensilien im zukünftigen Smart Grid. Diese Strategie befasst sich mit der Idee, alle verfügbaren Geräte

mit eingebauten Akkus logisch zu verbinden, um darin Lastspitzen zu puffern. Man muss allerdings bedenken, dass diese Spitzen nur auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden.

Verbraucher- und Geräteebene:

- *Haushaltsgeräte; Elektrofahrzeuge* – Die Idee, Speicherkapazität von Elektroautos in das Stromnetz zu bringen, ist nicht neu, aber es gibt noch nicht viele Elektroautos. Hingegen sind unvorstellbare Mengen an kleineren Geräten, wie Notebooks oder Mobiltelefonen vorhanden, die in Summe zu einer signifikanten Verbesserung der Speicherkapazität des Stromnetzes führen würden.

Technische Implementierung:

- *Gerät reagiert auf Netzsignale* – Alle Smart-Grid-beteiligten Energiespeicher müssen die Fähigkeit haben, auf Signale des Stromnetzes zu reagieren und entweder ihre zur Verfügung gestellte Kapazität kommunizieren, oder umgekehrt notwendige Kapazitätsanfragen akzeptieren, ablehnen oder modifizieren.

Automatisierungsgrad:

- *Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern* – Der Verbraucher muss die Möglichkeit haben, das Smart Grid in der Benutzung der Geräte zu beschränken. Es ist für den Betreiber eine notwendige Voraussetzung die Autorität über Nutzungsparameter und Regeln zu besitzen.
- *Vollautomatisch* – Nachdem Benutzer ihre Geräte programmiert haben (oder einen Vertrag unterzeichnet), muss der gesamte Prozess des Teilladens und Teilentladens vollautomatisch passieren, um die gewohnte Komfortebene des Benutzers nicht zu verlassen.

Mehrnutzen für VerbraucherInnen:

- *Umweltschutz; Energieeffizienz* – Mit dieser Technik ist es möglich, das Lastprofil viel besser auf das Erzeugungsprofil anzupassen. Mit dieser Größenordnung möglicher Einlagerungen kann das Hochfahren von umweltschädlichen, ineffizienten Spitzenlastkraftwerken überflüssig werden.
- *Produktbündelung* – Die Möglichkeit für den Verbraucher die Umwelt zu schützen, wird nicht als Anreiz ausreichen. Ein Tarifmodell mit einem deutlichen „Dankeschön“ an die Nutzer ist anzustreben. Wie man Nutzer dazu bringt ihre Geräte als Speicher für das Stromnetz zur Verfügung zu stellen, ist eine eigene Forschungsfrage.

Tarifmöglichkeiten:

- *Fixiert* – Die erste Möglichkeit eines Tarifs ist ein fester Betrag, der vom Betreiber des virtuellen Speicherkraftwerkes an den Verbraucher für jedes Gerät bezahlt wird. Abhängig von der Gerätekapazität und der Zeit für Smart-Grid-Speichernutzung lässt sich ein Wert berechnen.

- *Variabel; Lastabhängig* – Eine zweite Idee kann die Differenz der gespeicherten und für Demand Side Management (DSM) genutzte Energie berechnen und davon abhängig Beträge auszahlen. Ein derartiger Tarif sollte genauer betrachtet werden, da es zwar einerseits einen hohen Motivationsfaktor fördert, allerdings auch Potential für soziale Ungerechtigkeit mit sich bringt.

3.3.3 Inception - Szenariospezifikation

Anhand der vorangegangenen Spezifikation des Szenarios kann nun erstmals ein Modell der Domäne des Szenarios in UML erstellt und in *Abbildung 7* präsentiert werden.

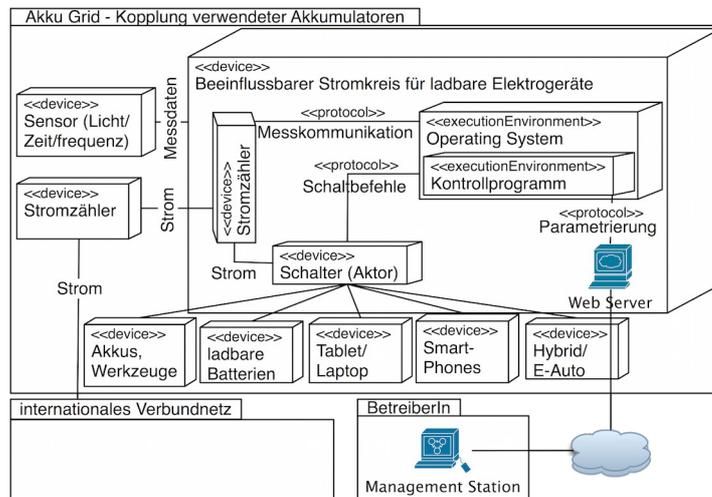


Abbildung 7: UML Deploymentdiagramm des Szenarios Kopplung vorhandener Akkumulatoren

Der in *Abbildung 7* dargestellte Entwurf eines Deploymentdiagramms zeigt Schlüsselkomponenten des Szenarios Akku Grid zur Kopplung verwendeter Akkumulatoren. Es besteht die übliche Verbindung von Stromnetz in die Anlage, allerdings wird innerhalb eines beeinflussbaren Stromkreises der abgenommene Strom mit einem separaten Zähler vor den Komponenten gemessen. Die Messdaten werden an ein Kontrollprogramm innerhalb des beeinflussbaren Stromkreises übermittelt, das diesen je nach z. B: Netzfrequenz, Sonneneinstrahlung oder Uhrzeit alle Geräte schaltet. Der beeinflussbare Stromkreis wird mit einem eingebauten Web Server dargestellt, über den lokale Parametrierungen durch die BetreiberInnen durchgeführt werden können.

Damit wurde die Domäne des Szenarios in dieser Arbeit in einem ersten Entwurf modelliert und dient als Verbindung zwischen IT und Energietechnik, um die notwendigen Anforderungen an die Software zu identifizieren, die dieses System ermöglicht.

3.4 Kabelloses Akku-Laden als Service, bietet virtuellen Stromspeicher

Die vom Autor in [MLO+11 p.3f.] vorgestellte und in [SSM+11 p.23] veröffentlichten Beschreibung des Szenarios wurde in dieser Arbeit anhand des Fragenkatalogtemplates (siehe *Kapitel 2.4*) nur durch Hinzufügen weitere Zusatzspezifikationen passend zur Weiterverwendung als Artefakt im Unified Process befunden und im Detail wie folgt beantwortet:

1:OK, 2:OK, 3:OK, 4:OK, 5:OK, 6:OK, 7:OK, 8:X, 9:X.

Wie man an den mit „X“ gekennzeichneten Lücken sehen kann, wurden besonders die Technikdetail-Fragen bezüglich Schnittstellen und Protokollen nicht ausreichend beschrieben (z. B.: wird keine Schnittstelle zum Eingeben und Bearbeiten der Parameter der EndkundInnen erwähnt). Nach dieser Analyse können fehlende Zusatzspezifikationen hier vom Autor ergänzt werden (unter Einfließen impliziten Wissens), um anschließend nach dem Unified Process im nächsten Iterationsschritt mit dem Domänenmodell fortfahren zu können.

3.4.1 Inception - Szenariospezifikation

Wiederaufladbare Geräte werden immer häufiger, aber unterschiedliche HerstellerInnen erfinden ohne bestehende Regulierung oder Standards die Ladegeräte und Stecker jedes Mal neu. Dies verursacht eine Ausbreitung unterschiedlichster Ladegeräte in jedem Haushalt, die nicht austauschbar sind. In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass ein einzelnes Ladegerät, welches unterschiedliche Geräte kabellos aufladen kann, ein beliebtes Gerät sein könnte. GeräteherstellerInnen könnten die Kosten für Ladegeräte in eine kabellose Ladeelektronik reinvestieren. Da die derzeitige Energieeffizienz für kabelloses Laden je nach Abstand bei ca. 50 %-95 % liegt²⁸, würde man intuitiv einen Anstieg an Stromverbrauch erwarten. Das Gegenteil ist allerdings wahrscheinlicher, da eine Vielzahl an Ladegeräten, die je nach Alter mehr oder weniger Strom verbrauchen auch wenn sie kein Gerät laden, durch dieses Szenario eliminiert werden und nicht mehr das ganze Jahr angesteckt Stromkosten verursachen.

Wird dieses vollautomatische kabellose Ladegerät mit weiteren über einEn AggregatorIn durch Koordinationskommunikation verbunden, sodass die Summe der Ladevorgänge vieler Haushalte als virtuelle Einheit koordiniert stattfinden kann, bietet es für BetreiberInnen die Möglichkeit, auf dem primären, sekundären oder tertiären Regulierungsenergiemarkt einE wichtigEr TeilnehmerIn zu werden. Die SystembetreiberInnen könnten das Ladegerät als Service betrachten und durch angebotene Rabatte die Anschaffungskosten als Kaufhürde für EndkundInnen eliminieren oder das Ladegerät mit weiteren Produkten bündeln (z. B.: bei einem Wechsel zu einer StromanbieterIn bekommt man ein kabelloses Ladegerät kostenlos). Dies steigert nicht nur das Prestige der anbietenden Unternehmen, sondern schützt auch die Umwelt durch Vermeiden von Elektroschrott auf der einen Seite, aber auch durch das gezielte Einsetzen als Speicherkraftwerk, um Lastspitzen in erzeugungsarme Zeiten zu verschieben. Aus Sicht des Stromnetzes glättet das Einführen von nutzbaren Speichern im Strom-

²⁸WiTricity <http://witricity.com/technology> (21.7. 15)

netz das Lastprofil und erhöht die Grundlast. Das Szenario kann als farblich markierter Pfad im Szenariobaukasten in *Tabelle 15* betrachtet werden.

Tabelle 15: Markierte Strategien des Szenarios kabelloses Akku-Laden

Aspekte	Strategien						
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität	Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe			Erhöhung der Grundlast	Netzentlastung	Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima	Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe	Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht	Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert	Aggregation/ Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale	Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern		
Automatisierung	Manuell	EndverbraucherIn Aktion benötigt			Halbautomatisch		Vollautomatisch
Verbraucher Plus	Kostenreduktion	Umweltschutz	Energieeffizienz	Produktbündelung	Prestigesteigerung		
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig	Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif

3.4.2 Klassifikationsdetails

Um ein Modell der Domäne des Szenarios erstellen zu können, folgt eine in dieser Arbeit durchgeführte szenarioabhängige Beschreibung der Klassifikationen aller in *Tabelle 15* verwendeten Strategien des Szenarios in allen Aspekten:

Energieerzeugung und -verteilung:

- *Erhöhung der Grundlast; Lastprofilglättung* – Das Ziel ist, tragbare elektrische Geräte mit wiederaufladbaren Batterien möglichst nur in Zeiten von Elektrizitätsüberproduktion zu laden und damit eine Erhöhung der Grundlast durch Lastprofilglättung zu erwirken.

Verbraucher- und Geräteebene:

- *Haushaltsgeräte* – Jedes Gerät mit einem Akku ist ein mögliches Ziel für diese Strategie. Die Herausforderung besteht darin, dass jedes Gerät über die Luft (kabellos wie eine elektrische Zahnbürste) geladen wird, ohne bewusst das Gerät mit einem Netzteil zu verbinden. Dies entfernt das Element des Zufalls der Verfügbarkeit von mobilen Geräten für das Stromnetz.

Technische Implementierung:

- *Gerät reagiert auf Netzsignale* – Eine steuernde Basisstation (z. B. in Form einer Box) ist erforderlich, um die Elektrizität zu den mobilen Geräten zu übertragen. Diese Station kann optional ebenfalls mit einer Batterie ausgestattet sein. Die Station reagiert auf Signale des Stromnetzes und fungiert als zentrale Ladestation.
- *Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern; Aggregation/ Virtuelles Kraftwerk* – Unter Umständen wird der Verbraucher mit dem mobilen Gerät interagieren wollen, so dass es notwendig sein wird, eine Zeit vorgeben zu können, in der das Gerät vollständig aufgeladen sein muss. Die Vorgabe von bestimmten Zeiten oder einer Mindestladung ist ebenfalls denkbar und lässt weiteren Spielraum offen.

Automatisierungsgrad:

- *Vollautomatisch* – Nachdem der/die BenutzerIn ihr Gerät mit dem bevorzugten Zeitplan programmiert hat, soll alles weitere vollautomatisch ablaufen, damit der gewohnte Komfort für den/die BenutzerIn erhalten bleibt.

Mehrnutzen für VerbraucherInnen:

- *Umweltschutz; Energieeffizienz; Prestigesteigerung* – Aufgrund der Tatsache, dass die Geräte wahrscheinlich meist in den Zeiten des Überangebots aufgeladen werden, kann das Lastprofil dadurch geglättet werden, was zu einer Steigerung der Energieeffizienz und zu einer hohen Akzeptanz des Systems beiträgt. Dies kann sich als großer Vorteil für die Umwelt auswirken. Ein drahtloses Ladegerät ist eine relativ neue Technologie und abhängig von der Designumsetzung kann es ein sehr prestigeträchtiges Objekt für die Verbraucher sein. Durch die Einfachheit, dass alle Geräte in der Nähe der Box ohne Kabel geladen werden, kann von einem Anstieg des Komforts und einer raschen Akzeptanz ausgegangen werden.
- *Produktbündelung* – Der Preis der genannten Box kann abhängig davon gemacht werden, wie viel Speicherpotential eine KundIn vor hat, zur Verfügung zu stellen. Die Ladestation wäre kostenlos, wobei man vertraglich im Gegenzug für eine längere Zeit eine gewisse Speicherkapazität zusichert.

Tarifmöglichkeiten:

- *Rabatt* – Die erste Option eines Tarifs ist ein Rabatt auf die Stromrechnung mit keinem anderen Nutzen für den/die KundIn, außer dass man die Box z. B. kostenlos erhält (als Bündel). Das Lastverschiebepotenzial refinanziert das Lockvogelangebot der kabellosen Ladebox des/der SystembetreiberIn.
- *Variabel; Lastabhängig* – Eine zweite Möglichkeit ist, zu messen, wie viel bzw. wie oft der/die BetreiberIn der Ladebox diese nutzt, und den Kunden zusätzlich konsumierten Strom entgelt.

3.4.3 Elaboration - Modellierung der Szenariodomäne

Anhand der vorangegangenen Spezifikation des Szenarios kann nun erstmals ein Modell der Domäne des Szenarios in UML erstellt und in *Abbildung 8* präsentiert werden.

Der in *Abbildung 8* dargestellte Entwurf eines Deploymentdiagramms zeigt Schlüsselkomponenten des Szenarios kabelloses Akku-Laden. Es besteht die übliche Verbindung des internationalen Verbundnetzes in die Anlage (z. B.: Wohnung) zu einem Stromzähler. Innerhalb der kabellosen Ladebox für Elektrogeräte wird der abgenommene Strom mit einem separaten Zähler vor den zu ladenden Geräten gemessen. Die ladenden Geräte in der Ladebox werden über strichlierte Verbindungslinien nach dem Stromzähler geschaltet und kabellos verbunden. Die Messdaten werden an ein Kontrollprogramm innerhalb der Ladebox übermittelt. Das Kontrollprogramm kann über einen Webserver lokal parametrisiert werden (z. B.: alles immer sofort laden oder immer bis 6 Uhr Früh alles fertig gela-

den haben) oder über einen weiteren Kommunikationskanal zu AggregatorInnen über ein Koordinationsprotokoll beeinflusst werden. Die Infrastruktur der AggregatorInnen ist zwar sehr generisch dargestellt: Firewall, Management Station und Storage Server, aber es ist auch nicht mehr zur Koordination großer Anzahlen an Ladeboxen notwendig.

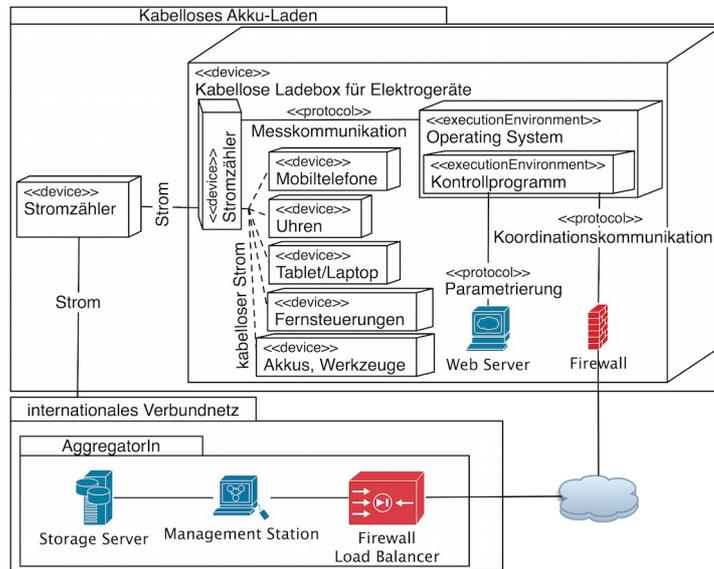


Abbildung 8: UML Deploymentdiagramm des Szenarios kabelloses Akku-Laden

Damit wurde die Domäne des Szenarios in dieser Arbeit in einem ersten Entwurf modelliert und dient als Verbindung zwischen IT und Energietechnik, um die notwendigen Anforderungen an die Software zu identifizieren, die dieses System ermöglicht.

3.5 BattPark – Wiederverwendung von Elektroautobatterien

Die vom Autor in [MLO+11 p.4] vorgestellte und in [SSM+11 p.23f., MLP+13 p.20f., MOS+13 p.21] veröffentlichte Beschreibung der Szenarioidee wurde hier anhand des geschaffenen Fragenkatalogtemplates in *Kapitel 2.4*, nur durch Hinzufügen weitere Zusatzspezifikationen als kompatibel zur Weiterverwendung als Unified Process Artefakt befunden und im Detail wie folgt beantwortet:

1:OK, 2:X, 3:X, 4:OK, 5:OK, 6:OK, 7:X, 8:X, 9:X.

Wie man an den mit „OK“ gekennzeichneten ausreichend beantworteten Fragen sehen kann, sind noch einige Spezifikationen bezüglich Umsetzungstechnik aber auch generelle Systemfragen notwendig (z. B.: wird zwar die netzverträgliche Glättung, aber keine verantwortliche AkteurIn dafür oder in welcher Stromnetzebene das System angebunden ist erwähnt). Nach dieser Analyse können fehlende Zusatzspezifikationen hier vom Autor erweitert und ergänzt werden (unter Einfließen impliziten Wissens), um anschließend nach dem Unified Process im nächsten Iterationsschritt mit dem Domänenmodell fortfahren zu können.

3.5.1 Inception - Szenariospezifikation

Die Szenarioidee beinhaltet und kombiniert zwei wichtigen Aspekte: einerseits die Wiederverwertung und Nachnutzung von Altakkus aus Elektro- oder Hybridfahrzeugen oder Altakkus aus Industriebetrieben und andererseits die netzverträgliche Glättung erneuerbarer Erzeugung als Speicherkraftwerk. Der bemerkbare Anstieg an Interesse und Anschaffungen von Elektrofahrzeugen der letzten Jahre (vgl. *Abbildung 3*) haben die Hoffnung auf einen ökologischen Mobilitätssektor wieder aufleben lassen. Der ökologische Lebenszyklus oder die Wiederverwendung von dafür notwendigen Batterien wurde allerdings noch nicht betrachtet. Heutzutage produzierte Akkumulatorbatterien werden mit seltenen bzw. giftigen Materialien hergestellt und nach wenigen (ca. tausend) Lade-, Entladezyklen ausser Betrieb genommen, obwohl in den schlechtesten Zellen noch 50 % der ursprünglichen Kapazität vorhanden ist.

ElektroautobesitzerInnen können ihre Kaufkosten reduzieren, indem sie eine Elektroautofirma oder deren Batterieersatzvertragsfirma Altakkus sammeln, warten und mit einem Stecksystem ähnlich der Serverregale in Datenzentren zu einem großen Batteriesystem verbinden lassen. Eine Produktbündelung ist hier ebenfalls denkbar (z. B.: wird die Batterie abgegeben, erhält man eine Gutschrift von 5.000 kWh auf der Stromrechnung oder eine neue Autobatterie). Die vereinigte Gesamtleistung kann durch die BetreiberInnen sogar in der Mittelspannungsebene als Speicherkraftwerk zur Stromerzeugungsglättung erneuerbarer Energien eingesetzt werden. BetreiberInnen können eigene Unternehmen sein, die von den Business-Einspeisungstarifen profitieren, branchennahe Industriebetriebe oder AggregatorInnen. Anstatt die Akkus sofort zu entsorgen/recyclen, können diese dadurch einige Zeit weiterverwendet werden. Es wird davon ausgegangen, dass das verlängerte Akkuleben durch Nachnutzung den Lebenszyklus verlängert und damit die ökologische Bilanz stark verbessert, wobei alleine dadurch bereits zum Umweltschutz beigetragen wird. Das Szenario kann als farblich markierter Pfad im Szenariobaukasten in *Tabelle 16* betrachtet werden.

Tabelle 16: Markierte Strategien des Szenarios e-Auto Batterie Park

Aspekte	Strategien								
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität		Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe			Erhöhung der Grundlast	Netzentlastung		Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima		Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe	Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte	
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht		Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert		Aggregation/Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale	Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern		
Automatisierung	Manuell		EndverbraucherIn Aktion benötigt			Halbautomatisch		Vollautomatisch	
Verbraucher Plus	Kostenreduktion		Umweltschutz		Energieeffizienz	Produktbündelung		Prestigesteigerung	
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig		Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif	

3.5.2 Klassifikationsdetails

Um ein Modell der Domäne des Szenarios erstellen zu können, folgt eine in dieser Arbeit durchgeführte szenarioabhängige Beschreibung der Klassifikationen aller in *Tabelle 16* verwendeten Strategien des Szenarios in allen Aspekten:

Energieerzeugung und -verteilung:

- *Übergreifende Netzstabilität; Erhöhung der Grundlast* – Der Markt für Elektroautos wird wachsen, wenn man sich die Ergebnisse des Electric Vehicle Index²⁹ und der Akzente e-Mobilitätsstudie³⁰ ansieht. In diesem Szenario wächst die Zahl der übrigbleibenden Batterien mit der Zahl der produzierten Elektroautos. Batterieparks aus miteinander verbundenen, alten, ausgestoßenen Batterien können gebaut werden und das Lastprofil für eine weitere Hälfte ihrer Lebenszeit glätten helfen, bevor sie gesammelt und sortiert einem Recycling-Prozess zugeführt werden.
- *Netzentlastung* – Die Batterieparks können Energie in Zeiten hoher Erzeugung speichern und wieder freisetzen, während ein Mangel an Erzeugungskapazitäten herrscht.

Verbraucher- und Geräteebene:

- *Elektrofahrzeuge; Industriebetriebe; Energieerzeugungsgeräte* – Nicht nur Autobatterien sind nützlich. Jede wiederaufladbare Batterie mit Restkapazitäten kann lukrativ sein. Bis der Prozess der Sortierung, Überprüfung und Einbau maschinell erfolgen kann, wird man sich vorher auf größere Batterien aus industrieller Nutzung konzentrieren.

Technische Implementierung:

- *Aggregation/ Virtuelles Kraftwerk; Gerät reagiert auf Netzsignale* – Die technische Umsetzung ist einfach: ausgemusterte Batterien werden gesammelt und miteinander verbunden. Danach steuert ein Controller das System und reagiert auf Netzsignale.

Automatisierungsgrad:

- *Halbautomatisch; Vollautomatisch* – Das System soll so konfiguriert sein, dass der/die BetreiberIn eine volle Automatisierung genießen kann. Selbstverständlich erfordert Wartung eine notwendige manuelle Übersteuerung, aber generell erlaubt ein zumindest halbautomatisches System hohe Profite zu erwirtschaften.

Mehrnutzen für Verbraucher:

- *Kostenreduktion; Umweltschutz; Energieeffizienz* – Große Speicher mit großer Kapazität sind sehr nützlich in einem künftigen Smart Grid. Sie erhöhen die Effizienz der gegenwärtigen Kraftwerke durch die Vermeidung der Verwendung von Regulierungskraftwerken wenn dies nur ineffizient möglich wäre. Sie reduzieren die Kosten für die EndverbraucherInnen

²⁹ McKinsey <http://www.mckinsey.de/elektromobilitaet> (21.7. 15)

³⁰ Akzente e-Mobilitätsstudie http://www.mckinsey.de/sites/mck_files/files/akzente_12_01.pdf p.5 (21.7. 15)

auf der Seite der Batterie – da sich ihre Lebensdauer verdoppelt. Bei EndkundInnen können Batterieparcs durch die Verringerung der NetzbetreiberInnenkosten (z. B. Vermeidung des Baus neuer Kraftwerke) auch Stromrechnungskosten reduzieren. Umweltschutz ist ebenfalls ein Mehrnutzen für VerbraucherInnen, da benutzte Autobatterien an einem oder mehreren Orten zentral als Betriebsmittel gelagert, verwendet und überwacht werden, anstatt als toxischer Müll in ärmere Länder der Welt verschifft zu werden.

- *Produktbündelung* – Kunden können ihre Batterien leasen, wodurch positive Auswirkungen auf die Anschaffungskosten für Endbenutzer sowie Produktionskosten für Automobilhersteller erzielt werden, da diese mit der Wiederverwendung oder Nachnutzung ihrer alten Batterien rechnen können.

Tarifmöglichkeiten:

- *Fixiert* – Endnutzer können eine feste Gebühr für eine Batterie pro Jahr zahlen. Ältere Akkus werden ohne neue Kosten gegen neue ersetzt. Die alten werden nachgenutzt und die KundIn hat immer eine neuwertige Batterie.
- *Business-Tarif* – Ein Business Tarif kann steuernd und unterstützend auf das Wachstum von Batterieparcs einwirken.

3.5.3 Elaboration - Modellierung der Szenariodomäne

Anhand der vorangegangenen Spezifikation des Szenarios kann nun erstmals ein Modell der Domäne des Szenarios in UML erstellt und in *Abbildung 9* präsentiert werden.

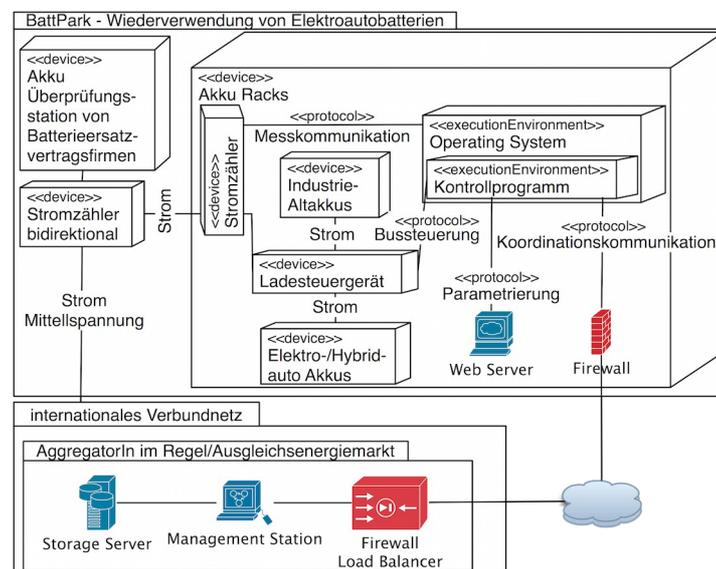


Abbildung 9: UML Deploymentdiagramm des Szenarios Wiederverwendung von Elektroautobatterien

Der in *Abbildung 9* dargestellte Entwurf eines Deploymentdiagramms zeigt Schlüsselkomponenten des Szenarios Wiederverwendung von Elektroautobatterien. Es besteht eine Mittelspannungsverbindung des internationalen Verbundnetzes in die Batterieparkanlage zu einem (oder zwei) Stromzähler, um Strom aus dem Netz abnehmen zu können, aber auch einzuspeisen. In dem Szenario wird eine Akkuüberprüfungsstation als verbundener Knoten dargestellt, in der von z. B. Batterieersatzvertragsfirmen neue Lieferungen von Akkus untersucht, kategorisiert und bereit für den Einbau in das System gemacht werden. In einem derartigen Batteriepark kann es Regale für jede Akku-Art geben. Innerhalb der Akkuregale (engl. Racks) wird der abgenommene oder zurückgespeiste Strom mit einem separaten Zähler vor den zu ladenden Akkus gemessen. Die Messdaten werden an ein Kontrollprogramm innerhalb der Ladebox übermittelt. Die Akkus in dem Regal werden über ein Ladesteuergerät durch dieses Kontrollprogramm über eine Bussteuerung geschaltet. Das Kontrollprogramm kann über einen Webserver lokal parametrisiert werden oder über einen weiteren Kommunikationskanal zu BetreiberInnen z. B. einEr AggregatorIn im Regel- oder Ausgleichsenergiemarkt über ein Koordinationsprotokoll beeinflusst werden. Die Infrastruktur der BetreiberInnen/AggregatorInnen ist zwar sehr generisch dargestellt (Firewall, Management Station und Storage Server), aber es ist auch nicht mehr zur Koordination großer Anzahlen an Batterieregalen notwendig.

Damit wurde die Domäne des Szenarios in dieser Arbeit in einem ersten Entwurf modelliert und dient als Brücke zwischen IT und Energietechnik, um die notwendigen Anforderungen an die Software zu identifizieren, die dieses System ermöglicht.

3.6 Nutzung thermischer Prozesse in Industrie, Wirtschaft, öffentlichen Gebäuden

Die vom Autor in [MLO+11 p.4] vorgestellte und in [SSM+11 p.24] veröffentlichten Beschreibung des Szenarios wurde in dieser Arbeit anhand des Fragenkatalogtemplates in *Kapitel 2.4* passend zur Weiterverwendung als Artefakt im Unified Process befunden und im Detail wie folgt beantwortet:

1:OK, 2:OK, 3:OK, 4:X, 5:OK, 6:OK, 7:OK, 8:OK, 9:OK.

Wie man an der mit „X“ gekennzeichneten Lücke sehen kann, wurden AkteureInnen als Rollen oder Personen zwar nicht genannt, sind aber implizit durch die genannten Einrichtungen (z. B.: Industrie oder öffentliche Gebäude) vorhanden. Nach dieser Analyse können fehlende Zusatzspezifikationen hier vom Autor ergänzt werden (unter Einfließen impliziten Wissens), um anschließend nach dem Unified Process im nächsten Iterationsschritt mit dem Domänenmodell fortfahren zu können.

3.6.1 Inception - Szenariospezifikation

Viele Prozesse in der Industrie oder Wirtschaft (z. B.: Kühllager, Datenzentren, Bürogebäude, Einkaufszentren, Supermarktketten) und in Gebäuden der öffentlichen Infrastruktur (z. B. Hallenbäder, Schulen, Abwasseraufbereitungsanlagen) sind träge thermische oder elektrische Prozesse, wie z. B. Heizung, Lüftung, Klima, Wasserpumpen oder Warmwasserbereitung. Üblicherweise werden derzeit

mit BetreiberInnen starker Energieverbraucher monetäre Anreize für das manuelle Abschalten elektrizitätsintensiver Prozesse festgehalten und durchgeführt, sobald das Stromnetz sich in einer Energielosigkeit befindet. Dieses Szenario beschreibt die Möglichkeiten einer Automatisierung dieser Vorgehensweise.

Die erwähnten unkritischen Prozesse können durch automatisierte Kommunikation über AggregatorenInnen koordiniert und synchronisiert zu- oder weggeschaltet werden. Die Summe dieser energieintensiven Prozesse resultiert bereits bei einer geringen Anzahl teilnehmender Unternehmen in einem großen Lastmanagementpotential. Die Koordination führt zu einer Glättung der Lastkurve und Entlastung des Netzes, wodurch das Einhalten einer vorhergesagten Lastkurve erleichtert wird. Teilnehmende Wirtschafts- und Industriebetriebe können dies prestigesteigernd bewerben bzw. für ihre KundInnen sogar als Produktbündel anbieten (z. B.: erlässt ein Datenzentrum die Hostingkosten, wenn unkritische Berechnungslasten von KundInnen nur zu koordinierten Zeiten durchgeführt werden). Die Koordination über bereits bestehende Protokolle wie beispielsweise OpenADR ist durchaus praktikabel. Das Szenario kann als farblich markierter Pfad im Szenariobaukasten in *Tabelle 17* betrachtet werden.

Tabelle 17: Markierte Strategien des Szenarios thermische Prozesse in der Industrie

Aspekte	Strategien						
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität	Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe			Erhöhung der Grundlast	Netzentlastung	Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima	Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe	Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht	Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert	Aggregation/Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale	Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern		
Automatisierung	Manuell	EndverbraucherIn Aktion benötigt			Halbautomatisch		Vollautomatisch
Verbraucher Plus	Kostenreduktion	Umweltschutz	Energieeffizienz	Produktbündelung	Prestigesteigerung		
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig	Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif

3.6.2 Klassifikationsdetails

Um ein Modell der Domäne des Szenarios erstellen zu können, folgt eine in dieser Arbeit durchgeführte szenarioabhängige Beschreibung der Klassifikationen aller in *Tabelle 17* verwendeten Strategien des Szenarios in allen Aspekten:

Energieerzeugung und -verteilung:

- *Übergreifende Netzstabilität; Netzentlastung; Lastprofilglättung* – Alle diese Strategien gehen Hand-in-Hand in diesem Szenario. Eine große Menge von potentiellen Energiespeichern wird von einem Betreiber dem Netz zur Verfügung gestellt. Es ist auch möglich, dass ein einzelner Betreiber intern eigentlich ein virtuelles Speicherkraftwerk aus vielen flexiblen Lasten betreibt.

Verbraucher- und Geräteebene:

- *Heizung, Lüftung, Klima; Industriebetriebe; Gebäudeautomation; Öffentliche Gebäude* – Dieses Szenario zielt auf große Gebäude z. B. wie gekühlte Lagerhallen, große Supermarktketten, Industrieproduktlinien mit thermischen Prozessen oder große öffentliche Gebäuden mit einem nennenswerten Energiefußabdruck.

Technische Implementierung:

- *Aggregation/ Virtuelles Kraftwerk* – Die Grundidee ist, eine große Menge an Energie in großen Gebäuden mit langsamen thermischen Prozessen, wie industriellen Umgebungen, Büros oder öffentlichen Gebäuden, zu speichern. Die Aggregation von einigen mittelgroßen oder vielen kleinen thermischen Prozessen, die mit elektrischer Energie geladen oder entladen werden, ist ein klassisches Beispiel für ein virtuelles Kraftwerk.

Automatisierungsgrad:

- *Vollautomatisch* – Das ganze System sollte durch einen Micro Grid Controller gesteuert werden. Alle Subsysteme müssen in der Lage sein, mit dem Controller zu interagieren, wobei diese vor jeder Controller-Entscheidung auch noch die Bedürfnisse der jeweiligen Anlage in Betracht ziehen müssen (vor allem, um Safety für mögliches Personal zu garantieren).

Mehrnutzen für VerbraucherInnen:

- *Umweltschutz; Energieeffizienz* – Die beschriebenen Anordnungen in diesem Szenario befassen sich mit dem Ziel, die Erzeugungsprofile dem Lastprofil des Stromnetzes anzupassen, um die Notwendigkeit für ineffiziente Bereitstellung von Regelenergiekraftwerken zu reduzieren.
- *Prestigesteigerung* – Eine Region mit einem so hoch entwickelten System und seinen Vorteilen kann interessant für ArbeitskraftnehmerInnen, ArbeitskraftgeberInnen, InvestorInnen und PolitikerInnen sein, die ihr umweltbewusstes Bild verbessern möchten.

Tarifmöglichkeiten:

- *Zeitvariabel* – In diesem Fall können die BetreiberInnen Preise und Zeitparameter vorprogrammieren und das System steuert die Prozesse automatisch innerhalb der gesetzten ökonomischen Grenzen. Eine finanzielle Entschädigung für die BetreiberInnen ist in diesem Fall wahrscheinlich.
- *Lastabhängig; Business-Tarif* – Ein lastabhängiger Tarif könnte ein Anreiz für einen Betreiber sein, die eigenen Lastspitzen zu reduzieren, zu glätten und die Produktionsprozesse anzupassen. Da große Unternehmen in der Regel bereits eigene Business-Tarife für den Stromverbrauch besitzen, können Lastabwurfvereinbarungen in den bestehenden Verträgen leicht aufgenommen werden.

3.6.3 Elaboration - Modellierung der Szenariodomäne

Anhand der vorangegangenen Spezifikation des Szenarios kann nun erstmals ein Modell der Domäne des Szenarios in UML erstellt und in *Abbildung 10* präsentiert werden.

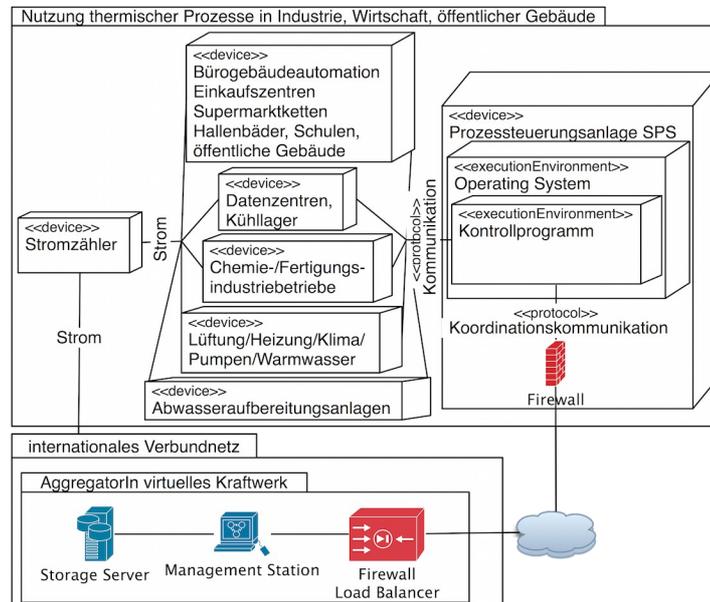


Abbildung 10: UML Deploymentdiagramm des Szenarios Nutzung thermischer Prozesse in Industrie, Wirtschaft und öffentlichen Gebäuden

Der in *Abbildung 10* dargestellte Entwurf eines Deploymentdiagramms zeigt Schlüsselkomponenten des Szenarios Nutzung thermischer Prozesse in Industrie, Wirtschaft und öffentlichen Gebäude. Es besteht einerseits die übliche Verbindung vom Stromnetz in die Anlage zu einem Stromzähler, an dem die potentiellen Geräte hängen, deren Prozesse für das Szenario relevant sind. Andererseits wird zusätzlich eine Kommunikationsverbindung zwischen einer (wahrscheinlich bestehenden) Prozesssteuerungsanlage und teilnehmender Komponenten dargestellt. Die Liste dargestellter Verbraucher ist selbstverständlich branchenspezifisch und wird hier nur beispielsweise mit typischen Geräten oder Anlagen mit beeinflussbaren Prozessen dargestellt. Das als Speicherprogrammierbares System (SPS) dargestellte Gerät könnte auch ein eigenes Gerät sein, mit dessen Hilfe ein darauf laufendes Kontrollprogramm Flexibilitäten durch mehr Information und ein größeres Gesamtbild nutzbar macht. Die Systemgrenzen des Kontrollprogramms sind nicht die gesteuerten Lasten, sondern beziehen auch Notsituationen des internationalen Verbundnetzes mit ein. Das dargestellte Kontrollprogramm kann durch Kommunikation mit z. B.: einer/einem AggregatorIn innerhalb einer Bilanzgruppe die Prozesse vollautomatisch in freigegebenen Rahmen koordinieren. Die Infrastruktur der AggregatorInnen ist zwar sehr generisch dargestellt: Firewall, Management Station und Storage Server, aber es ist auch nicht mehr zur Koordination kleiner Anzahlen an energiestarker Prozesse notwendig. Damit wurde die Domäne des Szenarios in dieser Arbeit in einem ersten Entwurf modelliert und dient mit den verwendeten Netzwerkdiagrammaspekten als Verbindung zwischen den Disziplinen

der Informationstechnologie und Energietechnik, entlang derer nun in Reverse Engineering Manier informiert zurückgearbeitet werden kann, um die notwendigen Anforderungen an Software zu identifizieren, die dieses System ermöglicht.

3.7 Offen erweiterbare intelligente Stromzähler für soziale Internetapplikationen

Die vom Autor in [MLO+11 p.4f.] vorgestellte und in [SSM+11 p.24f.] veröffentlichten Beschreibung des Szenarios wurde in dieser Arbeit anhand des Fragenkatalogtemplates aus *Kapitel 2.4* nach der Erweiterung um fehlende Zusatzspezifikationen als passend zur Weiterverwendung als Artefakt im Unified Process befunden und im Detail wie folgt beantwortet:

1:OK, 2:X, 3:X, 4:OK, 5:OK, 6:OK, 7:OK, 8:X, 9:X.

Wie man an den mit „X“ gekennzeichneten Lücken sehen kann, wurden einerseits die systemabgrenzenden und beschreibenden Fragen und andererseits die Technikdetail-Fragen bezüglich Schnittstellen und Protokolle nicht ausreichend beschrieben (z. B.: wird nur implizit ein Gesamtsystem durch Gamification beschrieben, aber nicht explizit die Auswirkung auf das Stromnetz erwähnt). Nach dieser Analyse können fehlende Zusatzspezifikationen hier vom Autor ergänzt werden (unter Einfließen impliziten Wissens), um anschließend nach dem Unified Process im nächsten Iterationsschritt mit dem Domänenmodell fortfahren zu können.

3.7.1 Inception - Szenariospezifikation

Private EndverbraucherInnen nutzen täglich soziale Netzwerke im Internet, um mit Freunden und Personen mit ähnlichen oder unterschiedlichen Interessen verbunden zu sein. Diese Netzwerke nutzen Technologien des Internet of Things (IoT), um beispielsweise Daten von Geräten (z. B.: das Gewicht der Waage in Twitter zur Motivation, die Route eines Fahrradtrips mit FreundInnen, die Blutdruck oder Insulinwerte mit Leuten der gleichen Erkrankung) anzuzeigen. Die Mess- oder Statuswerte können dabei durch unterschiedlichste AnbieterInnen in verschiedensten Medien (z. B.: Internet, Smartphones) mit verschiedenen Zwecken dargestellt werden und den EndverbraucherInnen damit einen Mehrnutzen bieten, den sich die MessgeräteherstellerInnen zu Produktionszeiten ihrer Geräte nicht träumen hätten wagen. All diese Technologien sind möglich, da die GeräteherstellerInnen öffentlich verfügbare „Application Programming Interfaces“ (APIs) zur Verfügung stellen.

Um Smart Grids Geräte, wie beispielsweise intelligente Stromzähler (engl. Smart Meter), für soziale „Web 2.0“ Anwendungen freizugeben, müssen diese ebenfalls eine öffentliche API für ProgrammiererInnen zur Verfügung stellen. Da es noch nicht vorhersehbar ist, dass in den nächsten 5-10 Jahren Anwendungen direkt auf Smart Metern laufen werden, muss ein neues Gerät, eine Art Smart-Home-Gateway die Verbindung zwischen Internet und Smart Meter überbrücken.

EntwicklerInnen und EndverbraucherInnen verbinden ihre Smart-Grids-Anwendungen nach Wunsch über sichere Authentifizierungsprotokolle miteinander (obwohl hier unsichere Infrastruktur wie das

Internet genutzt werden kann) und ermöglichen damit eine Welt neuer Ideen: einstellbare Energieverbrauchüberwachung, wettbewerbsbasierte Energiespargemeinschaften, optionale Forschungsprojektteilnahme oder spielbasierte Effizienzsteigerungsduelle sind nur einige der Beispielanwendungen³¹, die sich dank einer öffentlich zugängigen Schnittstelle sofort ergeben und dem Stromnetz durch Erhöhung der Stabilität, Entlastung der Netze und Glättung von Verbrauchsprofilen wieder zu Gute kommen. Da hier EndkundInnen personenbezogene Daten an DrittanbieterInnen für ihre Services zur Verfügung stellen, ist es wichtig, nicht nur die Kommunikation von Beginn an sicher zu gestalten, sondern auch für Verschlüsselung der Daten zu sorgen und unauthorisierte Zugriffe bereits an der API-Schnittstelle zu verhindern. Das Szenario kann als farblich markierter Pfad im Szenariobaukasten in *Tabelle 18* betrachtet werden.

