Modellstadt Mannheim (moma)

Abschlussbericht

Beiträge von moma zur Transformation des Energiesystems für Nachhaltigkeit, Beteiligung, Regionalität und Verbundenheit

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren

E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft

FÖRDERPROGRAMM DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (BMWI) SOWIE DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU) [Bm07]:

Förderkennzeichen: 0325089C beim Projektträger Jülich (PtJ) für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) Referat KI III 5 - Forschung und Entwicklung im Bereich Erneuerbare Energien

Status: **Final**

Version: **V1.01**

Verbreitung: **Öffentlich**

Date: **01.07.2013**

Verantwortlicher Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG)



Abbildung 1: moma-Konzeptbild

Autoren aus dem Kreise folgender Konsortialpartner:

MVV Energie AG (Konsortialführer)

DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH

Fraunhofer IWES (Institut für Wind- und Energiesystemtechnik)

IBM Deutschland GmbH

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH

IZES gGmbH (Institut für Zukunftsenergiesysteme)

Papendorf Software Engineering GmbH

Power Plus Communications AG

Universität Duisburg-Essen

Inhaltsverzeichnis

INHALTSVERZEICHNIS 3

1. VORWORT 6

2. VORHABEN UND ERGEBNISZUSAMMENFASSUNG 9

2.1. PROJEKTZIELE 9
2.1.1. Kurzbeschreibung des Vorhabens im Projektantrag 9
2.1.2. Projektabstrakt 9
2.1.3. Übersicht der Projektziele 9
2.2. ERGEBNISZUSAMMENFASSUNG 12

3. PARADIGMENWECHSEL UND REGIONALE KONZEPTE 18

3.1. WARUM BRAUCHEN WIR DIE ENERGIEWENDE? 18
3.1.1. Gesellschaftliche Zielstellungen 18
3.1.2. Energiedienste und Beteiligung 19
3.2. ENERGIEWENDE UND WACHSENDE BEDEUTUNG DER REGIONEN 20
3.2.1. Subsidiäre Gestaltungsräume für erneuerbare Energien in der Energie-Community 20
3.3. TECHNISCHE HERAUSFORDERUNGEN 21
3.3.1. Einbindung von zentral und dezentral erzeugter erneuerbarer Energie 21
3.3.2. Erschließung von Flexibilisierungsoptionen 21
3.4. WARUM BRAUCHEN WIR SMART GRIDS FÜR DIE ENERGIEWENDE? 23
3.4.1. Säule bei der Transformation des Energiesystems 23

4. AUFBAU VON SMART GRIDS ZUR UNTERSTÜTZUNG DER ENERGIEWENDE 25

4.1.1. Architektur und Komponenten im zukünftigen Energiesystem 25
4.1.1.1. Leitgedanken der Smart Grid-Architektur 25
4.1.1.2. Smart Grid-Architektur im Projekt moma 28
4.1.2. Architektur und Komponenten im Energiesystem von moma 31
4.1.2.1. Zellulare Topologie 31
4.1.2.2. Ausstattung von Objektnetzzellen und Verteilungsnetzzellen 33

5. WIRTSCHAFTLICHE CHANCEN 35

5.1. VORBEMERKUNGEN 35
5.2. MOMA-GESCHÄFTSFÄLLE (BUSINESS CASES) 35
5.2.1. Business Case Großhandelsmarkt GHM-L (Rolle Lieferant) 37
5.2.2. Business Case Netzlastmanagement NLM 40
5.2.3. Resümee und Ausblick 43
5.3. MOMA-ANWENDUNGSSZENARIEN 44
5.3.1. Neue ökologische Lieferprodukte mit variablen Tarifen im Geschäftsfall GHM-L 44
5.3.1.1. Variable Tarife als Beitrag zur Flexibilisierung des Elektrizitätssystems 44
5.3.1.2. Automatisierung der Lastverschiebung beim Endkunden 45
5.3.1.3. Umsetzungsvorschlag zum Business Case GHM-L 45
5.3.2. Netzlastmanagement im Niederspannungsbereich (NLM) 50
5.3.2.1. Hintergründe der Automatisierung im Verteilungsnetz 50
5.3.2.2. Bezug zum Smart Grid 51
5.3.2.3. Neue Anforderungen, Basiskonzepte und Funktionen im Verteilungsnetz 53
5.3.2.4. Szenarien und Anwendungsfälle für die Automatisierung im Verteilungsnetz 57
5.4. SMART GRID-BEGRIFF UND ROLLE DER IKT-INFRASTRUKTURBETREIBER 61

6. TECHNOLOGISCHE HANDLUNGSOPTIONEN FÜR FLEXIBILITÄTEN 68

6.1. HANDLUNGSOPTIONEN UND MOMA-SCHWERPUNKTE 68
6.2. ANREIZSYSTEME FÜR DEN ENERGIENUTZER 69
6.3. THERMISCHE SPEICHERPOTENTIALE VON KÄLTEANLAGEN 71
6.3.1. Ergebnisse zur Studie Kälteanlagen 71

6.3.2. Schlußfolgerungen ... 73
6.4. NUTZUNG VON GEBÄUDEWÄRMEKAPAZITÄTEN UND WÄRMESPEICHERN ... 75
6.4.1. Zielstellung der Studie der TU Dresden [Dr10] ... 75
6.4.2. Methodik ... 75
6.4.3. Zusammenfassung der wichtigsten Studienergebnisse ... 76

7. MOMA-ARCHITEKTUR ... 78

7.1. EINLEITUNG ... 78
7.2. MOMA-ARCHITEKTUR UND KOMPONENTEN ... 82
7.3. KOMMUNIKATION UND SMART METERING IN BEZUG ZUM OBJEKTBEZOGENEN ENERGIEMANAGEMENT ... 84
7.3.1. Modell von moma sowie der DKE-Fokusgruppe Inhouse Automation ... 84
7.3.2. Aus EU-Mandat M/441 abgeleitete Betrachtungen zu Gateways und Diensteplattformen ... 85
7.3.3. Metering-Komponenten in moma ... 89
7.3.3.1. Energy Data Server und BDKE ... 89
7.3.3.2. Stromzähler ... 89
7.4. DAS ENERGIEMANAGEMENT GATEWAY UND DER ENERGIEMANAGER ... 90
7.4.1. BEMI-Lösungsmodell in Objektnetzzelle ... 90
7.4.2. Konzept im DKE-Kompetenzzentrum E-Energy ... 91
7.4.3. OGEMA als Diensteplattform für Energiemanagement Gateway ... 93
7.4.4. Komponenten zum Energiemanagement in der Liegenschaft in moma-Feldtests ... 94
7.4.4.1. BEMI-Algorithmen ... 94
7.4.4.2. Pool-BEMI ... 95
7.4.4.3. Energiebutler/BEMI-Rechner ... 95
7.4.4.4. Schaltbox ... 95
7.5. DIE INFORMATIONS- UND DIENSTEPLATTFORM IN MOMA ... 96
7.5.1. Ebenen des moma-Systemmodells und CORE-Plattform ... 96
7.5.2. Technologiebeschreibung von alphaCELL und alphaCORE ... 97
7.5.3. Zentrale moma-Komponenten auf Basis alphaCore und alphaCell ... 101

8. FELDTESTS UND SIMULATIONEN ZUR UNTERSUCHUNG DER GESCHÄFTS- UND SYSTEMANSÄTZE SOWIE KUNDENAKZEPTANZ ... 104

8.1. EINLEITUNG ... 104
8.2. FELDTESTS 1 UND 2 IN MANNHEIM ZUR INBETRIEBNAHME EINES KOMPLEXEN SYSTEMS ... 106
8.2.1. Implementierung und Durchführung der Feldtests 1 und 2 ... 106
8.2.2. Zielstellung und Ablauf von Feldtest 2 ... 109
8.2.3. Tarifkonzeption im Feldtest 2 ... 113
8.2.4. Aussagen zur Lastverschiebung ... 115
8.3. FELDTEST 3 IN MANNHEIM ZUR ERSCHLIEßUNG VON FLEXIBILITÄTEN ... 117
8.3.1. Akquise + Installation zu Feldtest 3 ... 117
8.3.2. Durchführung des Feldtests 3 und Tarifkonzept ... 121
8.3.3. Feldtestergebnisse im Hinblick auf Akzeptanz und Kundenreaktion ... 125
8.4. FELDTEST IN DRESDEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT VON SYSTEMEN UND ERSCHLIEßUNG VON FLEXIBILITÄTEN MIT WÄRMESPEICHERN ... 128
8.4.1. Konzeption Feldtest Dresden ... 128
8.4.1.1. Wärmeübergabestation – Optimierungsstufe 4 ... 129
8.4.1.2. Blockheizkraftwerk – Optimierungsstufe 2 ... 131
8.4.2. Durchführung Feldtest Dresden ... 131
8.4.3. Ergebnisse Feldtest Dresden [moma1304] ... 133
8.5. SIMULATION VON HANDELS- SOWIE NETZMECHANISMEN ... 135

9. STANDARDISIERUNG UND GESTALTUNG DES ENERGIEWIRT-SCHAFTLICHEN UMFELDES ALS BASIS FÜR NACHHALTIGKEIT ... 143

9.1. INTEROPERABILITÄT ALS ERFOLGSBASIS EINES VERNETZTEN INTELLIGENTEN ENERGIESYSTEMS ... 143
9.2. SICHERSTELLUNG VON INTEROPERABILITÄT IM MOMA-PROJEKT ... 145
9.3. MODELLIERUNGSMETHODIK SOWIE NEUE MARKT- UND NETZFUNKTIONEN ... 146
9.3.1. Methodik der Energieprozessmodellierung ... 146
9.3.1.1. Aufgabenstellung zur Anwendungsfallmodellierung ... 146
9.3.1.2. Strukturierung von Anwendungsfällen und Einordnung in das Systemmodell ... 147

9.3.2. Definition von Use Cases in der Normung ... 149
9.3.3. Neue Kernprozesse im intelligenten Energiesystem ... 151
9.3.3.1. Geschäftskonzepte und Funktionen ... 151
9.3.3.2. Use Cases und neue Kernprozesse ... 153
9.3.3.3. Profilierung ... 154
9.3.4. moma-Anwendungsfallmodellierung mit UML-Tool Chronos ... 158
9.3.4.1. UML-Modellierungsmethodik im Werkzeug Chronos ... 158
9.3.4.2. Modellierung von Anwendungsfällen in moma ... 160
9.4. INFORMATIONSSICHERHEIT UND DATENSCHUTZ IN EINER VERNETZTEN KRITISCHEN INFRASTRUKTUR ... 162
9.5. GESTALTUNG VON MARKTRAHMEN UND REGULARIEN ... 163
9.5.1. Verbundszenario – Lokal handeln und Global denken ... 163
9.6. MOMA-EMPFEHLUNGEN ZU MARKTRAHMEN UND REGULARIEN ... 166
9.6.1. Umfeldbetrachtungen und Empfehlungen ... 166
9.6.2. Empfehlungen zu Demand Side Management und Netzgeschäft ... 168
9.6.2.1. Standardlastprofile ... 168
9.6.2.2. Einführung einer Smart-Grid-Infrastruktur ... 169
9.6.2.3. Unternehmerisches Netzgeschäft ... 170
9.6.2.4. Variable Netzentgelte ... 171

10. VERWERTUNG UND ÖFFENTLICHKEITSARBEIT ZUR ERGEBNISVERBREITUNG UND MARKTVORBEREITUNG ... 173

10.1. ZUSAMMENFASSUNG DER VERWERTUNGSAKTIVITÄTEN ... 173

11. ERGEBNISSE, SCHLUSSFOLGERUNGEN UND OFFENE FRAGEN ... 175

11.1. MOMA-KERNBOTSCHAFTEN UND HAUPTERGEBNISSE ... 175
11.2. AUSBLICK UND OFFENE FRAGEN [MOMA1304] ... 189

12. ANHANG ... 194

12.1. ABKÜRZUNGEN UND EINHEITEN ... 194
12.2. GLOSSAR ... 201
12.3. ABBILDUNGSVERZEICHNIS ... 217
12.4. TABELLENVERZEICHNIS ... 218
12.5. LITERATUR ... 219

1. Vorwort[1]

Über das E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (**moma**) zu sprechen, heißt über die notwendige Grundsatzentscheidung zur Energiewende, über die zellulare Netzarchitektur zur Gewährleistung von regionalen Konzepten und über-regionalen Verbundsystemen sowie über die Bedeutung der Stadtwerke bei der Gestaltung intelligenter Städte unter aktiver Teilhabe der Prosumenten (Doppelfunktion von Produzenten und Konsumenten) zu sprechen.

Zum Start des E-Energy-Vorhabens im Jahre 2008 waren die europäischen und nationalen Vorgaben zur Ressourcenschonung und einer klimaverträglichen Energiewirtschaft durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger Ausgangspunkt der Überlegungen. Die damit verbundene, schwankendere Energiegewinnung und neue verbrauchsferne Erzeugungskapazitäten stellten Anforderungen an den Netzausbau sowie an die Erzeugungs- und Verbrauchssteuerung, aber auch die Speicherung von Energie. Dabei gilt es, das Optimum zwischen Netzausbau und neuen Markt- und Netzmechanismen auf der Grundlage von Informations- und Kommunikationstechnologie zu finden.

Mit dem seit 2010 stark wachsenden Anteil an dezentraler Erzeugung (Beispiel Photovoltaik) in den Verteilungsnetzen, Netzrückkäufen durch die Gemeinden sowie mit regionalen und lokalen Energiekonzepten in den Bundesländern, den Regionen und Kommunen aber auch bei den Bürgern und Unternehmen in Verbindung mit ihren Liegenschaften wuchs die Erkenntnis, dass im Kern auch die Fragestellung zu beantworten ist, wo die Energiewende stattfindet. Die offizielle Referenz für die Energiewende blieb aber das zentral orientierte Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahre 2010, das eine vorrangige Energiegewinnung in Nord- und Ostsee sowie den damit verbundenem Energietransport von Nord nach Süd ergänzt um den Ausbau der Übertragungsnetze vorsieht.

Ein oft gehörtes Argument zugunsten regionaler Konzepte unterstreicht den eventuell verringerten Netzausbau, wobei es sich hier um eine schwer bezifferbare Einschätzung handelt. Es gibt aber viele Gründe für eine komplexere, sozioökonomische Betrachtung, um den gesellschaftlichen und ökonomischen Zusammenhang herzustellen, wenn es darum geht, mit den Regionen und Kommunen sowie den Unternehmen und den Bürgern alle Interessenträger für die ökologischen und energiepolitischen Ziele der Energiewende zu aktivieren und damit Chancen statt nur Notwendigkeiten zu betonen. Hier gilt es auch, den Vorteil der Diversifizierung der Energieangebote zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit gegenüber zentralen, angreifbaren Systemen abzuwägen, die wiederum eventuell effizienter im Meer und in Nordafrika Energie gewinnen.

Eine sozioökonomische Betrachtung versteht zusätzlich, dass Akzeptanz für den Änderungsprozess bezüglich der Landschaftsentwicklung durch neue Energietechnologien und der informationstechnischen Vernetzung des Energiesystems nicht allein mit einer Aufklärungsoffensive zur Darstellung der Notwendigkeiten und einer weiter zentral aufgestellten Energiegewinnung mit einseitiger Verteilung der wirtschaftlichen Chancen zu erreichen ist. Akzeptanz entsteht durch Teilhabe, und Teilhabe entwickelt Prosumenten im Energiesystem mit neuen Formen regionaler Raum- und Gebäudeentwicklung auf Grundlage einer kommunikativen Verbindung bis zu den Anlagen und Geräten in den Gebäuden und

[1] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG)

industriellen Anwesen. Es ist also die gesellschaftliche Grundsatzentscheidung zu treffen, wie zentral oder dezentral Energiekreisläufe zukünftig funktionieren. Im Fall der Beförderung regionaler und lokaler Energiekreisläufe besteht die umfassende Aufgabe darin, zentral und dezentral erzeugte Energie in den Verbund des nationalen und europäischen Energiekreislaufes zu integrieren sowie Energieeffizienz auf allen Handlungsebenen zu erhöhen. Sowohl Eigenständigkeit und Verschiedenheit im lokalen Handeln mit selbst gestalteten Energiekonzepten sind zu unterstützen als auch Verbundenheit im globalen Denken zu befördern.

Um die damit verbundenen Herausforderungen zu beherrschen sind vielfältige Flexibilitäten integrierter Energiesysteme aus Strom, Gas und Wärme unter Partizipation der Kunden zu erschließen. Die anstehende Gestaltung des neuen Marktdesigns für das Stromsystem auf der Grundlage von Flexibilitäten sowie der notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen kann nur dann konsistent und zielorientiert vorgenommen werden, wenn die Grundsatzentscheidung getroffen wurde. Dabei besteht das Ziel nicht darin, autarke, nebeneinander existierende Energiekreisläufe zu entwickeln. Diese Form des Individualismus führt zu verringerter Versorgungssicherheit, da ausgleichende Effekte zwischen großen Energieverbünden verloren gehen. Der Netzverbund sowie der europäische Energiemarkt sind zu erhalten, aber mit regionalen Mechanismen, Produkten und Verantwortlichkeiten zu unterlegen.

Das E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim stellte sich der Herausforderung, erste Schritte auf dem Weg zu einem überregionalen Energieverbundsystem unter Einführung regionaler Konzepte zu gehen, um die notwendigen wissenschaftlichen Arbeiten für diese Grundsatzentscheidung zu aktivieren. Dafür wurde im Projekt eine zellulare Architektur des Energiesystems entwickelt. Die Energiezellen bilden einerseits Gebäude, Stadtteile, Kommunen und Regionen mit selbstoptimierenden Energiekreisläufen, die anderseits regional und in hierarchischer Weise auch überregional miteinander verbunden sind und somit eine Art Energieorganismus bilden. So lassen sich regionale Interessen für eigenständige Chancen in der energiewirtschaftlichen Wertschöpfung, Versorgungssicherheit und Informationssicherheit durch diversifizierte Strukturen sowie Datenschutz und Minimierung der Datenflüsse zu übergeordneten, zentralen Strukturen verbinden.

Inhaber von Gebäuden, Unternehmen, Städte und Regionen entwickeln sich somit zu Prosumenten, die durch ein passendes Marktdesign zum gemeinsamen Handeln in einem Energieverbund angeregt werden. Übertragungsnetzbetreiber werden in ihrer Verantwortung für das Gesamtsystem von Verteilungsnetz-betreibern unterstützt, wobei in Verteilungsnetzen wiederum die Einbeziehung von Liegenschaften in Abstimmungsprozesse erfolgt. In dieser Interaktion von Prosumenten untereinander werden weiterhin neue regionale Energiemechanismen bei gleichzeitiger Einordnung in den einheitlichen Energiemarkt möglich. Insbesondere können für den zukünftigen Energiemarkt Leistungsflexibilitäten durch Erzeugungs- und Verbrauchsmanagement, durch verschiedenste Speicherpotentiale, mittels Spartenverbundsteuerung von Elektrizität, Gas und Wärme sowie auch durch Export-/Importmechanismen zwischen Regionen und Netzebenen erschlossen werden.

Das Projekt moma konzentrierte sich zur Flexibilitätserschließung besonders auf thermische Speicherpotentiale von Kälte- und Wärmeanlagen und auf nicht speicherbehaftete Geräte im Haushalt sowie auf die Anreizsteuerung mit variablen Tarifen und die Import-/Exportmechanismen im zellularen Netzverbund. Erste Geschäftsmodelle auf diesem Weg wurden identifiziert, wobei die erfolgreiche Transformation des Energiesystems noch erhebliche Anpassungen im Marktdesign benötigt, um die wirtschaftliche Entwicklung sowie die Nutzbarkeit der mit dem Wandel verbundenen Chancen zu forcieren.

Der bisherige Energieaustausch wurde durch zentrale Kraftwerke, Übertragungsnetzbetreiber und Energiehändler gewährleistet. Dementsprechend sind auch nur begrenzte Informationsflüsse in der Markt- und Netzkommunikation notwendig. Der zukünftige, vielfältige Energieaustausch von Prosumenten in der Verbindung von Dezentralität und Zentralität benötigt aber den Informationsaustausch vielfältiger Akteure bis in die Liegenschaften. Technische Voraussetzung für diese Aufgabe sind sogenannte intelligente Energienetzwerke, um neue Dienstleistungen zu ermöglichen. Das E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma) nähert sich der Aufgabe auf Grundlage der zellularen Gestaltung mit einer Systemarchitektur, die im Rahmen der verteilten Automatisierung im Verteilungsnetz und dezentralem Energiemanagement in den Gebäuden automatisierte Markt- und Netzführungsabläufe befördert.

Die Entwicklung der für den Wandel notwendigen intelligenten Netzinfrastruktur (Smart Grids) bis in die Niederspannungsbereiche unter Einbindung der Liegenschaften benötigt jedoch einen verantwortlichen Akteur. Diese Infrastruktur ist Basis neuer Markt- und Netzfunktionen und bietet die Grundlage zur Entfaltung subsidiärer Konzepte im Energieorganismus des europäischen Verbundes. Wesentliche Träger bei der Entwicklung der digitalen Energieinfrastruktur für Elektrizität, Wärme und Gas im Verbund mit intelligenten Verkehrskonzepten und der Bereitstellung von Energie für den Verkehr sind die Stadtwerke und Kommunen. Hier entsteht also eine neue Herausforderung bei der Entwicklung von Smart Grids für Smart Cities.

„Wir haben darauf zu vertrauen, dass jeder einzigartig ist und alle verschieden. Das muss zur vollen Blüte gebracht und in Kooperation mit anderen zusammen geführt werden, damit etwas entsteht, was höchste Flexibilität besitzt. Flexibilität ist das Rezept der Natur zur besten Anpassung von höher entwickelten Wesen an zukünftige Anforderungen. Sie sind nicht optimiert auf ganz bestimmte Situationen, sondern sie sind optimiert auf etwas, was prinzipiell unbekannt ist, eben auf eine Zukunft hin, die wesentlich offen ist.“

(Hans-Peter Dürr, Quantenphysiker, langjähriger Mitarbeiter von Werner Heisenberg, Träger des Alternativen Nobelpreises)

2. Vorhaben und Ergebniszusammenfassung

2.1. Projektziele[2]

2.1.1. Kurzbeschreibung des Vorhabens im Projektantrag

System- und Geschäftsmodellentwicklung mit Energiemanagement, Netzintelligenz, Energiemarktplatz, SOA-Core, und Powerline-Kommunikation im E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim sowie Felduntersuchung und Bewertung in Mannheim und Dresden.

2.1.2. Projektabstrakt

Zur Umsetzung der drei Säulen der zukünftigen Energiewirtschaft mit dezentraler Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger, Energiespeicherung sowie Smart Grids wird ein ganzheitlicher Systemansatz als Multisparten-Lösung für die Modellstadt Mannheim entwickelt. Dazu werden neue Geschäftsmodelle und Anreizsysteme untersucht.

Im Netz werden Energiemanagementfunktionen in Verbindung mit Lasten und Erzeugern des Kunden zur Effizienzsteigerung, Energiemarktplätze und Netzintelligenz eingeführt.

Im vierjährigen Projekt werden in drei Feldtests in Mannheim und einem Verwertungsversuch in Dresden bei Weiterentwicklung des BEMI/Energiebutler-Ansatzes das Energieeffizienzpotential beim Kunden und das Verhalten im Energiesystem mit zwischen Kunden, Netz und Energiemarktakteuren aggregierenden Funktionen untersucht.

Die Integration der veränderten Prozesse über die Wertschöpfungskette erfolgt mittels serviceorientierter CORE-Architektur.

Zur Kommunikation wird IP-basiertes Breitband-Powerline zur Echtzeit-Interaktion dezentralisierter Services auf intelligenten Endgeräten eingesetzt.

Das Vorhaben weist die technische und wirtschaftliche Machbarkeit nach, dient als Basis für eine praktische Umsetzung und untersucht die Umweltauswirkungen.

2.1.3. Übersicht der Projektziele

Als dezentrale Energieanlagen (DEA) werden insbesondere Photovoltaik-Anlagen und Mikro-KWK-Anlagen einbezogen. Dabei leistet das Projekt mit seinem Systemansatz einen Forschungsanteil auf dem Weg zu innovativen Energiemanagement-Strategien mit Demand-Response-Programmen auf einem Energiemarktplatz mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung auf Grundlage erneuerbarer Energien, Energiespeichertechnologien und intelligenter Netze. Benötigt werden dabei erstens neue Energiemanagementtechnologien beim Endkunden, zweitens neue Steuerkonzepte und Tools in den intelligenten Netzen als in der Zukunft selbstheilende, widerstandsfähige Netze mit dezentralisierten Netzwerkoperatoren sowie drittens anforderungsseitige neue Managementtechniken.

[2] Autoren: moma-Konsortium im Rahmen der Vorhabensbeschreibung zur Projektantragstellung

Forschungsschwerpunkte sind die Betrachtung neuer Geschäftsmodelle und Anreizsysteme für den Energiemarkt der Zukunft mit der Entwicklung neuer Geschäftsprozesse. Die neu zu konzipierenden Geschäftsprozesse für den liberalisierten Energiemarkt sollen die Angebotstransparenz für einen aktiv agierenden Kunden und einen effizienten Betrieb im „intelligenten Modellnetz“. ermöglichen.

Im Energiemanagement ist die bisherige Pilotentwicklung des BEMI/Energiebutler-Ansatzes weiterzuführen und insbesondere die Interaktion derartiger Systeme als Schwarm im intelligenten Netz auszuprägen.

Im Netzmanagement wurde die Vision des Grid-Computing mit der Möglichkeit des durchgängigen Zugriffes auf alle Ressourcen im Netz mit hohen Anforderungen an die Echtzeitnetzführung aufgenommen.

Deshalb findet im Projekt eine Betrachtung in drei Domänenbereichen statt:

Der erste Bereich umfasst die intelligente Home- oder Office-Ebene beim Endkunden zum Energiemanagement mit dezentraler Entscheidung, mit dezentraler Erzeugung und mit Energiespeichern. Dieses Umfeld führt zu neuen Anforderungen an die Echtzeitnetzführung im Umfeld von Fluktuationen aufgrund des hohen Grades an Dezentralität. Der Schwarm von Energiemanagementsystemen muss in seiner Gesamtheit einen hohen Grad an autonomer Intelligenz besitzen, was im zweiten Domänenbereich mit aggregierenden Netz- und Marktservices umgesetzt wird. Der dritte Domänenbereich fängt die neuen Echtzeitanforderungen für diesen dezentralen Ansatz in der Versorgerzentrale ab und bildet die Verbindung zu den Enterprise-Systemen im Netz, beim Metering, beim Energiehandel sowie beim Lieferanten.

Da Energieeffizienz nicht nur im Bereich der Elektrizität erreicht werden soll, ein höherer Wirkungsgrad aber gerade aus der Kopplung von Strom- und Wärmebetrachtung entsteht, ist im Projekt ein Multi-Sparten-Ansatz zu verfolgen. Zur Umsetzung wird die in Mannheim breit vorhandene Breitband-Powerline-Infrastruktur als IP-basiertes Kommunikationsnetz zur Echtzeit-Interaktion von Geräten und Diensten in einer stark dezentralisierten Weise eingesetzt. Die sich dadurch ändernden Prozesse in der Kette vom Endkunden, über das Metering, die Netzsteuerung bis hin zu den Handels-, Energiedienstleistungs- und Lieferprozessen in einer dezentralen Umgebung eines virtuellen Energieversorgers werden über eine serviceorientierte CORE-Architektur abgebildet.

Während erste Pilotversuche mit einzelnen Energiemanagementeinheiten die prinzipielle Funktion der dezentralen Entscheidung untersuchen, betrachten die großen Feldtests das Schwarmverhalten von Energiebutlern als autonome Zellen in einem Netzbereich und die Informationsaggregation in Richtung Verteilnetzbetreiber sowie Händler/Lieferanten mittels Gateways im intelligenten Netz.

In der Stadt Mannheim wird hiermit in einem Großversuch ein funktionierender E-Energy-Marktplatz im intelligenten Netz mittels eines Feldtests realisiert. Dazu werden bereits existierende regenerative Energiegewinnungsanlagen, Verbraucher sowie die Komponenten des Verteilnetzes (Mittel- und Niederspannung) über ein vorhandenes auf Breitband-Powerline basierendes Kommunikationssystem mit neuen Kommunikationsinterfaces koordiniert. Die Überwachung der Betriebseinrichtungen und die Steuerung der Komponenten sowie Sicherheitsverfahren für alle Domänenebenen sind darin enthalten.

In einem Verwertungsfeldtest bei der DREWAG wird die Übertragbarkeit der Lösung auf einen anderen Versorger in Dresden geprüft, wobei hier der Multispartenansatz mit der Nuancierung auf das Thema Fernwärme getestet wird.

Zum dezentralen Energiemanagement sowie zur autonomen Netzsteuerung in zellularen Strukturen wird vielfältige Sensorik und Aktorik sowie der Einsatz von digitalen, fernauslesbaren Messeinrichtungen mit

zugehörigen Kommunikationseinheiten (Smart Metering) notwendig. Das Thema Sensorik/Aktorik ist deshalb ein Schwerpunkt des Projektes.

Das Projekt schafft damit beispielhaft in Mannheim eine innovative Infrastruktur (siehe nachfolgende Abbildung), die zum Erreichen der bundespolitischen Ziele für Endenergie-Effizienz sowie den steigenden Anteil an erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung und somit zum Klimaschutz beiträgt.

Die Nachhaltigkeit des Projektes ist dabei durch intensive Zusammenarbeit mit den E-Energy-Projekten im Rahmen der E-Energy-Begleitforschung, durch Mitarbeit in der Standardisierung sowie durch Mitgestaltung des energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens zu gewährleisten.

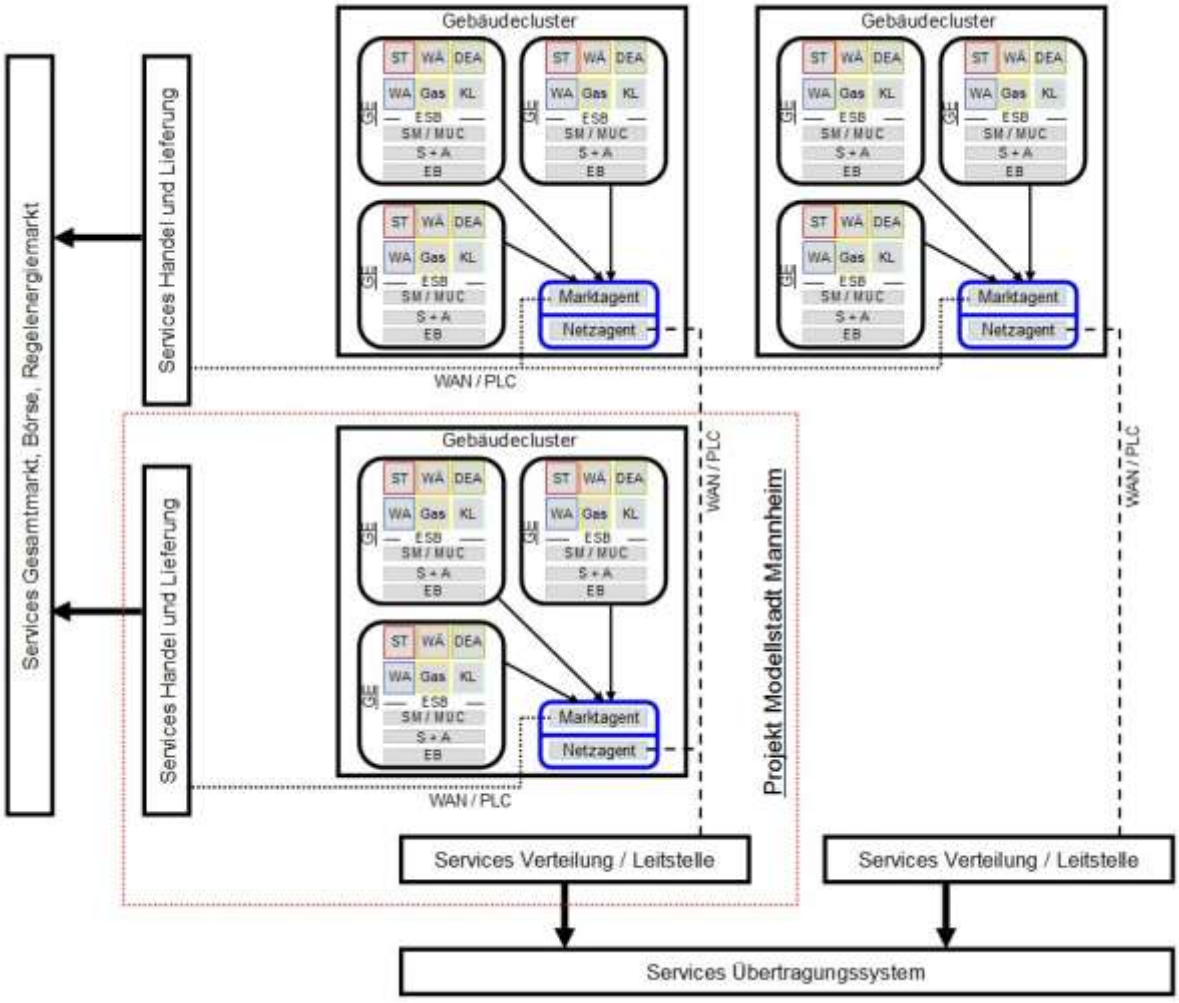


Abbildung 2: In Vorhabensbeschreibung geplante Infrastruktur und Umgebung des Projektes „Modellstadt Mannheim“ (S+A: Sensorik/Aktorik; EB: Energiebutler™; SM/MUC: Smart Metering; KL: Kälteanlage; DEA: Dezentrale Energieanlage; ST:Strom, WÄ: Wärme; GE: Gebäude; ESB: Enterprise Service Bus; WAN: Wide Area Network; PLC/BPL: Breitband Powerline)

2.2. Ergebniszusammenfassung

A - Entfaltung regionaler Energiekonzepte, Marktdesign und Verantwortlichkeit für die IKT-Infrastruktur im Smart Grid als Enaber neuer Markt- und Netzfunktionen

Die Erschließung aller Potentiale an Erneuerbaren Energien sowie die Transformation des Energiesystems ist nur bei breiter gesellschaftlicher Akzeptanz umzusetzen. Akzeptanz von Veränderungsprozessen erfordert Transparenz durch Vermittlung von Wissen über Zusammenhänge und wirtschaftliche Chancen für alle Beteiligten. Wissen über Chancen zur Partizipation an der energetischen Wertschöpfung führt zum Engagement aller gesellschaftlichen Kräfte sowie interdisziplinärer Zusammenarbeit. Dabei sind private und unternehmerische Ziele, kommunale und regionale Energiekonzepte gleichberechtigt in gesamtstaatliche und europäische Anforderungen einzuordnen, um Subsidarität zu gewährleisten und Globalisierung zu ermöglichen. Hohe Versorgungssicherheit wird weder durch ein zentralisiertes System noch durch regionale Egoismen entstehen.

Ein zellularer Ansatz in der Energieinfrastruktur unterstützt dabei zentrale und dezentrale Verbundenheit herzustellen sowie Informationssicherheit und Datenschutz im Netz zu erhöhen.

Daraus ergeben sich Chancen für neue Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft, die aber erst unter der Voraussetzung der Neugestaltung des Marktdesigns zu heben sind. Bezüglich der Realisierbarkeit neuer Geschäftsmodelle zur Systemflexibilisierung wurden umfassend Schlussfolgerungen mit Vorschlägen für regulatorische und energiewirtschaftliche Anpassungen gezogen. Dies betrifft insbesondere die Einführung dynamischer Tarife in Verbindung mit variablen Lieferpreisen unter Neugestaltung des Standardlastprofilverfahrens ergänzt durch eine gewisse Variabilität von Netzpreisen im Fall prognostizierter Netzgefahren (Gelb-Bereich des BDEW-Ampelmodells).

Neue Markt- und Netzfunktionen für Demand Response, für Marktintegration erneuerbarer, dezentraler Energien in virtuelle Kraftwerke, für Systemdienstleistungen im Verteilungsnetz in Interaktion mit Gebäudeanlagen sowie für neue Energiedienstleistungen (Smart Metering, Anlagen-Contracting, usw.) benötigen eine gemeinsame IKT-Infrastruktur im Smart Grid als Enabler dieser Funktionen.

Wer sollte den Aufbau der notwendigen IKT-Infrastruktur für neue Markt- und Netzmechanismen vornehmen?

Die Vielzahl der Akteure und der Komponenten in einem komplexen, vernetzten sowie zentral und dezentral verbundenen System erfordert das Vorantreiben einer standardisierten Kommunikation sowie die Sicherstellung von Informationssicherheit und Datenschutz. Die dafür notwendige IKT-Infrastrukur vernetzt eine kritische, gesamtgesellschaftliche Infrastruktur. Um die Versorgungssicherheit in gewohnter Weise auch unter den neuen Bedingungen zu erhalten, sollte die IKT-Infrastruktur durch einen verantwortlichen Akteur, wie den Verteilungsnetzbetreiber (VNB) als Betreiber einer intelligenten Energieinfrastruktur, gestaltet werden, wobei dies Dienstleister für die VNBs umsetzen können.

Gemeinsame, diskriminierungsfrei bereitgestellte Smart Grid-Infrastrukturen aus elektrotechnischer und informationstechnischer Vernetzung verbessern dabei gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit von Geschäftsmodellen verschiedener Marktakteure. Betriebs- und volkswirtschaftliche Untersuchungen in moma stützen diese Aussage und wurden in einen Leitfaden für Stadtwerke überführt.

B - Systemarchitektur für dezentrale und zentrale Verbundenheit sowie zellulare Netztopologie

Dezentrale, aber auch zentral verbundene Energiesysteme erlauben die Nutzung neuer Chancen für Regionen, Kommunen, Unternehmen und Bürger zur Partizipation an der energiewirtschaftlichen Wertschöpfung. Daraus folgt eine zunehmende Komplexität in der Steuerung des Gesamtsystems.

Die zellulare Netzarchitektur im moma-Projekt schafft die Grundlage zur Komplexitätsbeherrschung wachsender Vielfalt und Verbundenheit. Die Energiezellen können durch Gebäude, Stadtteile, Kommunen und Regionen als selbstoptimierende Energiekreisläufe gebildet werden, die regional und in hierarchischer Weise auch überregional miteinander verbunden sind und somit eine Art Energieorganismus bilden. So lassen sich regionale Interessen, Versorgungssicherheit und Informationssicherheit durch diversifizierte Strukturen sowie Datenschutz und Minimierung der Datenflüsse zu übergeordneten, zentralen Strukturen miteinander verbinden.

Die Ausgestaltung der Systemarchitektur innerhalb einer zellularen Netztopologie im moma-Projekt erfolgte vorrangig auf Gebäudeebene sowie im Niederspannungsbereich mit der Definition der Zellen als selbstoptimierende Regelkreise, die über eine integrierende Infrastruktur in der Systemzelle miteinander verbunden sind. Die Architekturansätze wurden in die VDE ITG Fokusgruppe Energieinformationssysteme und in die Arbeitsgruppe Referenzarchitektur (SGAM-Modell) innerhalb des EU Smart Grid Mandats M/490 eingebracht. Weitere Forschungsnotwendigkeiten zur Untersuchung der Topologie über alle Spannungsbereiche der Verteilungsnetze sowie in Abstimmung mit Übertragungsnetzen wurden adressiert.

Bezüglich der drei Handlungsebenen der Systemarchitektur von moma wurde ein Energiemanagementsystem im Gebäude auf Grundlage des BEMI-Ansatzes vom Fraunhofer IWES (Bidirektionales Energiemanagementsystem) durch Implementierung des Energiebutlers, eines Smart Metering- und Kommunikationssystems mit Breitband-Powerline durch PPC, eines verteilten Automatisierungssystems in den Netzzellen mit Markt- und Netzautomaten durch Fraunhofer IWES und MVV sowie einer integrierenden IT-Infrastruktur in der Systemzelle durch IBM aufgebaut.

C - Verteilungsnetzautomation

Über die Definition der Systemarchitektur einer Energiezelle und der Netztopologie als zellularer Netzverbund legt moma die Grundlage zur Schaffung horizontal verbundener und hierarchisch gegliederter Regelkreise im Elektrizitätssystem durch eine sich wiederholende Systemausstattung mit gleichen Prozessen (System-of-systems-engineering). Auf dieser Basis erfolgt im moma-Projekt die Verbindung von Liegenschaften mit Abschnitten in den Verteilungsnetzen. Das Konzept soll aber auch die Einordnung neuer Abstimmungsprozesse zu höheren Netzebenen ermöglichen.

Diese verbundenen Regelkreise begründen verteilte Netzführungsmethoden, aber auch verteilte Marktführungsmechanismen. Eine wirtschaftliche Umsetzung erfordert wiederum die Automatisierung von Prozessen. Deshalb wird vorgeschlagen, jeden Regelkreis mit Automaten für Netz- und Marktaufgaben zur Prozessabwicklung auszustatten. Daraus wiederum resultiert das Konzept der verteilten Verteilungsnetzautomatisierung. Die vorgeschlagene Systemarchitektur in zellularer Topologie erforderte damit die Modellierung und Simulation der Netzführung in verbundenen Regelkreisen durch verteilte Automation mittels Markt- und Netzautomaten.

Im moma-Projekt wird dieses Vorgehen im Niederspannungsbereich untersucht. Dabei umfasste die Simulation vor allem Abläufe zur automatisierten Spannungssteuerung und Spitzenlastbegrenzung im Verteilungsnetz mit Marktmechanismen. Ein Patent für Abstimmungsverfahren in Netzzellen mit Automaten wurde angemeldet [KST12].

Grundsätzlich sind zellulare Strukturen auch in übergeordneten Netzen mit horizontalem Ausgleich und hierarchischer Abstimmung definierbar, wozu erweiterter Forschungsbedarf besteht. Insbesondere ist das Gesamtsystem hinsichtlich neuer Eigenschaften wie Widerstandsfähigkeit gegenüber Störungen (Resilienz), geringerer Verletzbarkeit des Gesamtsystems (Vulnerabilität) sowie höherer Flexibilität beim Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zu untersuchen.

D - Schnittstelle Liegenschaft des Netznutzers zum Smart Grid (Smart Grid Anschlusspunkt)

Der Mensch ist der zentrale Erfolgsfaktor für die Energiewende als aktiver Teilnehmer im künftigen Energiesystem, wobei die große Herausforderung darin besteht, alle Gruppen unserer Gesellschaft individuell anzusprechen und einzubinden. Trotz dynamischer Tarife und Anfangsschwierigkeiten zeigten die Kunden in den moma-Feldtests eine hohe Bereitschaft, sich aktiv einzubringen und Verhaltensänderungen in Kauf zu nehmen.

Die Endkundenintegration erfolgt vorrangig im Hinblick auf die Aspekte Demand Response und die Marktintegration dezentraler Erzeugungsanlagen sowie bezogen darauf, das Angebot von Systemdienstleistungen von Netznutzern an die Verteilungsnetze zu ermöglichen. Dafür wird ein interoperables, kostengünstiges und massentaugliches Endgerät als Schnittstelle zwischen Smart Grid und Liegenschaft benötigt, das die Kommunikation auf Grundlage von Normen zwischen Netz und Markt sowie Geräten und Anlagen in der Liegenschaft sowie dezentrale Energiedienste ermöglicht.

Ein solches sogenanntes Energiemanagement Gateway (EMG) wurde in moma entwickelt und in Gremien weiter als Grundlage eines diskriminierungsfreien Kundenzuganges zum Energiesystem verallgemeinert. Um auf dem Energiemanagement Gateway beliebige Energieapplikationen installieren zu können, wird eine offene Diensteplattform benötigt, die allen Applikationsentwicklern zur Verfügung steht. Die Integration der Kunden erfolgt durch eine einheitliche Plattform mit Standards, die mit dem Energiebutler™ auf Grundlage der offenen Plattform OGEMA (Open Gateway Energy Management Alliance) entwickelt wurde. Sie ist damit einheitliche Basis für verschiedene Geschäftsmodelle verschiedener Akteure. Die OGEMA-Entwicklung durch das Fraunhofer IWES wird auch nach dem Projekt im Rahmen der OGEMA-Allianz und des Projektes OGEMA 2.0 fortgeführt.

Unter Beibehaltung der logischen Trennung von EMG und Energiemanager auf Grundlage der OGEMA-Plattform erfolgte im moma-Projekt die Entwicklung des Energiebutlers durch die Konsortialpartner Fraunhofer IWES und Papendorf SE.

E - Kommunikationsinfrastruktur und Smart Metering

Die Grundlage zur Integration der Endkunden, für Smart Metering sowie zur Markt- und Netzintegration dezentraler Energieanlagen ist das die elektrische Infrastruktur überlagernde, erweiterte Energieinformationssystem als IKT-Infrastruktur des Smart Grids bis in die Liegenschaften der Netznutzer. Hierzu hat das moma-Projekt die erweiterte Rolle des Verteilungsnetzbetreibers als verantwortlicher Akteur

für Versorgungs- und Informationssicherheit sowie als Ermöglicher intelligenter Netz- und Marktfunktionen vorgeschlagen. Für den Aufbau eines intelligenten Stromnetzes ist eine robuste, IP-basierte, breitbandige, echtzeitfähige und überall verfügbare Kommunikationsinfrastruktur erforderlich, die in moma Grundlage für das dezentrale Energiemanagement und für Smart Metering war. Aufgebaut wurde dafür die Infrastruktur durch den Konsortialpartner Power Plus Communications (PPC), bestehend aus Smart Metering-Komponenten sowie aus einem Kommunikationsnetzwerk auf Basis des Internetprotokolls und Breitband-Powerline, die die Verbindung zur Integrationsplattform in der Systemzelle herstellt. Dafür waren insbesondere die bidirektionale Kommunikationseinheit (BDKE) als Smart Meter Gateway zu den elektronischen Verbrauchsmesseinrichtungen, das Breitband-Powerline-Modem, die Powerline-Infrastruktur und die Aggregationseinrichtung für Messdaten mit dem Energiedatenserver (EnDS) zu entwickeln.

Das Kommunikationssystem innerhalb des moma-Projektes mit der Spezifikation vielfältiger Schnittstellen in den Zellen der moma-Architektur sowie der interzellularen Interaktion wurde in Verantwortung der Universität Duisburg-Essen spezifiziert. Das dabei eingesetzte Breitband-Powerline-System erfüllte insbesondere als Haus-IP-Anschluss alle Anforderungen an eine Smart-Energy-Kommunikations-Infrastruktur vollumfänglich.

Das Smart Meter Gateway ist die Grundlage für Messdatenerfassung und Datenschutz, Visualisierung, Tarifierung und Abrechnung im Anschlussobjekt als Liegenschaft des Anschlussnehmers und als BSI-Gateway die logische Weiterentwicklung dieser Sicht.

F - Informationssicherheit und Datenschutz als Schlüsselfaktor für den Erfolg von Smart Grid

Auf Basis der Erkenntnisse des Projektes mit der Studie zur Informationssicherheit und der Mitarbeit am Buch „Datenschutz im Smart Grid“ innerhalb der betreffenden E-Energy-Fachgruppe brachten sich die Konsortialpartner IBM, MVV und PPC intensiv in die deutsche und europäische Diskussion im Normungsumfeld zur Informationssicherheit im Smart Grid ein. In der Arbeitsgruppe Security innerhalb des europäischen Smart Grid-Normungsmandats M/490 wurde schließlich die Methodik für Ende-zu-Ende-Informationssicherheit und Sicherheit-im-Design unter moma-Mitarbeit entwickelt.

G - Neue Anwendungsfallcluster, Prozesse und Normung sowie Modellierungsmethodik

Mit der Methodik zur Modellierung von Anwendungsfällen, zur Ableitung von Maßnahmen für Interoperabilität und Informationssicherheit bis zur Profilierung von Kommunikations- und Sicherheitsnormen mit dem Chronos-Tool von IBM wurde eine konsequent datenbankbasierte Technologie auf Grundlage einer definierten Beschreibungsform von Use Cases eingesetzt, die im Rahmen des DKE-Kompetenzzentrums Normung E-Energy/Smart Grid in die nationale Normungslandschaft eingebracht und von dort in der Arbeitsgruppe Sustainable processes im Smart Grid Mandat M/490 weiter in internationaler Zusammenarbeit verallgemeinert wurde.

Für neue Anwendungsfälle gilt es, die Abläufe neuer Kommunikationsprozesse zu spezifizieren, auf dieser Grundlage Datenbankmodelle von Normen zuzuordnen sowie für die Schnittstellen der Prozesse eines Anwendungsfalles die Norm zur Sicherstellung von Interoperabilität zu profilieren. Auf Grundlage der beschriebenen Methodik modellierte das moma-Konsortium Funktionalitäten für die Feldtests, für Demoimplementierungen sowie für die Simulationsumgebung.

H - Thermische Potentiale zur Erschließung von Flexibilitäten im Kälte- sowie Wärmebereich

Das Polynetz einer Stadt mit seinen Bewohnern ist die flexible Antwort auf die neuen Herausforderungen, wobei moma die Wärme- und Kältespeicherpotentiale von Gebäuden und Kälteanlagen sowie im Feldtest Dresden die Verbindung der Stromerzeugung mit dem Fern- und Nahwärmenetz untersuchte.

Auf Grundlage einer Studie des Instituts für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu) wurde in Mannheim für den Bereich der Kälteerzeugung ein realisierbares Lastverlagerungspotential von 17 MW_{el} als positive sowie von 21 MW_{el} als negative Flexibilitätsleistung bestimmt. Als Verlagerungsdauer ergaben sich Zeitspannen von 20 Minuten bis vier Stunden. Angewendet auf den Standort Deutschland haben die für ein Lastmanagement geeigneten Branchen ein theoretisches Kälteflexibilitätspotential von 4,2 GW_{el} und hierbei ein realisierbares Potential von 2,8 GW_{el}. Die Haushalte haben daran einen Anteil von 1,4 GW_{el}.

Die Algorithmenentwicklung zur Kühlgerätesteuerung auf Grundlage variabler Tarife (Demand Response mit speicherbehafteten Endgeräten) erfolgte bei Fraunhofer IWES. Der Einsatz wird aufgrund der größeren Potentiale je Endkunde zunächst überwiegend bei Gewerbekunden erwartet. Beim Privatkunden wird die Nutzbarkeit zunehmend mit Smart Home-Lösungen sowie anderen Nutzenspotentialen (z.B. Wärmepumpen, KWK, Elektromobilität), aber auch auf der Grundlage von Standardisierungsanstrengungen gegeben sein.

Weiterhin erfolgten Untersuchungen zur technischen Erschließbarkeit der Flexibilisierungspotentiale von Gebäudewärmekapazitäten über KWK-Anlagen und das Fernwärmesystem im Rahmen einer Studie der TU Dresden. Mit dem Demonstrationsversuch in Dresden unter Verantwortung der DREWAG Stadtwerke GmbH wurde das Potential technisch evaluiert. Im Ergebnis konnte nachgewiesen werden, dass ein temporäres, thermisches Verschiebepotential von KWK-Anlagen von bis zu 20 % vorhanden ist, ohne dass Behaglichkeitseinbußen oder Akzeptanzprobleme beim Kunden zu verzeichnen sind.

Nach diesen ersten Untersuchungen zur technischen Machbarkeit besteht im Bereich der Steuerung von Stromnetzen im Verbund mit angrenzenden Energieinfrastrukturen noch intensiver Forschungsbedarf, besonders bei der Bewertung der Flexibilitätspotentiale sowie deren ökonomischer Nutzbarkeit.

I - Wirtschaftlichkeitsanalysen zu Geschäftsmodellen und Kosten Smart Grid-Infrastruktur

Vier der durch das IZES gGmbH untersuchten Geschäftsfälle zeigten wirtschaftliche Potentiale, die aber durch einen eigenständigen Aufbau der benötigten IKT-Infrastruktur für jeden Geschäftsfall einzeln betrachtet verloren gingen. Insofern wurde eine gemeinsame Infrastruktur betrachtet, die über einen Infrastrukturbetreiber allen Marktakteuren für ihre Geschäftsfälle zur Verfügung steht. Dafür wurde ein Geschäftsplan unter integrativer Betrachtung der vier Geschäftsfälle und dieser Infrastruktur erarbeitet und wirtschaftlich bewertet. Die weitere Applikationsmodellierung im Projekt widmete sich nur zwei der genannten Geschäftsfälle (Geschäftsfall mit variablen Tarifen durch den Lieferanten; GHM-L sowie Geschäftsfall Netzlastmanagement; NLM), um daraus notwendige legislative und regulatorische Anpassungsbedarfe zu identifizieren.

Bezüglich der Verantwortlichkeit für eine gemeinsame IKT-Infrastruktur wurden zusätzliche Betrachtungen im Projekt zu einer regulierten Funktion, dem IKT-Infrastrukturbetreiber als Ermöglicher neuer Netz- und Marktfunktionen im Smart Grid, vorgenommen. Die Untersuchung zur Wirtschaftlichkeit einer entsprechenden Infrastruktur mit der erweiterten Betrachtung zukünftiger Marktchancen erfolgte im Rahmen des Projektes bei der Erstellung eines generischen Businessplan-Werkzeuges für die Energiewirtschaft. Volkswirtschaftliche Betrachtungen zur Smart Grid-Infrastruktur wurden vorgenommen.

J – Feldtests und Simulationen sowie Ergebnisevaluation

Auf Grundlage der Feldtests zum Einsatz variabler Tarife konnten umfangreiche Erfahrungen zur Akzeptanz von variablen Tarifen, zur Verbrauchsreaktion auf Preisänderungen sowie zur Ausgestaltung der dafür notwendigen Technik gewonnen werden. Das Kundenfeedback im Bereich der Privathaushalte lässt darauf schließen, dass eine Teilnahme an variablen Tarifen nicht mit Komforteinschränkung oder zu komplizierte Bedienung verbunden sein darf. Insofern ist zu schlussfolgern, dass sich zukünftige Arbeiten für ein Energiemanagementsystem auf die einfache Bedienbarkeit konzentrieren müssen, um Marktfähigkeit zu erlangen. Es besteht also weiterer Forschungsbedarf darin zu untersuchen, wie Steuerungen beim Endkunden optimal gestaltet werden sollten. Hier ist die Entwicklung eines herstellerübergreifenden, offenen Standards für Mindestanforderungen an eine geräteintegrierte Schnittstelle für Elektrogeräte anzustreben.

Die zur ökonomischen Bewertung der monetären Vorteile von variablen Tarifen beim Lieferanten durchgeführte Handelssimulation diente nicht dazu, das komplette monetäre Potential im Haushalt zu bestimmen, sondern primär der Untersuchung der Auswirkungen von Lastmanagement der weißen Ware in den Haushalten mit variablen Tarifen auf den Energiehandel. Die sich dabei im betriebswirtschaftlichen Rahmen ergebenden Handelsvorteile sind aber nur erschließbar, wenn nicht nach Standardlastprofil für die Haushalte abgerechnet werden muss. Zur Umsetzung variabler Tarife ist der Rahmen durch Neugestaltung des Marktdesigns zu schaffen. Die im Projektverlauf ebenfalls betrachtete Kombination von variablen Liefer- und Netztarifen bedarf noch weitergehender Untersuchungen. Dies betrifft bei der Ausgestaltung des Marktdesigns die Spezifikation der Gelbphase im BDEW-Ampelmodell, um als Netzbetreiber Flexibilitäten am Markt anfordern zu können. Vorschläge dazu liegen aus dem moma-Projekt vor.

Für die Beschaffungsvorteile zeigt sich, dass die quantitativ größten Vorteile aus Änderungen der Börsenpreise resultieren. Am bedeutendsten ist dabei eine Senkung des durchschnittlichen Börsenpreises. Die volkswirtschaftlichen Vorteile überwogen gegenüber den betriebswirtschaftlichen Vorteilen. Diese werden auch erst bei hoher Durchdringung mit Demand Response-Systemen relevant. Die Kosten für die notwendige Smart Grid - Infrastruktur führen aber erst beim Zusammenwirken verschiedener Geschäftsmodelle zu einem gesamtwirtschaftlichen Vorteil. Das heißt einerseits, Geschäftsmodelle mit volkswirtschaftlichem Nutzen wie Demand Response oder Markt- und Netzintegration erneuerbarer Energien können jeweils allein durch den Akteur eines Geschäftsmodells nicht entfaltet werden, da er die dafür notwendige Infrastruktur nicht allein finanzieren kann. Anderseits wird eine analoge Infrastruktur von verschiedenen Akteuren benötigt. Deshalb ist eine gerichtete Entwicklung dieser Infrastruktur durch einen beauftragten Akteur zu empfehlen. Die Infrastruktur ist dann allen Netz- und Marktakteuren diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Der regulatorische Rahmen dafür ist noch völlig offen, aber zügig zu gestalten, da sich geeignete Geschäftsmodelle sonst nur schwer entfalten können.

Grundlegend konnte in den E-Energy-Projekten die Bedeutung der Flexibilitäten als neues Marktsegment aufgezeigt werden. Mit den Projektaktivitäten konnte nur ein kleiner Teil der potentiellen Flexibilitäten untersucht werden. In weiteren Arbeiten sollte noch das Optimum im Verhältnis der verschiedenen Flexibilitäten untersucht werden. Die Erschließung von wirtschaftlichen Potentialen aus Flexibilitäten erfordert aber ein angepasstes Marktdesign. Empfehlungen durch E-Energy für ein neues Marktdesign waren nicht Projektauftrag und sind damit nur in einzelnen Bausteinen ausgesprochen worden. Der gesellschaftliche Konsens für ein neues Marktdesign ist aber für den Erfolg der Energiewende zügig herzustellen.

3. Paradigmenwechsel und regionale Konzepte[3]

3.1. Warum brauchen wir die Energiewende?

3.1.1. Gesellschaftliche Zielstellungen

Bezahlbarer und gerechter Zugang zu Energie für Alle

Um die Gründe für die Notwendigkeit der Energiewende zu verstehen, muss man sich zuerst vergegenwärtigen, dass die Energiefrage im Kern eine Gerechtigkeitsfrage ist, wie dies die Ethikkommission „Sichere Energieversorgung“ der Bundesregierung feststellt [BR11]. Es werden zur **Nachhaltigkeit einer sicheren Energieversorgung** mit den Themen intakte **Umwelt**, soziale **Gerechtigkeit** und gesunde **Wirtschaftskraft** drei Säulen benannt. Letztendlich basieren menschliche Grundbedürfnisse auf dem Zugang zu Energie. Aus diesem Grunde ist die Diskussion zum Ausstieg aus der Kernenergie wichtig, aber auf keinen Fall im Rahmen der Aufgabendefinition für die Energiewende hinreichend vollständig. Ebenso geht es in einer globalen und vernetzten Welt nicht um eine egoistische, nationale Sicht, sondern einen weltweiten gerechten Zugang zu Energie. Insoweit gilt es, bezahlbaren und gerechten Zugang zu nachhaltiger Energie für alle Menschen zu gewährleisten, weshalb eine ausgewogene Balance zwischen **Globalisierung** und **Subsidarität** herzustellen ist. Deutschland als Technologienation kann bei der Lösung dieser Herausforderungen führend unterstützen.

Umweltverträglichkeit auf Grundlage regionaler und zentraler erneuerbarer Energien

Die grundlegenden Ziele bezüglich der Umweltverträglichkeit bestehen in der Verringerung des Kohlendioxidausstoßes, im sorgsamen Umgang mit den begrenzten Ressourcen an fossilen Energieträgern und im Ausstieg aus der Kernenergienutzung.

Die Energiegewinnung mittels erneuerbarer Energien ist ein wesentlicher Bestandteil, um diese Ziele zu erreichen. Da viele erneuerbare Energien dezentral eingesetzt werden, gilt es mögliche regionale Akteure einzubinden, die Regionen zu vernetzen und gleichzeitig eine ausgewogene Mischung zwischen regional und zentral erzeugenden Anlagen – wie z.B. offshore-Windkraft – zu erreichen. Hierbei können dezentrale Steuerungssysteme in Verbindung mit einer überregionalen Systemverantwortung eine wichtige Rolle spielen.

Sichere Energieversorgung

Nicht zuletzt gilt es, unter den neuen Bedingungen die Versorgungssicherheit zu erhalten. Mit der fortschreitenden Nutzung erneuerbarer Energien durch dezentrale Anlagen entwickelt sich ein bidirektionaler Energiefluss zwischen Übertragungsnetzen und Verteilungsnetzen, aber auch zwischen Verteilungsnetzen und Netznutzern. Die Einbeziehung der Netznutzer zur Steuerung ihrer Energieangebote und -bedarfe führt zu einer starken Zunahme der Komplexität. Um diese Komplexität zu beherrschen, sind neue Steuerungsformen der Netzführung zu entwickeln und einzuführen, die insbesondere auf neuen Energieinformationsnetzen basieren. Mit der damit verbundenen kommunikationstechnischen Vernetzung im Energiesystem als kritische Infrastruktur der Gesellschaft bis zu den Liegenschaften der Netznutzer mit

[3] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG)

dezentralen Energieanlagen kommt der Sicherstellung von Informationssicherheit und Datenschutz als Grundlage von Versorgungssicherheit höchste Bedeutung zu.

Wirtschaftlichkeit

Der zuvor begründete, notwendige Umbau des Energieversorgungssystems kann nur gelingen, wenn betriebswirtschaftlich erfolgversprechende Geschäftsmodelle gefunden werden. Deshalb besteht die Aufgabe darin, den legislativen und regulatorischen Rahmen derartig zu gestalten, dass die Einbeziehung des Kunden in die Funktion des intelligenten Energiesystems mit einer bidirektionalen Kommunikation hin zu den Akteuren im Energiemarkt und den Akteuren der Netzführung befördert wird. Dies führt zu neuen Produkten und Prozessen im Rahmen von Geschäftsmodellen unter den Bedingungen einer dezentralen Energiegewinnung, Speicherung und dezentralem Energiemanagement.

Um die Kommunikation zwischen Akteuren im Umfeld eines liberalisierten Marktes, die Verbindung der Komponenten im Energiesystem, die Einbindung von Geräten und Anlagen beim Kunden sowie die diskriminierungsfreie Teilnahme aller Marktteilnehmer zu ermöglichen, steigen die Anforderungen an die standardisierte Interaktion.

3.1.2. Energiedienste und Beteiligung

Um die energiepolitischen Ziele zu erreichen, ist eine Erhöhung der Energieeffizienz über die gesamte energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette erforderlich. Maßnahmen dafür streben sowohl Änderungen im Kundenverhalten als auch verringerte Verluste bei der Energieumwandlung sowie beim Transport an. Eine Verringerung von Transportverlusten kann durch eine dezentrale Energiegewinnung nahe am Verbrauchsort erreicht werden. In der zukünftigen Energiewirtschaft wird deshalb das Energiemanagement mit regionalem Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch wichtig. In dieses dezentrale Energiemanagement wird der Prosument (Produzent plus Konsument) z.B. über regionale Energiemarktplätze eingebunden. Dies eröffnet die Möglichkeit, vielfältige neue Energiedienste anzubieten - z. B. ein umfassendes Gebäude-Energiemanagement mit spartenübergreifender Energieeffizienz für Strom, Wärme und Kälte - oder die Verbindung verschiedener Lebensbereiche zu erlauben. Diese Entwicklung ermöglicht es, die Prosumenten als energetisch aktive und eigenständig handelnde Teilnehmer zu etablieren.

Zu betonen ist, dass das Thema Wirtschaftlichkeit auch unter der Sicht der gerechten Teilhabe am wirtschaftlichen Ergebnis eines neuen Energiesystems betrachtet werden muss. Nur unter Beteiligung aller Gruppen der Gesellschaft werden die Energie- und Netznutzer in breiter Weise die neuen Informations- und Handlungsmöglichkeiten aktiv nutzen und damit die Flexibilisierungs- und Effizienzpotentiale erschlossen. Insoweit ist das Thema Akzeptanz und Beteiligung eines der Kernthemen bei der Energiewende.

3.2. Energiewende und wachsende Bedeutung der Regionen

3.2.1. Subsidiäre Gestaltungsräume für erneuerbare Energien in der Energie-Community

Politische Einigkeit besteht im Ziel, die Transformation des Energiesystems zum Leitsystem erneuerbare Energien bei hoher Steigerung der Energieeffizienz zu vollziehen. Es bleibt aber die Frage, welche gesellschaftlichen Kräfte diesen Wandel vorantreiben können.

Die Erschließung aller Potentiale an erneuerbaren Energien sowie der Systemumbau ist nur bei breiter gesellschaftlicher Akzeptanz umzusetzen. Akzeptanz von Veränderungsprozessen erfordert Transparenz durch Vermittlung von Wissen über Zusammenhänge und wirtschaftliche Chancen für alle Beteiligten. Wissen über Chancen zur Partizipation an der energiewirtschaftlichen Wertschöpfung führt zum Engagement aller gesellschaftlichen Kräfte, interdisziplinärer Zusammenarbeit und gestaltender Kraft.

Deshalb kommt der Politik die Aufgabe zu, die Zahl der Akteure und Handlungsspielräume zu erweitern, um eine breite Basis für die Jahrhundertaufgabe der Energiewende zu entfalten. Dies führt von energetischer Fremdbestimmung zu energetischer Selbstbestimmung für Individuen und gesellschaftliche Strukturen.

Daraus resultieren natürlich auch Gefahren für etablierte Energiekonzerne, deren Wertschöpfungskette auf die zentralen Kraftwerksblöcke ausgerichtet ist. Aber die alleinige Schaffung eines politischen Gestaltungsrahmens für lastfernere Großprojekte, z.B. Offshore-Windanlagen und DESERTEC, verbunden mit Netzausbau- und Supergrid-Konzepten geht von den Prämissen des heutigen zentralisierten Energiesystems aus und verzögert mit langen Zeithorizonten die Energiewende. Benötigt wird die zusätzliche Entfaltung regionalerer Strukturen. Um aber die notwendige Verbundenheit eines sicheren europaweiten Energieverbundes zu erhalten, ist der heute noch vorhandene Strukturkonflikt zwischen zentralisierter bzw. im Sinne der Akteursentfaltung dezentraler und eigenverantwortlicher Energieversorgung zu lösen. Dies kann durch geteilte Systemverantwortung in Übertragungs- und Verteilungsnetzen mit gemeinsamen Regeln der Abstimmung sowie intelligenten Energieinfrastrukturen auf Grundlage von Smart Grids unter Einbindung der Liegenschaften aller Netznutzer geschehen.

Damit bieten sich den regionalen Stadtwerken als Gestalter der Infrastruktur im energieeffizienten Spartenverbund von Strom, Gas und Wärme in den Kommunen mit größerer Kundennähe neue Chancen als Dienstleister für Bürger und Unternehmen, die das Thema Energie in ihren Liegenschaften zunehmend in eigene Hände nehmen, aufzutreten. Dabei sind private und unternehmerische Ziele, kommunale und regionale Energiekonzepte gleichberechtigt in gesamtstaatliche und europäische Anforderungen einzuordnen, um Subsidarität zu gewährleisten und Globalisierung zu ermöglichen. Hohe Versorgungssicherheit wird weder durch zentralisierte Systeme noch durch regionale Egoismen entstehen.

Es ist nicht notwendig, allein auf die Realisierung von Großprojekten und Netzausbau zu warten. Die Reduktion der Komplexität in der Umgestaltung des europaweiten Systems kann durch eine Massenbewegung zur Partizipation im Rahmen eines offenen wettbewerblichen Marktes reduziert werden. Die Energiewende bedeutet den Wechsel zum Leitsystem erneuerbare Energien unter hoher Betonung der dezentraleren Entfaltung eines Energieorganismus im Lebensraum der Energie-Community im Verbund mit dem europäischen Energiemarkt.

3.3. Technische Herausforderungen

3.3.1. Einbindung von zentral und dezentral erzeugter erneuerbarer Energie

Die Energiewende erfordert einen Paradigmenwechsel von der zentralen Erzeugung, basierend auf fossilen und nuklearen Brennstoffen, hin zu zentralen und dezentralen Erzeugern, die erneuerbare Ressourcen nutzen. Eine reine Konzentration auf Großanlagen ist auf den ersten Blick verlockend, würde aber deutlich höhere Investitionen in die Transportnetze erfordern, um die lastfern erzeugte Energie zu den Verbrauchern zu transportieren. Dezentrale Erzeuger stellen ihre Energie nutzungsnah zur Verfügung, die Transportnetze werden weniger belastet und Transportverluste verringert. Weiterhin entstehen durch dezentrale Erzeugung neue Chancen für regionale Wertschöpfung. Eine Mischung aus zentraler und dezentraler Erzeugung basierend auf erneuerbaren Ressourcen ist demnach anzustreben. Diese verteilte Struktur der Anlagen sowie die bidirektionale Kommunikation besitzen eine Analogie zur netzwerkartigen Kommunikation im Internet (Abb. 4). Daraus ergeben sich die technischen Herausforderungen, die Netzführung mit bidirektionalen Energieflüssen zwischen Liegenschaften und Verteilungsnetzen, zwischen Verteilungsnetzen und Übertragungsnetzen sowie regionale Ausgleichsmechanismen zu beherrschen.

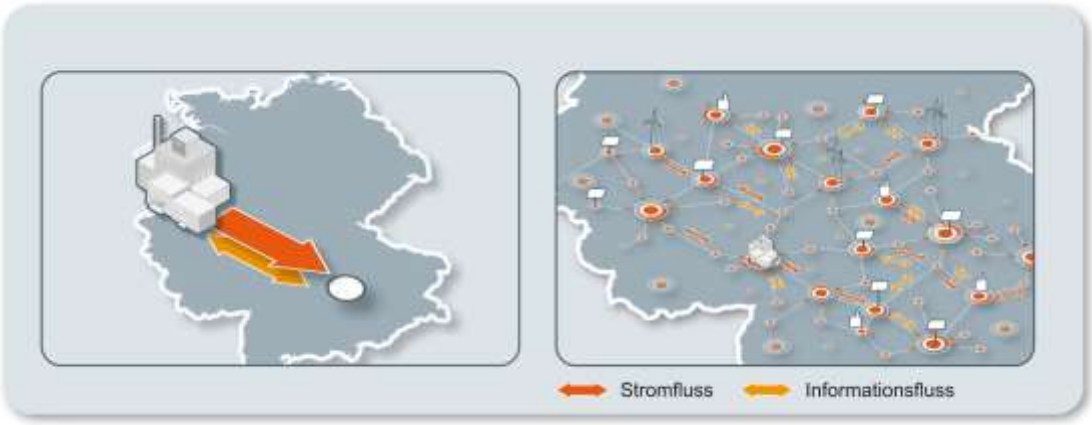


Abbildung 3: Paradigmenwechsel im Energieversorgungssystem

3.3.2. Erschließung von Flexibilisierungsoptionen

Die Energiewende erfordert insbesondere die Einbindung angebotsabhängiger Erzeugung in das Stromsystem. Dabei sollte aus ökologischen Gründen unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit ein möglichst großer Anteil dieser Erzeugung genutzt werden. Hierzu ist eine Flexibilisierung aller Komponenten des Systems erforderlich, wofür sowohl technische als auch energiewirtschaftliche und -rechtliche Voraussetzungen untersucht und geschaffen werden müssen. Neben einer Flexibilisierung des fossilen Kraftwerksparks könnten langfristig u.a. folgende Mittel zu einer Flexibilisierung beitragen:

- Kombinierter Ausbau zentraler und dezentraler Erzeugung
- Erhöhung der Reservepotentiale durch zentrale und dezentrale Energiespeicher
- Verbrauchs- und Erzeugungssteuerung durch anreizbasierte Systeme mit variablen Tarifen sowie mit Formen der Direktsteuerung, wobei möglichst auf eine Drosselung oder Abregelung der erneuerbaren Erzeugung verzichtet werden sollte

- Flexibilität des Netzes mit Import-/Exportmechanismen in zellularen Strukturen mit regionalem Ausgleich als eigenständige aber gleichzeitig verbundene Regelkreise mit automatisierter Steuerung
- Flexibilität durch integrierte, spartenübergreifende Strom-, Gas- und Wärmesysteme als Polynetze

Ob, inwieweit und ab welchem Zeitpunkt einzelne dieser Mittel zu einer erforderlichen Flexibilisierung beitragen und welche Stellung ihnen wann im zukünftigen Energiesystem zuzumessen ist, ist zu analysieren. Dabei ist auch ein volkswirtschaftlicher Ansatz erforderlich, der die Versorgungssicherheit beinhaltet und sowohl die Wahrscheinlichkeit großflächiger als auch kleinräumlicher Ausfälle berücksichtigt. Eine stärkere Flexibilisierung und Ausschöpfung möglicher Reserven erhöht zwar die Versorgungssicherheit, dürfte aber gleichzeitig zu höheren Kosten führen. Anderseits wiederum ermöglichen die dezentralen Ansätze eine stärkere Beteiligung der Regionen und Bürger. Deshalb sind gesamtgesellschaftliche Betrachtungen zu führen, in die als Parameter u.a. die anteilige Nutzung verschiedener Energiequellen sowie Verteilungsmodelle zentraler und dezentraler Erzeugung eingehen. Ebenso sollte der Umbau des Erzeugungsparks in spartenübergreifender Integration betrachtet werden. Bisher fehlt aber noch ein solcher Ansatz zur Bewertung von Flexibilisierungspotentialen.

Der Vorschlag zur Netzführung in einer zellularen Struktur mit eigenständigen aber verbundenen Regelkreisen stellt einen Beitrag zur Erhöhung der Flexibilisierungspotentiale dar. Der Grund wird aus folgender systemtheoretischer Überlegung ersichtlich: Flexibilisierung erreicht man physikalisch durch die Entkopplung verbundener Parameter. Wenige zentrale Energiequellen, zentrale Energiespeicher und eine zentrale Netzführung mit zentralen Ausgleichsmechanismen können in idealisierter Betrachtung als ein physikalisches Gesamtsystem betrachtet werden, das als ein einziger großer Regelkreis zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch wirkt. Wird nun dieses Gesamtsystem im Rahmen vielfältiger dezentraler Erzeugung, dezentralen Speichern in kleinere Steuerungsstrukturen, also Netzregionen oder Zellen als eigenständige aber auch verbundene Regelkreise, zerlegt, wirkt die Summe aller dieser Teilsysteme mit höherer Flexibilität. Inwieweit die Flexibilität tatsächlich zunimmt, wurde in der Netzsimulation des moma-Projektes für Benchmarknetze untersucht, wobei weitere empirische Studien mit umfassenderen und kombinierten Netz-/Marktmodellen notwendig sind.

3.4. Warum brauchen wir Smart Grids für die Energiewende?

3.4.1. Säule bei der Transformation des Energiesystems

Die globale Situation erfordert die Schonung natürlicher Ressourcen. Daraus resultiert die gesellschaftliche Notwendigkeit zur **Transformation** des Energiesystems zu Kreisläufen mit höchster Energieeffizienz unter dem Vorrang erneuerbarer Energien. Die Erschließung aller Potentiale an erneuerbaren Energien sowie der Systemumbau ist nur bei breiter gesellschaftlicher **Akzeptanz** umzusetzen. Akzeptanz von Veränderungsprozessen erfordert Transparenz durch Vermittlung von Wissen über Zusammenhänge und wirtschaftliche Chancen für alle Beteiligten. Wissen über Chancen zur **Partizipation** an der energiewirtschaftlichen Wertschöpfung führt zum **Engagement aller gesellschaftlichen Kräfte**, interdisziplinärer Zusammenarbeit und gestaltender Kraft.

Dabei sind private und unternehmerische Ziele, kommunale und regionale Energiekonzepte gleichberechtigt in gesamtstaatliche und europäische Anforderungen einzuordnen, um **Subsidarität** zu gewährleisten und **Globalisierung** zu ermöglichen. Hohe Versorgungssicherheit wird weder durch zentralisierte Systeme noch durch regionale Egoismen entstehen. Dies bringt wiederum vier grundlegende Herausforderungen mit sich.

Erstens führt die Breite erneuerbarer Energiequellen, deren Wandlung zu Elektrizität, Wärme und Gas sowie die Anwendung im Verkehrssektor, im Wohnbereich, Gewerbe und in Industrie zur **Vielfalt** neuer Energieflüsse. Zweitens wird die **Dezentralität** zum Kennzeichen neuer Wertschöpfungschancen in Regionen, in Kommunen sowie bei den Bürgern und Unternehmen, die eine vom Verbrauchsort entfernten Erzeugung mit Windenergie in den Meeren und Sonnenenergie aus der nordafrikanischen Wüste weitgehend unterstützt. Die dritte Herausforderung besteht in der Beherrschung der **Volatilität**, also des schwankenden Angebotes an erneuerbaren Energien. Zuletzt, aber nicht als weniger große Aufgabe, ist viertens die **Komplexität** der Steuerung dezentraler Energiesysteme und vernetzter Energieflüsse zu beherrschen.

Die sich hierbei ergebenden vielfältigen Beteiligungen der Prosumer als Entrepreneurs im energiewirtschaftlichen Netzwerk, Autonomiebestrebungen und bidirektionale Energieflüsse sind in ein nationales und europäisches Verbundsystem einzuordnen. Die daraus erwachsende Komplexität ist nicht mehr durch eine alleinige Systemverantwortung zu beherrschen. Ein **zellulares Steuerungskonzept** für Energienetze unterstützt **zentrale und dezentrale Verbundenheit**, Abstimmungen zwischen Netzen, regionale Markt- und Netzmechanismen herzustellen sowie **Informationssicherheit und Datenschutz** im Netz zu gewährleisten.

Die resultierenden Veränderungen betreffen das gesamte Energiesystem sowie alle darin agierenden Akteure. Netzverstärkende Maßnahmen in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen zum Transport lastferner Energiekapazitäten sowie zur Beherrschung dezentraler Energieflüsse wechselnder Richtung gehören sicherlich zum Fundus notwendiger Schritte beim Systemumbau. Die Diskussion um den **Netzausbau** ist aber nicht hinreichend, da dieser Aspekt nur eine Säule der Energiewende ist.

Ein weiterer Aspekt ergibt sich auf Grundlage der neuen Herausforderungen darin, dass vielfältige **Flexibilitäten** von Energieflüssen zum Ausgleich zwischen Regionen, zwischen Netzbereichen, bei der Energiebilanzierung von Marktakteuren sowie zur Lösung von Netzproblemen benötigt werden. Zu den Mitteln der Flexibilisierung gehören **Verbrauchs- und Erzeugungssteuerung**, **Speicherung** sowie **Energieimport/-export** zwischen den Netzhierarchien aber auch zwischen subsidiären Interessen und europäischen Verbundmärkten. Insbesondere wird viertens die Flexibilisierung der Energieflüsse durch integrierte Transportprozesse von Elektrizität, Gas und Wärme in als **Polynetze** gesteuerten Verbundnetzen erreicht.

Die Erschließung der beschriebenen Flexibilitätsoptionen erfordert jedoch neue Mechanismen im Energiemarkt. Das heutige Marktdesign ist nicht geeignet, den Vorrang erneuerbarer Energien in wirtschaftlicher Weise abzubilden. Insofern ist das neue **Marktdesign** als konsistenter Rahmen gesetzlicher Veränderungen und regulatorischer Anpassungen zu gestalten.

Der Integration der Liegenschaften in Markt- und Netzprozesse kommt dabei eine entscheidende Bedeutung zu. Dies umfasst die Steuerung von Energieerzeugung und Energieeinsatz, die Marktintegration der dezentralen Erzeugungsanlagen sowie drittens die Energieeffizienzsteigerung. Grundlage dafür ist die Verbindung der Energieinfrastruktur und des Energiemarktes mit den Energieflüssen in den Liegenschaften der Netznutzer mittels Informations- und Kommunikationstechnologie. Somit benötigen Markt- und Netzfunktionen ein erweitertes Energieinformationssystem, das gemeinsam mit der heutigen Infrastruktur der Energienetze unter dem Begriff **Smart Grid** diskutiert wird.

Da diese informationstechnische Infrastruktur nicht für die notwendige Markt- und Netzintegration mehrfach benötigt wird, aber Anreize zur Entwicklung der notwendigen Informationstechnik durch einen Akteur für andere Akteure fehlen, sind Verantwortlichkeiten und die Finanzierungsrahmenbedingungen zu definieren. Im Sinne einer volkswirtschaftlich optimierten Lösung sowie der weiteren Gewährleistung von Versorgungssicherheit und Informationssicherheit in einer vernetzten kritischen Infrastruktur wird die gerichtete **Modernisierung der Energienetzeinfrastruktur mit Informations- und Kommunikationstechnologien zu intelligenten Netzen als Smart Grid aus elektrotechnischen und informationstechnischen Bausteinen bis hin zu den Liegenschaften durch den Verteilungsnetzbetreiber** empfohlen. Dabei ist diese Infrastruktur beim Aufbau durch einen regulierten Akteur diskriminierungsfrei allen Marktakteuren zur Verfügung zu stellen.

Betont wurde, dass einerseits Smart Grids die elektrotechnische und informationstechnische Infrastruktur für neue Markt- und Netzfunktionen im transformierten Energiesystem abbilden, aber anderseits die notwendige Flexibilisierung der Energieflüsse die Bildung von gemeinsam gesteuerten Polynetzen aus den Medien Elektrizität, Gas und Wärme sowie deren Nutzung im Verkehrssektor und den Liegenschaften erfordert. Insofern entwickeln sich Smart Grids zu umfassenden intelligenten Infrastrukturen als Grundlage für die Entwicklung der intelligenten Stadt der Zukunft. **Regionalen Netzbetreibern eröffnen sich damit neue Chancen bei der Gestaltung von Smart Grids als Lebensadern zukünftiger Smart Cities**.

Der weltweite Prozess der Urbanisierung sowie die Anstrengungen zu höherer Energieeffizienz und Ressourcenschonung bieten Deutschland als Exportland bedeutende **Chancen bei der Erlangung der weltweiten Vorreiterrolle auf dem neuen Technologiegebiet Smart Grids** und damit in der Sicherstellung der wirtschaftlichen Stärke durch Konzentration auf ein für die Zukunft entscheidendes Betätigungsfeld.

Die Energiewende sowie der dafür notwendige Aufbau von Smart Grids als wichtige Säule kann aber nur durch kohärente Gestaltung des energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens zum Marktdesign für Flexibilitäten, regionalen Mechanismen in Verbundmärkten, zur Definition neuer Prozesse mit standardisierter Kommunikation, zu neuer Technologieausstattung, zu Informationssicherheit und Datenschutz sowie zur Verantwortung für die Infrastrukturentwicklung von Smart Grids gelingen.

Smart Grids stellen die intelligente Energieinfrastruktur für regionale Beteiligung und überregionale Verbundenheit im effizienten und integrierten Energiesystem auf Grundlage erneuerbarer Energien dar.

4. Aufbau von Smart Grids zur Unterstützung der Energiewende[4]

4.1.1. Architektur und Komponenten im zukünftigen Energiesystem

4.1.1.1. Leitgedanken der Smart Grid-Architektur

Ausgeführt wurden oben die neuen Herausforderungen. Dabei sollten insbesondere im E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma) die Volatilität und Komplexität durch die Ausstattung von Verteilungsnetzen mit Automatisierungseinrichtungen bis in den Niederspannungsbereich sowie durch die Einbindung des Endkunden über eine Schnittstelle zwischen Markt- und Netzakteuren beherrschbar werden. Diese Schnittstelle verbindet das Smart Grid mit den Liegenschaften der Kunden als Netznutzer sowohl im Wohnbereich als auch im gewerblichen und Industriebereich sowie über Ladestellen auch mit mobilen Objekten.

Die dafür notwendige IKT-Infrastruktur wurde in moma spezifiziert und umgesetzt. Ziel der E-Energy-Projekte war es, die Übertragbarkeit der Lösung auf andere Regionen und Geschäftsszenarien zu erreichen und zu demonstrieren. Die Übertragbarkeit der moma-Architektur wird nachfolgend anhand in der VDE ITG-Fokusgruppe „Energieinformationsnetze“ sowie innerhalb des EU Smart Grid Mandats M/490 in der Arbeitsgruppe Referenzarchitektur beschriebener allgemeingültiger Architekturmodelle aufgezeigt. Dargestellt wird dabei insbesondere die Anwendung des Architekturansatzes auf verschiedene Anwendungsszenarien als Grundlage, die IKT-Architektur in Verantwortlichkeit eines Akteurs diskriminierungsfrei allen anderen Akteuren zur Verfügung stellen zu können. Aus diesem Grund wird nachfolgend auf das im Rahmen des Smart Grid Mandats M/490 [M490RA12] aufgestellte Smart Grid Architekturmodell Bezug genommen.

Das Smart Grid Architekturmodell (SGAM) basiert zuerst auf einer Gliederung der Wertschöpfungskette entlang der elektrotechnischen Komponenten als Systemdomänen von der zentralen Erzeugung über das Übertragungs- und Verteilungsnetz hin zur dezentralen Erzeugung und der Endkundenliegenschaft (en: Customer property), wobei die Liegenschaften ebenso den Wohnbereich wie den gewerblichen und Industriebereich, aber auch die Ladeinfrastruktur zu mobilen Objekten umfassen. Diese Systemdomänen kommunizieren über eine betriebliche Hierarchie (Zonen) von im Energienetzwerk verteilten technischen Prozesssystemen, über weitere Feldsysteme zur Regelung und Automatisierung, über Trafostationen, bis hin zu zentralen Systemen der Netzführung sowie zu Enterprise-Systemen der Marktpartner. Dieses Domänenkonzept wird entsprechend dem Report der Arbeitsgruppe Referenzarchitektur innerhalb des Smart Grids Mandats M/490 [M490RA12] mit nachfolgender Darstellung (Abb. 5) eingeführt.

In der horizontalen Richtung werden die oben genannten Systemdomänen dargestellt. In der Tiefensicht dieser Ebene wird der Organisationslevel als betriebliche Hierarchie dargestellt, in der bestimmte den Systemdomänen zugeordnete Funktionen wirken können. Diese Dimension umfasst also die Betriebsdomänen (Zonen). Funktionen sind einerseits auf technischer Prozessebene, zum Beispiel Erzeugern, Verbrauchern und Speichern sowie Automatisierungskomponenten zuzuordnen. Anderseits sind Netzstationen ebenso Orte eigenständiger Funktionalität, die auf Feldebene installiert, eng mit dem Organisationslevel der zentralen Netzführungssysteme verbunden sind. Ebenso werden weitere Funktionalitäten auf Enterprise-Systemen von Markt- und Dienstleistungsakteuren abgebildet, die vielfältig in Interaktion stehen. Nicht zuletzt erfolgt die Vermittlung von Leistungen über zentrale Energiemärkte.

[4] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG)

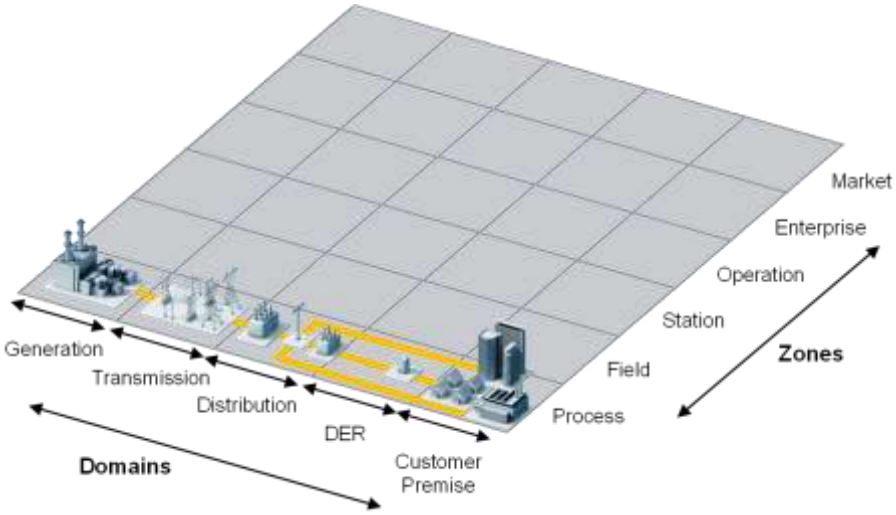


Abbildung 4: System- und Betriebsdomänen der Komponentenebene im EU Smart Grid Mandat M/490, WG Referenzarchitektur [M490RA12]

Die Hierarchie der Betriebsdomänen lässt sich damit folgendermaßen gruppieren:

1) Bereich der elektrotechnischen Systemdomänen mit der Betriebsdomäne für technische Prozesse in Erzeugung, Verbrauch und Speicherung inklusive der vernetzenden Komponenten

2) Bereich zur Steuerung, Regelung und Automation mit den Betriebsdomänen im Feld, den Stationen und der Netzführung zur Regelung von Erzeugung und Verbrauch, aber auch mittels Prozessen in Enterprise-Systemen der Marktpartner.

Auf diese zwei Gruppen der Infrastruktur wirkt die funktionale, interoperabel zu gestaltende Ebene der Geschäftsprozesse verschiedener Markt- und Netzakteure ein. Diese dreistufige Sicht ist geeignet, zwischen den physikalischen Wirkungsorten im Energiesystem sowie den eher betrieblichen Wirkungsorten im Markt und bei der Netzführung zu unterscheiden. Um diese drei Sichten betrachten zu können, wird nachfolgend das dreidimensionale Domänenmodell eingeführt.

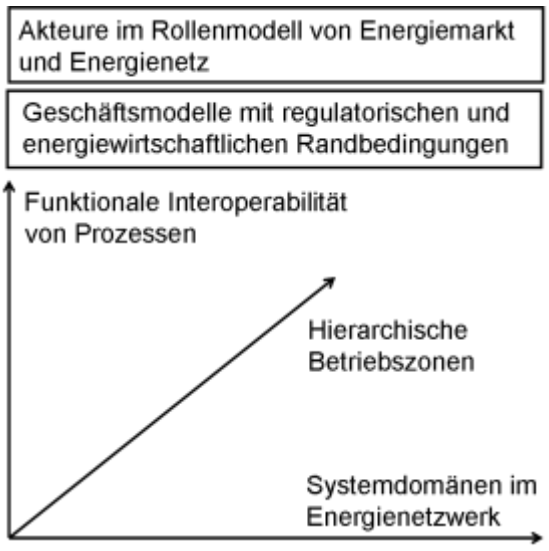


Abbildung 5: Dreidimensionales Domänenmodell zur Wirkung von Funktionen auf vernetzten Komponenten

Die Funktionalität des gesamten Energiesystems wird im Rahmen definierter energiewirtschaftlicher und regulatorischer Bedingungen strukturiert und entsprechenden Rollen zugeordnet. Bezüglich der Rollendefinitionen wird auf das europäische Dokument [ETFEG3_11] verwiesen. Akteure nutzen diese Rollen als wirtschaftliche Handlungsgrundlage. Die Handlungen werden in in Markt- und Netzprozessen abgebildet. Die zugehörigen einzelnen Aktivitäten, die in verschiedenen funktionalen Clustern gebündelt sind, wirken wiederum über verschiedene funktionale Interoperabilitätsebenen auf die System- und Betriebsdomänen.

Diese Ebenen gliedern sich von oben nach unten folgendermaßen:

1) Geschäftsebene - Anwendungsszenarien unter Berücksichtigung regulatorischer und energiewirtschaftlicher Randbedingungen

2) Funktionsebene - Funktionen als Anwendungsfälle (Use Cases) sind Bausteine von Geschäftsprozessen mit definierten Schnittstellen (Syntax)

3) Informationsebene - Modelle für kaufmännische und technische Objekte, die durch Funktionen bearbeitet werden (Normung von Modellen, ihren Beziehungen; Semantik und Ontologie)

4) Kommunikationsebene - Kommunikationsprotokolle von Anwendungsschnittstellen bis hin zur physikalischen Verbindung (Normung von Protokollen)

5) Komponentenebene - technische Systemkomponente, z. B. Gerät oder Software, als Wirkungsort einer Funktion innerhalb der oben benannten Systemdomänen.

Mit dieser Gliederung wirken Funktionen über die Informations- und Kommunikationsebene auf die Komponentenebene sowohl im technischen Prozess aber auch entfernt über Betriebsführungssysteme oder den Markt ein. Die Nutzung dieses Domänenmodells wird in [M490RA12] auf Grundlage nachfolgender Abbildung detailliert ausgeführt sowie im weiteren moma-Architekturkapitel benutzt.

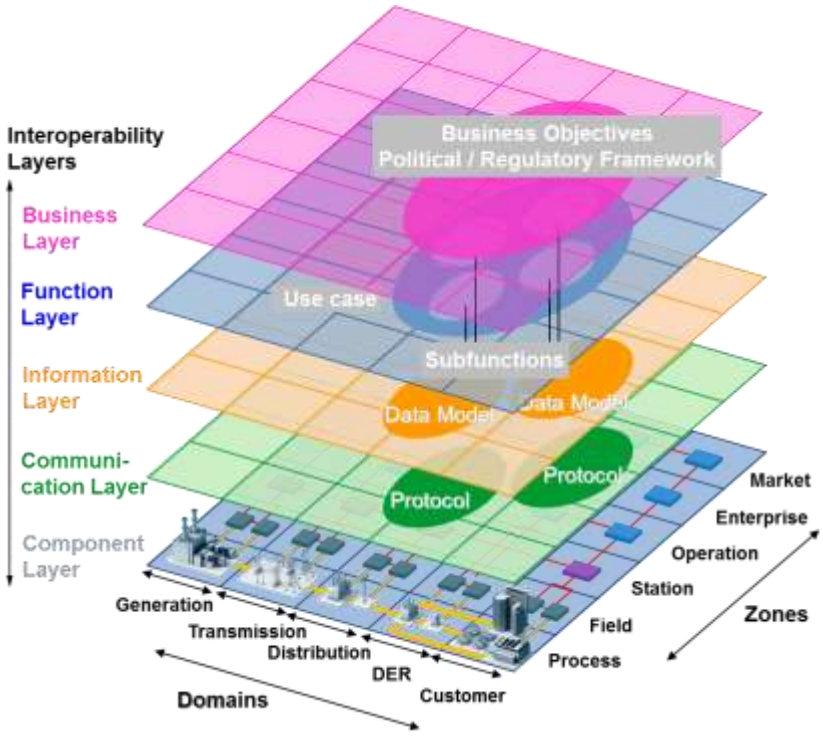


Abbildung 6: Smart Grid Architektur Modell (SGAM) [M490RA12]

4.1.1.2. Smart Grid-Architektur im Projekt moma

Um auf die moma-Architektur hinzuführen, werden die System- und Betriebsdomänen auf der oben erläuterten Komponentenebene in Verbindung mit den notwendigen Netzwerken auf der Kommunikationsebene betrachtet. Dazu wird nachfolgend noch zusätzlich die in der Arbeitsgruppe Referenzarchitektur im Smart Grid Mandat 490 eingeführte abstrakte Darstellung der Kommunikationsebene im Smart Grid-Architekturmodell (SGAM) mit einer Auflistung von Beispielen verschiedener Kommunikationsnetzwerke dargestellt.