Tabelle 18: Markierte Strategien des Szenarios Smart Meter API

Aspekte	Strategien						
Energieerzeugung und -verteilung	Übergreifende Netzstabilität	Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe			Erhöhung der Grundlast	Netzentlastung	Lastprofilglättung
Verbraucher- und Geräteebene	Haushaltsgeräte	Heizung, Lüftung, Klima	Elektrofahrzeuge	Industriebetriebe	Gebäudeautomation	Öffentliche Gebäude	Energieerzeugungsgeräte
Technische Implementierung	EndverbraucherInnen Aktion auf Nachricht	Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert	Aggregation/Virtuelles Kraftwerk	Gerät reagiert auf Netzsignale	Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherInnen programmierten Parametern		
Automatisierung	Manuell	EndverbraucherIn Aktion benötigt			Halbautomatisch	Vollautomatisch	
Verbraucher Plus	Kostenreduktion	Umweltschutz	Energieeffizienz	Produktbündelung	Prestigesteigerung		
Tarifmöglichkeiten	Fixiert	Variabel	Zeitvariabel	Lastabhängig	Kursabhängig	Rabatt	Business-Tarif

3.7.2 Klassifikationsdetails

Um ein Modell der Domäne des Szenarios erstellen zu können, folgt eine in dieser Arbeit durchgeführte szenarioabhängige Beschreibung der Klassifikationen aller in *Tabelle 18* verwendeten Strategien des Szenarios in allen Aspekten:

Energieerzeugung und -verteilung:

- *Übergreifende Netzstabilität; Netzentlastung; Lastprofilglättung* – Durch die einfache Verteilung von Anwendungen über das Internet eröffnet dieses Szenario breit gefächerte Möglichkeiten für Community-basierte Spiele, die Energieeinsparungen fördern. Spiele mit Anreizsystemen, wie beispielsweise ein Ruf/Karma basierend auf der Pflege des Stromnetzstatus, kann diese Technologie ein erhöhtes Bewusstsein der Kunden von aktuellen Hausstromverbrauchsdaten schaffen oder die Daten für weitere Dienste anbieten und damit zur Lastprofilglättung, der Netzentlastung und der Netzstabilität beitragen.

Verbraucher- und Geräteebene:

- *Haushaltsgeräte; Heizung, Lüftung, Klima* – Private StromverbraucherInnen können meist Einfluss auf ihre Verwendung von Haushaltsgeräten nehmen und über die Verwendung von Heizung, Lüftung und Klima abhängig von notwendigem Komfort entscheiden. Das Social-

³¹ Browser Spiel Power Matrix von Siemens <http://www.powermatrixgame.com/de/> (21.7. 15)

Web kann Anreize für die privaten Kunden schaffen, ihre Geräte anders zu verwenden. Der Aufruf zu einem gleichzeitigen Verwenden oder Nicht-verwenden ist hier erst der Anfang.

Technische Implementierung:

- *EndverbraucherInnenaktion auf Nachricht; Gerät warnt, EndverbraucherIn reagiert; Aggregation/ Virtuelles Kraftwerk* – Die technische Umsetzung auf der Kundenseite ist mühe-los. Ein geschaffenes Spiel kann z. B. echte Short Message System (SMS)-Nachrichten oder virtuelle Erfahrungspunkte für SpielerInnen vergeben. Diese können durch das Spiel zu einem umweltverträglicheren oder Lastmanagement-unterstützenden Verhalten erzogen werden. Als Betreiber ist ein intelligenter Stromzähler vorteilhaft, da dieser eine Kontrolle der Umsetzung in einem Spiel ermöglicht. Umgekehrt können sich stromintensive Geräte bei der SpielerIn melden und darauf aufmerksam machen, sie abzuschalten. Dies erhöht die Interaktionsfrequenz mit dem System und bindet damit die NutzerInnen stärker. Eine SystembetreiberIn kann Meldungen und Anreize an SpielerInnen in Teilbereichen des Netzes senden, auf die aggregierten Reaktionen warten und damit das System als virtuelles Kraftwerk betreiben.

Automatisierungsgrad:

- *Manuell; EndverbraucherInnenaktion benötigt; Halbautomatisch* – Eine Automatisierung in Privathaushalten ist zwar möglich, aber bei den üblichen Social-Web-2.0-NutzerInnen ist ein manuelles Handeln gefordert. Für diese Strategie bedeutet dies, dass eine BetreiberIn eine Zeitverzögerung berücksichtigen muss. Dies kann aber durch eine große Anzahl von BenutzerInnen und dementsprechend hohen Anreizen oder ansprechenden Designs der Anwendung kompensiert werden.

Mehrnutzen für VerbraucherInnen:

- *Kostenreduktion; Umweltschutz; Energieeffizienz; Produktbündelung; Prestigesteigerung* – Ein spielerischer Ansatz der Einbindung von KundInnen und deren FreundInnen kann ein Wettetern hervorrufen, ihre Energiekosten zu senken, was dazu beiträgt, die Umwelt zu schützen. Sind Gruppen groß genug, kann eine BetreiberIn die Energieeffizienz steigern, z. B. durch hilfreiche Ratschläge, aktuelle Monitoring-Daten oder Warnmeldungen bei extremen Trendänderungen.

Tarifmöglichkeiten:

- *Fixiert; Variabel; Zeitvariabel; Lastabhängig; Kursabhängig; Rabatt* – Das Social-Web-2.0-Szenario funktioniert mit den meisten Tarifstrategien. Da es sich vor allem um Privatkunden handelt, wurden Business-Tarife hier ausgeschlossen. In jedem der anderen Strategien kann der Tarif das Szenario verbessern oder unterstützen, ist aber nicht direkt korreliert mit dem Erfolg für den/die einzelnEn KundIn oder BetreiberIn.

3.7.3 Elaboration - Modellierung der Szenariodomäne

Anhand der vorangegangenen Spezifikation des Szenarios kann nun erstmals ein Modell der Domäne des Szenarios in UML erstellt und in *Abbildung 11* präsentiert werden.

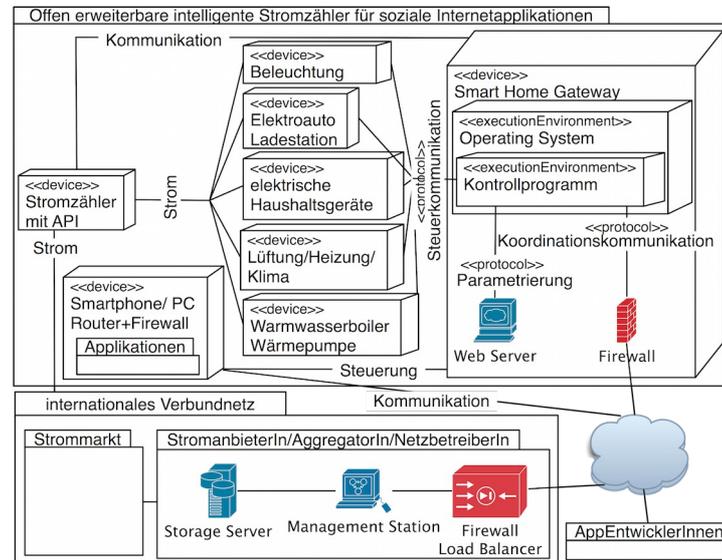


Abbildung 11: UML Deploymentdiagramm des Szenarios offene, erweiterbare Stromzähler für soziale Internetapplikationen

Der in *Abbildung 11* dargestellte Entwurf eines Deploymentdiagramms zeigt Schlüsselkomponenten des Szenarios offene erweiterbare Stromzähler für soziale Internetapplikationen. Es besteht die klassische Verbindung des internationalen Verbundnetzes in eine Wohneinheit (z. B.: Haus) zu einem Stromzähler. Innerhalb der Wohnung ist der abgenommene Strom mit Geräten im Haushalt z. B.: mit der Heizung Lüftung Klimaanlage verbunden, die wiederum gesteuert werden von einem Kontrollprogramm in einem neuen Smart Home Gateway. Der Smart Home Gateway stellt die Kommunikationsbrücke zwischen API eines intelligentem Stromzählers, den zu steuernden Geräten und Programmen „Apps“ auf Smartphones oder PC als steuernde Geräte dar. Der Smart Home Gateway wird mit der öffentlichen Schnittstelle verbunden. Die Steuerkommunikation zu den Geräten im Haushalt kann verkabelt über Bussysteme (z. B.: KNX) oder kabellos (z. B.: ZigBee) erfolgen und die Kommunikation zwischen Smartphone und Smart Home Gateway ist voraussehbar im lokalen WiFi-Netzwerk oder über das Mobilfunknetz und je nach Applikation möglicherweise noch unter Einbeziehung von Firmenservern der ApplikationsentwicklerInnen (z. B.: bei komplexen Berechnungen, die dorthin ausgelagert werden, oder proprietären Teilsystemen der App, die nicht integriert und verteilt werden sollen). EntwicklerInnen kennen die öffentliche API Schnittstelle des Smart Meter, die der Smart Home Gateway anbietet, und entwickeln ihre Apps mit den damit erhaltenen Daten bzw. Steuermöglichkeiten. Die Apps können sich KundInnen installieren und geben damit der App die notwendige Berechtigung auf die personenbezogenen Daten zuzugreifen und das Kontrollpro-

programm in dessen Steuerung innerhalb vorgegebener Parameter zu beeinflussen. Das Kontrollprogramm kann über einen Webserver lokal parametrisiert werden (z. B.: das Licht soll sich bei Dämmerung einschalten, wenn das Smartphone zu Hause ist) oder über einen weiteren Kommunikationskanal zu AggregatorInnen über ein Koordinationsprotokoll beeinflusst werden. Die Infrastruktur der AggregatorInnen ist zwar sehr generisch dargestellt: Firewall, Management Station und Storage Server, aber es ist auch nicht mehr zur Koordination großer Anzahlen an Geräten in Haushalten notwendig (z. B.: EndkundInnen laden sich eine Earth-Day-App auf ihr Smart-Phone, die über den Smart-Home-Gateway dafür sorgt, dass am Earth-Day zwischen 20:00 und 21:00 die Beleuchtung gedimmt oder ausgeschaltet wird).

Damit wurde die Domäne des Szenarios in dieser Arbeit in einem ersten Entwurf modelliert und dient als Verbindung zwischen IT und Energietechnik, um die notwendigen Anforderungen an die Software zu identifizieren, die dieses System ermöglicht.

4. Grobbewertung und Auswahl

In *Kapitel 2.5* und *Kapitel 3* wurde eine Vielzahl an Szenarien von Smart-Grid-Lastmanagementanwendungsfällen vorgestellt, beschrieben und weiterentwickelt. Die für Österreich durch ExpertInnen in einem Workshop durchgeführte Bewertung dieser Szenarien aus *Tabelle 3* bis *Tabelle 18* wurde vom Autor in [MLO+11 p.5] einleitend vorgestellt und in [SSM+11 p.25, MOS+13 p.17] verfeinert veröffentlicht. Die dort präsentierten Bewertungsdaten werden zur Grobbewertung und Auswahl erfolgversprechender Szenarien in diesem Kapitel der vorliegenden Arbeit verwendet. Dieses Kapitel präsentiert die erfolgreiche Auswahlmethode der Szenarien, aber hinterfragt auch kritisch mögliche Entscheidungen, die für eine neue Wahl von Szenarien in Zukunft bedacht werden können.

4.1 Grobbewertung der Szenarien

Wie in [MLO+11, SSM+11] veröffentlicht, wurde in Workshops mit DomänenexpertInnen eine Bewertung aller Szenarien in vier gleichwertigen Kriterien durchgeführt. Zur Evaluierung wurden vier gleichgewichtete Kriterien jedes Szenarios herangezogen. Diese wurden ausgewählt, da damit unterschiedliche Sichtweisen eines Lastmanagementszenarios betrachtet werden:

- *Nachhaltigkeit*: Positive und negative Effekte wurden von ExpertInnen bezüglich ökologischer, ökonomischer und sozialer Nachhaltigkeitskriterien ohne detailliertere Analyse diskutiert und eingeschätzt.
- *Lastmanagementpotential*: Der mögliche technische Beitrag zu Lastmanagement bezogen auf zusätzlich mögliche Erneuerbare bzw. Energiesparmaßnahmen wird eingeschätzt (ein hoher Wert besagt, ein Blackout kann vermieden oder Lastspitzen reduziert werden können).
- *Marktpotential in zehn Jahren*: Es soll in Österreich möglich sein, das Szenario in zehn Jahren wirtschaftlich oder technisch erfolgreich zu realisieren.
- *Innovationsgrad*: Die Bekannt- oder Neuheit der Szenarioidee in internationalen Forschungskreisen der Domäne Lastmanagement wird aufgrund von Erfahrungen abgeschätzt.

Die in [MLO+11, SSM+11] durchgeführte Bewertung in den Graden niedrig: 0,2, niedrig-mittel: 0,4, mittel: 0,6, mittel-hoch: 0,8, hoch: 1,0 wurde ebd. auch in Zahlen ausgedrückt und als Gesamtbewertung multipliziert. Daraus ergibt sich die wichtige *Tabelle 19*, wie vom Autor dieser Arbeit be-

reits in [MLO+11 p.5, SSM+11 p.25, MOS+13 p.17] veröffentlicht und soll an dieser Stelle in dieser Arbeit als Workshop-ExpertInnen Input für die Entscheidungsgrundlage zur Auswahl gut bewerteter Szenarien dienen und die weitere Vorgehensweise in ihrer Argumentation stützen.

Tabelle 19: Grobbewertung bestehender und noch nicht umgesetzter Szenarien, Quelle: [MLO+11 p.5, SSM+11 p.25, MOS+13 p.17]

Elektrische Fahrzeuge	1	0,8	0,2	0,6	0,096
Building to Grid	0,8	0,8	0,8	0,4	0,205
Intelligente Stromzähler	0,4	0,4	0,2	0,2	0,006
Consumer to Grid Automatisierung	0,6	0,4	1	0,4	0,096
Micro Grid für Gebäude mit PV Erzeugung	0,4	0,8	0,8	0,6	0,154
Micro Grid für Gemeinden	0,8	0,8	0,6	0,6	0,230
AkkuGrid: Kopplung bestehender Akkus	0,2	0,4	0,2	1	0,016
Kabelloses Akku-Laden als Service	0,2	0,4	0,2	0,4	0,006
BattPark - Weiterverwendung von e-Auto Batterien	0,6	0,6	0,6	1	0,216
Nutzung thermischer Prozesse der Industrie, Wirtschaft, öffentlichen Gebäuden	0,6	0,6	0,6	0,2	0,043
Offen erweiterbare intelligente Stromzähler für soziale Internetapplikationen	0,2	0,6	0,2	1	0,024

4.2 Auswahl der Szenarien

Eine erste Evaluierung der vier gleichwertigen Kriterien in [MLO+11] zeigt, dass einige Szenarien gesamt besser bewertet sind als andere. Wie man deutlich aus *Tabelle 19* sehen kann, sind die farblich grün markierten Szenarien: *Building to Grid*, *Micro Grid für Gebäude mit PV Erzeugung*, *Micro Grid für Gemeinden* und *Weiterverwendung von e-Auto Batterien* am höchsten bewertet ($>0,15$) und damit die vielversprechendsten in Österreich innerhalb der folgenden 5-10 Jahre, zumindest aus Sicht von [MLO+11], die als ExpertInnen diese Schranken definiert haben. In dieser Arbeit werden nur die vier vielversprechendsten Szenarien weiter betrachtet. Die gut bewerteten ($>0,08$), jedoch bereits in der Forschung befindlichen Szenarien *Elektrische Fahrzeuge* (besonders die Szenariovariante *Grid2Vehicle*), und *Consumer to Grid Automatisierung* (im Speziellen das Szenario IRON) werden mit dem Verweis auf die jeweiligen Forschungsprojekte hier nicht detaillierter beschrieben.

Entsprechend der in *Kapitel 1.4 Aufbau und Methodik* werden die vier ausgewählten Ausgangsszenarien in einem weiteren Iterationsschritt des Unified Process im folgenden *Kapitel 5 Organisatorische Analyse von Lastflexibilitäten* verfeinert beschrieben und dienen, wie in *Abbildung 1* gezeigt, unter anderem als Input für die *Ökonomische Analyse von Lastflexibilitäten* in *Kapitel 6* und die *Technische Analyse von Lastflexibilitäten* in *Kapitel 7*.

4.3 Kritische Bewertungsbetrachtung

Durch das Zerteilen von Szenarien in Aspekte und Strategien konnten in [MLO+11, SSM+11, MKL+11] Szenarien textuell in vier Kriterien durch Grade bewertet werden. Die in dieser Arbeit angewendete Vorbewertung durch Multiplikation aller gleich gewichteten Sichtweisen der Spalten in *Tabelle 19* ist nur eine Art vorzugehen, um ein Szenario als erfolgreich auszuwählen. Ein stark innovatives Szenario kann beispielsweise durch einen hohen Faktor als gut bewertet werden, während eine etablierte, kostengünstig produzierbare Technologie mit wenig Innovation wiederum einen stärkeren Einfluss auf die Bewertung des Marktpotentials in 10 Jahren hatte. Dadurch kann eine Pattsituation der zwei Szenarien entstehen, wobei UnternehmerInnen oder politische EntscheidungsträgerInnen bereits vorab ein mehr oder weniger innovatives Szenario bevorzugen, dies aber hier noch nicht als wertender Faktor in die Berechnung einfließt. Für ökonomische Betrachtungen ist ein wenig innovatives Szenario sehr relevant, da der Forschungs- und Entwicklungsaufwand gering ist und es damit schnell eingeführt werden kann. Eine Gewichtung der vier ausgewählten Kriterien oder ein Einführen zusätzlicher Kriterien wäre beispielsweise denkbar, aber nicht im Fokus dieser Arbeit.

Im Zuge von [MOS+13] wurden 25 externe ExpertInnen zu den gewählten Szenarien befragt und gaben Feedback bezüglich der Weiterentwicklung der Anwendungsfälle. Es wurde dabei deutlich, dass ökonomische Überlegungen alle Anderen überwiegen. Der Autor dieser Arbeit nimmt an, dass von den befragten ExpertInnen davon ausgegangen wurde, dass ökologische, technische und soziologische Herausforderungen bereits in den Szenarien gelöst wurden und nur noch eine ökonomische Realisierung bevorsteht. Diese Überlegung sollte besonders bei der Schaffung von Rahmenbedingungen zur flexiblen Nutzung von Lasten beachtet werden, denn gerade die ökonomische Seite wird durch die Industrie oder umsetzende Unternehmen im Produktentwicklungsprozess automatisch gelöst (ohne wirtschaftlichen Nutzen für das Unternehmen – wird es kein Produkt am Markt geben). Als starkes Hemmnis automatisierten Lastmanagements zeigt sich neben der unregulierten Bepreisung auch die Ungewissheit der rechtlichen Lage für potentielle BetreiberInnen virtueller Kraftwerke als FlexibilitätsoperatorInnen (Treuhanderverpflichtungen vs. kritische Infrastrukturerhaltungsaufgaben) und fehlende Bewusstseins-schaffung über die Problematiken in der Bevölkerung („Warum muss ich meine Flexibilitäten zur Disposition stellen, wenn es bis jetzt auch ohne gegangen ist?“). Hier ist vor allem Aufklärungsarbeit zu leisten und der Bildungsauftrag zur derzeitigen Situation des Stromnetzes von relevanten Stellen (Schulen und Medien) wahrzunehmen.

Durch die technischen Weiterentwicklungen parallel zu dieser Arbeit, sollten die sieben verbleibenden Szenarien allerdings eine neue Gewichtung erhalten. So sollte bei „Intelligenten Zählern“ Lastmanagementpotential und bei „Elektrische Fahrzeuge“ die Innovation abgewertet werden, da es in dieser Richtung viele neue Erkenntnisse bzw. Entwicklungen gibt. Für das Lastmanagementpotential im Bereich der „Nutzung thermischer Prozesse der Industrie“ sollte eine Aufwertung und für Marktpotential eine Abwertung erfolgen, da das Potential sehr hoch, jedoch der Markt eher klein ist. Für die „Smart-Meter-API“ wird eine Abwertung der Innovation nötig sein, um den letzten Entwicklungen genüge zu tun. All dies spricht dafür, dass ein geschaffener Szenariobaukasten zwar fix sein

kann, aber die resultierenden Szenarien sich dynamisch verändern und immer wieder beleuchtet werden sollen.

Die folgende organisatorische Analyse dient in [MOS+13] als Grundlage für Empfehlungen und kann außerdem für die Entstehung von Rahmenbedingungen genutzt werden, die es in Österreich ermöglichen sollen, Demand Response mit hohem Wirkungsgrad in Smart Grids zu betreiben.

5. Organisatorische Analyse von Lastflexibilitäten

Ziel dieses Kapitels ist eine organisatorische Beschreibung der ausgewählten, für Österreich innerhalb der folgenden 5-10 Jahre vielversprechendsten Szenarien. Die Auswahl der Szenarien in *Kapitel 4.2* wurde vom Autor bereits zur Smart Grids Week 2011³² [MKL+11] und auf der IEEE Africon 2011 [MLO+11] vorgestellt und soll in dieser Arbeit detailliert betrachtet werden: *Building to Grid*, *Micro Grid für Gebäude mit PV Erzeugung*, *Micro Grid für Gemeinden* und *Weiterverwendung von e-Auto Batterien*. Die bereits in der Forschung befindlichen Szenarien: *Elektrische Fahrzeuge*, *DRAS* und *Consumer to Grid Automatisierung* sind ebenfalls gut bewertet und als solche erwähnenswert, werden aber hier nicht weiter analysiert.

Dieses Kapitel ist der zweite Iterationsschritt (die Elaborationsphase) zu einer Use-Case-Beschreibung bzw. Zusatzspezifikation im Unified Process nach den bereits angeführten Klassifikationsdetails vorangegangener Unterkapitel. In diesem Kapitel werden die vier ausgewählten Szenarien auf ihre organisatorischen Details analysiert. Dazu wird das Szenario durch bekannte Smart-Grid-Symbole illustriert und kurz beschrieben. Nachdem für den Prozess der Erforschung, Auffindung und Ausarbeitung wohl nichts wichtiger ist, als Fragen zu stellen [GBM10 p.27], werden die Kernelemente jedes Szenarios durch die Beantwortung von Fragen vorgestellt. Hierzu wird mit dem *Game Storming* Kreativitätsinstrument, sogenannter „*W-Fragen*“, ähnlich der 7 W-Fragen des Projektmanagements³³ gearbeitet. Die Beantwortung hilft, um bei der Beschreibung der jetzigen Situation eines Basisszenarios die realen Umstände zu berücksichtigen. In einer abschließenden Detailbeschreibung der Szenarien in 5-10 Jahren werden konkrete Maßnahmen in jedem Aspekt und jeder Strategie des Szenarios systematisch als Erweiterung oder Änderung zum Basisszenario beschrieben, um den Idealzustand des umgesetzten Szenarios erreichen zu können.

³²Smart Grids Week 2011 <http://www.energiesystemederzukunft.at/results.html/id6348> (21.7. 15)

³³Die 7 W-Fragen des Projektmanagements nach Stefan Hagen <https://www.openpm.info/display/openPM/7+W-Fragen+des+Projektmanagements> (21.7. 15)

Erst durch eine Festlegung von Szenariorahmenbedingungen zu jedem der vier ausgewählten Szenarien ist eine Schärfung der Systemgrenzen möglich. Folgende aufgelistete Szenariosystemgrenzen werden in Unterkapiteln dieses Kapitels der Elaborationsphase detailliert beschrieben:

- *Micro Grid für Gebäude mit PV Erzeugung*: In den folgenden Szenariobeschreibungen wird von einem Einfamilienhaus ausgegangen, dessen Ausstattung ein Mindestmaß beeinflussbarer Verbraucher wie z. B.: Wärme-, Umwälzpumpe, Boiler, Kühl-, Gefrierschrank beinhaltet.
- *Micro Grid für Gemeinden*: Die folgenden Betrachtungen finden am Beispiel einer kleinen Gemeinde mit 1.200 EinwohnerInnen statt. Ab- und Frischwasserversorgung (aber nicht die Integration öffentlicher Gebäude oder Beleuchtung) wurden zur aktiven Lastverschiebung berücksichtigt.
- *Building to Grid*: Ausschließlich funktionale Gebäude mit bestehender Haustechnik (einem Gebäudeautomationssystem) werden betrachtet.
- *BattPark – Weiterverwendung von e-Auto Batterien*: In den folgenden Betrachtungen wird die ausschließliche Nutzung von Elektro-Hybridautobatterien unter 70 % Kapazität vorausgesetzt, als auch die notwendige Errichtung des Batterieparks als Speicherkraftwerk (und nicht die Umwandlung kostengünstiger vorhandener Nutzflächen).

Wie in *Abbildung 1* gezeigt, fließt einerseits durch die Präsentationen der Szenarien vor ExpertInnen deren Feedback in diese Arbeit ein, aber andererseits dient die organisatorische Analyse der Lastflexibilitätsszenarien nicht nur in folgenden Kapiteln als Grundlage für eine in dieser Arbeit durchgeführte technische und ökonomische Analyse, sondern dient in [MOS+13] als szenariospezifische Grundlage zur Erstellung der soziologischen und ökologischen Analyse, der Abhaltung von Fokusgruppenworkshops und Nennung von derzeit potenziellen IndustriepartnerInnen je Szenario und variablem Subszenario.

5.1 Elaboration – Szenario Building to Grid (B2G)

Gebäude, vor allem Bürogebäude, Hotels, usw. – auch funktionale Gebäude genannt – benötigen große Mengen an Energie, um betrieben zu werden. Diese Energie wird zum Großteil durch das Stromnetz bezogen, um z. B.: Lüftungen, Heizung, Klima, Warmwasser gesamter Passivhäuser zu speisen. Diese Prozesse sind thermische Kapazitäten, die Energie für unterschiedlich lange Zeiten speichern können. Die elektrischen Verbraucher werden in funktionalen Gebäuden bereits jetzt durch Gebäudeautomationsanlagen gesteuert – also als elektrische Speicher geladen oder entladen – aber es findet noch keine Kommunikation oder Koordination mit dem Stromnetz statt. Dadurch muss das Stromnetz jederzeit mit dem vollen Verbrauch oder keinem Verbrauch rechnen und auch demnach konzipiert werden. Durch eine Nachrüstung der zentralen Gebäudeautomation mit Kommunikationsfähigkeiten zum Stromnetz kann dieses elektrische Verbraucher in Gebäuden indirekt beeinflussen. Bei einem voraussichtlichen Überschuss oder Mangel an Kapazitäten im Stromnetz wird die Gebäudeautomation davon informiert und die Geräte dementsprechend erst später oder bereits vor einem

Mangel gestartet. Die Gebäudeautomation stellt aber immer sicher, dass die BewohnerInnen ohne Komfortminderung leben und arbeiten können. Der erzielte Effekt durch diese temporale Verschiebung der vorhersehbaren Lasten in Zeiten mit weniger Verbrauch wird „Erhöhung der Grundlast“ genannt, da das Stromnetz dadurch weniger Fluktuation und höhere Planbarkeit erfährt.

In *Abbildung 12* sollen die Wirkungsbereiche des Szenarios Building to Grid mit den branchenbekannten Smart-Grid-Icon-Symbolen³⁴ des OFFIS aus Oldenburg illustriert werden. Es wird einerseits als Basisszenario das Gebäude vom bisherigen Stromnetz versorgt und andererseits im Smart-Grid-Szenario in 5-10 Jahren zusätzlich Strom vom Gebäude in das Netz rückgespeist, als auch Daten bidirektional ausgetauscht, um Endgeräte, Licht, Heizung, Lüftung, Klima oder Ventilation mit dem Smart Grid orchestriert betreiben zu können.

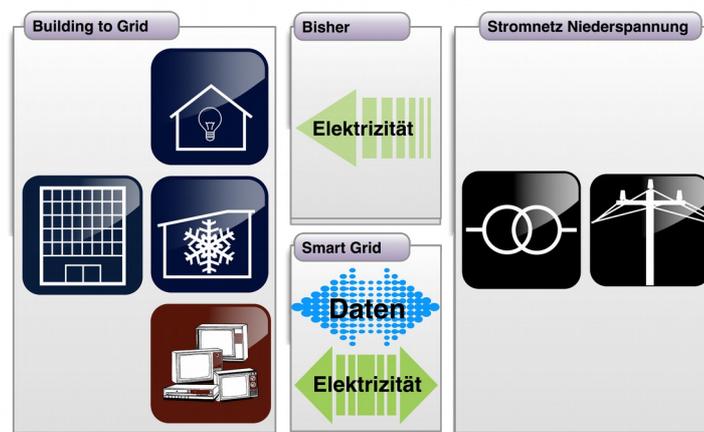


Abbildung 12: Illustration des Szenarios Building to Grid

5.1.1 Präsentation der Szenario-Kernelemente

Um die Organisation des Szenarios den TeilnehmerInnen eines außerhalb dieser Arbeit (vgl. *Abbildung 1*) stattgefundenen Fokusgruppenworkshops grafisch als Film³⁵ präsentieren und erklären zu können, wurden die Kernelemente in diesem Unterkapitel mittels der Kreativitätstechnik der W-Fragen herausgearbeitet. In diesem Szenario sind funktionale Gebäude mit etwas Intelligenz als virtueller Speicher ausgestattet, um an das zukünftige Smart Grid angeschlossen werden zu können.

Woher kommt das Problem?

Steigende Bevölkerungszahlen und wachsender Stromverbrauch durch elektrische Geräte in Gebäuden einerseits, stark schwankende, verteilte, zukünftige erneuerbare Stromerzeugung, die einen steuerbaren Stromverbrauch benötigt, andererseits, sind ein Problem für das heutige Stromnetz.

³⁴Smart-Grid-Symbole, Teile davon Copyright © 2010, 2012, 2013 by John Egan (Thanks, for reuse rights in this thesis John!) <https://www.graffletopia.com/stencils/584> (21.7. 15)

³⁵ Meisel, M.; Kupzog, F.; FILM: Smart Response, Intelligentes Lastmanagement – eine chance für das energienetz, 2012 <http://energyit.ict.tuwien.ac.at/data/SmartResponse/SmartResponseFilm.html> (21.7. 15)

Warum ist das ein Problem?

Der steigende Verbrauch kann irgendwann nicht mehr ohne Ausbau der Stromleitungsinfrastruktur gedeckt werden. Da Einspeisung erneuerbarer Energien stark verteilt passiert, ist das Verteilnetz zusätzlich belastet und in einigen Regionen [BLB+10] weitere erneuerbare Einspeisung nicht möglich.

Weshalb ist Handlungsbedarf notwendig?

Weltweit wird mit aller Anstrengung versucht, den globalen Klimawandel zu bremsen, indem CO₂ Ausstoß reduziert wird, in der Hoffnung, dass der Temperaturanstieg langsamer fortschreitet. Es wird versucht, die wachsende Weltbevölkerung immer besser zu versorgen, die Umwelt weniger zu belasten, Kosten zu reduzieren und Arbeitszeit zu sparen, um die Lebensqualität zu verbessern.

Wie wird das Problem in diesem Szenario gelöst?

Beeinflussbare Lasten helfen, CO₂-intensive Gas- oder Kohlekraftwerke als Backup- und Ausgleichskraftwerke zu entlasten und dadurch den CO₂-Ausstoß zu vermeiden. In diesem Szenario wird durch Kommunikation zwischen vorhandenen Gebäudeautomationsanlagen, die den Stromverbrauch von Lasten im Gebäude steuern, und dem Stromnetz versucht, letzteres dadurch zu entlasten, dass die vorhersehbaren Prozesse im Gebäude zeitlich mit dem Stromnetz koordiniert werden und dadurch die vorhersehbare Grundlast erhöht wird.

Wo findet alles statt?

Dieses Szenario kann man in funktionalen Gebäuden jeder Größe umsetzen. Vorhandene Gebäudeautomationsanlagen erleichtern eine Umsetzung. Bei kleinen Gebäuden ist es notwendig, eine große Zahl von ihnen zu aggregieren, um im Verbund (virtuelles Kraftwerk) eine Auswirkung auf das Stromnetz zu erreichen.

Wer ist betroffen?

Betroffen sind die NetzbetreiberInnen, die dadurch enorme Kosten sparen und die EigentümerInnen oder BetreiberInnen, die entweder für die Integration der notwendigen Kommunikationsanbindung oder für die Bereitstellung ihrer berechenbaren Kapazitäten entschädigt werden.

Wohin kommen neue Technologien?

Möglicherweise sind vorhandene Gebäudeautomationsanlagen bereits mit einem Softwareupdate befähigt mit dem Stromnetz oder einer Mittelfirma zu kommunizieren. Eine zusätzliche Verkabelung für Gerätekommunikation kann man durch Verwendung von kabelloser Datenübertragung vermeiden.

Was wird im täglichen Leben verändert?

Durch die Nutzung von Building2Grid ist ein Stromnetzausbau zeitlich verschiebbar. Daher steigt die Lebensqualität, da Großbaustellen vermieden werden. Die fähigen funktionalen Gebäude bleiben in ihrer Form wie bisher erhalten, ihr Verhalten ist allerdings auch an das Stromnetz gekoppelt. Für BewohnerInnen von Gebäuden ändert sich dadurch nichts.

Welche Auswirkungen hat das auf die Betroffenen?

Durch geringer steigende Netzkosten der NetzbetreiberIn kann die Stromrechnung weniger stark ansteigen. Das Szenario trägt dazu bei, den Klimawandel zu entschleunigen und somit Naturveränderungen der Landschaft um das Gebäude zu bremsen.

Wann findet die Änderung statt?

Ständig. Das Stromnetz und die Gebäudeautomationsanlagen stehen in ständigem Kontakt und versuchen bei starker Produktion von Energie, diese auch sofort zu verbrauchen, d.h., scheint die Sonne, wird Warmwasser erhitzt, die Lüftung stärker betrieben, das Haus mehr gekühlt, usw. alles im Komfortbereich der NutzerInnen.

Wie viel kostet/bringt das?

Es ist schwer, den Risiken des Klimawandels finanzielle Kosten zuzuordnen. Festhalten kann man, dass beim Netzausbau eingespart, dafür aber Kommunikation zwischen den Gebäudeautomationsanlagen und dem Stromnetz benötigt wird. Die Einsparung an CO₂ durch Verwendung erneuerbarer Energien anstatt neuer konventioneller Atom-, Kohle- oder Gaskraftwerken darf ebenfalls nicht vernachlässigt werden.

Wessen Aufgabe/Idee ist das?

PolitikerInnen können regulierend die GeräteherstellerInnen von Gebäudeautomationsanlagen und NetzbetreiberInnen bei der Umsetzung des Szenarios unterstützen. Die Idee zu dem Szenario ist schon viele Jahre in Forschung und viele unterschiedliche Implementierungsansätze existieren bereits.

Wem nützt/bringt das was?

NetzbetreiberInnen: Erhöhung der Grundlast durch vorhersehbare große Lasten, zusätzliche erneuerbare Einspeisung möglich und Netzentlastung in Spitzenzeiten. NutzerInnen: Höhere Grundlast ermöglicht gesteigerte Verwendung erneuerbarer Energieerzeugung und dadurch Umweltschutz wegen Einsparung neuer Kraftwerke, Kostenreduktion durch Kompensationszahlungen und Energieeffizienz.

Wieso macht man das auf diese Art?

Da Gebäude keine Batterien als Speicher besitzen, muss die erzeugte elektrische Energie in anderen, beispielsweise thermischen Prozessen verbraucht oder gespeichert werden, wenn man verhindern möchte, dass die erzeugte Energie das Stromnetz belastet.

Welchen Nutzen hat das/ Zweck wird damit verfolgt?

Die Umsetzung dieses Szenarios ist wichtig, um erneuerbare Energieerzeugung integrieren zu können. Außerdem ist das Szenario relevant, um zukünftige Geschäftsmodelle und Märkte zu ermöglichen.

5.1.2 Beschreibung der derzeitigen Situation (Basisszenario)

Ein großer wachsender Anteil der Wertschöpfung findet in Städten statt, dadurch auch der wachsende Strombedarf. Besonders sind hier Bürogebäude, Hotels, etc., also funktionale Gebäude die treibende Kraft.

Rahmenbedingungen: Die Klimaziele für 2020³⁶ setzen einen hohen Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung voraus. Der Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung wird daher gefördert. Derzeitige Stromnetze stoßen aber bereits heute an ihre Grenzen, erneuerbare Erzeugungsanlagen auf Grund ihrer Volatilität in ihren Strommix zu integrieren. Die Einführung dieser neuen, umweltfreundlichen Technologien wird damit behindert und verzögert das Erreichen der Klimaziele.

Gerätestatus: Lastmanagement wird derzeit mit teuren Regelkraftwerken bewerkstelligt, da aus Ermangelung an einheitlichen Schnittstellen der GebäudeautomationsanlagenherstellerInnen, noch keine Geräte und daher auch keine Geschäftsmodelle zur Verteilung von Lastmanagement auf Gebäude existieren. Die Gebäudeautomation ist nicht mit dem Stromnetz gekoppelt. Elektrische Lasten, z. B. Lüftung, Heizung, Klima, Warmwasser, Wärmepumpe, etc. werden zwar zum größten Teil von GebäudebetreiberInnen zentral gesteuert, allerdings sehen politische Regulierungen noch nicht vor, GebäudeautomationsanlagenherstellerInnen zur notwendigen Schaffung und Einhaltung von Standards zu bewegen, um eine mögliche Vernetzung und intelligente Nutzung dieser Geräte z. B. für das Stromnetz zu ermöglichen. Eine Nachrüstung ist nicht vorgesehen, aber zum Teil möglich.

Strommix: Der heute noch unvorhersehbare Bedarf an Elektrizität durch ganze Gebäude belastet das Stromnetz stark und verhindert eine Erweiterung des Netzes mit mehr erneuerbarer, unvorhersehbar schwankender Einspeisung. NetzbetreiberInnen bieten derzeit ausschließlich fixe Einheitsstromtarife pro Jahresperiode an, da Messgeräte (z. B. intelligente Stromzähler) fehlen, die eine feiner granulいた Abrechnung ermöglichen.

Finanzierung: Gebäudeautomationsanlagen werden von der BetreiberIn oder der EigentümerIn eines Gebäudes selbst finanziert. NetzbetreiberInnen stellen nur einen Stromanschluss für das Gebäude zur Verfügung, wissen aber nichts über die Vorgänge im Gebäude und können auch nicht auf diese eingreifen.

NutzerInnen und Betroffene: EigentümerInnen von Gebäuden haben durch Gebäudeautomationsanlagen, thermische Prozesse bereits unter zentraler Steuerung und einer lokalen Optimierung unterworfen. NetzbetreiberInnen können noch keine Information aus Gebäuden als Lasten nutzen und setzen noch auf konventionelle Regelkraftwerke, um Stromschwankungen auszugleichen.

EntscheiderInnen: Heute werden von GebäudebetreiberInnen auf Grund der Komplexität und Vielzahl an zu steuernden Geräten fast ausschließlich Gebäudeautomationsanlagen eingesetzt. Die EntscheiderInnen berücksichtigen zwar einen vorhandenen Stromnetzanschluss, aber für die Qualität sind NetzbetreiberInnen zuständig.

³⁶ Klimaziele 2020 <http://www.umweltbundesamt.at/klimaziele2020> (21.7. 15)

AnbieterInnen: Diverse GebäudeautomationsherstellerInnen bieten flexible Automatisierungslösungen an, die man auch mit externen Informationen ausserhalb des Gebäudes beeinflussen kann. NetzbetreiberInnen forschen derzeit nach Möglichkeiten, die fluktuierenden Lasten in eine vorhersehbare Grundlast umzuwandeln und mehr erneuerbare Energieerzeugung in ihren Netzen zu ermöglichen, ohne dass die Netzqualität sehr unter der unregelmäßigen Produktion leidet. Eigene Tarife oder Anreizmodelle können auf Grund der fehlenden Daten für eine Rechnungslegung noch nicht eingeführt werden.

5.1.3 Detailbeschreibung Szenario in 5-10 Jahren

Als Produkt der Elaborationsphase soll hier die Beschreibung des Szenarios aus *Kapitel 2.5.2* als Use-Case-Beschreibung bzw. Zusatzspezifikation im Unified Process um möglicherweise unbedachte Details erweitert werden. Vor allem die in dieser Arbeit durchgeführte detaillierte Klassifikation des Szenario aus *Tabelle 4* in allen genutzten Strategien soll Software EntwicklerInnen helfen, notwendige Anforderungen extrahieren und modellieren zu können.

Das Szenario wurde durch folgende näher beschriebene Strategien aus sechs unterschiedlichen Aspekten des Gebietes Lastmanagement kategorisiert (vgl. *Tabelle 4*):

Energieerzeugung und -verteilung

Erhöhung der Grundlast: Da funktionale Gebäude einen großen Teil des Energiebedarfs für ihren Betrieb benötigen, wird die Grundlast für das Stromnetz erhöht, wenn dieses durch Einführung von Kommunikation den Zeitpunkt und die Menge an benötigtem Strom voraussagen oder bestimmen kann. Die produzierten Überschüsse und die weiterhin notwendige Elektrizität aus dem Stromnetz ist für die NetzbetreiberIn berechenbarer und fluktuiert weniger. Die entstehende Lastkurve kann daher besser mit Grundlastkraftwerken „nachgefahren“ werden.

Verbraucher- und Geräteebene

Heizung, Lüftung, Klima: Das Fehlen von dezidierten Energiespeichern wie Akkus oder Batterien in Gebäuden verlangt nach alternativen Speichermöglichkeiten. Als eine Alternative können thermische oder mechanische Prozesse in Gebäuden z. B. Kühlung, Heizung, Pumpen, Ofen, Ladegeräte, Waschmaschine, Trockner verwendet werden. Geräteautomationsanlagen mit Kommunikation zum Stromnetz sorgen dafür, dass diese möglichst nur benutzt werden, wenn Energie produziert wird.

Gebäudeautomation: Je nach Größe und Komplexität des Gebäudes, ist eine Gebäudeautomation vorhanden, die eine Nachrüstung von Kommunikation zum Stromnetz einfacher gestaltet, da Kommunikation zu den gespeisten Lasten bereits vorhanden ist.

Technische Implementierung

Aggregation/Virtuelles Kraftwerk: Durch die Speicherung erzeugter Energie in thermischen Prozessen in Gebäuden wird der Stromkonsum vom Stromnetz reduziert. Aggregiert man diese Reduktion aller Building-to-Grid-befähigten funktionalen Gebäude, kann man das System als virtuelles Speicherkraftwerk betrachten. Alle Gebäude füllen sich mit Energie, wenn das

Stromnetz damit rechnet. So lange die gesteuerten thermischen Prozesse den Komfortlevel nicht unterschreiten oder überschreiten (z. B.: „Büro wird zu kalt“), wird nur die veranschlagte Menge an Strom aus dem Stromnetz verwendet.

Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherIn programmierten Parametern:

Eine Gebäudeautomationsanlage, die so komplex wie ein Gebäude ist, sollte automatisch reagieren. Nichtsdestotrotz sollte es den Gebäudeverantwortlichen oder der BetreiberIn des Gebäudes durch Voreinstellung beeinflussbarer Parameter möglich sein, Einfluss auf Optimierungsfunktionen des Stromnetzes zu nehmen. Je nachdem, ob besondere Ereignisse in dem Gebäude vorhersehbar sind, kann das Gebäude Profit oder einen besonders guten ökologischen Fußabdruck zum Ziel haben.

Automatisierungsgrad

Vollautomatisch: Da eine hohe Frequenz an Interaktionen zwischen Stromnetz und Gebäude als Energiespeicher notwendig ist, kommt nur eine vollautomatische Lösung durch eine Gebäudeautomationsanlage in Frage. Nur dadurch kann ein minimaler, kaum merkbarer Eingriff ohne Komfortverlust in übliche Abläufe des Wohnens in Gebäuden bewerkstelligt werden.