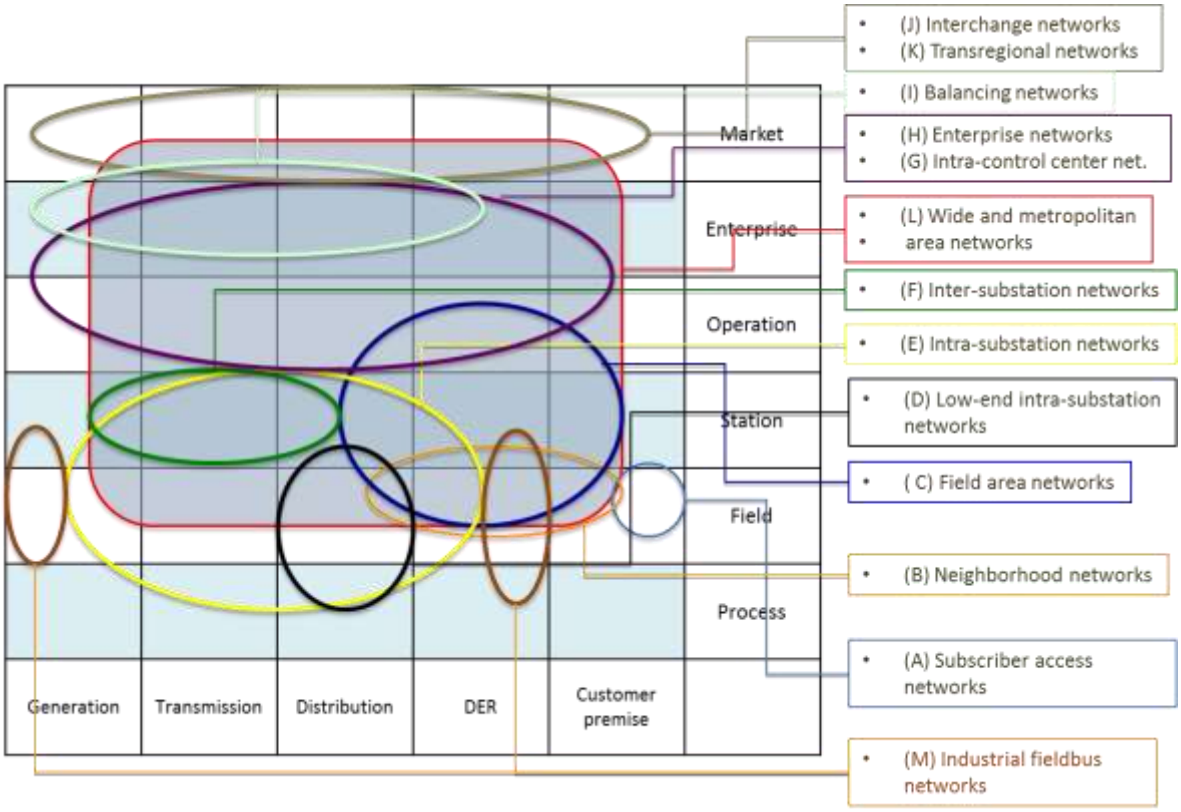


Abbildung 7: Mapping von Kommunikationsnetzwerken auf die SGAM-Kommunikationsebene [M490RACA12]

Nachfolgend werden die Projektschwerpunkte eingeführt, um auf dieser Grundlage die Systemarchitektur von moma auf die Komponenten- sowie die Kommunikationsebene von SGAM in einer integrierten Darstellung abzubilden. Die Projektschwerpunkte wurden mit erzeugungsorientierter Verbrauchssteuerung über variable Tarife, wobei insbesondere thermische Flexibilitäten erschlossen werden sollten, sowie Netzsteuerung im Verteilungsnetz definiert. Ziel des Projektes war die Entwicklung und Erprobung eines Systemansatzes, der mit Hilfe breit eingesetzter dezentraler Entscheidungsinstanzen zum Energiemanagement an Verbrauchsstellen und dezentralen Energieanlagen (DEA) wirkt. Dazu wurde die Infrastruktur für einen virtuellen Energiemarktplatz aufgebaut und Wege zu einer intelligenten Echtzeit-Netzsteuerung in einem Umfeld fluktuierender Erzeugung zwecks Glättung der Verbrauchskurven untersucht. Mit folgender Darstellung wurden diese beiden Projektschwerpunkte visualisiert.

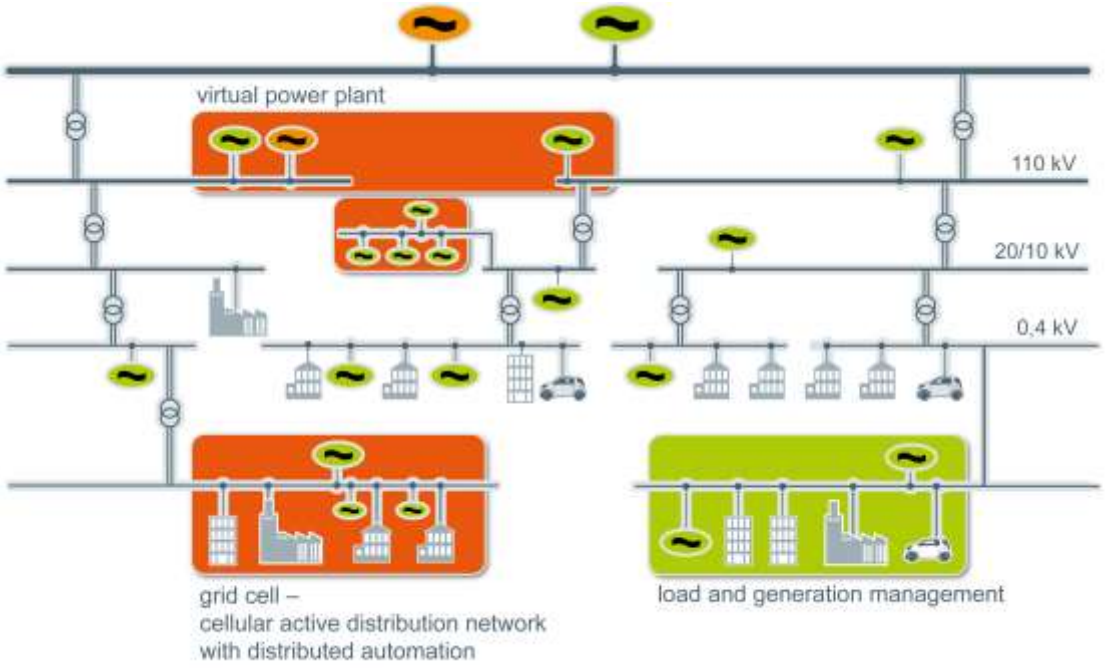


Abbildung 8: Netzzelle und Lastmanagement-Kooperation

Während das Last- und Erzeugungsmanagement durch Einbeziehung von Geräten der Endkunden sowie die Nutzung thermischer Potentiale in den Gebäuden mittels im moma-Projekt spezifizierter und implementierter Systemarchitektur in Feldtests in Mannheim und Dresden umgesetzt und evaluiert wurde, erfolgte die Demonstration neuer Netzführungsmethoden durch verteilte Automation im Verteilungsnetz im Rahmen der Modellentwicklung, der Implementierung in einem Simulationssystem sowie der nachfolgenden Simulation und Evaluierung dieser Methoden. Die Interaktion zwischen Netzführungskomponenten in der Netzzelle sowie Liegenschaften der Endkunden soll nur in Notsituationen erfolgen, um als Netzakteur möglichst selten die Energiemarktakteure zu beeinflussen. Im Falle prognostizierter Abweichungen von Soll-Zuständen im Netz sollen die Netzkomponenten über Aggregatoren im Rahmen virtueller Kraftwerke auf dem Energiemarkt Flexibilitäten zur Wiedererlangung der Sollwerte erhalten. Aggregierende Marktakteure wiederum kommunizieren mit dem Endkunden im Rahmen von Geschäftsmodellen, die die Flexibilität von Verbrauch und Erzeugung in den Kundenliegenschaften zum beiderseitigen finanziellen Vorteil nutzen.

Da diese Prozesse mit einer hohen Konnektivität zu Liegenschaften im Niederspannungsbereich zur echtzeitfähigen Steuerung bidirektionaler Flüsse verbunden sind [BKN09] , [KK10] , leitet sich die Notwendigkeit zur Automatisierung von Markt- und Netzprozessen sowie zur Regelung von Erzeugung und Verbrauch in regionalen Zellen als selbstoptimierende, aber gleichzeitig verbundene Regelkreise ab. Das Konzept der verteilten Automatisierung in Verteilungsnetzzellen sowie Objektnetzzellen bildete in moma die Grundlage zur Spezifikation der Systemarchitektur sowie der notwendigen Kommunikationsbeziehungen.

Die Netzführung in der Verteilungsnetzzelle mit automatisierten Prozessen übernimmt der Netzautomat (NA; en: GA - grid automaton), während der Marktautomat (MA; en: MA – market automaton) als selbständig agierender Stellvertreter eines Marktakteurs in dieser Verteilungsnetzzelle zum Beispiel als Lieferant oder als Aggregator in einem virtuellen Kraftwerk auftritt. Die Automaten werden auf der gemeinsamen Integrationsinfrastruktur alphaCELL von IBM installiert. Die Plattform für diese Lösung bildet der Verteilungsnetzzellenserver (VNZ; en: DGC – distribution grid cell server). Zur Lösung akuter Netzprobleme

kann der Netzautomat direkt mit Kundenobjekten über deren Automaten kommunizieren. Ansonsten agiert er über die Anforderung von Flexibilitäten mit Marktautomaten, der wiederum automatisiert für Markt- und Netzbedarfe mit der Kundenliegenschaft verhandelt. Für die automatisierte Abwicklung von Prozessen in den Kundenliegenschaften ist der Energiebutler™ zuständig, der einerseits das Energiemanagement Gateway (EMG) zur Liegenschaft sowie anderseits die Plattform für die Energiemanager-Funktionalität (EM) des Automaten darstellt. Er interagiert im Objekt mit Messeinrichtungen (Smart Meter) sowie Energie nutzenden, speichernden sowie gewinnenden Geräten und Anlagen. Zusätzlich ist der Energiebutler mit Sensoren und Aktoren sowie einem Bedieninterface für den Endkunden (moma App) verbunden. Das für die Liegenschaft beschriebene System wird als bidirektionales Energiemanagement Interface (BEMI) [BNR07], [BNR08] definiert, das Grundlage der Kommunikation mit der Umgebung sowie des dezentralen Energiemanagements in der Liegenschaft ist. Zu bezüglich der Netzzelle übergeordneten Betriebs- und Systemdomänen kommunizieren die Netz- und Marktautomaten in eine sogenannte Systemzelle, in der die Verbindung von Netzleitwarten und weiter zu Diensten im Übertragungsnetz sowie hin zu Enterprisesystemen von Energielieferanten und Handel, aber auch zu übergeordneten Märkten erfolgt. Auf der Rechnerinfrastruktur der Systemzelle (Systemzellenserver; en: SC Server) wird die echtzeitfähige und zur Massendatenverarbeitung fähige Integrationsinfrastruktur alphaCORE implementiert. Dies bildet die Plattform für Dienste im Rahmen einer Marktplatzumgebung zur Interaktion der Akteure im Energiesystem. Die Verbindung zum Markt, die Verbindung von Netzautomaten mit der Leitwarte sowie die Netzautomateninteraktion untereinander wurden im Rahmen der Netzsimulation umgesetzt. Die Verbindung der Systemzelle mit den Marktautomaten sowie von dort zu den Energiebutlern in den Kundenliegenschaften wiederum war Schwerpunkt des moma-Feldtests in Mannheim.

In der nachfolgenden Darstellung werden die beschriebenen Komponenten der moma-Systemarchitektur auf der SGAM-Komponentenebene angeordnet. Zusätzlich werden in der gleichen Darstellung die Kommunikationsbeziehungen im Rahmen der SGAM-Kommunikationsebene abgebildet.

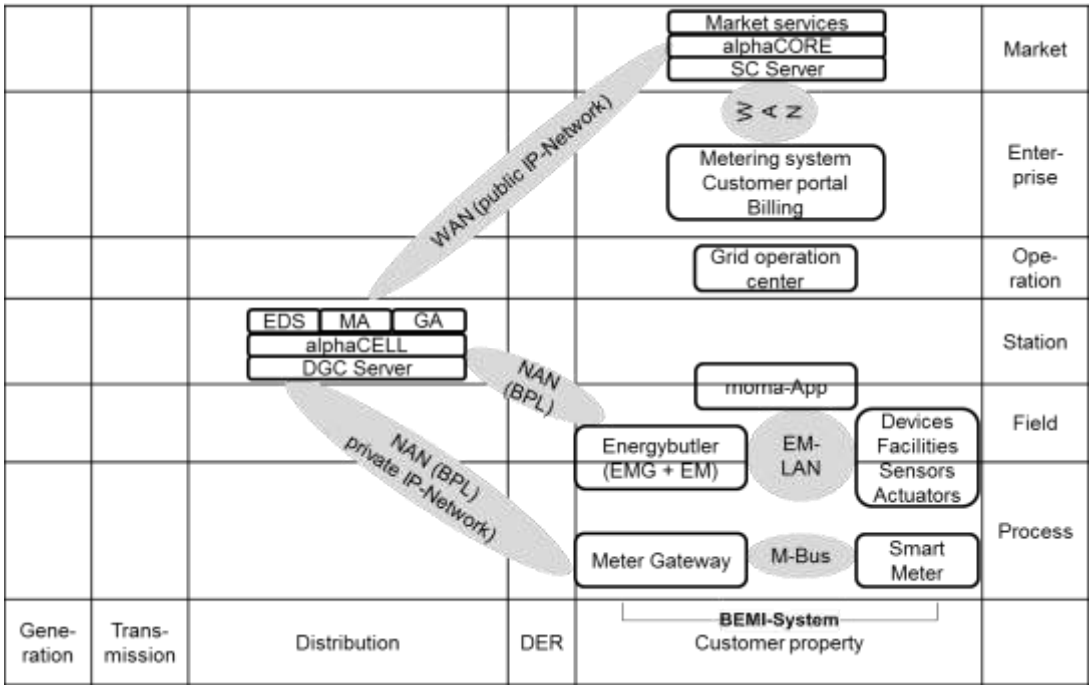


Abbildung 9: Anwendung des Smart Grid Architektur Modells auf die moma-Systemarchitektur

Die in der Darstellung aufgeführten Kommunikationsnetzwerke werden folgendermaßen für moma-Anwendungsbereiche genutzt:

1) Weitverkehrsnetz (WAN als Interchange network J in Abb. 8) über öffentliche IP-basierte Kommunikationsinfrastrukturen zur Verbindung der zentralen Systeme bei Marktakteuren (z.B. Abrechnungssystem, Metering-System, Webportal) mit dem in der Systemzelle realisierten Marktplatz auf Grundlage der Integrationsinfrastruktur alphaCORE, über den weitere Marktdienste (z.B. Wetterdatendienste, Börseninformationen) realisiert werden

2) Infrastrukturnetzwerk (WAN als Enterprise networks H und Intra-control center networks G in Abb. 8) über private, gesicherte IP-basierte Kommunikationsinfrastrukturen zur Verbindung von Regelungskomponenten in der Verteilungsnetzzelle (Netzautomat, Marktautomat, Energy Data Server (EDS) und alphaCELL) mit dem in der Systemzelle realisierten Marktplatz (alphaCORE), wobei dieses Netzwerk mittels privatem Breitband-Powerline-Netzwerk im Verteilungsnetz sowie Übergängen in öffentliche IP-Backbones umgesetzt wurde

3) Nahverkehrsnetzwerk (NAN als Neighbourhood area network B in Abb. 8) über private, gesicherte IP-basierte Kommunikationsinfrastruktur im Verteilungsnetz (BPL – Breitband Powerline in moma) zur Verbindung von Regelungskomponenten in der Verteilungsnetzzelle (Netzautomat, Marktautomat, Energy Data Server sowie alphaCELL) mit den Liegenschaften der Netznutzer über ein Energiemanagement Gateway (EMG) und Meter Gateway

4) Verteilungsnetzautomations-Subnetzwerk (WAN als Inter-substation network F in Abb. 8) zur Verbindung von verschiedenen Verteilungsnetzzellenservern, die in Trafostationen als Träger von Komponenten des Automatisierungssystems (Netzautomat, Marktautomat, Energy Data Server sowie alphaCELL) aufgestellt sind (BPL – Breitband Powerline in moma)

5) Feldnetzwerk (Field Area Networks C in Abb. 8 oder LMN als lokale Messeinrichtungsnetzwerke) zur Kopplung der intelligenten Messeinrichtungen (Smart Meter) in den Liegenschaften über das Meter Gateway (in moma mittels M-Bus und im 3. Feldtest auch über RS-485 realisiert)

6) Lokale Netzwerke in Kundenliegenschaften (LAN im Wohnbereich und Gebäude sowie In-Vehicle networks), in moma definiert als Energiemanagement LAN, das im Feldtest 2 mit Z-Wave und im Feldtest 3 mit ZigBee zur Verbindung des Energiebutlers mit der Sensorik (elektrische und thermische Parameter) sowie den Stelleinrichtungen (Schaltboxen) zur Steuerung von Geräten in den Kundenwohnungen (Unterobjektzelle) innerhalb der Liegenschaft (Objektnetzzelle) implementiert wurde.

4.1.2. Architektur und Komponenten im Energiesystem von moma

4.1.2.1. Zellulare Topologie

Wie schon ausgeführt kann die Komplexität eines Systems durch die Zerlegung in kleinere Systeme als eigenständige Regelkreise mit einer beherrschbaren Komponentenzahl reduziert werden. In diesem Sinne bilden dann die eigenständigen, aber gleichzeitig verbundenen Regelkreise ein Gesamtsystem [BKN09] [moma1105]. Daraus resultiert die Anforderung für ein System-of-systems engineering. Forschungsarbeiten laufen dazu auch am Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Engineering Mathematics and Computing Lab

(EMCL) innerhalb des vom EU FP7-Programmes geförderten Projektes Road2SoS (Roadmaps to system of systems engineering) [EUSoS12].

Diese verbundenen Regelkreise begründen verteilte Netzführungsmethoden im moma-Projekt, aber auch verteilte Marktführungsmechanismen. Dazu wurde die oben in Abb. 10 dargestellte Systemarchitektur in den Betriebszonen Prozess, Feld und Station derartig selbstwiederholend abgebildet, dass jede Liegenschaft eine eigenständige Objektnetzzelle in einer Verteilungsnetzzelle bildet, sowie automatisiert gesteuerte Verteilungsnetzzellen als Netzregionen zusammenwirken und in hierarchischer Abstimmung mit übergelagerten Netzebenen stehen. Eine wirtschaftliche Umsetzung erfordert wiederum die Automatisierung von Prozessen. Deshalb wird vorgeschlagen, jeden Regelkreis mit Automaten für Netz- und Marktaufgaben zur Prozessabwicklung auszustatten. Daraus resultiert das Konzept der verteilten Verteilungsnetzautomatisierung. Hierbei erfolgt die Zerlegung von bisher als Gesamtentität zentral geführten Netzen in selbständige aber verbundene Regelkreise mit der automatisierten Abbildung energiewirtschaftlicher Grundprozesse im zugeordneten Regelkreis sowie die definierte Interaktion mit benachbarten und übergeordneten Netzregionen aber auch mit den Kundenliegenschaften.

Auf dieser Grundlage erfolgte in moma die Wahl eines zellularen Ansatzes zur Netzwerk-Steuerungstopologie, wobei der Begriff der Zelle einerseits auf das selbstoptimierende Gebäude mit dem Energiebutler als Automat im BEMI-System [BNR07], [BNR08], [BKN09] sowie auf Netzregionen mit jeweils einem Netz- und zugeordneten Marktautomaten als Instanzen von Marktakteuren innerhalb einer Netzstation dieser Region angewendet wird [KKR11]. Im moma-Projekt wird dieses Vorgehen im Niederspannungsbereich untersucht. Grundsätzlich sind aber zellulare Strukturen auch in Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsbereichen mit einer hierarchischen Abstimmung zwischen den Spannungsebenen definierbar.

Im Sinne der Erhaltung des nationalen und europäischen Verbundsystems ist klarzustellen, dass die verteilte Netzführung in Zellen nicht zu einem Zerfall des Netzes in Insellösungen führt. Eigenständigkeit, Verbundenheit und Interaktion äquivalenter Systeme stellen dabei die Grundlage für eine synergetische Entwicklung auf eine gemeinsame Zielfunktion dar.

Innerhalb von moma wird die Verbindung von Zellen dadurch hergestellt, dass die Regelungssysteme in den Zellen durch lokale Messungen, Informationen über Zustände in anderen Zellen sowie gemeinsame externe Parameter sowohl zur lokalen Optimierung in der Zelle aber auch zum synergetischen Zusammenwirken als Gesamtsystem angereizt werden. Damit entsteht ein Informations- und Energieaustausch zwischen den Zellen, der für ein selbstoptimierendes Gesamtsystem sorgen soll.

Die Verbindung von Regelkreisen in Kundenliegenschaften mit Regelkreisen in Netzzellen im Zusammenhang mit externen Parametern des Marktes und übergeordneten Netzen führt zur Evolution eines Gesamtsystems mit neuen Eigenschaften hinsichtlich Widerstandsfähigkeit gegenüber Störungen (Resilienz), geringerer Verletzbarkeit des Gesamtsystems (Vulnerabilität) sowie höherer Flexibilität im Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Der Grad der Herausbildung neuer Eigenschaften (Emergenz) wird im Forschungsprojekt moma anfänglich untersucht. Dazu werden Mechanismen zur Abstimmung des regionalen Ausgleiches und der Qualitätsregelung durch Modellbildungen, Implementierungen in einer Simulationsumgebung sowie Simulationsläufe entwickelt. Diese Ansätze sind aber noch mit weiteren Forschungsarbeiten zu vertiefen.

In moma wurden die drei beschriebenen Automatentypen implementiert. Mit dem Energiemanager oder Gebäudeautomaten, in moma bezeichnet als Energiebutler™, als Bestandteil des bidirektionalen Energiemanagementsystems (BEMI) wurde die Automatisierung der Objektnetzzelle in der Kundenliegenschaft umgesetzt. Für eine Netzregion, in der sich wiederum eine Vielfalt von Gebäuden einordnet, ist der Netzautomat zuständig. Der Netzautomat kommuniziert in jeder Netzregion mit einer Vielfalt von Marktautomaten, die jeweils Prozesse in der Netzregion als Stellvertreter von Lieferanten, Energiehändlern und Aggregatoren mit den Energiebutlern als Stellvertreter der Kundenliegenschaften automatisieren. Der Netzautomat kommuniziert weiterhin in Abstimmung mit dem Netzautomaten angrenzender oder übergeordneter Netzregionen. Im moma-Projekt wurde ein spezialisiertes Simulationsmodell in der Interaktion eines Netzautomaten mit genau einem Marktautomat (Pool-BEMI), der für eine Summe von Energiebutlern in den BEMI-Systemen der Kundenliegenschaften zuständig ist, ausgeprägt. Durch die Trennung in Markt- und Netzautomaten in einer Netzregion wird die Berücksichtigung europäischer Entflechtungsanforderungen möglich.

4.1.2.2. Ausstattung von Objektnetzzellen und Verteilungsnetzzellen

Die Interaktion der Regelkreise als verbundene Zellen wird nachfolgend verdeutlicht.

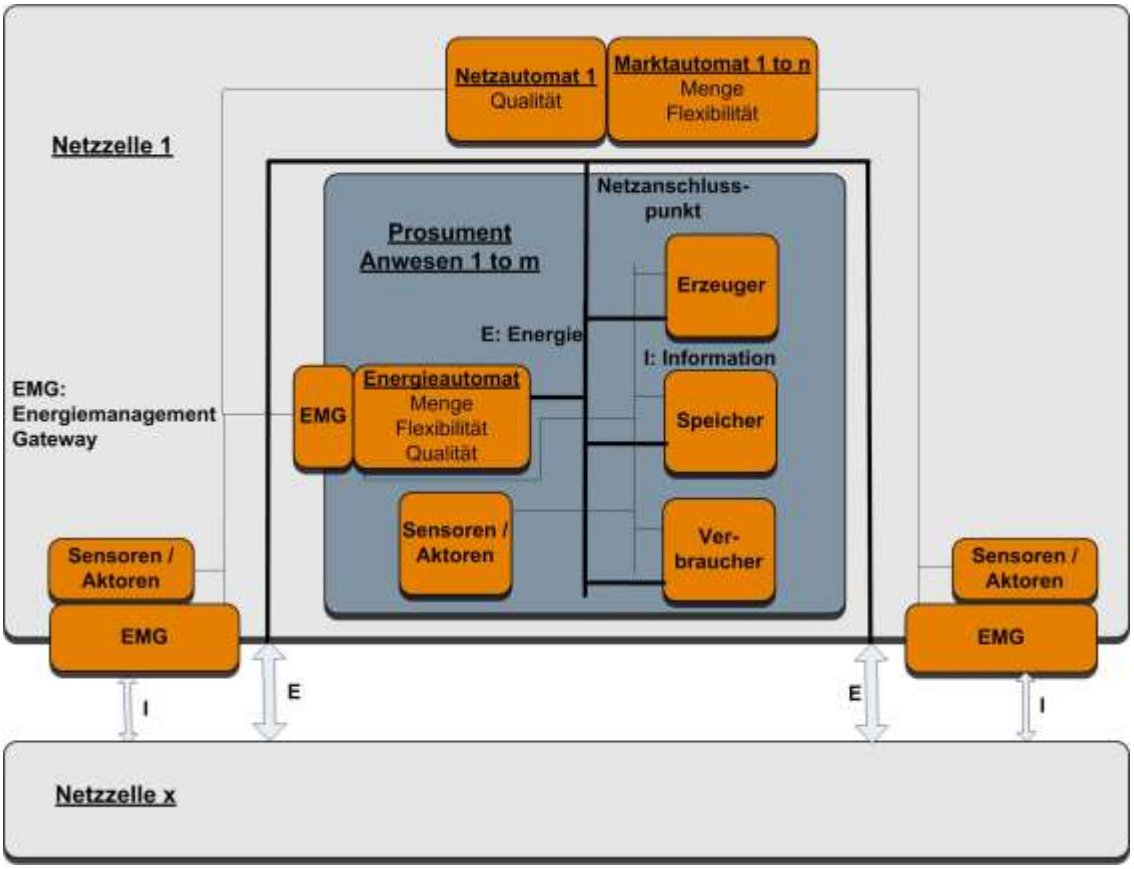


Abbildung 10: Energiezellen als hierarchische Regelkreise

Eine Anzahl von m Objektnetzzellen als Kundenliegenschaften (properties) ist kommunikativ eingebunden in eine Netzzelle. Jede Objektnetzzelle wird beschrieben durch eine Vielfalt von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen, die durch Sensorik ihre aktuelle Leistungsabgabe oder –aufnahme bekannt geben oder

auch Prognosen abgeben können. Über externe oder in Anlagen integrierte Aktoren wird die Steuerung der Anlagen hinsichtlich Wirk- und Blindleistung möglich. Ein Energiemanager (oder Energieautomat) ist in der Lage, für die Anlagenvielfalt gebündelt Leistungen und Prognosen am Netzanschlusspunkt (grid connection point) der Kundenliegenschaft bekannt zu machen oder entsprechende Steuerbefehle und Anreize entgegen zu nehmen. Möglich wird mit dem Energiemanager aber auch die autonome Steuerung der Energiebilanz (Quantität), der Flexibilität bei Veränderungen sowie der Powerqualität in der Kundenliegenschaft als Insel (Microgrid) im Notfallbetrieb. Dieser Ansatz gilt allgemein für die direkte Kopplung des Energiemanagers zur einzelnen Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage oder für die Gesamtverantwortung in der Kundenliegenschaft mit einer Vielfalt von Anlagen.

Über den Netzanschlusspunkt ist die Kundenliegenschaft energetisch mit der umgebenden Netzzelle verbunden. Weiterhin erfolgt eine kommunikative Kopplung des Energiemanagers mit dem Netzautomaten der jeweiligen Netzzelle sowie den darin wirkenden Marktautomaten über das bidirektionale Energiemanagement Gateway (EMG).

Die Netzzelle ist wiederum analog zu beschreiben. Jede Kundenliegenschaft mit Netzanschlusspunkt, definiert entweder durch eine einzelne Erzeugungs-, Verbrauchs-, Speicheranlage oder Objektnetzzelle mit einer Vielfalt derartiger Anlagen, stellt eine Senke oder Quelle für Wirk- und Blindleistung dar. In der Netzzelle ist zur Überwachung des Netzzustandes sowie zur Fernsteuerbarkeit Sensorik und Aktorik an verschiedenen Punkten angeordnet. Der Netzautomat in der Netzzelle und darin wirkende Vertreter von Energiemarktakteuren als Vielfalt von Marktautomaten sind die Grundlage für die Automatisierung in diesem Netzbereich. Für die Anschlusspunkte werden gebündelte Leistungsaussagen sowie Prognosen im Netzgebiet sowie an Anschlusspunkten des Netzes zu benachbarten Netzgebieten oder hierarchisch übergeordneten Netzstrukturen (Netzzelle x) möglich. Steuerbefehle und Anreize lassen sich regional entgegennehmen. Möglich wird damit den Marktautomaten als Stellvertreter eines Marktakteurs bezüglich zugeordneter Kunden im Netzgebiet die autonome Steuerung der Energiemenge und der Flexibilität bei Veränderungen sowie für den Netzautomaten die Steuerung der Powerqualität. Wiederum erlaubt dieses System bei Netzausfällen übergeordneter Netzbereiche die Steuerung in der Netzzelle als Insel (Microgrid) und die Wiederherstellung der Verbindung (Synchronisierung) nach Wiederaufbau des externen Netzes. Die kommunikative Kopplung des Netzautomaten sowie der Marktautomatenvielfalt erfolgt ebenso über die Energiemanagement Gateways in der Netzzelle.

Übergeordnete Netzstrukturen höherer Spannungsebenen in Verteilungsnetzen, Übertragungsnetzen und Supergrids sind äquivalent abbildbar. Ziel dabei ist, ein verbundenes Gesamtsystem mit einer hierarchischen Netzstruktur aus Einzelsystemen in äquivalenter Ausstattung als Energieorganismus in synergetischer Wirkung und Entwicklung von neuen Eigenschaften hinsichtlich Komplexitätsbeherrschung, Erhöhung der Flexibilität des Gesamtsystems, Resilienz und Vulnerabilität zu entwickeln.

5. Wirtschaftliche Chancen

5.1. Vorbemerkungen[5]

Im Rahmen des E-Energy-Projektes „Modellstadt Mannheim“ ging es zunächst im ersten Schritt darum, auf Grundlage des heutigen elektrizitätswirtschaftlichen Umfeldes und des heutigen Systemstandes die ersten plausiblen Geschäftsfälle für das zukünftige Energiesystem zu entwicklen und zu beschreiben. Sämtliche Modelle zielten allein auf den Stromsektor ab. Der wirtschaftliche Rahmen der handelnden Akteure wurde durch die unterschiedlichen elektrizitätswirtschaftlichen Teilmärkte abgesteckt. Dabei wurde die Funktionsfähigkeit der Teilmärkte im Sinne der wettbewerbspolitischen Leitbilder unterstellt. In einem zweiten Schritt wurden dann unterschiedliche Geschäftsmodelle zu Geschäftsfällen (Business Cases) zusammengefasst, die von den Bearbeitern als erfolgversprechend angesehen wurden. Insgesamt wurden im Rahmen der moma-Studie zu Geschäftsmodellen [Iz09] vier Business Cases unterschieden, die im weiterem zu einem gesamthaften Geschäftsplan verbunden wurden.

Das Projekt konzentrierte sich dabei beispielhaft auf nur zwei der genannten Geschäftsfälle, um daraus notwendige legislative und regulatorische Anpassungsbedarfe zu identifizieren. Begleitend dazu wurden zusätzliche Betrachtungen zu einer neuen Marktrolle, dem IKT-Infrastrukturbetreiber, sowie auch erste Betrachtungen zur Elektromobilität geführt, die auf Grundlage aktueller Systementwicklungen und zu erwartender Veränderungen des Marktumfeldes neue Business Cases ermöglichen. Die Untersuchung des Marktpotentials sowie die wirtschaftlichen Betrachtungen sind ansatzweise im moma-Projekt geführt worden, sind aber auch in weitergehenden Studien noch zu vertiefen. Insbesondere konnte im Rahmen des E-Energy-Programmes noch nicht ausreichend das zukünftige, mit der Transformation des Energiesystems neue Marktdesign untersucht werden. Weitergehende Forschungsaktivitäten dazu laufen in anderen Projekten.

Die Zusammenfassung unterschiedlicher Geschäftsmodelle zu erfolgversprechenden Business Cases auf Grundlage des heutigen elektrizitätswirtschaftlichen Umfeldes und des heutigen Systemstandes erfolgte in [Iz09] sowie [Lu10]. Dabei wurden vier Business Cases unter den Titeln Großhandelsmarkt Lieferant GHM-L, Netzlastmanagement NLM, Regelenergiemarkt REM sowie Großhandelsmarkt Bilanzkreisverantwortlicher GHM-BKV untersucht. Die potentiellen Geschäftsmodelle REM und GHM-BKV wurden in der moma-Umsetzung nicht weiter verfolgt. Bezüglich der Geschäftsfälle GHM-L und NLM erfolgte eine umfangreiche Modellierung der Anwendungsszenarien als Umsetzungsgrundlage. Nachfolgend wird einführend der Inhalt aus [Lu10] zu den Busines Cases GHM-L und NLM in Auszügen zitiert.

5.2. moma-Geschäftsfälle (Business Cases)[6]

Die Entwicklung und konkrete Berechnung eines oder mehrerer Business Cases ist vielen externen Rahmenbedingungen unterworfen. Im Rahmen der geführten wirtschaftlichen Untersuchung war es nicht möglich, Änderungen der externen Rahmenbedingungen und deren Interdependenzen zu berücksichtigen.

Es wurde vielmehr von folgenden Prämissen ausgegangen:

[5] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG)
[6] Autor: Institut für Zukunftsenergiesysteme Saarbrücken (IZES)

- Die beteiligten Akteure werden als ‘first mover‘ im Marktplatz E-Energy angesehen, die die hier zu entwickelnden Produkte oder Dienstleistungen im Rahmen eines flächendeckenden Roll-outs ‚intelligenter Zähler’ als erste am Markt anbieten. Damit gehen weitere Annahmen einher.
- Die angewandte Messtechnik ist zur Messung des Verbrauchs und zur Steuerung der regelbaren Lasten der Kunden in Echtzeit (1-Minuten-Takt) fähig.
- Wir setzen keine dynamische Entwicklung des Marktes voraus, bei der auch andere Marktteilnehmer gleiche bzw. ähnliche Produkte anböten und damit gegenseitig die Preisentwicklung für die genannten Produkte oder Dienstleistungen beeinflussen.
- Weiterhin wird hier die Frage nach der genauen Umsetzung des Messstellenbetriebs nicht betrachtet. Hier wird davon ausgegangen, dass es einen Messstellenbetreiber gibt, der entweder selbst oder im Auftrag eines Dritten agiert und dessen Aktivität rentabel ist.
- Von hoher Bedeutung ist auch, dass die Existenz eines wie auch immer ausgestalteten tariflichen Anreizsystems vorausgesetzt wird, das die Kunden zur sach- und zielgerechten Nutzung der intelligenten Zähler animiert und damit in der Lage ist, das Kunden-/Verbrauchsverhalten in die im jeweils verfolgten Business Case gewünschte Richtung zu steuern.
- Ebenso wird von einer Kontinuität der aktuell geltenden politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgegangen. Dies betrifft die generellen Rahmenbedingungen, die durch geltendes europäisches und deutsches Recht vorgegeben sind, insbesondere die Anforderungen bezüglich des Unbundling der Unternehmen der Energiewirtschaft und der Anreizregulierung, aber auch die derzeit geltende Funktionsweise der verschiedenen Teilmärkte des Stromsektors und der Strombörse.

Für die konkrete Auswahl der Business Cases wurde ein dreistufiges Verfahren gewählt:

In einem ersten Schritt wurde überprüft, auf welchen Teilmärkten bzw. Teilsektoren des Stromsektors ein durch Aktivitäten auf dem Marktplatz E-Energy entstehender Mehrwert für Marktteilnehmer schon in den nächsten Jahren erreicht werden kann, und ob sich dieser Mehrwert entsprechend realisieren lässt.

Durch Überprüfung der Funktionsbedingungen auf den unterschiedlichen Märkten wurden folgende Teilmärkte bzw. –sektoren als aussichtsreich eingeschätzt: Netzlastmanagement, Großhandelsmarkt, Regelenergiemärkte sowie der Einzelhandelsmarkt. Der Bereich Systemdienstleistungen der Übertragungsnetzbetreiber wurde in diesem Zusammenhang als wenig aussichtsreich eingeschätzt und aus den Überlegungen zu den Business Cases ausgeklammert.

In einem zweiten Schritt wurden die möglichen Akteure für die Realisierung der Business Cases analysiert und die treibenden Rollen identifiziert. Folgende Festlegungen waren das Ergebnis:

- Großhandelsmarkt: Lieferant, Bilanzkreisverantwortlicher
- Netzlastmanagement: Verteilungsnetzbetreiber
- Regelenergiemärkte: wettbewerblicher Vermarkter in den Rollen Erzeuger, Lieferanten und Händler
- Einzelhandelsmarkt: wettbewerblicher Lieferanten und Energiedienstleister

Im dritten und abschließenden Schritt wurden die Geschäftsmodelle dahingehend untersucht, ob sich einzelne aus Synergiegründen zusammenfassen und zu gemeinsamen Teilmarktaktivitäten bündeln lassen. Dabei standen die Vermarktungsmöglichkeiten durch die jeweils treibende Rolle im Vordergrund. Darüber hinaus wurden erste grobe Abschätzungen darüber angestellt, ob

- eventuelle Marktzutrittsbarrieren eine Verbindung zu den Rollen des E-Energy-Marktplatzes behindern oder gar nicht zulassen
- der in Aussicht stehende Mehrwert ausreicht, um einen Business Case zu unterfüttern.

Im Folgenden werden zwei der insgesamt vier untersuchten Business Cases mit ihren jeweiligen Prämissen, Rechenschemata und Anwendungen exemplarisch dargestellt.

5.2.1. Business Case Großhandelsmarkt GHM-L (Rolle Lieferant)

Aus Sicht der Lieferanten stellt die Beschaffung von Energie einen wesentlichen Teil ihrer Kosten dar. Die Optimierung des Beschaffungsportfolios ist daher einer der Erfolgsfaktoren zur Erzielung positiver Ergebnisse. Eine optimierte Beschaffung kann insbesondere dann erfolgen, wenn die einzukaufenden Lastgänge vergleichmäßigt bzw. der aktuellen Erzeugungssitutation „zeitgleich“ angepasst werden können. Dies bedingt eine Veränderung des Verbrauchsverhaltens des Letztverbrauchers (Privat- oder Gewerbekunden). Dort ist eine entsprechende Veränderung nur durch das Setzen von preislichen Anreizen zu erwarten. Diese werden hier zunächst als zeitabhängige (offline-) Tarife gesetzt, in nachfolgenden Schritten als lastabhängige Tarife (offline oder online). Die Herausforderung besteht darin, beim Einkauf der Energie bereits abzuschätzen, wie die Letztverbraucher auf die Tarife reagieren werden. Fraglich ist auch, wie sich die zu erwartenden Preiseffekte auf das Beschaffungsportfolio zukünftig entwickeln werden (ggf. Einfluss auf Standardlastprofile) und inwieweit diese Effekte auf die Marktteilnehmer Lieferant und Letztverbraucher aufgeteilt werden können, so dass für alle Beteiligten positive Effekte entstehen.

Spezifische Voraussetzungen und Prämissen

- Lieferant muss vorab beschaffen und benötigt dafür Prognosen des Verbrauchsverhaltens
- Lastabhängige Tarife sind zulässig
- Letztverbraucher reagieren auf monetäre Anreize

Technische Machbarkeit

Von der Existenz der notwendigen Daten, die durch Smart Metering erhoben und verarbeitet werden, wird ausgegangen. Zweitarifzähler für die Grundvariante (zeitabhängige Zweistufentarife) sind bereits vorhanden. Notwendig werden in den Folgestufen Steuergeräte, die Tarifdaten in Echtzeit empfangen und diese in automatisierte Steuerimpulse umsetzen können. Die Zähler müssen Verbräuche und Lasten in Echtzeit erfassen und übermitteln können. Hier sind noch technische Entwicklungen notwendig, die aber als mittelfristig realistisch einzustufen sind.

Benötigte Hard- und Software:

- Zählertechnik zur Erfassung mehrerer Tarife, zur Aufnahme von Leistungs- und Verbrauchsdaten und zur zeitgleichen Übermittlung
- Bidirektionale Kommunikationstechnik zur Übermittlung der Daten und Tarife
- Schalttechnik beim Letztverbraucher, die auf Tarifsignale reagiert
- Software zur Kalkulation der Tarife und zum Monitoring des Kundenverbrauchs

Wirtschaftliche Machbarkeit

Aus Sicht des Lieferanten sind Vorteile dann zu erwarten, wenn die Beschaffungskostenvorteile am Großhandelsmarkt bei Abweichung vom „üblichen“ Beschaffungs- und Erzeugungsmuster mindestens groß genug sind, dem Letztverbraucher Preisanreize für eine Umstellung des Verbrauchsverhaltens zu geben und die zusätzlichen Kosten für die technische Infrastruktur abzudecken.

Zusätzliche Kosten entstehen durch die Einrichtung und den Betrieb der technischen Infrastruktur. Hier sind Einmalkosten von laufenden Kosten zu unterscheiden. Einmalkosten können insbesondere durch Investitionen und Beratungskapazitäten entstehen. Laufende Kosten betreffen z.B. Zähler und Messtechnik, bidirektionale Übertragungstechnik sowie die Abrechnungssysteme.

Zusätzliche Kosten entstehen weiterhin durch die an die Letztverbraucher zu zahlende Vergütung im Rahmen von Anreizsystemen. Da keine aktive Steuerung durch den Lieferanten erfolgt, sondern der Letztverbraucher selbst aktiv entscheidet (ggf. automatisiert, aber abschaltbar), wird die Vergütung in variablen Beträgen je nach Ausmaß der Veränderung des Verbrauchsverhaltens bestehen. Hier wäre z.B. mit einem bestimmten Betrag pro verbrauchter kWh zu rechnen, der dem Kunden zu gute kommt. Im Idealfall könnte mit veränderten „Standardlastprofilen“ und konkreten Tarifen sowie Durchschnittsverbräuchen gerechnet werden.

Letztlich dürfte aber eher zu ermitteln sein, wie sich die Beschaffungskonditionen ändern. Daher erscheint es sinnvoll, zunächst die mögliche Kostenminderung beim Lieferanten zu ermitteln und davon die Kosten der Infrastruktur abzuziehen. Der verbleibende Betrag ist dann der maximal an die Letztverbraucher abzugebende Vorteil. Sodann wäre zu entscheiden, ob mit genanntem Betrag ein ausreichender Anreiz zu erzielen ist, in welcher Form auch immer.

Die folgende Abbildung fasst die wesentlichen Zahlungsströme sowie die technischen und vertraglichen Beziehungen dieses Business Cases noch einmal zusammen.

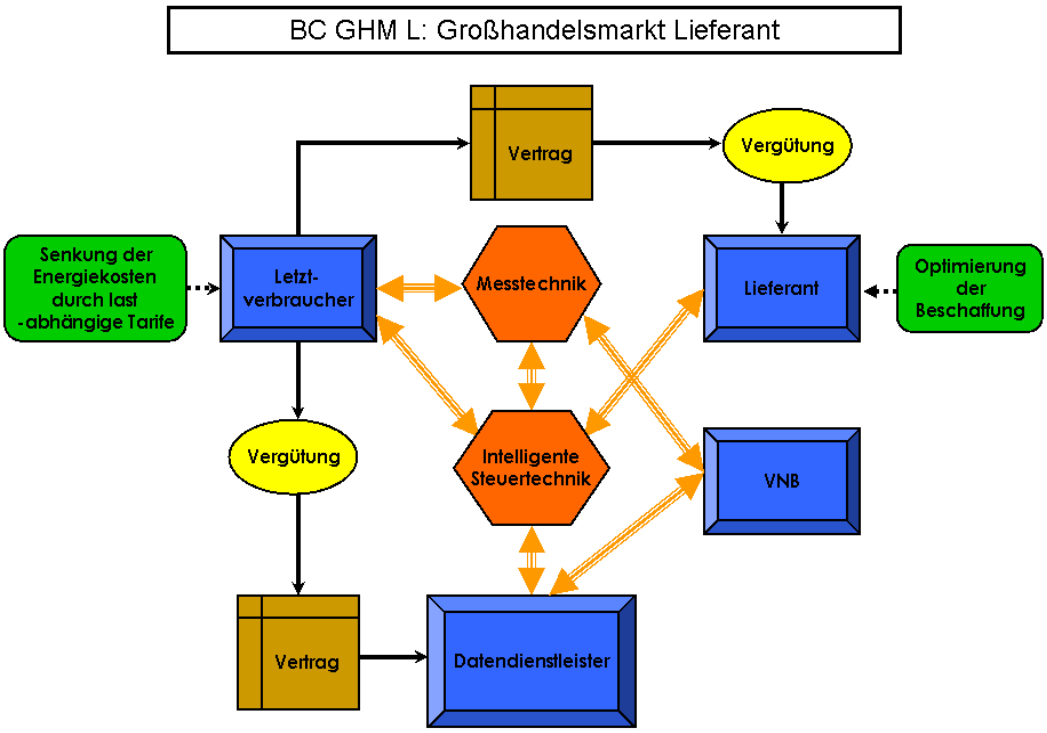


Abbildung 11: Business Case Großhandelsmarkt (Lieferanten) (BC-GHM-L)

Anwendungsbeispiel

Zur Ermittlung des Beschaffungsvorteils beim Lieferanten sind zunächst die aktuellen Beschaffungskonditionen mit den darunter liegenden Basisdaten zu erfassen, z.B. Kundenstruktur, Beschaffungsprofil, Art der Beschaffung (Börse, Verträge, andere) oder Verbrauchsdaten. Anschließend ist zu ermitteln, wie sich diese Beschaffungskosten bei einer Veränderung des Verbrauchsverhaltens ändern würden, also veränderte Lastprofile, die der Beschaffung zugrunde liegen. Im Extremfall wären Beschaffungsvorteile beim Einkauf eines Bandes (base load) zu ermitteln. Theoretisch könnten zukünftig ggf. noch größere Beschaffungsvorteile erzielt werden, wenn der Preis bei hohen Erzeugungslasten aufgrund von EEG-Anlagen unter das heutige base load-Niveau fällt.

Mögliche Beschaffungsvarianten und Preisvorteile wurden in moma in einer gesonderten Arbeit vertieft betrachtet und deshalb im hier vorliegenden Abschlussbericht im entsprechenden Abschnitt ausgeführt. In der genannten Quelle [Lu10] wurde ein Anwendungsbeispiel für Gewerbekunden berechnet, das für einen Beschaffungsvorteil von 10 €/MWh für den Lieferanten bei Berücksichtigung der gesamten zusätzlichen Kosten bei einem an die Kunden weitergegebenen Vorteil von 1 cent/kWh der Break-even-punkt erreicht wird. Ein höherer Beschaffungsvorteil und eine geringere Bezahlung an die Kunden führen den Lieferanten relativ schnell in die Gewinnzone.

Insgesamt ist zu diesem Business Case nach [Lu10] noch Folgendes zu ergänzen:

- Sollte der Lieferant wie im obigen Anwendungsbeispiel die vollen Kosten der Technik (Geräte und Abrechnung) tragen müssen, erscheinen signifikante Vorteile aus seiner Sicht nur im Bereich Gewerbe erzielbar.
- Es ist schwer abzuschätzen, wie hoch der Preisvorteil beim Letztverbraucher sein muss, um den Einbau eines IKT-Gateways und damit den Eingriff in sein Verbrauchsverhalten zu akzeptieren. Ohne signifikanten Vorteil erscheint eine Annahme durch den Kunden aber unrealistisch.
- Bei den Berechnungen sollte nicht außer Acht gelassen werden, dass die aktuell angenommenen 10 Euro/MWh Beschaffungsmarge in der aktuellen Situation die angenommene maximale Einsparung darstellen, da sie ungefähr der Differenz zwischen Base und Standard-Lastprofil entsprechen. Die Erzielung würde voraussetzen, dass sich das Verbrauchsverhalten deutlich ändert. Eine vollständige Vergleichmäßigung der Lasten erscheint eher unrealistisch, insofern ist der angesetzte Fall eher optimistisch.
- Wie sich die Preisdifferenz in Zukunft entwickeln wird, kann aktuell nicht eingeschätzt werden. Es könnte jedoch erwartet werden, dass sie geringer wird, wenn viele Lieferanten das genannte Modell wählen und die Letzterbraucher ihr Verhalten tatsächlich anpassen. Daher sind für die „First Mover“ Vorteile zu generieren.
- Eventuell höhere Beschaffungsmargen und damit eine deutlich frühere „Rentabilität“ des Modells könnten durch Nutzung anderer Beschaffungsmärkte oder -modelle erreichbar sein.

5.2.2. Business Case Netzlastmanagement NLM

Aus Sicht des Netzbetreibers besteht ein erhebliches monetäres Interesse, seine Netzkosten zu vermindern. Zum einen schlägt sich eine Verminderung in einer erhöhten Effizienz nieder, zum anderen verbleiben Kostensenkungen zumindest innerhalb einer Regulierungsperiode in seinem Ergebnis. Wesentlicher Kostenbestandteil sind die vorgelagerten Netzkosten (u.a. abhängig von der Jahreshöchstlast), die Kapitalkosten von Investitionen (Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen) sowie Betriebskosten (Wartung und Instandsetzung der Betriebsmittel). Alle genannten Kostenpositionen hängen direkt oder indirekt von der Lastverteilung im Gesamtnetz oder auch in Teilnetzen ab. Derzeit kann der Verteilnetzbetreiber (VNB) kaum Einfluss auf diese Lastverteilung nehmen. Im Business Case soll der VNB die Verteilung aktiv steuern und damit seine Kosten minimieren können. Die Steuerung kann durch Eingriffe in die Einspeisung (dezentrale Erzeuger) wie auch durch Schaltung von Letztverbrauchern (insbesondere größere und mittlere Abnehmer) erfolgen. Die Herausforderung besteht darin, durch die Schaffung von Anreizen genügend Teilnehmer zu finden, die einen Eingriff zulassen. Darüber hinaus müssen die aus Sicht des VNB notwendigen Daten zuverlässig und zeitnah zur Verfügung stehen. Im Idealfall kann dann die Schaltung automatisiert erfolgen.

Spezifische Voraussetzungen und Prämissen

- Auftreten von Netzengpässen, zumindest in Teilnetzen
- Existenz genügend schaltbarer Leistung
- Ausreichende Verfügbarkeit der vorhandenen schaltbaren Leistung
- Reaktion der Verbraucher auf monetäre Anreize

Technische Machbarkeit

Von der Existenz der notwendigen Daten, die durch Smart Metering erhoben und verarbeitet werden, wird hier ausgegangen. Die technischen Möglichkeiten zur Steuerung von Erzeugungsanlagen wie auch Verbrauchsstellen sind heute weitgehend vorhanden und werden in Zukunft noch weiter verfeinert werden bzw. im Preis sinken. Die automatisierte Verarbeitung von Netzdaten in Echtzeit und die daraus folgende Steuerung der entsprechenden Anlagen durch den Netzbetreiber erscheint machbar.

Benötigte Hard- und Software:

- Zählertechnik zur Aufnahme von Leistungs- und Verbrauchsdaten und zur zeitgleichen Übermittlung
- Kommunikationstechnik zur Übermittlung der Daten zum Netzbetreiber
- Schalt- und Steuerungstechnik zum „online“-Eingriff in Erzeugung und Abnahme
- Analysetool zur Auswertung der Daten in Echtzeit und automatisierter „Entscheidung“

Wirtschaftliche Machbarkeit

Aus Sicht des VNB sind Vorteile dann zu erwarten, wenn die zusätzlichen Kosten der Steuerung dezentraler Einspeiser bzw. Letztverbraucher durch Einsparungen auf der Kostenseite (CAPEX und OPEX) überkompensiert werden und ihm dieser Effekt nicht durch die Regulierung genommen wird.

Zusätzliche Kosten entstehen durch die Einrichtung und den Betrieb der technischen Infrastruktur. Hier sind Einmalkosten von laufenden Kosten zu unterscheiden. Einmalkosten können insbesondere durch Investitionen und Beratungskapazitäten entstehen. Laufende Kosten betreffen z.B. Zähler und Messtechnik, Übertragungstechnik sowie die Schalttechnik. Darüber hinaus sind Änderungen im Abrechnungssystem vorzunehmen. Zusätzliche Kosten entstehen weiterhin durch die an die Einspeiser oder Letztverbraucher zu zahlende Vergütung. Diese dürften in Einmalbeträgen für die grundsätzliche Bereitschaft zur Steuerung sowie in variablen Beträgen bestehen. Die variablen Beträge wiederum sind abhängig von der tatsächlichen Inanspruchnahme durch den VNB und bestehen insbesondere aus Vergütungen für den Einnahmeausfall bei den gesteuerten Marktteilnehmern. Entscheidend für das Funktionieren des Modells ist, dass die Zahlungen des VNB als Kosten im Rahmen der Ermittlung der Netzentgelte anerkannt werden. Dies trifft zumindest dann zu, wenn, was nach derzeitigem Stand zu erwarten ist, die Kostenminderungen die anerkennungsfähige Kostenbasis verringern.

Die Kostenminderungen entstehen direkt über verzichtbare Investitionen sowie indirekt und längerfristig über ggf. verminderte Betriebskosten. Die vermiedenen Investitionen drücken sich über nicht entstehende Kapitalkosten aus. Zu deren Berechnung sind besonders die betriebsmittelscharfen vermiedenen Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie die technischen Nutzungsdauern der Vermögensgegenstände erforderlich. Diese sind dann mit einer angenommen Eigenkapitalquote und dem entsprechenden Eigenkapitalkostensatz in CAPEX umzurechnen.

Die Verminderung der operativen Betriebskosten betrifft z.B. vermiedene Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an den ansonsten zu installierenden Betriebsmitteln. Darüber hinaus können gegebenenfalls Kosten in der Netzbetriebsführung oder der Netzdokumentation eingespart werden, wenn bestimmte Investitionen nicht vorgenommen werden müssen bzw. wenn die neue Lastverteilung dazu führt, dass Betriebsmittel rückgebaut werden können.

Die folgende Abbildung fasst das Rechenschema zur Ermittlung der Tragfähigkeit des Business Case Netzlastmanagement zusammen.

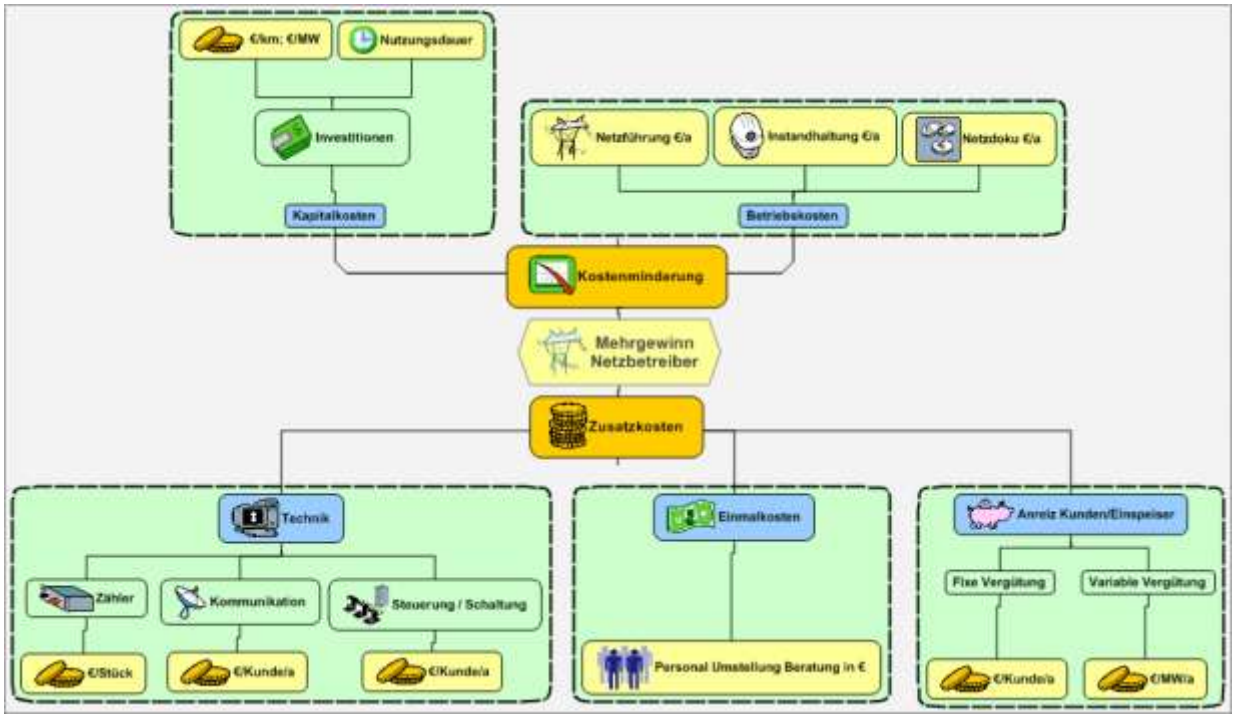


Abbildung 12: Rechenschema Business Case Netzlastmanagement (BC NLM)

Anwendungsbeispiel

Aufgrund der guten Ausbausituation in vielen deutschen Verteilungsnetzen gestaltet es sich als schwierig, Netzengpässe, sei es auch nur in Teilnetzen, zu identifizieren, die aufgrund von Lastverschiebungen beseitigt oder vermindert werden könnten. Es wurde daher ein konkreter Anwendungsfall gesucht und festgelegt, dass das Netzlastmanagement „innerhalb“ eines Teilnetzes erfolgen könnte, also z.B. im Niederspannungsnetz.

In Neubaugebieten erfolgt zunehmend eine Ausstattung mit Photovoltaik-Anlagen, so dass ein Teil der dort benötigten Energie „selbst“ erzeugt wird. Gegen Ende der Ausbaustufe eines Neubaugebietes werden daher unter Umständen nicht so viele Trafo-Stationen benötigt, wie sie eigentlich bei der gegebenen Größe erwartet worden wären. Durch zeitweisen Einsatz einer mobilen Trafo-Station könnte dieser Entwicklung entgegengewirkt werden, da die mobile Station zu gegebener Zeit abgezogen werden kann. Dadurch werden Kosten gespart, und letztlich muss man sich auch nicht den Vorwurf gefallen lassen, man hätte „zu viel“ Kosten verursacht, um das Gebiet energetisch zu versorgen – solche Kosten würden von der Netzagentur unter Umständen unter Effizienzgesichtspunkten kritisch hinterfragt. Bei bestehenden Wohngebieten könnte man unter Umständen einen gleichen Effekt erzielen durch Zusammenlegung zweier Niederspannungsnetze.

Letztlich bestand der konkrete Fall also in der Einsparung von Trafos und den dazugehörigen Kosten durch Netzlastmanagement innerhalb abgegrenzter Teilnetze. Zusätzliche Kosten für Technik wurden zunächst vernachlässigt, da davon ausgegangen werden kann, dass die meisten technischen Voraussetzungen durch gesetzliche Vorgaben bzw. den Einsatz in anderen Business Cases vorhanden sein werden.

Den vermiedenen Kosten je Trafo und Teilnetz wurden in [Lu10] im betrachteten Anwendungsfall mit 300 Teilnetzen zur Durchführung der Wirtschaftlichkeitsanalyse die Vergütungen an die „schaltbaren“ Einspeiser und Letztverbraucher entgegengestellt. Für letztere errechneten sich nach [Lu10] eine maximale Vergütung von 50€/kW, um auch einen wirtschaftlichen Vorteil für den Verteilnetzbetreiber zu erzeugen.

5.2.3. Resümee und Ausblick

Bei den betrachteten Business Cases hat sich gezeigt, dass der erwirtschaftbare Mehrwert auf dem E-Energy-Marktplatz aktuell sehr knapp bemessen ist. Um die langfristig notwendigen Veränderungen im Erzeugungsmix, den höheren Grad an dezentraler Erzeugung, die Einbeziehung des Prosumers und die Entwicklung hin zum Smart Grid wirtschaftlich gestalten zu können, sind für die notwendigen initialen Investitionen legislative und regulatorische Rahmenbedingungen zu gestalten. Ausführungen dazu erfolgen im Rahmen des moma-Projektes in den Veröffentlichungen [moma1105], [moma1107], [moma1204] und [moma1211].

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse dieser Untersuchungen noch einmal in aller Kürze zusammen.

Business Case	**Hauptzielgruppe**	**Schlüsselaspekt**	**Mehrwert möglich?**
BC NLM	Gewerbe, dezentrale Einspeiser	Netzregulierung muss „richtig“ agieren	nur bei Netz-engpässen
BC GHM-BKV	Standard-Lastprofil (SLP)-Kunden	SLP-Behandlung wird abgeschafft	bei hohen Intraday-Margen
BC GHM-L	Gewerbekunden	Beschaffungsmarge muss hoch sein	für first mover
BC REM	Endkunden/Dauerverbraucher mit mehreren 100 kW Leistung	nur Minutenreser-vemarkt	je mehr Leis-tung/Kunde, desto besser

Tabelle 1: Vier ausgewählte Business Cases für den Marktplatz E-Energy

Aus elektrizitätswirtschaftlicher Sicht ist der Marktplatz E-Energy daher alles andere als ein Selbstläufer. Die Ansicht der Umsetzung der notwendigen Zielstellungen durch eine alleinige Marktentfaltung kann hiermit nicht unterstützt werden. Die weitere Ausgestaltung eines legislativen und regulatorischen Rahmens ist somit unbedingt notwendig. Es ist noch ein erhebliches Feintuning beim Design der Teilmärkte und der regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich, damit die Business Cases umgesetzt werden können. In einer längerfristigen Perspektive jedoch wird dieser Marktplatz eine wichtige Rolle spielen, wenn es darum geht, das Stromsystem um die fluktuierende Erzeugung herum zu optimieren.

5.3. moma-Anwendungsszenarien[7]

Mit den oben beschriebenen Geschäftsfällen wurde deutlich, dass die Erreichung der gesellschaftlichen Zielstellungen durch eine alleinige Marktentfaltung nicht ausreichend vorangetrieben werden kann.

Die Definition weiterer Anwendungsfallszenarien wird notwendig, um das zukünftige Energieversorgungssystem mit den prognostizierten Anteilen erneuerbarer Energien (EE), dem neuen Verhältnis von zentraler und dezentraler Erzeugung, mit Einbeziehung der zukünftig selbständiger handelnden und energetisch aktiven Kunden in das Energiesystem zu ermöglichen, sowie die Versorgungssicherheit im zukünftig komplexeren Umfeld weiterhin sicherzustellen. Hierzu ist aber deutlich die Notwendigkeit eines angepassten Marktdesigns zu betonen.

Auf Grundlage der Bestimmung von Rollen und Verantwortlichkeiten, der Entwicklung eines neuen legislativen und regulatorischen Rahmens, der Identifikation neuer Marktszenarien und Geschäftskonzepte sind neue Anwendungsfallszenarien des zukünftigen Wertschöpfungsnetzwerkes zu beschreiben, die wiederum in neue Anwendungsfälle und neue Prozesse münden. Diese Anwendungsfallszenarien sind die Grundlage zur Definition neuer Geschäftsfälle und Produkte

Die im Projekt modellierten Anwendungsszenarien leiten sich aus folgenden moma-Kernzielen ab:

- **Bessere Markt- und Netzintegration der EE durch erzeugungsorientierten Verbrauch → variable Tarife zur Laststeuerung mit neuen Prognosen, Einkaufsvorteile durch Nutzung dieser Prognosen sowie Weitergabe eines Teiles der Einkaufsvorteile als Anreiz an Verbraucher**
- **Nutzung thermischer Energiespeicher zum Ausgleich des schwankenden Angebotes auf regionaler Ebene mit verbundener Regelung von Elektrizität und Wärme zur Erhöhung der Energieeffizienz**
- **Marktplatzinfrastruktur für neue regionale Marktmechanismen für neue Produkte und Bilanzierungsmechanismen, die Strom nahe am Erzeugungsort verbrauchen**
- **Neue verteilte Automatisierungsmechanismen in Niederspannungszellen des Verteilungsnetzes zur Reduzierung der Komplexität der Netzführung bei hohem Anteil von DEA, Laststeuerung und Messeinrichtungen**

5.3.1. Neue ökologische Lieferprodukte mit variablen Tarifen im Geschäftsfall GHM-L

5.3.1.1. Variable Tarife als Beitrag zur Flexibilisierung des Elektrizitätssystems

Eine zentrale moma-Zielstellung besteht darin, ein hohes Flexibilisierungspotential im zukünftigen Energiesystem dadurch zu erschließen, dass Erzeuger und Verbraucher von Energie durch den Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologie näher zusammengebracht werden. Näher bedeutet hier einerseits, den Verbrauch soweit wie möglich der Erzeugung ohne Komforteinschränkungen beim Endkunden folgen zu lassen, aber auch die Energienutzung erzeugungsnäher zu ermöglichen, um die

[7] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG)

Energieeffizienz zu erhöhen. Die Steuerung der Nachfrage erfolgt über variable Preise, die abhängig vom Angebot aus erneuerbaren Energien und der Herkunft der Energie entstehen. Für Privatkunden bedeutet diese Art der Steuerung eine neue Möglichkeit zur Beeinflussung ihrer Energiekosten. Die Teilnehmer des Projektes haben über wechselnde Preise zu verschiedenen Tageszeiten einen Anreiz, ihren Stromverbrauch auf Zeiten zu verlagern, in denen das Angebot groß und die Nachfrage klein ist. Die Anreize zur Lastverschiebung und damit verbundene bessere Verbrauchsprognosen nutzt der Energielieferant, Strom günstiger einzukaufen und diesen Preisvorteil an die Kunden teilweise weiterzugeben [Ka1106].

5.3.1.2. Automatisierung der Lastverschiebung beim Endkunden

Um die Lastverschiebung beim Endkunden auf der Grundlage variabler Tarife so kundenfreundlich wie möglich zu gestalten, wurde der Energiebutler™ entwickelt. Dies ist ein kleines Rechnersystem in der Liegenschaft des Kunden, der sich automatisch um den effizienten und kostengünstigen Energieeinsatz beim Kunden kümmern soll. Über ihn erhalten die Kunden den Strompreisverlauf des nächsten Tages. Aus diesem Preisverlauf und den Vorgaben des Kunden errechnet die Steuereinheit einen optimalen Einsatzplan für die angeschlossenen Geräte. Zum vorgegebenen Zeitpunkt schaltet das System dann den Strom für das jeweils angeschlossene Gerät ein. Auf diese Weise können größere Stromverbraucher wie Kälteanlagen, Wärmepumpen und Haushaltsgeräte, aber zukünftig auch das Elektroauto ihren Verbrauch in Zeiten größerer Angebote und niedriger Preise schieben. Der Kunde hat aber auch jederzeit die Möglichkeit, die Automatik abzuschalten und wie gewohnt die Geräte manuell zu bedienen.

Ziel ist es, dass der Energiebutler zukünftig die Basis für das gesamte Energiemanagement im Gebäude mit allen Geräten, Batterien und Stromerzeugern wie Solaranlagen und KWK-Anlagen darstellt und bei Stromüberschüssen aus diesen Anlagen die Möglichkeit zur automatischen Vermarktung von Strom bietet. Um den Teilnehmern des Feldtests unmittelbar eine Rückmeldung über den Stromverbrauch geben zu können, ist ein neuer elektronischer Zähler (Smart Meter) Bestandteil des Systems. Der Kunde kann seinen Stromverbrauch viertelstundengenau abfragen und erhält monatlich eine Rechnung. Der Zähler kann aus der Ferne automatisch abgelesen werden, so dass die Daten unverzüglich dem Kunden zur Verfügung gestellt werden können [Ka1106].

5.3.1.3. Umsetzungsvorschlag zum Business Case GHM-L

Der Business Case Großhandelsmarkt und Lieferant (GHM-L) betrachtet den finanziellen Vorteil eines veränderten Einkaufsprozesses auf Grundlage neuer Energiemengenprognosen abseites vom Einkauf mit Standard-Lastprofilen. Als Mittel für bessere Energiemengenprognosen werden Anreize an den Energienutzer vorgeschlagen, die zu einer prognostizierbaren Lastverschiebung führen.

Zur Umsetzung im Forschungsprojekt fanden Überlegungen bezüglich der zwei nachfolgenden Ansätze zur Bestimmung möglicher Einkaufsvorteile statt:

- Beschaffung auf Grundlage der neuen Energiemengenprognosen und Weitergabe des finanziellen Einkaufsvorteils durch den Lieferanten an den Energienutzer, womit ein finanzieller Anreiz für das Geschäftsmodell auf Seiten des Lieferanten und seitens des Energienutzers erzielt werden kann

- Simulation des neuen Einkaufsprozesses ohne Veränderung des produktiven Prozesses sowie Umsetzung des Anreizsystemes an den Energienutzer, womit der Kunde im Pilotprojekt einen nicht realisierten Einkaufsvorteil erhält

Umgesetzt wurde im Forschungsprojekt das zweite Szenario, da die Rahmenbedingungen zur Bilanzierung von Fahrplänen abseits von Standardlastprofilen die Grundlage für Beschaffungsvorteile sind, im aktuellen Marktdesign nicht gegeben waren. Die Nutzung von neuen Verbrauchsprognosen für den Energieeinkauf bei Nutzung von Standarlastprofilen für die Bilanzierung und den Versand von Fahrplänen an den Bilanzkreis-koordinator erzeugt Abweichungen zwischen Fahrplan und realer Energienutzung, die zu zusätzlichen Kosten für die Ausgleichsenergie führen. Wirtschaftlich interessant wird dieses Geschäftsmodell erst nach Änderung des Marktdesigns bezüglich des Standardlastprofilverfahrens.

In den hier zu beschreibenden Anwendungsfallszenarien wurde folgender Prozess vorgeschlagen, wobei die Funktionen im Bereich der Bilanzierung und des Einkaufs nur modelliert und in weiteren konzeptionellen Arbeiten untersucht werden sowie ebenso der Einkaufsvorteil nur durch Simulationen untersucht wird:

- Definition eines Stromlieferproduktes für die Feldtestkunden mit täglicher Kalkulation einer variablen Preiskurve.
- Preiskurve wird derartig gestaltet, dass einerseits die Preiselastizität der Endkunden untersucht werden kann, aber anderseits sich die Preiskurve mit Zeiten höherer und Zeiten niedrigerer Preise an den Börsenpreisen bei der EEX sowie der Erzeugungssituation mit Erneuerbaren Energien ausrichtet. Mit den Preisvariationen soll die Lastverschiebung in Zeiten niedriger Preise erreicht werden, wobei dem Energienutzer in der gesamten Lieferbetrachtung ein finanzieller Vorteil entstehen soll und im umgekehrten Falle zur Motivation für die Teilnahme am Feldtest die Best-Preis-Abrechnung gewährt wird.
- Einsatz neuer Prognosemethoden zur Berechnung der variablen Preiskurve auf Grundlage prognostizierter Börsenpreise sowie von Erzeugungsvorhersagen in Verbindung mit Wetterdaten
- Einsatz neuer Prognosemethoden bei der Bilanzierung auf Seiten der Liefermengen zum Ersatz des Einkaufes mit Standardlastprofilen, um Beschaffungsvorteile im Day-Ahead-Energiehandel erzielen zu können, wobei die Einkaufsvorteile im Feldtest nicht realisiert werden, sondern durch eine Handelssimulation die potentiellen wirtschaftlichen Vorteile simuliert werden
- Simulation der Handelsprozesse auf Basis der neuen Energiemengenprognosen auf der Verbrauchsseite abseits von Standardlastprofilen, wobei damit der Beschaffungsprozess auf der Summe aller Energiemengenprognosen für die Kunden zum neuen Produkt in moma beruht
- Im Bilanzierungsprozess Fahrplanmeldungen an den Bilanzkreiskoordinator mit Standardlastprofilen sowie an die Automaten der Netzzellen im Verteilungsnetz auf Grundlage der prognostizierten Energiemengen
- Definition einer Anforderung im Positionspapier für notwendige regulatorische Änderungen, um zukünftig auch Fahrplanmeldungen an den Bilanzkreiskoordinator auch bei Haushalts- und Gewerbekunden abseits von Standardlastprofilen zu ermöglichen, um Energiemengenprognosen für Einkauf sowie Meldungen an den Bilanzkreiskoordinator zur Ermöglichung des Business Cases in Einklang zu bringen

- Automatisierung der Prognose-, Bilanzierungs- und BKV-Meldeprozesse sowie der Übergabe des Fahrplanes an die Beschaffung über die dezentrale Komponente des Energiemarktplatzes, den Marktmoderator
- Automatisierung der Umsetzung von variablen Preiskurven in Gerätefahrpläne und automatisierte Geräteansteuerung entsprechend den Fahrplänen mittels Energiebutler in der Unterobjektzelle (UOZ) sowie Visualisierung von Verbrauchsdaten mittels Messeinrichtungen, Smart Meter Gateway in der Objektnetzzelle (ONZ) und Energiedaten-Server (EDS) in der Verteilungsnetzzelle (VNZ)

Mit dieser inhaltlichen Ausgestaltung des Geschäftsfalles GHM-L wird die Verbindung der Erschließung von Einkaufsvorteilen beim Lieferanten auf Basis neuer Energiemengenprognosen und neuer Beschaffungsprozesse abseits von Standardlastprofilen mit dem Kostensenkungsanreiz an den Energienutzer zur Anwendung des variablen Tarifes zwecks Lastverschiebung vorgeschlagen. Dabei erfolgt eine teilweise Weitergabe des Beschaffungsvorteiles. Die Bilanzierungsprozesse, die Lieferung von Fahrplänen und die Übergabe von Fahrplänen an das Verteilungsnetz und Verteilungsnetzzellen sowie die Beschaffung durch den Marktmoderator werden genauso automatisiert wie die preisabhängige Gerätesteuerung beim Energienutzer über den Energiebutler.

Die Anwendungsfallszenarien im Geschäftsfall GHM-L zum anreizbasierten Lastmanagement auf Grundlage eines variablen Tarifs sollen mit folgender Darstellung inklusive Rollenzuordnungen dargestellt werden.



Abbildung 13: Geschäftsfall GHM-L mit variablem Tarif zum anreizbasierten Lastmanagement

Das Produkt für die moma-Feldtestteilnehmer ist zusammen mit dem Lieferanten zu definieren. Dabei sind die Prozesse im Anwendungsszenario Produktdefinition selbst nicht Bestandteil des moma-Projektes. Ebenso werden die zum Geschäftsmodell gehörenden Prozesse in den Anwendungsszenarien Marketing und Vertrieb sowie auch zum Service während der Laufzeit eines Vertrages zum Produkt in moma nicht spezifiziert und umgesetzt. Hierzu wird auf die vorhandenen Prozesse des Marktpartners Lieferant aufgesetzt.

Bestandteil von moma sind die beiden Anwendungsszenarien Verbrauchssteuerung und virtueller Bilanzkreis. Beide Anwendungsszenarien zusammen bilden einen geschlossenen Regelkreis zur Zusammenführung von Erzeugung und Verbrauch. Diese Regelschleife wird in folgender Abbildung zuerst in abstrakter Weise eingeführt.

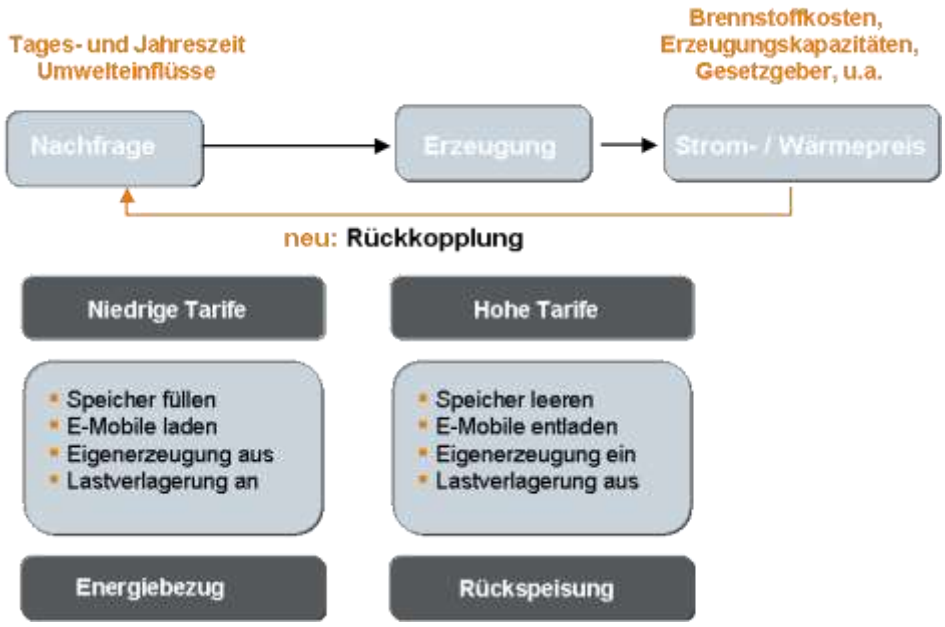


Abbildung 14: Regelkreis zur Anpassung von Erzeugung und Verbrauch mit variablen Preisen

Die Energienachfrage wird durch verschiedene Parameter wie Tages- und Jahreszeit sowie Umwelteinflüsse bestimmt. Damit wird eine definierte Strom- und Wärmeerzeugung angefordert. Die Erzeugungspreise bilden sich dann am Markt durch weitere Parameter wie Brennstoffkosten, Erzeugungskapazitäten und gesetzgeberische Randbedingungen. Zukünftig soll die Rückkopplung der Marktpreise zur Nachfrage eingeführt werden, um die Nachfrage zu beeinflussen. Niedrige Tarife bieten dann den Anreiz den Energiebezug zu aktivieren, indem Energiespeicher befüllt, E-Mobile geladen sowie Geräte zur Lastverlagerung angeschalten werden. Hohe Tarife bieten den Anreiz, den Energiebezug zu verringern, indem Energiespeicher geleert, E-Mobile entladen sowie Geräte zur Lastverlagerung ausgeschalten werden.

Die **Verbindung der Anwendungsfallszenarien Verbrauchssteuerung und virtueller Bilanzkreis** beschreibt den energetischen Betriebsablauf zur Energiebeschaffung und Energielieferung sowie die „Regelschleife Energiebeschaffung und –lieferung mit anreizbasierten Lastmanagement“. Der Regelkreis umfasst folgende Teilschritte

- startend mit Marktprognosen zur Bildung von SOLL-Werten (EEX-Preisprognose bis zu Energiemengenprognosen),
- über den Energieeinkaufsprozess,
- die nachfolgende Bildung von Preisprofilen für den Energienutzer auf Grundlage einer Marktsituation,

- die Anwendung der Preisprofile in den Objekten der Energienutzer zur Erstellung von Gerätefahrplänen,
- die zeitplanbasierte Ansteuerung von Geräten,
- die Verbrauchsmessung und das zentrale und dezentrale Verbrauchsmonitoring mit Erhalt von IST-Werten des Energiebedarfes,
- sowie den abschließenden Schritt der Regelschleife durch SOLL/IST-Vergleich und IST-Erfassung der neuen Marktsituation zum Starten neuer Prognosen,

womit der Regelkreis geschlossen ist.

Das Anwendungsfallszenario „virtueller Bilanzkreis“ wird durch die Funktionsgruppen Energieprognosen, Energieeinkauf und Fahrplanmeldung beschrieben, während das Anwendungsszenario Verbrauchssteuerung durch die Funktionsgruppen Preisprofile, Gerätesteuerung und Verbrauchsmonitoring bestimmt wird. Die nachfolgende Abbildung setzt entsprechend den genannten Teilschritten die wichtigsten Anwendungsfälle der zwei hier betrachteten Anwendungsfallszenarien mit den allgemeinen Komponenten eines Regelkreises in Beziehung. Die detaillierte Beschreibung der für diesen Prozess modellierten sowie für Feldtests oder Simulationen implementierten Anwendungsfälle (Use cases) erfolgt in [moma1203].

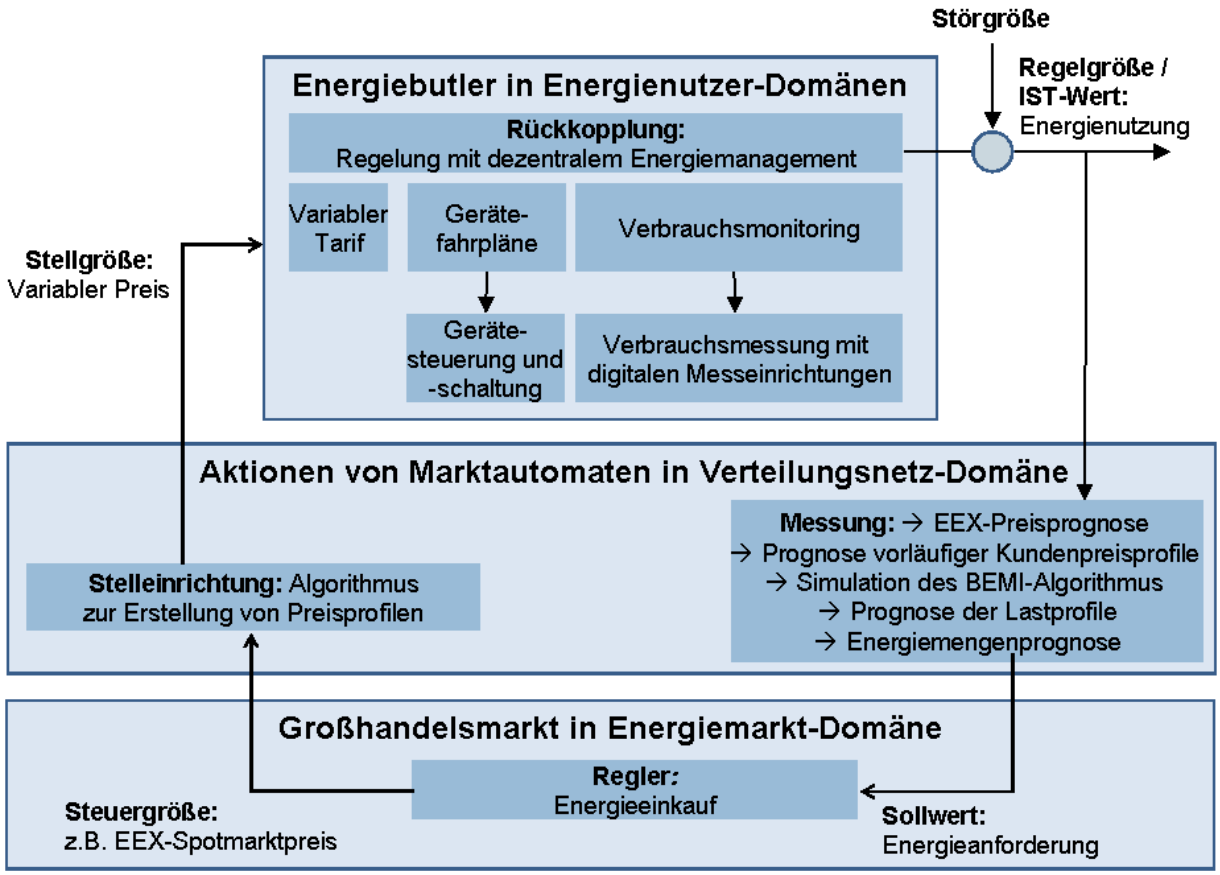


Abbildung 15: Regelschleife Energiemanagement mit anreizbasiertem Lastmanagement

5.3.2. Netzlastmanagement im Niederspannungsbereich (NLM)

5.3.2.1. Hintergründe der Automatisierung im Verteilungsnetz

Mit der fortschreitenden Nutzung erneuerbarer Energien durch dezentrale Anlagen im Verteilungsnetz auf der Seite des Kunden entwickelt sich ein bidirektionaler Energiefluss zwischen Übertragungsnetz, Verteilungsnetz und Netznutzerobjekten (Liegenschaften). Der Einfluss dieses bidirektionalen Flusses im Netz wird so relevant, dass ein aktives Management dezentraler Anlagen erforderlich wird. Die aktuell unkontrollierte Einspeisung im dezentralen Bereich ist durch ein dezentrales Energiemanagement zu überwinden. Erste Ansätze dazu wurden mit der Bündelung von verteilten Erzeugungskapazitäten in virtuellen Kraftwerken geschaffen. Die Netzsteuerung erfolgt aber weiterhin durch zentrale Operationen in den Leitwarten der Übertragungs- und Verteilungsnetze, mit der Folge einer stark zunehmenden Komplexität der Steuerung durch die wachsende Anzahl einzubeziehender dezentraler Elemente. Damit steigt aber auch die Komplexität des bisherigen Bilanzkreismanagements mittels überregionaler Regelzonen auf Übertragungsnetzebene. Die Entwicklungen hin zum intelligenten Energieversorgungssystem widmen sich deshalb insbesondere neuer Methoden zur dezentralen und automatisierten Netzführung im Verteilungsnetz sowie virtuellen Bilanzkreisen, die lokale Situationen ebenso berücksichtigen können wie die Schaffung neuer erzeugungsbezogener oder auf bestimmte Verbraucher ausgerichtete Produktgruppen.

Der Komplexitätsbegriff ist durch die Merkmale Vielfalt, Organisiertheit und Verbundenheit definiert [Rp08]. Ein höherer Komplexitätsgrad zeichnet sich zuerst durch höhere Vielfalt aus. Dies bedeutet die Steigerung der Anzahl zu steuernder Elemente verschiedenster Art im System. Komplexität führt zu wachsender Organisiertheit. Die vielen Elemente sind zu diversen in Interaktion stehenden Strukturen zu organisieren. Als weiteres Merkmal der Komplexität gilt die Verbundenheit. Die Elemente sind durch physische Glieder, Energieaustausch sowie Kommunikationsformen miteinander verbunden. Forschungen auf dem Gebiet der künstlichen Intelligenz, insbesondere im Bereich der Robotik, führten zu der Erkenntnis, dass zentrale Steuerungen bei steigender Komplexität ab einem bestimmten Grade unbeherrschbar werden. Die Grenzen von Steuerbarkeit und Kontrolle werden überschritten [Kk94]. Komplexität ist dann wieder zu reduzieren. Die Reduktion von Komplexität kann durch autonomiefähige, selbst organisierende, aber gleichzeitig zum Gesamtsystem verbundene Strukturen, die intelligent und synergetisch handeln, erreicht werden.

Aktuell sind dabei hierarchische und netzwerkartige Verbindungsansätze der autonomen Steuerungsstrukturen für ein dezentrales Energiemanagement in selbst organisierenden Strukturen bekannt, die im Sinne einer hohen Synergie im Gesamtsystem aber immer von Rahmenbedingungen aus zentralen Netzführungsinstanzen ausgehen. Gemeinsam ist den verschiedenen Ansätzen der Gedanke eines dezentraleren Energiemanagements mit Regelkreisen in regionalen Strukturen zur Ergänzung zentraler Steuerungsmaßnahmen. Damit entsteht ein intelligentes Energieversorgungssystem auf Grundlage einer verteilten und dezentralen Automatisierungslösung.

Als Netzwerk-Topologie wird deshalb ein zellularer Ansatz vorgeschlagen, wobei der Begriff der Zelle einerseits auf selbstoptimierende Netznutzerobjekte sowie auf Netzregionen angewendet wird. Jede Zelle bildet einen eigenständigen Regelkreis, wobei die Regelkreise wiederum untereinander zum Gesamtsystem verbunden sind. Alle Regelkreise besitzen als selbstoptimierende Netzcluster eine analoge Ausstattung mit den Elementen eines Energieversorgungssystems (Erzeuger, Verbraucher, Speicher, Netzbetriebsmittel), verfügen über die Fähigkeit zur autonomen Handlung und stellen sich in der Außensicht als Quelle für Energieeinspeisung sowie auch als Senke für Energiebezug zu benachbarten Regelkreisen dar.

Eine derartige verteilte Steuerungsstruktur mit autonomiefähigen, aber synergetisch zusammen arbeitenden Regelkreisen (Zellen), besitzt gegenüber einer zentralen Steuerung folgende vier Merkmale.

- → Es existiert eine Verbindung zur zentralen Steuerung, aber bisherige alleinige Zentralsteuerung wird durch dezentrale Verantwortung und Abstimmung ergänzt. Entsprechende Geschäftsmodelle und Anreizsysteme für alle Marktbeteiligten im Umfeld der beschriebenen Architektur sind zu definieren.
- → Zweitens besitzen die Untereinheiten in der beschriebenen Weise eine autonome Natur.
- → Drittens ist eine hochgradige Vernetzung der Untereinheiten notwendig.
- → Das vierte Merkmal besteht darin, dass die hochgradige Vernetzung und die Rückkopplung in den Regelschleifen innerhalb der Zellen zu einer nichtlinearen Kausalität der Beeinflussung unter Gleichen führt, die neue Anforderungen bei der Simulation von Netzen zur zukünftigen Netzplanung mit sich bringt.

Da die Zellen derartig geregelt werden, dass ein hohes Maß an Autonomie entsteht, kann der Energiefluss zwischen den Zellen reduziert werden. Damit werden im Verteilungsnetz Kostenersparnisse durch vermiedenen Netzausbau mit intensivem IKT-Einsatz bei steigendem Anteil der schwankenden Erzeugung mit erneuerbaren Energien erzielt.

Nicht zuletzt führt die wachsende Bedeutung der dezentralen Erzeugung, des dezentralen Energiemanagements in der Netzführung und in regionalen Marktmechanismen im Internet der Energie zu einer höheren Robustheit, sogar zur Selbstheilung im Falle von Unfällen, Angriffen oder von Naturkatastrophen analog zum Internet der Information [BKN09].

Dezentrale Entscheidungen werden nach diesem neuen Konzept auf Grundlage von Informationen zu Marktsituationen, des Netzzustandes und von Umgebungsinformationen getroffen. Dabei soll ein autonomes und intelligentes Handeln von Energieverbrauchern, -speichern und dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) in zellularen Netzstrukturen bei Minimierung des Grades an zentraler Steuerung erreicht werden. Der Begriff der **Verteilungsnetzautomatisierung** beschreibt damit die Zerlegung von bisher als Gesamtentität zentral geführten Netzen in selbständige aber verbundene Regelkreise mit der automatisierten Abbildung der energiewirtschaftlichen Grundprozesse bezüglich Prognosen, Preisbildung, Bilanzierung, Ausgleichsmechanismen, Erhaltung der Versorgungsqualität, Insel- und Schwarzstartfähigkeit im zugeordneten Regelkreis sowie die definierte Interaktion mit benachbarten Netzregionen und den Anschlussobjekten der Endkunden.

5.3.2.2. Bezug zum Smart Grid

Das Konzept mit regionalen Ausgleichsmechanismen, Systemdienstleistungen, Insel- und Schwarzstartfähigkeit als eigenständige aber auch verbundene Regelkreise, die in verschiedenen Spannungsebenen auch hierarchisch organisiert sind, wurde auf der Grundlage einer zunehmend schwankenden und auch dezentraleren Erzeugung mit erneuerbaren Energieträgern begründet. Dabei gilt es, die Synergie im Gesamtnetz sowie die Versorgungssicherheit trotz energetisch eigenständig handelnder Regionen und Anschlussobjekte zu erhalten. Große Regelkreise in alleiniger Systemverantwortung des Übertragungsnetzbetreibers werden zerlegt in kleinere Regelkreise, wo der Übertragungsnetzbetreiber in seiner Systemverantwortung durch Verteilungsnetzbetreiber zunehmend unterstützt wird.

Verteilungsnetzbetreiber wiederum können Liegenschaften mit eigenen dezentralen Energiemanagementsystemen in Systemdienstleistungen einbeziehen.

Die Wahl eines zellularen Ansatzes zur Netzwerk-Topologie ist damit offensichtlich sinnvoll, wobei der Begriff der Zelle einerseits auf selbstoptimierende Anschlussobjekte mit allen notwendigen Elementen im Energieversorgungssystem angewendet werden kann.

Unter Betrachtung des Aspektes Versorgungssicherheit ist es aber ebenso sinnvoll, selbstoptimierende Anschlussobjekte zu Domänenstrukturen zu bündeln und an eine Verteilungsnetzzelle als hierarchisch übergeordnete Netzstruktur anzubinden. Die selbstoptimierende Verteilungsnetzzelle mit Erzeuger- und Speicherpotentialen bildet eine Quelle für Energieeinspeisung zum Kundenobjekt, in andere Verteilungsnetzzellen, in das Übertragungsnetz sowie auch eine Senke für Energiebezug aus den Kundenobjekten, aus anderen Verteilungsnetzzellen und vom Übertragungsnetz.

Durch umfassende Einbeziehung von Erzeugungsanlagen, Verbrauchern, Speichern in Markt- und Netzprozesse durch ein erweitertes Kommunikationssystem aus Kommunikationsnetzwerk, Gateways und Diensteplattformen bis zu den Liegenschaften und ein Automatisierungssystem aus Messmitteln, Stell-, und Regeleinrichtungen stellt ein als Zelle definierter Netzbereich einen eigenständigen energetischen Regelkreis dar, der im Störungsfall insel- und schwarzstartfähig ist sowie in der Außensicht als Quelle für Energieeinspeisung zu benachbarten Regelkreisen und auch als Senke für Energiebezug wirkt.

Auf Basis dieser Sichtweise wird das Smart Grid als ein intelligentes Energienetzwerk und Regelsystem aus intelligenten Erzeugern, Speichereinrichtungen, Verbrauchern und Transporteinrichtungen mit der Unterstützung von Informations- und Kommunikationstechnologie als auch von Automatisierungstechnologien bezeichnet [DKE-Wiki].

Die aufgeführten Komponenten des Energieversorgungssystems, erweitert um das Energieinformationssystem in Verbindung mit entflochtenen Funktionalitäten von Markt- und Netzakteuren, zunehmend abgewickelt durch automatisierte Prozesse, sind ebenso in zentral geführten Systemen als geschlossener Regelkreis zusammenführbar, wie auch in vollständig ausgestatteten eigenständigen Zellen als geschlossene aber verbundene Regelkreise. Die Entscheidung zur Zerlegung fällt aus Komplexitätsgründen bei hoher Dezentralität als auch aus Gründen der höheren Versorgungssicherheit zellularer Strukturen durch Nutzbarkeit von Selbstheilungsmechanismen, Insel- und Schwarzstartfähigkeit mit Synchronisierung nach Systemwiederherstellung.

Zellulare Strukturen als verbundene Regelkreise lassen sich aber ebenso in hierarchische Steuerungskonzepte ausgehend von Supergrids, Übertragungsnetzen, Verteilungsnetzen hin zu den Netzen in den Liegenschaften der Endkunden organisieren.