Mehrnutzen für EndverbraucherIn

Umweltschutz: Höhere Grundlast ermöglicht gesteigerte Verwendung erneuerbarer Energieerzeugung und dadurch Umweltschutz wegen Einsparung neuer Kraftwerke.

Energieeffizienz: Das dem Stromnetz zusätzlich zur Verfügung gestellte Wissen über Zeiten von benötigten Kapazitäten von funktionalen Gebäuden, oder eine mögliche Beeinflussung dieser führt durch die mögliche Erhöhung der Grundlast zu effizienter betriebenen Grundlastkraftwerken.

Tarifmöglichkeiten

Lastabhängigkeit: Da die Summe aller periodisch energieintensiven Prozesse aggregierter Gebäude groß genug ist, um am Energiemarkt teilzunehmen, können Signale an Gebäudeautomationsanlagen und die entsprechende Abgeltung als lastabhängiger Tarif gesehen werden.

5.2 Elaboration – Micro Grid für Gebäude mit Photovoltaik-Erzeugung

Viele Gebäude werden in fünf bis zehn Jahren durch Solarkollektoren Strom erzeugen. Da zur Zeit dieser erzeugte Strom wieder in das Stromnetz eingespeist wird, steht im Netz viel Strom zur Verfügung, wenn die Sonne scheint, aber wenig, wenn es bewölkt ist oder bei Nacht. Derzeit weiß das Stromnetz aber nicht, wie spät es ist, oder wann die Sonne scheint. Es muss daher jederzeit dafür ausgelegt sein, mit beiden Extremen umgehen zu können, was glücklicherweise noch kaum ein Problem darstellt [Wir15 p.35]. Ermöglicht wird vermehrte Einspeisung nur, wenn das Stromnetz an langen Leitungsabschnitten, oder an Abschnitten mit erhöhtem Ausmaß an erneuerbarer Erzeugung kostspielig verstärkt wird oder andere, – smarte – Lösungen gefunden werden.

Eine Alternative ist, soviel Strom wie möglich gleich in jenem Gebäude zu verbrauchen, in dem er erzeugt wird und sobald er erzeugt wird. Dies kann man durch ein Micro Grid in jedem Gebäude bewerkstelligen. Ein Micro Grid ist ein eigenständiges Strom- und Kommunikationsnetz in einem kleinen Maßstab [BL06]. Dadurch müssen zwar elektrische Verbraucher (z. B. Lüftung, Heizung, Klima, Warmwasser, Haushaltsgeräte) und Erzeuger (z. B. Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen) mit Kommunikationsfähigkeiten ausgestattet, aber das Stromnetz nicht ausgebaut werden. Der erzielte Effekt heißt: Glättung des Erzeugungsprofils.

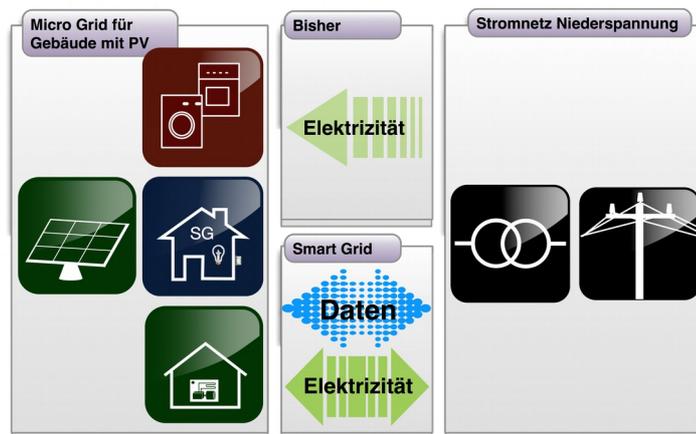


Abbildung 13: Illustration des Szenarios Micro Grid für Gebäude mit Photovoltaik-Erzeugung

In *Abbildung 13* sollen die Wirkungsbereiche des Szenarios Micro Grid für Gebäude mit PV durch die branchenbekannten Smart-Grid-Icon-Symbole³⁷ des OFFIS aus Oldenburg illustriert werden. Es wird einerseits als Basisszenario das Gebäude vom bisherigen Stromnetz versorgt und andererseits im Smart-Grid-Szenario in 5-10 Jahren zusätzlich Strom vom Gebäude in das Netz rückgespeist, als auch Daten bidirektional ausgetauscht, um erneuerbare Einspeisung, Endgeräte, Licht oder Wärmepumpe mit dem Smart Grid orchestriert betreiben zu können.

5.2.1 Präsentation der Szenario-Kernelemente

In dem Szenario wird von einem Gebäude mit Photovoltaik Anlagen ausgegangen, das mit Hilfe eines Micro Grid Controllers intelligent das zukünftige Smart Grid entlasten kann, indem lokal erzeugte elektrische Energie möglichst lokal genutzt wird, ohne das Netz doppelt zu belasten. Um das Szenario den TeilnehmerInnen eines außerhalb der Arbeit stattgefundenen Fokusgruppenworkshops grafisch als Film³⁸ präsentieren und erklären zu können, wurden die Kernelemente in diesem Unterkapitel mittels der Kreativitätstechnik der W-Fragen herausgearbeitet.

³⁷Smart-Grid-Symbole, Teile davon Copyright © 2010, 2012, 2013 by John Egan (Thanks, for reuse rights in this thesis John!) <https://www.graffletopia.com/stencils/584> (21.7. 15)

³⁸ Meisel M.; Kupzog F. Smart Response Film, Intelligentes Lastmanagement – eine chance für das energienetz, 2012 <http://energyit.ict.tuwien.ac.at/data/SmartResponse/SmartResponseFilm.html> (21.7. 15)

Woher kommt das Problem?

Steigende Bevölkerungszahlen und wachsender Stromverbrauch durch elektrische Geräte in Gebäuden einerseits, stark schwankende, verteilte, zukünftige erneuerbare Stromerzeugung konzentriert auftretender und stark geförderter PV-Anlagen, die einen steuerbaren Stromverbrauch benötigt, andererseits, sind ein Problem für das heutige Stromnetz.

Warum ist das ein Problem?

Der steigende Verbrauch kann irgendwann nicht mehr ohne Ausbau der Stromleitungsinfrastruktur gedeckt werden. Da Einspeisung erneuerbarer Energien stark verteilt passiert, ist das Verteilnetz zusätzlich belastet und in einigen Regionen weitere erneuerbare Einspeisung nicht möglich [KBP+07].

Weshalb ist Handlungsbedarf notwendig?

Weltweit wird mit aller Anstrengung versucht, den globalen Klimawandel zu bremsen, indem CO₂ Ausstoß reduziert wird, in der Hoffnung, dass der Temperaturanstieg langsamer fortschreitet. Es wird versucht, die wachsende Weltbevölkerung immer besser zu versorgen, die Umwelt weniger zu belasten, Kosten zu reduzieren und Arbeitszeit zu sparen, um die Lebensqualität zu verbessern.

Wie wird das Problem in diesem Szenario gelöst?

Beeinflussbare Lasten helfen, CO₂-intensive Gas- oder Kohlekraftwerke als Backup- und Ausgleichskraftwerke zu entlasten und dadurch den CO₂-Ausstoß zu vermeiden. In diesem Szenario wird durch Kommunikation zwischen Geräten, die erneuerbaren Strom erzeugen und Lasten im Gebäude, die Strom verbrauchen, das Stromnetz dadurch entlastet, dass der lokal erzeugte Strom nach Möglichkeit auch zeitnah und lokal wieder verbraucht wird.

Wo findet alles statt?

Dieses Szenario kann in Gebäuden jeder Größe umgesetzt werden.

Wer ist betroffen?

Betroffen sind die NetzbetreiberInnen, die dadurch enorme Kosten sparen und die EigentümerInnen, die weniger Strom konsumieren und eine bessere CO₂-Bilanz für ihren Stromkonsum vorweisen können.

Wohin kommen neue Technologien?

Möglicherweise notwendige neue Geräte sind intelligente Stromzähler als auch ein Micro Grid Controller, die im Zählerkasten untergebracht werden. Weitere Geräte, die bei Lasten oder Erzeugern benötigt werden, finden im jeweiligen Gerät genügend Freiraum. Eine zusätzliche Verkabelung für Gerätekommunikation kann man durch Verwendung von kabelloser Datenübertragung vermeiden.

Was wird im täglichen Leben verändert?

Durch die Verwendung von Micro Grids in Gebäuden ist ein Stromnetzausbau nicht notwendig. Daher steigt die Lebensqualität, da Großbaustellen vermieden werden. Die Micro-Grid-fähigen Geräte

sehen in ihrer Form nicht anders aus als bisherige Geräte, ihr Verhalten ist allerdings intelligenter. Das könnte für Geräte wie Waschmaschinen oder Trockner bedeuten, dass es keinen Ein/Aus Schalter gibt, sondern einen Wunschzeitpunkt, zu dem ein Durchlauf abgeschlossen sein soll, wobei ein längeres Intervall z. B. finanziell entgolten wird, oder dass Geräte zeitliche Verhaltensmuster erkennen und vorhersehen versuchen.

Welche Auswirkungen hat das auf die Betroffenen?

Eine detaillierte Aufzeichnung des eigenen Stromverbrauchs wird dadurch ermöglicht. Dies kann durch Interesse der Betroffenen zu einer zusätzlichen Energieeffizienzsteigerung führen. Das Szenario trägt dazu bei den Klimawandel zu entschleunigen und somit Naturveränderungen der Landschaft um das Gebäude zu bremsen. Kommt die detaillierte Aufzeichnung der Daten in nicht berechnete Hände, wird die Privatsphäre der Betroffenen deutlich verletzt (Privacy-Bedenken).

Wann findet die Änderung statt?

Ständig. Der Micro Grid Controller versucht bei starker Produktion von Energie, diese auch sofort zu verbrauchen. Das heißt, scheint die Sonne, wird Warmwasser erhitzt, die Lüftung stärker betrieben, das Haus mehr gekühlt, usw. alles aber im Rahmen der voreingestellten Vorlieben der NutzerInnen.

Wie viel kostet/bringt das?

Es ist schwer, den Risiken des Klimawandels finanzielle Kosten zuzuordnen. Festhalten kann man, dass der Netzausbau eingespart, dafür aber Kommunikation im Gebäude zwischen den Geräten und ein Micro Grid Controller benötigt wird. Die Einsparung an CO₂ durch Verwendung erneuerbarer Energien anstatt neuer konventioneller Atom-, Kohle- oder Gaskraftwerken darf ebenfalls nicht vernachlässigt werden.

Wessen Aufgabe/Idee ist das?

PolitikerInnen können regulierend die GeräteherstellerInnen und NetzbetreiberInnen bei der Umsetzung des Szenarios unterstützen. Die Idee eines Micro Grids ist schon viele Jahre in Forschung, allerdings ist die Nutzung der Prozesse innerhalb nur eines Gebäudes innovativ.

Wem nützt/bringt das was?

NetzbetreiberInnen: Blackout-Vermeidung durch übergreifende Netzstabilität, zusätzliche erneuerbare Einspeisung ohne starke Schwankungen durch Lastprofilglättung, Netzentlastung in Spitzenzeiten und Reduktion von Transportverlusten durch Reduktion des Energiekonsums vom Stromnetz. NutzerInnen: Netzverträgliche Verwendung erneuerbarer Energieerzeugung, dadurch Umweltschutz wegen Einsparung neuer Kraftwerke, Kostenreduktion durch Eigenenergieerzeugung, Prestigesteigerung durch PV-Anlage am Gebäude.

Wieso macht man das auf diese Art?

Da Gebäude keine Batterien als Speicher besitzen, muss die erzeugte Energie in anderen elektrischen Prozessen verbraucht oder gespeichert werden, wenn man verhindern möchte, dass die erzeugte Energie das Stromnetz belastet.

Welchen Nutzen hat das/ Zweck wird damit verfolgt?

Die Umsetzung dieses Szenarios ist wichtig, um lokal erneuerbare Energieerzeugung integrieren zu können. Außerdem ist das Szenario relevant, um zukünftige Geschäftsmodelle und Märkte zu ermöglichen.

5.2.2 Beschreibung der derzeitigen Situation (Basisszenario)

Photovoltaikanlagen werden auf immer mehr Gebäuden installiert und dazu genutzt, Strom an die NetzbetreiberInnen wieder zu verkaufen. Dies geschieht je nach Bundesland und Förderbedingungen über einen eigenen oder den gleichen 4-Quadrantenzähler.

Rahmenbedingungen: Die Klimaziele für 2020³⁹ setzen einen hohen Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung voraus. Der Ausbau von Photovoltaikanlagen wird deshalb stark gefördert. Derzeitige Stromnetze können aber bereits heute in manchen Netzabschnitten keine weiteren Erzeugungsanlagen ohne kostspieligen Netzausbau verkraften [BLB+10]. Die Einführung dieser umweltfreundlichen Technologien wird behindert und Klimaziele sind nicht erfüllbar.

Gerätestatus: Lastmanagement wird derzeit mit teuren Regelkraftwerken bewerkstelligt, da aus Ermangelung an einheitlichen Schnittstellen der GeräteherstellerInnen noch keine Geräte und daher auch keine Geschäftsmodelle zur Verteilung von Lastmanagement existieren. Die Erzeugung durch Photovoltaik ist nicht gekoppelt mit Lasten im Gebäude. Elektrische Lasten, z. B. Lüftung, Heizung, Klima, Warmwasser, Wärmepumpe, Trockner, Waschmaschine, Geschirrspüler, Kühlschrank werden von unterschiedlichen Herstellern produziert, eine Vielfalt der Geräte ist in jedem Gebäude auffindbar. Geräte in Haushalten besitzen bereits die technischen Grundlagen, um auf Kommunikationssignale zu reagieren, allerdings sehen politische Regulierungen noch nicht vor, GeräteherstellerInnen zur notwendigen Schaffung und Einhaltung von Standards zu bewegen, um eine mögliche Vernetzung und intelligente zusätzliche Nutzung dieser Geräte (z. B. für das Stromnetz) zu ermöglichen. Eine kostengünstige Nachrüstungsmöglichkeit ist derzeit auch noch nicht vorgesehen.

Strommix: Heute wird erzeugte erneuerbare Energie sofort wieder in das Stromnetz gespeist. Durch unberechenbare Schwankungen von keiner zu maximaler Einspeisung werden Netzabschnitte belastet und eine Erhöhung erneuerbarer Einspeisung ist nur begrenzt möglich. NetzbetreiberInnen bieten derzeit nur fixe Einheitsstromtarife pro Jahresperiode an, da Messgeräte (z. B. intelligente Stromzähler) fehlen, die eine feiner granulいた Abrechnung ermöglichen.

Finanzierung: Photovoltaikanlagen und Haushaltsgeräte werden von EigentümerInnen selbst finanziert. NetzbetreiberInnen nutzen Einnahmen durch Strompreise, um Kraftwerke und Lei-

³⁹ Klimaziele 2020 <http://www.umweltbundesamt.at/klimaziele2020> (21.7. 15)

tungsverstärkungen zu bauen, um Lastspitzen regulieren zu können, den steigenden Verbrauch abzudecken und mehr erneuerbare Erzeugung zu ermöglichen.

NutzerInnen und Betroffene: EigentümerInnen planen derzeit einen Zukauf von Photovoltaikanlagen, um die Stromkosten durch Einspeisung zu senken. Ebenso sind innovative ArchitektInnen bestrebt, umweltverträgliche Technologien in Neubauten bereits einzuplanen. Allerdings sprechen geringe Effizienz der PV-Anlagen, höhere Initialkosten und fehlende Services, um die Anlagen für mehr zu nutzen, gegen einen selbstverständlichen Einbau. NetzbetreiberInnen setzen noch auf konventionelle Kraftwerke, um Strom zu erzeugen.

EntscheiderInnen: Heute wird von BesitzerInnen eines Gebäudes entschieden, ob Photovoltaik dazugekauft werden soll. Die Investitionsentscheidung, die erst nach ca. 20 Jahren einen finanziellen Vorteil verspricht, kann nur bei vorhandenen finanziellen Mitteln getroffen werden und fördert derzeit soziale Diskriminierung.

AnbieterInnen: Diverse HaushaltsgeräteherstellerInnen bieten vereinzelt selbstgeschaffene Automatisierungslösungen an⁴⁰, um eine intelligente Vernetzung ihrer Geräte in einem Gebäude zu ermöglichen. PV-AnlagenherstellerInnen müssen bereits Sicherheitsmaßnahmen in ihre Geräte einbauen, um in einer Notlage des Stromnetzes die Erzeugungsanlage vom Netz zu trennen. NetzbetreiberInnen forschen derzeit nach Möglichkeiten, mehr erneuerbare Energieerzeugung in ihren Netzabschnitten zu ermöglichen, ohne dass die Netzqualität sehr unter der unregelmäßigen Produktion leidet. Eigene Tarife oder Anreizmodelle können auf Grund der fehlenden Daten für eine Rechnungslegung noch nicht eingeführt werden.

5.2.3 Detailbeschreibung Szenario in 5-10 Jahren

Als Produkt der Elaborationsphase soll hier in einem zweiten Iterationsschritt die Beschreibung des Szenarios aus *Kapitel 3.1* als Use-Case-Beschreibung bzw. Zusatzspezifikation im Unified Process um möglicherweise unbedachte Details erweitert werden. Vor allem die in dieser Arbeit geschaffene Erweiterung der bereits durchgeführten Klassifikation (vgl. *Kapitel 3.1.2*) des Szenarios aus *Tabelle 12* in allen genutzten Strategien soll zukünftigen EntwicklerInnen helfen, notwendige Anforderungen extrahieren und modellieren zu können.

Die Beschreibung des Szenarios sieht ein Kontrollprogramm auf einem Micro Grid Controller vor. Die Steuerelektronik als auch die Controller für die Lasten müssen dafür erst entwickelt werden. Zusätzlich muss ein Bussystem im Gebäude die Kommunikation sicherstellen. Dies kann mittels Programmable Logic Controller (PLC/SPS) (z. B. Digitalstrom⁴¹, in-Home PLC, SmartCoDe⁴²) in zwei Varianten bewerkstelligt werden, kabellos (ZigBee⁴³, WLAN) oder verkabelt (LON⁴⁴, KNX⁴⁵, BAC-

⁴⁰ Miele@Home <http://www.miele-at-home.de> (21.7. 15)

⁴¹ Digitalstrom <http://www.digitalstrom.org> (21.7. 15)

⁴² SmartCoDe <https://www.fp7-smartcode.eu> (21.7. 15)

⁴³ ZigBee <http://zigbee.org> (21.7. 15)

⁴⁴ LON <http://www.lonmark.org> (21.7. 15)

⁴⁵ KNX <http://www.knx.org/knx-de> (21.7. 15)

net⁴⁶) [KNS+05]. Die Anbindung an das Stromnetz ist verschieden je Bundesland, entweder ein Stromzähler, der bei Einspeisung rückwärts läuft oder über zwei separate Stromzähler – wobei letztere Variante in Zukunft bevorzugt werden könnte.

In einer weiteren Umsetzungsvariante des Szenarios sind alle Gebäude über einen eigenen AC/AC Wandler verbunden, mit dem sie sich vom Stromnetz abkoppeln können. Der Vorteil dieser Lösung ist, dass sich alle Gebäude bei kritischem Netzverhalten abkoppeln und versuchen, durch ihre eigene Photovoltaikerzeugung die wichtigsten Geräte zu versorgen. Diese Lösung hat einen deutlichen Mehrkostenaufwand, jedoch auch einen höheren Mehrwert für die Zukunft.

Das Szenario wurde durch folgende näher beschriebene Strategien aus sechs unterschiedlichen Aspekten des Gebietes Lastmanagement kategorisiert (vgl. *Tabelle 12*):

Energieerzeugung und -verteilung

Übergreifende Netzstabilität: Durch die Wahrung des Gleichgewichts zwischen Verbrauch und Produktion durch die Einführung intelligenter Haushaltsgeräte und einer Steuerelektronik wird an sehr vielen verteilten Orten das Stromnetz weniger belastet – einerseits im Verbrauch durch höhere Eigenproduktion und andererseits bei der Einspeisung, die durch die lokale Konsumation keine fluktuierenden Spitzen aufweist.

Netzentlastung: Die erhöhte Eigenproduktion ist nur ein Teil der Entlastung, die das Stromnetz durch dieses Szenario erfährt. In langen Netzabschnitten ist es erst durch dieses Szenario möglich, mehr erneuerbare Energieproduktion zu erwirken, da Einspeisungsspitzen bei Schönwetter nicht mehr zu 100 % in die Berechnungen der Netzabschnitte einbezogen werden müssen. Eine weitere Entlastung findet zur Zeit der Mittagsspitzen statt, die besonders gut durch Photovoltaik gedeckt werden können.

Lastprofilglättung: Gebäude sind Lasten aus Sicht des Stromnetzes. Wird auch nur ein Teil des Energiebedarfs durch Photovoltaik-Eigenproduktion gedeckt, wird weniger Strom aus dem Stromnetz benötigt, und somit die Verbrauchskurve abgeflacht, sprich geglättet. Da Gebäude mit Micro Grids sehr stark verteilt an sehr vielen Orten im Stromnetz ihren Platz finden können, ist dieser Effekt auch für das gesamte Stromnetz vorhanden.

Verbraucher- und Geräteebene

Haushaltsgeräte, Heizung, Lüftung, Klima: Das Fehlen von Energiespeichern in Gebäuden verlangt nach alternativen Speichermöglichkeiten. Als eine Alternative können thermische oder mechanische Prozesse in Gebäuden verwendet werden, um diese möglichst nur zu benutzen, wenn Energie produziert wird. Damit Geräte entscheiden können, wann sie am besten Strom verbrauchen, muss dies von einem Kontrollprogramm kommuniziert werden. In Zukunft können Elektrofahrzeuge diese Aufgabe als Speicher ebenfalls erfüllen.

Gebäudeautomation: Je nach Größe und Komplexität des Gebäudes ist meist eine Gebäudeautomation vorhanden, die eine Nachrüstung eines Micro Grids deshalb einfacher gestaltet, da Kommunikation zu den gespeisten Lasten bereits vorhanden ist.

⁴⁶ BACnet <http://www.bacnet.org> (21.7.15)

Energieerzeugungsgeräte: Um Lasten im Haushalt den Konsum lokal erzeugter Energie zu ermöglichen, muss die Photovoltaikanlage mit dem Stromkreis verbunden werden. Das notwendige Kontrollsystem sollte die solare Stromerzeugung kurzzeitig (eine Stunde bis zwölf Stunden) vorhersagen können. Daher ist eine Anbindung an lokale Wettermessstationen oder an viele großflächig verteilte Lastmessungen weiterer Solarstromerzeugungsanlagen notwendig, um informierte Vorhersagen automatisiert tätigen zu können.

Technische Implementierung

Aggregation: Durch die Speicherung erzeugter Energie in thermischen Prozessen in Gebäuden wird der Stromkonsum vom Stromnetz reduziert. Aggregiert man diese Reduktion aller Micro-Grid-befähigten Gebäude, kann man das System als virtuelles Speicherkraftwerk betrachten. Alle Gebäude nutzen selbsterzeugte Energie, bis keine weiteren Geräte Strom benötigen. Erst danach wird ein Energieproduktionsüberschuss in das Stromnetz eingespeist. So lange Prozesse mittels Eigenproduktion nicht ein Minimum unter- oder ein Maximum überschreiten (z. B. „Warmwasser wird zu kühl“), wird auch kein Strom aus dem Stromnetz verwendet.

Automatisierungsgrad

Vollautomatisch: Da eine hohe Frequenz an Interaktionen zwischen Erzeugung und Lasten als Energiespeicher notwendig ist, kommt nur eine vollautomatische Lösung durch einen Micro Grid Controller in Frage. Nur dadurch kann ein minimaler, kaum merkbarer Eingriff in übliche Abläufe des Wohnens in Gebäuden bewerkstelligt werden.

Mehrnutzen für EndverbraucherInnen

Kostenreduktion: Durch die immer stärker sinkenden Initialkosten von Photovoltaikanlagen und der Steigung des Wirkungsgrades ist zu erwarten, dass die wirtschaftliche Rentabilität einer installierten Anlage in kürzeren Zeiträumen als derzeit 20-30 Jahren eintritt. Die gesparten Stromkosten werden durch ein Micro Grid in einem Gebäude maximiert. Es ist zu erwarten, dass in Zukunft Geschäftsmodelle diesen lokalen Konsum der erzeugten Elektrizität monetär höher abgelden als einfache Einspeisung, da dadurch die Belastung des Stromnetzes auf ein Minimum reduziert wird.

Umweltschutz: Die Reduktion der Verteilnetzleitungsverluste wird durch Konsum des lokalen selbst produzierten Stroms und durch Einsparung von zusätzlichen konventionellen CO₂-produzierenden Kraftwerken erreicht, um den erhöhten Stromverbrauch zu decken. Die Vermeidung von landschaftsverändernden Großbaustellen ist ebenfalls ein Punkt im Thema Umweltschutz. Für Haushaltsgeräte ergibt sich eine bessere Bilanz, da sie für mehrere Zwecke verwendet werden können.

Prestigesteigerung: Durch signifikante Initialkosten einer Photovoltaikanlage bleibt diese ein prestigesteigerndes, für jeden sichtbares, Objekt an einem Gebäude. Die umweltfreundlichere Verwendung des erzeugten Stroms in einem Micro Grid kann durch Etablieren von Auszeichnungen (z. B. „stromnetzfreundliches Gebäude“) und Zertifikaten bekannt und durch deutlich sichtbare Siegel als weiteres Prestigeobjekt nach Außen getragen werden. Besonders in größeren Gebäuden eröffnet es marketingtechnisch viele Möglichkeiten. Zertifizierte Siegel würden

auch eine leichte Kontrolle des Anspruchs auf staatliche Förderungen oder Rabatte durch NetzbetreiberInnen ermöglichen.

Tarfmöglichkeiten

Fixiert: Bei einem fixen Tarif wird keine Information zwischen dem Stromnetz und dem Micro Grid Controller des Gebäudes ausgetauscht. EigentümerInnen oder BetreiberInnen eines solchem Micro Grids profitieren entweder nur durch eingesparte Stromkosten bzw. in das Stromnetz zurückgespeiste Elektrizitätsüberschüsse, oder es wird zusätzlich über staatliche Förderungen oder Rabatte durch NetzbetreiberInnen das Betreiben eines stromnetzfreundlichen Micro Grids unterstützt.

Variabel: Der Strompreis für Einspeisung und Konsum variiert abhängig von Signalen der StromnetzbetreiberIn. Der Micro Grid Controller muss anhand dieser Signale, der Vorhersagen für die erwartete Photovoltaikerzeugung und des erwarteten Elektrizitätsbedarfs durch Lasten im Gebäude eine Optimierungsfunktion lösen.

Zeitvariabel: Fixe Zeiträume, in denen Einspeisung erwünscht ist, können ohne Kommunikation zum Stromnetz vom Micro Grid Controller eingeplant und realisiert werden.

5.3 Elaboration – Micro Grid für Gemeinden

Das Stromnetz ländlicher Gemeinden ist weit gestreut und teilweise nicht dafür konzipiert, die zu erwartenden hohen Zahlen produzierender, erneuerbarer Energieerzeugung im Spannungsband unterzubringen. Eine hohe Durchdringungsdichte dezentralisierter Erzeugungsanlagen glückt nur, wenn Verteilnetze verstärkt werden oder Produktion und Konsum als Micro Grid, in dem sich Netzkomponenten abstimmen, auf Gemeindeebene koordiniert werden. Speicher die elektrische Energie aufnehmen können sind eine wichtige Komponente eines derartigen Micro Grids.

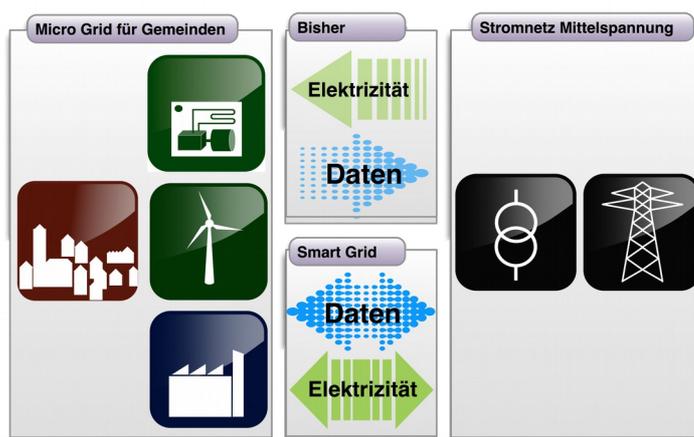


Abbildung 14: Illustration des Szenarios Micro Grid für Gemeinden

Gemeinden im europäisch-ländlichen-Raum besitzen typischerweise viele Arten von Prozessen, durch die elektrischer Strom gespeichert werden kann. Beispielsweise elektrische Pumpvorgänge von Wassertürmen, Abwasserpumpen, elektrische Heizung, Lüftung, Klima öffentlicher Gebäude, Beleuchtung oder Warmwassererzeugung sind solche versteckte Energiespeicher. Die vermehrte dezentrale Erzeugung, ohne kostenintensiven Ausbau der Netze ist nur möglich wenn, generierter Strom so lokal und zeitnah wie möglich, an der Quelle verbraucht wird. Kommunikationstechnologie kombiniert mit den erwähnten versteckten Energiespeichern erfüllt diese beiden Anforderungen.

In *Abbildung 14* sollen die Wirkungsbereiche des Szenarios Micro Grid für Gemeinden durch branchenbekannte Smart-Grid-Icon-Symbole⁴⁷ des OFFIS aus Oldenburg illustriert werden. Es wird einerseits als Basisszenario die Gemeinde vom bisherigen Mittelspannungsstromnetz an einer Trafostation versorgt die bereits Verbrauchs- und Messdaten an die NetzbetreiberIn sendet und andererseits im Smart-Grid-Szenario in 5-10 Jahren zusätzlich noch Strom aus der Gemeinde in das Netz rückgespeist wird, als auch Daten bidirektional ausgetauscht, um erneuerbare Einspeisung, öffentliche Gebäude und Anlagen oder ausgewählte Industriebetriebsprozesse mit dem Smart Grid orchestriert betreiben zu können.

5.3.1 Präsentation der Szenario-Kernelemente

Um die Organisation des Szenarios den TeilnehmerInnen eines außerhalb dieser Arbeit (vgl. *Abbildung 1*) stattgefundenen Fokusgruppenworkshops grafisch als Film⁴⁸ präsentieren und erklären zu können, wurden die Kernelemente in diesem Unterkapitel herausgearbeitet. In dem Szenario ist eine Gemeinde zu betrachten, die teilweise ihren eigenen Strom erzeugt und speichert, aber auch an das zukünftige Smart Grid angeschlossen ist.

Woher kommt das Problem?

Steigende Bevölkerungszahlen und wachsender Stromverbrauch durch elektrische Geräte in Gebäuden einerseits, stark schwankende, verteilte, zukünftige erneuerbare Stromerzeugung, die einen steuerbaren Stromverbrauch benötigt, andererseits, sind ein Problem für das heutige Stromnetz.

Warum ist das ein Problem?

Der steigende Verbrauch kann irgendwann nicht mehr ohne Ausbau der Stromleitungsinfrastruktur gedeckt werden. Da Einspeisung erneuerbarer Energien stark verteilt passiert, ist das Verteilnetz zusätzlich belastet und in einigen Regionen [BLB+10] weitere erneuerbare Einspeisung nicht möglich.

Weshalb ist Handlungsbedarf notwendig?

Weltweit wird mit aller Anstrengung versucht, den globalen Klimawandel zu bremsen, indem CO₂-Ausstoß reduziert wird, in der Hoffnung, dass der Temperaturanstieg langsamer fortschreitet. Es

⁴⁷Smart-Grid-Symbole, Teile davon Copyright © 2010, 2012, 2013 by John Egan (Thanks, for reuse rights in this thesis John!) <https://www.graffletopia.com/stencils/584> (21.7. 15)

⁴⁸ Meisel M.; Kupzog F. Smart Response Film, Intelligentes Lastmanagement – eine chance für das energienetz, 2012 <http://energyit.ict.tuwien.ac.at/data/SmartResponse/SmartResponseFilm.html> (21.7. 15)

wird versucht, die wachsende Weltbevölkerung immer besser zu versorgen, die Umwelt weniger zu belasten, Kosten zu reduzieren und Arbeitszeit zu sparen, um die Lebensqualität zu verbessern.

Wie wird das Problem in diesem Szenario gelöst?

Beeinflussbare Lasten helfen, CO₂-intensive Gas- oder Kohlekraftwerke als Backup- und Ausgleichskraftwerke zu entlasten und dadurch den CO₂-Ausstoß zu vermeiden. In diesem Szenario wird durch Kommunikation zwischen Geräten, die erneuerbaren Strom erzeugen und stromverbrauchenden Lasten in der Gemeinde, das Stromnetz dadurch entlastet, dass der lokal erzeugte Strom nach Möglichkeit auch zeitnah und lokal verbraucht wird. Summiert man den eingesparten Verbrauch der Gemeinde, kann man das als Großkunde am Strommarkt als Energiespeicher anbieten.

Wo findet alles statt?

Dieses Szenario kann man in Gemeinden jeder Größe, bis zu Großstädten, umsetzen.

Wer ist betroffen?

Alle EinwohnerInnen einer Gemeinde können von so einer Lösung profitieren. WartungstechnikerInnen oder Vertragsfirmen sind betroffen, da sie für den Umgang mit dem Micro Grid eingeschult werden müssen. NetzbetreiberInnen können in dem Netzabschnitt ohne Ausbau der Stromnetzinfrastruktur mehr KundInnen bedienen.

Wohin kommen neue Geräte?

Da Kommunikation zwischen Gemeindeanlagen bereits durch vorhandene Leittechnik vorausgesetzt wird, ist es nur noch notwendig Erzeugungsanlagen ebenfalls darin einzubinden, als auch einen Micro Grid Controller mit dem System zu verbinden. Eventuell fehlende Messpunkte und fernsteuerbare Schaltanlagen bei Gemeindelasten (z. B. Wasserpumpen) sind auch noch nachzurüsten.

Was ändert das Szenario im Alltag?

Da für die Beeinflussung relativ träge Prozesse verwendet werden (z. B. Abpumpen von Klärschlammbehältern, Aufpumpen von Frischwassertürmen, Beheizen von kommunalen Gebäuden), sollte keine merkbare Veränderung durch das betriebene Lastmanagement eintreten.

Welche Auswirkungen hat das auf Betroffene?

EinwohnerInnen der Gemeinde sparen auf lange Sicht nicht nur viele Kosten durch Eigenerzeugung, sondern sie tragen auch bedeutend zur Schonung der Umwelt durch die Verwendung erneuerbarer Energien bei. Für WartungstechnikerInnen können durch die Umsetzung dieses Szenarios neue Berufe für Spezialisten in dem Gebiet entstehen. NetzbetreiberInnen schaffen durch dieses Szenario eine höhere Dichte an erneuerbarer Einspeisung, ohne ihr Stromnetz kostspielig ausbauen zu müssen.

Wann findet die Änderung statt?

Lastmanagement, das durch den Micro Grid Controller erledigt wird, findet rund um die Uhr statt. Merkt der Controller, dass bald viel Strom erzeugt wird, kann veranlasst werden, dass Energiespei-

cher entleert werden (z. B. Wassertürme werden nicht mehr nachgepumpt), um dann wieder befüllt zu werden, wenn viel Strom durch erneuerbare Stromerzeugung zur Verfügung steht.

Wie viel kostet/bringt das?

Es ist schwer, den Risiken des Klimawandels finanzielle Kosten zuzuordnen. Festhalten kann man, dass der Netzausbau eingespart, dafür aber ein Micro Grid Controller mit vielen Sensoren und schaltbaren Anlagen benötigt wird. Die Einsparung an CO₂ durch Verwendung erneuerbarer Energien anstatt neuer, konventioneller Atom-, Kohle- oder Gaskraftwerken darf ebenfalls nicht vernachlässigt werden. Generell kann durch weitere Forschungsmittel auch dieses Szenario näher einer effektiven Umsetzung gebracht werden.

Wessen Aufgabe/Idee ist das?

PolitikerInnen können durch Subventionen für Gemeinden und regulierend auf NetzbetreiberInnen und EnergieversorgerInnen einwirken, um diese bei der Umsetzung des Szenarios zu unterstützen. Die Idee eines Micro Grids ist schon viele Jahre in der Forschung etabliert, allerdings ist die Nutzung der vorhandenen Prozesse in einer Gemeinde als virtuelle Energiespeicher neu, um die Integration erneuerbarer Energien zu ermöglichen.

Wem nützt/bringt das was?

NetzbetreiberInnen, EnergieversorgerInnen: Zusätzliche erneuerbare Einspeisung ohne starke Schwankungen durch Lastprofilglättung, Netzentlastung in Spitzenzeiten und Minderung von Transportverlusten durch Reduktion des Energiekonsums vom Stromnetz. NutzerInnen: Netzverträgliche Verwendung erneuerbarer Energieerzeugung, dadurch Umweltschutz wegen Einsparung neuer Kraftwerke, Kostenreduktion durch Eigenenergieerzeugung, Prestigesteigerung durch klimafreundliche, zukunftsbewusste Gemeinden. Zusätzlich ist ein Auftreten als Großkunde in der lokalen Bilanzgruppe am Energiemarkt als Energiespeicher möglich.

Wieso macht man das auf diese Art?

Da Gemeinden keine Batterien als Speicher besitzen, muss die erzeugte elektrische Energie in anderen Prozessen verbraucht oder gespeichert werden, wenn man verhindern möchte, dass die erzeugte Energie das Stromnetz belastet.

Welchen Nutzen hat das/ Zweck wird damit verfolgt?

Die Umsetzung dieses Szenarios ist wichtig, um lokal erneuerbare Energieerzeugung integrieren zu können. Außerdem ist das Szenario relevant, um zukünftige Geschäftsmodelle und Märkte zu ermöglichen.

5.3.2 Beschreibung der derzeitigen Situation (Basisszenario)

Gemeinden wollen in erneuerbare Energien investieren, um die zukunftsorientierte Versorgung der EinwohnerInnen sicherzustellen und die Umwelt, in der sie leben, zu schonen.

Rahmenbedingungen: Die Klimaziele für 2020⁴⁹ setzen einen hohen Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung voraus. Der Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen wird deshalb stark gefördert. Derzeitige Stromnetze können aber bereits heute in manchen Netzabschnitten keine weiteren Erzeugungsanlagen ohne kostspieligen Netzausbau verkraften [BLB+10]. Die Einführung dieser neuen umweltfreundlichen Technologien wird damit behindert und die Klimaziele können nicht erfüllt werden.

Gerätestatus: Lastmanagement wird derzeit mit teuren Regelkraftwerken bewerkstelligt, da das Stromnetz noch keine zusätzliche Kommunikationsinfrastruktur besitzt, die eine Verteilung des Problems durch Steuerung unterschiedlichster elektrischer Prozesse, ermöglichen würde. Es sind bisher nur wenige Geschäftsmodelle⁵⁰ zur Verteilung von Lastmanagement existent. Die Erzeugung durch Erneuerbare ist nicht gekoppelt mit elektrischen Lasten in der Gemeinde. Elektrische Lasten, z. B. Pumpen, Lüftung, Heizung, Klima, Warmwasserbereitung, Wärmepumpen sind in jeder Gemeinde auffindbar. Diese Geräte in Gemeinden besitzen bereits eine Verbindung zu einer Leittechnikanlage, um auf Kommunikationssignale zu reagieren. Allerdings, um eine intelligente, zusätzliche Nutzung dieser Geräte (z. B. für das Stromnetz) zu ermöglichen, fehlt es derzeit noch an Steuergeräten und einer Kommunikation innerhalb des Stromnetzes.

Strommix: Heute wird erzeugte erneuerbare Energie sofort wieder in das Stromnetz gespeist. Durch die unberechenbare Schwankung von keiner- bis zu maximaler Einspeisung werden Netzabschnitte stark belastet, und eine Erweiterung mit mehr erneuerbarer Einspeisung ist nur begrenzt möglich. NetzbetreiberInnen bieten derzeit nur fixe Einheitsstromtarife pro Jahresperiode an, da Messgeräte (z. B. intelligente Stromzähler) fehlen, die eine feiner granulいたete Abrechnung ermöglichen. Eigene Businessstarife für Gemeinden gibt es noch nicht, da eine Abrechnung einer gesamten Gemeinde technisch nicht vorgesehen ist.

Finanzierung: Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung als auch die technische Gemeindeinfrastruktur wird aus dem Gemeindebudget bezahlt. Eventuell kann die Gemeinde bei besonderen Projekten auf Subventionen von Bund oder Land zurückgreifen. NetzbetreiberInnen nutzen Einnahmen durch Strompreise, um Kraftwerke und Leitungsverstärkungen zu bauen, um Lastspitzen regulieren zu können, den steigenden Verbrauch abzudecken und mehr erneuerbare Erzeugung dadurch zu ermöglichen.

NutzerInnen und Betroffene: EinwohnerInnen und Gemeinden planen auf Grund von staatlichen Förderungen derzeit einen Zubau von Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung, um steigende Stromkosten durch Einspeisung zu senken. Allerdings sprechen geringe Effizienz der Photovoltaikanlagen, hohe Initialkosten bei Windkraftanlagen, hohe Wartungskosten bei Biomasseanlagen und fehlende Services, um die Geräte für mehr zu nutzen, gegen einen selbstverständlichen Bau in Gemeinden. NetzbetreiberInnen und EnergieversorgerInnen setzen noch zum Großteil auf konventionelle Kraftwerke, um Strom zu erzeugen, da eine fehlende Kommunikationsinfrastruktur im Stromnetz eine abgestimmte Steuerung von Verbrauch und Erzeugung behindert.

⁴⁹ Klimaziele 2020 <http://www.umweltbundesamt.at/klimaziele2020> (21.7. 15)

⁵⁰ Cybergrid <http://cyber-grid.com> (21.7. 15) Geschäftsmodelle zur Verteilung von Lastmanagement

EntscheiderInnen: Gemeindevorstände, BürgermeisterInnen und AmtsdirektorInnen entscheiden, ob erneuerbare Energien sich in ihren Gemeinden bereits wirtschaftlich rentieren, oder überhaupt ein Thema sind, das die WählerInnen interessant finden. Die Investitionsentscheidung, die erst nach ein paar Jahren einen finanziellen Vorteil verspricht, kann nur bei vorhandenen finanziellen Mitteln getroffen werden. Wirtschaftliche Einbrüche können geplante Projekte bremsen.

AnbieterInnen: HerstellerInnen von Leittechniksystemen haben bereits Schnittstellen für Beeinflussung durch weitere Kontrollgeräte vorgesehen, allerdings gibt es diese Kontrollgeräte noch nicht. Herstellerfirmen von erneuerbaren Energieerzeugern müssen Sicherheitsmaßnahmen in ihre Geräte einbauen, um in einer Notlage des Stromnetzes die Erzeugungsanlage vom Netz zu trennen. Diese Anlagen hätten aber durch zusätzliche Kommunikation das noch ungenutzte Potential unterstützend einzugreifen. NetzbetreiberInnen forschen derzeit nach Möglichkeiten, mehr erneuerbare Energieerzeugung in ihren Netzabschnitten zu ermöglichen, ohne dass die Netzqualität sehr unter der unregelmäßigen Produktion leidet. Eigene Tarife oder Anreizmodelle können auf Grund der fehlenden täglichen Daten für eine Rechnungslegung noch nicht eingeführt werden.

5.3.3 Detailbeschreibung Szenario in 5-10 Jahren

Als Produkt der Elaborationsphase soll hier in einem zweiten Iterationsschritt die Beschreibung des Szenarios aus *Kapitel 3.2* als Use-Case-Beschreibung bzw. Zusatzspezifikation im Unified Process um möglicherweise unbedachte Details erweitert werden. Vor allem die in dieser Arbeit geschaffene Erweiterung der bereits durchgeführten Klassifikation (vgl. *Kapitel 3.2.2*) des Szenarios aus *Tabelle 13* in allen genutzten Strategien soll zukünftigen EntwicklerInnen helfen, notwendige Anforderungen extrahieren und modellieren zu können.