Kern der Regelkreise sind intelligente Steuerungssysteme zur regionalen Prozessabwicklung von Markt- und Netzprozessen. Mit verbundenen Regelkreisen im Gesamtsystem entstehen verteilte Steuerungssysteme. Der Ansatz ist noch mit weiteren wissenschaftlichen Untersuchungen zur Netzsimulation für eine größere Anzahl an Netzzellen auf seine Stabilität zu untersuchen. Abzuleiten sind dabei die Regeln zur Interaktion der Regelkreise bei der Gestaltung eines ganzheitlich wirkenden Energiesystems. Dabei sollen Regelmechanismen im Netzbereich mit leistungsbezogenem Kapazitätsmanagement für die Einhaltung der Spannungsqualität sowie den regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sorgen. Weiterhin wirken marktbezogene Regelmechanismen mit mengenbezogenem Energiemanagement als Vermittler zwischen Erzeugung und Verbrauch unter Einsatz einer erzeugungsorientierten Nachfragesteuerung.

Ermöglicht werden die dezentralen Regelmechanismen durch die Ausstattung aller Netzzellen mit

- den energetischen Betriebsmitteln in Form von Erzeugern, Verbrauchern, Speichern und Netzbetriebsmitteln
- eigenständig handelnden intelligenten Steuerungssystemen im Zusammenhang mit Mess- und Stellelementen der jeweiligen Zelle in den Anschlussobjekten und in Netzzellen (moma-Automaten in Liegenschaften sowie für Markt- und Netz in Verbindung mit Smart Metering)
- Interaktion über echtzeitfähige und auf Internetprotokoll basierende Breitband-Kommunikations-Infrastruktur sowie Gateways und Diensteplattformen in den Zellen (Meter-, Energiemanagement-, Netzzellen-Gateways) zur Verbindung von Anschlussobjekten, Netzzellen und hierarchisch übergeordneten Netzbereichen (moma-Kommunikationsinfrastruktur über Breitband Powerline sowie BDKE als Smart Meter Gateway und Energiebutler als Energiemanagement Gateway)
- einer serviceorientierten, verteilten Systemarchitektur zur genormten Daten- und Dienste-vermittlung, die als Informations- und Diensteplattform auch als Träger des Energiemarktplatzes wirken kann sowie die Verbindung mit zentralen Diensten der Netzführung (Smart Operations) und Diensten der Akteure am Energiemarkt (Smart Market) herstellt (moma-Architektur mit alphaCORE und alphaCELL)

Eigenständigkeit, Verbundenheit und Interaktion ähnlicher Systeme stellen, wie oben zur Komplexität ausgeführt, die Grundlage für eine synergetische Entwicklung auf eine gemeinsame Zielfunktion dar.

Die Verbindung von Regelkreisen in Anschlussobjekten mit Regelkreisen in Netzzellen in Zusammenhang mit externen Parametern des Energiemarktes und den übergeordneten Netzführungsebenen führt zur Evolution eines Gesamtsystems. Dabei werden die Steuerungssysteme in den Zellen durch lokale Messungen, Informationen über Zustände in anderen Zellen sowie gemeinsame externe Parameter von zentralen Leitsystemen und Marktplätzen sowohl zur lokalen Optimierung in der Zelle aber auch zum synergetischen Zusammenwirken als Gesamtsystem angereizt. Damit entsteht ein Informations- und Energieaustausch zwischen den Zellen, der für ein selbstoptimierendes Gesamtsystem sorgt. Erste Schritte auf diesem Wege werden im Kapitel zur Simulation sowie den dort genannten Quellen ausgeführt. Ebenso wird dort der weitergehende Forschungsbedarf adressiert.

5.3.2.3. Neue Anforderungen, Basiskonzepte und Funktionen im Verteilungsnetz

In der Vergangenheit beschränkte sich die Funktion der Netze nur darauf, Kapazitäten in Form von Leitungsquerschnitten zur Verfügung zu stellen. Im Rahmen der zukünftigen regenerativen, fluktuierenden und dezentraleren Erzeugung ist aber die ausschließliche Ausrichtung auf Leitungsquerschnitte nicht mehr ausreichend. Das fluktuierende Gesamtsystem der Zukunft erfordert eine starke Flexibilisierung des Gesamtsystems.

Neben einer Flexibilisierung des fossilen Kraftwerksparks könnten langfristig u. a. folgende Mittel zu einer Flexibilisierung beitragen:

- Kombinierter Ausbau zentraler und dezentraler Erzeugung
- Erhöhung der Reservepotentiale durch zentrale und dezentrale Energiespeicher

- Last- und Erzeugungsverschiebungspotentiale durch anreizbasierte Systeme mit variablen Tarifen sowie mit Formen der Direktsteuerung durch den Systemverantwortlichen, wobei möglichst auf eine Drosselung oder Abregelung der dargebotsabhängigen Erzeugung verzichtet werden sollte
- Flexibilität des Netzes durch zellulare Strukturen und eigenständige aber gleichzeitig verbundene Regelkreise mit automatisierter Steuerung, um Ausgleichsanforderungen zwischen den Zellen über den Verbund zu ermöglichen (keine autarken Zellen)
- Flexibilität durch integrierte, spartenübergreifende Strom-, Gas- und Wärmesysteme

Ob, inwieweit und ab welchem Zeitpunkt einzelne dieser Mittel zu einer erforderlichen Flexibilisierung beitragen, und welche Stellung ihnen wann im zukünftigen Energiesystem zuzumessen ist, ist noch weiter zu analysieren. Dabei ist auch ein volkswirtschaftlicher Ansatz erforderlich, der die Versorgungssicherheit beinhaltet und sowohl die Wahrscheinlichkeit großflächiger als auch kleinräumlicher Ausfälle berücksichtigt. Denn eine stärkere Flexibilisierung und Ausschöpfung möglicher Reserven erhöht zwar die Versorgungssicherheit, dürfte aber gleichzeitig zu höheren Kosten führen. Deshalb ist die erforderliche Versorgungssicherheit zu diskutieren, wobei auch erwogen werden könnte, dass Verbrauchern vertraglich unterschiedliche Niveaus an Versorgungssicherheit angeboten werden könnten.

Der Vorschlag zur Netzführung in einer zellularen Struktur mit eigenständigen aber verbundenen Regelkreisen stellt einen Beitrag zur Erhöhung der Flexibilisierungspotentiale dar. Die Begründung entsteht aus folgender systemtheoretischer Überlegung. Flexibilisierung erreicht man physikalisch durch die Entkopplung verbundener Parameter und Regelkreise. Wenige zentrale Energiequellen, zentrale Energiespeicher und eine zentrale Netzführung mit zentralen Ausgleichsmechanismen können in idealisierter Weise als ein physikalisches Gesamtsystem betrachtet werden, das als ein einziger großer Regelkreis zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch wirkt. Wird nun dieses Gesamtsystem in kleinere Strukturen, also Netzregionen oder Zellen als eigenständige aber verbundene Regelkreise zerlegt, wirkt die Summe aller dieser Teilsysteme mit höherer Flexibilität. Inwieweit die Flexibilität tatsächlich zunimmt, müssen weitere Studien noch zeigen.

Diese Betrachtungsweise erweitert um zusätzliche Flexibilisierungsoptionen durch integrierte, spartenübergreifende Strom-, Gas- und Wärmesysteme (z. B. Power-to-gas) zeigt, dass eine Konzentration der Netze auf Leitungsquerschnitte nicht mehr ausreichend ist. Die Netze stellen in Zukunft die informationstechnische und physikalische Basisinfrastruktur und bilden die Basisplattform für Marktmodelle. Ohne ein zuverlässiges, funktionierendes Netz stehen den Netznutzern die wettbewerblichen Marktmodelle nicht zur Verfügung.

Um in jeder Netzregion den regulatorischen Anforderungen bezüglich der Entflechtung von Netz und Markt gerecht zu werden, aber gleichzeitig die zukünftige Abstimmung zwischen Netz und Markt abzusichern, wird die Unterscheidung zwischen Funktionen für Energiemengen (Quantität) im Markt, für Netzkapazität und -qualität sowie Funktionen zur Schaffung von Flexibilität in der Interaktion zwischen Netz und Markt getroffen. Unter der von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Betrachtungsweise zu Kapazitätsmanagement und Energiemanagement wird deshalb durch den BDEW eine Einordnung mittels eines Kapazitätsampelmodells vorgenommen, das mit nachfolgendem Bild kurz erläutert wird [BDEW13].

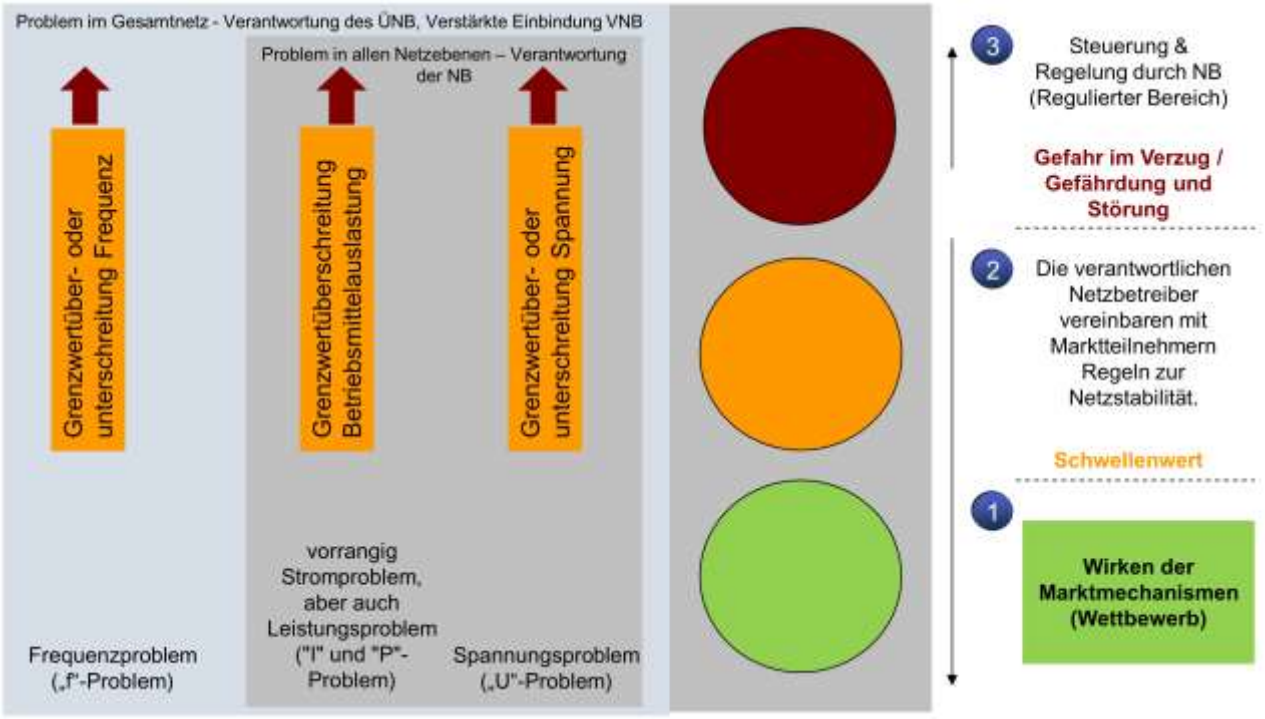


Abbildung 16: BDEW-Ampelkonzept für die Interaktion zwischen Netz und Markt [BDEW13]

Folgendes grundlegendes Konzept wird dabei angesetzt.

Bei stabilem, sich in Sollbereichen befindlichem Netz wirken bezüglich steuernder Funktionen der Energieflüsse nur die Marktfunktionen, die der grünen Ampelfarbe zugeordnet werden. Ein steuerndes Eingreifen des Netzes ist nicht notwendig. Im Übergangsbereich bei durch Prognosen erkannten Gefahren wird ein vorausschauendes Einwirken des Netzes notwendig. Hier benötigt das Netz Flexibilitäten im Energiefluss vom Markt. Diesen Funktionalitäten wird die gelbe Ampelfarbe zugeordnet. Damit haben die Marktteilnehmer und Netzbetreiber ergänzend zu heutigen Anschlussbedingungen oder Regelenergiemarktabläufen neue Mechanismen zu vereinbaren. Diese können beispielsweise finanziell anreizbasiert aufgestellt werden, wobei mögliche Geschäftsmodelle für den Netzbetreiber in diesem Rahmen in [VDE12] betrachtet werden. Mit der roten Ampelfarbe ist Gefahr unmittelbar im Verzug. Gefährdungen oder Störungen werden durch aktuelle Messwerte erkannt. Hier muss der Netzbetreiber zwingend eingreifen, wobei diese Maßnahmen dem regulierten Bereich unterliegen. Mechanismen werden hierbei in der Regel mit Methoden zur Direktsteuerung von Anlagen wirken.

Das im Gelb- und Rot-Bereich anzuwendende Regelwerk ist noch weiterzuentwickeln und im Gelb-Bereich zu definieren. Erste Schritte wurden mit der EnWG-Novelle 2011 gegangen, aber bilden noch nicht das Gesamtdesign für den benötigten zukünftigen energiewirtschaftlichen Rahmen ab.

Erweiterte Betrachtungen zur Ausgestaltung der Funktionen bei Sicherstellung der Flexibilität in unterschiedlichen Netzregionen mit unterschiedlichsten Rahmenbedingungen wurden in [VDE12] geführt.

Innerhalb der zellularen moma-Architektur ist der Netzautomat in seiner Netzregion für die Erhaltung der Powerqualität sowie für den regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zuständig. Das moma-Modell ermöglicht im Störungsfall (Rot-Bereich), z.B. akute Verletzung von Spannungsgrenzwerten mit

zeitkritischer Behandlungsnotwendigkeit, die direkte Interaktion mit Anlagen in den Gebäuden über den Energiemanager, mit Netzautomaten benachbarter und mit übergeordneten Netzregionen, um Systemdienstleistungen zu erhalten.

Im Regelfall sollen eine vorausschauende Überwachung und Prognosen den Störungsfall verhindern. Im Falle prognostizierter Grenzwertverletzungen (Gelb-Bereich) wird im moma-Modell ein Mechanismus eingerichtet, der über Marktautomaten in der Netzregion Flexibilitäten zur Störungsverhinderung beschaffen kann. Der Marktautomat kann wiederum diese Flexibilitäten durch verschiedene Mechanismen unter Anwendung fest vereinbarter Fahrpläne oder durch Anreizmechanismen mit variablen Preisen

- bei den Kundenliegenschaften in der Netzregion mit Energiemanager
- über andere Marktautomaten weiterer Marktakteure
- sowie auch über übergeordnete Energiemärkte

besorgen.

Im Normalbetrieb ohne akute sowie auch ohne prognostizierte Grenzwertverletzungen (Grün-Bereich) agiert der Markt weitgehend ohne Interaktion mit dem Netzautomaten. In diesem Fall findet vorrangig nur eine Kommunikation zwischen Marktautomaten, übergeordneten Märkten und Energiemanagern in Kundenliegenschaften statt. Der Netzautomat erhält vom Marktautomaten nur die Fahrpläne und agiert ansonsten im Überwachungsmodus. Erkennt der Netzautomat mit den gemeldeten Fahrplänen aber eine zukünftige Überlastungssituation, schaltet sich wiederum ein Gelb-Mechanismus ein, der es dem Netzautomaten ermöglicht, mit variablen Netzentgelten dem Marktautomaten Anreize zur Flexibilisierung des Verbrauches zu übersenden.

Zur automatisierten Ausführung von Regelmechanismen im Verteilungsnetz wurden folgende Einsatzfälle identifiziert.

Teilnahme an Frequenzregelung mit dezentralen Anlagen (f-Problem)

- Spannungsregelung (U-Problem)
- Spitzenlastbegrenzung durch Engpassmanagement (I-Problem)
- Import-/Export-Leistungsbilanzausgleich an den technischen Grenzen des Regelkreises (P-Problem)
- Regelung des Leistungsfaktors durch Blindleistungskompensation (Phi-Problem)
- Leitungsfehlererkennung, Isolation und automatisierte Restauration durch Topologie-Veränderung (Problem interner Netzkomponentenausfälle)
- Erkennung von Störungen in externen Regelkreisen mit den Fähigkeiten zum Schwarzstart und zur Inselbildung sowie zur Wiedersynchronisierung (Problem externer Netzkomponentenausfälle)

Das moma-Projekt konzentrierte sich mit den Implementierungen für die Simulation sowie die Simulationsläufe auf die Spannungsregelung sowie die Spitzenlastbegrenzung. Quantitative Ergebnisse werden im Kapitel Simulation sowie den zugehörigen Quellen aufgezeigt. Grundsätzlich sind die zellulare Architektur sowie das Ampelmodell aber geeignet, die anderen aufgeführten Problemstellungen zu behandeln. Bezüglich einer gesamthaften Modellbildung für alle Funktionen, in der Interautomaten-Kommunikation auf gleicher Netzhierarchieebene sowie der Interaktion mit übergeordneten Netzebenen

über alle Spannungsbereiche sowie der Interaktion mit einer Vielfalt von Marktautomaten verbleibt noch weiterer Forschungsbedarf.

Die detaillierte Beschreibung der für den moma-Prozess im Netzlastmanagement modellierten sowie für Feldtests oder Simulationen implementierten Anwendungsfälle (Use cases) erfolgt in [moma1203].

Nachfolgend wird mit der Begründung zur Spannungsregelung im Verteilungsnetz, insbesondere im Niederspannungsbereich, ein Beispiel der Modellierungsarbeit in [moma1203] als Grundlage für die Implementierung im Rahmen der Simulationsumgebung näher erläutert.

5.3.2.4. Szenarien und Anwendungsfälle für die Automatisierung im Verteilungsnetz[8]

Nachdem oben die prinzipielle Notwendigkeit für den Ausbau der verteilten Automatisierung auch im Niederspannungsbereich der Verteilungsnetze dargestellt wurde, werden im Folgenden die Anforderungen spezifiziert, um daraus zukünftige Maßnahmen zu beschreiben. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf Anwendungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Energiegewinnungsanlagen, wobei die Interaktion mit den DEA sowie zugehörige Prozesse zum Messstellenbetreiber und -dienstleister (MSB/MDL) und zum Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit nachfolgender Darstellung verdeutlicht werden.

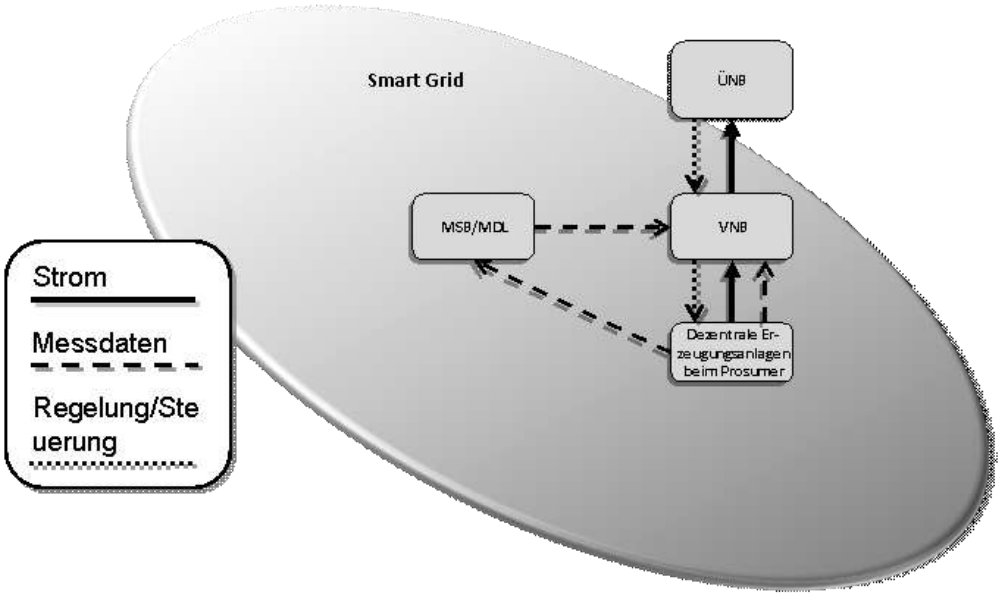


Abbildung 17: Flüsse von Messdaten, Steuerungsinformationen und Strom

Das Projekt moma konzentriert sich hierbei auf die Steuerung und Regelung von Erzeugung und Verbrauch in den Niederspannungsnetzen.

[8] Autoren: Andreas Kießling, Mariam Khattabi (MVV Energie AG)

Systemdienstleistungen zur Erhöhung der Netzstabilität in Verteilungsnetzen innerhalb eigenständiger Regelkreise erfordern das Monitoring betriebsrelevanter Kenngrößen in Echtzeit, um neuartige Versorgungskonfigurationen – hervorgerufen durch dezentrale Energiegewinnungsanlagen mit stochastischem Verhalten und zusätzliche Lasten wie z.B. Elektrofahrzeuge – auf das Einhalten betrieblicher Grenzwerte hin zu überprüfen.

Die Verteilungsnetze auf der Niederspannungsebene werden zumeist strahlenförmig betrieben. An einem solchen Leitungsstrang befinden sich mehrere Anschlüsse hintereinander. Bei dieser Betriebsweise ist neben den Leistungsflüssen das Spannungsprofil entlang der Leitung als kapazitätsbegrenzende Größe von großer Bedeutung.

Die Netzspannung in den Verteilungsnetzen hat eine Soll- oder Bemessungsspannung U_N = 400 Volt und darf nur innerhalb eines engen Spannungsbandes Umin ≤ U_N ≤ Umax schwanken (in der Regel um ±10 %). Eine Einspeisung hebt typischerweise lokal das Spannungsniveau, während eine Leistungsentnahme lokal das Spannungsniveau senkt. Nachfolgende Abbildung zeigt schematisch einen Abfall des Spannungsniveaus entlang des dargestellten Leitungsstrangs. In diesem Beispiel bewirkt die Leistungsentnahme der einzelnen Haushalte (bei maximaler Anschlussleistung) einen Abfall des Spannungsniveaus auf U_N = Umin am vierten Knoten. Der Leitungsstrang wäre in diesem Beispiel also exakt auf eine Worst-Case-Belastung ausgelegt und unterschreitet nicht die untere Grenze des erlaubten Spannungsbandes Umin.

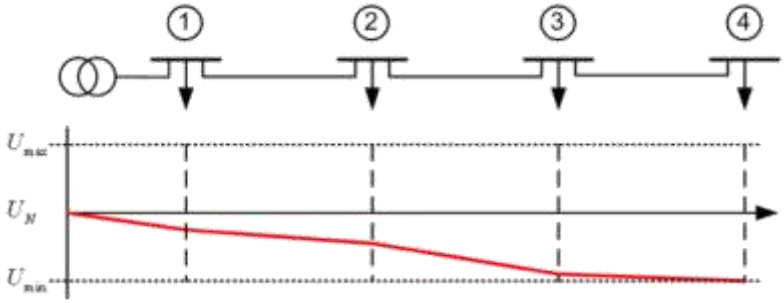


Abbildung 18: Abfall des Spannungsniveaus entlang eines Leitungsstranges

Die nächste Abbildung zeigt den entgegengesetzten Fall bei gleichzeitiger maximaler Einspeisung entlang des Leitungsstrangs an den Knoten 1–4. Die Einspeisung der Einzelhaushalte mit maximaler Anschlussleistung bewirkt einen lokalen Anstieg des jeweiligen Spannungsniveaus. Das maximale Spannungsniveau Umax wird entlang des Leitungsstrangs dabei nicht überschritten (Worst-Case-Auslegung der Leitung).

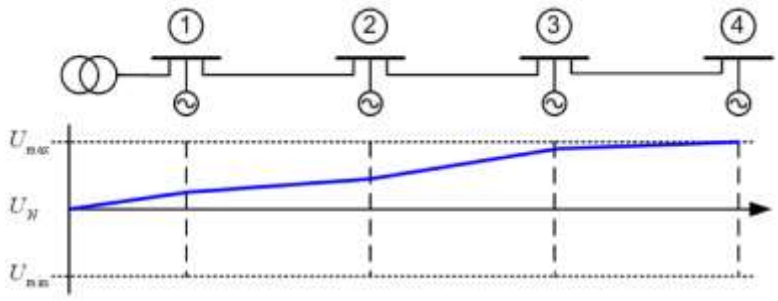


Abbildung 19: Anstieg des Spannungsniveaus entlang eines Leitungsstranges

In Verteilungsnetzen mit einer hohen Dichte an dezentraler Stromerzeugung kommt es entlang eines Leitungsstrangs typischerweise zu wechselnden Einspeise- und Entnahmekonfigurationen. Die nächste Abbildung zeigt das resultierende Spannungsniveau bei wechselnder Einspeisung und Leistungsentnahme (zum Vergleich sind die Spannungsprofile aus den beiden vorherigen Abbildungen mit eingezeichnet). Das resultierende Spannungsprofil ergibt sich bei einer maximalen Einspeisung an den Knoten 1 und 3, während an den Knoten 2 und 4 maximale Leistung entnommen wird. Die Änderungen im Spannungsniveau kompensieren sich derart, dass das resultierende Profil entlang des Leitungsstrangs nur minimal um die Nennspannung U_N schwankt.

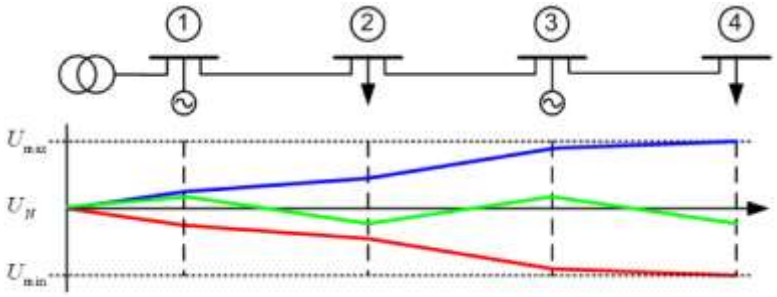


Abbildung 20: Spannungsprofil entlang eines Leitungsstranges bei wechselnden Einspeisekonfigurationen

Unter wechselnden Einspeise- und Entnahmekonfigurationen ist es daher denkbar, einzelne Anschlüsse über ihre maximale – durch Worst-Case-Abschätzungen bestimmte – Anschlussleistung hinaus (unter Berücksichtigung der maximalen Leitungsströme) zu betreiben und ggf. drohende Spannungsbandverletzungen durch Eingriffe in das Verhalten ausgewählter Einspeiser und Lasten (entsprechend komplementäre Einspeise- und Verbrauchskonfigurationen) zu verhindern. Da solche Situationen nur Ausnahmefälle darstellen, werden auf diese Weise bei einem koordinierten Betrieb deutlich höhere Einzelanschlussleistungen als bisher möglich und damit eine effizientere Ausnutzung bereits existierender Verteilungsnetze. Eine derartige Erhöhung von Einzelanschlussleistungen ist für Szenarien mit vermehrtem Einsatz von Elektrofahrzeugen interessant. Bei dem Betrieb von Elektrofahrzeugen steigt der Bedarf an höheren Anschlussleistungen, um die Ladezeiten für die Elektrofahrzeuge zu reduzieren. Die Effizienz von Verfahren zum kurzfristigen Ausgleich und zur Verstetigung von Lastgangkurven ließe sich hierdurch ebenfalls deutlich erhöhen, da die Geräte bei Bedarf deutlich mehr Leistung verschieben und damit stärkere Leistungsspitzen ausgleichen könnten. Mit der Nutzung koordinierter Last- und Lademanagementverfahren lässt sich ein kostenintensiver Netzausbau zur Erhöhung der Worst-Case-Übertragungskapazitäten umgehen bei gleichzeitiger Erhöhung einzelner individueller Anschlussleistungen. Dies stellt eine kostengünstige Alternative dar, bei der die bestehende Netztopologie weiterhin – aber deutlich effizienter – genutzt wird [Ko09] [KR07] [KLR09] [Ls10].

Derzeit werden sowohl dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA) auf Basis erneuerbarer Energiequellen als auch konventionelle Anlagen vorrangig in Form von KWK-Anlagen an das Verteilungsnetz im Nieder- und Mittelspannungsbereich angeschlossen, wobei in der Regel die elektrische Energie in maximal möglicher Leistung in das Netz eingespeist wird. Mit der rasanten Zunahme von DEA, z.B. Photovoltaik- und Kraftwärmekopplungs-Anlagen sowie kleinen Windkraftanlagen, nimmt die installierte Leistung zunehmend Einfluss auf die Netzsituation. Die noch in der industriellen Erprobung befindlichen Brennstoffzellen und Mikrogasturbinen werden zukünftig diesen Anteil noch erhöhen. Zu welchem Zeitpunkt und in welcher Höhe derzeit die Einspeisung erfolgt, bleibt letztlich dem Betreiber überlassen. Wegen der aktuell fehlenden

Beobachtbar- und Steuerbarkeit der DEA ist das Verteilungsnetz „blind“ bezüglich der Einspeisung auf der Niederspannungsseite.

Zukünftig müssen diese Anlagen in die Netzbeobachtung einbezogen werden. Weiterhin können Systemdienstleistungen durch die DEA erbracht werden. Auf dieser Grundlage werden neue Use Cases für das Netzlastmanagement entwickelt. Ziel eines kombinierten Erzeugungs- und Lastmanagements unter zusätzlichem Einsatz dezentraler Energiespeichermethoden ist die Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch u.a. durch einen gezielten Speichereinsatz unter Berücksichtigung der Last- und Erzeugungsprognosen.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist die direkte Regelung von Photovoltaikanlagen nicht sinnvoll, da die variablen Kosten für die Erzeugung Null sind. Eine Abregelung ist allenfalls dann sinnvoll, wenn anders kein Leistungsgleichgewicht im Netz hergestellt werden kann.

Anderseits sind in den Liegenschaften der Netznutzer (Wohnobjekte, gewerbliche Objekte, Industrieobjekte, mobile Objekte) zunehmend mehrere Anlagen der Mikroerzeugung (PV-Anlage, Mikro-KWK, Klein-Windanlagen), intelligente Wechselrichter, die inselfähige Objektnetzzellen mit Synchronisationsfähigkeit ermöglichen, sowie Speicher (therm. Speicher, stationäre Batterie, Batterie des E-Mobils, Brennstoffzelle) vorhanden. Insoweit kann ein Energiemanager als Automat im Objekt, der gleichzeitig die bidirektionale Kommunikationsschnittstelle in die Außenwelt zu verschiedensten markt- und netzseitigen Rollen des Energiesystems darstellt, Entscheidungsalgorithmen für Eigeneinsatz und verschiedene Vermarktungsmechanismen zu virtuellen Kraftwerken, zu Händlern und zu Netzsystemen bereitstellen. Damit kann durch automatisierte Entscheidungen zwischen Eigenbedarf und verschiedenen Vermarktungsmechanismen gewechselt werden, womit Wirk- und Blindleistungsbeeinflussung des Objektes als Energiesenke und Energiequelle möglich werden, ohne direkt mit einer einzelnen Anlage im Objekt kommunizieren zu müssen.

Weiteres Potential zur Regelung der Erzeugung in der Niederspannung besitzt die zunehmende Anzahl an KWK-Anlagen. Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen ist zum einen die Kenntnis des Leistungsbedarfes im Netz, zum anderen die Kenntnis über die entsprechenden Preisangebote. Strombetriebene Wärmepumpen mit Pufferspeicher haben unter geeigneten Bedingungen zusätzliche Potentiale für das Lastmanagement (positive wie negative Ausgleichsenergie) und sind – anders als z.B. Elektrofahrzeuge – bereits in erheblicher und wachsender Zahl am Markt vertreten. Zum Einsatz von KWK-Anlagen sowie der Wärmepumpen mit Wärmespeichern sind in weiteren Arbeiten noch Technologielinien, Anlagengrößen und -auslegungen zu bewerten – einschließlich der Wechselwirkungen zwischen Anlageneffizienz und der Speichereffizienz. Dabei sind sowohl positive als auch negative Ausgleichsenergie auf verschiedenen Spannungs- und Netzebenen detailliert zu betrachten und auf technische Optimierungsmöglichkeiten zu untersuchen.

Sowohl das Erzeugungs- als auch das Lastmanagement setzen in Zukunft variable Tarife für den DEA-Betreiber und den Stromverbraucher voraus. Dazu ist die Übermittlung von aktuellen Preisen oder zumindest von festgeschriebenen Preisverläufen über den Tag notwendig.

5.4. Smart Grid-Begriff und Rolle der IKT-Infrastrukturbetreiber[9]

Im Umfeld einer dezentraleren Erzeugung sind subsidiäre Bestrebungen zu unterstützen aber ebenso in den Kontext eines die Versorgungssicherheit gewährleistenden europäischen Verbundsystems zu setzen. Eine damit einhergehende wachsende Vielfalt, Verbundenheit und Komplexität ist durch vielfältige Flexibilisierungsmaßnahmen sowie Mechanismen zur Komplexitätsreduktion zu unterlegen. Dafür wird die Vernetzung zwischen Netzakteuren, zwischen Netzen und Marktakteuren aber auch zwischen Netzen und den Liegenschaften auf der Grundlage eines Energieinformationssystems notwendig. Insbesondere ist die Flexibilität durch Schnittstellen zu angrenzenden Energieinfrastrukturen (Wärme und Gas) zu erschließen. Damit bieten sich aber auch vielfältige neue wirtschaftliche Chancen für die Netzbetreiber.

Diese Chancen lassen sich durch folgende Themenbereiche beschreiben:

- Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) optimieren durch Lenkung der Stromflüsse in Richtung eines erzeugungsnahen Verbrauchs den Netzausbau und lassen sich im Umfeld hoher Anteile an dezentraler Erzeugung vom Verteilungsnetzbetreiber in der Systemverantwortung unterstützen
- Verteilungsnetzbetreiber (VNB) entwickeln sich zu Gestaltern integrierter Energieinfrastrukturen im energieeffizienten Spartenverbund von Strom, Gas und Wärme in den Kommunen
- Durch die Einbindung der Liegenschaften in die Netzführung sind Systemdienstleistungen beim Netznutzer zur Spannungsregelung und Leistungsbegrenzung nutzbar
- Durch den Aufbau und die diskriminierungsfreie Administration eines Energieinformationssystems für Netz- und Marktakteure sind neue Erlösquellen erschließbar
- Verteilungsnetze in der Stadt bieten die im Umland notwendige Flexibilität, während das Umland die höheren Anteile Erneuerbarer Erzeugung anbietet, womit eine Art flexible Region entsteht
- Den Betreibern dezentraler Erzeugungsanlagen bieten Leitsysteme und Strukturdatenbanken im diskriminierungsfreien Angebot regulierter Akteure die Basis zur Marktintegration
- Verantwortung zur Beibehaltung der Versorgungssicherheit in einem zunehmend dezentraler aufgestellten System bei sicherer kommunikativer Vernetzung der kritischen Infrastruktur

Die die Energienetze überlagernde Kommunikations- und Automationsinfrastruktur zur Kopplung und Steuerung entlang der Wertschöpfungskette zwischen Netzbetreibern, zwischen Netz- und Marktakteuren sowie unter Integration der Liegenschaften ist die Grundlage von Smart Grids und wurde durch die informationstechnische Gesellschaft (ITG) des VDE als sogenanntes Energieinformationssystem eingeführt [VDE10]. Dies umfasst vor allem den Aufbau einer modernen Informations- und Kommunikationsinfrastruktur (IKT) im Verteilungsnetz und im Anschluss der Netznutzerobjekte sowie eine die Dienste und Daten vermittelnde IT-Middleware.

Letztendlich resultiert daraus die Anforderung zur Gestaltung des Energieinformationssystems mit folgenden Aspekten

- vertikaler Datenaustausch und Abstimmung zwischen VNB und ÜNB

[9] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG)

- Kommunikation und horizontaler Datenaustausch zwischen Energienetzen verschiedener Sparten in Netzleitwarten und dezentralen Automatisierungssystemen
- Kommunikation mit den Liegenschaften der Netznutzer für Systemdienstleistungen
- Netz-/Marktkommunikation zum regionalen Ausgleich von Energieangebot und –nachfrage über regionale Flexibilitätsbeschaffung bei Marktakteuren (Gelb-Bereich im BDEW-Ampelmodell [BDEW13])
- diskriminierungsfreie Datenplattform für Struktur- und Kommunikationsdaten von Erzeugern, Speichern und relevanten steuerrbaren Lasten als Grundlage zur Entfaltung regionaler Marktangebote und virtueller Kraftwerke
- Administration der Infrastruktur zur Interaktion ÜNB mit VNB, VNB mit Markt, VNB mit Liegenschaften als Plattform für Strukturdatenbanken zwecks Gewährleistung von Informationssicherheit in der vernetzten kritischen Infrastruktur

Diese umfassende Zielvision wurde im moma-Projekt im ersten Schritt durch eine Verbindung von Liegenschaften mit Netzbereichen im Verteilungsnetz (Netzzellen) sowie deren Interaktion in Verbindung mit einer übergeordneten Integrationsplattform (Systemzelle) aufgebaut. Zur erweiterten Betrachtung über ganze Verteilungsnetze, deren Interaktion insbesondere in der Stadt-/Land-Verbindung zum regionalen Ausgleich, aber auch in der hierarchischen Abstimmung mit Übertragungsnetzen, besteht erweiterter Forschungsbedarf, der durch nachfolgende Abbildung adressiert wird.

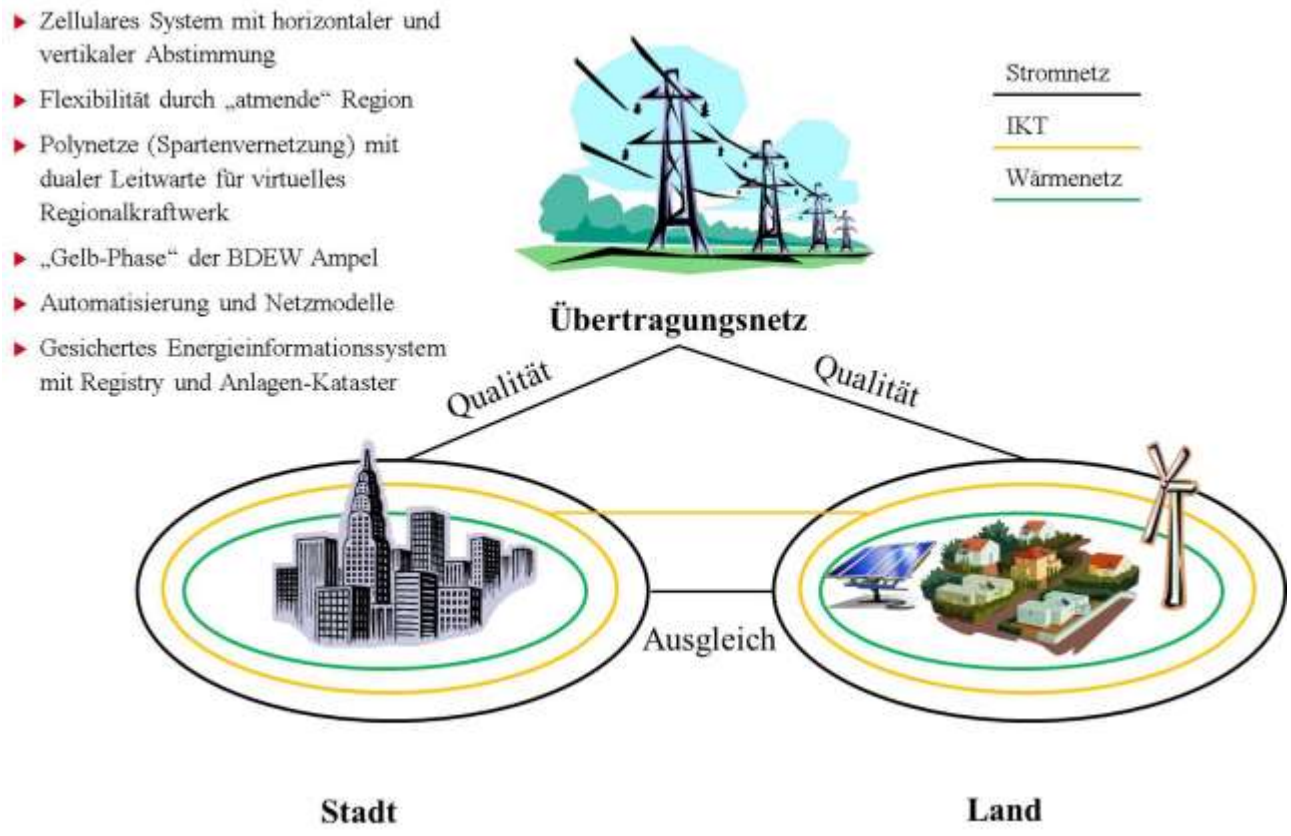


Abbildung 21: Neue Chancen und Aufgaben bei den Netzbetreibern

Auf Basis dieser Betrachtung unterstützt moma die Sicht in der BDEW-Roadmap Smart Grids [BDEW13] mit folgender Formulierung : „Zur notwendigen erweiterten Interaktion zwischen VNB und ÜNB, zwischen Markt und Netz im Gelbbereich sowie der Interaktion von Markt und Netz mit dem Endkunden ist ein **Energieinformationssystem als gemeinsame Infrastruktur** zu entwickeln. Dieses System aus Kommunikationseinrichtungen beim Endkunden, aus Kommunikationsinfrastruktur bis zum Endkunden, über Feldeinrichtungen hin zu Netzführungs- und Marktsystemen wird vervollständigt durch eine sogenannte Kommunikations- und Diensteplattform zur diskriminierungsfreien Datenvermittlung zwischen den verschiedenen Akteuren. **Es wird empfohlen, die Rolle zum Aufbau und Betrieb dieser Infrastruktur beim VNB mit der Möglichkeit der Delegation an IKT-Unternehmen zuzuordnen.“**

Diese Sicht wird auch im Rahmen des EU-Task Force Smart Grid im Report der Expertengruppe 1 (Funktionen) [ETFEG1_10] vertreten und mit nachfolgendem Smart Grid-Perimeter veranschaulicht. Die Darstellung wurde zur Herstellung des Bezuges zur Architektur des moma-Projektes mit der Einfügung von moma-Komponenten und –funktionen angepasst.

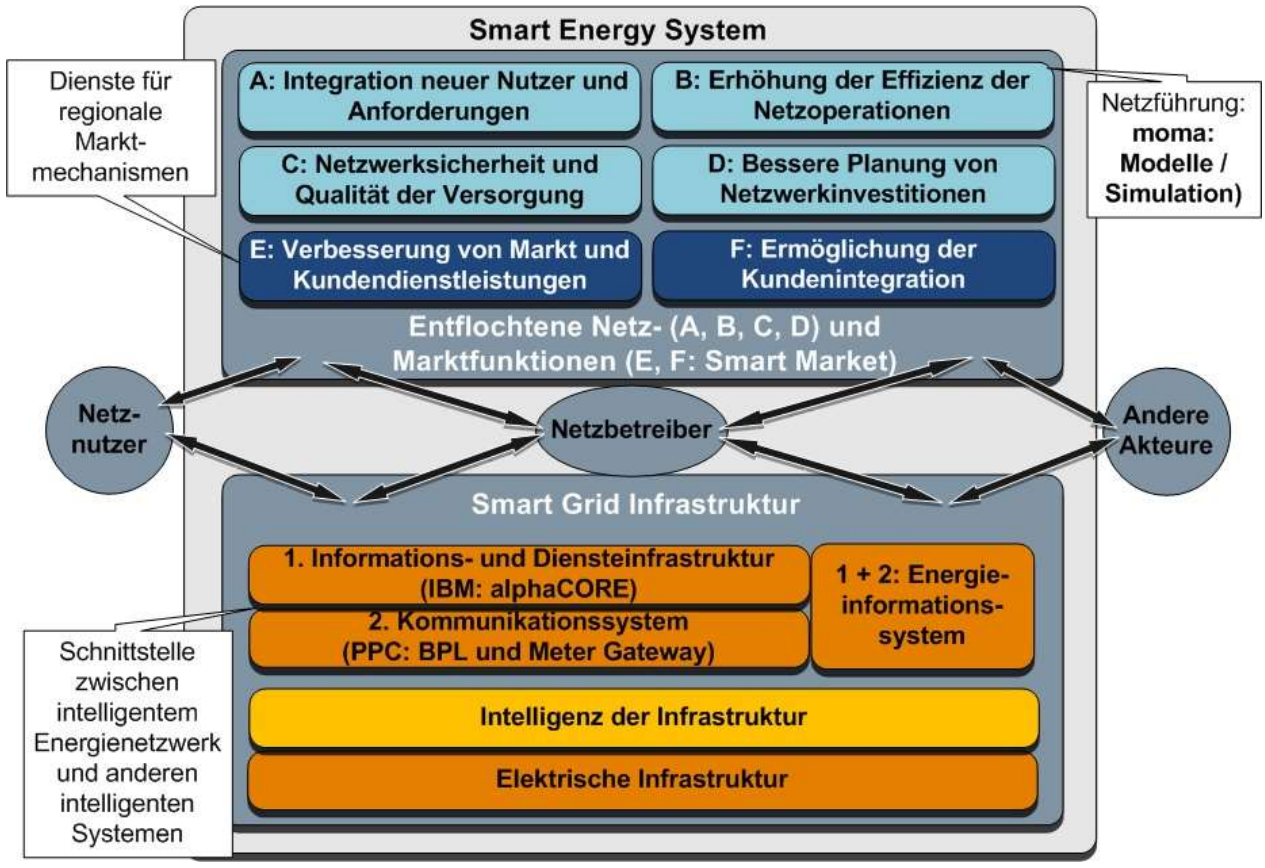


Abbildung 22: Smart Grid Perimeter in EU Task Force Smart Grid und moma-Elemente [ETFEG1_10]

In der BDEW-Roadmap Smart Grid [BDEW13] werden als Hauptbestandteile eines Energieinformationssystems Sensorik, intelligente Messsysteme, Netzautomatisierung und Energieinformationsnetz definiert, wobei die Elemente über eine Kommunikations- und Diensteplattform

(KuP) integriert werden. Das Zusammenwirken der wichtigsten Infrastrukturblöcke im Energieinformationssystem lässt sich mit nachfolgender Darstellung aus der BDEW-Roadmap verdeutlichen.

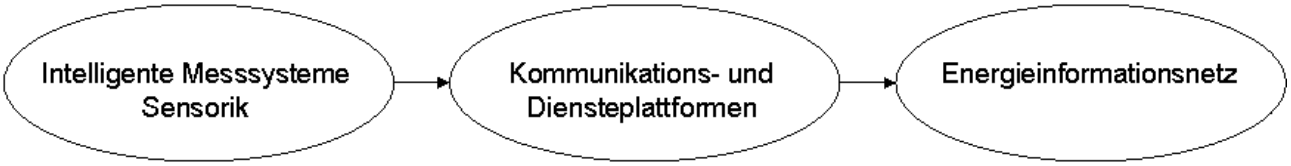


Abbildung 23: Zusammenwirken grundlegender Komponenten für Netz-/Marktkommunikation im Smart Grid [BDEW13]

Das intelligente Messsystem in der deutschen Festlegung mittels Smart Meter Schutzprofil [BSIPP12] sowie technischer Richtlinie [BSITR12] des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) erbringt die Einbindung der Liegenschaft über das sogenannte Smart Meter Gateway, die über ein sicheres Kommunikationsnetzwerk in Verantwortung eines Gateway-Administrators erfolgen muss.

Der BDEW geht entsprechend der oben aufgeführten Definition eines Energieinformationssystems davon aus, dass für die Netz- und Marktintegration eines Leitsystems erneuerbare Energien eine gemeinsame IKT-Plattform zu schaffen ist (Analogie zum Smart Grid-Perimeter der EU; [ETFEG1_10]). Diese Infrastruktur wird als Kommunikations- und Diensteplattform bezeichnet und entspricht dem europäischen Begriff Datendrehscheibe. Der aktuell oft genutzte Begriff „Datendrehscheibe“ ist aber eventuell missverständlich und beschreibt das Thema nicht umfänglich, da es nicht nur um den Datenaustausch zwischen verschiedenen Akteuren geht, sondern auch die Maschine-zu-Maschine-Kommunikation bei automatisierten Prozessen zwischen verschiedenen Akteuren sicherzustellen ist. Ebenso gilt es unter Beachtung der Anforderung zu Datenschutz und Datenminimierung, nur die notwendigsten Daten zentral zu speichern. Dabei ist der zellulare Ansatz auch ein Beitrag zur Datenminimierung, um die Verwendung von Daten nur in benötigten Bereichen sicherzustellen. Insofern wird vorgeschlagen, den in Deutschland als „Datendrehscheibe“ sowie in der EU als „information hub“ benutzten Begriff eher durch den Begriff Informations- (oder Kommunikations-) und Diensteplattform zu ersetzen. Da die so benannte Plattform sowie das Kommunikationssystem durch den jeweiligen Betreiber diskriminierungsfrei allen anderen im Markt agierenden Akteuren zur Verfügung zu stellen ist, dabei aber voraussichtlich ein „Quasi-Monopol“ entsteht sowie der Betrieb dieser Infrastruktur die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems bestimmt, sollte diese Rolle im regulatorischen Bereich angesiedelt werden. Die Zuordnung dieser Rolle zum Betreiber des Elektrizitätsnetzes wird somit sinnvoll.

Dabei geht es aber nicht darum, alle technischen Komponenten des Energieinformationssystems dem Netzbetreiber zuzuordnen. Natürlich können Komponenten dieser Infrastruktur durch Netz- und Marktakteure implementiert werden. Entscheidender ist, dass die durch das Energieinformationssystem erweiterte Vernetzung der kritischen Infrastruktur des Energieversorgungssystems bis in die Liegenschaften der Endkunden eine deutlich erhöhte Angreifbarkeit auf ein gesellschaftliches Basissystem bewirkt. Netzzuverlässigkeit wird also zukünftig zunehmend nicht nur elektrotechnisch, sondern durch den Grad der Informationssicherheit bestimmt. Deshalb wird vorgeschlagen, zur Gewährleistung von Netzzuverlässigkeit die gesamtsystemische Verantwortung durch eine erweiterte Rolle der Netzbetreiber auf die Verantwortung auszudehnen, eine das bisherige geschlossene Netz überlagernde sichere Informations- und Kommunikationsinfrastruktur als Prozessinfrastruktur zur Vernetzung der Komponenten aller Marktakteure bis zu dezentralen Erzeugungsanlagen und zu Anschlusspunkten der Endkunden zu entwickeln. Dies sollte die Definition der Rahmenbedingungen ebenso umfassen wie den Ausbau der Basisinfrastruktur sowie die

Sicherstellung der Systemüberwachung. Auf der Grundlage gesamtsystemischer Regeln sind natürlich auch Komponenten durch den Markt eigenständig einführbar.

Die Kommunikations- und Diensteplattform besteht aus Gateways zur Liegenschaft (z.B. Energiemanagement Gateway), aus Kommunikationsnetzwerk sowie einer integrierenden, sicheren Informations- und Diensteinfrastruktur, wobei diese Kommunikations- und Automationsumgebung in Verbindung mit den intelligenten Messsystemen (inklusive Smart Meter Gateway) und der Sensorik steht.

Insofern bilden Kommunikations- und Diensteplattformen mit Gateways, Kommunikationsnetzwerk und IKT-Infrastruktur die intelligente Energieinfrastruktur im Sinne des Begriffes Smart Grid, ergänzt um Smart Metering, Sensorik/Aktorik, Energieinformationsnetz zu ÜNBs und Markt sowie Prozessfestlegungen zur Gelb-Phase der BDEW-Ampel [BDEW13].

Zur anschaulichen Darstellung dieses Zusammenhanges wird auf nachfolgende Abbildung aus der BDEW-Roadmap verwiesen.



Abbildung 24: Voraussetzungen für intelligente Netze, Interaktion Markt und Netz sowie neuer Marktfunktionen [BDEW13]

Im VDE ITG-Positionspapier Version 2.0 zu Energieinformationssystemen [VDE12] wurde die analoge Trennung entsprechend der nachfolgenden Darstellung vorgenommen. In der dort getroffenen Definition zu Smart Grid wird das heutige Energieversorgungssystem ergänzt um ein Energieinformationssystem aus

- Automatisierungssystem mit Mess- und Stelleinrichtungen (inkl. Smart Metering)
- Kommunikationssystem mit Kommunikationsnetzwerk und Gateways
- Informations- und Diensteplattform

Das Smart Grid bildet damit die bisher bekannte Infrastruktur des Energieversorgungssystems aus Netz- und Marktkomponenten, erweitert um ein Energieinformationssystem bis hin in den Niederspannungsbereich und zu den Liegenschaften der Endkunden. Da diese Infrastruktur aus gesamtsystemischer Verantwortung aufzubauen ist, wird eine neue Rolle mit der Verantwortlichkeit zum Betrieb des Kommunikationssystems

sowie der Informations- und Diensteplattform als Basis der entflochtenen Markt- und Netzfunktionen (Smart Market und Smart Operations) definiert.

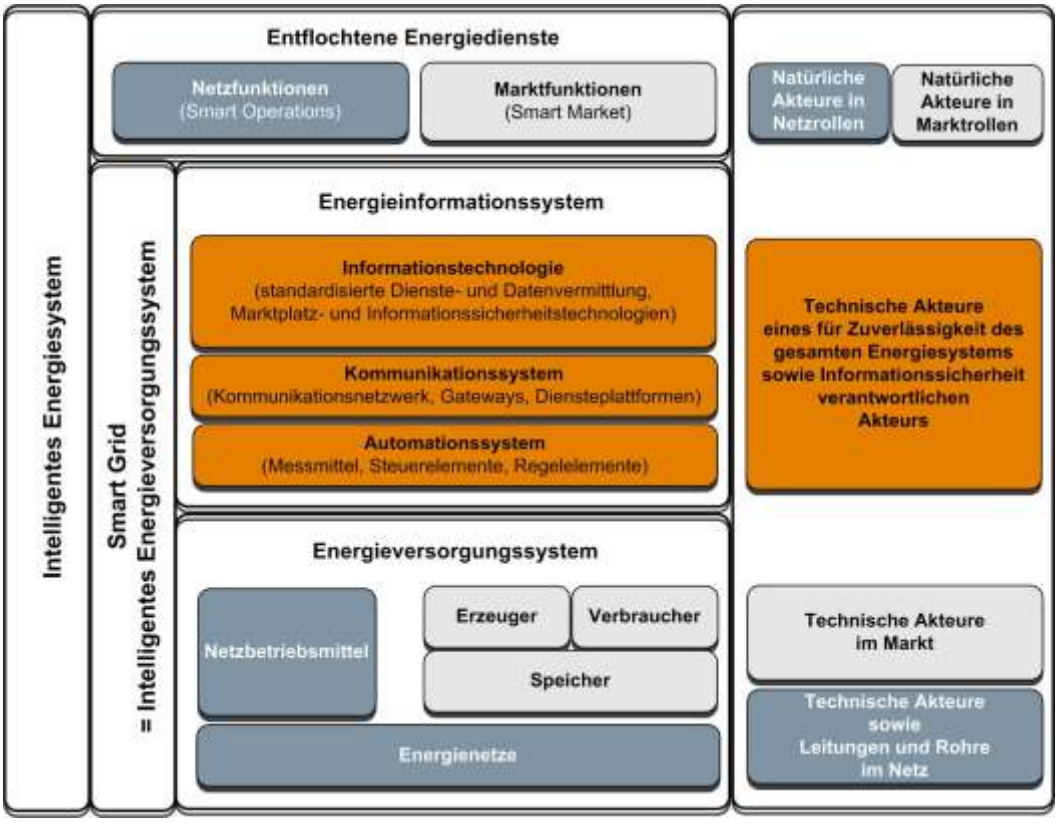


Abbildung 25: Smart Grid als Energieinformationssystem und Energieversorgungssystem bei VDE ITG [VDE12]

Das Energieversorgungssystem und das Energieinformationssystem bilden das Smart Grid, auf dem sich dann neue Markt- und Netzfunktionen zum in Markt und Netz entflochtenen Smart Energy System entfalten können und die Abstimmung zwischen Markt und Netz in der Gelbphase des BDEW-Modells erfolgt.

Mit dieser Sicht kann klar zwischen der Rolle, die für die Implementierung und Administration des Energieinformationssystems verantwortlich ist - eventuell auch mit getrennter Verantwortlichkeit für das Kommunikationssystem und die Kommunikations- und Diensteplattform - sowie einem Besitzer von Daten, die über die Infrastruktur vermittelt werden, unterschieden werden. Insofern sollte auch der europäische Begriff der Datendrehscheibe vermieden werden, der den Trugschluss aufkommen lässt, dass der Infrastrukturentwickler auch der Dateneigentümer ist.

Dabei geht das Projekt moma nicht davon aus, dass ein zentralisierte Datenhaltung zu implementieren ist, die durch eine gesetzlich verpflichtete Rolle erfolgt und allen Akteuren Daten liefert. Dies würde auf große Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung stoßen. Das Projekt vertritt die Position, dass Daten zuerst bei jeweiligen Akteuren verbleiben und nur über die Infrastruktur des Energieinformationssystems nach Bedarf und Freigabe von Daten besitzenden Akteuren ausgetauscht werden (Datenschutz im Design sowie Datenschutz durch Voreinstellungen). Nur minimale, zentral notwendige Daten, wie Struktur- und Kommunikationsdaten von Erzeugungsanlagen, Speichern und relevanten steuerbaren Lasten sollten in einer zentralen Registry geführt werden, um den offenen wettbewerblichen Markt zu ermöglichen. Ansonsten sind das Kommunikationsnetzwerk, die Gateways sowie Kommunikations- und Diensteplattform nur die

informationstechnische Grundlage für den Datenaustausch, die zentral oder verteilt implementiert werden kann.

Im DKE-Glossar zu Begriffen im Smart Energy-System wurde die genannten Definition in folgender Weise zusammengefasst. „Das Smart Grid definiert ein intelligentes Energienetzwerk und Regelsystem aus intelligenten Erzeugern, Speichereinrichtungen, Verbrauchern und Transporteinrichtungen mit der Unterstützung von Informations- und Kommunikationstechnologie als auch Automatisierungstechnologien“. [DKE-Wiki]

Für die Rolle zur Implementierung und Betrieb der Infrastruktur schlägt das Projekt moma den VNB vor. Mit dieser Sicht besteht also eine Analogie zu den angeführten Dokumenten des BDEW [BDEW13], der VDE ITG [VDE12] sowie der europäischen Position [ETGEG1_10].

Kostenbetrachtungen für eine derartige Infrastruktur wurden im Projekt moma mit der Studie zu Wirtschaftsperspektiven [moma1201] sowie in [moma1304] durchgeführt. Bei aller Unsicherheit bezüglich zukünftiger Kosten von benötigten IKT-Komponenten im Jahre 2020 ergeben sich Kosten in analoger Größenordnung, wie diese in der VKU-Studie zu Smart Grids [VKU12] ermittelt wurden und sind damit belastbar.

Weitere Anwendungsfälle (Use cases) zum Betrieb einer Plattform für den Marktplatz der Energie werden im Dokument zur moma-Vorhabensmodellierung ausgeführt und detailliert [moma1203].

6. Technologische Handlungsoptionen für Flexibilitäten

6.1. Handlungsoptionen und moma-Schwerpunkte[10]

Die Bewältigung der **Volatilität** erneuerbarer Energien, der neuen **Vielfalt** von Energieflüssen bei der Umwandlung erneuerbarer Energiequellen, neuer Formen der Organisiertheit im Umfeld einer einerseits lastferneren Erzeugung und anderseits **Dezentralität** der Erzeugung bis in die Liegenschaften sowie einer damit verbundenen **Komplexität** der Steuerung mit bidirektionalen Energieflüssen zwischen den verschiedenen Netzebenen erfordert die Erschließung von Flexibilitäten mit neuen Marktmechanismen gegenüber dem heutigen Energiemengenmarkt.

Flexibilitäten werden durch Erzeugungs- und Verbrauchsmanagement, durch verschiedenste Speicherpotentiale, mittels Spartenverbundsteuerung von Elektrizität, Gas und Wärme sowie auch durch Export-/Importmechanismen zwischen Regionen und Netzebenen erschlossen. Eine Auflistung potentieller Flexibilitäten stellt nachfolgende Abbildung dar.

Das Projekt moma konzentrierte sich zur Flexibilitätserschließung insbesondere auf thermische Speicherpotentiale von Kälte- und Wärmeanlagen und auf nicht speicherbehaftete Geräte im Haushalt sowie auf die Anreizsteuerung mit variablen Tarifen und die Import-/Exportmechanismen im zellularen Netzverbund. Die in moma damit in vier thematischen Bereichen genutzten Flexibilitätsoptionen werden ebenso in nachfolgender Abbildung verdeutlicht.



Abbildung 26: Flexibilitätsoptionen und moma-Schwerpunkte [moma1302]

[10] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG)

Um die Kundenakzeptanz in einer Massenanwendung untersuchen zu können, erfolgten Entwicklungen zur Laststeuerung im Rahmen des dezentralen Energiemanagements nur für Kühlschränke und Gefrierschränke im Haushaltsbereich. Eine umfassende Untersuchung der Flexibilitätspotentiale von Kälte- und Kühlanlagen in Mannheim für private und gewerbliche Anlagen erfolgte weitergehend im Rahmen der Projektstudie unter [If09_1]. Ergänzend wurden innerhalb einer Studie zur Sensorik mögliche Technologieoptionen für die Ausstattung von Wohnungen (Unterobjektzellen) und Gebäuden (Objektnetzzellen) zur Implementierung eines dezentralen Energiemanagementsystems beim Endkunden betrachtet, um die Geräte der weißen Ware auf Grundlage variabler Tarife automatisiert steuern zu können [Iw09].

Zur Nutzung von Wärmepotentialen zur Erzeugungsbeeinflussung wurden Gebäudewärmekapazitäten mittels einer Studie an der TU Dresden untersucht und im Weiteren deren technische Nutzbarkeit zur Erzeugungsbeeinflussung im Feldtest Dresden in einem Gebäude mit Blockheizkraftwerk sowie durch Steuerung einer Wärmeübertragungsstation auf Grundlage der Wärmekapazitätsnutzung eines an das Fernwärmenetz angeschlossenen Gebäudes evaluiert [Dr10].

Die Laststeuerung für speicherbehaftete und nicht speicherbehaftete Geräte der weißen Ware wurde durch ein anreizbasiertes Verfahren auf Grundlage von variablen Tarifen umgesetzt. Dabei wurde der variable Tarif zur Beschaffungsoptimierung des Lieferanten im Geschäftsmodell GHM-L mit dem variablen Tarif des Netzbetreibers im Geschäftsmodell NLM kombiniert. Während die Prozesse zur Bildung und Lieferung des variablen Tarifes des Lieferanten auf Grundlage von EEX-Preisprognosen, die Tarifübersendung an den Kunden bis hin zur Gerätesteuerung automatisiert im Feldtest abgewickelt werden konnten, erfolgte die Beschaffung noch nicht durch reale Börsenprozesse. Entsprechende Anreizsysteme zur Aktivierung der Teilnahme von Endkunden an variablen Tarifen wurden in [If09_1] untersucht.

Erste Untersuchungen von Flexibilitätsbeiträgen durch die zellulare Netzführung erfolgten im Rahmen der Dissertation von Mariam Khattabi [Km13]. Hier besteht aber noch weiterer Forschungsbedarf, der insbesondere nun auch mit der Ausschreibung „Zukunftsfähige Stromnetze“ im Rahmen des deutschen Energieforschungsprogrammes adressiert wurde, wo es darum geht, umfassende Modelle in der Interaktion von Liegenschaften mit dezentralen Energiemanagement, Verteilungsnetzbereichen, Verteilungsnetzen und Übertragungsnetzen zu erstellen und zu evaluieren.

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse dieser Arbeiten in komprimierter Form dargestellt.

6.2. Anreizsysteme für den Energienutzer[11]

Innerhalb des moma-Projektes wurden Geschäftsfälle (Busines Cases) für das Wertschöpfungsnetzwerk im Energiesystem für Markt- und Netzakteure der Zukunft definiert. Um die Geschäftsmodelle einzelner Akteure innerhalb der Business Cases im Rahmen dezentralisierter Ansätze zu verwirklichen, wird die Einbeziehung des Energienutzers durch neue Anreizsysteme notwendig. Der Untersuchung möglicher Anreize widmete sich die Studie [If09_1].

Energienutzer unter Berücksichtigung der verschiedenen Kundengruppen als private Haushalte, Gewerbebetriebe und Industriebetriebe können in der Zukunft von eher passiven Beteiligten zu Akteuren in der Energiewirtschaft (Prosumenten) werden. Voraussetzung ist, dass sie zu Aktivitäten innerhalb des

[11] Autor: ifeu Heidelberg – Zusammenfassung zur Studie [If09_1]

Energiesystems z.B. zur Systemoptimierung motiviert („angereizt“) werden. Unter Anreizsystemen werden einerseits Incentives verstanden, die den Energienutzer dazu motivieren, an zukünftigen Neuerungen im Energiesystem teilzuhaben. Zudem wurden im Rahmen dieser Studie unterschiedliche tarifliche Anreize hinsichtlich ihrer zu erwartenden Handlungseffekte ausgewertet. Aufgrund der verfügbaren Informationen konzentriert sich diese Studie zu Anreizsystemen vorerst auf den Stromsektor.



Abbildung 27: Akteursstruktur Verbraucher und Erzeugerseite zur Anbieterseite [If09_01]

Im Hinblick auf die Optimierung des Energiesystems werden drei Ansätze unterschieden:

- Beeinflussung nachfrageseitiger Lasten (Lastmanagement) zur Verminderung von Netzhöchstlasten und der Energienutzung
- Steuerung dezentraler Erzeugungsanlagen zur Netzlastoptimierung
- Optimierung der organisatorischen Bereiche auf Anbieterseite

Im ersten Teil der Studie wird auf die Anreizsysteme für den Energienutzer eingegangen. Hier geht die Studie davon aus, dass ökonomische und ökologische Vorteile auf der Anbieterseite vorhanden sind, die zum Teil an den Energienutzer über Anreizsysteme weitergegeben werden können. Die Vorteile der Anbieterseite betrachtet der Arbeitsschritt Business Cases im moma-Projekt. Der Zusammenhang wird in nachfolgender Abbildung dargestellt.

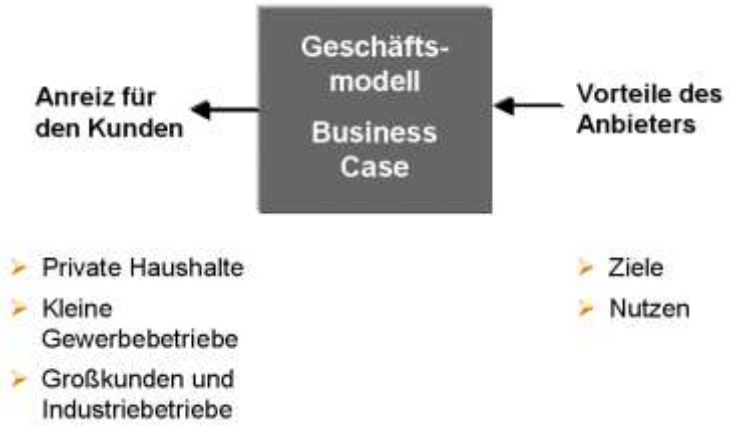


Abbildung 28: Zusammenhang von Business Case und Anreizsystem

Es werden Tarifsysteme mit verschiedenen Risikostufen aus Energienutzersicht dargestellt, u.a. im Hinblick auf die Feldtests.

Im zweiten Teil werden zudem Anreizmöglichkeiten zur Optimierung des Energiesystems auf der Erzeugerseite behandelt. Da diese Anreize aber nur zur Verfügung gestellt werden können, wenn die entsprechenden energiewirtschaftlichen Erlöse auf der Anbieterseite vorhanden sind, müssen auch die Akteure auf der rechten Seite der Abbildung, also die Anbieter, dazu angeregt werden, Prozesse und Geschäftsmodelle zu optimieren. Inwiefern für diese Optimierungsbereiche auch gesetzliche Änderungen notwendig sind, wird in der Studie angeschnitten.

6.3. Thermische Speicherpotentiale von Kälteanlagen [12]

6.3.1. Ergebnisse zur Studie Kälteanlagen

Mit der Zunahme fluktuierender Einspeisung durch erneuerbare Energiequellen und der damit verbundenen Notwendigkeit des Ausgleichs von Stromangebot und Stromnachfrage wird Lastmanagement als eine sinnvolle Alternative zu Kraftwerksregelung und Energiespeichern angesehen. Der Begriff Lastmanagement umfasst das Ab- und Zuschalten von Verbrauchseinrichtungen zum Zweck der zeitlichen Verlagerung von Lasten ohne Einschränkungen der Nutzung. Dies kann beispielsweise bei Verbrauchern mit thermischen Speichern umgesetzt werden.

Mittels einer empirischen Untersuchung wurde für die Stadt Mannheim eine Schätzung des Potentials zur Ermittlung der Lastverlagerungsmöglichkeiten in der Kälteerzeugung durchgeführt. Es wurden 26 Anlagenbetreiber in persönlichen Gesprächen interviewt und Anlagenbesichtigungen vor Ort sowie weitere 32 Gespräche per Telefon durchgeführt. Während ein akkumuliertes, realisierbares Potential von 17 MWel als positive Regelleistung zur Verfügung steht, liegt das negative Regelleistungspotential entsprechend nachfolgender Abbildung bei 21 MWel.

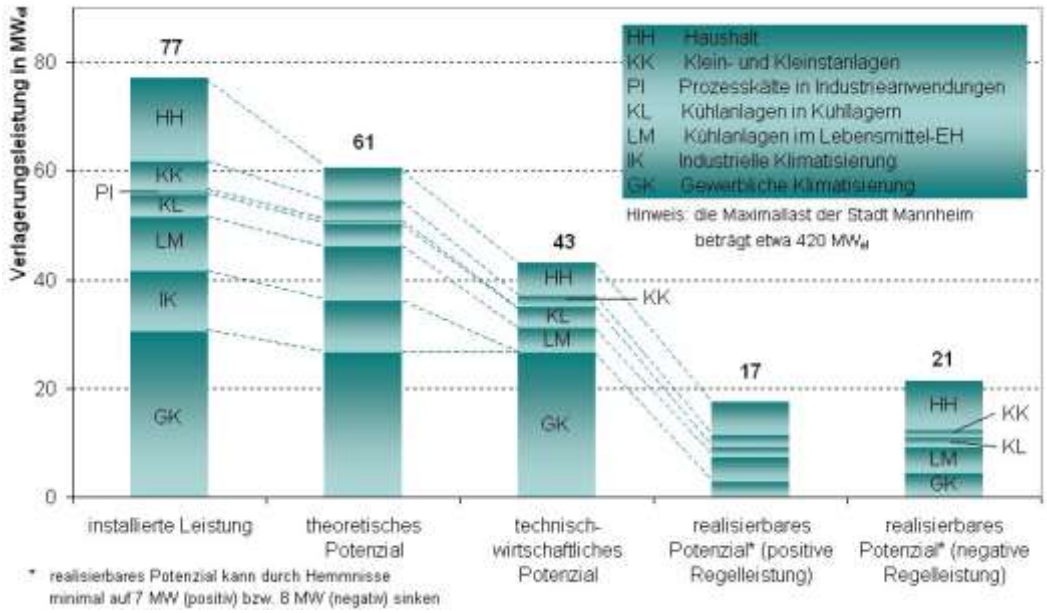


Abbildung 29: Reduzierung des maximalen Lastmanagementpotentials (Quelle: ifeu, [If09_2])

[12] Autor: ifeu Heidelberg – Zusammenfassung zur Studie [If09_2]

Zur differenzierten Bewertung der unterschiedlichen Anwendungsbereiche der Kälteerzeugung wurden sechs typische Lastprofilgruppen für die Branchen angelegt, die jeweils vergleichbare zeitliche Strombezugsverläufe für Anlagen der Kälteerzeugung zusammenfassen (siehe nachfolgende Abbildung). Haushalte werden in dieser Untersuchung getrennt betrachtet.



Abbildung 30: Struktur der Kälteerzeugung nach Branchen (Quelle: ifeu, [If09_2])

Durch Einsatz intelligenter Kommunikationstechnologien und dezentraler Entscheidung können die Lasten geregelt und an die jeweilige Versorgungssituation so angepasst werden, dass sie zeitlich versetzt auftreten und damit zu einer insgesamt längeren Verlagerungsdauer mit einem geringeren Volumen an Regelleistung beitragen. Als Verlagerungsdauern können je nach Anwendung, wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt, Zeitspannen von 20 Minuten bis vier Stunden angenommen werden.

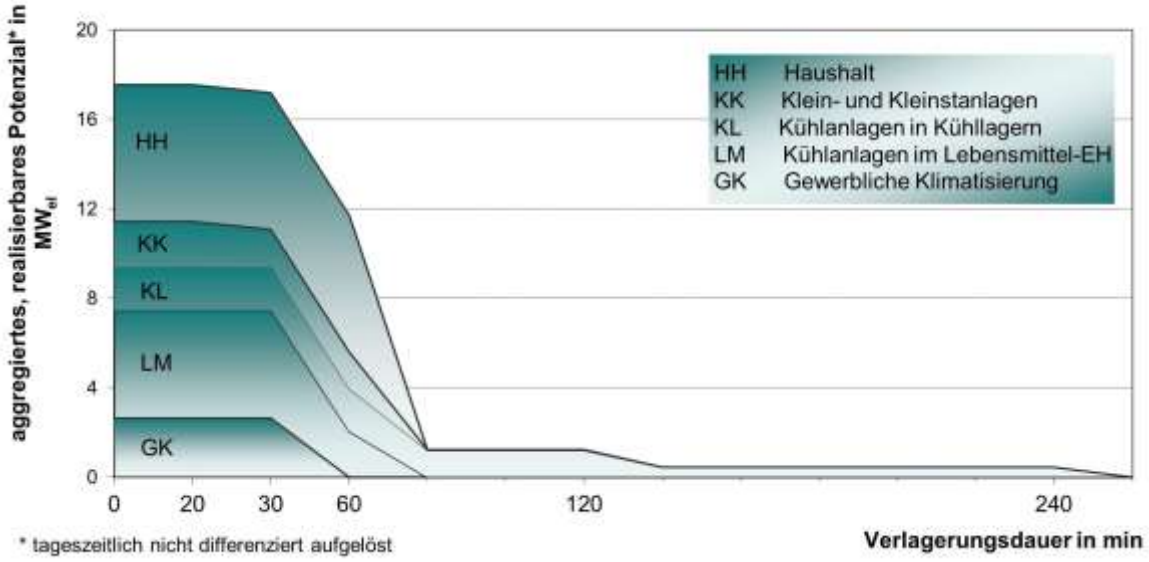


Abbildung 31: Maximales Lastmanagementpotential nach Verlagerungsdauer (Quelle: ifeu, [If09_2])

Wendet man die Ergebnisse der Arbeit für den Standort Deutschland an, so haben die für ein Lastmanagement geeigneten Branchen ein theoretisches Potential von 4,2 GWel. Aufgrund der Hemmnisse bleibt ein realisierbares Potential von immerhin 2,8 GWel. Davon haben die Haushalte einen Anteil von 1,4 GWel. Diese Extrapolation der Ergebnisse aus der empirischen Untersuchung ist weitaus detaillierter als bisher veröffentlichte Studien und umfasst gegenüber den jeweils zwei Anwendungsbereichen mit zehn geeigneten Bereichen einen höheren Umfang. Die Umsetzung von Lastmanagement im gewerblichen Bereich ist gegenüber den Haushalten vorteilhaft, da für einen vergleichbaren Anteil an Leistung zum Lastmanagement lediglich 150.000 Anlagen statt 39,4 Millionen Haushalte mit einer Regelungs- und Kommunikationsinfrastruktur ausgestattet werden müssen.

6.3.2. Schlußfolgerungen

Aus einem theoretischen Potential für Lastmanagement bei Kälteanlagen in der Stadt Mannheim von 61 MWel erscheinen lediglich etwa 6 MWel für eine stets verfügbare und unter praktischen Bedingungen umsetzbare Lastverlagerung geeignet. Erweitert man die Untersuchung auf den Standort Deutschland, ergibt sich ein realisierbares Potential von etwa 1.400 MWel. Schließt man die Haushalte als Kleinstgeräte mit in die Auswertung ein, ergibt sich für die Stadt Mannheim ein realisierbares Potential von 12 MWel und für den Standort Deutschland von 2.800 MWel.

In der Branchenbewertung erweisen sich die Anwendungsbereiche der Klimatisierung, der Industrie und Nahrungsmittelherstellung als weniger für Lastmanagement geeignet. Zwar wären sie aufgrund ihrer Betriebsgröße favorisiert, jedoch gibt es gerade auf der Seite der Betreiber starke Hemmnisse. Kühlhäuser sind durch ihre bestehende Tarifgestaltung und der bereits etablierten Lastmanagementaktivitäten nur bedingt geeignet für weitere Aktivitäten in diesem Rahmen. Einige Klein- und Kleinstanlagen sind für das Lastmanagementpotential gut geeignet, aber aufgrund der verfügbaren Leistung von geringer Relevanz. Speziell Haushalte haben trotz ihrer hohen Zahl von Betriebsstellen nur ein sehr geringes Potential pro Betriebsstätte. Als geeignet für ein gegenwärtiges Engagement im Lastmanagement erscheinen der Lebensmitteleinzelhandel, Bäckereien und Fleischereien, sonstige Filialen und Kleinverbraucher wie Tankstellen, Kioske, Hotels / Gaststätten, Kantinen und der Blumenhandel. Der Lebensmitteleinzelhandel hat den besonderen Vorteil, dass die Erreichbarkeit durch die sehr geringe Zahl an Unternehmen erleichtert wird. Generell bietet die Lebensmittelverteilung unbedeutende Hemmnisse, standardisierte Kälteanlagen zu nutzen und in den Tarifsystemen Möglichkeiten zur Optimierung.

In der Untersuchung hat sich gezeigt, dass technische Möglichkeiten gerade bei Verbundanlagen vorhanden sind, diese in ein intelligentes Lastmanagement einzubinden. Bei dezentralen Kälteanlagen gibt es meist keine externe Zugriffsmöglichkeit zur Regelung. Eine Schaltung kann hier bisher nur durch eine Unterbrechung der Stromzufuhr erreicht werden. Für die Bestimmung der Potentiale der verschiedenen Anwendungsbereiche für Kälteanlagen konnten einige Branchen nicht in die Betrachtung einbezogen werden. Hierzu zählen die Nahrungsmittelerzeugung, die vor allem über Kühllager verfügt, sowie die Chemieindustrie. Jedoch ist die Zahl der Betriebsstätten in diesen Branchen bzw. der Betriebsstätten, die tatsächlich über Kälteanlagen verfügen, in der Stadt Mannheim als gering einzuschätzen. Auch in den anderen Branchen ist es nicht möglich, alle Anlagen einzeln in der Leistung und den Betriebseigenschaften zu erfassen. Bei der Potentialanalyse ist dabei mit einer möglichen Abweichung von ± 15 bis 20 % zu rechnen.

Insgesamt ist die derzeitige Realisierbarkeit von intelligentem Lastmanagement durch Kälteanlagen in der Stadt Mannheim unabhängig von der Verfügbarkeit von Steuer- und Kommunikationsgeräten als begrenzt anzusehen. Besonders kleinere gewerbliche Anwendungen der Kälteerzeugung im Lebensmitteleinzelhandel und Kühllagern sowie mit Einschränkungen Haushalte scheinen momentan ein interessantes Einsatzgebiet für ein intelligentes Lastmanagement zu sein. Auf nationalem Niveau sind die Lastmanagementpotentiale in den geeigneten Anwendungsgebieten im Vergleich zu den Erwartungen an eine zukünftige wachsende Einspeiseleistung durch fluktuierende erneuerbare Energiequellen als eingeschränkt anzusehen. Quantitativ unterscheiden sich die bisher aggregierten, theoretischen Lastmanagementpotentiale vergleichbarer Studien nicht stark von denen in dieser Arbeit ermittelten realisierbaren Potentialen. Jedoch wurden hier die Anwendungsbereiche sehr differenziert untersucht und Einschränkungen und Hemmnisse sowie der zeitliche Betrieb der Anlagen quantitativ in die Analyse einbezogen. Damit entsteht ein an den tatsächlichen Betrieb angepasstes Bild der Verfügbarkeit von LastmanagementPotential. Im Unterschied zu den vorangegangenen Studien wurde für die mögliche Verlagerungsdauer in den meisten Fällen ein geringerer Wert ermittelt. So liegt der maximale Zeitraum der Lastunterbrechung mit wenigen Ausnahmen bei etwa einer Stunde. Bei vielen Anwendungen der Klein- und Kleinstgeräte liegt die Dauer der Lastverlagerung sogar darunter. Um hier ein sinnvolles Lastmanagement im Sinne der Integration erneuerbarer Energiequellen bzw. Handelsaktivitäten auf dem Strommarkt gewährleisten zu können, ist eine intelligente, dezentrale Steuerung der Kälteanlagen notwendig. Durch ein Pooling können eine Vielzahl von Verbrauchseinrichtungen gemeinsam gesteuert werden. Sie schalten je nach Bedarf der Regelleistung selbständig in dem Maße nacheinander, so dass das gleichzeitig verfügbare VerlagerungsPotential vom Betrag her sinkt, jedoch durch die zeitliche Versetzung der Schaltung die über alle Verbrauchseinrichtungen betrachtete Verlagerungsdauer zunimmt. Damit ist das Lastmanagement sehr flexibel an die jeweilige Situation der Energieerzeugung anpassbar.

Das vorhandene, in dieser Untersuchung ermittelte, realisierbare Potential stellt lediglich den zum gegenwärtigen Zeitpunkt geeigneten Umfang an verfügbarem Lastmanagement durch Kälteanlagen dar. Dieses Potential kann sich durch einen zukünftigen Abbau von Hemmnissen, der Zunahme an Erfahrungen und der Entwicklung und Verfügbarkeit von einfach anzuwendenden Regelungs- und Kommunikationsgeräten steigen. Durch Standardisierungen in der Anwendung, der Schaffung politischer Rahmenbedingungen sowie der Verifizierung der Erlösmöglichkeiten und Entwicklung von geeigneten Anreizsystemen können weitere Potentiale erschlossen werden. Hierbei kann zukünftig auch die Einbindung von Kältespeichern in die Kälteanlagen beitragen. Momentan ist die Durchdringung von Kältespeichern in Kälteanwendungen kaum von Bedeutung und beschränkt sich nur auf wenige Bereiche der Prozesskälte und der Klimatisierung. Mit neuen Tarifmodellen wie der Orientierung der Strompreise am EEX-Börsenpreis können Kältespeicher wie Eisspeicher ökonomisch vorteilhaft eingesetzt werden und damit technische Einschränkungen des LastmanagementPotentials aufheben.

Aufgrund der gegenwärtig fehlenden Umsetzung von intelligentem Lastmanagement ist der Umfang der positiven ökologischen und ökonomischen Wirkung des Lastmanagements auf die gesamte Energieversorgung nicht quantitativ kalkulierbar. Für die Umsetzung fallen Kosten in die Regelungs- und Kommunikationsinfrastruktur sowie -geräte auf Verteilnetz- und Verbraucherebene an. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ist das intelligente Lastmanagement neben der Entwicklung von Energiespeichern und der Anpassung der Stromerzeugung und Stromübertragung eine wichtige und energiesystemisch betrachtet sinnvolle Säule zur Gestaltung der zukünftigen Energieversorgung. Im Hinblick auf eine langfristige, umfangreiche Umsetzung der Lastmanagementpotentiale und der Ausnutzung aller

ökonomischer und ökologischer Vorteile, die das Lastmanagement bietet, sollte deren Integration in die Stromversorgung unterstützt werden. Neben der Kälteversorgung sind hierbei auch andere Verbrauchseinrichtungen wie Lüftungen in die Analyse mit einzubeziehen.

Für eine weitergehende Zusammenfassung der Arbeiten zur Studie [Ib09_2] wird auf die Veröffentlichung „Lastamanagement mit Kühlsystemen: Potentiale und Barrieren“ [Gp10] verwiesen.

6.4. Nutzung von Gebäudewärmekapazitäten und Wärmespeichern [13]

6.4.1. Zielstellung der Studie der TU Dresden [Dr10]

Eine Reduzierung von erzeugter elektrischer Leistung wirkt sich aufgrund des Prinzips der Fernwärmeerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf die bereitgestellte Wärmeleistung aus. Die Studie der Technischen Universität Dresden (TUD) verfolgte die Zielstellung, die daraus resultierenden Konsequenzen für den Endkunden zu quantifizieren. Im Ergebnis wurde ein Prognosewerkzeug erstellt, welches das dynamische Verhalten von Gebäuden für verschiedene Randbedingungen (Optimierungsstufen 1-4) approximiert. Somit konnten Entscheidungen über den möglichen Umfang und die mögliche Dauer einer Leistungsreduktion im Kraftwerk unterstützt werden.

Als wichtigstes Kriterium wurde die Anforderung der Endkunden an die thermische Behaglichkeit verwendet, die definierte Grenzen nicht unterschreiten darf. Für die Umsetzung der Studie wurde die gekoppelte Gebäude- und Anlagensimulation (TRNSYS-TUD) verwendet. Die Simulation bot gegenüber einem Feldtest den Vorteil, dass Randbedingungen einzeln und reproduzierbar aber auch spontan verändert werden konnten. Somit waren Sensitivitätsanalysen bezüglich der Wirkung ausgewählter Störgrößen auf das Gesamtsystem möglich.

6.4.2. Methodik

Grundlage der Ergebnisse der Simulationen und somit der möglichen Aussagen über Konsequenzen innerhalb der Gebäude bezüglich der Beheizung und Trinkwassererwärmung waren Informationen aus dem Gebäude und der Hausanschlussstation. Die Studie der “thermischen Trägheitsprognose“ unterscheidet insgesamt vier Optimierungsstufen, deren Ziel es ist, das vorhandene Speicherpotential so optimal wie möglich auszunutzen.

Die **Optimierungsstufe 1** „Prozesswerte aus Wärmeübergabestation“ beschränkte sich ausschließlich auf die Verarbeitung der Rücklauftemperatur im Versorgungsnetz.

In der **Optimierungsstufe 2** wurden zusätzliche Prozesswerte aus dem Gebäude in der Simulation berücksichtigt.

In der **Optimierungsstufe 3** wurden Prozesswerte aus der Wärmeübergabestation und allen Räumen verwendet.

[13] Autor: Holger Hänchen (DREWAG Netze GmbH)

Ähnlich der Optimierungsstufe 3 setzt auch die **Optimierungsstufe 4** eine Prozessdatenerfassung aus jedem beheizten Raum des Gebäudes voraus. Hier jedoch wurde der Versorgungszustand des Heizkörpers bei der Simulation berücksichtigt. Die Auswertung der Ergebnisse fokussieren sich auf:

- den Temperaturabfall innerhalb der beheizten Zonen,
- die Warmwasseraustrittstemperaturen während der Absenkphasen,
- sowie die Verläufe der Leistungsreduktion für Heizung und Trinkwassererwärmung.

Speziell in der Optimierungsstufe 4 erfolgt die Auswertung des Gebäudeversorgungszustandes (GVZ) bzw. eines Adaptionspotentials.

Der Simulationszeitraum umfasst die gesamte Heizperiode von September bis April. Es wurde hierbei der kälteste Tag der Heizperiode mit einer minimalen Außentemperatur von bis zu - 17,5 °C detailliert untersucht. Zusätzlich erfolgte ein Vergleich mit einem ausgewählten Typtag bei mittleren Außentemperaturen bezüglich der Heizperiode.

6.4.3. Zusammenfassung der wichtigsten Studienergebnisse

Die Studie „Einsatz von IKT – Technologie zur periodischen Quantifizierung der thermischen Speicherpotentiale von Gebäuden“ führte zu folgenden Schlussfolgerungen:

- Aufgrund der Summe der Einflussgrößen auf die „Gesamtrücklauftemperatur“ konnte die Erstellung einer thermischen Trägheitsprognose, basierend auf den Rücklauftemperaturen der Gebäude, nicht realisiert werden.
- Die spontane Absenkung der Vorlauftemperaturen verursacht vor allem bei intermittierenden Betriebsweisen der Gebäude die größten Auswirkungen. Bei der verwendeten Anlagenauslegung (Gebäude) 70°C Vorlauftemperatur und 55°C Rücklauftemperatur fokussierte sich die Auswertung auf Absenkphasen bis 50°C, um möglichst kritische Zustände untersuchen zu können.
- Die Ergebnisse der Optimierungsstufe 2 führen selbst unter ungünstigsten Bedingungen zu Werten, welche noch nahezu der Behaglichkeitskategorie B (mittel) nach DIN ISO 7730 zugeordnet werden können. Das entscheidende Kriterium dieser Optimierungsstufe ist die Wahl der kritischsten Zone im Gebäude.
- Zielstellung der Optimierungsstufe 4 ist eine Generierung des Gebäudeversorgungszustandes mit Hilfe der Oberflächentemperaturen der Heizkörper. Die erstellten Versionen basieren auf dem Algorithmus des Adapterm-Verfahrens der Firma TECHEM. Die Ergebnisse der Auswertung des Gebäudeversorgungszustandes bzw. des Adaptionspotentials führen analog der vorherigen Optimierungsstufen zu dem Schluss, dass die Umsetzung der spontanen Vorlauftemperaturreduzierung realisiert werden können.
- Der entscheidende Vorteil der Optimierungsstufe 4 als Vorzugsvariante ist die Reflexion des tatsächlichen Nutzerverhaltens. Der Nutzereingriff wird berücksichtigt und repräsentiert so die real benötigte Heizwärme des Gebäudes.

- Erfolgen die Absenkphasen während der Ladevorgänge des Speichers, können die geforderten 60°C am Austritt des Speichers nicht eingehalten werden. Die Konsequenzen der Absenkung auf die Trinkwassererwärmung sind maßgeblich vom Temperaturniveau der Vorlauftemperaturreduzierung abhängig. Im Falle einer Absenkung auf 50°C kommt es zu Austrittstemperaturen, welche die Forderungen des Arbeitsblattes DVGW W551 unterschreiten. Die Umsetzung ist dennoch prinzipiell möglich, liegt aber im Ermessensspielraum der Energieversorger.
- Die Auswirkungen auf die Fernwärmeleistung werden in erster Linie von der Gebäudebeheizung dominiert. Es können signifikante Leistungsreduzierungen während der Absenkphase bestätigt werden. Allerdings ist danach mit erhöhten Leistungsanforderungen zu rechnen.
- Alle Kriterien sind abhängig von der Außentemperatur und müssen auch entsprechend bei praktischen Untersuchungen berücksichtigt werden.

7. moma-Architektur

7.1. Einleitung[14]

Der Begriff Smart Grid wurde innerhalb des Kapitels „Smart Grid-Begriff und Rolle der IKT-Infrastrukturbetreiber“ im Zusammenhang mit den Definitionen innerhalb der EU Taks Force Smart Grid [ETFEG1_10], der Smart Grid-Roadmap des BDEW [BDEW13] sowie des ITG-Positionspapieres zu Energieinformationssystemen [VDE12] eingeführt. Das Projekt moma war in diese Aktivitäten intensiv eingebunden, was jederzeit die nachhaltige Abbildung der moma-Architektur auf gesellschaftliche Entwicklungen ermöglichte.

Die grundsätzliche Einordnung von Leitgedanken zur Smart Grid Architektur, insbesondere innerhalb des europäischen Smart Grid Mandats M/490 [M490RACA12] in Bezug auf die moma-Architektur, erfolgte im Kapitel „Aufbau von Smart Grids zur Unterstützung der Energiewende“. Hier wurde ebenso die zellulare Topologie sowie die Ausstattung von Zellen im Bereich der Liegenschaften (Objektnetzzellen = ONZ) und des Verteilungsnetzes im Niederspannungsbereich (Verteilungsnetzzellen = VNZ) eingeführt (siehe nachfolgende Abbildung).

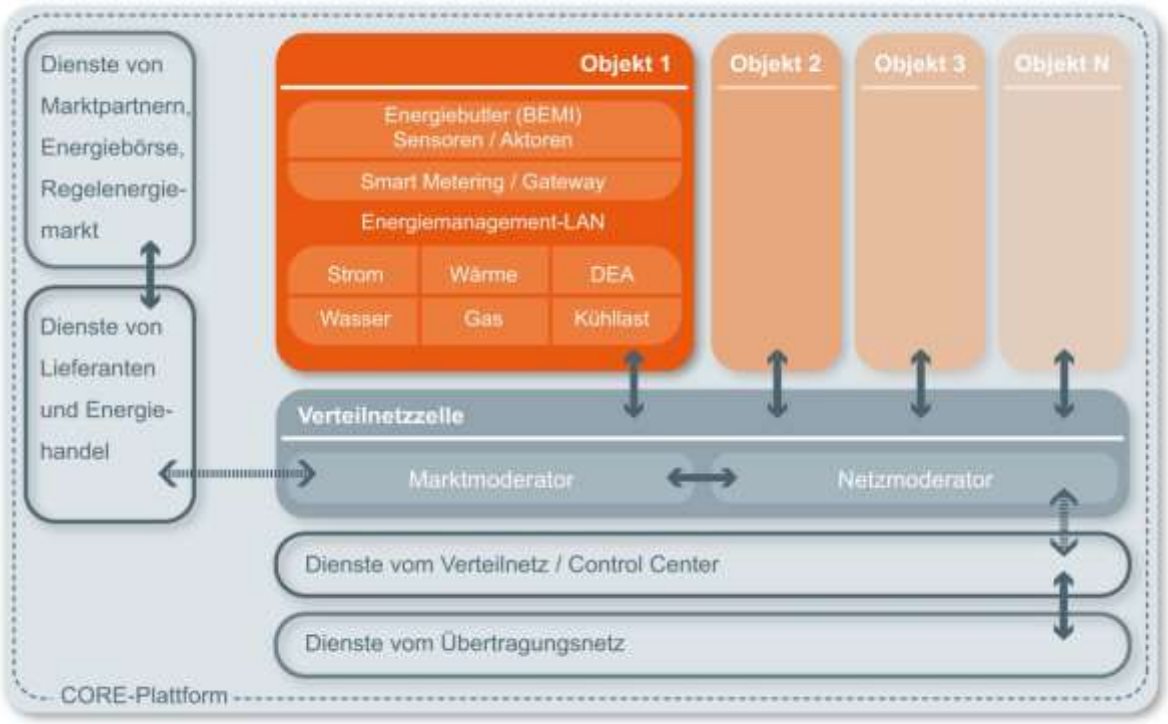


Abbildung 32: Zellulare Systemtopologie mit dezentraler Intelligenz

In der Verbindung des Projektes mit Gremienaktivitäten erbrachte moma dabei wertvolle Beiträge durch Aspekte der Architekturentwicklung auf Basis folgender Kernthesen.

[14] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG)

Die Erschließung aller Potentiale an erneuerbaren Energien sowie die Transformation des Energiesystems ist nur bei breiter gesellschaftlicher Akzeptanz umzusetzen.

Akzeptanz von Veränderungsprozessen erfordert Transparenz durch Vermittlung von Wissen über Zusammenhänge und wirtschaftliche Chancen für alle Beteiligten.

Wissen über Chancen zur Partizipation an der energetischen Wertschöpfung führt zum Engagement aller gesellschaftlichen Kräfte sowie interdisziplinärer Zusammenarbeit.