Dieses Szenario verbindet elektrizitätsintensive und elektrizitätserzeugende Geräte innerhalb einer Gemeinde zu einem Micro Grid, steuert und kontrolliert diese, um möglichst ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu halten. Dazu müssen Solaranlagen, Wärmepumpen, Windräder, e-Autos und Wasser- sowie Abwassertanks mit Sensoren und Aktuatoren ausgestattet werden. Diese sind in den meisten Fällen vorhanden und müssten lediglich mit dem Leittechniksystem verbunden werden. Dies kann über ein verkabeltes oder kabelloses Kommunikationsnetzwerk realisiert werden.

Ein zentrales Steuergerät (Micro Grid Controller) muss in der Gemeinde installiert werden, um die Lasten und Erzeuger zu koordinieren. Dieser Micro Grid Controller verwandelt durch intelligentes Management elektrische, zeitlich träge Prozesse (z. B.: Wasserpumpe für Wassertürme, Lüftungs- oder Heizungsanlagen kommunaler Gebäude) in Energiespeicher, indem der Pump- oder Heizvorgang in Zeiträume verschoben wird, in denen viel Strom selbst produziert wird. Die BetreiberIn eines solchen Micro Grid Controllers kann auch die Summe all dieser „versteckten“ Stromspeicher am Energiemarkt als Regelenergie eines virtuelles Speicherkraftwerkes innerhalb der lokalen Bilanzgruppe zur Verfügung stellen und dadurch zusätzlich Geld am Regelenergiemarkt verdienen.

Die Effekte für das Stromnetz bei einer Umsetzung dieses Szenarios nennt man Last- und Erzeugungsprofilglättung. Durch diese Vermeidung von unerwarteten Stromspitzen und Tälern ist der Gesamtverbrauch, die Grundlast, höher und für die NetzbetreiberIn berechenbarer. Durch die verringerte Elektrizitätsabnahme aus dem Stromnetz kann mehr erneuerbare Einspeisung mit der gleichen Netzqualität stattfinden.

Gemeinden profitieren nach ein paar Jahren nicht nur monetär durch das Betreiben erneuerbarer Stromerzeugung, sie können durch das eingeführte Micro Grid, die eingeführte Kommunikation und die genaue Messung von Erzeugung und Verbrauch, dies als Argument bei Verhandlungen für Businessstarife als Großkunde verwenden. Ein vielleicht weitaus größerer Gewinn ist die erzielte Prestigesteigerung durch die ökologische Vorgehensweise der Gemeinde und der schwer schätzbare Beitrag zum Klimaschutz.

Das Szenario wurde durch folgende näher beschriebene Strategien aus sechs unterschiedlichen Aspekten des Gebiets Lastmanagement kategorisiert (vgl. *Tabelle 13*):

Energieerzeugung und -verteilung

Energieausgleich innerhalb einer Bilanzgruppe: Eine Vielzahl an elektrischen Prozessen in einer Gemeinde (z. B. Pumpen für Frisch- und Abwassertanks) können sehr einfach adaptiert werden, um elektrische Energie zu speichern oder abzugeben, da die meisten bereits über ein Leitetniksystem gesteuert werden. Die Summe der Energiespeicher als virtuelles Speicherkraftwerk kann für eine Gemeinde groß genug sein, um als voller Teilnehmer einer Bilanzgruppe Regelernergie zur Verfügung zu stellen. Für eine derartige Teilnahme am Regelergiemarkt ist eine Kommunikation zwischen Bilanzgruppe, Energiemarkt und Micro Grid Controller der Gemeinde notwendig.

Erhöhung der Grundlast, Netzentlastung: Da die Eigenproduktion der Gemeinde einen großen Teil des Strombedarfs lokal selbst deckt, wird das Stromnetz werden in diesem Netzabschnitt entlastet. Transportverluste des Verteilnetzes werden dadurch reduziert. Die produzierten Überschüsse und die weiterhin notwendige Elektrizität aus dem Stromnetz für die NetzbetreiberIn berechenbarer und fluktuieren weniger. Das heißt, dass die entstehende Lastkurve besser mit Grundlastkraftwerken „nachgefahren“ werden kann.

Lastprofilglättung: Durch die abgestimmte Steuerung des Stromverbrauches der Lasten kann das Lastprofil an das Erzeugungsprofil angeglichen werden. Dies bewirkt, dass Lastspitzen und Täler durch Energiespeicher gepuffert und das Last- und Erzeugungsprofil geglättet werden.

Verbraucher- und Geräteebene

Industriebetriebe: In Gemeinden finden sich oft kleine bis mittlere Industriebetriebe, die eine Vielzahl an elektrischen Verbrauchs- als auch Erzeugungsprozessen betreiben. Kann die Gemeinde, über beispielsweise monetäre Anreize, die Betriebe dazu bringen, sich an dem Micro Grid der Gemeinde zu beteiligen, ist die Kapazität und Effektivität der Lastverschiebung deutlich steigerbar. Halbautomatische Kontrolleinheiten, bei denen Firmen sich in besonderen Einzelfällen gegen eine Teilnahme am Micro Grid entscheiden können, könnten Befürchtungen der Industriebetriebe schmälern.

Gebäudeautomation, öffentliche Gebäude: Alle bisher erwähnten, möglichen Speicherprozesse können für dieses Szenario adaptiert werden, beispielsweise Ab- und Frischwasserpumpen oder thermische- und Lüftungsprozesse öffentlicher Gebäude. Die Lasten einer Gemeinde verhalten sich an Wochentagen anders als an Feiertagen, da durch EinwohnerInnen mehr oder weniger Ressourcen benötigt werden. Diese Verhaltensmuster können ebenfalls in Vorausberechnungen des Micro Grid Controllers einfließen.

Energieerzeugungsgeräte: Um Lasten der Gemeinde den Konsum lokal erzeugter Energie zu ermöglichen, müssen die Energieerzeugungsanlagen mit dem Stromkreis verbunden werden. Das notwendige Kontrollsystem, der Micro Grid Controller, sollte die solare Stromerzeugung, die voraussichtliche Windstromerzeugung, etc. kurzzeitig (eine Stunde bis zwölf Stunden) vorhersagen können. Daher ist eine Anbindung an lokale Wettermessstationen oder zukünftige Messinstrumente notwendig, um informierte Vorhersagen automatisiert tätigen zu können.

Technische Implementierung

Aggregation/ Virtuelles Kraftwerk: Die einzelnen Lasten und Erzeugungsanlagen können durch einen Micro Grid Controller gezielt gesteuert werden. Durch die Aggregation mittels zeitlich kontrollierter Abfolge von Ladung und Entladung, unter Berücksichtigung der erwarteten Erzeugung und des Verbrauchs der Gemeinde, kann die Gemeinde als virtuelles Speicherkraftwerk gegenüber NetzbetreiberInnen und Bilanzgruppen auftreten.

Automatisch reagierendes Gerät, anhand von EndverbraucherIn programmierten Parametern: Ein Micro Grid Controller eines Systems, das so komplex wie eine Gemeinde ist, sollte automatisch reagieren. Nichtsdestoweniger sollte es der Gemeinde oder der BetreiberIn des Micro Grid möglich sein, durch Voreinstellung beeinflussbarer Parameter, Einfluss auf Optimierungsfunktionen des Netzwerkes zu nehmen, je nachdem ob besondere Ereignisse in der Gemeinde vorhersehbar sind, das Micro Grid auf Profit ausgelegt ist oder einen besonders guten ökologischen Fußabdruck zum Ziel hat.

Automatisierungsgrad

Halbautomatisch: Unter halbautomatisch versteht man, dass in zumutbaren Intervallen menschliche Interaktion notwendig oder erwünscht ist. Diese Umsetzungsvariante eines Micro Grid Controllers kann besonders für Industriebetriebe reizvoll sein, da damit die Kontrolle über Produktionsprozesse nicht vollständig aus der Hand gegeben wird.

Vollautomatisch: Das in Gemeinden üblicherweise vorhandene Leittechniksystem ist bereits vollautomatisiert. Da eine hohe Frequenz an Interaktionen zwischen Erzeugung und Lasten als Energiespeicher notwendig ist, kommt nur eine vollautomatische Lösung durch einen Micro Grid Controller in Frage. Nur dadurch kann ein minimaler, kaum merkbarer Eingriff, in übliche Abläufe der Gemeinde bewerkstelligt werden.

Mehrnutzen für EndverbraucherInnen

Kostenreduktion: Die BetreiberIn eines solchen Micro Grid Controllers kann auch die Summe all dieser versteckten Stromspeicher am Energiemarkt als Regelenergie eines virtuellen Speicherkraftwerkes innerhalb der lokalen Bilanzgruppe zur Verfügung stellen und dadurch zusätzlich

Geld am Regelenergiemarkt verdienen. Gemeinden profitieren aber bereits nach ein paar Jahren direkt durch das Betreiben erneuerbarer Stromerzeugung.

Prestigesteigerung: Ein vielleicht weitaus größerer Gewinn ist die erzielte Prestigesteigerung durch die ökologische Vorgehensweise der Gemeinde und der schwer schätzbare Beitrag zum Klimaschutz, der zu einer Migration der Bevölkerung in diesen Gemeinden beitragen kann.

Tarifmöglichkeiten

Variabel, zeitvariabel: Der Strompreis für Einspeisung und Konsum variiert abhängig von Signalen der StromnetzbetreiberIn. Der Micro Grid Controller muss anhand dieser Signale, der Vorhersagen für die erwartete Erzeugung und des erwarteten Elektrizitätsbedarfs der Gemeinde eine Optimierungsfunktion lösen.

Lastabhängig: In Gemeinden ist die Summe aller periodischen, energieintensiven Prozesse groß genug um am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Die Kombination von Marktsignalen an das Kontrollsystem der Gemeinde und die entsprechende Abgeltung zählt als lastabhängiger Tarif.

Businessstarif: Wie schon für einige große Industriebetriebe üblich, können auch aggregierte Ressourcen einer Gemeinde der NetzbetreiberIn gegenüber als Einheit auftreten und eigene Businessstarife aushandeln.

5.4 Elaboration – Weiterverwendung von Elektroautobatterien

Die Wiederverwertung gebrauchter Elektroautobatterien und Nutzung als Puffer von erneuerbaren Energiequellen sind ein vielversprechendes Szenario. Nicht nur weil der ökologische Fußabdruck von Batterien durch die längere Nutzung gewaltig verbessert wird, sondern weil neue wirtschaftliche Geschäftsmöglichkeiten geschaffen werden, um am Elektrizitätsmarkt als AggregatorInnen oder BetreiberInnen virtueller Kraftwerke mitzuverdienen.



Abbildung 15: Illustration des Szenarios Weiterverwendung von Elektroautobatterien

Bestehende Infrastrukturen von ElektroautohändlerInnen oder Vertragswerkstätten können den Tausch und die Sammlung der Altkkus übernehmen und neue TeilnehmerInnen können danach die Gesamtleistung der gesammelten Akkus nach kurzer Wartung und einem Zusammenschluss dieser als Speicherkraftwerk betreiben. Der Nutzen sollte in jedem Schritt der Szenarioidee die Kosten überwiegen.

In *Abbildung 15* sollen die Wirkungsbereiche des Szenarios Weiterverwendung von Elektroautobatterien durch die branchenbekannten Smart-Grid-Icon-Symbole⁵¹ des OFFIS aus Oldenburg illustriert werden. Es werden einerseits als Basisszenario die Elektroautobatterieladestationen vom bisherigen Mittelspannungsstromnetz an einer Trafostation versorgt, die bereits Verbrauchs- und Messdaten an die NetzbetreiberIn sendet, und andererseits im Smart-Grid-Szenario in 5-10 Jahren zusätzlich noch Strom aus den Ladestationen in das Netz rückgespeist wird, als auch Daten bidirektional ausgetauscht, um erneuerbare Einspeisung mit dem Smart Grid und dem Energiemarkt orchestriert betreiben zu können.

5.4.1 Präsentation der Szenario-Kernelemente

In dem Szenario soll ein zukünftiger Batterienachnutzungspark betrachtet werden, in dem die gebrauchten Elektrofahzeugbatterierestkapazitäten noch als aggregierter Pufferspeicher für das Smart Grid genutzt werden können. Um die Organisation des Szenarios den TeilnehmerInnen eines außerhalb dieser Arbeit (vgl. *Abbildung 1*) stattgefundenen Fokusgruppenworkshops grafisch als Film⁵² präsentieren und erklären zu können, wurden die Kernelemente in diesem Unterkapitel herausgearbeitet.

Woher kommt das Problem?

Steigende Bevölkerungszahlen und wachsender Stromverbrauch durch elektrische Geräte in Gebäuden einerseits, stark schwankende, verteilte, zukünftige erneuerbare Stromerzeugung, die einen steuerbaren Stromverbrauch benötigt, andererseits, sind ein Problem für das heutige Stromnetz.

Warum ist das ein Problem?

Der steigende Verbrauch kann irgendwann nicht mehr ohne Ausbau der Stromleitungsinfrastruktur gedeckt werden. Da Einspeisung erneuerbarer Energien stark verteilt passiert, ist das Verteilnetz zusätzlich belastet und in einigen Regionen [BLB+10] weitere erneuerbare Einspeisung nicht möglich.

Weshalb ist Handlungsbedarf notwendig?

Weltweit wird mit aller Anstrengung versucht, den globalen Klimawandel zu bremsen, indem CO₂ Ausstoß reduziert wird, in der Hoffnung, dass der Temperaturanstieg langsamer fortschreitet. Es wird versucht, die wachsende Weltbevölkerung immer besser zu versorgen, die Umwelt weniger zu belasten, Kosten zu reduzieren und Arbeitszeit zu sparen, um die Lebensqualität zu verbessern.

⁵¹Smart-Grid-Symbole, Teile davon Copyright © 2010, 2012, 2013 by John Egan (Thanks, for reuse rights in this thesis John!) <https://www.graffletopia.com/stencils/584> (21.7. 15)

⁵² Meisel M.; Kupzog F. Smart Response Film, Intelligentes Lastmanagement – eine chance für das energienetz, 2012 <http://energyit.ict.tuwien.ac.at/data/SmartResponse/SmartResponseFilm.html> (21.7. 15)

Wie wird das Problem in diesem Szenario gelöst?

Beeinflussbare Lasten helfen, CO₂-intensive Gas- oder Kohlekraftwerke als Backup- und Ausgleichskraftwerke zu entlasten und dadurch den CO₂-Ausstoß zu vermeiden. Durch derzeit verwendete Technologien können Elektroautobatterien nur für einige Jahre verwendet werden, da die Kapazität der Batterie durch konsumierte Ladezyklen immer stärker abnimmt. Eine zentrale Sammelstelle könnte die für Autos untauglichen Batterien zusammenschließen und als Speicherkraftwerk für das Stromnetz verwenden.

Wo findet alles statt?

Die Sammlung und der Austausch der Batterien könnte beim Autohändler, Vertragswerkstätten oder in Tankstellen passieren. Der Zusammenschluss der unterschiedlichen Batterien vieler HerstellerInnen und Fahrzeugarten als einheitlich bedienbares Batteriefeld sollte auf einem eigenen Gelände (z. B. aufgelassene Tankstelle) erfolgen, das über eine entsprechende Netzanschlussleistung verfügt.

Wer ist betroffen?

Batterieentsorgungsunternehmen müssen durch die Lebenszeitverlängerung der Elektroautobatterien zu Beginn länger auf diese warten, erhalten diese aber danach sortiert und in definierbarem Zustand bereits gesammelt. Fahrzeug-, BatterieherstellerInnen oder Batterievermietungsunternehmen können auch BetreiberInnen des Batterieparks werden. NetzbetreiberInnen erhalten durch dieses alternative Speicherkraftwerk eine kostengünstigere Variante zu bisher verwendeten Pumpspeicherkraftwerken, die auch im ebenen Gelände betrieben werden kann.

Wohin kommen neue Geräte?

Ein Betriebsgelände mit einer ausreichenden Stromnetzanbindung wird mit Regalen zum einfachen Einschub von Batterien ausgestattet. Ein zusätzliches Kontroll- und Steuersystem wird ebenfalls auf dem Gelände installiert.

Was ändert das Szenario im Alltag?

An gewohnten Verhaltensweisen wird durch das Szenario nichts verändert, allerdings werden neue Geschäftsideen ermöglicht, die Sammlung, Transport, Weiterverwendung, Aggregation oder Entsorgung von gebrauchten Elektrofahrbatteriekapazitäten involvieren.

Welche Auswirkungen hat das auf Betroffene?

Die BetreiberIn eines solchen Batterieparks kann durch die große Kapazität der Summe aller verfügbarer Batterien am Regelenergiemarkt teilnehmen und dadurch Kosten für Elektroautobatterien durch günstige Endkundenleasingmodelle reduzieren. Die neue Kombination vorhandener Technologien schafft neue Arbeitsplätze und wirkt schon der Entsorgung von Elektroautobatterien vor, die durch Batterieparks zentralisiert erfolgen kann.

Wann findet die Änderung statt?

Bisher gibt es noch kein Businessmodell für dieses Szenario, daher ist frühestens in 5-10 Jahren mit einer Umsetzung zu rechnen. Bis dahin kann die Durchdringungsdichte mit Elektrofahrzeugen ebenfalls groß genug sein, um dieses Szenario wirtschaftlich durchzuführen.

Wie viel kostet/bringt das?

Die Kosten für einen Batteriepark können durch das zur Verfügung stellen von Regelenergie schnell erwirtschaftet werden. Die großen Kapazitäten, die eine Nachnutzung vieler Elektroautobatterien ermöglichen, bringen hohe Stabilität für das Stromnetz und damit auch viel Geld für die BetreiberInnen.

Wessen Aufgabe/Idee ist das?

PolitikerInnen können Subventionen für Weiterverwendung von Elektroautobatterien vergeben und damit beispielsweise Anreize schaffen, diesen neuen Markt zu etablieren. NetzbetreiberInnen können über Regulierungen dazu gebracht werden, sich ebenfalls in diese Richtung zu entwickeln. Die Idee eines Batterieparks ist neu und wurde in dem Forschungsprojekt SmartResponse als eines der vielversprechendsten Szenarien erfunden und bewertet.

Wem nützt/bringt das was?

Bisher landen alte Elektroautobatterien, wie jedes Auto, auf dem Schrottplatz und die Einzelteile werden von dort aus entsorgt. Kann man anstatt zu tanken, jedes Mal einen schnellen Batteriewechsel durchführen⁵³, beispielsweise an einer Tankstelle, die leere Batterien gegen geladene Batterien tauscht, profitieren viele Teilnehmer. AutofahrerInnen profitieren, da sie in wenigen Minuten wieder ein voll geladenes Elektroauto besitzen, Tankstellen, da sie die Anlaufstellen für Elektroautobatterien sind und auch gleich Qualitätskontrolle der Batterien betreiben können, und BetreiberInnen des Batterieparkes, die, bei genügend Batterien im Umlauf, jederzeit große Kapazitäten an Energie speichern oder abgeben können.

Wieso macht man das auf diese Art?

Es wurde noch nicht viel über die Nachnutzung von Elektroautobatterien nachgedacht. Dies ist eine Möglichkeit, wie man nicht nur die Lebenszeit verdoppeln kann, sondern auch Qualitätskontrolle bei Kunden, spontanes Laden von Fahrzeugen, Regelenergiespeicherkraftwerke im geografisch flachen Raum und neue Geschäftsmodelle entwickeln kann, die alte Arbeitsplätze beibehalten und neue schaffen.

Welchen Nutzen hat das /Zweck wird damit verfolgt?

Die Weiterverwendung der Batterien verlängert ihre Lebenszeit und schont die Umwelt. Das Vorhandensein von Batterieparks führt zu einer Einsparung von zusätzlichen konventionellen CO₂ produzierenden Kraftwerken, um den erhöhten Stromverbrauch zu decken. In Gegenden, in denen keine Wasserkraftspeicher möglich sind, werden zusätzlich Kosten gespart, außerdem die Energieeffizienz

⁵³ Better Place <http://www.betterplace.com> (abgerufen: 29. Aug. 2013)

gesteigert, da lokale Speicherkraftwerke geschaffen werden und weniger Energie importiert oder exportiert werden muss.

5.4.2 Beschreibung der derzeitigen Situation (Basisszenario)

Die Verkäufe von Elektroautos steigen kontinuierlich an. Die Elektroautobatterien sind ein sehr wertvoller Teil des Fahrzeuges, der aber weder während die Batterie in dem Fahrzeug steckt, noch nach dem Austausch auf Grund von Leistungsschwäche weiter genutzt wird.

Rahmenbedingungen: Die Klimaziele für 2020 setzen einen hohen Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung voraus. Die Nutzung von Elektroautos wird deshalb stark gefördert. Derzeitige Stromnetze können aber bereits heute in manchen Netzabschnitten keine weiteren Erzeugungsanlagen ohne kostspieligen Netzausbau verkraften [BLB+10]. Die Einführung dieser neuen umweltfreundlichen Technologien wird damit behindert und die Klimaziele können nicht erfüllt werden.

Gerätestatus: Lastmanagement wird derzeit mit teuren Regelkraftwerken bewerkstelligt und Wasserspeicherkraftwerke sind nur in manchen geografischen Gegenden möglich. Aus Ermangelung an einheitlichen Ladeelektronikchnittstellen oder Formfaktoren der BatterieherstellerInnen existieren noch keine Geschäftsmodelle zur Verteilung von Lastmanagement auf Elektroautobatterien. Der Verbrauch bei der Ladung von Elektroautos ist nicht gekoppelt mit der Erzeugung im Stromnetz. Batterien werden von unterschiedlichen Herstellern mit unterschiedlichen Technologien produziert, sind aber in jedem Elektro- oder Hybridautomobil auffindbar. Elektroautos besitzen bereits die technischen Grundlagen, um auf Kommunikationssignale zu reagieren, allerdings sehen politische Regulierungen noch nicht vor, AutoherstellerInnen zur notwendigen Schaffung und Einhaltung von Standards zu bewegen, um eine mögliche Vernetzung und intelligente zusätzliche Nutzung dieser Autos (z. B. für das Stromnetz) zu ermöglichen. Eine kostengünstige Nachrüstungsmöglichkeit oder Batteriewechselkonzepte sind derzeit auch noch nicht vorgesehen.

Strommix: Heute wird das Stromnetz durch die großen Lasten von Elektroautos nur belastet, da das Netz keinerlei Information erhält, wann ein Fahrzeug für wie lange laden wird. Bei einer hohen Anzahl an Elektrofahrzeugen werden Netzabschnitte stark belastet. Eine Erweiterung mit mehr erneuerbarer Einspeisung ist nur begrenzt möglich. NetzbetreiberInnen bieten derzeit keine variablen Tarife an, die eine Entscheidungsgrundlage für den Ladungszeitpunkt sein können, da Messgeräte (z. B. Smart Meter) fehlen, die eine feiner granulいた Abrechnung ermöglichen.

Finanzierung: Elektroautos samt ihren Batterien werden von EigentümerInnen selbst finanziert. NetzbetreiberInnen nutzen Einnahmen durch Strompreise, um Kraftwerke und Leitungsverstärkungen zu bauen, um Lastspitzen regulieren zu können, den steigenden Verbrauch abzudecken und mehr erneuerbare Erzeugung zu ermöglichen.

NutzerInnen und Betroffene: EigentümerInnen planen derzeit ein Elektroauto, um die Mobilitätskosten im Betrieb zu senken, allerdings sind die Anschaffungskosten noch sehr hoch, da es z. B. keine Batterieleasingmodelle gibt. Ebenso sind Fahrzeughersteller bestrebt, umweltver-

träglich Technologien in Neuwägen bereits einzuplanen. Die lange Ladezeit von Elektroautos, spärlich vorhandene Ladestationen, die höheren Initialkosten und fehlende Services, um die Fahrzeuge für mehr zu nutzen, sprechen noch gegen eine selbstverständliche Kaufentscheidung der KonsumentInnen. NetzbetreiberInnen setzen noch auf konventionelle Kraftwerke, um Regelenergie zu erzeugen oder bereitzustellen.

EntscheiderInnen: Heute wird von AutokäuferInnen entschieden, ob ein Elektroauto angeschafft werden soll oder nicht. Da die Investitionsentscheidung nur im Betrieb einen finanziellen Vorteil bringt, kann diese nur bei vorhandenen finanziellen Mitteln getroffen werden und fördert derzeit soziale Diskriminierung.

AnbieterInnen: Diverse AutomobilherstellerInnen bieten vereinzelt selbstgeschaffene Elektroautolösungen an, um einen Fuß im Markt der Zukunft zu haben. Eine Standardisierung von verbauten Akkuformen oder modularen Austauschmöglichkeiten wird nur selten von einzelnen Firmen angestrebt⁵⁴. An eine Weiterverwendung von Elektroautobatterien denkt bisher noch keine HerstellerIn. NetzbetreiberInnen forschen derzeit nach Möglichkeiten, mehr erneuerbare Energieerzeugung in ihren Netzabschnitten zu ermöglichen, ohne dass die Netzqualität sehr unter den zusätzlichen Lasten durch Elektroautos leidet. Eigene Tarife oder Anreizmodelle können auf Grund der fehlenden Daten für eine Rechnungslegung noch nicht eingeführt werden.

5.4.3 Detailbeschreibung Szenario in 5-10 Jahren

Als Produkt der Elaborationsphase soll hier in einem zweiten Iterationsschritt die Beschreibung des Szenarios aus *Kapitel 3.5* als Use-Case-Beschreibung bzw. Zusatzspezifikation im Unified Process um möglicherweise unbedachte Details erweitert werden. Vor allem die in dieser Arbeit geschaffene Erweiterung der bereits durchgeführten Klassifikation (vgl. *Kapitel 3.5.2*) des Szenarios aus *Tabelle 16* in allen genutzten Strategien soll zukünftigen EntwicklerInnen helfen, notwendige Anforderungen extrahieren und modellieren zu können.

Nachdem die Leistungskapazität einer Elektroautobatterie soweit nachgelassen hat, wird die Batterie nach Tausch nicht entsorgt, sondern die Batterien können an einen zentralen Ort gebracht werden, an dem man sie in Clustern zusammenfasst, einem sogenannten Batteriepark. Dieser Batteriepark kann die Restkapazität aller Batterien weiterverwenden, um in Summe dem Stromnetz eine riesige Kapazität als Speicherkraftwerk zur Verfügung zu stellen.

Die Energiedichte eines NiMH Akkumulators ist ca. 180 mal so hoch wie ein Kubikmeter Wasser in 200 m Höhe – dies entspricht der Energie in einem Fallrohr eines Wasserspeicherkraftwerkes mit Stausee – (bei Wärme und Material wurden 25 % zusätzlich veranschlagt für die Berechnung des Akkumulators). [MOS+13]

Solange keine Standards festgelegt sind, werden die Batterien je nach HerstellerIn eigene Anschlüsse haben. Die Ladeelektronik wird zu einem gewissen Grad schon in der Batterie vorhanden sein. Das

⁵⁴ Better Place <http://www.betterplace.com> (abgerufen: 29. Aug. 2013)

Konzept besteht darin, Behälter, sogenannte Racks, zu konstruieren, in denen mehrere Akkus des gleichen Typs zu einem großen Cluster kombiniert und von einer Zentrale gesteuert werden können.

In dem Szenario kann jede Werkstätte den Umtausch nach Lebensende vornehmen, jeder Autohändler ein Leasingmodell für Batterien zur Verfügung stellen, oder sogar jede Tankstelle einen Batteriepark besitzen, in dem standardisierte Elektroautobatterien geladen, oder bereits schwache Batterien zu einem großen Weiterverwendungsbatteriepark gebracht werden.

Je weiter die Standardisierung von Elektroautobatteriemodulen fortschreitet, desto leichter ist dieses Szenario umzusetzen. Nur in Minuten können Tankstellen dann Elektroautos durch Akkutauch laden und sind so zentrale Lieferungsstelle für neue Elektroautobatterien. Eine Qualitätskontrolle für Endkunden durch Austausch von bereits schwachen Batterien wird ebenfalls vorgenommen und dort verrechnet. Mögliche Produktbündel, die den Tausch der Elektroautobatterien für alle Partner profitabel gestalten, lassen sich mit neuen Dienstleistungen und Services gestalten, die sich durch neue Geschäftsmodelle auf Grund der neuen Infrastruktur ergeben.

Das Szenario wurde durch folgende näher beschriebene Strategien aus sechs unterschiedlichen Aspekten des Gebiets Lastmanagement kategorisiert (vgl. *Tabelle 16*):

Energieerzeugung und -verteilung

Übergreifende Netzstabilität, Netzentlastung: Eine zentrale Sammelstelle, die gebrauchte, für Elektroautos unbrauchbare aber funktionstüchtige Batterien zusammenschließt und als Speicherkraftwerk für das Stromnetz verwendet, trägt mit der zur Verfügung gestellten Regelenergiekapazität zur Netzstabilität bei. Durch die Wahrung des Gleichgewichts zwischen Verbrauch und Produktion durch die Einführung dieser Batterieparks wird an sehr vielen verteilten Orten das Stromnetz weniger belastet. Einerseits im Verbrauch und andererseits bei der Einspeisung, die beide durch die Batterien gepuffert werden können. In langen Netzabschnitten ist es erst durch dieses Szenario möglich, mehr erneuerbare Energie zu produzieren, da Einspeisungsspitzen lokal gespeichert werden können.

Erhöhung der Grundlast: Die große Speicherdichte von Batterien ermöglicht viele Batterieparks über alle Netze verteilt. Durch Einhaltung von Kommunikationsstandards zwischen den Batterieparks und dem Stromnetz kann die Aufnahme und Abgabe von Elektrizität netzgesamt gesehen leichter geplant und vorhergesagt werden. Dadurch wird die Grundlast im Stromnetz erhöht, obwohl ein größerer Teil fluktuierender erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen ermöglicht wird. Das heißt, dass die entstehende Lastkurve besser und effizienter mit Grundlastkraftwerken „nachgefahren“ werden kann.

Verbraucher- und Geräteebene

Elektrofahrzeuge: Erst eine große Anzahl an vorhandenen Elektrofahrzeugen benötigen eine große Menge Batterien. Eine Weiterverwendungsmöglichkeit dieser Batterien (und damit eine Verlängerung der Nutzungsdauer) stellt ein Batteriepark dar.

Industriebetriebe: Vor allem die Automobilindustrie kann in diesem Szenario gemeinsam mit der Elektrizitätswirtschaft deutlich profitieren. Schaffung neuer Arbeitsplätze, unschätzbare Beiträge zum Umweltschutz, Entwicklung exportfähiger neuer Technologien und KundInnenbin-

dung durch neue Serviceleistungen sind an dieser Stelle zu nennen. Auch können beliebige kleine bis große Industriebetriebe, die eine Vielzahl an elektrischen Prozessen betreiben, Verbrauch als auch Erzeugung durch derartige Batteriepark lokal selbst ausfallsicher besser bedienen.

Energieerzeugungsgeräte: Durch die zentrale Weiterverwendung der Batterien in Batteriepark kann eine große Kapazität an elektrischer Energie gepuffert werden. Dies ermöglicht erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen in Spitzenerzeugungszeiten diese Energie nicht direkt in das Stromnetz einzuspeisen und dieses damit zu belasten, sondern in einem Batteriepark zu puffern. Für Zeiten, in denen die erneuerbare Erzeugung schwächer ausfällt als erwartet, kann der Batteriepark mit vorhandener Kapazität das Netz an deren Stelle stützen. Diese Regelenergie kann durch NetzbetreiberInnen oder direkt auf dem Energiemarkt abgeglichen werden.

Technische Implementierung

Aggregation/ Virtuelles Kraftwerk: Nachdem die Leistungskapazität einer Elektroautobatterie in ihrer Primärnutzung nachgelassen hat, wird die Batterie nach einem Tausch nicht entsorgt, sondern die Batterien können an einen zentralen Ort gebracht werden, an dem man sie in Clustern zusammenfassen kann, einem Batteriepark. Dieser Batteriepark kann dann die Restkapazität aller Batterien weiterverwenden, um in Summe dem Stromnetz eine riesige Kapazität als virtuelles Speicherkraftwerk zur Verfügung zu stellen. Durch die Aggregation mittels zeitlich kontrollierter Abfolge von Ladung und Entladung, unter Berücksichtigung der erwarteten Erzeugung und des Verbrauchs im Stromnetz kann ein großer Batteriepark oder mehrere kleine Batteriepark (z. B. umfunktionierte Tankstellen) als virtuelles Speicherkraftwerk gegenüber NetzbetreiberInnen und Bilanzgruppen auftreten.

Gerät reagiert auf Netzsignale: Die Teilnahme am Strommarkt, um Regelenergie in einer Bilanzgruppe zur Verfügung zu stellen, benötigt neue Geräte, die zwischen den Batteriepark und dem Stromnetz bidirektional kommunizieren und dadurch Netzüberschüsse und -bedürfnisse austauschen. Eventuell ist auch eine Verrechnung der zur Verfügung gestellten Leistungskapazität möglich.

Automatisierungsgrad

Halbautomatisch: Diese Umsetzungsvariante eines Batteriepark ist für kleinere Installationen denkbar, da hier der Einfluss auf das Stromnetz keine nennenswerten Auswirkungen hat, aber trotzdem die Administration und Bedienung für die BetreiberIn deutlich erleichtert werden.

Vollautomatisch: Üblicherweise vorhandene Leittechniksysteme für derart komplexe Anlagen, wie einem Batteriepark, sind vollautomatisiert. Da eine hohe Frequenz an Interaktionen zwischen Stromnetz und Batteriepuffer als Energiespeicher notwendig ist, kommt nur eine vollautomatische Lösung in Frage. Nur dadurch kann ein schneller Eingriff in Über- oder Unterlastsituationen in dem Stromnetz bewerkstelligt werden.

Mehrnutzen für EndverbraucherInnen

Kostenreduktion: Die Kosten für einen Batteriepark können durch das zur Verfügung stellen von Regelenergie schnell erwirtschaftet werden. Die großen Kapazitäten einer Nachnutzung vieler

Elektroautobatterien bringen hohe Stabilität für das Stromnetz und damit auch viel Geld für die BetreiberInnen. Besitzer von Elektrofahrzeugen profitieren aber ebenfalls durch kostengünstigere Initialkosten, durch Leasingmodelle von Batterien oder günstigere Betriebskosten durch günstigeres Laden oder Tauschen dieser. Durch ermöglichte erneuerbare Erzeugungsanlagen wird für EndkundInnen der zu Hause konsumierte Strommix ebenfalls günstiger.

Umweltschutz: Die Weiterverwendung der Batterien verlängert ihre Lebenszeit und schont die Umwelt. Das Vorhandensein von Batterieparks führt zu einer Einsparung von zusätzlichen konventionellen CO₂-produzierenden Kraftwerken, um den erhöhten Stromverbrauch zu decken. In Gegenden, in denen keine Wasserkraftspeicher möglich sind, wird zusätzlich zu Kosten gespart, außerdem die Energieeffizienz gesteigert, da lokale Speicherkraftwerke geschaffen werden und weniger Energie importiert oder exportiert werden muss. Eine Reduktion der Verteilnetzleitungsverluste durch Konsum des lokalen selbst produzierten Stroms und Einsparung von zusätzlichen konventionellen CO₂-produzierenden Kraftwerken tragen ebenfalls zum Umweltschutz bei, um den erhöhten Stromverbrauch zu decken.

Energieeffizienz: Es wurde noch nicht viel über die Nachnutzung von Elektroautobatterien nachgedacht. Dies ist eine Möglichkeit, wie man nicht nur die Lebenszeit verdoppeln und damit die Energieeffizienz der Batterien steigern kann, sondern auch Qualitätskontrolle bei Kunden, spontanes Laden von Fahrzeugen, Regelenergiespeicherkraftwerke im geografisch flachen Raum und neue Geschäftsmodelle entwickeln kann. Kann man anstatt zu tanken, jedes Mal einen schnellen Batteriewechsel durchführen, der die leere Batterie gegen eine geladene tauscht, profitieren Autofahrer, die in einer Minute wieder ein voll geladenes Elektroauto besitzen und Tankstellen, die energieeffizient gelagerte unbenutzte Batterien je nach vorhandener Energie aus dem Stromnetz laden oder nicht laden können. BetreiberInnen des Batterieparkes können bei genügend Batterien im Umlauf, jederzeit große Kapazitäten an Energie speichern oder abgeben und sind damit sehr effizient.

Produktbündelung: Die BetreiberIn eines solchen Batterieparkes kann durch die große Kapazität der Summe aller verfügbarer Batterien am Regelenergiemarkt teilnehmen und dadurch Kosten für Elektroautobatterien durch günstige Endkundenleasingmodelle reduzieren. Die neue Kombination vorhandener Technologien schafft neue Arbeitsplätze und wirkt schon der Entsorgung von Elektroautobatterien vor, die durch Batterieparks zentralisiert erfolgen kann. Auch sind viele neue Dienstleistungen in dem Sektor denkbar, die sich um austauschbare Batterien und Elektrofahrzeuge drehen, die gebündelt mit z. B. dem Haushaltsstromtarif allen Parteien Vorteile bringen.

Tarifmöglichkeiten

Fixiert: Bei einem fixen Tarif wird keine Preisinformation zwischen dem Stromnetz und dem Batteriepark ausgetauscht. EigentümerInnen oder BetreiberInnen eines solchen Batterieparkes (z. B. eine NetzbetreiberIn) profitieren nur durch die zeitversetzte, lokal gepufferten, Energieüberschüsse, die sonst verworfen werden. Erst eine Teilnahme am Regelenergiemarkt eröffnet mehrere neue Businessmodelle, die lukrativer sind.

Businessstarif: Durch die aggregierte hohe Kapazität vieler zentral in einem Batteriepark zusammengeschlossenen Batterien ist es der BetreiberIn, wie schon für einige große Industriebetriebe üblich, möglich, der NetzbetreiberIn gegenüber als Einheit aufzutreten und günstige Businessstarife auszuhandeln.

– Eine neue wissenschaftliche Wahrheit pfl egt sich nicht in der Weise durchzusetzen, daß ihre Gegner überzeugt werden und sich als belehrt erklären, sondern vielmehr dadurch, daß ihre Gegner allmählich aussterben und daß die heranwachsende Generation von vornherein mit der Wahrheit vertraut gemacht ist. –

Max Planck

6. Ökonomische Analyse von Lastflexibilitäten

Es wurden bisher in den vorangegangenen Kapiteln realistische Zukunftsszenarien für das Management von Lastflexibilitäten in Österreich beschrieben. Anhand dieser detaillierten Beschreibung war es, wie in *Kapitel 1.4.1 Abgrenzung der Diplomarbeit* beschrieben, möglich eine genaue Produktlebenszyklusanalyse (engl.: Life-Cycle-Analysis – LCA) im Zuge einer ökologischen Analyse zu beginnen und Lead-User-Fokusgruppen-Workshops durchzuführen, die eine neuerliche Bewertung möglich gemacht haben. In den Fokusgruppen wurde einleitend ein zehnminütiger Film⁵⁵ des Autors dieser Arbeit gezeigt, der im Rahmen dieser Arbeit speziell dafür erstellt wurde, um den TeilnehmerInnen grafisch anhand der vier ausgewählten Szenarien zu erklären, was unter Demand Response zu verstehen ist. Es wurden in vier Fokusgruppenworkshops die vier Szenarien, vor allem zu sozialen Aspekten, detailliert diskutiert und damit die NutzerInnenakzeptanz festgehalten. Die Ergebnisse des nutzbar gemachten impliziten Wissens der TeilnehmerInnen wurden in [MLP+13, MOS+13] publiziert und können dort nachgelesen werden. In dieser Arbeit soll nur erwähnt werden, dass auch weiterhin die gewählten vier Szenarien erfolgsversprechend bleiben.

Ziel dieses Kapitels ist eine erste Analyse der notwendigen Szenarioanforderungen durchzuführen und die vier Szenarien vor allem unter ökonomischen Gesichtspunkten abzuschätzen. In diesem Kapitel soll eine Darstellung der möglichen Einnahmen und Kosten als ökonomischer Vergleich durchgeführt werden. Einnahmeseitig soll eine Kosten/Nutzenanalyse aufgestellt werden. Im Detail soll auch eine Businessplanrechnung für eines der am erfolgreichsten bewerteten Szenarien durchgeführt werden – Building to Grid – das einen makroökonomischen Schluss für Österreich zulässt.

Ausgewählte Resultate der ökonomischen Abschätzungen (gemeinsam mit weiteren ökologischen und sozio-technischen) wurden auch bereits ausserhalb dieser Arbeit vom Autor auf der D-A-CH Energieinformatik 2012 [Mei12] präsentiert.

6.1 Methodik

Ein ökonomischer Vergleich der ausgewählten Szenarien soll ermöglicht werden. Dazu wird ein Vergleich unterschiedlicher, möglicher Anreizmodelle/Einnahmemöglichkeiten textuell dargelegt. Als

⁵⁵ Meisel M.; Kupzog F. Smart Response Film, Intelligentes Lastmanagement – eine chance für das energienetz, 2012 <http://energyit.ict.tuwien.ac.at/data/SmartResponse/SmartResponseFilm.html> (21.7. 15)

beste Option für einen beispielhaften Businessplan aus den verschiedenen möglichen Geschäftsmodellen wurde das Szenario Building to Grid identifiziert, da es das einzige bereits bestehende Szenario aus den ausgewählten näher betrachteten ist und damit die höchste Realisierungswahrscheinlichkeit besitzt. Es wird ein Businessplan mittels Discounted-Cashflow-Methode für die Umsetzung im Markt unter Berücksichtigung unterschiedlicher Subsznarien entwickelt, und eine nötige Einsparung durch das Szenario für einen Return On Investment (ROI) nach 5 Jahren berechnet. Weiters wird abschließend linear auf den Maßstab Österreich hochskaliert, um in den unterschiedlichen Subsznarien wahrscheinliche makroökonomische Auswirkungen zu verdeutlichen.

Erwähnt werden sollte, dass für die Einnahmekalkulation erwarteter makroökonomischer Effekte durch Eigenverbrauchsoptimierung die „*Micro Grid für Gebäude mit PV*“ Szenarioidee gewählt wurde, da die stark zunehmende Penetration mit PV Anlagen und die einfache Realisierung dafür sprechen. Nicht Teil dieser Arbeit ist die Modellierung und Optimierung in MATLAB, als auch die Berechnung der Rentabilität für einen österreichischen Durchschnittshaushalt, für die auf [MOS+13] verwiesen wird.

Im Folgenden sollen Überlegungen zur Aufteilung für eine Bilanzierung der Einnahmen und Ausgaben kurz aufgezeigt werden. Es wurden fünf (und eine sonstige) Gruppen von Business Cases (im Folgenden *Einnahmemöglichkeiten* genannt) aufgestellt und die Szenarien jeweils passenden zugeordnet. Die zugeordneten Szenarien sind die vier bereits detailliert beschriebenen: Micro Grid für Gemeinden (eine Gemeinde nutzt einen Business Tarif), Building to Grid (Bürogebäude als Speicher), Micro Grid für Gebäude mit Photovoltaikanlagen (ein Gebäude versucht lokal Energie zu verbrauchen, wenn Energie lokal generiert wird) und Weiterverwendung von Elektroautobatterien (Batterienachnutzung von ausgedienten Batterien aus Hybrid und Elektrofahrzeugen).

6.2 Mögliche Vergütungsmodelle

Es gibt unterschiedliche Einnahmequellen und Vergütungsmodelle (Gruppen von Business Cases) für automatisierte Lastmanagementszenarien. Diese Aufzählung soll keine vollständige Liste darstellen, aber die wahrscheinlichsten Einnahmequellen und die dazu passenden Szenarien mit Lastflexibilitäten.

6.2.1 Bilanzgruppen

Eine Bilanzgruppe versucht durch Teilnahme am Clearingmarkt des internationalen Verbundnetzen über Bereitstellung von Regelenergie einen Gewinn zu erwirtschaften. Diese Einnahmequelle könnte für folgende Szenarien genutzt werden:

- Building to Grid,
- Micro Grid für Gemeinden und
- Weiterverwendung von e-Autobatterien.

Einnahmen durch das Agieren in Bilanzgruppen können aus folgenden Effekten generiert werden:

- nicht zu zahlende Pönalen, die für andere Player anfallen,
- Einsparungen durch weniger Regelenergieaufbringung und
- eingesparte Kosten für zusätzliche Erzeugungskapazitäten.

6.2.2 Eigenverbrauch

Wird bei einem Einfamilienhaushalt die Einspeisung nicht gefördert, lässt sich der Bedarf des Eigenverbrauchs (und damit das Sinken der Energiekosten durch eine Minimierung des Bedarfs) wie aus *Formel 1* folgt berechnen:

$$K_{\text{Gesamt}} = K_{\text{Energieverbrauch}} - K_{\text{Energieerzeugung}}$$

Formel 1: Formel zur Eigenbedarfsberechnung

Diese Kosten, bestehend aus Strommenge und Strompreis pro Mengeneinheit, können mit aktuellen Strompreisen und gemessenen Einspeise-Verbrauchswerten simuliert werden. Überzeugende und detaillierte Ergebnisse dieser Simulation können in [MOS+13] gefunden werden. Als Einnahmequelle ist dieser Ansatz wirtschaftlich sehr interessant, da eine steigende Penetration von Photovoltaikanlagen makroökonomische Effekte verspricht. Fehlende wissenschaftliche Forschung auf diesem Gebiet soll zur Investition von Forschungsmitteln in dem Gebiet ermutigen.

Folgende Szenarien können dies als Einnahmequelle nutzen:

- Micro Grid in Gebäuden mit PV
- eventuell Building to Grid
- Micro Grid für Gemeinden

Einnahmen durch das Optimieren des Eigenverbrauchs können durch folgende Effekte generiert werden:

- Erhöhung der Grundlast durch Minimierung fluktuierender dezentraler Erzeugung und die damit verbundene CO₂-Reduktion wird durch ein Zertifikatsmodell beglichen.
- Eine Lastprofilglättung bedeutet eine Ersparnis für Netzbetreiber und kann über die Rechnung abgegolten werden.
- Netzbetreiber können durch Reduktion der konventionellen Einspeisung mehr erneuerbare Einspeiser in Netzabschnitten zulassen und damit ihren ökologischen Fußabdruck verbessern.
- Zeitvariabler Tarif oder günstigerer Gesamttarif (auch Flatrate denkbar), um den Anreiz für Kunden zur Teilnahme an den im jeweiligen Szenario enthaltenen Maßnahmen zu erhöhen.
- Zeitvariabler Tarif als Anregung zur verbraucherseitigen Lastverschiebung durch tageszeitabhängige Verrechnung.
- Günstigere Gesamttarifmodelle können Kundenvorteile schaffen.

6.2.3 Netzausbau

Durch intelligente Regelungsansätze im internationalen Verbundnetz kann der Ausbau von Leitungsquerschnitten verzögert werden. Vorteile entstehen vor allem in der Verzinsung des Kapitals oder der Anlage selbigen Kapitals in anderen Projekten, um Opportunitätskosten zu verringern. Besonders könnten die folgenden Szenarien davon profitieren:

- Building to Grid
- Micro Grid in Gebäuden mit PV

Betrachtet man die Einnahmen Seite des Netzausbaus, kann nicht direkt Geld erwirtschaftet werden, lediglich aus dem Effekt generiert werden, dass Netzausbaukosten gespart werden. Diese sind real vorhanden und nicht zu vernachlässigen aber nicht oder nur schwer bestimmbar, vgl. dazu [Den10].

6.2.4 Mehrnutzen

Durch Mehrnutzen oder das Nutzen von Synergieeffekten, können sich diese schneller amortisieren und einen nachfolgenden Gewinn schneller einstellen. Ein Beispiel ist die Bereitschaft, einen höheren Preis für Energie zu entrichten, um eine signifikant höhere Zuverlässigkeit des Netzes zu erhalten. Als möglicher Nutznießer soll hier das Szenario BattPark -Wiederverwendung von e-Autobatterien genannt werden.

Einnahmen durch zusätzlich geschaffene Synergien können aus folgenden Effekten generiert werden:

- Mögliche zukünftige Dienstleistungen, die über die notwendige Hardware zur Verfügung gestellt werden, können die initialen Kosten der Hardware refinanzieren.
- Anreizmodelle für Kunden könnten diese zu einem Kauf der notwendigen Hardware bewegen.

6.2.5 Energiehandel mit Verschiebepotenzial

Durch Energiehandel mit Verschiebepotenzial sollen Fixkosten gespart werden. [Prü12] zeigt wie ein virtuelles Speicherkraftwerk aus einer Gemeinde oder vielen Gebäuden gebildet wird, deren Summe an zur Verfügung stehenden Kapazitäten für den Energiehandel am Spot-Markt bereitgestellt werden kann. Dieser Ansatz ist laut [Prü12] derzeit noch nicht profitabel – anders als die Einführung eines variablen Stromtarifmodells.

Profitieren könnten davon die folgenden Szenarien:

- Gebäude mit PV
- Micro Grid für Gemeinden

Einnahmen durch Energiehandel mit elektrischem Verschiebepotenzial können generiert werden, indem Verschiebekapazitäten eines Gebäudes oder einer ganzen Gemeinde aggregiert am Energiemarkt angeboten werden.

6.2.6 Weitere Ertragsmodelle

Weitere Ertragsmodelle wurden ebenfalls in Betracht gezogen, aber als unwahrscheinlich oder nicht ausreichend für die Ertragsüberlegungen abgegrenzt in Listenform festgehalten:

- Weniger Verbrauch – unmittelbare finanzielle Entlastung der KundIn.
- CO₂-Reduktion – Anreiz für umweltbewusste KundIn.
- Niedrigerer Leistungspreis – durch Spitzenlastvermeidung und -reduktion bei großvolumigen VerbraucherInnen.
- Erhöhung und Verbesserung von positiven Einflussfaktoren bzw. Abschwächung negativer Effekte für den gesamten Wirtschaftsraum. Weniger CO₂-Zertifikate.
- CO₂-Reduktion durch mehr Grundlast – effizienterer Einsatz der vorhandenen Kraftwerke und dadurch Senkung des CO₂-Ausstoßes.
- Eingesparte Kosten für zusätzliche Erzeugungskapazitäten – durch die Senkung des Energieverbrauchs muss weniger in den Ausbau der Erzeugungskapazitäten investiert werden.
- Einsparung durch weniger Regelenergieaufbringung – durch Lastmanagement erhöhte Flexibilität und dadurch weniger Kosten für benötigte Regelenergie.
- Politische Förderprogramme – notwendig, wenn Vorteile erst langfristig wirken (zeitliche Umverteilung).
- Reiner ökologischer Nutzen – Verbesserung des ökologischen Fußabdrucks eines Unternehmens.

6.3 Technisch bedingte Kosten

Hier sollen die durch Technik bedingten Kosten untersucht werden. Kurz- und Langzeitkosten für jedes Szenario, erwartete Effekte über die Laufzeit, eine Betrachtung an technischen und infrastrukturellen Notwendigkeiten zur Realisierung jedes Szenarios, dessen Kosten und Instandhaltungskosten sollen beschrieben werden. Die je Szenario notwendige Technologie ist derzeit bereits verfügbar.

6.3.1 Techno-ökonomische Rahmenbedingungen

Jedes Szenario besitzt eine Vielzahl an Freiheitsgraden. Um eine Kostenschätzung zu ermöglichen, ist es notwendig, diese Freiheitsgrade zu fixieren. Dies soll in beschriebenen Rahmenbedingungen der *Tabelle 20* dargestellt werden.

Die Tabelle repräsentiert die Annahmen je Szenario, anhand derer die Kosten im folgenden Kapitel eruiert werden. Die Lebensdauer von Bauteilen wurde nach [AFR+10] übernommen. Die üblicher-

weise ebenfalls gelistete Verfügbarkeit aller angeführten Technologieprodukte nach Jahr und geographischer Gegebenheit fallen in dieser Betrachtung nicht ins Gewicht, da zu allen ausgewählten Szenarien generell gesagt werden kann, dass die jeweils dafür notwendige Technologie derzeit bereits verfügbar ist.

Tabelle 20: Rahmenbedingungen der Szenarien

Szenario	WAS	OB und WIEVIEL	NÖTIG
Building to Grid	Haustechnik	vorhanden	
	Micro Grid Controller	nicht vorhanden	Industrie PC
	Kommunikationstechnik	vorhanden (Breitband)	
	Nutzungsdauer	30 Jahre	
	Nutzungsdauer Elektronik	7,5 Jahre	
	Anzahl Einheiten	10.000 Stk	
Micro Grid für PV Gebäude	Haustechnik	vorhanden	
	Micro Grid Controller	nicht vorhanden	Industrie PC
	Kommunikationstechnik	5 Endgeräte PLC + ZigBee	
	low Tech	Umwälzpumpe	
	med Tech	Umwälzpumpe, 4 Geräte	
	high Tech	Umwälz- u. Wärmepumpe, 4 Geräte, Klimaanlage, k. Wohnraumlüftung	
	Nutzungsdauer	30 Jahre	
	Nutzungsdauer PV	25 Jahre	
	Nutzungsdauer Elektronik	7,5 Jahre	
	Anzahl Gebäude	Mix aus l/m/h	
Micro Grid für Gemeinden	Leittechnik	vorhanden	
	Kommunikationstechnik	vorhanden	
	Micro Grid Controller	nicht vorhanden	Industrie PC
	Gemeindegröße	Einwohnerregister (EWR) und Gemeindenanzahl	
	Nutzungsdauer	30 Jahre	
	Nutzungsdauer Elektronik	7,5 Jahre	
BattPark Nachnutzung von e-Auto Batterien	Halle	nicht vorhanden	Industriehalle
	Batterie	vorhanden	
	Kommunikationstechnik	nicht vorhanden	Breitband
	Micro Grid Controller	nicht vorhanden	Industrie PC
	Trafostation	nicht vorhanden	Leistungstransformator
	Umrichter	nicht vorhanden	Strom/Wechselrichter
	Klimaanlage	nicht vorhanden	Industrieklimaanlage
	Lade-/Entladeelektronik	nicht vorhanden	Bussystem
	Nutzungsdauer	30 Jahre	
	Nutzungsdauer Elektronik	7,5 Jahre	
	Nutzungsdauer Klima	10 Jahre	
	Nutzungsdauer Trafo	40 Jahre	
	Nutzungsdauer Umrichter	12,5 Jahre	

6.3.2 Finanzierung

In den vier Szenarien sind unterschiedliche StakeholderInnen in verschiedenen Rollen als FinanziererInnen wahrscheinlich und sollen in dieser Arbeit der Vollständigkeit halber lediglich aufgelistet werden:

Building to Grid: EigentümerInnen oder BetreiberInnen sorgen für Gebäudeautomation, NetzbetreiberInnen oder Aggregatoren können notwendige Installationskosten für Kommunikationsinfrastruktur übernehmen oder über diese Kosten über neue, variable Stromtarife EigentümerInnen abgelten.

Micro Grid für PV Gebäude: EigentümerInnen können gemeinschaftliche Rücklagen nutzen, NetzbetreiberInnen oder öffentliche Subventionen können notwendige Installationen und Geräteänderungen finanzieren.

Micro Grids für Gemeinden: Kostendeckung aus Gemeindebudget, eventuell Subventionen von Bund oder Land bzw. aus dem Klimafonds. Eine weitere Möglichkeit wäre eine Investitions-subventionierung durch NetzbetreiberInnen oder Versorgungsbetriebe, die notwendige Installationen und Geräteänderungen finanzieren. Eine Abwälzung der Kosten auf BürgerInnen über Gemeinde- oder Netzgebühren ist ebenfalls denkbar, wobei nach einigen Jahren eine Reduktion der Stromkosten zu erwarten wäre.

Nachnutzung von e-Auto Batterien: Eine Finanzierung ist in gleicherweise durch BatterieparkbetreiberInnen, MieterInnen, StromerzeugerInnen, Stadtverwaltung, NetzbetreiberInnen oder Joint-Ventures (z. B. ElektrofahrzeugherstellerInnen mit Verleihfirmen von Autobatterien) denkbar.

6.3.3 Analyse

Auf der Ausgabenseite schlagen besonders Infrastrukturkosten zu Buche. Zu allen Szenarien kann generell gesagt werden, dass die jeweils dafür notwendige Technologie derzeit bereits verfügbar ist. Daher wurden keine Technologieforschungs- und -entwicklungskosten angenommen. Ebenfalls Opportunitätskosten, die bei der Nicht-Umsetzung eines Szenarios entstehen, wurden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt, da diese Kosten selbst nach Jahren des Erfolges eines Produktes nicht gemessen, sondern nur geschätzt werden können. Eine Kostenabschätzung der derzeit verfügbaren Technologien und der dazugehörigen Annahme von Kurz- und Langzeitkosten für jedes Szenario kann aus *Tabelle 21* entnommen werden. Eine Best-Case- und Worst-Case-Schätzung wird ebenfalls als minimale und maximale Kosten angegeben.

In der Tabelle sind die Entwicklungskosten für den angenommenen Micro Grid Controller, als auch die Kosten für Lobbying-Arbeit zu noch fehlende Protokollen und Standards nicht gelistet, da angenommen wird, dass sie von HerstellerInnenunternehmen getragen werden.

In allen vier Szenarien wird ein Gegenstück zum Micro Grid Controller auf der Energieanbieterseite angenommen. Dabei werden hier 10x Industrie PC als Einheitsgröße bereits in der Infrastruktur der NetzbetreiberInnen vorausgesetzt, die deshalb mit 0 € minimale Kosten bzw. 50.000 € Neuanschaf-

fungskosten beziffert werden. 1.000 Wh Stromkosten werden als minimale laufende Kosten angenommen und Kosten für Wartungsarbeiten+Stromkosten als maximale laufende Kosten.

Tabelle 21: Aufteilung der Kosten je Szenario

Szenarios	Ausgaben	Skalierung	Min. einmalige Kosten	Max. einmalige Kosten	Min. laufende Kosten	Max. laufende Kosten
Building to Grid	Micro Grid Controller auf Gebäudeseite (SPS, Industrie PC, Lüfterlos)	1 Durchschnittsgebäude	€ 0 bereits vorhanden	€ 5.000 Neuanschaffung	100 Wh Stromkosten	Wartungsarbeiten + Stromkosten
	Zusätzliche Sensoren (z.B. 2 Temperaturfühler in Speichern)	1 Wärmepumpe	€ 0 bereits vorhanden	€ 2.000 Installation HW und Erweiterung SW	€ 0,00	€ 2.000 garantiefreier Gerätetausch
Micro Grid für PV Gebäude	Micro Grid Controller auf Gebäudeseite (Vergleichbar mit IT-Router mit Netzteil und Kabel) durch Hersteller verbaut (5% der Gerätekosten)	1 Durchschnittsgebäude	€ 50 Zusatzmodul zu Gleichrichter DC/AC	€ 1.500 Zusatzgerät und Installation	10 Wh Stromkosten	€ 1.500 garantiefreier Gerätetausch
	Kommunikationsmedium (verkabelt/drahtlos, billiger Betrieb/Installation)		€ 0 drahtlos	€ 1.500 Installation Kabel	€ 0 Kabel	1 Wh drahtlos
Micro Grid für Gemeinden	Micro Grid Controller auf Gebäudeseite (SPS, Industrie PC, Lüfterlos)	1 Einrichtung/Anlage	€ 0 bereits vorhanden	€ 5.000 Neuanschaffung	100 Wh Stromkosten	Wartungsarbeiten + Stromkosten
	Ausbau der Leittechnik (v.a. Sensoren und Aktuatoren)		€ 5.000 geringe Anzahl fehlender Sensoren und Aktuatoren	€ 20.000 Neuinstallation mit Offenen Komponenten	1.000 Wh Stromkosten	Wartungsarbeiten + Stromkosten
	Anpassung der Leittechniksoftware um Aktivierungslevels verändern zu können	Gemeinde 1.200 EW	€ 5.000 geringe Anpassungen für Lastverschiebung	€ 50.000 Neueinstellung aller Komponenten	€ 0,00	Wartungsarbeiten
	Fehlende Kommunikationsinfrastruktur		€ 0 Synergie mit vorhandener Kommunikationsinfrastruktur	€ 100.000 Neuinstallation	€ 0 Mitbenutzung	Wartungsarbeiten + Stromkosten
BattPark Wiederverwendung von e-Autobatterien	Micro Grid Controller auf Gebäudeseite (SPS, Industrie PC, Lüfterlos)	1 Einrichtung/Anlage	€ 0 bereits vorhanden	€ 5.000 Neuanschaffung	100 Wh Stromkosten	Wartungsarbeiten + Stromkosten
	Klimatisierte Industriehalle (10.000-40.000 m³/h Luftvolumenstrom pro 10.000 m³ Raumvolumen)	200 m² je 1 MW	€ 0 bereits vorhanden	€ 1.000+ 3MM Provision	1,3 kWh/m²a Lüftung	€ 4 / (m²) Miete, Lüftung, Wartung, Reparatur
	Strom/Wechselrichter	1 MW Betriebsleistung	€ 0 bereits vorhanden	€ 100.000 Neuanschaffung (10 Stk.)	5 % Verlust	Wartungsarbeiten + Verlust
	Leistungstransformator	1 MW	€ 0 bereits vorhanden	€ 100.000 Installation und Anschluss	5 % Verlust	Wartungsarbeiten + Verlust

Die nun festgehaltenen Kosten können in einer Business-Case-Rechnung den erwarteten Gewinnen oder Einsparungen per anno gegenübergestellt und ausbalanciert werden.

6.4 Business Case

Als Rechenbeispiel eines Business Case wurde demonstrativ das sehr gut bewertete Szenario Building to Grid gewählt. Weitere ökonomische Untersuchungen des Anwendungsfalls Micro Grid für Photovoltaik Gebäude sind in [MOS+13] zu finden. Die Szenarioidee „Nachnutzung von e-Auto Batterien“ wird in [RP12] ökonomisch detailliert betrachtet und für ein Berechnungen zu Einsparungen der Netzerweiterungskosten kann [BLB+10] empfohlen werden.

Die hier durchgeführte Betrachtung der Wirtschaftlichkeit stellt eine Kapitalwertanalyse mit einem Return On Investment (ROI) nach fünf Jahren als Grundlage für weitere Smart-Grid-Andwendungen zur Verfügung. Weiters wird eine Rentabilitätsanalyse mit einem Break-Even nach 5 Jahren unter verschiedenen Szenarioannahmen durchgerechnet. Wie in *Abbildung 1* dargestellt, dienen Teile der Ergebnisse der Business-Case-Berechnung für Fokusgruppenworkshops und Empfehlungen des Pro-

jektetes *Smart Response* und wurden vom Autor auf der Energieinformatik 2012 vorgestellt [Mei12] und ein ausgewähltes Business-Case-Ergebnis in [MOS+13 p.45ff.] veröffentlicht.

Allgemein angenommene konservative Zahlen und Fakten zur Berechnung unterschiedlicher Subsznarien sollen zur Nachvollziehbarkeit folgend aufgelistet werden:

- Ein lüfterloser Industrie-PC⁵⁶ für ca. 500 € wurde als Micro Grid Controller angenommen.
- Ein konservativer Abzinsungssatz von 5 % (anstatt üblichen 10 % oder höher) wurde auf Grund des derzeit (17.5.2012) niedrigen EURIBOR für 12 Monate von 1,267 %, addiert mit dem üblichen 3,23 % Marktrisiko, für Kreditinstitute der österreichischen Finanzmarktaufsicht 2009 gewählt.
- Der Stromkostenanstieg von 2,5 %/a wurde berechnet von 0,16 €/kWh auf 0,19 €/kWh in 6 Jahren vom günstigsten Tarif der E-Control Daten⁵⁷ vom April 2012.
- Die Inflation von 2,06 % ist das Ergebnis der Berechnung des Mittelwertes des harmonisierten, europaweit standardisierten Verbraucherpreisindex zwischen 1990-2011 aus Daten der Statistik Austria⁵⁸.
- ExpertInnenschätzungen beruhend auf Projekterfahrungen erlauben es, die zusätzlichen durchschnittlichen Installationskosten auf 500 €, 1.500 € und 20.000 € und die durchschnittliche Wartungskosten respektive je SubszENARIO auf 50 €, 700 € und 2.000 €/a festzulegen.

6.4.1 Kapitalwertanalyse Building to Grid

Details zu der Berechnung des Kapitalwertes des Szenario Building to Grid unter allen zuvor angeführten Annahmen sind in *Tabelle 22* nachzuvollziehen.

Tabelle 22: Berechnung der Kapitalwerte von Leistungen und Kosten über 10 Jahre

Jahr	Leistungen, Kosten und Wert									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Abzinsungsfaktor	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75	0,71	0,69	0,64	0,61
Leistungen										
Erlös (Verkauf)										€ 100
Einsparungen (Micro Grid Erlös)	€ 206	€ 5.187	€ 1.005	€ 211	€ 5.317	€ 1.031	€ 216	€ 5.450	€ 1.056	€ 222
Jährliche Leistungen	€ 206	€ 5.187	€ 1.005	€ 211	€ 5.317	€ 1.031	€ 216	€ 5.450	€ 1.056	€ 222
Barwert (Leistungen)	€ 196	€ 4.940	€ 958	€ 192	€ 4.823	€ 935	€ 187	€ 4.708	€ 913	€ 183
Kosten										
Einmalige Kosten (Anschaffung)	€ 1.000	€ 20.000	€ 2.000							
Wiederkehrende Kosten (Wartung)	€ 50	€ 2.000	€ 700	€ 51	€ 2.041	€ 714	€ 52	€ 2.083	€ 729	€ 53
Jährliche Kosten	€ 1.050	€ 22.500	€ 2.700	€ 51	€ 2.041	€ 714	€ 52	€ 2.083	€ 729	€ 53
Barwert (Kosten)	€ 1.000	€ 21.429	€ 2.571	€ 46	€ 1.851	€ 648	€ 45	€ 1.800	€ 630	€ 44
Nettowert										
Jährlicher Nettowert	-€ 844		€ 160		€ 164		€ 160		€ 173	
Kumulativer Nettowert	-€ 844	-€ 17.313	-€ 1.695	-€ 684	-€ 14.037	-€ 1.378	-€ 519	-€ 10.670	-€ 1.001	-€ 351
Kapitalwert	-€ 804	-€ 16.488	-€ 1.614	€ 145	€ 2.971	€ 297	€ 142	€ 2.908	€ 293	€ 130
Jährliche Kapitalrendite	-80 %	-77 %	-63 %	314 %	160 %	44 %	316 %	162 %	45 %	317 %

⁵⁶ Micro Grid Controller Datenblatt http://www.delta-components.com/products/datasheets/PKBX1001_1008_MPC20-20L_Version%202009-2010.pdf (21.7. 15)

⁵⁷ E-Control <http://www.e-control.at> (21.7. 15)

⁵⁸ Statistik Austria: <http://www.statistik.at> (21.7. 15)

Die Tabelle beinhaltet die Zahlen der 10 Jahre für je alle drei Sub szenariovarianten spaltenweise farblich kodiert. Der annuell berechnete Nettowert ergibt sich aus der Differenz der Leistungen und Kosten. Der Kapitalwert ergibt sich als Produkt des Nettowertes mit dem Abzinsungsfaktor, so wie sich auch der Barwert aus dem Produkt der Leistung oder Kosten mit dem Abzinsungsfaktor ergibt. Abschließend ergibt sich der jährlich berechnete kumulative Nettowert aus der Summe des Nettowertes des Vorjahres und des aktuellen Jahres. Der gewählte ROI nach fünf Jahren ist in der Zeile des kumulativen Nettowertes in Jahr 6 ablesbar und der Gewinn nach zehn Jahren in selbiger Zeile dunkel markiert in den drei rechten Spalten.

In *Abbildung 16* wird der Kapitalwertverlauf über 10 Jahre für alle 3 Szenarien grafisch ansprechender aufbereitet dargestellt. Der jeweils erste Balken stellt die im ersten Jahr anfallenden Investitionskosten dar. Die fünf Jahre bis zur vertikalen Linie dienen zum Tilgen der Investitionskosten, alle folgenden Balken bis zum zehnten Jahr stellen erwirtschaftete Gewinne dar, wobei der letzte Balken die kumulierte Summe über 10 Jahre. In *Abbildung 16* ist damit sehr deutlich zu sehen, dass bei vorgegebenem *Return On Investment* (ROI) nach fünf Jahren in allen drei Sub szenarien (per Definition) ein Gewinn erwirtschaftet wird, dass allerdings dadurch die dafür benötigte Energiekostensparnis durch das Sub szenario selbst, stark variiert.

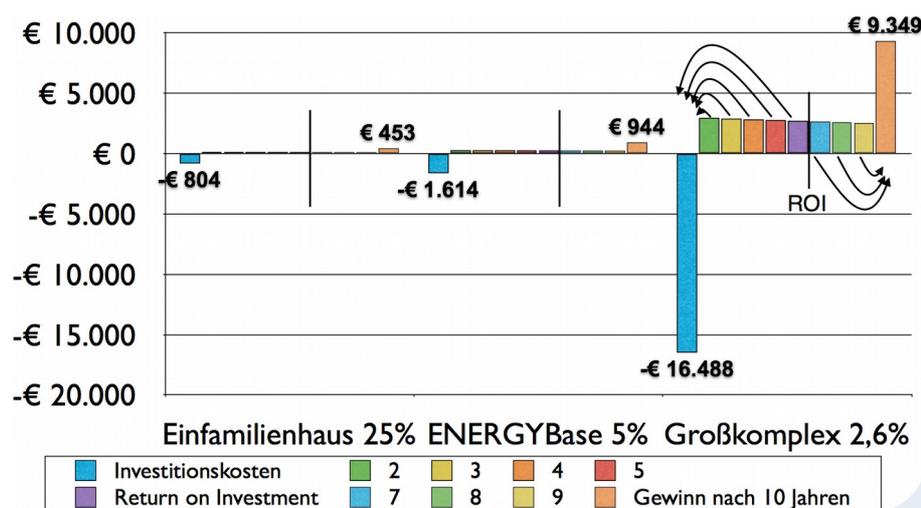


Abbildung 16: Building2Grid – Kapitalwert bei ROI nach 5 Jahren – Die notwendige Ersparnis variiert je Sub szenario; Quelle: [MOS+13 p.46]

Der subszenarioprägende Faktor in diesem Szenario ist die Größe des Gebäudes: Einfamilienhaus, ENERGYBase und Großkomplex. Dem Sub szenario Einfamilienhaus wurde laut Statistik Austria ein durchschnittlicher Jahresstromverbrauch österreichischer Haushalte von 4.500 kWh mit 0,18 €/kWh zugewiesen. Funktionale Gebäude (z. B.: ENERGYBase in der Giefinggasse) wurden mit einem Jahresverbrauch von 200.000 kWh laut dem *Balancing Energy Demand with Buildings* Endbericht [PHK+12] angenommen und Großkomplexe durch einen jährlichen Stromverbrauch von 200.000 €/a definiert.

Für die Berechnungen in dem Szenario wird daher nicht auf Grundfläche oder Bürofläche zurückgegriffen, sondern der genannte subszenariospezifische Jahresstromverbrauch genutzt. Das ENERGYBase Gebäude ist nach dem aktuellen Stand der Technik energieeffizient gebaut und bietet damit für die Berechnung einen Worst-Case, was Einsparpotential in funktionalen Gebäuden betrifft. Ab dieser Größe wird angenommen, dass der Gewinn linear skaliert, was anhand der Großkomplexszenariovariante beispielhaft gezeigt werden soll. Das Ergebnis der nötigen 5 % Ersparnis durch Management von Lastflexibilität aus dem Szenario Building to Grid ist nach DomänenexpertInnenmeinung ein realistisch erreichbarer Wert. 25 % für Einfamilienhäuser sind vor allem (ohne Eigenverbrauch durch eigene Erzeugung zu optimieren) als unrealistisch zu sehen, also ist in 5 Jahren kein ROI ohne Vor- oder Querfinanzierung der hohen Hardware- und Installationskosten wahrscheinlich.

6.4.2 Rentabilitätsanalyse Building to Grid

Als Rentabilitätsanalyse wurde besonders auf die Ermittlung eines Break-Even Punktes nach 5 Jahren gesetzt, um in Erfahrung zu bringen, ob ein Subszenario technisch realistisch ist. Die am Beginn des Kapitels 6.4 Business Case aufgezählten konservativen Annahmen, als auch die Berechnungsergebnisse der Tabelle 22 wurden ebenfalls in der Rentabilitätsanalyse genutzt.

Tabelle 23: Rentabilitätsanalyseergebnisse unterschiedlicher Subszenariokonfigurationen

Discounted Cashflow: Abzinsungssatz: 5% Subszenarios:	Einfamilienhaus	ENERGYBase	Großkomplex
Micro Grid Controller Kosten (Industrie PC lüfterlos)	€ 500,00	€ 500,00	€ 500,00
Sensoren und Aktoren Kosten (inkl. Installation)	€ 500,00	€ 1.500,00	€ 20.000,00
Verbrauchskosten / a	€ 800,00	€ 20.000,00	€ 200.000,00
Erwartete Wartungs- und Betriebskosten / a	€ 50,00	€ 700,00	€ 2.000,00
Anstieg Stromkosten / a	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Inflation / a	2,06 %	2,06 %	2,06 %
Verlust vom Neukaufpreis nach 10 Jahren	90,00 %	90,00 %	90,00 %
Anzahl möglicher Gebäude in Österreich je Subszenario	1.000.000	10.000	100
Notwendige Micro Grid Controller Effektivität (Ersparnis) für Break-Even (Return On Investment - ROI) nach 5 Jahren	25,76 %	5,03 %	2,59 %
Kosten im 1. Jahr	€ 1.050	€ 2.700	€ 22.500
Barwert der Kapitalrendite	33 %	12 %	26 %
Kapitalwert bei ROI in 5 a	€ 453	€ 944	€ 9.349
Gewinn bei ROI in 5 a	€ 859	€ 1.785	€ 17.624
Anzahl notwendiger Gebäude für vergleichbaren Gewinn	21	10	1
Kapitalwert bei 5% Ersparnis	-€ 20.345	€ 8.972	€ 50.572
Kapitalwert bei ROI in 5 a und in allen Gebäuden	-€ 453.058.663	€ 9.485.652	€ 928.601
Kapitalwert bei 5% und in allen Gebäuden	-€ 968.825.177	€ 8.971.718	€ 5.057.204

Wie man in Tabelle 23 sehen kann, ist die notwendige Ersparnis, die das Lastmanagement erreichen muss, für funktionale Gebäude (z. B. der ENERGY Base [PHK+12]) mit 20.000 €/a Stromverbrauchskosten 5 %. Die notwendige Ersparnis für Großkomplexe mit 200.000 €/a Stromverbrauchskosten liegt bei nur 2,6 % wobei aber für Einfamilienhäuser mit 800 €/a Stromverbrauchskosten (trotz geringer Wartungskosten von 50 €/a) sich die notwendige Ersparnis bei 25 % findet.

Für InvestorInnen ist ein möglichst hoher Barwert der Kapitalrendite ein gutes Zeichen (vgl. Einfamilienhaus), allerdings zeigt der Kapitalwert bei einem ROI in fünf Jahren ein dazu konträres Bild (vgl. Großkomplex), was sich auch im Gewinn nach zehn Jahren widerspiegelt.

Eine Aufwandsabschätzung lässt die Anzahl notwendiger Gebäude für vergleichbaren Gewinn zu. Gelingt es 21 Einfamilienhäuser mit notwendiger Technologie günstiger auszustatten als zehn funktionale Gebäude der Größe der ENERGYBase, wird der Gewinn ebenfalls größer.

Fixiert man in jedem der Subsznarien die erwartete Stromverbrauchskostenersparnis auf realistische 5 %, so zeigt der Kapitalwert bei Einfamilienhäusern unter den getroffenen Annahmen sogar eine stark negative Zahl.

Skaliert man die ersten positiven Ergebnisse mit einem ROI nach fünf Jahren mit der Anzahl möglicher Gebäude, die mit dem Produkt ausgestattet werden können, zeigt sich die Economy of Scale im SubszENARIO Einfamilienhaus in einem mehrfachen Millionenbetrag. Hier darf man aber nicht vergessen, dass unter diesen Annahmen eine 25 %-ige Effizienzsteigerung des Stromhaushaltes notwendig wäre und dies in der Demand Response Forschungsgemeinschaft noch als unrealistisch gesehen wird.

Als besonderes makroökonomisches Ergebnis soll in dieser Arbeit die lineare Skalierung der Ergebnisse auf die Anzahl der in Österreich möglichen Gebäude je SubszENARIO hervorgehoben werden. Die höchste SubszENARIOaggregationsersparnis (bei einer Einschränkung auf realistische 5 %) ist durch funktionale Gebäude wie der ENERGYBase zu erreichen. Das Resultat kann sich durch neue Zahlen wieder zum Vorteil des SubszENARIO *Großkomplexe* verschieben, wenn man den höheren Kapitalwert oder Barwert bei 5 % Ersparnis dementsprechend interpretiert.

7. Technische Analyse von Lastflexibilitäten

Nach den festgestellten Wertigkeiten der Komponenten und den wirtschaftlichen Potentialen der Szenarien wird in diesem Kapitel auf technische Anforderungen, Variabilitäten und Technikfolgen eingegangen. Es werden die Szenarien nach ihren variablen Gesichtspunkten, technisch notwendigen Ressourcen und erwarteten Auswirkungen der neuen Technik auf die Umwelt, das Stromnetz und die Betroffenen durchleuchtet. Die technische Analyse schließt mit dem Requirements Engineering eines der beschriebenen Szenarien in einem Use-Case-Modell im vollen Kontext des internationalen Stromnetzes. Das Modell beschreibt auch die notwendigen Use Cases eines Management Systems für Lastflexibilitäten (einem Energiemanagementsystem), welches kompatibel mit den Use Cases aus dem bereits erwähnten NIST Priority Action Plan 7, Deliverable 3 für verteilte Energieressourcen ist [nis10].

7.1 Systemelemente des Szenarios Building to Grid (B2G)

In dem Szenario wird die Erhöhung der Grundlast angestrebt, die dabei helfen soll, durch die Vorhersehbarkeit von großen Lasten durch Gebäude Grundlastkraftwerke effizienter betreiben zu können und dadurch mehr volatile, erneuerbare Erzeugung zu ermöglichen. Es wird versucht, den kostspieligen Netzausbau durch kostengünstige Kommunikation zu Gebäudeautomationsanlagen zu ersetzen. Funktionale Gebäude steuern zentral und automatisiert zur Betreibung notwendige Anlagen. Diese Aufgabe übernimmt eine Gebäudeautomation. Das Stromnetz kommuniziert ständig mit diesen Gebäudeautomationsanlagen, um den bevorstehenden Bedarf zu erfahren und mögliche Engpässe oder Überproduktion mitzuteilen. Diese verbundene Gebäudeautomation sorgt dafür, dass Lasten Strom verbrauchen oder in ihren thermischen Prozessen speichern, wenn viel zur Verfügung steht und keinen Strom verbrauchen oder der thermische Speicher entleert wird, wenn wenig oder kein Strom produziert wird.

Rahmenbedingungen: Standardisierte Schnittstelle zu StromlieferantInnen müssen geschaffen sein, flexible/variable Stromtarife mit großer Tarifspreizung sind notwendig, ein funktionierender Strommarkt mit vielen MarktteilnehmerInnen (evtl. Europa-weit denkbar), Kommunikationsinfrastruktur ist im städtischen Bereich gegeben, rechtliche Grundlagen für AggregatorkInnen müssen geklärt sein.

Gerätestatus: Gebäudeautomation kann mit dem Stromnetz (z. B. über Aggregatoren) kommunizieren und hat standardisierte Schnittstellen. Verbrauch wird je nach Angebot und Nachfrage oder über vorhersehbare Pläne, aber im Komfortbereich gesteuert. Es muss auch die Privatsphäre und die Sicherheit der Bewohner sichergestellt sein. Technologie dafür ist vorhanden, wird aber noch nicht dafür genutzt, da vor allem einheitliche Standards fehlen.

Strommix: Es wird eine vorhersagbare Menge an Energie aus dem Stromnetz verbraucht und dies ist als Dienstleistung für das Stromnetz zu sehen. Dadurch kann das Stromnetz Regelkraftwerke einsparen oder effizienter betrieben werden und einen höheren Anteil aus volatilen erneuerbaren Energien ermöglichen.

7.1.1 Variable Gesichtspunkte

Das Szenario lässt einige Kriterien offen und variabel, um die Akzeptanz der Lösung mit unterschiedlichen Gesichtspunkten bei ausgewählten Ansprechpartnern (z. B. Betroffene, EntscheiderInnen, AnbieterInnen) zu testen. In diesem Szenario kann man besonders die Art des Gebäudes in dessen physikalischer Größe und Nutzung, als auch die Unternehmensart der AnbieterInnen variieren. Im Folgenden sollen einige Sub-Szenarien beispielhaft beschrieben werden.

Komplettlösung für Haushalte

Das Szenario betrifft hauptsächlich neugebaute Passivhäuser und Niedrigenergiehäuser, die bereits mit Wärmepumpen und zugehöriger Steuerungsinfrastruktur ausgestattet sind. Haushalte können über zusätzliche Gebäudeautomationsgeräte ihr Haus intelligent an das Stromnetz anschließen, um auf einem virtuellen Marktplatz Strom so günstig wie möglich einzukaufen. Dadurch kann eine Glättung des Verbrauchsprofils im Netz erreicht werden, da Strom eher dann verbraucht wird, wenn er billig ist – also ein Überangebot herrscht – und nicht verbraucht bzw. eingespeist wird, wenn die Preise hoch sind, also Bedarf vorhanden ist. Sinnvoll kann das bei kleineren Häusern nur genutzt werden, wenn diese Technologie in vielen Haushalten eingesetzt wird, um in Summe eine große Menge an aggregierter Energie für das Stromnetz verschieben zu können. Hier werden eher Komplettlösungen (Black Boxes) eingesetzt, da das Know-How zum Betrieb eines solchen Servers idR. lokal nicht vorhanden sein wird.

Genossenschaften, Kommunen oder private Vereine

Kommunen, Genossenschaften, Vereine, Siedlungsgemeinschaften oder MieterInnenvereinigungen organisieren den Anschluss der Gebäude an das Stromnetz zur Beeinflussung. Vergleichbar ist das Szenario mit dem Betrieb in Haushalten, jedoch mit höherem Umsatz und geringeren Kosten pro NutzerIn und anderer Betriebs-/Entscheidungsstruktur. Kommunalverwaltung, Vereine usw. managen damit den Strombedarf ihrer Gebäude. Wohnbaugenossenschaften, GebäudeverwalterInnen verwenden das System, um als StromzwischenhändlerIn für ihre KundInnen bzw. MieterInnen aufzutreten.

Bürogebäude Selbstbetrieben

Bürogebäude – also funktionale Gebäude – sind besonders gut geeignet, weil Gebäudeautomation in diesen bereits vorhanden ist und dadurch eine Beeinflussung nach Bedarf des Stromnetzes mit geringstem Aufwand möglich ist. Die BetreiberIn des Bürogebäudes sorgt für einen Anschluss der Automationsanlage an das Stromnetz für Signale und die Verrechnung.

Bürogebäude Facility-Management Outsourcing

Thermische Prozesse in großvolumigen Gebäuden haben lange Zeitkonstanten und sind dadurch zur Verwendung als Speicher sehr gut geeignet. Eine Facility-Management-Firma, die das notwendige breitflächige Know-How besitzt, um Energy-Consulting anbieten zu können, hat die Möglichkeit Energie von allen betreuten Objekten zu aggregieren und damit als eine ernstzunehmende MarktteilnehmerIn im Stromnetz auftreten.

Reguliertes Energy Contractor Monopol

Eine oder einige große Energy-Consulting-Firmen haben sich als Monopolisten auf dem Gebiet etabliert und der Markt bedarf einer Regulierung. Energy Consulting findet durch eine oder wenige Firmen statt, die das Know-How besitzen. Österreich hat relativ kleine Regelzonen und beispielsweise NetzbetreiberInnen könnten einen solchen Dienst anbieten. Wenn eine Firma so groß wird, dann ist man ein Partner unter den EnergieversorgerInnen. Das Produkt dem Strommarkt gegenüber ist ein virtuelles Speicherkraftwerk mit gewissem Volumen und gewisser Größe. Den Kunden gegenüber wird zusätzliche Software oder Hardware in die Gebäudeautomationsanlagen eingebaut.

7.1.2 Zusätzlich benötigte Ressourcen

In der folgenden *Tabelle 24* sollen für das Szenario notwendige Ressourcen im Unterschied zur Beschreibung der aktuellen Situation für eine spätere Produktlebenszyklusanalyse in ihrem zusätzlich benötigtem Energieverbrauch, ihrer Nutzungsdauer, der notwendigen Anzahl und ihren Kosten aufgezählt werden.