Dabei sind private und unternehmerische Ziele, kommunale und regionale Energiekonzepte gleichberechtigt in gesamtstaatliche und europäische Anforderungen einzuordnen, um Subsidarität zu gewährleisten und Globalisierung zu ermöglichen. Hohe Versorgungssicherheit wird weder allein durch ein zentralisiertes System noch durch regionale Egoismen entstehen.

Ein zellularer Ansatz in der Energieinfrastruktur unterstützt dabei, zentrale und dezentrale Verbundenheit herzustellen sowie Informationssicherheit und Datenschutz im Netz zu erhöhen.

Daraus ergeben sich Chancen für neue Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft, die aber erst unter der Voraussetzung der Neugestaltung des Marktdesigns zu heben sind.

Die verschiedenen neuen Geschäftsmodelle am Markt und im Netz erfordern aber den Aufbau einer vernetzenden IKT-Infrastruktur für Erzeugung, Speicherung, Verbrauch und Netzbetrieb als Plattform für neue Markt- und Netzfunktionen, dem Smart Grid.

Die Vielzahl der Akteure und der Komponenten in einem komplexen, vernetzten sowie zentral und dezentral verbundenen System erfordert das Vorantreiben einer standardisierten Kommunikation sowie die Sicherstellung von Informationssicherheit und Datenschutz. Die dafür notwendige IKT-Infrastrukur vernetzt eine kritische, gesamtgesellschaftliche Infrastruktur. Um die Versorgungssicherheit in gewohnter Weise auch unter den neuen Bedingungen zu erhalten, sollte diese IKT-Infrastruktur durch einen verantwortlichen Akteur, wie den Verteilungsnetzbetreiber (VNB) als Betreiber einer intelligenten Energieinfrastruktur, vorangetrieben werden, wobei dies Dienstleister für die VNBs umsetzen können.

Gemeinsame, diskriminierungsfrei bereitgestellte Smart Grid-Infrastrukturen aus elektrotechnischer und informationstechnischer Vernetzung verbessern dabei gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit von Geschäftsmodellen verschiedener Marktakteure.

Betriebs- und volkswirtschaftliche Untersuchungen in moma stützen diese Aussage und wurden in einen Leitfaden für Stadtwerke überführt [PPC12].

Im Kapitel „Aufbau von Smart Grids zur Unterstützung der Energiewende“ werden die beschriebenen Komponenten der moma-Systemarchitektur auf der SGAM-Komponentenebene angeordnet. Zusätzlich werden dort die Kommunikationsbeziehungen im Rahmen der SGAM-Kommunikationsebene abgebildet. Ebenso werden die Betrachtungen zur zellularen Topologie sowie des Verständnisses von Netzzellen in Form von Liegenschaften und Netzregionen im Verteilungsnetz als eigenständige und gleichzeitig verbundene Regelkreise geführt.

Letztendlich realisierte das Projekt einen Verbund von Regelkreisen, der zuerst auf horizontaler Ebene Netzbereiche gleicher Spannungsebene in Verbindung setzt, in denen wiederum Liegenschaften (en: property) von Prosumenten (Produzent und Konsument) als selbstoptimierende Regelkreise über Energiemanagement Gateways (EMGs) eingebunden sind. Um die Verbundenheit über alle

Spannungsebenen bis in die Übertragungsnetze herzustellen, sind Hierarchien von Regelkreisstrukturen umsetzbar (siehe nachfolgende Abbildung). Automaten, hier zum Beispiel der Energiemanager in der Liegenschaft sowie Markt- und Netzautomaten in Netzzellen bilden die jeweiligen Regelungseinheiten innerhalb der Zellen.

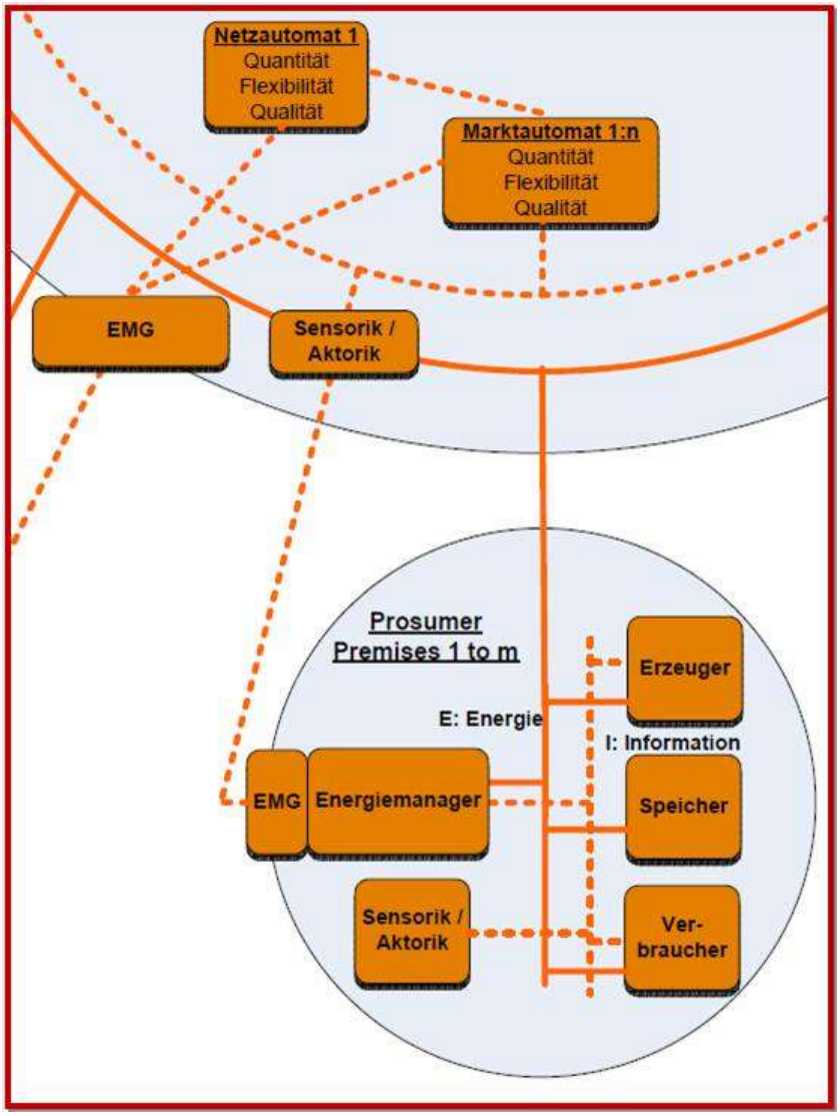


Abbildung 33: Netzzellen im Verbund

Der beschriebene Denkansatz wird in moma durch den Aufbau eines Schwarmes von dezentralen Steuerungseinheiten als Automaten in selbständigen Regelkreisen eines zellularen Energiesystems entwickelt. In den Arbeiten zur Netzsimulation waren dabei für verbundene Netzzellen die Regeln für die synergetische Interaktion der Regelkreise in den Energiezellen zur Gestaltung eines Energieorganismus zu entwickeln, der als intelligentes Energiesystem ganzheitlich wirkt.

Ermöglicht wird das Modell zur Verbindung selbstoptimierender Regelkreise zu einem Gesamtsystem durch die Ausstattung aller Energiezellen

- mit den energetischen Betriebsmitteln des Energieversorgungssystems
- mit Automateninstanzen im Zusammenhang mit Mess- und Stellelementen der jeweiligen Zelle in den Netznutzerobjekten und in Netzzellen als Kern des Automatisierungssystems
- mit einer Kommunikationsinfrastruktur über eine echtzeitfähige und auf dem Internetprotokoll basierende Breitbandkommunikation sowie verbundene Gateways und Diensteplattformen in den Zellen (Meter-, Energiemanagement-, Verteilnetzzellen-Gateways) als Kommunikationssystem zur Verbindung von Netznutzerobjekten, Verteilungsnetzzellen und übergeordneten Infrastrukturen
- sowie mit einer serviceorientierten, verteilten Systemarchitektur als Dienstevermittlungsebene der Referenzarchitektur, die über eine übergeordnete Plattform und Integrationsinfrastruktur sowie als Träger des virtuellen Energiemarktplatzes die Verbindung mit zentralen Diensten der Netzführung und Diensten der Akteure am Energiemarkt herstellt.

Eigenständigkeit, Verbundenheit und Interaktion ähnlicher Systeme stellen die Grundlage zur Komplexitätsreduktion in einem System hoher Vielfalt, Verbundenheit und Organisiertheit im Sinne der Entwicklung des Gesamtsystems auf eine gemeinsame Zielfunktion dar.

7.2. moma-Architektur und Komponenten[15]

Die Ableitung der moma-Architektur wird umfassend in [moma1105] unter Anwendung eines Kernmodells für eine Energiesystemzelle mit generalisierten Energiesystemelementen in Bezug auf die Referenzarchitektur erläutert und hier nur noch einmal zusammenfassend in den Projektkontext gestellt.

Die Umsetzung dieses Architekturkonzeptes aus Sicht der Kommunikationsarchitektur wurde im moma-Arbeitsschritt Schnittstellenspezifikation [Ud09] konzipiert sowie darauf basierend mit der moma-Architektur wie in nachfolgender Abbildung umgesetzt. Auf Grundlage dieser Architekturdarstellung erfolgt in den nachfolgenden Abschnitten die detalliertere Architekturerläuterung mit Komponenten in der Systemzelle, in Verteilungsnetzzellen, in Objektnetzzellen sowie Unterobjektzellen.

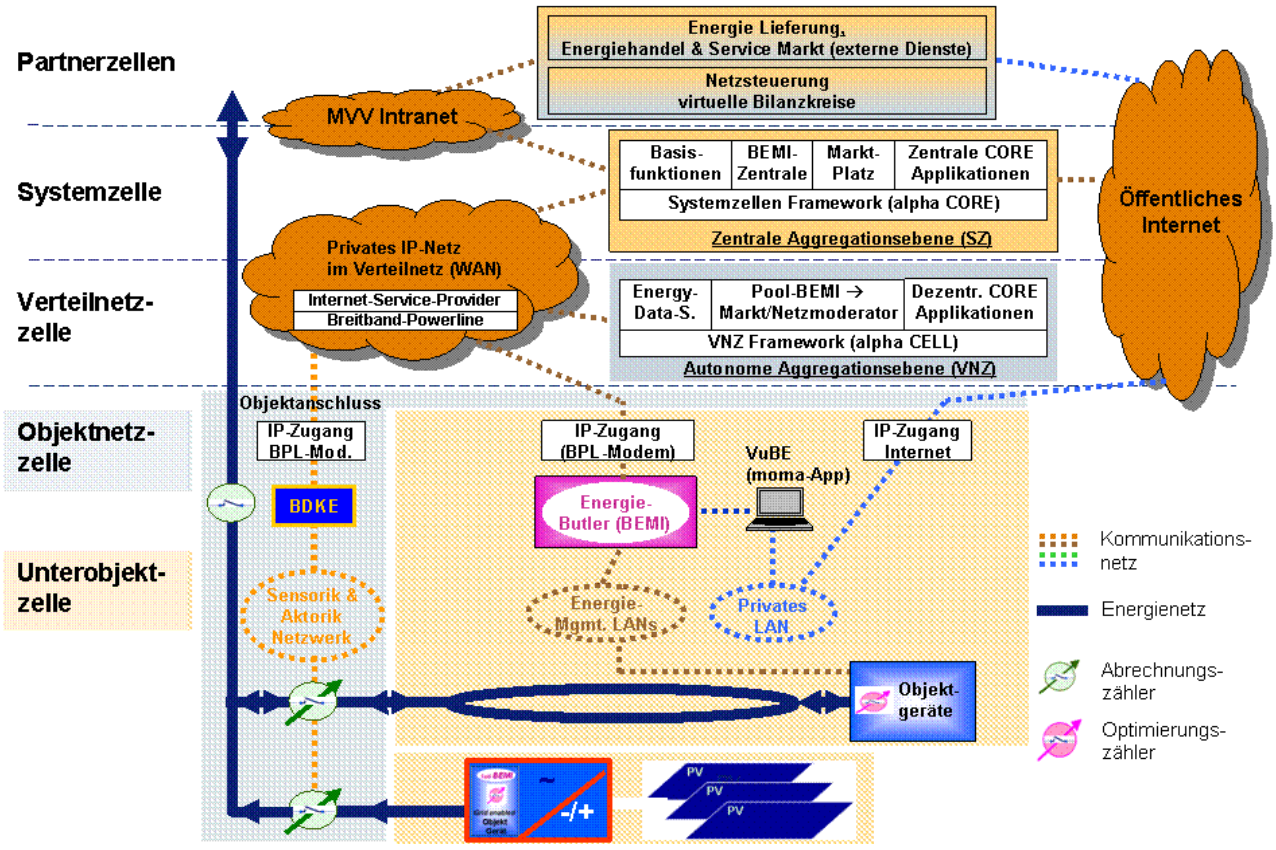


Abbildung 34: moma-Systemarchitektur

Die fachlichen Systeme des moma Gesamtsystems lassen sich in die drei nachfolgenden Gruppen unterteilen:

- Die BEMI-Familie mit den vom IWES entwickelten Komponenten BEMI (Bidirektionales Energie Management Interface), welches auf dem Energiebutler (EB) als Kombination von Energiemanagement Gateway (EMG) und Energiemanager (EM) läuft und im Zusammenspiel mit den angeschlossenen Schaltboxen für das Energiemanagement in der Unterobjektzelle zuständig

[15] Autor: Andreas Herdt (IBM Deutschland GmbH)

ist, dem Pool-BEMI, welches auf den VNZ-Servern (Verteilungsnetzzelle = VNZ) läuft sowie dem Zentral-BEMI, welches in der Systemzelle angeordnet ist

- Dem von der PPC entwickelten Energy Data Server (EDS), welcher in den Verteilnetzzellen beheimatet ist und von dort über in der Objektnetzzelle installierte BDKEs (BiDirektionale KommunikationsEinheit) als Smart Meter Gateways mit den dort vorhandenen Zählern kommuniziert
- Der von IBM entwickelten Komponente alphaCore, welche in der Systemzelle Daten sowohl von externen als auch von moma-Systemen entgegen nimmt, langfristig speichert und wieder zur Verfügung stellt, sowie beliebige Anwendungsfälle ausführen kann und die Komponente alphaCell, welche über die Verteilnetzzelle die Verbindung von und zu allen verteilten Komponenten erlaubt

Das dezentrale Energiemanagementsystem in der Unterobjektzelle der Liegenschaft (Objektnetzzelle) in Form des Energiebutlers kommuniziert über ein geschütztes Energiemanagement-LAN mit den Schaltboxen (Aktorik) an den Geräten sowie mit dem Bedieninterface des Kunden in Form der moma App. Die externe Kommunikation von Energiebutler sowie Meter Gateway (BDKE) erfolgt unter Nutzung des Internetprotokolls (IP) über Modems der Breitband Powerline-Infrastruktur als geschütztes privates Weitverkehrsnetz (WAN) des Verteilungsnetzbetreibers.

Als Übersichtsschema werden diese Beziehungen noch einmal in folgender Abbildung dargestellt.

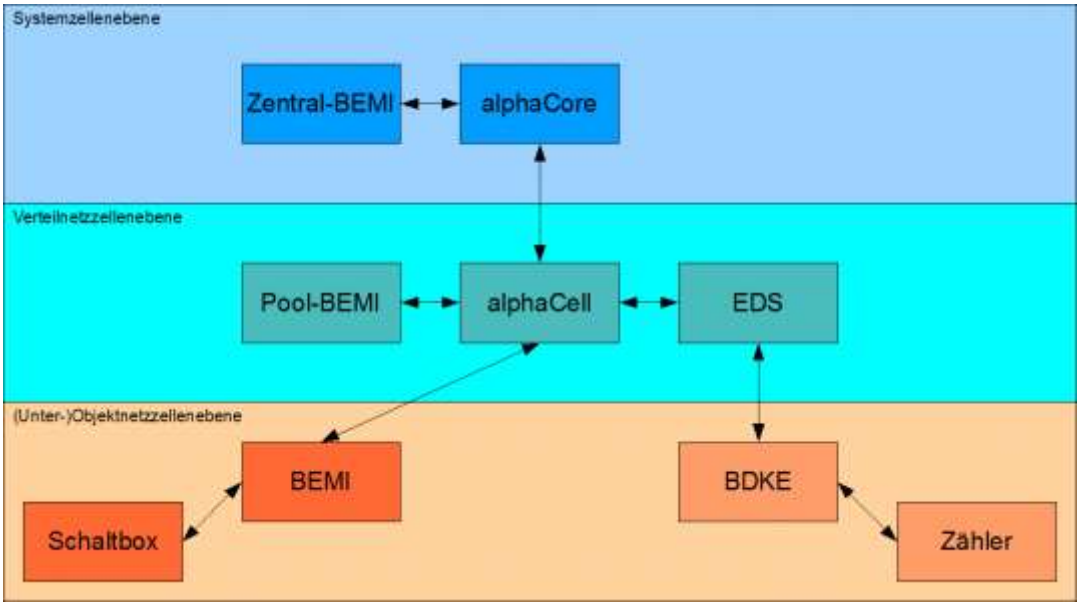


Abbildung 35: moma-Komponenten in der zellularen Topologie

Die Grafik zeigt alle fachlichen Komponenten und verdeutlicht die Kommunikationspfade auf der Transportebene. Die physikalische Kommunikation mit weiteren Komponenten wie Modems, Gateways, Firewalls etc. wurde hier ausgeblendet.

7.3. Kommunikation und Smart Metering in Bezug zum objektbezogenen Energiemanagement[16]

7.3.1. Modell von moma sowie der DKE-Fokusgruppe Inhouse Automation

Mit der nachfolgenden Abbildung wurde die Trennung von Smart Meter Gateway (BDKE) sowie Energiemanagement Gateway als Bestandteil des Energiebutlers eingeführt. Auf Grundlage dieser Architekturentscheidung erfolgte ein aktives Mitwirken des Projektes im deutschen Lenkungskreis Normung E-Energy / Smart Grid, in der Fokusgruppe Inhouse Automation, aber auch bei der Diskussion zur Gestaltung des Smart Meter Schutzprofils sowie dessen Verbindung zum Energiemanagement Gateway.

Zur Darstellung dieser Ansätze sollen verallgemeinerte Begriffe eingeführt werden, die nachfolgend den Systemdomänen, Rollen und Funktionsbeispielen zugeordnet werden sowie die Grundlage zur eventuellen Definition eines Residential Gateways als Verbindung von Meter Gateway und Energiemanagement Gateway bilden.

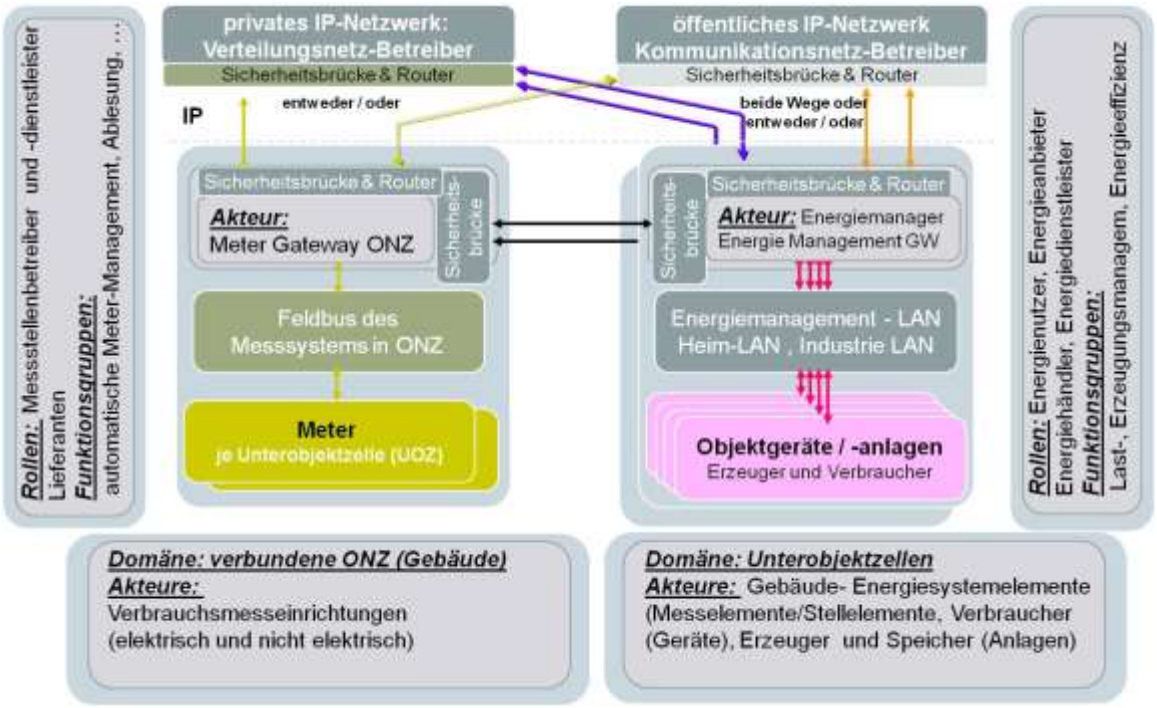


Abbildung 36: Anwendung Referenzarchitektur für die Systemdomänen Objekte und Geräte

Es werden in Bezug zur Abbildung und zu den definierten Elementen eines Smart Grids (siehe Kapitel zum Smart Grid-Begriff) folgende Komponenten aufgeführt:

- die Verbrauchsmesseinrichtungen sowie zusätzliche Mess- und Stelleinrichtungen im Objekt (Messeinrichtungen und Steuereinrichtungen im Automatisierungssystem),

[16] Autoren: Andreas Kießling (MVV Energie AG); Kapitel 7.3.3 Andreas Herdt (IBM Deutschland GmbH)

- das Meter Gateway (Gateway im Kommunikationssystem) als Kommunikationskomponente zwischen den Verbrauchszählern in der Objektnetzzelle zur Verteilungsnetzzelle und auch zum Energiemanagement-Gateway,
- das Energiemanagement Gateway (EMG) als Kommunikations-Gateway und Diensteplattform des Kommunikationssystems im Netznutzerobjekt mit einer Middleware (Dienstevermittlungsebene der Objektnetzzelle) für Informationsmodelle und Dienstekommunikation,
- der Energie-Manager (EM) als Träger der Automatenstruktur mit Energiemanagementdiensten als Steuereinrichtung des Automatisierungssystems,
- das Kommunikationsnetzwerk im Objekt als Energiemanagement-LAN (lokales Netzwerk) von einem Energiemanagement-Gateway (EMG) hin zu Geräten und Anlagen sowie als Feldbus vom Meter Gateway (MG) zu Verbrauchsmessgeräten
- sowie die über den gesamten Regelkreis im Objekt zu steuernden Objektgeräte und Anlagen als Elemente im Energieversorgungssystem des Objektes.

Zwischen Meter-Gateway und Energiemanagement-Gateway sind die Maßnahmen zur Gewährleistung von Informationssicherheit und Datenschutz, dargestellt durch die Sicherheits-Brücken, zu definieren [BSIPP12], [BSITR12].

Weiterhin umfasst die Darstellung beispielhafte Funktionsgruppen in den Systemdomänen und diesen Funktionen zugeordnete Rollen.

7.3.2. Aus EU-Mandat M/441 abgeleitete Betrachtungen zu Gateways und Diensteplattformen

Im letzten Abschnitt wurde die Anwendung der Referenzarchitektur auf die Domänengruppe Netznutzerobjekte dargestellt. Hierbei wurden zwei logische Gateways identifiziert, das Meter-Gateway in Hoheit und Verantwortung der Rolle des Messstellenbetreibers sowie das Energiemanagement-Gateway in der Hoheit und Verantwortung des Prosumenten als natürlicher Akteur in den Rollen Energienutzer und Betreiber von Energiegewinnungsanlagen.

Beide Gateways können in Verbindung mit einer Diensteplattform und Dienstevermittlungsumgebung als technische Akteure Träger von Diensten sein. Dabei ist das Meter-Gateway als logische Komponente Träger der Dienste im Rahmen von Smart Metering. Das Energiemanagement-Gateway als weiterer technischer Akteur ist wiederum Träger von Diensten im Rahmen des dezentralen Energiemanagements, von Energiedienstleistungen, für die Einbeziehung in virtuelle Kraftwerke oder die vertraglichen Einbeziehung in Geschäftsangebote für Systemdienstleistungen zur Vermarktung von Energieangeboten.

Beide Gateways kommunizieren sowohl mit den energienutzenden und energieanbietenden Geräten sowie Anlagen im Objekt, mit Mess- und Stelleinrichtungen als auch mit externen Akteuren im Bereich des Energiemarktes und der Energienetzführung. Im Sinne der Entwicklung einer vernetzten Infrastruktur des Energiesystems sind Festlegungen zur Informationssicherheit und zum Datenschutz zu treffen.

Um sich den notwendigen Sicherheitsfestlegungen anzunähern, wird als Ausgangspunkt die Architekturdarstellung der Smart Metering Coordination Group zum europäischen Smart Metering Mandat

441 gewählt. Im Mandat 441 war es nicht der Auftrag auch das Thema Informationssicherheit zu bearbeiten, doch lassen sich an der nachfolgenden technologieunabhänigen, logischen Darstellung sehr gut die Anforderungen als Ausgangsbasis der deutschen Diskussionen ableiten.

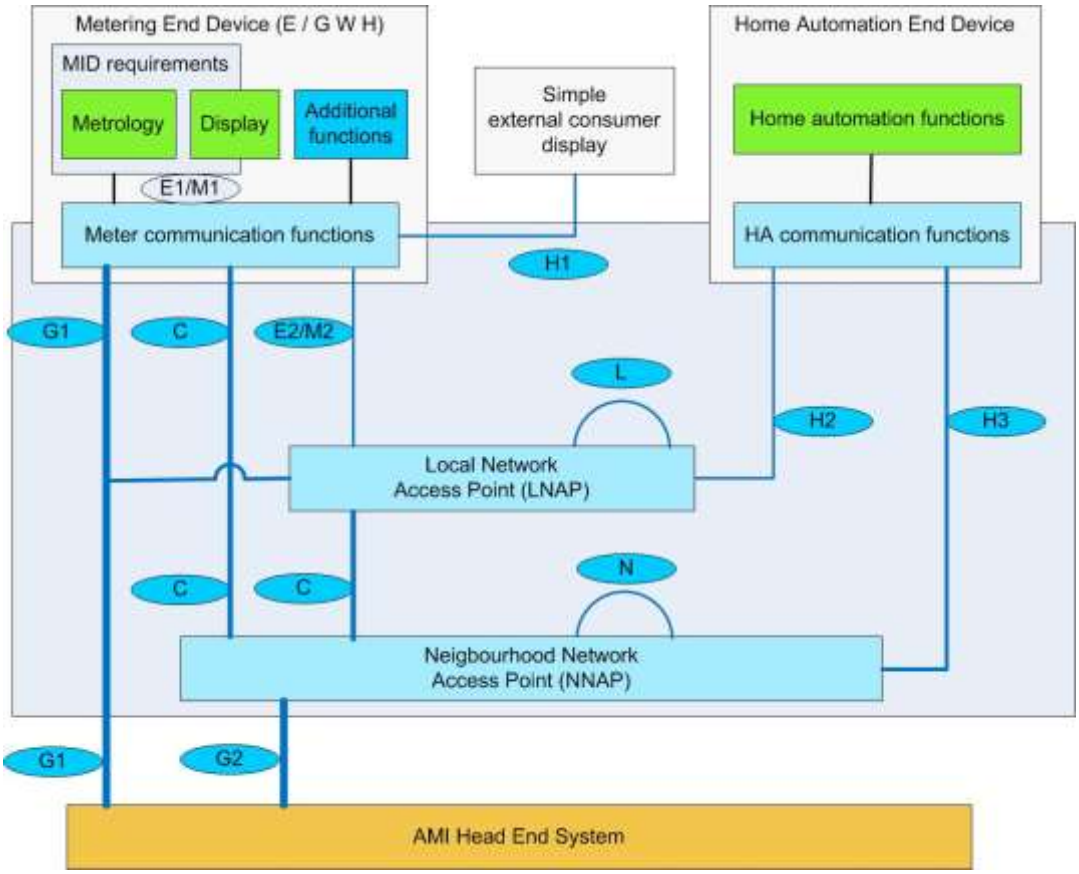


Abbildung 37: logische, technologieunabhänige Architekturdarstellung Smart Metering [CCE1105]

Eine Smart Metering-Architektur wird hier definiert als

- modulares Messgerät-Konzept aus metrologischer Einrichtung und einem Display, einer Komponente für direkt zur Messeinrichtung zugeordnete Mindestfunktionen eines elektronischen Messgerätes sowie einer Komponente für Kommunikationsfunktionen des Mess-Endgerätes (Mess-Endgerät wird umgangssprachlich als Smart Meter bezeichnet),
- direkte Schnittstelle am Messgerät zum Anschluss von Zusatz-Displays,
- logische Funktionskomponente zusätzlich zu den direkt zum Mess-Endgerät zugeordneten Mindestanforderungen in Form von Messdatenweiterleitung, -überprüfung, Ersatzwertbildung, Historienbildung, Aggregierung, vorverarbeitende Abrechnungsfunktionen, Messgerätesteuerung ohne Zuordnung zu einem Installationsort auf einer vorgeschriebenen Diensteplattform,
- Schnittstellen der Mindestfunktionen und erweiterten Funktionen über das lokale Netzwerk im Netznutzerobjekt zu Funktionskomponenten der Gebäudeautomation in Hoheit anderer Rollen mit Herstellung von Verbindungen zu Geräten und Anlagen,

- Schnittstellen der Mindestfunktionen und erweiterten Funktionen über ein Nachbarnetzwerk innerhalb von Objektnetzen aber auch in Netzregionen zur Bündelung mehrerer Zähler über eine Diensteplattform (Datenkonzentrator, Energiedatenserver (EnDS))
- Schnittstellen der Mindestfunktionen und erweiterten Funktionen über Weitverkehrsnetze zur Verbindung mit zentralen Smart Metering-Systemen (AMI Head End System)

Positiv an dieser Darstellung ist die offene Implementierungsmöglichkeit der erweiterten logischen Funktionen, da es keine technologische Festlegung gibt. Dieser Punkt hat für die europäische Kommission höchste Bedeutung, die mit dem Report der Smart Metering Coordination Group darauf drang, dass keinerlei technologische Festlegungen getroffen, sondern nur logische Funktionen beschrieben werden, um einen offenen wettbewerblichen Markt zu befördern.

Unter Berücksichtigung der Architekturebenen im Smart Grid Architektur Modell sowie der Darstellung zum Mandat 441 ergeben sich mehrere Realisierungsmöglichkeiten für Kommunikations-Gateways und Diensteplattformen, die in Kombination umgesetzt werden können. Die Forderung nach einem offenen wettbewerblichen Markt ohne technologische Festlegungen macht eine Betrachtungsweise in logischen Komponenten, die jeweils bestimmten Informationssicherheitsniveaus genügen müssen, notwendig.

Folgende Netzwerke werden aus der Darstellung zum Mandat 441 identifiziert und sind in nachfolgender Darstellung abgebildet:

- MAN – Metering Area Network (lokaler Mess-Feldbus)
- HAN – Home Area Network (entspricht LAN – lokales Netzwerk im Objekt, Energiemanagement-LAN)
- NAN – Neighborhood area network (entspricht Nahbereichsnetzwerken in Verteilungsnetzregionen zu dezentralen Komponenten)
- WAN – Wide Area Network (Weitverkehrsnetze zu zentralen Komponenten)

Folgende technische Komponenten sind dabei auf Grundlage der Architekturebenen und Schnittstellen im Mandat 441 umsetzbar, die ebenso in nachfolgender Abbildung einbezogen werden:

- Messendgeräte mit Mess- und Anzeigefunktion, gewissen zu definierenden Basisfunktionen sowie Kommunikationsfunktionen des Einzelgerätes
- Externes Display, das direkt an das Messendgerät angeschlossen werden kann
- Meter-Gateway als lokale Kommunikationsbrücke im Objekt des Endkunden zur Verbindung von Messfeldbus (MAN) mit Gebäudenetzwerk in Kundenhoheit (HAN) über das Energiemanagement-Gateway (EM-Gateway) sowie Nachbarnetzwerken im Nahbereich (NAN) und Weitbereich (WAN)
- Diensteplattform im Objekt des Endkunden zur Abbildung erweiterter Metering- und Energiemanagement-Funktionen, installierbar auf Meter-Gateway des Messstellenbetreibers oder auf eigenständigem Energiemanagement-Gateway des Endkunden
- Kommunikations-Gateway im Nahbereich der Objekte (Verteilungsnetzregion) zur Verbindung über das Nahnetzwerk (NAN) mit dem Meter-Gateway (3) und mit Energiemanagement-Gateway (8) in Kundenhoheit, sowie über das Weitnetzwerk (WAN) mit der zentralen Diensteplattform

- Diensteplattform im Verteilungsnetz zur Abbildung von aggregierenden, prüfenden, plausibilisierenden, speichernden sowie abrechnenden Funktionen als sogenannter Energiedatenserver (EnDS; analoger Begriff: Datenkonzentrator)
- Zentrale Diensteplattform (auch genannt Datendrehscheibe, Information hub, Plattform für Energiemarktplatz) bei einem IKT-Infrastrukturbetreiber beispielsweise zur Abbildung zentraler Visualisierungs- und Abrechnungsfunktionen oder weiterer Energiedienstleistungen

Die Abbildung erweitert die Mandat 441-Darstellung um die oben genannten Netzwerkbezeichnungen sowie technische Komponenten, insbesondere mit Einordnung der moma-Komponenten.

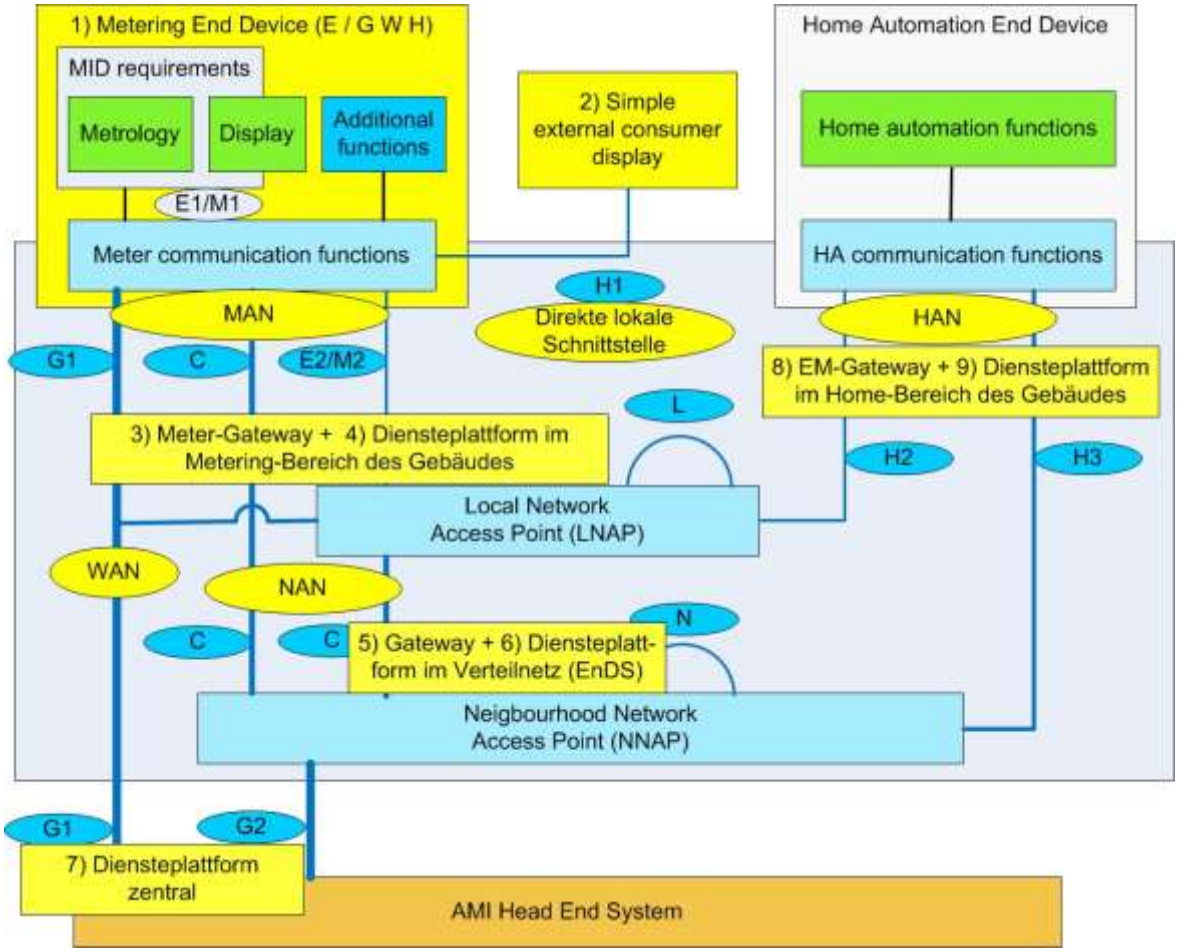


Abbildung 38: logische Architekturdarstellung Smart Metering erweitert um technische Komponenten und Netzwerke

Innerhalb des moma-Projektes wurden insbesondere umgesetzt die bidirektionale Kommunikationseinheit (BDKE) als Schnittstelle (Meter Gateway) zwischen Weitverkehrsnetz (WAN) des Metering-Systems, dem Feldbus der Verbrauchsmesseinrichtungen (MAN) sowie einer Nahverbindung (NAN) zum Energiebutler mit integriertem Energiemanagement Gateway über den Energiedatenserver (EnDS). Die WAN-Verbindung wurde zur alphaCORE als zentrale Integrationsinfrastruktur zu den Head End Systemen unter Nutzung der Breitband Powerline-Infrastruktur hergestellt.

7.3.3. Metering-Komponenten in moma

7.3.3.1. Energy Data Server und BDKE

Der Energy Data Server (EDS) wurde von Power Plus Communications AG implementiert.

Der EDS stellt die dezentrale Aggregationsebene für die Daten der in der Objektnetzzelle (ONZ) und der Verteilnetzzelle (VNZ) installierten Sensoren und Verbrauchsmesseinrichtungen dar. Er wurde als Applikation auf OSGi-Basis implementiert, um die gemeinsame Nutzung einer einheitlichen Middleware (Lotus Expeditor Integrator) aller Software-Komponenten auf dem VNZ-Server zu ermöglichen.

Die Grundfunktion des EDS ist die eines Datenkollektors. Jeder EDS empfängt die Daten der Sensoren (bei Push-Sensoren z.B. mit Wireless M-Bus) bzw. fragt diese bei Sensoren ab (bei Pull-Sensoren z.B. mit EIA-485-Schnittstelle). Hierbei sind die Sensoren jeweils einem VNZ-Server bzw. EDS zugeordnet. Die im Feldtest 3 eingesetzten Elster-Stromzähler werden alle 7,5 Minuten abgefragt.

Die physikalische Kommunikation erfolgte dabei zwischen Energiedatenserver sowie den Messeinrichtungen über eine bidirektionale Kommunikationseinheit als Meter Gateway, dem die Aufgabe zur Umsetzung zwischen IP-basiertem WAN-Protokoll auf das Protokoll des Feldbussystems der Messeinrichtungen (MAN) zukommt. Für jeden der eingesetzten Sensoren ist im EDS eine Protokollkonfiguration implementiert. Durch diese Architektur ist es jederzeit möglich, durch Hinzufügen weiterer Protokollkonfigurationen neue zusätzliche Typen von Sensoren in die Ausleseroutine des EDS mit aufzunehmen und diese auslesen zu lassen.

Die empfangenen Daten werden im EDS mit den in den Stammdaten enthaltenen Schlüsseln entschlüsselt und anschließend plausibilisiert. Für den Fall zeitweise nicht empfangener Zählerstände werden nach der Wiederherstellung der Verbindung Ersatzwerte für den fehlenden Zeitraum gebildet.

Der EDS berechnet aus den empfangenen Daten jeweils einen 15-Minuten Wert (moved15-Wert). Dies erfolgt mittels einer linearen Interpolation. Zusätzlich wird pro Zählerregister ein Wert pro Stunde (filtered60) mit entsprechendem Zeitstempel abgespeichert. Zur Weitergabe an den Pool-BEMI und den Evaluationsserver wird außerdem die Differenz zwischen jeweils zwei aufeinander folgenden 15-Minuten Werten gebildet und somit der Verbrauch innerhalb der entsprechenden 15 Minuten Zeiträume ermittelt (diffmoved900). Alle anderen empfangenen Werte werden verworfen.

Der EDS stellt die ermittelten bzw. gefilterten Daten dann über die Middleware Lotus Expeditor Integrator anderen Systemen zur Verfügung. Für die Übermittlung der Daten wird ein auf CIM-Objekten basierendes Datenmodell verwendet, wobei das CIM-Modell (entsprechend der Norm DIN EN 61968-11) in einzelnen Punkten erweitert werden musste, da im angewendeten CIM-Modell noch nicht alle in moma verwendeten Objekte definiert sind. Die Daten werden im XML-Format weitergegeben.

7.3.3.2. Stromzähler

Für den Feldtest 3 wurde ein Zählertyp entsprechend den in der Vorhabensmodellierung definierten Anforderungen ausgewählt.

Bei der Auswahl war neben der Verfügbarkeit einer bidirektionalen Kommunikationsschnittstelle und der bis auf eine Wattstunde genauen Darstellung der Arbeitsregister auch die Bereitstellung von netzrelevanten

Messwerten (Spannung auf den einzelnen Phasen, Leistungsfaktor der einzelnen Phasen, aktuelle Wirkleistung und aktuelle Blindleistung) notwendig. Eine weitere Anforderung war, dass der Zähler sowohl als Zweirichtungszähler als auch als Dreh- und Wechselstromzähler einsetzbar sein sollte.

Durch diese Vorgaben wurde die Auswahl bereits deutlich eingeschränkt. Ausgewählt wurde für den Feldtest 3 der Elster AS 1440 Zähler mit EIA-485-Schnittstelle, der alle genannten Anforderungen erfüllt.

7.4. Das Energiemanagement Gateway und der Energiemanager[17]

7.4.1. BEMI-Lösungsmodell in Objektnetzzelle

Die Umsetzung des dezentralen Energiemanagements in der Objektnetzzelle mit integrierten Unterobjektzellen erfolgte im moma-Projekt im Rahmen des BEMI-Lösungsmodelles.

Dabei wurde eine Lösung für die Kopplung von Energiesystemkomponenten und Objekt-Automaten in den Liegenschaften durch die Systemstruktur des Bidirektionalen Energiemanagement-Interfaces (BEMI) und der lokalen Intelligenz im Energiebutler, verbunden mit der lokalen Intelligenz der als Automaten in Verteilungsnetzzellen wirkenden Markt- und Netzmoderatoren entwickelt. Die Entwicklungen für den Energiebutler basieren auf den Fraunhofer IWES-Arbeiten zum BEMI [BNR07], [BNR08], [Nd07], [Bc08]. Eine weitergehende Einordnung des BEMI-Ansatzes in die moma-Realisierung erfolgte in [Rj10]. Das Umsetzungsmodell im Rahmen von moma innerhalb der Liegenschaft als Netzanschlussobjekt (Objektnetzzelle (ONZ) mit Unterobjekten, z.B. Wohnungen, als Unterobjektzellen (UOZ)) soll mit nachfolgender Abbildung dargestellt werden.

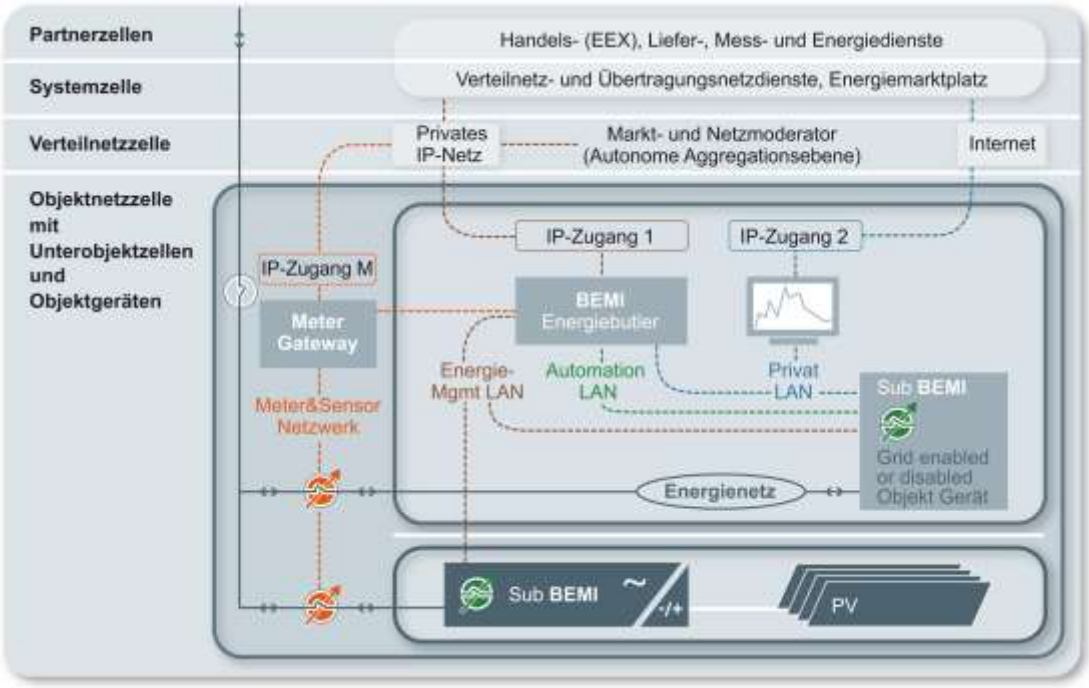


Abbildung 39: Einordnung des Netznutzers am Beispiel der Wirkungsdomäne Wohnobjekt in das zellulare Modell

[17] Autoren: Andreas Kießling (MVV Energie AG); Kapitel 7.4.4 Andreas Herdt (IBM Deutschland GmbH)

Die Elemente des Energieversorgungs-, des Kommunikations- und des Automatisierungssystems wurden in folgender Weise abgebildet:

- Verbrauchsmesseinrichtungen als Sensorik im BEMI-System für alle Versorgungssparten (Elektrizität, Wärme, Gas und Wasser) in der ONZ mit M-Bus- sowie RS485-Feldkommunikation zwischen den Messeinrichtungen sowie dem Kommunikations-Gateway,
- bidirektionale Kommunikationseinheit (BDKE) als Meter-Gateway zur Kommunikation mit den Verbrauchsmesseinrichtungen und der Verteilnetzzelle,
- Energiebutler (BEMI-Rechner) als zentrale IKT-Komponente, die gleichzeitig als Energiemanagement-Gateway (Kommunikationskomponente im BEMI-System) und in Verbindung mit einer Dienste-Middleware als Diensteausführungsort des Energiemanagers (BEMI-Algorithmen) im Netznutzerobjekt (ONZ) sowie auch in Unterobjektzellen wirkt,
- energienutzende Geräte sowie energiegewinnende Anlagen im Objekt als Elemente des Energieversorgungssystems
- Messelemente und Stellelemente (Sensorik und Aktorik im BEMI-System) an den Geräten und Anlagen in Form der moma-Schaltboxen
- Visualisierungs- und Bedieneinheit (VuBe, Bedienschnittstelle im BEMI-System) für die natürlichen Akteure im Objekt in Form eines Displays im Energiebutler, einer auf externen Rechnern nutzbaren Weboberfläche oder einer Applikation auf mobilen Endgeräten (Apps),
- objektinterne Kommunikation zwischen diesen Komponenten, abgebildet durch ein Funknetzwerk auf Basis von Funkstandards Z-Wave oder ZigBee (Energiemanagement-LAN)
- zuzüglich einer Verbindung des Kommunikationssystems im privaten Netzwerk der Akteure im Objekt hin zum Kommunikationssystem der Energiemarktakteure und der Netzakteure auf Basis einer geschützten, breitbandigen IP-basierten Kommunikation über ein privates Breitband-Powerline-Netzwerk (BPL) im Verteilungsnetz.