Tabelle 24: Szenario Building to Grid - zusätzlich benötigte Ressourcen

Art	Beschreibung	Energieverbrauch	Nutzungsdauer	Anz.	k€
Steuerelektronik in Gebäudeautomation	Um die Lasten innerhalb des Gebäudes kontrollieren zu können, bedarf es einer zentralen Kontrolleinheit. Diese ist vorhanden, aber zusätzliche Funktionen um mit dem Stromnetz zu kommunizieren und auf Signale zu reagieren, fehlen. KNX ⁵⁹ , LON ⁶⁰ , BACnet ⁶¹ könnten bereits mit der Aussenwelt	100 Wh/a	25 a	10	1-5

⁵⁹ KNX <http://www.knx.org/knx-de/> (21.7. 15)

⁶⁰ LON <http://www.lonmark.org> (21.7. 15)

⁶¹ BACnet <http://www.bacnet.org> (21.7. 15)

Art	Beschreibung	Energieverbrauch	Nutzungsdauer	Anz.	k€
	kommunizieren.				
Personenjahre für Geräteentwicklung	Die Entwicklung der Kommunikationsanbindung der Komponenten, die zwischen Gebäudeautomation und Stromnetz notwendig sind, bis zur Serienreife.	100 Wh	2 a	10	100
AggregatorInnen	AggregatorInnen sind Mittelsmann/Mittelsfrau zwischen Gebäuden und Stromnetz. Diese Funktion aggregiert mehrere Gebäude und tritt als Einheit gegenüber dem Stromnetz als virtuelles Speicherkraftwerk auf. Server, Wartung und Installationskosten.	1.000 Wh	5 a-10 a	1-1.000	2
Kommunikation	Kommunikationsanbindungen sind hier genügend vorhanden. Protokolle und Standards fehlen.	1 Wh	5 a-25 a	10	0,2/a

7.1.3 Erwartete Auswirkungen

Durch die breitflächige Verwendung von funktionalen Gebäuden als Energiespeicher für das Stromnetz sind folgende Auswirkungen zu erwarten.

auf die Umwelt

Eine höhere Grundlast ermöglicht eine gesteigerte Verwendung erneuerbarer Energieerzeugung und dadurch Umweltschutz wegen Einsparung neuer Kraftwerke. Ein weiterer ökologischer Vorteil durch dieses Szenario ist Energieeffizienz. Das dem Stromnetz zusätzlich zur Verfügung gestellte Wissen über Zeiten von benötigten Kapazitäten von funktionalen Gebäuden (oder eine mögliche Beeinflussung dieser) führt durch die mögliche Erhöhung der Grundlast zu effizienter betriebenen Grundlastkraftwerken.

auf das Stromnetz

Veränderung der Stromabnahme findet in diesem Szenario besonders im Bereich der Grundlast statt. Durch die Vorhersehbarkeit von großen Lasten durch Gebäude können Grundlastkraftwerke effizienter betrieben werden und dadurch mehr volatile erneuerbare Erzeugung ermöglicht werden. Da funktionale Gebäude einen großen Teil des Energiebedarfs für ihren Betrieb benötigen, wird die Grundlast für das Stromnetz erhöht, wenn dieses durch Einführung von Kommunikation den Zeitpunkt und die Menge an benötigtem Strom voraussagen oder bestimmen kann. Das Stromnetz kommuniziert ständig mit Gebäudeautomationsanlagen, um den bevorstehenden Bedarf zu erfahren und mögliche Engpässe oder Überproduktion mitzuteilen. Diese verbundene Gebäudeautomation sorgt dafür, dass Lasten Strom verbrauchen oder in ihren thermischen Prozessen speichern, wenn viel zur Verfügung steht, und keinen Strom verbrauchen oder der thermische Speicher entleert werden, wenn wenig oder kein Strom produziert wird. Die produzierten Überschüsse und die weiterhin notwendige Elektrizität aus dem Stromnetz ist für die NetzbetreiberIn berechenbarer und fluktuiert weniger. Das heißt, dass die entstehende Lastkurve besser mit Grundlastkraftwerken „nachgefahren“ werden kann. Gebäude-

automation kann dank neu geschaffener Standards mit dem Stromnetz (z. B. über Aggregatoren) kommunizieren und hat standardisierte Schnittstellen. Der Verbrauch wird je nach Angebot und Nachfrage oder über vorhersehbare Pläne, aber im Komfortbereich gesteuert. Es wird eine vorher-sagbare Menge an Energie aus dem Stromnetz verbraucht und dies ist als Dienstleistung an dem Stromnetz zu sehen. Dadurch kann das Stromnetz Regelkraftwerke einsparen oder effizienter betreiben und einen höheren Anteil aus volatilen erneuerbaren Energien ermöglichen.

auf die Betroffenen

Eine standardisierte Schnittstelle zu StromlieferantInnen wurde geschaffen. Dadurch sind flexible/variable Stromtarife mit großer Tarifspreizung auf einem Strommarkt mit vielen MarktteilnehmerInnen möglich. Österreich kann sich hier als europaweiter Vorreiter bewähren. Die Kommunikationsinfrastruktur ist im städtischen Bereich gegeben, rechtliche Grundlagen für AggregatorInnen sind ebenfalls geschaffen worden. EigentümerInnen oder BetreiberInnen sorgen für Gebäudeautomation. NetzbetreiberInnen oder Aggregatoren können notwendige Installationskosten für Kommunikationsinfrastruktur übernehmen oder über variable Stromtarife der EigentümerIn abgelten. Durch die Speicherung erzeugter Energie in thermischen Prozessen in Gebäuden wird der Stromkonsum vom Stromnetz reduziert. Durch die Aggregation dieser Reduktion aller Building to Grid befähigten funktionalen Gebäude kann das System als virtuelles Speicherkraftwerk betrachtet werden. Alle Gebäude füllen sich mit Energie, wenn das Stromnetz damit rechnet. So lange die gesteuerten thermischen Prozesse das Komfortlevel nicht unterschreiten oder überschreiten (z. B. „Büro wird zu kalt“), wird nur die veranschlagte Menge an Strom aus dem Stromnetz verwendet. Bei dem Komplexitätsgrad einer Gebäudeautomationsanlage ist davon auszugehen, dass diese automatisch reagiert. Nichtsdestoweniger können Gebäudeverantwortliche oder BetreiberInnen des Gebäudes durch Voreinstellung beeinflussbarer Parameter, Einfluss auf Optimierungsfunktionen des Stromnetzes nehmen. Je nachdem ob besondere Ereignisse in dem Gebäude vorhersehbar sind, kann das Gebäude Profit oder einen besonders guten ökologischen Fußabdruck zum Ziel haben. Für die Bewohner des Gebäudes ändert sich nichts.

7.2 Systemelemente für Micro Grid in Gebäude mit Photovoltaik-Erzeugung

In dem Szenario wird die Glättung des Erzeugungsprofils angestrebt, dass dabei helfen soll, mehr erneuerbare Erzeugung in jedem Netzabschnitt zu ermöglichen. Es wird versucht, den kostspieligen Netzausbau durch kostengünstige Micro Grids in Gebäuden zu ersetzen. Micro Grids sind in sich geschlossene Stromnetze, die durch Kommunikation ein Gleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung zu halten. Überschüssige Energie oder ein Mangel wird über eine bestehende Anbindung an das Stromnetz überbrückt. Insgesamt wird dadurch lokal erzeugter Strom auch lokal verbraucht. Dazu ist es notwendig, dass stromerzeugende Anlagen an stromverbrauchende Geräte kommunizieren, wann Strom zur Verfügung stehen wird und wann nicht. Diese Aufgabe kann durch einen intelligenten Micro Grid Controller bewerkstelligt werden. Dieser Controller sorgt dafür, dass in Lasten

Strom verbraucht oder gespeichert wird, wenn viel zur Verfügung steht, und kein Strom verbraucht oder der Speicher entleert wird, wenn wenig oder keine Stromproduktion stattfindet.

Rahmenbedingungen: Förderungen von NetzbetreiberInnen und Haushalten mit PV, die an Lastmanagement interessiert sind, Marktoffensiven von AnbieterInnen oder zeitabhängige Tarife könnten zu größerer Attraktivität solcher Lösungen beitragen. Eine Kommunikationsinfrastruktur zu den betrachteten Gebäuden wird vorausgesetzt. Die Software von intelligenten Micro Grid Controller verfügt über die notwendigen Schnittstellen mit lokalen NetzbetreiberInnen um ein Lastmanagement zu ermöglichen.

Gerätestatus: Geräte können untereinander kommunizieren, haben standardisierte Schnittstellen. Zusätzliche Micro-Grid-Controller-Geräte steuern Verbrauch je nach Produktion. Technologie dafür ist vorhanden, wird aber noch nicht dafür genutzt, da einheitliche Standards fehlen.

Strommix: Es wird weniger Energie aus dem Stromnetz verbraucht und weniger in das Stromnetz eingespeist. Ein Großteil des Verbrauchs kann damit durch Eigenproduktion aus erneuerbarer Energie gedeckt werden.

7.2.1 Variable Gesichtspunkte

Das Szenario lässt einige Kriterien offen und variabel, um die Akzeptanz der Lösung mit unterschiedlichen Gesichtspunkten bei ausgewählten Ansprechpartnern (z. B.: Betroffene, EntscheiderInnen, AnbieterInnen) zu testen. In diesem Szenario kann man besonders die Größe des Gebäudes, also des Micro Grids, variieren, als auch die Besitzverhältnisse. Eine weitere Variationsmöglichkeit bietet die Art der Stromerzeugung. Es wird in dem Szenario von Photovoltaik ausgegangen, allerdings ist dies austauschbar oder in jeder Kombination mit weiteren Möglichkeiten erneuerbarer Stromgewinnung denkbar (z. B.: Windkraftanlagen, Blockheizkraftwerke mit Biomasse). Im Folgenden sollen einige Sub-Szenarien beispielhaft beschrieben werden.

Einfamilienhaus Eigentum

In einem Einfamilienhaus wird ein Micro Grid betrieben, d.h., dass der erzeugte Strom nach Bedarf verbraucht wird, bevor der Überschuss ins Netz eingespeist wird. Dadurch ergeben sich Vorteile für alle Parteien. Für NetzbetreiberInnen: geringere Fluktuation durch weniger Einspeisung und geringere Entnahme, besonders während der Mittagsspitze, kein kostenintensiver Netzabschnittsausbaue und bessere CO₂ Bilanz, da mehr erneuerbare Erzeugung ermöglicht wird. Für BetreiberInnen des Micro Grids: PV überhaupt erst möglich, finanzieller Anreiz durch NetzbetreiberInnen und auf lange Zeit gesehen (10-20 Jahre) geringe Stromkosten, höhere Lebensqualität, da großräumige Baustellen vermieden werden.

Wohnbau genossenschaftlich

Eine Genossenschaft entscheidet sich dafür, den BewohnerInnen die Stromkosten zu senken, indem ein Micro Grid die Photovoltaikerzeugung mit Heizung, Lüftung, Klima und Warmwasser im Wohnbau oder der Siedlungsgemeinschaft (z. B. Kleingartenvereinsanlage) verbunden wird. Die vorab getätigte Investition wird jedes Jahr durch eine Betriebskostenreduktion gegenüber den Bewohnern

ausgewiesen. Die Genossenschaft selbst profitiert durch einen Prestigezuwachs, da auf erneuerbare Technologien gesetzt wird, die zusätzlich Kosten sparen und zur Stromnetzqualität beitragen. Zusätzlich kann die Genossenschaft noch mögliche staatliche Förderungen an die Kunden weitergeben oder als Großkunde spezielle Tarife mit Netzbetreibern aushandeln. Die finanziellen Vorteile für die Genossenschaft als StromzwischenhändlerIn können durch Nutzungsentgelt oder Bereitstellungsgebühr durch die NetzbetreiberIn vergrößert werden.

Bürogebäude selbstbetrieben

Eine Firma ist EigentümerIn und BetreiberIn des selbst genutzten Bürogebäudes. In diesem wird ein Micro Grid betrieben, d.h., dass der erzeugte Strom nach Bedarf und Verfügbarkeit verbraucht wird, bevor der Überschuss ins Netz eingespeist wird. Dadurch ergeben sich Vorteile für NetzbetreiberInnen (geringere Fluktuation und Netzbelastung durch weniger Einspeisung und geringere Entnahme, Lastmanagement durch geringere Entnahme aus dem Netz während Mittagsspitze) und finanzieller Natur für die BetreiberInnen des Micro Grids. Bei großen Bürohäusern, die im Verhältnis zum Volumen (Klimatechnik) und der Anzahl der möglichen MieterInnen/NutzerInnen eine vergleichsweise kleine Oberfläche aufweisen, die sich mit PV-Anlagen ausrüsten ließe, werden die Kapazitäten der eigenen Stromerzeugung optimal ausgenutzt, da der Verbrauch in der Regel über der Produktion liegen wird. Abhängig vom Einspeisetarif und den Kosten (Investition und Wartung) der Anlage ergeben sich daraus übers Jahr gerechnet günstigere Strompreise für die NutzerInnen.

Bürogebäude mit Facility-Management Outsourcing

Eine Firma ist EigentümerIn des durch Dritte genutzten Bürohauses; die Energieversorgung bzw. Anlageninstallation des Micro Grids hat eine Vertragsfirma übernommen. Die Vertragsfirma verwaltet eine Vielzahl an Bürogebäuden und ist in Summe über alle Objekte ein Großkunde gegenüber der StromnetzbetreiberIn. Als Großkunde kann die Vertragsfirma für ihre KundInnen spezielle Tarife bei der NetzbetreiberIn aushandeln, da die Vielzahl an Objekten signifikant zur Netzstabilität beitragen.

Öffentliche Gebäude teilprivatisiert

Ein teilprivatisiertes Unternehmen entschließt sich öffentliche Gebäude mit Solaranlagen und einem Micro Grid auszustatten (z. B. mit Photovoltaik überdachte Elektrofahrradabsteller auf allen Bahnhöfen). Lasten werden in dem Subszenario durch Kunden täglich mitgebracht und zum Laden angesteckt. Der Ladevorgang findet zum Großteil durch die Photovoltaikerzeugung statt. Besonders zu Spitzenzeiten, in denen das Stromnetz wenig Ressourcen zur Verfügung hat, wird das Laden nur auf die Eigenstromproduktion beschränkt. Falls vor der Heimreisezeit die Produktion nicht zur vollständigen Ladung ausreicht, wird erst auf das Stromnetz zurückgegriffen.

7.2.2 Zusätzlich benötigte Ressourcen

In *Tabelle 25* sollen für das Szenario notwendige Ressourcen im Unterschied zur Beschreibung der aktuellen Situation für eine spätere Produktlebenszyklusanalyse in ihrem zusätzlich benötigten Energieverbrauch, ihrer Nutzungsdauer, der notwendigen Anzahl und ihren Kosten aufgezählt werden.

Tabelle 25: Szenario Micro Grid für PV Gebäude - zusätzlich benötigte Ressourcen

Art	Beschreibung	Energieverbrauch	Nutzdauer	Anz.	k €
Steuerelektronik in Haushaltsgeräten	Steuerelektronik ist für HerstellerIn kein Mehraufwand, da Prozesse der Maschine bekannt sind und in meisten Fällen auch bereits über eine qualifizierte Elektronik verfügen. Durch Produktion in Massen konvergiert der Entwicklungsaufwand gegen Null.	Unverändert, kabellos: +1 W WLAN, +0,1 W ZigBee	5 a-10 a	1 M	0
Personenjahre Entwicklung	Die Entwicklung der elektronischen Komponenten, die für ein Micro Grid notwendig sind, bis zur Serienreife.	100 Wh	2 a	10	100
Micro Grid Controller	Um die Lasten innerhalb des Gebäudes kontrollieren zu können, bedarf es einer zentralen Kontrolleinheit. Diese müsste vollständig neu entwickelt werden, denn eine derartige Lösung ist noch nicht erhältlich.	10 W	5 a-10 a	5.000	0,2
Kommunikation	Kommunikationsmedien sind für diesen Fall, wie beschrieben, genügend vorhanden. Prinzipiell sind auch Mischlösungen möglich und auch wünschenswert. Über die Kosten lässt sich prinzipiell sagen, dass verkabelte Lösungen im Betrieb günstiger, aber im Installationspreis teurer sind als drahtlose.	1 Wh	5 a-20 a	5.000	0,01-1
AC/AC Wandler	Als Mehraufwand kann nur der AC/AC-Wandler angeführt werden. Jedoch kann dieser, je nach Größe des Hauses, ein beachtliches Ausmaß annehmen.	100 Wh	30 a	1.000	10

7.2.3 Erwartete Auswirkungen

Durch den grossflächigen Einsatz von Micro Grids in Gebäuden mit erneuerbarer Stromerzeugung sind folgende Auswirkungen zu erwarten.

auf die Umwelt

Da der Großteil des konsumierten Stromes lokal erzeugt wurde, ist eine Reduktion der Verteilnetzleitungsverluste vorhersehbar. Dies trägt zusätzlich zu der Minderung an generellem Elektrizitätsbedarf bei.

Zusätzliche konventionelle CO₂-produzierende Kraftwerke können eingespart werden, da kein erhöhter Stromverbrauch mehr zu decken ist. Da durch die Glättung der Einspeisung und des Verbrauchs auch ein Netzabschnittsausbau entfällt, werden Großbaustellen, die die Landschaft verändern, vermieden. Für ein Micro Grid kompatible Haushaltsgeräte weisen zusätzlich eine bessere Umweltbilanz auf, da diese für mehr Zwecke verwendet werden können.

auf das Stromnetz

Es wird weniger Energie aus dem Stromnetz verbraucht und weniger in das Stromnetz eingespeist. Ein Großteil des Verbrauchs kann damit durch Eigenproduktion aus erneuerbarer Energie gedeckt

werden. Durch die Wahrung des Gleichgewichts zwischen Verbrauch und Produktion durch die Einführung intelligenter Haushaltsgeräte und einer Steuerelektronik wird an sehr vielen verteilten Orten das Stromnetz weniger belastet – einerseits im Verbrauch durch höhere Eigenproduktion und andererseits bei der Einspeisung, die durch die lokale Konsumption keine fluktuierenden Spitzen aufweist. Dadurch alleine können Geräte als effizienter eingestuft werden.

Die erhöhte Eigenproduktion ist nur ein Teil der Entlastung, die das Stromnetz durch dieses Szenario erfährt. In langen Netzabschnitten ist es erst durch dieses Szenario möglich, mehr erneuerbare Energieproduktion zu erwirken, da Einspeisungsspitzen bei Schönwetter nicht mehr zu 100 % in die bauliche Auslegung der Netzabschnitte einbezogen werden müssen. Eine weitere Entlastung findet zur Zeit der Mittagsspitzen statt, die besonders gut durch Photovoltaik gedeckt werden können. Zeitvariable Tarife ermöglichen hier eine Limitierung der Einspeisung oder des Verbrauchs je nach Stromnetzbedarf.

Gebäude sind Lasten aus Sicht des Stromnetzes. Wird auch nur ein Teil des Energiebedarfs durch Photovoltaikeigenproduktion gedeckt, wird weniger Strom aus dem Stromnetz benötigt und somit die Verbrauchskurve abgeflacht, sprich geglättet. Da Gebäude mit Micro Grids sehr stark verteilt an sehr vielen Orten im Stromnetz ihren Platz finden können, ist dieser Effekt auch für das gesamte Stromnetz vorhanden. Dieser Effekt wird als Lastverschiebung oder Glättung bezeichnet.

auf die Betroffenen

Für Betroffene ändert sich wenig. Die grösste Investition sind Geräte, die nachgerüstet werden müssen, um Micro-Grid-tauglich zu werden, als auch die Anschaffung einer nicht vorhandenen Photovoltaikanlage zur erneuerbaren Stromerzeugung. Durch fallende Kosten und derzeitige Förderungen ist eine derartige Investition allerdings sehr schnell rentabel. Je nach Umsetzung des Szenarios kann es zu einer Verhaltensänderung bei der Bedienung nichtautomatisierter Geräte eines Gebäudes kommen, die keinen Ein/Aus-Schalter mehr, sondern eine Zeiteingabe erfordern, zu der das Gerät mit der Aufgabe fertig sein soll (die meisten elektrischen Geräte besitzen bereits jetzt die Fähigkeit dazu, z. B. Waschmaschine, Geschirrspüler, Heizungssteuerung). Zukünftige Geschäftsmodelle und Märkte werden durch die einmalige Investition in die Kommunikationsinfrastruktur erst möglich. Erst diese Kommunikation ermöglicht ein intelligentes Stromnetz.

7.3 Systemelemente des Szenarios Micro Grid für Gemeinden

In dem Szenario wird die Erhöhung der Grundlast durch Last- und Erzeugungsprofilglättung angestrebt. Da es sich in dieser Umsetzung um durchgehend große KundInnen handelt, ist es ebenfalls möglich, innerhalb einer Bilanzgruppe für den Energieausgleich mitzuwirken. Die Gemeinde selbst, oder beauftragte Unternehmen, aggregieren in der Gemeinde verstreute Lasten und Erzeugung zu einer virtuellen, gewichtigen Einheit, einem Großkunden mit möglichen Businessstarifen gegenüber der NetzbetreiberIn oder EnergieversorgerIn. Durch die zentral gesammelte und verwaltete Messung der Erzeugung und des Verbrauchs können nicht-konsumierte Bandbreiten des Stromnetzes der

NetzbetreiberIn ausgewiesen und monetär abgegolten werden. Durch diese lokale Verwendung der Erzeugung zur richtigen Zeit ist es der Gemeinde möglich, in zuvor ausgelasteten Netzabschnitten erneuerbare Stromerzeugungsanlagen zu betreiben. Für die Koordinierung wird in dem Szenario ein Micro Grid Controller verwendet, der auf versteckte Speicher in Gemeindeprozessen zurückgreifen kann. Die existierende Vielzahl an derartigen Prozessen, in typischen Gemeinden z. B.: elektrische Pumpvorgänge von Wassertürmen, Abwasserpumpen in Abwasseraufbereitungsanlagen, elektrische Heizung-, Lüftung-, Klima- und Kältetechnik unterschiedlicher kommunaler Gebäude oder eine gemeindeweite Warmwassererzeugung machen dieses Szenario erst möglich. Der Micro Grid Controller kann je nach Wunsch der Gemeinde voreingestellt werden (z. B. Profitoptimierung, geringe Umweltbelastung).

Rahmenbedingungen: Dieses Szenario ist für Gemeinden interessant, wenn Autarkie am Energiemarkt aus ideellen, politischen oder wirtschaftlichen Gründen angestrebt wird. Es ist denkbar, dass große Initiativen von NetzbetreiberInnen ausgehen, die an Lastmanagement interessiert sind, besonders an der Glättung der Verbrauchs- und Einspeisungskurve. Marktoffensiven von AnbieterInnen mit Businessstarifen könnten zu größerer Attraktivität solcher Lösungen als Rahmenvertrag für Gemeinden oder Gemeindeverbunde beitragen. Im Kleinen ergeben sich finanzielle und ökologische Vorteile für die Gemeinde. In Städten selbst besteht mehr Potential für Lastmanagement, da Leitungen bereits für stärkere Belastungen ausgelegt sind und durch die dichtere Besiedelung, Schwankungen in der Produktion schon im Stadtgebiet ausgeglichen werden können. Technisch besteht hier die Notwendigkeit einer Breitbandkommunikation, bedingt durch die notwendigen Daten für das Monitoring der Vielzahl an Anlagen in einer Gemeinde und separater Kommunikationskanäle für Redundanz.

Gerätestatus: Solaranlagen, Wärmepumpen, Windräder, Elektroautos, Frisch- und Abwasseranlagen müssen mit Sensoren und Aktuatoren ausgestattet werden. Diese sind in den meisten Fällen in Gemeinden bereits vorhanden, da üblicherweise ein Leittechniksystem dafür bereits verwendet wird. Dieses kommuniziert über ein kabelgebundenes Netzwerk, ist aber auch kabellos möglich. Zusätzlich muss noch ein zentrales Steuergerät installiert werden, um die Lasten und Erzeuger zu koordinieren. Dieser Micro Grid Controller könnte in Zukunft ebenfalls als Schnittstelle für das Smart Grid verwendet werden.

Strommix: Es wird weniger Energie aus dem Stromnetz verbraucht und weniger in das Stromnetz eingespeist. Ein Großteil des Verbrauchs kann damit durch Eigenproduktion aus erneuerbarer Energie gedeckt werden.

7.3.1 Variable Gesichtspunkte

Das Szenario lässt einige Kriterien offen und variabel, um die Akzeptanz der Lösung mit unterschiedlichen Gesichtspunkten bei ausgewählten Ansprechpartnern (z. B. Betroffene, EntscheiderInnen, AnbieterInnen) zu testen. In diesem Szenario kann man besonders die Größe der Gemeinde von Kleingemeinde über Gemeindeverbunde bis zu Großstädten variieren, aber auch lässt sich die BetreiberIn des Micro Grid von der Gemeinde selbst trennen und als nationales oder internationales ei-

genständiges Unternehmen sehen. Im Folgenden sollen einige Sub-Szenarien beispielhaft beschrieben werden.

Kleingemeinde

Die Verwaltung einer kleinen Gemeinde hat eine ökologische Zukunft anvisiert und in Stromerzeugungsanlagen, wie Windkraft, Kleinwasserkraftwerke (KWK), Biomasse und Photovoltaik investiert. NetzbetreiberInnen können das in manchen Netzabschnitten nur zulassen, wenn die Gemeinde die Erzeugungsanlagen mit den gemeindeeigenen Lasten (Frisch- und Abwasserpumpen, öffentlich betriebene Lüftungsanlagen, Wärmepumpen, etc.) über ein Micro Grid verbindet. Dadurch werden ErzeugerInnen und VerbraucherInnen in einem von der Gemeinde betriebenen Netz verbunden und Lastmanagement kann im kleinen Rahmen durchgeführt werden. Lastmanagement heißt, dass beispielsweise Pumpleistungen, wenn möglich, auf Zeiten hoher Eigenproduktion verschoben werden, um das Stromnetz nicht zu belasten, sondern selbsterzeugte Energie zu verbrauchen. Dadurch wird lokal erzeugter Strom auch lokal verbraucht und das Stromnetz in diesem Netzabschnitt weniger belastet. Dies führt zu einer Glättung des Lastprofils der Gemeinde aus Sicht der NetzbetreiberIn.

Gemeindebund

Eine Gruppe an Gemeinden hat sich verbündet und will durch Zusammenarbeit gemeinsam die Kosten von dem Umstieg auf erneuerbare Energieerzeugung bewältigen und zusätzlich zu der Reduktion der einmaligen Kosten durch Großbestellungen auch im laufenden Betrieb Kosten als Großkunde bei NetzbetreiberInnen oder EnergieversorgerInnen reduzieren. Die gewählte Technologie, ein Micro Grid, soll die energieerzeugenden Anlagen aller Gemeinden im Bund, sowie die stromverbrauchenden Geräte so koordinieren, dass erzeugter Strom in den Gemeinden dann verbraucht wird, wenn er erzeugt wird. Dazu ist eine schnelle, automatisierte Kommunikation zwischen den Anlagen der Gemeinden notwendig. Die aggregierten Kapazitäten dieses Subszenarios ermöglichen dem Gemeindebund gegenüber NetzbetreiberInnen und der Bilanzgruppe als Großkunde oder ernstzunehmender Akteur aufzutreten. Abgesehen davon, dass lokal erzeugter Strom lokal verbraucht wird und dadurch das Stromnetz weniger belastet wird, kann der Micro Grid Controller auch den Verbrauch der Elektrizität so koordinieren, dass eine große Menge an Strom auf einmal verbraucht oder nicht-konsumiert wird. Diese Vorgehensweise hat den gleichen Effekt auf das Stromnetz wie ein Speicherkraftwerk – nur geschieht alles durch Aggregation vieler koordinierter, kleiner Komponenten – also ein virtuelles Speicherkraftwerk.

Energiemanagement Outsourcing

Ein Energiemanagementunternehmen spezialisiert sich darauf, vorhandene, automatisierte Leittechniksysteme von Gemeinden koordiniert derart zu beeinflussen, dass summierte Lasten und Erzeugungsanlagen vorausberechenbare Mengen an Elektrizität konsumieren oder produzieren. Ein Micro Grid Controller übernimmt die Aufgabe der Koordinierung des Stromverbrauchs der Lasten abhängig vom vorausberechneten Bedarf der Gemeinden. Durch diese Vorgehensweise und Teilnahme am Regelenenergiemarkt kann das Unternehmen den Gemeinden günstigere Tarife anbieten oder die Integration von erneuerbarer Erzeugung in dem ausgelasteten Netzabschnitt ermöglichen. Der ökologi-

sche Nutzen durch Einsparung oder Optimierung von Regelkraftwerken oder Verzögerungen eines notwendigen Netzausbaus kann von selbst verbucht oder an Gemeinden weitergegeben werden.

Stadt

Die Stadtverwaltung einer mittleren bis großen Stadt hat für die Versorgung der eigenen Anlagen (eventuell in Teilbereiche gegliedert) ein Micro Grid für stromerzeugende und -konsumierende Anlagen eingerichtet. Ähnlich wie in Wien können die Versorgungsbetriebe zwar über eine Holding im Eigentum der Stadt, organisatorisch aber ausgegliedert sein. Die vorhandene Automatisierung über Leittechniksysteme macht eine Steuerung der Anlagen durch ein Micro Grid wenig aufwändig. Ist die stadteigene NetzbetreiberIn auch BetreiberIn des Micro Grids, könnte diese durch den virtuellen Zusammenschluss und die Koordinierung des Verbrauchs am Regelenergiemarkt teilnehmen und damit günstigere Tarife der Stadt anbieten. Die lokal vorhandenen Erzeuger (z. B. KWK, PV, Windkraftanlagen, Biogas) können ebenfalls in das Micro Grid integriert werden. Durch die gesteuerte Mehrfachverwendung der Ressourcen der Stadt wird die ökologische Bilanz aller Geräte verbessert.

7.3.2 Zusätzlich benötigte Ressourcen

In *Tabelle 26* sollen für das Szenario notwendige Ressourcen im Unterschied zur Beschreibung der aktuellen Situation für eine spätere Produktlebenszyklusanalyse in ihrem zusätzlich benötigten Energieverbrauch, ihrer Nutzungsdauer, der notwendigen Anzahl und ihren Kosten aufgezählt werden.

Tabelle 26: Szenario Micro Grid für Gemeinden - zusätzlich benötigte Ressourcen

Art	Beschreibung	Energieverbrauch	Nutzdauer	Anz.	k€
Steuerelektronik in Lasten sowie Erzeugern	Steuerelektronik ist für HerstellerInnen kein Mehraufwand, da Prozesse der Maschine bekannt sind und in meisten Fällen auch bereits über eine qualifizierte Elektronik verfügen. Durch Produktion in Massen konvergiert der Entwicklungsaufwand gegen Null. Fallweise können zusätzliche Sensoren und Aktoren benötigt werden.	unverändert	5 a-10 a	1 M	0
Micro-Grid Controller	Um die Lasten innerhalb einer Gemeinde kontrollieren zu können, bedarf es einer Kontrolleinheit. Diese muss neu entwickelt und redundant ausgeführt werden. Derartige Lösungen sind noch nicht erhältlich und sollten eine Anbindung an das zukünftige Smart Grid ermöglichen.	1 Wh	5 a-10 a	100	5
Personenjahre für Geräteentwicklung	Die Entwicklung der elektronischen Komponenten, die für ein Micro Grid notwendig sind, bis zur Serienreife.	100 Wh	2 a	10	100
Kommunikation	Kommunikationsmedien sind genügend vorhanden. Prinzipiell sind auch Mischlösungen möglich und wünschenswert. Über die Kosten lässt sich prinzipiell sagen, dass verkabelte Lösungen im Betrieb günstiger, aber im Installationspreis teurer sind als drahtlose Varianten.	1 Wh	5 a-20 a	5.000	0,01-1

7.3.3 Erwartete Auswirkungen

Durch die weitläufige Umstellung von Gemeinden zu beschriebenen, möglichst balancierten Micro Grids sind folgende Auswirkungen zu erwarten.

auf die Umwelt

Durch diese lokale Verwendung der Erzeugung zur richtigen Zeit ist es der Gemeinde erst möglich, in ausgelasteten Netzabschnitten trotzdem erneuerbare Stromerzeugungsanlagen zu betreiben. Dieser ökologische Vorteil kann durch Aggregation in virtuellen Kraftwerken vieler Gemeinden gesteigert werden. In virtuellen Kraftwerken werden die einzelnen Lasten und Erzeugungsanlagen durch einen Micro Grid Controller gezielt gesteuert. Durch die Aggregation mittels zeitlich kontrollierter Abfolge von Ladung und Entladung, unter Berücksichtigung erwarteter Erzeugung und Verbrauchs der Gemeinde, kann diese als virtuelles Speicherkraftwerk gegenüber NetzbetreiberInnen und Bilanzgruppen auftreten. Ein vielleicht weitaus größerer Gewinn ist die erzielte Prestigesteigerung durch die ökologische Vorgehensweise der Gemeinde und der schwer schätzbare Beitrag zum Klimaschutz, der zu einer Migration der Bevölkerung in diese Gemeinden beitragen kann.

auf das Stromnetz

Neu in diesem Szenario ist, dass die Gemeinden als MarktteilnehmerInnen auf dem Energieausgleichsmarkt innerhalb einer Bilanzgruppe auftreten können. Eine Vielzahl an elektrischen Prozessen in einer Gemeinde können sehr einfach adaptiert werden, um elektrische Energie zu speichern oder abzugeben, da die meisten bereits über ein Leittechniksystem gesteuert werden. Die Summe der Energiespeicher als virtuelles Speicherkraftwerk ist für eine oder mehrere virtuell verbundene Gemeinden groß genug, um als volle TeilnehmerInnen einer Bilanzgruppe Regelenergie zur Verfügung zu stellen. Dies wird einen höheren Konkurrenzdruck auf dem Regelenergiemarkt bewirken, der zu einem gesamt gesehen günstigeren Markt führt.

Die Erhöhung der Grundlast und die Netzentlastung findet in dem Szenario durch die Eigenproduktion der Gemeinde statt, die einen großen Teil des Strombedarfs lokal selbst deckt. Dadurch wird das Stromnetz in diesem Netzabschnitt entlastet. Transportverluste des Verteilnetzes werden dadurch ebenfalls reduziert. Die produzierten Überschüsse und die weiterhin notwendige Elektrizität aus dem Stromnetz ist für die NetzbetreiberIn berechenbarer und fluktuiert weniger. Das heißt, dass die resultierende Lastkurve besser mit Grundlastkraftwerken „nachgefahren“ werden kann. Durch die abgestimmte Steuerung des Stromverbrauches der Lasten, kann das Lastprofil an das Erzeugungsprofil angeglichen werden. Dies bewirkt, dass Lastspitzen und -täler durch Energiespeicher gepuffert werden und das Last- und Erzeugungsprofil geglättet wird. Insgesamt stellt dieses Szenario einen großen Vorteil für das Stromnetz dar.

auf die Betroffenen

Gemeinden profitieren nach ein paar Jahren nicht nur monetär durch das Betreiben erneuerbarer Stromerzeugung, sie können durch das eingeführte Micro Grid, die eingeführte Kommunikation und die genaue Messung von Erzeugung und Verbrauch, dies als Argument bei Verhandlungen für Busi-

nesstarife als Großkunde verwenden. Ein vielleicht weitaus größerer Gewinn ist die erzielte Prestigesteigerung durch die ökologische Vorgehensweise der Gemeinde. Eine Kostenreduktion kann durch Rückvergütung des verkauften Energieangebots am Regelenergiemarktes erzielt werden. Gemeinden profitieren aber bereits nach ein paar Jahren direkt durch das Betreiben erneuerbarer Stromerzeugung.

Gemeinden besitzen oft kleine bis mittlere Industriebetriebe, die eine Vielzahl an elektrischen Prozessen betreiben, Verbrauch als auch Erzeugung. Über beispielsweise monetäre Anreize kann eine Beteiligung der Betriebe an dem Micro Grid der Gemeinde die Kapazität und Effektivität der Lastverschiebung deutlich steigern, vielleicht vervielfacht werden. Halbautomatische Kontrolleinheiten, bei denen Firmen sich in besonderen Einzelfällen gegen eine Teilnahme am Micro Grid entscheiden können, könnten Befürchtungen der Industriebetriebe schmälern. Die Lasten einer Gemeinde verhalten sich an Wochentagen anders als an Feiertagen, da durch EinwohnerInnen oder Arbeitszeiten mehr oder weniger Ressourcen benötigt werden. Diese Verhaltensmuster fließen ebenfalls in Vorausberechnungen des Micro Grid Controllers ein und steigern damit den effektiv erzielten Gewinn. Ein Micro Grid Controller eines Systems, das so komplex wie eine Gemeinde ist, sollte automatisch reagieren. Nichtsdestoweniger sollte es der Gemeinde oder der BetreiberIn des Micro Grids durch Vor-einstellung beeinflussbarer Parameter möglich sein, Einfluss auf Optimierungsfunktionen des Netzwerkes zu nehmen, je nachdem ob besondere Ereignisse in der Gemeinde vorhersehbar sind, das Micro Grid auf Profit ausgerichtet ist oder einen besonders guten ökologischen Fußabdruck zum Ziel hat. Allerdings kann nur durch eine vollautomatische Lösung ein minimaler, kaum merkbarer Eingriff in übliche Abläufe der Gemeinde bewerkstelligt werden.

Bei variablen Tarifen variiert der Strompreis für Einspeisung und Konsum abhängig von Signalen der StromnetzbetreiberIn. Der Micro Grid Controller muss anhand dieser Signale, der Vorhersagen für die erwartete Erzeugung und des erwarteten Elektrizitätsbedarfs der Gemeinde eine Optimierungsfunktion lösen. Da in einer oder mehrerer Gemeinden die Summe aller periodisch energieintensiven Prozesse groß genug sein kann, um am Regelenergiemarkt teilzunehmen, können auch aggregierte Ressourcen einer Gemeinde in dem Szenario der NetzbetreiberIn oder der EnergieversorgerIn gegenüber als Einheit auftreten und eigene Businessstarife aushandeln.

7.4 Systemelemente für Weiterverwendung von Elektroautobatterien

In dem Szenario wird eine übergreifende Netzstabilität, die Erhöhung der Grundlast und eine generelle Netzentlastung durch eingeführte Batteriepark-Pufferspeicher erwartet. Durch die zu erwartende Steigerung der Elektromobilität bis 2020⁶² sind auch dementsprechend viele, kapazitär wertvolle Elektroautobatterien im Umlauf zu erwarten⁶³. Kann man entweder durch Tankstellen die bei jedem Tankvorgang einen Batteriewechsel durchführen oder durch zentralisierte Altelektroautobatterienachnutzungsstellen (Batterieparcs) die darin noch vorhandene Kapazität verbinden, ist es dadurch

⁶² McKinsey <http://www.mckinsey.de/elektromobilitaet> (21.7. 15)

⁶³ Akzente e-Mobilitätsstudie http://www.mckinsey.de/sites/mck_files/files/akzente_12_01.pdf p.5 (21.7. 15)

auch an beliebigen geografischen Orten möglich, ein Speicherkraftwerk zu betreiben. Diese Regelenergiespeicherkraftwerke aus zusammengeschlossenen Batterien benötigen Batterie-Racks, einen Netzanschluss, Wechselrichter, eine Automatisierungsanlage, Überwachung, ein Grundstück und eine Logistik dahinter. Die Batterien selbst haben unterschiedliche Bus-Anschlüsse (z. B. Controller Area Network - CAN) und ohne Standardisierung auch unterschiedliche Stromanschlüsse. Technisch ist ein Wechselrichter pro Batterie-Rack möglich, auch für jeden Batterietyp ein Rack, für jedes Rack mehrere Plätze mit Bus und Stromanschlüssen für mehrere Batterien dieser Bauart. Energiedichteabschätzungen im Vergleich zu einem Kubikmeter Wasser ergeben, dass 1 t Wasser in 200 m Höhe 200.000 kgm entsprechen und damit 0,5 KWh. Die Energiedichte einer Autobatterie ist bereits heute 20 Mal höher, Tendenz steigend [MOS+13].

Rahmenbedingungen: Es gibt am Markt viele, günstig verfügbare und für den Zweck brauchbare Batterien. Eventuell gibt es Förderungen als Übergangshilfe bis zur Verfügbarkeit besserer Speichersysteme in Elektroautos. Viele Leute steigen auf Elektromobilität um, da z. B. durch Standardisierung von Batterien der Austausch dieser leicht ermöglicht wird und dadurch der Vorgang dem bisherigen Tanken gleich ist. Es wird in dem Szenario davon ausgegangen, dass die Kapazitäten von nicht mehr verwendeten Batterien über 30 % betragen (obwohl 50 % wahrscheinlicher sind lt. Hrsg. und durch den Austausch von defekten Zellen bei manchen Technologien diese Kapazität wieder nahe 100 % gebracht werden kann)

Gerätestatus: Batterien oder sogenannte Akkumulatoren sind bereits heutzutage vorhanden. Die Technologie in 5-10 Jahren wird sich noch viel weiter entwickelt haben. Besonders zu rechnen ist damit, dass die Anzahl der möglichen Ladezyklen (Lebensdauer) zunimmt und die drastische Abnahme der Kapazität nach ein paar hundert Ladezyklen reduziert wird. Auch weitere Batterietechnologien können entwickelt werden. All diese Entwicklungen unterstützen dieses Szenario nur stärker, da dadurch immer mehr Batterien in weiteren Geräten nutzbar werden. Der Zusammenschluss, die Steuerung und der Netzanschluss sind bereits heute wohlbekannt.

Strommix: Die gebrauchte aber nicht funktionsuntüchtige Batterien werden gesammelt, nach Art sortiert zusammengeschlossen und dafür verwendet, um am Primär- und Sekundärregelenergiemarkt elektrische Energie als Speicherkraftwerk zu speichern, wenn zuviel zur Verfügung steht oder gespeicherte Energie anzubieten, wenn sie benötigt wird. Eine lokalere Verwendung, um die Integration Erneuerbarer zu fördern, ist ebenfalls möglich. Den Tankvorgang an Tankstellen durch kleine Batterieparcs abzudecken, die lokal erzeugte Energie vorrätig halten, ist ebenfalls ein denkbarer Weg für die Elektromobilität.

7.4.1 Variable Gesichtspunkte

Das Szenario lässt einige Kriterien offen und variabel, um die Akzeptanz der Lösung mit unterschiedlichen Gesichtspunkten bei ausgewählten AnsprechpartnernInnen (z. B. Betroffene, EntscheiderInnen, AnbieterInnen) zu testen. In diesem Szenario kann man besonders die Kapazität und damit die Größe des Batterieparcs variieren. Im Folgenden sollen einige Subsznarien beispielhaft beschrieben werden.

Notstromversorgung Mehrfachnutzung

Batterien werden im Bereich der Notstromversorgung großer Gebäude eingesetzt (z. B. Krankenhäuser, Rechenzentren (RZ), in Bürogebäuden). Durch Ladung dieser Notstromversorgung durch Solarstrom oder Windstrom statt oder zusätzlich zu Dieselmotoren könnte ein wirtschaftlicher oder längerer Krisen-/Katastrophenfallbetrieb erreicht werden. Darüber hinaus könnte die Anlage auch für kurzfristiges Lastmanagement in einem hauseigenen Micro Grid verwendet werden, da die Ladung durch erneuerbare Energieerzeugung sichergestellt ist und keine Ressourcen (z. B. Diesel) verbraucht. Auch eine zentrale Sammelstelle, die ausgemusterte, aber noch funktionsfähige Notstromversorgungen als Batteriepark betreibt, ist denkbar.

Puffer für Micro Grids

In diesem SubszENARIO werden Batterieparcs zum Ausgleich von Schwankungen der Erzeugung von Elektrizität und Verbrauch in Micro Grids eingesetzt. Micro Grids sind in sich geschlossene Stromnetze, die durch Kommunikation ein Gleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung halten. Ein Batteriepark wäre ein Teilstück eines solchen Micro Grids. Vorstellbar ist dies in unterschiedlichen Micro Grid Größen. In einem Einfamilienhaus ist die Batterie eines einzelnen Elektroautos vielleicht ausreichend oder in einer Gemeinde eine tankstellengroße Sammelstelle von Elektroautobatterien.

Puffer für großflächige erneuerbare Energieerzeugung

StromerzeugerInnenfirmen (kommerzielle BetreiberInnen von Kleinkraftwerken) betreiben außerdem einen Batteriepark, um Schwankungen in der eigenen Erzeugung auszugleichen oder um den Strom zu einer Zeit zur Verfügung zu stellen, zu der mehr Ertrag am Strommarkt erzielbar ist (Mittags- und Abendspitzen).

Ausgelagertes Batteriespeicherkraftwerk

NetzbetreiberInnen können mit einem dementsprechend großen Batteriepark Wasserspeicherkraftwerke einsparen und haben durch die schnellere Reaktionszeit des Batterieparcs auch noch die Möglichkeit an den schnelleren primären und sekundären Regelenergiemärkten, durch Bereitstellung von Regelenergie, Geld zu verdienen. Eine weitere mögliche Nutzung in diesem SubszENARIO ist durch eine DienstleisterIn, die im Business-to-Business (B2B)-Bereich große Batterieparcs an kleinere StromerzeugerInnen (BetreiberInnen von Micro Grids oder lokalen Kleinkraftwerken) im gleichen Netzabschnitt vermietet. Falls Energie am Regelenergiemarkt gehandelt werden soll, kann dies auch über ein virtuelles Netz geschehen, in dem erzeugter Strom einzelner AnbieterInnen von diesen gemieteten Batterien gepuffert wird.

7.4.2 Zusätzlich benötigte Ressourcen

In *Tabelle 27* sollen für das Szenario Nachnutzung von e-Autobatterien die notwendigen Ressourcen im Unterschied zur Beschreibung der aktuellen Situation für eine Produktlebenszyklusanalyse in ihrem zusätzlich benötigten Energieverbrauch, ihrer Nutzungsdauer, der notwendigen Anzahl und ihren Kosten aufgezählt werden.

Tabelle 27: Szenario Nachnutzung von e-Autobatterien - zusätzlich benötigte Ressourcen

Art	Beschreibung	Energieverbrauch	Nutzdauer	Anz.	k€
Batterie-Rack	Das Batterie-Rack ist das Grundgerüst in das alle Akkumulatoren sortiert nach Art eingeschoben werden können. Jedes Rack benötigt dabei einen Wechselrichter und ein Managementsystem. Des Weiteren müssen Brand- und Umweltbestimmungen beachtet werden	10 Wh	5 a	1.000	10
Netzanschluss	Der Netzanschluss muss bei solchen Überlegungen mitbedacht werden, da dieser eine enorme Leistung hat	100 Wh	30 a	1	100
Leittechnik	Eine komplette Leittechnik ist notwendig, kann aber teilweise von Pumpspeicherkraftwerken übernommen werden.	10 Wh	30 a	10	10
Personenjahre für Geräteentwicklung	Die Entwicklung der elektronischen Komponenten die für ein Batterie-Rack notwendig sind bis zu einem Prototypen	100 Wh	2 a	100	10.000

7.4.3 Erwartete Auswirkungen

Durch die großflächige Sammlung von Elektroautobatterien und deren Weiterverwendung als Energiepuffer oder Speicherkraftwerk für das Stromnetz sind folgende Auswirkungen zu erwarten.

auf die Umwelt

Die Weiterverwendung der Batterien verlängert ihre Lebenszeit und schont damit alleine die Umwelt. Das Vorhandensein von Batterieparks führt zu einer Einsparung von zusätzlichen konventionellen CO₂-produzierenden Kraftwerken, um den erhöhten Stromverbrauch zu decken. In Gegenden, in denen keine Wasserkraftspeicher möglich sind, wird zusätzlich zur Senkung der Kosten, außerdem die Energieeffizienz gesteigert, da lokale Speicherkraftwerke geschaffen werden und weniger Energie mit enormen Transportverlusten importiert oder exportiert werden muss. Eine Reduktion der Verteilnetzleitungsverluste durch Konsum des lokalen selbst produzierten Stroms und Einsparung von zusätzlichen konventionellen CO₂-produzierenden Kraftwerken, um den erhöhten Stromverbrauch zu decken, trägt ebenfalls zum Umweltschutz bei.

Da noch nicht viel über die Nachnutzung von Elektroautobatterien nachgedacht wurde, schafft dieses Szenario eine Möglichkeit, wie man nicht nur die Lebenszeit verdoppeln und damit die Energieeffizienz der Batterien steigern kann, sondern auch Qualitätskontrolle bei Kunden, spontanes Laden von Fahrzeugen, Regelenergiespeicherkraftwerke im geografisch flachen Raum, neue Geschäftsmodelle entwickeln und die Entsorgung von Batterien zentral und damit effizient gestalten kann. Wird in Tankstellen jedes Mal ein schneller Batteriewechsel durchgeführt, der die leere Batterie gegen eine geladene Batterie tauscht, profitieren Autofahrer, die in einer Minute wieder ein voll geladenes Elektroauto besitzen, die Umwelt, weil sich mehr Leute für Elektroautos entscheiden, und Tankstellen, die energieeffizient die gelagerten unbenutzten Batterien je nach vorhandener Energie aus dem Stromnetz laden oder nicht laden können. BetreiberInnen des Batterieparkes können bei genügend

Batterien im Umlauf jederzeit große Kapazitäten an Energie speichern oder abgeben und sind damit sehr effizient.

auf das Stromnetz

Durch die Schaffung zentraler Sammelstellen, die gebrauchte, für Elektroautos unbrauchbare aber funktionstüchtige Batterien zusammenschließen und als Speicherkraftwerk für das Stromnetz verwendet, trägt dieser Batteriepark, mit der zur Verfügung gestellten Regelenergiekapazität, zur Netzstabilität bei. Die große Speicherdichte von Batterien ermöglicht viele Batterieparcs über alle Netze verteilt. Die Wahrung des Gleichgewichts zwischen Verbrauch und Produktion durch die Einführung dieser Batterieparcs an sehr vielen verteilten Orten trägt dazu bei, dass das Stromnetz insgesamt weniger belastet wird: einerseits im Verbrauch und andererseits bei der Einspeisung, die beide durch die Batterien gepuffert werden können. In langen Netzabschnitten ist es erst durch dieses Szenario möglich, mehr erneuerbare Energieproduktion zu ermöglichen, da Einspeisungsspitzen lokal gespeichert werden können. Werden Kommunikationsstandards zwischen den Batterieparcs und dem Stromnetz eingehalten, kann die Aufnahme und Abgabe von Elektrizität (netzgesamt gesehen) leichter geplant und vorhergesagt werden. Dadurch wird die Grundlast im Stromnetz erhöht, obwohl ein größerer Teil fluktuierender erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen ermöglicht wird. Das heißt, dass die entstehende Lastkurve besser und effizienter mit Grundlastkraftwerken „nachgefahren“ werden kann.

Durch die zentralisierte Weiterverwendung der Batterien in Batterieparcs kann eine große Kapazität an elektrischer Energie gepuffert werden. Dies ermöglicht erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen in Spitzenerzeugungszeiten diese Energie nicht direkt in das Stromnetz einzuspeisen und dieses damit zu belasten, sondern in einem Batteriepark zu puffern. Für Zeiten, in denen die erneuerbare Erzeugung schwächer ausfällt als erwartet, kann der Batteriepark mit der vorhandenen Kapazität das Netz an deren Stelle stützen. Diese Regelenergie kann durch NetzbetreiberInnen oder direkt auf dem Energiemarkt abgeglichen werden. Nachdem die Leistungskapazität einer Elektroautobatterie nachgelassen hat, wird die Batterie nach Tausch nicht entsorgt, sondern die Batterien könnten an einen zentralen Ort gebracht werden, wo man sie in Clustern zusammenfassen könnte, einem Batteriepark. Dieser Batteriepark kann dann die Restkapazität aller Batterien weiterverwenden, um in Summe dem Stromnetz eine riesige Kapazität als virtuelles Speicherkraftwerk zur Verfügung zu stellen. Durch die Aggregation mittels zeitlich kontrollierter Abfolge von Ladung und Entladung, unter Berücksichtigung der erwarteten Erzeugung und des Verbrauchs im Stromnetz, kann ein großer Batteriepark oder mehrere kleine Batterieparcs (z. B. umfunktionierte Tankstellen) als virtuelles Speicherkraftwerk gegenüber NetzbetreiberInnen und Bilanzgruppen auftreten und stellt somit einen neuen Player am Strommarkt dar.

auf die Betroffenen

Die Kosten für einen Batteriepark können durch das zur Verfügung stellen von Regelenergie durch neue Businessmodelle schnell für die BetreiberIn erwirtschaftet werden. Die großen Kapazitäten einer Nachnutzung vieler Elektroautobatterien bringen eine hohe Stabilität für das Stromnetz und damit auch viel Geld für die BetreiberInnen. BesitzerInnen von Elektrofahrzeugen profitieren aber

ebenfalls durch kostengünstigere Initialkosten durch Leasingmodelle von Batterien oder günstigere Betriebskosten durch günstigeres Laden oder Tauschen dieser. Durch zusätzlich ermöglichte erneuerbare Erzeugungsanlagen wird für EndkundInnen der zu Hause konsumierte Strommix ebenfalls günstiger.

Vor allem die Automobilindustrie kann in diesem Szenario gemeinsam mit der Elektrizitätswirtschaft deutlich profitieren. Schaffung neuer Arbeitsplätze, unschätzbare Beiträge zum Umweltschutz, Entwicklung exportfähiger neuer Technologien und KundInnenbindung durch neue Serviceleistungen sind an dieser Stelle zu nennen. Auch können beliebige kleine bis große Industriebetriebe, die eine Vielzahl an elektrischen Prozessen betreiben, Verbrauch als auch Erzeugung durch derartige Batteriepark kosteneffizienter bedienen als eine Neuanschaffung. Durch die aggregiert hohe Kapazität vieler zentral in einem Batteriepark zusammengeschlossener Batterien ist es der BetreiberIn, wie schon für einige große Industriebetriebe üblich, möglich, der NetzbetreiberIn gegenüber als Einheit aufzutreten und günstige Businessstarife auszuhandeln.

Die neue Kombination vorhandener Technologien in diesem Szenario liefert bereits eine Lösung zu dem neuen Problem der Entsorgung von Elektroautobatterien, die durch Batteriepark zentralisiert erfolgen kann. Auch sind viele neue Dienstleistungen denkbar, die sich um austauschbare Batterien und Elektrofahrzeuge drehen, die gebündelt mit z. B. dem Haushaltsstromtarif allen Parteien Vorteile bringen.

7.5 Abstraktion in ein Managementsystem für Lastflexibilitäten

Es kann festgestellt werden, dass alle vier Szenarien in einigen der vorgeschlagenen Umsetzungsvariationen als virtuelles Speicherkraftwerk zusammengesetzt aus Lastflexibilitäten agieren können. Damit fehlt ein szenariospezifisches Managementsystem, das einE AggregatorIn nutzen kann, um die einzelnen Ressourcen zu koordinieren, um die erwünschten summierten Effekte aus Sicht des Stromnetzes zu erreichen. Es ist aber auch möglich, durch Abstraktion ein generisches Energiemanagementsystem für verteilte Ressourcen zu entwerfen, das in allen angeführten Szenarien (und vielen weiteren) operieren kann. Durch ein modulares Design bereits in der Konzeptionierung, können szenariospezifische Elemente separat entwickelt werden. In dieser Arbeit wird der erste Schritt der Generalisierung eines Managementsystems aus den vorgestellten und analysierten Szenarien umgesetzt.

Um Use Cases zu definieren, muss als erster Schritt in der Inception-Phase für die Anwendung des Unified Process auf die vier Szenarien dieser Arbeit die Systemgrenze als „das internationale Verbundnetz“ festgelegt werden. In der Elaboration-Phase wird die Systemgrenze als „Energiemanagementsystem für verteilte virtuelle Speicherkraftwerke“ viel enger gefasst. Das Festlegen von Systemgrenzen ist ein essentieller Schritt, um den Designprozess abschätzen und einschränken zu können. Die Systemgrenzen werden durch die Identifikation von primären, externen und unterstützenden AkteurInnen deutlicher. [Lar02 p.64]

7.5.1 AktorInnen-Ziele-Liste

Teil des Visions Artefakt im Unified Process (vgl. *Tabelle 1*) ist die AktorInnen-Ziele-Liste, die Fragen nach dem Umgang der AktorInnen mit dem zu entwerfenden Anforderungen an das System im folgenden *Kapitel 7.5.2* leichter beantworten lässt. Primäre AktorInnen bekommen ihre Ziele durch das zu entwerfende System erfüllt, während unterstützende AktorInnen dem System Dienste bieten [Lar02 p.65].

Folgende Ziele und AktorInnen wurden in dieser Arbeit auf Grund der vorangegangenen Analysen der Szenarien, den Use Cases im *NIST Priority Action Plan 7 Deliverable 3* [nis10] und den österreichspezifischen MarktteilnehmerInnen der E-Control Seite⁶⁴ identifiziert.

Tabelle 28: AktorInnen-Ziele-Liste für die beschriebenen Szenarien

AktorInnen	Ziele
E-Auto BesitzerIn	<ul style="list-style-type: none"> • Ladeverhalten bestimmen • Fahrzeug ist geladen, wenn Reise gestartet wird • immer funktionierende Batterie haben • Belohnung/Entlohnung für bereitgestellte Energie • Auto versucht immer und überall smart zu laden • Abrechnung erhalten
Energiemanagement Software	<ul style="list-style-type: none"> • Vermittelt zwischen Lastmanagementanwendungen im allgemeinen (z. B. e-Autos) und Stromnetz über Verfügbarkeit und Bedarf von Strom • berücksichtigt Parameter (KundIn, Stromnetz) • aktuellen Status bereitstellen • alle Events historisch verfolgen • Benutzerverwaltung für Ressource anbieten • Systemstatus für BenutzerInnen darstellen • Aktuellen Status von verwalteten Ressourcen abrufen • vorhandene Rechnungen für BenutzerInnen anzeigen • Administration für FlexibilitätsoperatorIn zulassen (Ressourcen hinzufügen) • Initialisierung der Interaktion mit neuer Ressource managen • Ressourcen Updates einspielen • Messdaten über Kapazitäten abrufen • Rechnung über Beeinflussung bereitstellen • Aufgezeichnete Ressourcen Events abrufen • Über Verfügbarkeit und Bedarf von Elektrizität mit Ressourcen vermitteln • Beeinflussungsfahrplan von Ressourcen nach Vermittlung festlegen
VerteilnetzbetreiberIn	<ul style="list-style-type: none"> • Stromnetz stabil halten • Lastspitzen verschieben/ausgleichen • Auf Bedarf im Netz reagieren • Spannungsabfälle oder -anstiege verhindern • Stromverluste (Leitungsverluste, Transportverluste) reduzieren • Tatsächlich übertragene Verbrauchswerte je Bilanzgruppe messen • Elektrische Energie transportieren • Netzverträge bereitstellen

⁶⁴E-Control, MarktteilnehmerInnen Strom <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt/akteure> (21.7. 15)

AktorInnen	Ziele
OperatorIn VerteilteR Flexibilitäten (FlexibilitätsoperatorIn)	<ul style="list-style-type: none"> • Auf Anfrage Energie zur Verfügung stellen und verbrauchen • verwaltet regelbare Energie (z. B. im Kontext e-Autos mit e-Auto Energie) • Infrastruktur (Kommunikation) bereitstellen • Messstationen zum Feststellen der Kapazitäten • Rechnungslegung über Beeinflussung der KundInnen • Handeln der Kapazitäten
StromanbieterIn (LieferantIn)	<ul style="list-style-type: none"> • Viel Strom verkaufen • Neue KundInnen anwerben und Verträge abschließen • Elektrizität an Stromhändler über Verträge verkaufen • Angebot von Ladesäulen (im Beispiel e-Autos) • genaue Messungen von Strommengen (mehr Verbrauch) • Verbrauchte Energie an EndverbraucherIn verrechnen • Bedarf für nächsten Tag erheben
BilanzgruppenverantwortlicheR	<ul style="list-style-type: none"> • Bilanzieren von Strom-Angebot und Nachfrage im Gebiet (Clearing- Prozess) • Bilanzgruppen sind nicht unbedingt physikalisch, aber rechnerisch Autonom. Sie kaufen genügend Energie ein bzw. verkaufen überschüssige Energie, um eine Bilanz von Null zu erreichen • Prognosen für Verbrauch des nächsten Tages von Lieferanten sammeln • Benötigte Ausgleichsenergie mit Ausgleichsenergieanbieter verrechnen • Notwendige Ausgleichsenergie mit BilanzgruppenkoordinatorIn verrechnen
AggregatorIn – VirtuelleR KraftwerksbetreiberIn = FlexibilitätsoperatorIn	<ul style="list-style-type: none"> • Kombiniert die Summen von kleinen Kapazitäten zu einer großen Kapazität, um sie als eine Große zu handeln.
TransportnetzbetreiberIn (TSO)	<ul style="list-style-type: none"> • Strom zwischen Verteilnetzen balancieren • Möglichst verlustfrei ausgleichen • Elektrische Energie transportieren • Tatsächlich übertragene Verbrauchswerte je Bilanzgruppe messen • Elektrizitätstransit abwickeln
EndkundIn, BenutzerIn	<ul style="list-style-type: none"> • Energie nutzen, wenn Energie benötigt wird • Über Energieverbrauch informiert werden
AusgleichsenergieanbieterIn	<ul style="list-style-type: none"> • Preis Angebote für zur Verfügung stehende Ausgleichsenergie erstellen • Weiterverrechnen tatsächlich benötigter Ausgleichsenergieanbieter
BilanzgruppenkoordinatorIn	<ul style="list-style-type: none"> • Verrechnen benötigter Regelenergie mit RegelzonenführerIn • Verrechnen benötigter Ausgleichsenergie mit BilanzgruppenverantwortlicheR • Differenz von Prognose und gemessenen Werten berechnen • Abschätzung aus Prognosen erstellen • Angebote für Ausgleichsenergie von AusgleichsenergieanbieterInnen einholen • Preisranking der Angebote erstellen
RegelzonenführerIn	<ul style="list-style-type: none"> • Verrechnen benötigter Regelenergie mit BilanzgruppenkoordinatorIn • Regelzonenleistungsmessgeräte abfragen • Tatsächlich übertragene Verbrauchswerte je Bilanzgruppe messen • Leistungs-Frequenz-Regelung durchführen • Energieverbrauchsvorhersage nach Lieferverträgen berechnen • Abschätzung aus Prognosen erstellen

AktorInnen	Ziele
	<ul style="list-style-type: none"> • Von BilanzgruppenverantwortlicheR gesammelte Folgetagsprognosen nutzen • Fahrplan für Kraftwerke bereitstellen
SpeicheranlagenbetreiberIn	<ul style="list-style-type: none"> • Elektrische Energie verbrauchen • Verbrauchte und erzeugte Energie verrechnen • Liefervertrag bereitstellen • Fahrplan für Kraftwerk von RegelzonenführerIn abholen • Elektrizität erzeugen
KraftwerksbetreiberIn	<ul style="list-style-type: none"> • Fahrplan für Kraftwerk von RegelzonenführerIn abholen • Liefervertrag mit LieferantInnen bereitstellen • Elektrizität erzeugen • Elektrizität über Verträge verkaufen
ErzeugerIn	<ul style="list-style-type: none"> • Erzeugt Elektrizität • Lieferverträge mit LieferantInnen oder EndverbraucherInnen machen • Elektrizität über Verträge verkaufen
StromhändlerIn	<ul style="list-style-type: none"> • Elektrizität über Verträge mit LieferantInnen verkaufen
Alarm Event	<ul style="list-style-type: none"> • Über Verfügbarkeit und Bedarf von Elektrizität vermitteln • Notfallsausgleichsenergiefahrplan festlegen • Rahmenbedingungen der verteilten Managementressourcen berücksichtigen
Alle 15 Minuten Event	<ul style="list-style-type: none"> • Ausgleichsenergiefahrplan nach FlexibilitätsoperatorIn festlegen • Rahmenbedingungen verteilter Energiemanagementressource berücksichtigen • Über Verfügbarkeit und Bedarf von Elektrizität mit verteilter Energiemanagementressource vermitteln
GebäudebesitzerIn, Verwaltung, Energie-KonsumentIn	<ul style="list-style-type: none"> • Konfiguriert Parameter für Gebäudeautomationsanlage • Benutzt das Energiemanagementsystem
GebäudebewohnerIn	<ul style="list-style-type: none"> • Konfiguriert Parameter für Automationsanlage im Verantwortungsbereich • Benutzt das Energiemanagementsystem
Energiemanagementagent	<ul style="list-style-type: none"> • Stellt aktuellen Status bereit • Holt von Gebäudeautomationsanlage aktuellen Verbrauch und Verfügbarkeit • Zeichnet Events auf • Führt Beeinflussung von Gebäude durch • Prognostiziert Bedarf für nächsten Tag • Holt sich historische Bedarfsdaten von Gebäudeautomationsanlage ab
Gebäudeautomationsanlage	<ul style="list-style-type: none"> • Hält historischen Bedarf fest und stellt diesen zur Verfügung • Stellt aktuellen Verbrauch und Verfügbarkeit von Energie bereit • Führt Beeinflussung von Gebäude durch • Stellt Konfigurationsparameter zur Verfügung, nach denen die Beeinflussung des Gebäudes erfolgt

Mit Hilfe der AktorInnen-Ziele-Liste und den in dieser Arbeit durchgeführten Beschreibungen können nun Use Cases und ein Use-Case-Diagramm entworfen werden.

7.5.2 Definieren von Use Cases

Als weiterer Requirements Engineering Schritt wurden Use Cases sowohl aus den Detailbeschreibungen des Szenarios Building to Grid als auch der AktorInnen-Ziele-Liste identifiziert und in erster Iteration der Inception-Phase ein Use-Case-Diagramm entworfen. Das erarbeitete Diagramm in *Abbildung 17* stellt ein mögliches virtuelles Speicherkraftwerk im Kontext des internationalen Verbundnetzes mit einem Gebäude und somit Gebäudeautomationsanlage auf der andere Seite dar. Der singuläre Verbindungspunkt ist die/der in der AktorInnen-Ziele-Liste vorgestellte FlexibilitätsoperatorIn. Das Bild der Rolle der FlexibilitätsoperatorIn wurde in Österreich zur Begrüßung beim Workshop: *Geschäftsmodelle im Smart Grid als Voraussetzung für eine erfolgreiche Marktüberleitung*⁶⁵ auf der *Smart Grids Week 2012*⁶⁶ festgestellt und in dieser Arbeit verwendet. Besonders die Vererbungsbeziehungen sind im Use-Case-Diagramm daraus abgeleitet, dass die Rolle der FlexibilitätsoperatorInnen durch bestehende Markttrollen erfüllt werden kann, z. B.: LieferantInnen, AggregatorInnen oder VerteilnetzbetreiberInnen. Die im Use-Case-Diagramm dargestellten Beziehungen der Aktoren wurden aus den Beschreibungen der MarktteilnehmerInnen aus *Kapitel 2.2* abgeleitet.

Die eingezeichneten Use Cases des dargestellten Managementsystems für Lastflexibilitäten sind zwar in wenigen Stellen auf das Szenario Building to Grid spezialisiert, aber für das geschulte Auge ist durch den modularen Aufbau schnell erkennbar, dass beispielsweise das Gebäudemanagementsystem ohne weitere Änderung durch ein Gemeindemanagementsystem, ein Elektroautoladestationsystem oder ein Batterieparkmanagementsystem (mit den jeweiligen szenariospezifischen AktorInnen auf der rechten Seite des Diagramms) ausgetauscht werden kann.

⁶⁵Vortragsunterlagen Smart Grids Week 12 http://www.energiesystemederzukunft.at/edz_pdf/events/20120525_sgw_einleitung.pdf p. 15ff. (21.7. 15)

⁶⁶Smart Grids Week Bregenz <http://www.energiesystemederzukunft.at/results.html/id6505> (21.7. 15)

Obwohl in dieser Arbeit von einer Use-Case-Beschreibung nach dem weit verbreiteten usecases.org Format⁶⁷ wegen des Umfangs abgesehen wird, soll trotzdem darauf hingewiesen werden, dass Use-Case-Diagramme und Verknüpfungen lediglich ein Sekundärprodukt der Use-Case-Arbeit darstellen und die eigentlichen Use Cases reine Textdokumente sind [Lar02 p.71], wie an dem hohen textuellen Umfang der bisherigen Arbeit in den vorangehenden Kapiteln erahnt werden kann.

⁶⁷ Use-Case-Template Format <http://alstair.cockburn.us/Resources+for+writing+use+cases> (21.7. 15)

– Kein Ergebnis menschlichen Fortschritts wird durch ungeteilte Zustimmung erzielt, und jene die aufgeklärter sind als alle anderen, sind auch dazu verurteilt, diesem Licht zu folgen, allen Widerständen zum Trotz. –

Christoph Kolumbus

8. Ergebnisse

Die Modellierung hier vorgestellter Szenarien zum Nutzen von Lastflexibilität im elektrischen Energiesystem ist die Grundlage von Smart Grids. Es wird gezeigt, dass durch eine systematische Herangehensweise (Smart Response Methodik) neue Szenarien gefunden und mittels Fragenkatalog um in *Requirements Engineering* fehlende Aspekte erweitert werden können. Alle analysierten, erfolgversprechenden, verbraucherseitigen Lastflexibilitätsszenarien des zukünftigen Smart Grids weisen auch bei pessimistischen ökonomischen Annahmen einen Benefit aus, der die Kosten um ein Vielfaches überwiegt. Eine technische Analyse der Lastflexibilitätsszenarien zeigt die möglichen Subszenarien, die dafür benötigten technischen Ressourcen und die erwarteten Technikfolgen auf die Umwelt, das Stromnetz und die Betroffenen. Eine Abstraktion der gewählten Szenarien führt zu einem Entwurf an Anforderungen und ersten Use Cases eines Managementsystems für Lastflexibilitäten, das anhand des Beispielszenarios Building to Grid untersucht wird.

In dem folgenden *Unterkapitel 8.2* soll eine weitere Iteration des Requirements Engineerings mit dem Unified Process als Ergebnis dieser Arbeit präsentiert werden, das den wichtigen ersten Schritt der Brücke zwischen energietechnischen cyber-physischen Systemen und der Domäne der Informationstechnologie darstellt. Auch die beispielhaft durchgeführte Einordnung des Szenarios Building to Grid in das Smart Grid Architecture Model (SGAM) ist in *Kapitel 8.3* ein wichtiges Ergebnis dieser Schnittmenge der beiden Forschungsdisziplinen, die in einem Smart Grid gemeinsam agieren und von beiden Seiten aus verstanden werden müssen.

Wie in *Abbildung 1* gezeigt, dienten die Analysen und die in dieser Arbeit erzielten Ergebnisse als Vorbereitungen für die Fokusgruppen von EndverbrauchernInnenexpertInnen, die durch Szenarien betroffen sein können (z. B.: EntscheiderInnen, Finanziere, AnbieterInnen, HerstellerInnen). Genau so dienten die Analysen auch als Blickwinkel der in [MOS+13] abschließenden interdisziplinären Bewertung der ausgewählten Szenarien und halfen bei der Erstellung von Empfehlungen, basierend auf den gesammelten Erkenntnissen dieser und weiterer Arbeiten auf dem Gebiet (siehe [MOS+13]).

8.1 Zusammenfassung

Die Arbeit ermöglicht es, die Chancen und Grenzen des Stromnetzes bei der Einführung von zukünftigen Szenarien mit Smart Grid befähigten Produkten bereits heute finden zu können. Durch die in

dieser Arbeit geschaffene Basis an Methoden und anhand der Requirements Engineering kompatiblen Beschreibungen von bereits existierenden und neu erstellten Lastmanagementszenarien wird es möglich, sowohl zukünftige Forschungs- und Industrieprojekte als auch politische Rahmenbedingungen in Österreich umzusetzen, die in einem Zeitrahmen von 5-10 Jahren als erfolgversprechend bewertet wurden. FördergeberInnen erhalten anhand der beschriebenen Bewertungs- und Vergleichsmethode selbst die Möglichkeit, Entscheidungen nachvollziehen und treffen zu können, um die Weiterentwicklungen gezielt und effektiv voranzutreiben. AnforderungsingenieurInnen erhalten nicht nur die vorhandenen Szenarien vorgefertigt zur weiteren Verwendung und Verfeinerung, sondern auch das Werkzeug und die Methoden selbst aus der Energietechnikdomäne der Smart-Grid-Anwendungen neue Szenarien in die Disziplin des Requirements Engineerings überzuführen. Die hier erarbeiteten ökonomischen und technischen Szenarioergebnisse sollen möglichen IndustriepartnerInnen als Beispiel der Erstellung eines Businessplanes nach erfolgter Bewertung und Beschreibung nach der vorgestellten Methode dienen und zu einer Umsetzung oder Partnerschaft in einer möglichen Produktentwicklung motivieren.

Die wichtigsten nationalen sowie internationalen Vorarbeiten und Initiativen im Bereich Smart-Grid-Security und Smart-Grid-Standardisierung wurden dargestellt. Das internationale Verbundnetz und die Methodik des angewendeten Szenariobaukastens wurden beschrieben. Es wurde ein systematischer Fragenkatalog entworfen, anhand dessen eine Überführung physisch basierter Systeme ins Software Engineering erleichtert wird. Es wurden repräsentative Lastmanagementimplementierungen weltweit analysiert und nach einem neu geschaffenen Fragentemplate als Checkliste auf Kompatibilität mit dem Unified Process erweitert. Mit dieser Basis wurden neue Lastflexibilitätsszenarien ebenfalls anhand des Templates auf Lücken in den Beschreibungen untersucht und als Artefakt im Unified Process erweitert. Damit war eine erstmalige Darstellung als UML Deployment Diagramm aller Szenarien möglich. Eine erste grobe Evaluierung von vier gleichwertigen Kriterien in [MLO+11] zeigt deutlich, dass einige Szenarien erfolgversprechender sind als andere. Die vorgestellte Bewertungs- und Auswahlmethode wird zwar kritisch betrachtet und Erweiterungsmöglichkeiten vorgeschlagen, deren Ergebnisse aber in dieser Arbeit weiterverwendet.

Aus den besten Lastflexibilitätsszenarien wurden die vier für Österreich in den folgenden 5-10 Jahren vielversprechendsten Ansätze für weitere Analysen ausgewählt, deren Ergebnisse in folgenden Unterkapiteln zusammengefasst werden sollen.

8.1.1 Organisatorische Analyseergebnisse

Die Beschreibungen in dieser Arbeit wurden so objektiv, wie möglich, gestaltet. Das mentale Versetzen in unterschiedliche Disziplinen, aus denen das Szenario gerade betrachtet wurde, hat sich als eine sehr hilfreiche Technik herausgestellt. Durch Hinzufügen von Perspektiven aus weiteren Disziplinen ist es wahrscheinlich, dass weitere Aspekte – sowohl positive als auch negative – gefunden werden. Dies kann die Attraktivität der Umsetzung beeinflussen. Allerdings wird es notwendig sein, den Aufwand mit dem Nutzen abzustimmen und eine Entscheidung zu treffen, wann der Punkt des geringsten Risikos für einen Abbruch oder eine Realisierung erreicht ist.

Die Anwendungsfälle Building2Grid, Micro Grid für Gebäude mit Photovoltaikanlagen, Micro Grid für Gemeinden und BattPark – Nachnutzung von Elektroautobatterien wurden detailliert spezifiziert. Nach einer systemischen Illustration geht es in eine umfassende Frageserie, die der/m LeserIn möglicherweise noch nicht bedachte Szenariokernelemente näher erläutert. Je Szenario wird in eine perspektivische Beschreibung der derzeitigen Situation, einer mit dem Szenario in 5-10 Jahren gegenübergestellt. Dabei werden Eckpunkte oder Säulen jedes Szenarios variablen Gesichtspunkte (z. B.: Skalierungsgrad je SubszENARIO) gegenübergestellt. Daraus resultiert eine Beschreibung zusätzlich benötigter Ressourcen im Vergleich zu heute sowie erwartete Auswirkungen auf die Umwelt, das Stromnetz und auf Betroffene jedes Szenarios.

Wie in [MKL+11] vom Autor als offene Fragen präsentiert und in [SSM+11 p.26] veröffentlicht, wurde eine umfangreiche Untersuchung der besten vier Szenarien als interdisziplinäres Phänomen in vier Faktoren durchgeführt, um Barrieren zu identifizieren und mögliche Startpunkte für zukünftige Lastmanagementimplementierungen bieten zu können. Neben einer umfangreichen Lebenszyklusanalyse (engl. Life Cycle Analysis, LCA) der vier ausgewählten Szenarien und vier Expertenworkshops zu deren soziotechnischen Aspekten in [MOS+13] wurde in dieser Arbeit eine Abschätzung ökonomischer Gesichtspunkte als auch eine technische Analyse der Szenarien vorgenommen.

8.1.2 Ökonomische Analyseergebnisse

Ein Kostenbereich (zwischen minimalen und maximalen Kosten) der technischen und infrastrukturell notwendigen Ausgaben für jedes Szenario wurde erstellt. Weiters wurde als Business Plan die ökonomische Rentabilität des wahrscheinlichsten Szenarios „Building to Grid“ mit Break-Even-Punkt unter kategorischer Betrachtung von drei Gebäudegrößen mittels *Direkter Discounted Cash Flow Methode* auf 10 Jahre durchgeführt. Für die Berechnung erwarteter makroökonomischer Effekte als Einnahmen wurden die drei SubszENARIEN linear auf die in Österreich mögliche Anzahl an Gebäuden skaliert.

Die Einnahmen und Ausgaben jedes der vier Szenarien wurde ökonomisch analysiert, wobei das Ergebnis die makroökonomischen Auswirkungen der Rentabilität mit einer Berechnung des fixierten Break-Even nach fünf Jahren in verschiedenen Szenarien. Da für weitere ökonomische Betrachtungen eine tiefere Expertise als des Autors notwendig ist, wurden weitere mögliche Prognosen der Adaption der Szenarien, dem notwendigen Angel- und Investmentkapital oder möglicher Lizenz- und Zertifikatsschemen nicht betrachtet und bleiben offene Forschungsfragen.

Unter vielfachen Wartungs- oder Anschaffungskosten variieren die Ergebnisse stark, sodass eine genaue Klassifizierung der Kostenstellen (vgl. *Tabelle 21*) in einzelnen Pilotprojekten zu empfehlen ist.

Infrastrukturkosten sind große Ausgaben, während Einnahmen aus unterschiedlichen Geschäftsbereichen, abhängig von Szenario, kommen können. Hier ist das Ausgleichen von Bilanzgruppen zu nennen, die lokale Optimierung des Eigenverbrauchs, die Verzögerung von Kosten des Netzausbaus, das Betreiben von Energiehandel und das Generieren von Zusatznutzen. Die Berechnungsmethode des *Discounted Cashflow* des Business Case, Building to Grid zeigen, dass für ein Return on Invest-

ment nach 5 Jahren in funktionalen Gebäuden mit einem Jahresstromverbrauch von 200.000 kWh eine Einsparung von realistisch möglichen 5 % durch eine Smart-Grid-Anwendung notwendig ist. In dem Eigenverbrauchsoptimierungseinnahmemodell von Photovoltaikanlagen mit angenommenen typischen 4.400 kWh konnte in [MOS+13] ein Break-Even erst nach 13 Jahren erreicht werden. Unvorhersehbare Synergieeffekte und konservative Annahmen erschweren hier allerdings eine Quantifizierung deutlich.

8.1.3 Technische Analyseergebnisse

Die technische Analyse der Lastflexibilitätsszenarien hat letzte offene Systemelemente je Szenario beschrieben und damit folgendes festgelegt: dessen technische Rahmenbedingungen, den Status der für das Szenario notwendigen Geräte und den durch das Szenario resultierenden Strommix. Es wurden die Szenarien nach ihren variablen Gesichtspunkten (Skalierungssubszzenarien) definiert. Von einem Basisszenario ausgehend wurden zusätzlich notwendige Ressourcen und Auswirkungen der neuen Technik auf die Umwelt, das Stromnetz und die Betroffenen durchleuchtet.

Aufbauend darauf konnte eine Abstraktion der Szenarioelemente durchgeführt werden (z. B.: in allen Szenarien ist so etwas wie eine „Steuerelektronik in Lasten“ vorhanden), woraus ein Managementsystem für Lastflexibilitäten abgeleitet werden kann. Treu dem Unified Process dieser Arbeit wird auch für die Erstellung eines Use-Case-Modells dieses generischen Energiespeichermanagementsystems das Zweischrittverfahren (Inception und Elaboration) gewählt.

Um Use Cases zu definieren, wurde als erster Schritt in der Inception-Phase für die Anwendung des Unified Process auf die vier Szenarien dieser Arbeit die Systemgrenze als „das internationale Verbundnetz“ festgelegt. Das Festlegen von Systemgrenzen war ein essentieller Schritt, um den Design-Prozess abschätzen und einschränken zu können. Die Systemgrenzen konnten durch die Identifikation von primären, externen und unterstützenden AktorInnen verdeutlicht werden.

Als Teil des Visions Artefakts im Unified Process wurde, wie in *Tabelle 1* beschrieben, die AktorInnen-Ziele-Liste, in *Kapitel 7.5.2* mit AktorInnen der zuvor beschriebenen Szenarien und Dokumente relevanter Vorarbeiten befüllt. Obwohl die Liste keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt, ist diese ein geeigneter Ansatzpunkt weiterer Forschungsarbeiten in diese Richtung.

Die technische Analyse schließt mit dem beispielhaften Requirements Engineering des beschriebenen Szenarios Building to Grid in einem Use-Case-Modell im vollen Kontext des internationalen Stromnetzes. Das Modell beschreibt auch die notwendigen Use Cases eines Management systems für Lastflexibilitäten (einem Energiemanagementsystem), welches kompatibel mit den Use Cases aus dem bereits erwähnten NIST Priority Action Plan 7, Deliverable 3 für verteilte Energieressourcen ist [nis10]. Das Energiemanagementsystem ist nicht nur im Kontext des Beispielszenarios Building to Grid zu sehen, sondern kann einfach ausgetauscht und in die weiteren beschriebenen Szenarien platziert werden.

8.2 Verfeinerung des Managementsystems für Lastflexibilitäten

Dieses Kapitel soll als Ergebnis der Arbeit den zweiten Schritt der Erstellung eines Anwendungsfalldiagramms für ein Managementsystem von Lastflexibilitäten darstellen. Dazu wurde die Systemgrenze als „Energiemanagementsystem für verteilte virtuelle Speicherkraftwerke“ viel enger gefasst als in der Inception-Phase. In dieser verfeinernden Iteration der Elaborationsphase im Unified Process wurde aus dem Use-Case-Diagramm in *Kapitel 7.5.2 Definieren von Use Cases* durch Auffinden von Redundanzen, Identifikation von Primär-AktorInnen und Verkleinerung der Systemgrenzen das Energiemanagementsystem als eigenes System geschärft. Besonders die aus der Organisationsbeschreibung gewonnene AkteurInnenbeschreibung lässt erkennen, dass es für ein Energiemanagementsystem gleich komplex ist, ob es ein Gebäude operiert, Elektroautos oder eine gesamte Gemeinde. Das verbleibende komplette internationale Verbundnetz wird damit wie in *Abbildung 18* als Subsystem dargestellt.

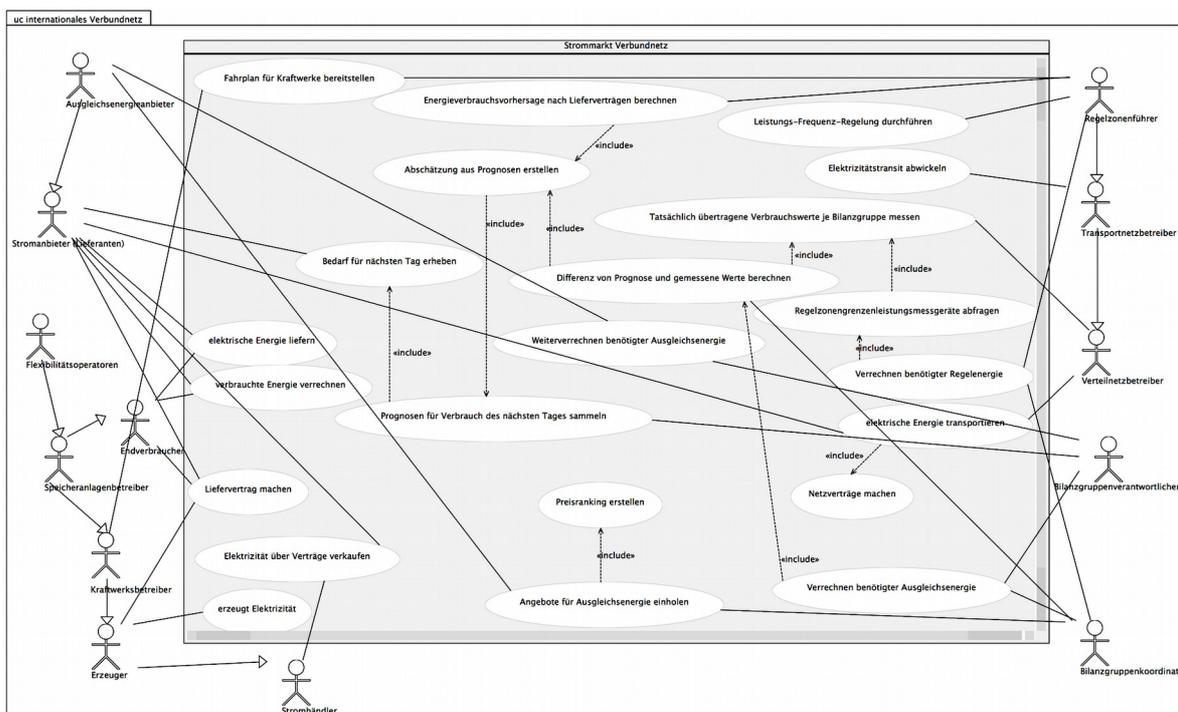


Abbildung 18: Use-Case-Diagramm Internationales Verbundnetz

Da das Ergebnis dieser Arbeit nicht eine umfangreiche Use-Case-Analyse des internationalen Verbundnetzes sein soll, wird hier nicht näher auf die einzelnen Anwendungsfälle eingegangen. Der Autor dieser Arbeit ist allerdings überzeugt davon, dass eine derartiges Gesamtbild noch nicht als UML existiert hat, und schon damit ein Beitrag für die Verständigung kommender ForscherInnen aus den IKT und Energiesektoren geschaffen wurde.

Es sei nur darauf hingewiesen, dass in dieser Arbeit die eingezeichnete AkteurInnenrolle der FlexibilitätsoperatorInnen (mittig links) in Folge als „Einstiegspunkt“ der Szenarien in das Verbundnetz ge-

nutzt wird. Diese deutliche Modularisierung bedeutet, dass im neuen Use-Case-Diagramm „Energiemanagementsystem für verteilte virtuelle Speicherkraftwerke“ das gesamte internationale Verbundnetz lediglich durch die FlexibilitätsoperatorInnen als Primär-AktorIn eines Sub-Use-Cases vorhanden ist (vgl. *Abbildung 19*). Diese Kompartimentalisierung der Rollen und Anforderungen trägt damit deutlich der Vereinfachung von zukünftigen Systemen bei, die auf dieser Arbeit aufbauen.

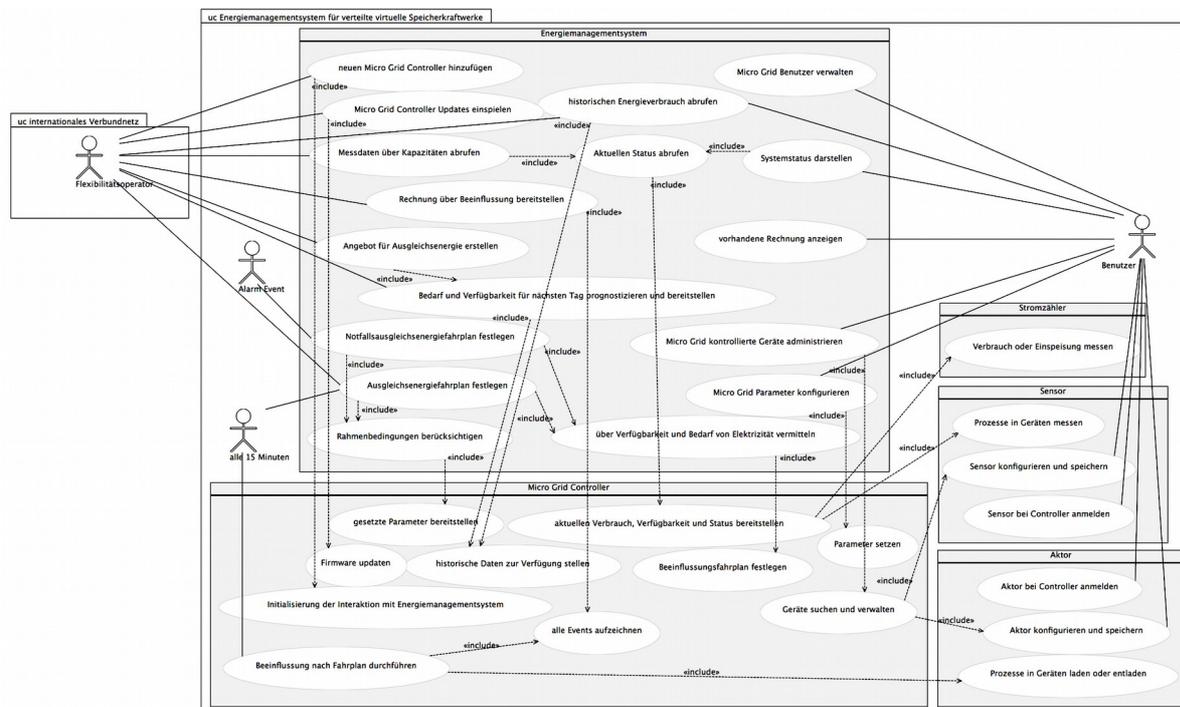


Abbildung 19: Use-Case-Diagramm Subsystem Energiemanagementsystem für verteilte virtuelle Speicherkraftwerke

Die damit begonnene Beschreibung eines Energiemanagementsystems ist von Beginn an ausgelegt, um in einem Parallelbetrieb zu bestehenden Systemen hin zu einem immer großflächigeren dezentralen Energiespeichermanagementsystem umgesetzt werden zu können.

8.3 Einordnung Building to Grid in SGAM

Nach dem Definieren von Use Cases für das Szenario Building to Grid und dem Schaffen eines Use-Case-Diagramms, sind bereits die notwendigen Voraussetzungen zur Einordnung dieses Szenarios in SGAM nach dem M/490 Sustainable Process (SP) Working Group (WG) Template der CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group (SG-CG) aus dem *Smart Grid Reference Architecture* Dokument [sgc12, Annex B p.62ff.] gegeben. Die Integration in das Modell erfolgt nach definierten Schritten in selbigem Dokument, wobei die Abweichungen davon in dieser Arbeit beschrieben werden sollen. Im Gegensatz zu CEN-CENELEC-ETSI erfolgt in dieser Arbeit die Darstellung

der notwendigen Punkte nicht in tabellarischer Form, sondern narrativ. Die Kapitel, in denen die notwendige Information nachgelesen werden kann, ist je Punkt der folgenden Aufzählung angegeben:

- Name, Gültigkeitsbereich (Systemgrenze) und Zielsetzung des Szenarios (vgl. *Kapitel 2.5.2*)
- Use-Case-Diagramm (vgl. *Kapitel 8.2*)
- Namen und Arten von AktorInnen (vgl. *Kapitel 2.5.2, 7.5.1* und *8.2*)
- Vorbedingungen, Annahmen und Nachbedingungen des Szenarios (vgl. *Kapitel 2.5.2, 7.1.1* und *7.1.3*)
- Beschreibung der einzelnen Schritte im Ablaufs des Szenarios (vgl. *Kapitel 2.5.2* und *5.1*)
- Beschreibungen über die Art der Daten und Informationen, die in dem Szenario zwischen den AktorInnen ausgetauscht wird (vgl. *Kapitel 5.1.3* und *7.1.2*)

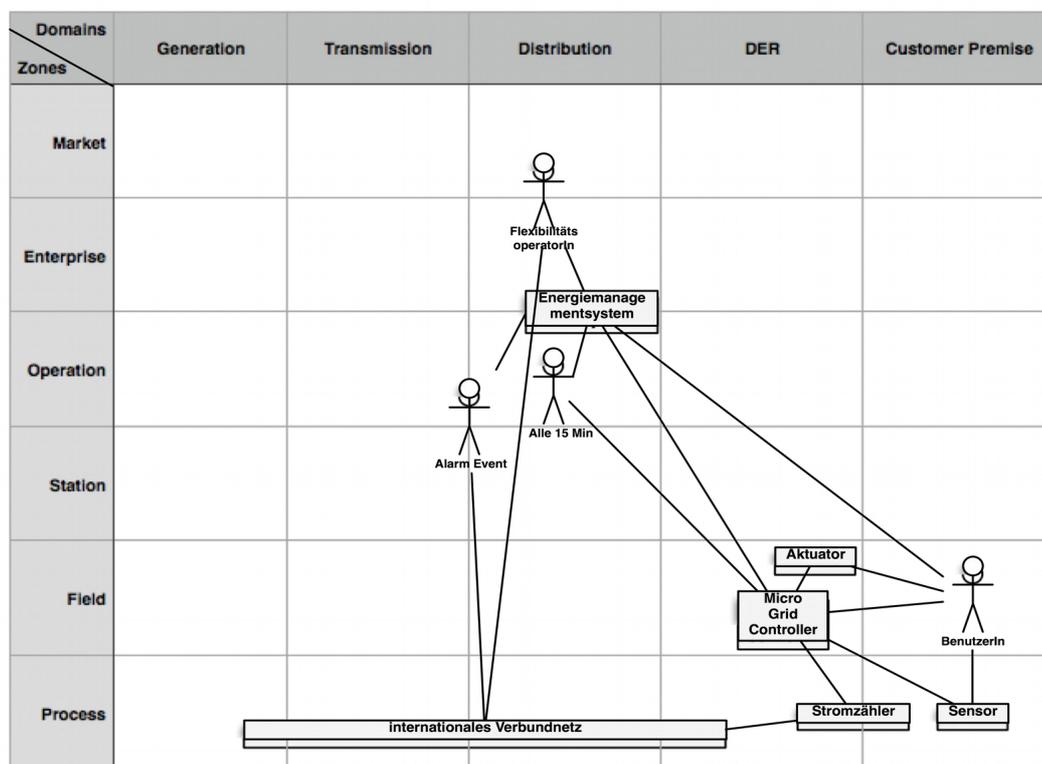


Abbildung 20: AktorInnen und Subsysteme abgebildet zu Domänen und Zonen des SGAM für das Szenario Building to Grid

Um die Komponentenschicht entwickeln zu können, wird im Unterschied zu CEN-CENELEC-ETSI die Information über AktorInnen und Systemen aus der Use-Case-Beschreibung weiterverwendet anstatt Geräte, Anwendungen und Systeme als AktorInnen anzunehmen. Auch wurde in diesem ersten Schritt auf das Einzeichnen aller Use-Cases verzichtet und stattdessen nur die Subsysteme (z. B.:

Energiemanagementsystem) in der Domänen/Zonen Matrix platziert. Das Ergebnis der Einordnung kann in *Abbildung 20* betrachtet werden.

Die AkteurIn BenutzerIn befindet sich typischerweise im Field der Customer Premise. Das System des internationalen Verbundnetzes ist legitimer Weise in mehreren Domänen der Prozessebene eingezeichnet. Die/Der AkteurIn Alarm Event befindet sich sogar in 4 Feldern der Matrix, da diese sowohl in Transportnetz als auch Verteilnetz ausgelöst werden kann und in Operation wie auch Station wirkt. FlexibilitätsoperatorIn ist als AkteurIn einerseits am Energiemarkt tätig, aber auch als (virtuelle Kraftwerks-) BetreiberIn im Verteilnetz, weshalb sie über beide Felder eingezeichnet ist.

Im nächsten Schritt wurde das Use-Case-Diagramm in die Repräsentation einer technischen Konfiguration übergeführt und damit die Komponentenebene durch typische technische Symbole der Domäne modelliert.

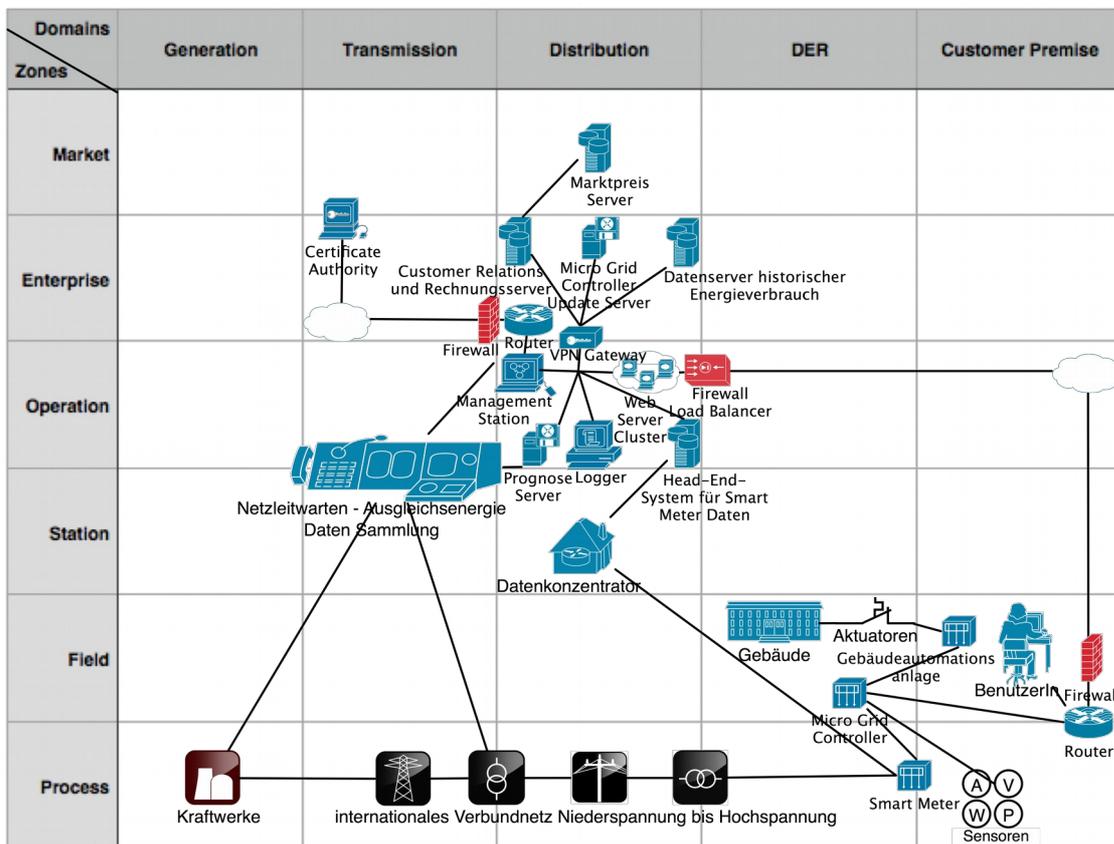


Abbildung 21: Komponentenebene abgebildet zu Domänen und Zonen des SGAM für das Szenario B2G

Die Komponentenebene in *Abbildung 21* zeigt die Systemkomponenten in Form von Hardware, die dazu verwendet wird, die gewünschte Funktionalität der Anwendungsfälle zu erreichen. In diesem Szenario werden einerseits die relevanten energietechnischen Infrastrukturkomponenten (z. B.:

Transformatoren, Hochspannungsleitungen) dargestellt, als auch andererseits die typischen IT- und kommunikationstechnischen Komponenten der von dem Szenario berührten Bereiche.

Nach Darstellung der Komponentenebene ist das Einzeichnen der Businesssebene in *Abbildung 22* möglich. Die Businesssebene soll Bereiche in dem Szenario hervorheben, in denen szenariospezifische Geschäftsprozesse, Dienstleistungen und Firmen innerhalb wirtschaftlicher und regulatorischer Beschränkungen des Use-Case-Modells agieren. Diese werden damit automatisch zu nicht-funktionalen Rahmenbedingungen des Szenarios.

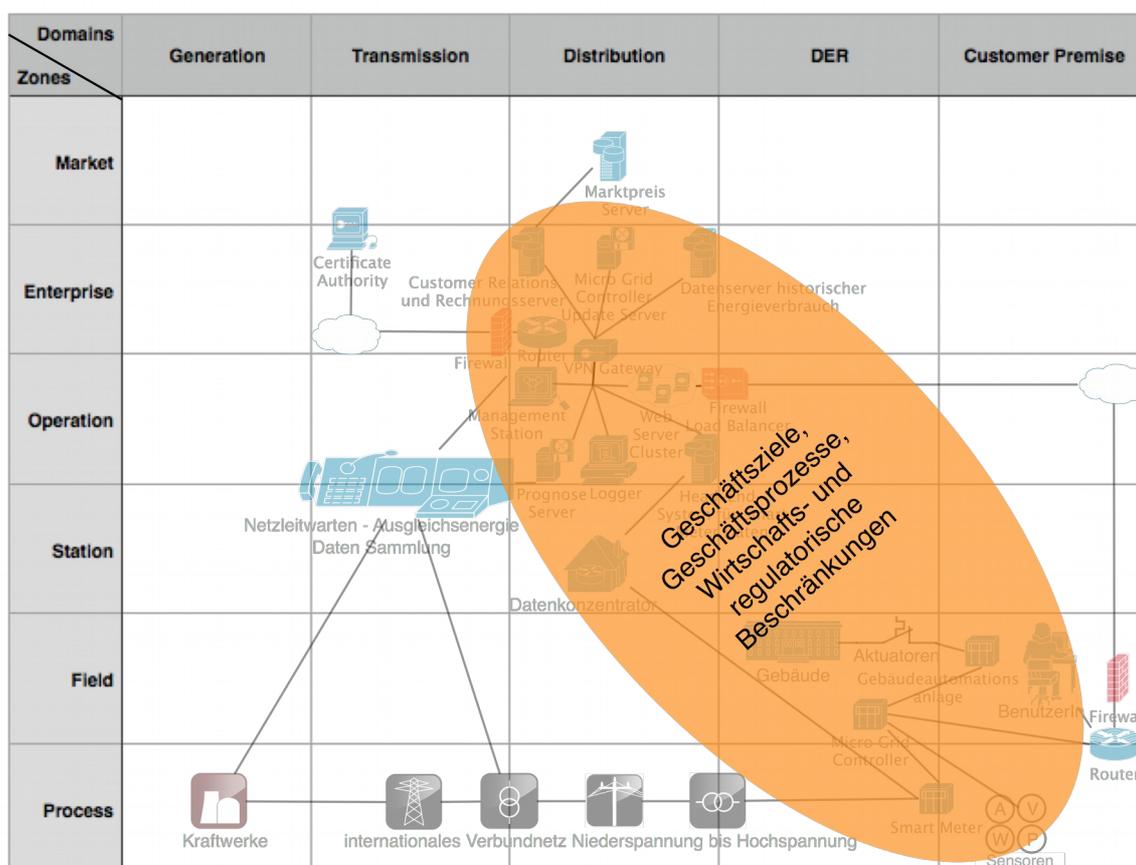


Abbildung 22: Businesssebene abgebildet zu Domänen und Zonen des SGAM für das Szenario B2G

Die Funktionsebene soll Funktionen und ihre Wechselbeziehungen zwischen den Domänen und Zonen darstellen. Funktionen werden aus den Anwendungsfällen extrahiert, indem ihre Funktionalität abstrahiert wird. Vor allem die Beschreibungen der notwendigen Handlungsschritte und Abläufe in dem Szenario sind für das in *Abbildung 23* dargestellte Ergebnis notwendig. In diesem Schritt werden auch die im ersten Schritt weggelassenen Anwendungsfälle der Subsysteme dargestellt, da diese für eine bedeutsame Abbildung der Interaktionen unumgänglich sind.

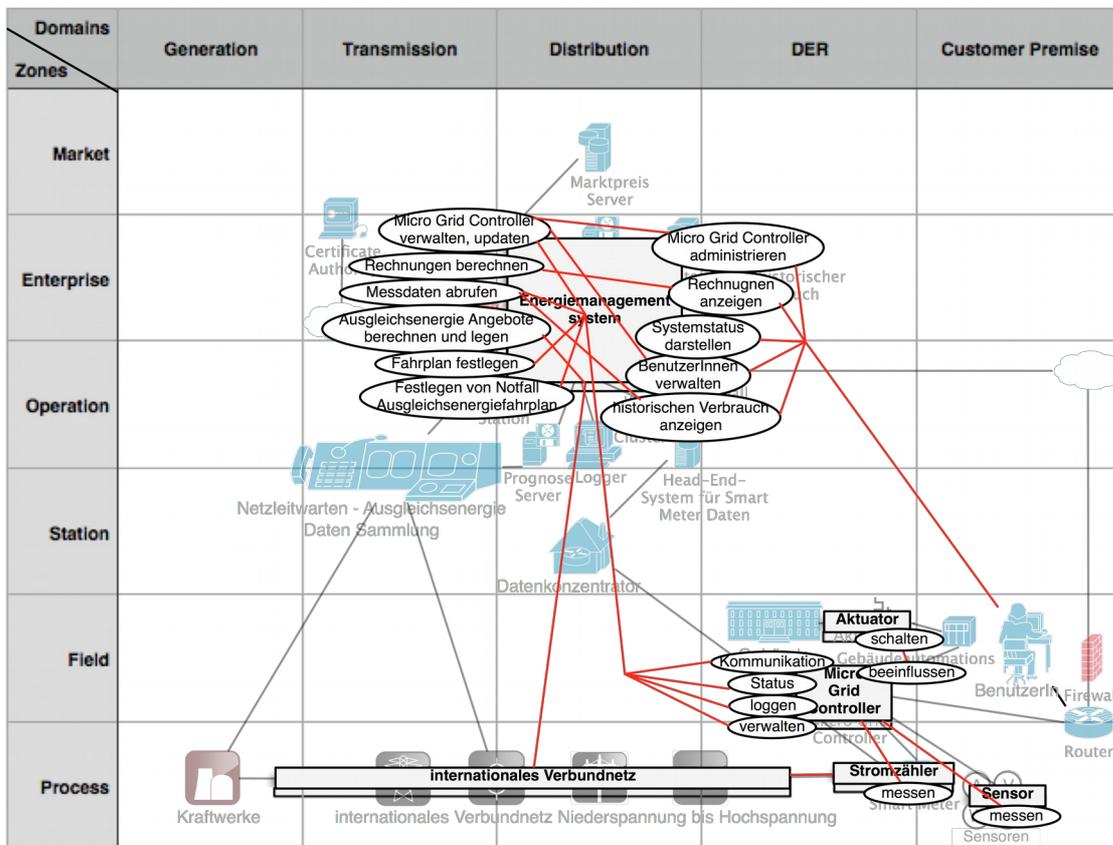


Abbildung 23: Funktionsebene abgebildet zu Domänen und Zonen des SGAM für das Szenario B2G

Links neben dem Subsystems „Energiemanagementsystem“ sind in *Abbildung 23* die Use Cases der FlexibilitätsoperatorInnen (z. B.: Angebot für Ausgleichsenergie erstellen) und rechts die der BenutzerInnen des Systems dargestellt (z. B.: vorhandene Rechnungen anzeigen). Genauso werden im Micro Grid Controller der Use Case der lokal vorgenommen Beeinflussung nach Fahrplan rechts und die kommunikationslastigen Use Cases Richtung Energiemanagementsystem links dargestellt.

Die Informationsebene im SGAM beschreibt die ausgetauschten Daten zwischen Dienstleistungen und Komponenten. Die Art der Datenobjekte kann aus Sicht der Geschäftsebene von der Beschreibung der einzelnen Schritte im Ablauf des Szenarios entnommen werden. *Abbildung 24* zeigt das Ergebnis der durchgeführten Abbildung.

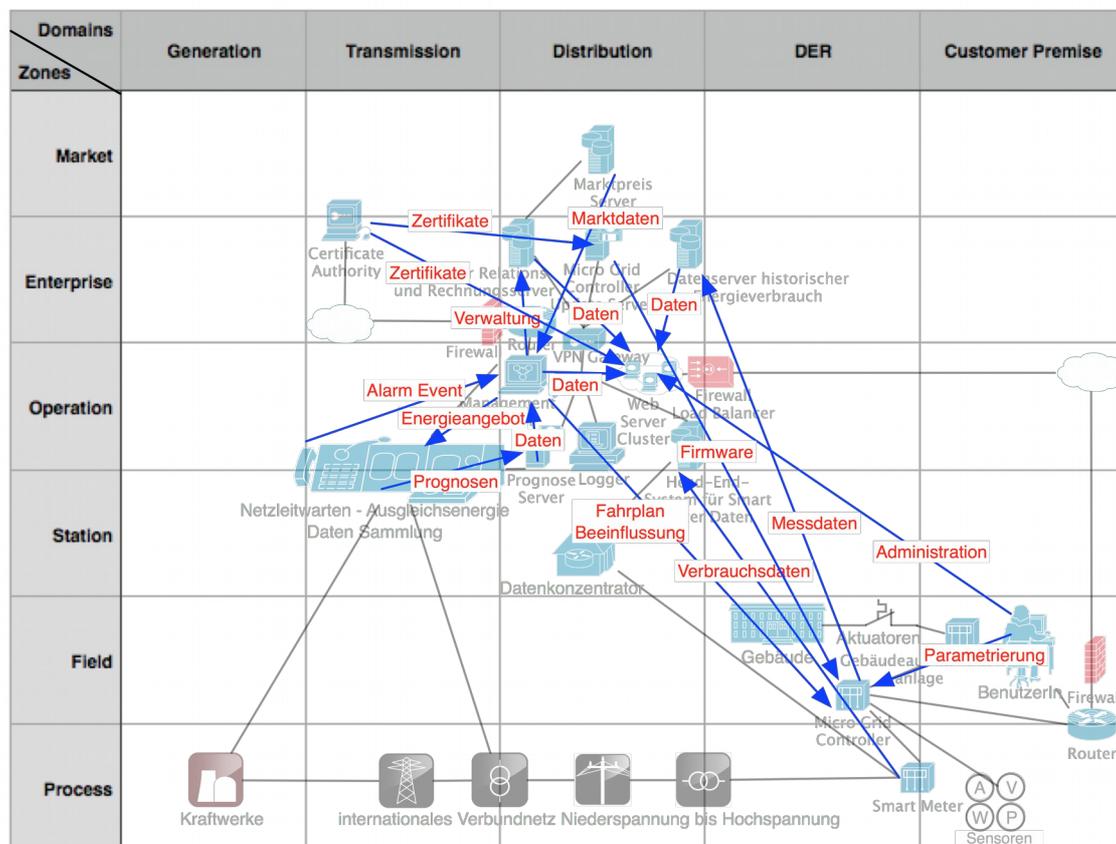


Abbildung 24: Informationsebene mit Businesskontextsicht abgebildet zu Domänen und Zonen des SGAM für das Szenario Building to Grid

Als weitere Schritte sieht das Vorgehensbeispiel in [sgc12 p.72f.] das Erstellen einer alternativen Abbildung der Informationsebene vor, wobei diesmal eine kanonische Datenmodellsichtweise (sprich, die genutzten Kommunikationsstandards) eingezeichnet werden soll. Da dieser Schritt eine detaillierte und umfangreiche Analyse von Standards und Protokollen der IKT und Energietechnik erfordert, wird dieser Schritt, wie auch der daraus resultierende Schritt zur Modellierung der Kommunikationsebene, in der vorliegenden Arbeit nicht weiter ausgeführt.

8.4 Schlussfolgerungen

Derzeit verwendete Kohle- und Gaskraftwerke können im Regelenergiebetrieb nicht energieoptimal betrieben werden, wodurch sich vor allem die CO₂-Bilanz als stärkster Faktor der Klimaveränderung verschlechtert. Die starke Zunahme verteilter erneuerbarer Erzeugung erschwert ohne die Einführung von Speichern im Stromnetz das Beibehalten der Versorgungssicherheit [LBF+10]. Wie vom Autor bereits in [MLP+13] erwähnt, wird in [Den10] davon ausgegangen, dass der Anteil an steuer-

barer Erzeugung abnimmt. In Deutschland beispielsweise, wurde im Jahr 2005 130 GW erzeugt, wovon 100 GW steuerbar waren. Im Jahr 2020 wird von 160 GW Erzeugung ausgegangen, wobei davon aber nur noch 80 GW flexibel steuerbar sein werden. Diese Balance- oder Netzengpässe können durch intelligente, verteilte Lasten bei EndkundInnen oder intelligente Steuer- und Regelungsalgorithmen in vielen dezentralen Netzabschnitten überwunden werden. Als Positivbeispiel wurde in Österreich im großen Walsertal durch intelligente Smart-Grid-Technologieanwendungen eine 30 %-ige Erhöhung der Starklast erreicht. Einer der Nebeneffekte war außerdem eine 30 %-ige, 70 %-ige oder 85 %-ige Einsparung – je nach angewendeter Technologielösung – im Vergleich zu üblichem Ausbau und Netzverstärkung [BLB+10].

Diese Arbeit zeigt wie in [MLO+11 und SSM+11] systematisch das Forschungsfeld Lastmanagement unterteilt und reale Technologieumsetzungen untersucht wurden. Die vorgestellte, Smart-Response-Methode ist für andere Forschungsdisziplinen als Methodik der Szenarioidentifikation neuer Lösungswege genauso anwendbar. Eine Anleitung zur Erstellung eines morphologischen Kastens, wie dem vorgestellten Szenariobaukasten, kann im Überblick hier, aber im Detail in den referenzierten Arbeiten, nachgelesen werden. Der geschaffene Fragenkatalog in dieser Arbeit zur Überführung physischer Systeme ins Software Engineering ist erweiterbar. Eine Umsetzung als Template, ähnlich dem *usecases.org* Format⁶⁸, mit vorgefertigten Feldern, Listen und Punkte zum Ausfüllen kann für Personen ohne umfangreiches Domänenwissen hilfreicher sein, als die hier verwendete narrative Form der Anwendungsfallbeschreibung.

Der zweite Schritt im Vorgehen der Beschreibung der Szenarien nach dem Unified Process in der organisatorischen Analyse wurde einerseits durch das Kreativitätswerkzeug der W-Fragen unterstützt (z. B.: Wessen Aufgabe ist das? Wem nützt das? Wie viel kostet das?), gefolgt durch das mentale Versetzen in unterschiedliche Perspektiven des Szenarios (z. B.: Gerätestatus, EntscheiderInnen, AnbieterInnen, Finanzierung) und andererseits durch das systematische Vorgehen anhand der Strategien des Szenariobaukastens für das spezielle Szenario verfeinert. Erst dieser damit geschaffene Detailgrad hat eine ökonomische und Technikanalyse der Szenarien mit einem hohen Grad an Zuversicht ermöglicht. Die in dieser Arbeit erfolgte Abstraktion der beschriebenen Szenarien in ein Managementsystem für Lastflexibilitäten wurde beispielhaft für das Szenario Building to Grid durchgeführt. Fortführende Arbeiten auf diesem Gebiet können nicht nur die damit begonnene Umsetzung eines derartigen Systems weiterführen oder parallel gestartete Initiativen in dieser Richtung auf übersehene Aspekte abgleichen, sondern es kann das Energiemanagementsystem auch für alle weiteren oder neue Szenarien angepasst werden. Damit wäre es deutlich, welche Schnittstellen generisch agieren können und welche spezifisch pro Szenario notwendig sind. So bringt diese Arbeit die Smart-Grid-Technologieentwicklung dem Ziel näher, ein System zum Management von Lastflexibilitäten im elektrischen Energiesystem bis zum Jahr 2020 realisieren zu können.

In [MLP+13 p.25f.] wird gezeigt, dass der ökologische Vorteile aller Lastmanagementszenarien auch bei pessimistischen Annahmen die ökonomischen Kosten um ein Vielfaches überwiegt, weshalb dort auch an Politik und EntscheidungsträgerInnen mit Handlungsempfehlungen appelliert wird, Weichen

⁶⁸ Use-Case-Template Format <http://alistair.cockburn.us/Resources+for+writing+use+cases> (21.7. 15)

zu stellen, um die Umsetzungen so rasch wie möglich großflächig durchzuführen. Weitere resultierende Empfehlungen können in [MOS+13 p.49ff.] nachgelesen werden.

Mit dieser Arbeit wurde ein weiterer Schritt Richtung informationstechnischer Modelle und wirtschaftlicher Kombination vorhandener Technikkomponenten elektrischer Lastmanagementsysteme unternommen, mit dem Ziel der Realisierung eines intelligenteren, ökologischeren, ressourcenoptimierten Stromnetzes, einem Smart Grid.

8.5 Ausblick

Diese Arbeit schafft eine Grundlage für zukünftige Forschungsarbeiten und Forschungsprojekte im Gebiet des automatisierten Lastmanagements. Es wird eine Möglichkeit vorexerziert Umsetzungen oder Szenarioideen anhand des Unified Process weiter entwickeln zu können. In einer Forschungsfortsetzung des ersten Ergebnisses dieser Arbeit wäre eine wissenschaftliche Überprüfung des geschaffenen Fragenkataloges wünschenswert. Die damit erweiterten Szenariobeschreibungen wurden bis zu Deploymentdiagrammen entwickelt. Da es sich bei den Szenarioideen um teilweise erdachte und nicht reale Zustände handelt, müssen die Deploymentdiagramme nach einer physischen Umsetzung des Szenarios auf Validität überprüft werden.

Die Ergebnisse der Szenariobeschreibungen sollen nicht nur zur Fortsetzung einer begonnener Umsetzung ausgewählter Szenarien dienen, sondern als Anstoß neuer – oder Detaillierung angeführter – Projektideen. Diese Konkretisierung von Lastflexibilitätsumsetzungen soll EntscheidungsträgerInnen helfen, notwendige Investitionen in Smart-Grid-Lastmanagement zu rechtfertigen.

Unter anderem werden aus den Analyseergebnissen, wie in *Abbildung 1* dargestellt, in [MLP+13] außerhalb dieser Arbeit drei Arten von Empfehlungen gegeben:

- Allgemeine Empfehlungen betreffend der Zusammensetzung und Skalierung notwendiger Szenarioumsetzungen, um die vorgegebenen Umweltziele einzuhalten.
- Rahmenbedingungsempfehlungen an Politik und Förderinstitutionen, die eine gesamtheitliche Systemsicht auf das Forschungsfeld Lastmanagement fördern und das Gründen von Plattformen für Austausch und Koordination der StakeholderInnen befürworten.
- Forschungsempfehlungen, um den dringenden Bedarf an industrieller- zusätzlich zur Grundlagenforschung zu verdeutlichen und Pilotprojekte mit Vorbildwirkung der Realisierung von Lastmanagementszenarien mit den geschaffenen Grundlagen einen Schritt näher zu bringen.

Die technischen und ökonomischen Analysen der Szenarien selbst wurden für Building to Grid beispielhaft einen Schritt weitergeführt. Weitere Forschung in dem Gebiet kann darauf aufbauend die restlichen Szenarien ebenfalls bis zu einem Business Case weiterentwickeln. Forschung auf dem Gebiet des Requirements Engineering kann die begonnene Überführung bis zum Verfeinerungsschritt der Elaborationsphase der einzelnen Smart-Grid-Anwendungen weiter umsetzen oder das daraus abstrahierte Use-Case-Modell eines komplexen Energiemanagementsystems für Lastflexibilitäten wei-

ter entwickeln. Die dazu geschaffenen Artefakte stellen vor allem durch die Einbettung in das gesamte internationale Verbundnetz bereits umfangreiche Grundlagen dar. Die entwickelten Use Cases des Energiemanagementsystems können nicht nur zur Weiterentwicklung, sondern auch zum Abgleich und Erweiterung um Funktionalitäten von vorhandenen Umsetzungen von Energiemanagementsystemen verwendet werden. Sobald die Draft Version des [nis10] in einer erweiterten Version vorliegt, ist es möglich, das in dieser Arbeit geschaffene Visions Artefakt (die AktorInnen-Ziele Liste) um neue Rollen oder StakeholderInnen weiterer Demand Response Anwendungsfälle zu erweitern.

Die vorbildhafte Anwendung des Vorgehens entsprechend des SGAM Prozesses für die Einordnung des Szenarios Building to Grid, ist ein wichtiges und darüber hinaus interdisziplinäres Ergebnis zwischen energietechnischen cyber-physischen Systemen und der Domäne des Software Engineerings und als solches ein Ergebnis der Schnittmenge beider Forschungsdisziplinen, die in einem Smart Grid gemeinsam agieren und von beiden Seiten aus verstanden werden müssen.

Wissenschaftliche Literatur

- [AFR+06] Agethen, U., Frahm, K.-J., Renz, K., Thees K.-P.; Lebensdauer von Bauteilen, Zeitwerte. Bund Technischer Experten e. V., Arbeitsblatt der BTE-Arbeitsgruppe Lebensdauer von Bauteilen, Zeitwerte. Stand, 2008, 14. Jg., S. 2008.
- [BdeV06] Britton, J. P.; deVos A. N.; CIM-based standards and CIM evolution; Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 20, no. 5, pp. 10–16, May 2005
- [BHJ+14] Berger M., Hofer T., Judex F., Jung M., Kienesberger G., Meisel M., Pichler M., Prost S., Prügler W., Röderer K.; Smart Grids Modellregion Salzburg - Konzeption eines Informationsmodells für webbasierten Zugriff auf Smart Grids Daten; Wissenschaftlicher Endbericht, Erstellt für Klima- und Energiefonds, FFG, Wien, April 2014, 214 S.
- [BL06] Blyden B. K., Lee W. J., Modified Microgrid Concept for Rural Electrification in Africa, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006
- [BLB+10] Brunner H., Lugmaier A., Bletterie B., Fechner H. und Bründlinger R. DG DemoNetz – Konzept. Bericht, Österreichisches Forschungs- u. Prüfzentrum Arsenal, 12 2010.
- [bmv10] bmvit Strategieprozess Energie 2050. Bericht, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2010
- [Dal11] Dalheimer M., Power to the People, Bericht 200 (2011) Fraunhofer-Institut für Techno- und Wirtschaftsmathematik ITWM, Kaiserslautern, Deutschland
- [Den10] dena (2010) Dena Netzstudie II. Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, 11 2010.
- [Die10] Dietrich D., ComForEn2010 – Kommunikation für Energienetze der Zukunft. Vom aktiven Verteiler zum Smart Grid., (Vortrag) Band 57 Wels, Österreich: OVE-Schriftenreihe, 29. Sep 2010 (ISBN-Nr. 978-3-85133-061-8)
- [Eng10] Engelhaupt, E. (2010) Engineering a cooler Earth: researchers brainstorm radical ways to counter climate change. Science News 5. Jg, p. 16-20
- [ets10] ETSI Technical Report 102 691: Machine-to-Machine communication; Smart metering Use Cases. Bericht, 2010
- [God20] Godet, M.; The art of scenarios and strategic planning. Tools and pitfalls. Technological Forecasting and Social Change, 2000, 65(1):3–22
- [HBH+07] Hammerstrom D., Brous J., Horst G., Oliver T. et al. (2007) Part II. Grid Friendly™ Appliance Project – Pacific Northwest GridWise™ Testbed Demonstration Projects. Bericht, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA
- [HKP11] Hettfleisch, C.; Kupzog, F.; Pollhammer, K., 2011, Balancing Energy Demand with Buildings, Schriftenreihe 29/2012, bmvit, Wien/Austria
- [HKK+13] Haberler, B.; Kienesberger, G.; Kupzog, F.; Langer, L., 2013, Smart-Grid-Architekturen in Österreich: Eine Bewertung der IKT-Sicherheitsaspekte relevanter Pilotprojekte, 3/2013, Elektrotechnik und Informationstechnik, Springer Verlag Wien, Wien/Austria (ISSN 0932-383X)
- [JBR99] Jacobson, I.; Booch, G.; and Rumbaugh, J. (1999) The Unified Software Development Process. Reading, MA.: Addison-Wesley

- [KBG+11] Kupzog F., Bacher H.J., Glatz M. et al. (2011) Architectural Options for Vehicle to Grid Communication, E&I Elektrotechnik und Informationstechnik, Austria: Springer Wien, Feb. 2011, 128:47–52
- [KBP+07] F. Kupzog, H. Brunner, W. Prügler, T. Pfejfar, A. Lugmaier: “DG DemoNet-COncept – A new Algorithm for active Distribution Grid Operation facilitating high DG penetration”; Vortrag: 5th IEEE International Conference on Industrial Informatics (INDIN 2007), Wien; 23.07.2007 – 27.07.2007; in: “INDIN 2007 Conference Proceedings”, (2007), S. 1197 – 1202. http://publik.tuwien.ac.at/files/pub-et_12440.pdf (zuletzt abgerufen: 30.11.2014)
- [KBP+13] G. Kienesberger, M. Berger, K. Pollhammer, F. Kupzog, J. Wendlinger, M. Meisel: "Synergiepotentiale in der IKT-Infrastruktur bei verschiedenen Smart-Grid-Anwendungen"; 2013; 88 S.
- [KMA11] G. Kienesberger, M. Meisel, A. Adegbite, A comprehensive information platform for the Smart Grid, in Proceedings of the 10th IEEE Africon (2011), S. 4, Zambia, Afrika, 2011.
- [KMD+08] Kupzog F., Meisel M., Derler S., Grobbelaar K. (2008) Integral Resource Optimization Network Concept. Bericht für FFG, Technische Universität Wien, Wien, Austria, p 169
- [KNS+05] Kastner W., Neugschwandtner G., Soucek S., Newman H. M., Communication Systems for Building Automation and Control, Proceedings of the IEEE, VOL. 93. NO 6., Juni 2005, p. 1178 ff
- [KSP11] Kupzog F., Sauter T., Pollhammer K.: IT-enabled Integration of Renewables: A Concept for the Smart Power Grid, EURASIP Journal on Embedded Systems, vol. 2011
- [KSW+10] Kabisch S., Schmitt A., Winter M., Heuer J. (2010) Interconnections and Communications of Electric Vehicles and Smart Grids. In: 2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), October 2010, pp 161–166
- [Lar02] Larman, C.; Applying UML and Patterns – An Introduction to Object-Oriented Analysis and Design and the Unified Process – Prentice Hall PTR - second edition (2001) ISBN 0-13-092569-1
- [LBF+10] Lugmaier A., Brunner H., Fechner H., Kupzog F., et al., Roadmap Smart Grids Austria, Nationale Technologieplattform Smart Grids Austria, 2010, Wien, Austria, PDF: <http://www.smartgrids.at/?download=104.pdf> (zuletzt abgerufen: 29. Aug. 2013)
- [LKB10] Lukovic S., Kaitovic I., Bondi U., Adopting system engineering methodology to Virtual Power Systems design flow, In proceedings of the First Workshop on Green and Smart Embedded System Technology: Infrastructures, Methods and Tools (CPSWEEK/GREEMBED 2010), April 12, 2010, Stockholm, Sweden, 7 p.
- [Mac01] Maciaszek L. A., (2001) Requirements Analysis and System Design – Developing Information Systems with UML, Addison-Wesley, Pearson Education 2001, Sydney, Australia
- [LMG+11] Leber T., Meisel M., Gamauf T., Pongratz M., and Kupzog F. (2011) “Preparations for Demand Response on a Municipal Level,” in AFRICON, 2011, pp. 1–5.
- [Mei11] Meisel-Dokun M. (2011) Methoden zur Erfassung und Nutzung von Kundenwissen im Produktentwicklungsprozess – ein Vergleich zwischen Konsum- und Investitionsgütern. Diplomarbeit, Alpen-Adria-Universität, Klagenfurt
- [Mei12] Meisel, M. (05.07.2012) Erfolgsversprechende Demand Response Empfehlungen im Energieversorgungssystem 2020. Vortrag bei: D-A-CH Konferenz Energieinformatik 2012, Oldenburg/GERMANY
http://www.energieinformatik2012.org/docs/pt/Praesentation_Meisel_EI2012.pdf (abgerufen 26.Sept.2012).
- [MKL+11] Meisel M., Kupzog F., Leber T., Ornetzeder M., Stachura M., Schiffleitner A., Smart Response, in Tagungsband der: Smart Grids Week Linz 2011 (invited Poster), bmvit, Mai 2011, S. 153.
http://www.energiesystemederzukunft.at/edz_pdf/tagungsband_1133_smartgridsweek_linz_2011.pdf (abgerufen: 30.08.2013)
- [MLO+11] Meisel M., Leber T., Ornetzeder M., Stachura A., Schiffleitner A., Kienesberger G., Wenninger J., and Kupzog F. (2011) Smart Demand Response Scenarios., Proceedings of the 10th IEEE Africon, 2011 Livingstone, Zambia, S. 1033-1038.

- [MLP+13] Meisel M., Leber T., Pollhammer K., Kupzog F., Haslinger J., Wächter P., Sterbik-Lamina J., Ornetzeder M., Schiffleitner A., and Stachura M., “Erfolgsversprechende Demand-Response-Empfehlungen im Energieversorgungssystem 2020” Informatik- Spektrum, vol. 36, no. 1, pp. 17–26, 2013. DOI 10.1007/s00287-012-0667-7
- [MOS+13] Meisel M., Ornetzeder M., Schiffleitner A., Leber T., Haslinger J., Stachura M., Kupzog F., Sterbik-Lamina J., Wächter P., Pollhammer K. (2013) Lastmanagement für intelligente Stromnetze in Österreich (Smart Response). (Technical Report), Endbericht für FFG, Neue Energien 2020, Wien, Österreich, 58p.
- [nis10] NIST, Key Energy Storage and Distributed Energy Resources Use Cases, April 2010, 57p. <http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/SmartGrid/PAP07Storage>
- [PH11] Pousttchi, K.; Hufenbach, Y.; Wertschöpfung im Mobilfunkmarkt – Ein Referenzmodell für die Rolle(n) des Mobilfunkanbieters der Zukunft; Wirtschaftsinformatik, Gabler Verlag Sept. 2011, 5/2011 S.287-300, Augsburg, Deutschland
- [PHK+12] Pollhammer K, Hettfleisch C, Kupzog F, Bach B, Ambrosch KE (2012) Balancing Energy Demand with Buildings. Endbericht, BMVIT – Haus der Zukunft, Wien, Österreich
- [PKF+13] Pollhammer K, Kienesberger G, Faschang M, Meisel M., Wendt A, Leber T, Dimitriou P. (2013) Smart Energy Grids in Austria – Innovative Solutions and Concepts; in: "Proceedings of the IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society", (2013), 6 S.
- [PKG08] Piette M.A., Kiliccote S., Ghatikar G., Design and Implementation of an Open, Interoperable Automated Demand Response Infrastructure, LBNL Paper 63665, 2008
- [Prü12] Prügler N. (2012) Spot market oriented load shifting (Vortrag), EnInnov 2012, Graz, Austria
- [PWL10] Pötscher, F.; Winter R.; Lichtblau, G.; Elektromobilität in Österreich Szenario 2020 und 2050; Report REP-0257 Umweltbundesamt 2010, Wien, Österreich, 42p ISBN 978-3-99004-058-4
- [QZB10] Quinn C., Zimmerle D., Bradley T.H. (2010) The effect of communication architecture on the availability, reliability, and economics of plug-in hybrid electric vehicle-to- grid ancillary services. J Power Sources 195(5):1500–1509
- [RP12] Rezanian R., Prügler W. (2012) Businessmodelsfortheintegrationofelectricvehicles into the Austrian energy system. In: 9th International Conference on the European Energy Market (EEM), IEEE, pp 1–8
- [sgi10] SGIP NISTIR 7628; Guidelines for Smart Grid Cyber Security, Technical Report by Smart Grid Interoperability Panel, September 2010 http://www.nist.gov/smartgrid/upload/nistir-7628_total.pdf
- [SBK+12] Skopik, F.; Bleier, T.; Kammerstetter, M.; Kienesberger, G., 2012, Smart Grid Security Guidance: Eine Sicherheitsinitiative für intelligente Stromnetze, in Proceedings of the 42nd annual conference of the German computer society, Braunschweig, Germany
- [sgc12] Smart Grid Coordination Group, Smart Grid Reference Architecture, Technical Report, CEN-CENELEC-ETSI, November 2012 http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smart-grids/doc/xpert_group1_reference_architecture.pdf
- [SGT11] Schrammel G., Gerdenitsch C., Tscheligi, M. (2011) HCI Systems for Sustainable Energy-Management. In: CHI 2011 Workshop: Sustainable Interaction Design in Professional Domains, Wels, Austria, 2011
- [SSM+11] Schiffleitner, A.; Stachura, M.; Meisel, M.; Leber, T.; Kupzog, F. et al. (2011) Smart Response – Szenarien für Smart Response in Österreich. In: Tagungsband ComForEn 2011 (Zweite Fachkonferenz: Kommunikation für Energienetze der Zukunft – Vom aktiven Verbraucher zum Smart Grid) In Reihe: OVE-Schriftenreihe Nr. 67, Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Wien: Eigenverlag, S. 17-27

- [Sta10] Stachura, M.; (2010) Mittelfristige Chancen für Demand Response? Fallstudie Österreich (ComForEn 2010 Kommunikation für Energienetze der Zukunft) p. 43-47, Wels, Austria 29.Sept. 2010, Tagungsband Herausgegeben durch Dietmar Dietrich im Eigenverlag des Österreichischen Verbandes für Elektrotechnik, in der OVE Schriftenreihe 57, ISBN 978-3-85133-061-8, http://energyit.ict.tuwien.ac.at/wp-content/uploads/2014/04/20100921_Com-ForEn_Tagungsband_final.pdf
- [TK07] Tomić J., Kempton W. (2007) Using fleets of electric-drive vehicles for grid support. J Power Sources 168(2):459–468
- [TRE09] Tripathi A. K., Roberts C. D., Eagle R. A. (2009) Coupling of CO2 and ice sheet stability over major climate transitions of the last 20 million years. Science, 326(5958), p. 1394-1397
- [tsg15] Technologieplattform Smart Grids Austria (TPSGA): Technologieroadmap Smart Grids Austria - Die Umsetzungsschritte zum Wandel des Stromsystems bis 2020. Technical Report, Technologieplattform Smart Grids Austria, April 2015, 106 S., <http://www.smartgrids.at/index.php?download=372.pdf>
- [Wei08] Weikiens T. Systems Engineering with SysML/UML. Elsevier, Ed. Morgan Kaufmann Publishers Inc, June 2008
- [Wir15] Wirth H.; Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 19. Mai 2015, Freiburg, Deutschland <http://www.pv-fakten.de>
- [Zwi66] Zwicky, F.; (1996) Entdecken, Erfinden, Forschen im Morphologischen Weltbild. Knauer-Droemer, München