Die Objektnetzzelle ist in eine Verteilungsnetzzelle integriert, die Automatenstrukturen zur Netz- und Marktunterstützung enthält. Die Verteilungsnetzzellen sind wiederum Bestandteil einer Systemzelle, in der sich die CORE-Plattform als Integrationsplattform des moma-Projektes befindet, die die Netzzellen zur gesamthaften Netzführung mit der Netzleitwarte sowie weiterführend mit dem Übertragungsnetz, aber auch die lokalen Marktmechanismen über den Marktplatz der Energie in der Systemzelle mit den Marktpartnern auf den Energiemärkten verbindet. Dabei erfolgt die Kommunikation des Gesamtsystems IP-basiert per Breitband-Powerline.

7.4.2. Konzept im DKE-Kompetenzzentrum E-Energy

Der im obigen Kapitel beschriebene Systemansatz zur Trennung von Smart Meter Gateway und Energiemanagement Gateway im moma-Projekt wurde im Rahmen des DKE-Kompetenzzentrums E-Energy innerhalb der Fokusgruppe Inhouse Automation weiter spezifiziert, um eine nachhaltige internationale Entwicklung zu ermöglichen. Um auch der deutschen Entwicklung bei der Spezifikation zum Smart Meter Gateway mit dem Schutzprofil sowie der Technischen Richtlinie gerecht zu werden, konnte im Rahmen der

Diskussionen im deutschen Lenkungskreis Normung E-Energy / Smart Grid sowie beim BMWi mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationssicherheit (BSI) das in nachfolgender Abbildung verdeutliche Systemkonzept vereinbart werden.

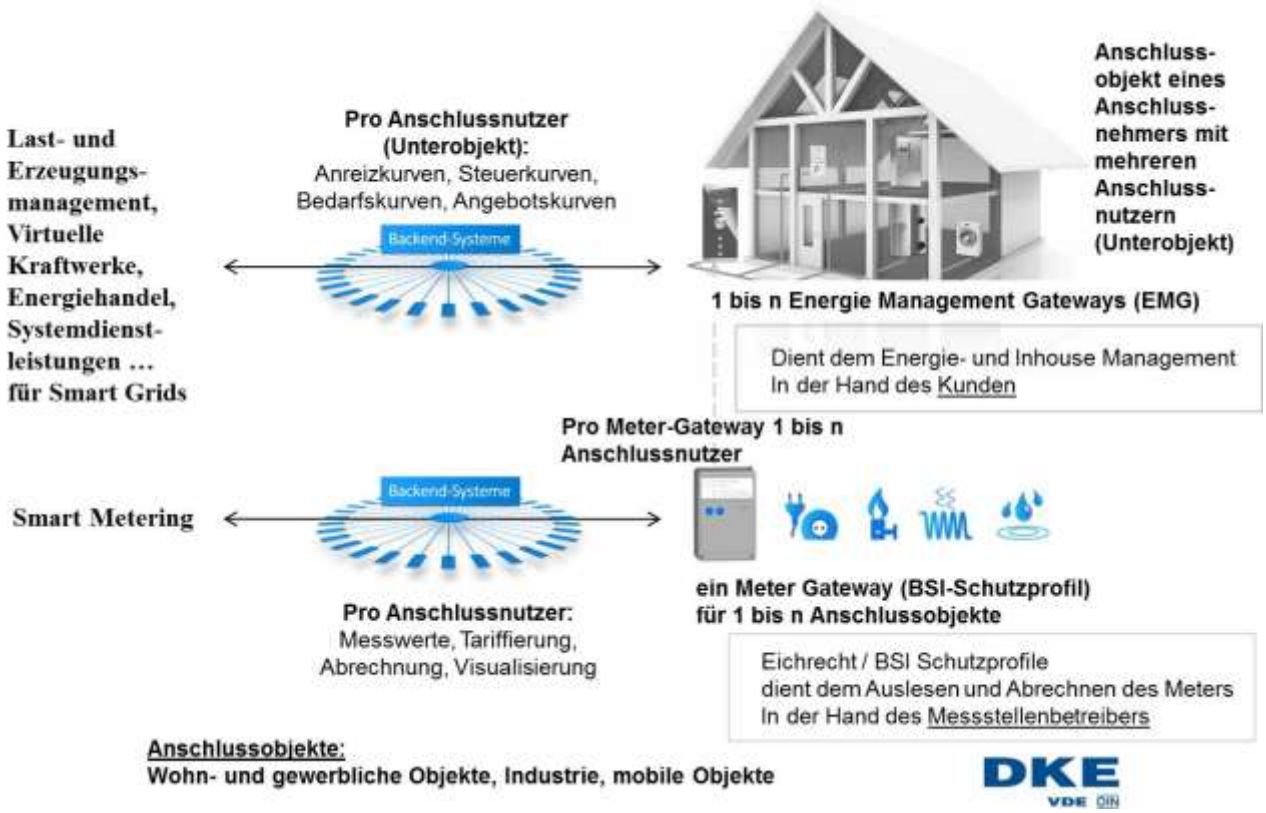


Abbildung 40: logische Architekturdarstellung Smart Metering erweitert um technische Komponenten und Netzwerke [DKE11]

Mit diesem Dokument sowie den aufgeführten Konsensgesprächen wird der Begriff des Energiemanagement Gateways (EMG) in die deutschen Normungsprozesse eingeführt. Er wird ebenso innerhalb der Reports zum europäischen Smart Grid Mandat M/490 benutzt. Hiermit wird ein Kommunikations-Gateway in Hoheit des Kunden als Schnittstelle für dezentrale Energiemanagement-Funktionen definiert, dass über noch zu gestaltende Schutzmechanismen über einen eigenen WAN-Zugang mit Markt- und Netzakteuren in Verbindung steht, aber ebenso über den Zugriffsmechanismus zum Smart Meter Gateway mittels lokaler Schnittstelle angesprochen werden kann. Hierbei muss eine 1 zu n-Verbindung zwischen Meter Gateway und EMG möglich sein, da ein Meter Gateway im Anschlussobjekt eines Anschlussnehmers (Objektinhaber als Netznutzer) eine beliebige Untermenge von Verbrauchsmesseinrichtungen adressieren kann. Damit kann ein Meter Gateway mit mehreren EMGs als Kommunikationsschnittstelle von Anschlussnutzern (Wohnungsinhaber oder –mieter in Unterobjektzelle des Anschlussobjektes) verbunden sein.

7.4.3. OGEMA als Diensteplattform für Energiemanagement Gateway

Das Energiemanagement Gateway besteht aus einer Hardware- und Betriebssystem-Plattform (Diensteplattform) gebündelt mit einem Applikations- und Kommunikationsframework (Dienstevermittlung), um den Betrieb einer Softwarelösung für Dienste des Energiemanagers zu ermöglichen. Das EMG wird erstens durch ein physikalisches Gerät (Diensteplattform) gebildet, bestehend aus Hardware eines Rechnersystems zuzüglich eines Betriebssystems, einer virtuellen Laufzeit-Maschine und einer hardwareunabhängigen dynamischen Softwareplattform als Programmier-gerüst. Auf dieser Plattform wird die Dienstevermittlungsebene als Applikations- und Kommunikations-Framework zur Abbildung von Kommunikationsstacks und Diensteschnittstellen, aber auch von Ressourcenbeschreibungen in Form von Informationsmodellen sowie von Basisfunktionen bereitgestellt. Sie kann damit als Betriebssystem für Energiemanagementdienste veranschaulicht werden.
Der beschriebene Lösungsstack aus Diensteplattform und Dienstevermittlungsumgebung in Form von OGEMA sowie aus Energiemanager wird in nachfolgender Abbildung als Implementationsstack dargestellt, wie er in der OGEMA-Version 1.0 im E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma) umgesetzt wurde.

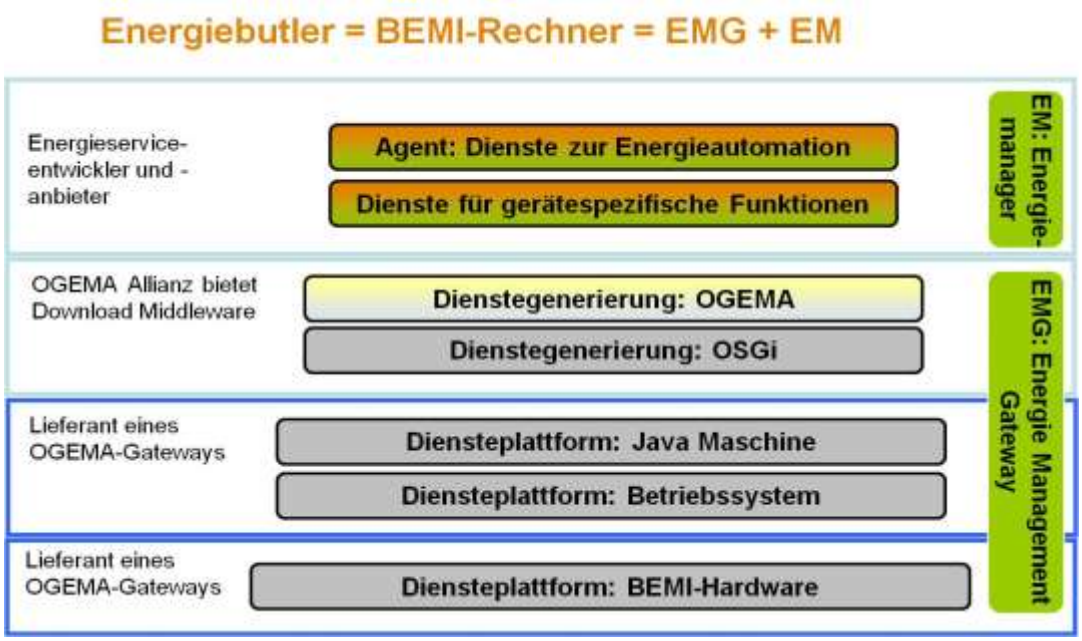


Abbildung 41: Energiebutler als Implementierung des BEMI-Rechners, der eine Verbindung von Energiemanagement-Gateway (EMG) und Energiemanager (EM) darstellt [moma1105]

Das Programmierframework OSGi und das Anwendungsframework OGEMA als Dienstevermittlungsebene abstrahieren von der darunter liegenden Hardware eines eingebetteten Systems als Diensteplattform. Damit wird es möglich, Energiefunktionen für Lieferprodukte, Energiedienst- und Messdienstleistungen, Dienste zur Verbindung mit anderen Lebensbereichen auf unterschiedlicher Hardware (Meter Gateway, Heizungssteuerung, System zur Gebäudeautomation, Netzwerk-Router, Energiebutler, usw.) laufen zu lassen. Mit OGEMA wird aktuell ein technologieabhängiger Stack mit Betriebssystem, Java Virtual Machine (Java VM) und OSGi vorgeschlagen, auf dem das OGEMA-Framework aufgesetzt wird. Andere Technologien können diesen Ansatz aber analog abbilden.

Auf dieser Grundlage wurde in diesem Kapitel ein verallgemeinerungsfähiger Ansatz zur Verbindung der Systemdomänen Verteilungsnetz, Anschlussobjekt und Gerätedomäne dargestellt, der ebenso für Gateways in den Netzen, zwischen Netz und Anschlussobjekt sowie zwischen Marktakteuren und beliebigen Punkten des Energieversorgungssystems eingesetzt werden kann. Für weitere Ausführungen zu OGEMA wird auf [NRW10], [Ka1110] und [OGEMA13] verwiesen.

Um eine erfolgreiche Ausbreitung der Lösung im Massenmarkt zu ermöglichen, wird eine kostengünstige Diensteplattform benötigt, die letztlich von der Verteilungsnetzzelle in einer Trafostation als Grundlage für Markt- und Netzautomaten bis in das Anschlussobjekt in jede Wohnung der Energienutzer, aber auch als bidirektionales Interface zu einzelnen Anlagen implementiert werden kann.

Am Endpunkt der Kommunikationsstrecken im Anschlussobjekt bildet die Box Kommunikationsstacks mit TCP/IP auf objektinterne Kommunikationsstacks zum Ansprechen von Geräten und Anlagen beispielsweise über den IEC-Standard bezüglich Netzautomatisierung und Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen (IEC 61850), über den EE-Bus und weitere übliche Kommunikationsprotokolle wie KNX, ZigBee, Z-Wave oder Powerline ab. Innerhalb von OGEMA, das auf der Diensteplattform implementiert wird, werden Objektmodelle sowie Diensteschnittstellen der entsprechenden Standards zur Gerätekommunikation umgesetzt. OGEMA bietet weiterhin Basisdienste zur Administration des EMG, zur Rechteadministration der Nutzerzugriffe, Sicherheitsmechanismen sowie Datenbank- und Webserverfunktionalität an.
Auf dieser Grundlage werden die Anwendungen im Bereich der gerätespezifischen Dienste sowie der automatisiert ablaufenden Energiemanagerdienste als sogenannte Apps verschiedener Energiedienstleister installiert und bilden damit den Energiemanager als Instanz der Automatisierungsumgebung in der Liegenschaft.

7.4.4. Komponenten zum Energiemanagement in der Liegenschaft in moma-Feldtests

7.4.4.1. BEMI-Algorithmen

Die BEMI-Algorithmen berechnen einen Tag im voraus die Fahrpläne aller am Energiemanagement beteiligten Geräte. Diese Fahrpläne sind als Vorschläge zu verstehen und können vom Nutzer geändert werden. Wenn sich Parameter der Verschiebungsalgorithmen verändern, werden die Gerätefahrpläne erneut berechnet und auf dem dezentralen Webportal dem Nutzer angezeigt. Folgende Geräte können gemanagt werden:

- Kühlschränke
- Gefrierschränke
- Kühl-Gefrierkombinationen
- Waschmaschinen
- Wäschetrockner
- Waschtrockner
- Spülmaschinen

In die Berechnung fließen neben den Kundenpreisprofilen die Vorgaben und Restriktionen der Nutzer ein, die diese im dezentralen Webportal eingegeben haben. Bei fehlendem Preisprofil wird ein Standardpreisprofil verwendet.

7.4.4.2. Pool-BEMI

Das Pool-BEMI verschickt die im Projekt definierten Preisprofile für den folgenden Tag an die Energiebutler und an die Abrechnungskomponente auf alphaCore. Die Granularität der Kundenpreisprofile beträgt 15 Minuten. Es wurden für unterschiedliche Kundengruppen verschiedene Kundenpreisprofile berechnet, die den gleichen Durchschnittspreis ergeben.

7.4.4.3. Energiebutler/BEMI-Rechner

Der Energiebutler (siehe obige Abbildung im Kapitel OGEMA) erhält durch ein physikalisches Gerät (Diensteplattform), bestehend aus Hardware eines Rechnersystems zuzüglich eines Betriebssystems, einer virtuellen Laufzeit-Maschine und einer hardwareunabhängigen dynamischen Softwareplattform als Programmiergerüst die Basis. Auf dieser Grundlage wird die Dienstevermittlungsebene als Applikations- und Kommunikations-Framework zur Abbildung von Kommunikationsstacks und Diensteschnittstellen, aber auch von Ressourcenbeschreibungen in Form von Informationsmodellen sowie von Basisfunktionen über die OGEMA-Umgebung bereitgestellt. Sie kann damit als Betriebssystem für Energiemanagementdienste veranschaulicht werden. Die Gerätebasis zuzüglich OGEMA bildet das Energiemanagement Gateway.

Der Energiemanager wiederum wird definiert als Softwarelösung bestehend aus gerätespezifischen Energiediensten, die auf das Applikations- und Kommunikations-Framework des Energiebutlers zugreifen. Weiterhin wird er durch Energieautomatisierungs-Dienste zur Automatisierung des Energiemanagements in Anschlussobjekten gebildet. Diese Dienste nutzen einerseits die gerätespezifischen Dienste und die Geräteressourcen zur Inhouse-Kommunikation, stellen aber anderseits auch die Schnittstelle zum aktiven Verteilungsnetz dar. Er vertritt automatisiert den Energienutzer im Anschlussobjekt beim Energiemanagement, in der Kommunikation mit Netz- und Marktakteuren, zur Steigerung der Energieeffizienz, zur Senkung der Energiekosten sowie zur Bestimmung von Preis, Herkunft, Art und Einsatz der benutzten Energie.

7.4.4.4. Schaltbox

Um die Geräte in den Liegenschaften zu steuern, werden spezielle Schaltboxen verwendet. Diese kommunizieren per Funk mit dem Energiebutler. Die Schaltboxen besitzen eine schaltbare Schuko-Steckdose, an der die zu steuernden Geräte direkt angeschlossen werden. Zudem können bis zu zwei Temperatursensoren überwacht werden, um ein effektives und sicheres Management von Kühl- und Gefriergeräten zu gewährleisten.

7.5. Die Informations- und Diensteplattform in moma[18]

7.5.1. Ebenen des moma-Systemmodells und CORE-Plattform

Das intelligente Energiesystem (Smart Energy System) wurde auf Grundlage folgender vier Ebenen mit der nachfolgend noch einmal dargestellten Basiskonzeption definiert.

- Infrastrukturebene des Smart Grid aus Energieversorgungssystem, Kommunikationssystem und Automatisierungssystem
- Dienstevermittlungsebene
- Diensteebene für Markt- und Netzdienste
- Dienstenutzerebene für natürliche Akteure, die Rollen im Energiesystem einnehmen

Dieses Schichtenmodell wurde in moma entsprechend nachfolgender Abbildung umgesetzt.

Die Verteilungsnetzzellen (VNZ) als energetisch eigenständige, aber gleichzeitig verbundene Regelkreise werden über die sogenannte Systemzelle zu übergeordneten Strukturen zusammengefasst. Dies betrifft die Ankopplung an die übergeordnete Netzführungsinstanz (Leitwarte) sowie über den Marktplatz der Energie die Verbindung mit allen Marktpartnern.

Wie schon ausgeführt ist jede Verteilungsnetzzelle mit einem Gateway ausgestattet, das einerseits die Verbindung zu den in den VNZ integrierten Objektnetzzellen darstellt, aber anderseits als Verbindung zu benachbarten Verteilungsnetzzellen sowie zur übergeordneten Systemzelle dient. Das Kommunikationsnetz wird in moma durch eine Breitband-Powerline-Kommunikationsinfrastruktur gebildet. Die VNZ-Gateways dienen weiterhin als Diensteplattformen und sind Träger der Dienstevermittlungsebene. Die Dienstevermittlungsebene wird hier einerseits in moma durch OGEMA-Komponenten als Middleware für dezentrale Markt- und Netzfunktionen sowie für das Pool-BEMI als Komponente zur anreizbasierten Verbrauchs- und Erzeugungssteuerung aufgebaut. Anderseits wird die Dienstevermittlungsebene mittels alphaCELL als Träger der Dienste in der Verteilungsnetzzelle zur Verbindung mit der Systemzelle sowie ebenso als Träger der dezentralen Smart Metering-Dienste auf Grundlage des Energy-Data-Servers implementiert.

In der Systemzelle bildet die alphaCORE die Dienstevermittlungsebene für die übergeordneten Markt- und Netzführungsfunktionen. Als Verbindungsebene zu den Marktpartnern ist die moma-Systemzelle gleichzeitig Träger des Energiemarktplatzes.

[18] Autoren: Christian Schiller und Andreas Herdt (IBM Deutschland GmbH)

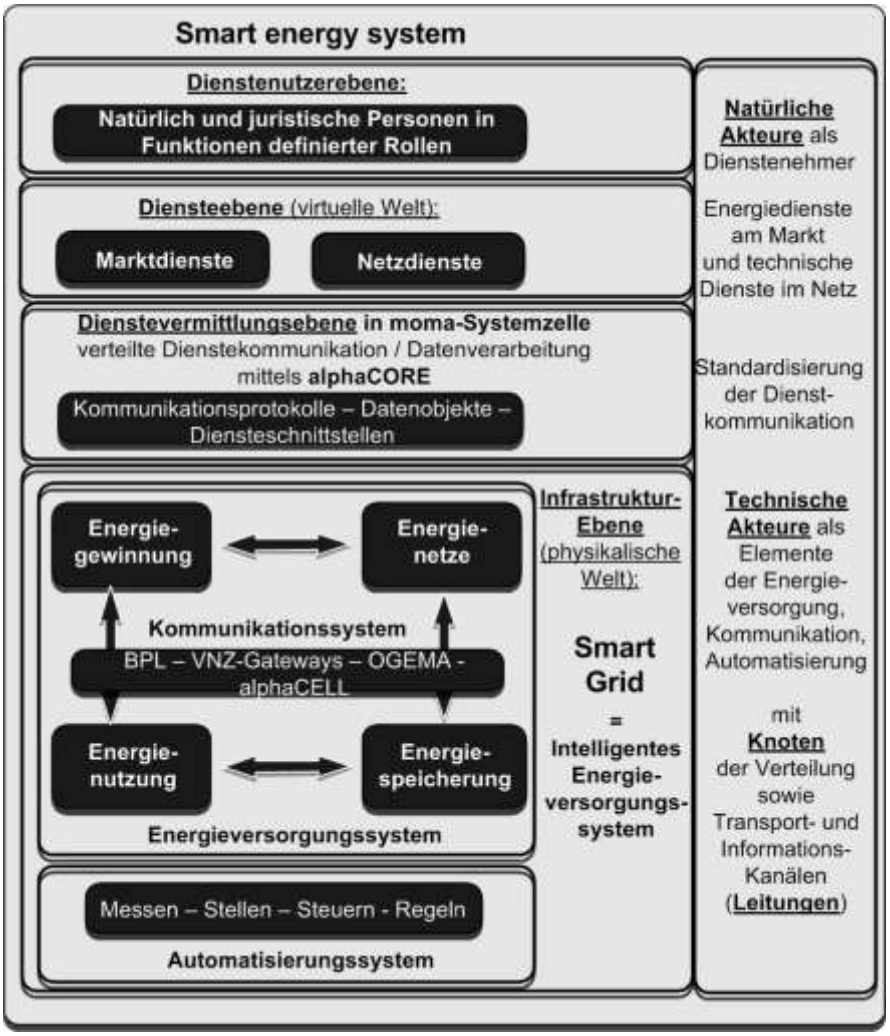


Abbildung 42: Anwendung des Schichtenmodells auf Verbindung von moma-Systemzelle mit Verteilungsnetzzellen

Die Umsetzung im Rahmen der zellularen moma-Architektur wird weitergehend in [SF11] erläutert.

7.5.2. Technologiebeschreibung von alphaCELL und alphaCORE

IBM hat im Rahmen des moma Projektes die IKT-Plattformen “alphaCORE” und “alphaCELL” entwickelt.

Diese Plattformen adressieren die im Projektverlauf diskutierten und dokumentierten Geschäftsprozess- und Technologieanforderungen an ein zellulares Energiesystem und realisiert im Rahmen des Forschungsprojektes ausgewählte Aspekte der Geschäftsprozesslandschaft vorwettbewerblich.

Die alphaCORE-IKT-Plattform dient der Umsetzung der Anforderungen aus dem Bereich der moma-Systemzelle, die als Dienstevermittlungsebene oberhalb einer regionalen Netzinfrastruktur dient. Die alphaCELL-Plattform bildet wiederum die Dienstevermittlungsebene innerhalb einer moma-Verteilungsnetzzelle ab.

Bei der Entwicklung dieser beiden IKT-Plattformen hat IBM auf folgende Aspekte besonderen Wert gelegt, die im Folgenden näher erläutert werden:

- Methodik und Tool-Unterstützung

- Technologieunabhängigkeit
- Standards und Offenheit
- Skalierbarkeit
- Sicherheit
- Integration von Diensten überregionaler Akteure mit den dezentralen Infrastrukturkomponenten in der Verteilungsnetzzelle sowie den Objekten des zellularen Energiesystems

Im Rahmen der Entwicklung der CORE-Plattform wurde für das Projekt ein innovativer Ansatz für modellgetriebene Softwareentwicklung definiert. Dieser Entwicklungsansatz wird durch die für das Projekt gewählte und von allen Projektpartnern genutzte Methodik zur Erarbeitung eines gemeinsamen UML-basierten Wissensmodells (Strukturierung und Definition von Zielen, Anforderungen, Maßnahmen und Anwendungsfällen auf Basis der für die Vertiefung ausgewählten Geschäftsmodelle und Geschäftsprozesse) mit dem Projektvorhaben synchronisiert. Der Ansatz der CORE-Plattform für Smart Grid-Dienste ist hierbei, dass auch die Implementierungs-Feinkonzepte im UML-Wissensmodell definiert werden. Aus dem technologieunabhängigen UML-Modell heraus können dann Transformationen in prinzipiell beliebige Technologien stattfinden, auch wenn für die konkrete Realisierung des Systems reale Technologien ausgewählt werden mussten.

Die Technologie der CORE-Plattform integriert sich somit in diesen modellbasierten Ansatz, in dem die geschäftsrelevanten statischen und dynamischen Informationen technologieunabhängig in einem UML-Modell erfasst werden. Damit wird eine bessere Wiederverwertbarkeit der Fachspezifikation erreicht, da Technologie üblicherweise schnellere Innovationszyklen durchläuft als die energiewirtschaftliche Fachlichkeit.

Kern dieser technologieunabhängigen, energiewirtschaftlichen Fachlichkeit sind die sogenannten Anwendungsfälle (Use Cases), die im Projekt erarbeitet wurden. Auf dieser Grundlage können folgende Entwicklungen unterstützt werden:

- ein Fertigungsprozess für beliebige Anwendungsfälle, unterstützt durch einen modellbasierten Entwicklungsansatz
- Softwareumgebungen, auf denen die Anwendungsfälle im Energiesystem getestet werden können
- Dienstevermittlungsumgebungen analog abgebildet in Systemzelle mit alphaCORE und für die Verteilungsnetzzelle mit alphaCELL)
- Generatoren, die die im Modell definierten Anwendungen in Software transformieren, die auf den alphaCELL/alphaCORE-Dienstevermittlungsumgebungen in Systemzelle oder Verteilungsnetzzelle nutzbar sind
- Implementierung von Anwendungsfällen

Die technologieunabhängige Modellierung von Anwendungsfällen kann damit dauerhaft die Grundlage der Normung sowie der Einbeziehung von Anwendungsfällen in Normenprofile trotz hoher Innovationszyklen sein.

Auf Basis des Standes der Technik im Bereich der service-orientierten Architektur hat die CORE-Plattform einen Fokus auf offene Webstandards wie z.B. Web Services (SOAP), XML, JMS und MQTT. Für die

Definition des logischen Datenmodells nutzt die CORE-Plattform CIM (Common Information Model, IEC 61968/970).

Bei der Definition der konkreten Technologie war es von besonderer Bedeutung, möglichst flexible Software-Umgebungen auszuwählen, die den modellgetriebenen Softwareentwicklungsansatz bestmöglich unterstützen.

Nachfolgende im Projekt erarbeitete Geschäfts- und Technologieanforderungen zur Entwicklung des Smart Grids ergeben die zentralen Herausforderungen an eine Dienste- und Informationsplattform eines regionalen Energiemarktplatzes:

- heterogene Geräte- und Kommunikationstechnologie- sowie Kommunikationsprotokolle
- unterschiedliche Evolutionszyklen im Bereich der Geschäftsmodelle und Technologien
- heterogene Infrastrukturkomponenten des intelligenten Energieversorgungssystems in den verschiedenen Zellen erfordert unterschiedliche Implementierungen und Installationsszenarien für die Geschäftsapplikationen
- hoher Betriebsaufwand für verteilte Komponenten
- hohe Investments in Hochverfügbarkeit und Sicherheit der aktuell zentralen IKT-Infrastruktur
- rechtliche Regularien, Sicherheit und Datenschutzanforderungen, die je nach Ebene des Energiesystems und der beteiligten Akteure sehr unterschiedlich sind

Die Dienstevermittlungsumgebungen im Bereich der alphaCORE und alphaCELL müssen so aufgesetzt werden, dass die Akteure im Energiesystem sowohl vom Geschäfts- als auch vom Technologiestandpunkt aus gesehen sehr flexibel auf die zukünftigen Herausforderungen reagieren können. Sowohl alphaCORE als auch alphaCELL nutzen die gleichen Basisdienste, adressieren jedoch unterschiedliche Skalierungsebenen.

Beide IKT-Plattformen ermöglichen

- die Definition der Anwendungsfälle mit technologieunabhängiger Abstraktion,
- Management von Applikationen und Lebenszyklen,
- eine einheitliche Dienstevermittlungsumgebung als Middleware zwischen Diensten und Infrastruktur auf allen Ebenen des zellularen Systemmodells.

Diese Vorgehensweise ist in folgendem Schaubild dargestellt:

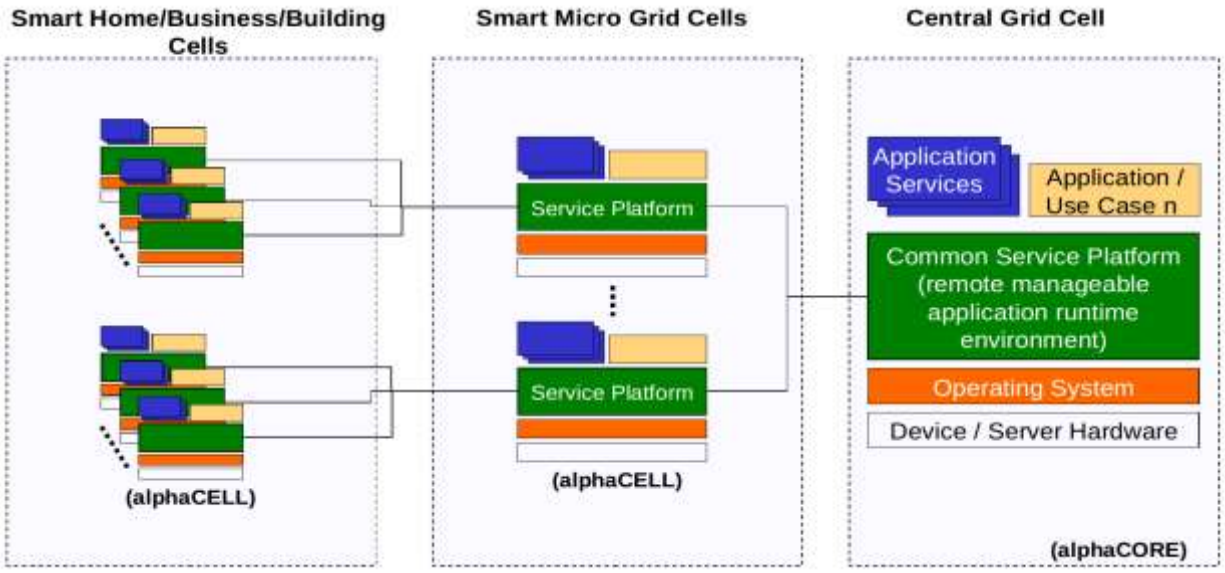


Abbildung 43: Dienstevermittlungsumgebungen im zellularen Systemmodell [SF11_2]

Die alphaCORE-IKT-Umgebung basiert primär auf Java-Technologie (J2EE), unterstützt durch Erweiterungen zur besseren Einbindung in einen modellgetriebenen Entwicklungsansatz (Grails). Für die Umsetzung der Kommunikationsanforderungen auf Basis der erwähnten offenen Standards SOAP, JMS und MQTT kommt ebenfalls eine “Message Broker”-Komponente zum Einsatz, die gleichzeitig auch der Realisierung der Sicherheitsanforderungen dient. Des weiteren kommt eine Datenbank zum Einsatz, in der die relevanten Geschäftsobjekte unter Nutzung des JPA-Standards umgesetzt werden.

Die alphaCELL-IKT-Umgebung basiert auf dem OSGi-Standard als Kerntechnologie, die eine flexible und skalierbare Installation auf einer Vielzahl von Geräten - vom eingebetteten Energiemanagement-Gateway im Smart Home bis hin zum Server im Rechenzentrum - ermöglicht. AlphaCELL ist in den modellbasierten Entwicklungsansatz integriert.

Eine Nutzung dieser Methodik sowie der Umgebung für alle Ebenen des zellularen Systemmodells ermöglicht eine höhere Effizienz bei der Realisierung neuer Anwendungen im Smart Grid, da der Aufwand bei Nutzung gleicher Dienstevermittlungsumgebungen nicht mehr exponentiell, sondern linear skaliert. Auch die operationalen Kosten können reduziert werden. Im Gegensatz dazu wird eine höhere Geschwindigkeit und höhere Flexibilität bei der Realisierung von neuen Geschäftsanforderungen erreicht.

Die alphaCORE-Umgebung als zentrale Instanz wird typischerweise in einem Rechenzentrum implementiert, so dass operationale Aufwände klar kalkulierbar sind. Insbesondere die alphaCELL-IKT-Umgebung wird in Zellen vielfach installiert, mit potentiell hohem Betriebsaufwand. Dies wurde bei der Konzeption dadurch berücksichtigt, dass die alphaCELL-Umgebung folgende Komponenten umfasst:

- Auf Standards basierende, sichere, zuverlässige und effiziente Übertragung von Nachrichten, sowohl für die Kommunikation zwischen verschiedenen Diensten innerhalb einer Zelle als auch für die Kommunikation zwischen Zellen
- Konfigurierbare Prozessfluss-Definitionen, basierend auf der Anwendungsfalldefinition, die in den modellgetriebenen Entwicklungsansatz eingebettet wird

- Transaktionale Unterstützung für erforderliche Revidierungen von Transaktionen
- Zugriff auf Basisdienste (Gerätekommunikation, Dateisysteme, Datenbanken etc.) durch ein einheitliches Adaptoren-Framework
- Fernwartung und Fernüberwachung mit reduziertem Betriebsaufwand durch Automation
- Softwareverteilung und Softwarekonfigurationsmanagement
- Laufzeitunterstützung für Geräte mit begrenzten Leistungsdaten

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Dienstevermittlungsumgebungen mit alphaCORE und alphaCELL

- eine Softwareentwicklungslinie für Dienste im intelligenten Energiesystem darstellt, die auf offenen Standards und Technologien wie OSGi, SOAP, XML, CIM etc. basiert,
- einen modellgetriebenen Entwicklungsansatz unterstützt, der die maximale Technologieunabhängigkeit ermöglicht,
- und die Voraussetzung bietet, Dienste flexibel auf jeder Zelle des Energieorganismus zu etablieren, je nach Anforderungslage (Geschäft, Sicherheit/Datenschutz, Skalierung, Autonomie).

7.5.3. Zentrale moma-Komponenten auf Basis alphaCore und alphaCell

Bei alphaCore und alphaCell handelt es sich wie ausgeführt um eine im E-Energy-Rahmen eingesetzte Lösung von IBM als Integrationsinfrastruktur und Dienstevermittlungsumgebung. AlphaCore und alphaCell stellen also die Plattform dar und umfassen keine fachliche Komponente zur Implementierung von Anwendungsfällen. Vielmehr basieren sie auf einer Reihe von Standard-Software-Komponenten und integrieren mehrere Frameworks innerhalb derer beliebige Anwendungsfälle und damit alle möglichen fachlichen Funktionen realisiert werden können. Im Ergebnis wird unter den Bezeichnungen alphaCore und alphaCell eine bestimmte Kombination von Standard-Software, deren Konfiguration und die fachliche Implementierung subsummiert.

Im Rahmen der moma-Feldtests wurden auf dieser Infrastrukturgrundlage folgende fachliche Systeme mit den dazugehörigen Anwendungsfällen implementiert.

Datendienste

Die Datendienste lesen Daten von externen Datenquellen ein, legen diese zentral in alphaCore ab und stellen sie sowohl zentral über alphaCore als auch dezentral über alphaCell den anderen moma-Systemen zur Verfügung.

Der Wetterdatendienst importiert Wetterprognosen für Temperatur, Windgeschwindigkeit und den Bedeckungsgrad von wetter.com.

Der EEX-Datendienst wiederum importiert die Strompreise von der European Energy Exchange (EEX).

Stammdatendienst

Der Stammdatendienst ermöglicht die Pflege der alphaCore-Stammdaten, welches eine Voraussetzung für das Zusammenspiel der anderen Anwendungsfälle darstellt.

Die installierten Zähler, deren Zuordnung zu einem Zählpunkt und die den Zählpunkten zugeordneten Tarifstammdaten, insbesondere das Tarifmodell sowie Beginn und Ende des Tarifs können hiermit geladen und geändert werden.

Messwertverwaltung

Die Messwertverwaltung nimmt Messwerte über alphaCELL entgegen, hält diese in alphaCore vor und stellt sie über eine Abfrageschnittstelle anderen Systemen wieder zur Verfügung.

Bei den Messwerten handelt es sich insbesondere um Zählerdaten, wobei prinzipiell Messgrößen aller Art erfasst werden können. Neben Stromzählern kommen also auch Zähler anderer Sparten sowie Daten von anderen Sensoren als Quellen in Frage.

Neben dem gemessenen Wert werden die Messgröße, deren Einheit und Skalierung, der Zeitpunkt der Messung sowie die Zuordnung zu einem Messgerät erfasst.

Neben der Erfassung originärer Messungen kann das Konzept auch abstrakter verwendet werden, um auch abgeleitete Größen wie Interpolationen, Aggregate, Differenzen etc. in den gleichen Datenstrukturen zu halten.

Tarifverwaltung

Die Tarifverwaltung erlaubt die Entgegennahme von Tarifinformationen über alphaCell und deren Zuordnung zu einem Tarifmodell sowie Ablage in alphaCore. Die Informationen werden einerseits intern für die Berechnung virtueller Register verwendet, als auch anderseits dem Portal zur Verfügung gestellt.

Es sind beliebig hohe und beliebig viele Preise mit beliebig häufigen Preiswechseln möglich, so dass nicht nur die für die moma-Feldtests definierten Tarife sondern eine ganze Palette weiterer denkbarer Tarifmodelle abgedeckt werden können.

Berechnung virtueller Register

Durch die Berechnung virtueller Register werden mittels Software zusätzliche Tarifregister gebildet, die zukünftig in elektronischen Verbrauchsmesseinrichtungen für das Zählerstandsgangverfahren implementiert werden müssen. Da heutige Zähler im Privatkundenbereich noch nicht mit variablen Tarifen umgehen können, erfolgt die Berechnung der virtuellen Register im Nachgang, indem die von den Zählern erfassten Verbräuche mit den Tarifinformationen aus der Tarifverwaltung kombiniert werden.

Diese virtuellen Tarifregister sind die Basis der Abrechnung nach moma Tarif.

Softwarekomponenten von alphaCore und alphaCell

Neben der Kombination von IBM Websphere Application-Server und der IBM DB2 Datenbank, die das alphaCore-Backend darstellt, sorgt der IBM Websphere Message Broker für die Kommunikation mit anderen Systemen (innerhalb des moma Systems und externe Systeme) mittels verschiedener Protokolle. Der IBM Websphere Message Broker übernimmt die Konvertierung von externen SOAP-Schnittstellen, dem über IBM Websphere MQ angebundenen Lotus Expeditor Integrator sowie über FTP, SCP oder rsync angebundenen File-Ressourcen zu den internen SOAP-Schnittstellen des Application-Servers.

Der Lotus Expeditor Integrator ist die Kernsoftwarekomponente, die alphaCell ausmacht. Sie stellt eine OSGi Laufzeitumgebung für die weiteren in der Verteilnetzzelle beheimateten Anwendungen zur Verfügung. Darüber hinaus verfügt der Lotus Expeditor Integrator über eine integrierte Messaging-Komponente, die auf Verteilnetzzellenebene und in die Unterobjektzellen hinein mittels MQtt kommuniziert und in Richtung Systemzelle den Kommunikationspartner von MQ darstellt.

8. Feldtests und Simulationen zur Untersuchung der Geschäfts- und Systemansätze sowie Kundenakzeptanz

8.1. Einleitung[19]

Auf der Basis technischer und geschäftlicher Studien des moma-Projektes erfolgte die Anwendungsmodellierung im Rahmen der durch Chronos unterstützten UML-Methodik. Dies wiederum bildete die Grundlage für die Komponentenentwicklung zum Einsatz in Feldtests sowie in Simulationsumgebungen. In diesem Kapitel werden Ziele, Aufbau und Ergebnisse der Feldtests in Mannheim und Dresden in komprimierter Form beschrieben, die in [moma1304] umfassend ausgeführt sind. Zudem wurden ebenso die Ergebnisse der Simulationen zusammengefasst, die technisch, ökonomisch sowie unter Klimaschutzgesichtspunkten den moma-Systemansatz in Bezug zum notwendigen Netzausbau auf Nieder- und Mittelspannungsebene setzen, um Einsparpotentiale beim Netzausbau zu bestimmen. Für weitergehende Ausführungen wird ebenso auf [moma1304] vewiesen. Der Zusammenhang zwischen Feldtests in Dresden und Mannheim, Simulationen sowie öknomischen und ökologischen Auswertungen wird in nachfolgender Darstellung verdeutlicht.

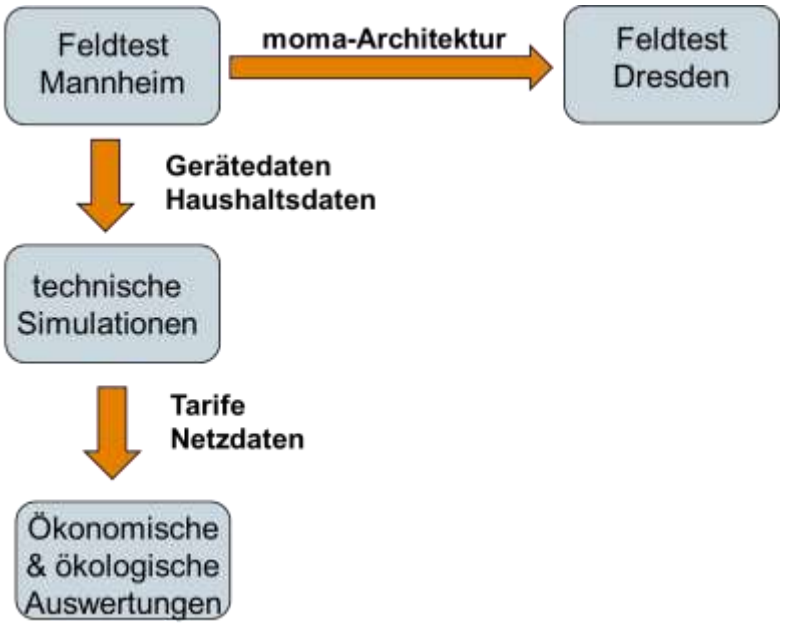


Abbildung 44: Beziehungen zwischen Feldtests, Simulationen und Auswertungen

Die entwickelten Komponenten sowie die umfassend implementierte Systemarchitektur im Rahmen des Smart Grid-Ansatzes von moma wurden in Feldtests in Mannheim und Dresden eingesetzt und evaluiert. Daten von Feldtests und von Demonstrationen in Laborversuchen, verschiedene Daten der EEX-Börse, von Wetterdatenbanken sowie von Netzbetreibern bildeten die Grundlage für weitergehende, über die Feldtests hinausgehende Simulationen. Ergebnisse aus Feldtests sowie aus Simulationen ergaben wiederum die Datenbasis für ökonomische und ökologische Auswertungen.

[19] Auszug aus [moma1304]

Die folgende Grafik bietet einen Überblick über die Feldtests in Mannheim. Dabei werden die Ziele und Kernelemente der drei im Rahmen des moma-Projekts in Mannheim durchgeführten Feldtests vorgestellt. Jeder der späteren Feldtests baute auf den jeweils zuvor durchgeführten auf. Feldtest 1 und 2 können somit als „Pretests“ für den größten und abschließenden Feldtest 3 bezeichnet werden. In Simulationen werden weitere Funktionen demonstriert und Daten gewonnen, die nicht im Rahmen der Feldtests implementierbar waren. Die Evaluation der Daten aus Feldtests sowie Simulationen dient der Bewertung von Kundenakzeptanz, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit.



Abbildung 45: Übersicht über die drei Feldtests

Die wichtigsten Grundzüge und Ergebnisse dieser drei Feldtests werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

8.2. Feldtests 1 und 2 in Mannheim zur Inbetriebnahme eines komplexen Systems[20]

8.2.1. Implementierung und Durchführung der Feldtests 1 und 2

Nach einem ersten Feldtest, in dem die informationstechnische Anbindung von Erzeugeranlagen mit Smart Metering-Systemen zur Visualisierung des Einspeiseverhaltens von 20 Photovoltaikanlagen im Mittelpunkt stand, fokussierte ein zweiter Feldtest in moma auf die informationstechnische und organisatorische Realisierung einer Zellstruktur auf Ebene des Verteilnetzes und angeschlossener Haushalte. Die dafür benötigten Komponenten und Prozesse wurden im Zeitraum 2009 / 2010 entwickelt, getestet, installiert bzw. implementiert. Der praktische Einsatz von Komponenten bei 104 Feldtestkunden erfolgte zwischen Oktober 2010 und August 2011.

Folgende Zellen mit zugehörigen Funktionen und ihren technischen Komponenten wurden in moma entwickelt:

Zellenebene	Funktion(en)	Fachliche Realisierung und Technische Komponenten
Systemzelle	Schnittstelle zwischen den Verteilnetzzellen und den Markt- und Netzführungspartnern Träger des zukünftigen Energiemarktplatzes Anbindung des zentralen Webportals zur Verbrauchsvisualisierung Anbindung des Abrechnungssystems	alphaCore (Plattform mit einer Vielzahl von Servern und weiterer Software) Zentral-BEMI MVV Meteringportal
Verteilnetzzellen	Dezentrale Automatisierung von Markt- und Netzdiensten Generierung variabler Tarife	Pool-BEMI alphaCell Energiedatenserver und weitere Server Anbindung weiterer Messtechnik (z.B. Janitza Messgeräte)
Objektnetzzellen	Anschluss der Geräte und Anlagen des Endkunden Verbrauchsmessung Energiemanagement-Anschluss (Gateway) Energiemanagement	BPL Meter-Gateway (Modem, Bidirektionale Kommunikationseinheit, (BDKE) BEMI-System mit Energiebutler und Software (inkl. Portal) Schaltbox mit Software Smart-Metering-System

[20] [ifeu12] Auszug aus dem Ergebnisbericht des Praxistests „Flexibler Strompreis“

Die fachlichen Systeme in moma lassen sich in 3 Gruppen unterteilen:

- Die BEMI-Familie mit den vom IWES entwickelten Komponenten BEMI (Bidirektionales Energie Management Interface), welches auf dem Energiebutler läuft und im Zusammenspiel mit den angeschlossenen Schaltboxen für das Energiemanagement in der Unterobjektzelle zuständig ist, dem Pool-BEMI, welches auf den VNZ-Servern läuft und dem Zentral-BEMI, welches in der Systemzelle angeordnet ist.
- Dem von der PPC entwickelten Energy Data Server (EDS), welcher in den Verteilnetzzellen beheimatet ist und von dort über in der Objektnetzzelle installierte BDKEs (BiDirektionale KommunikationsEinheit) mit den zugehörigen Zählern kommuniziert.
- Den von IBM entwickelten Komponenten alphaCore und alphaCell. AlphaCore nimmt in der Systemzelle externe als auch von moma-Systemen interne Daten entgegen, speichert diese langfristig und stellt sie wieder zur Verfügung und kann zudem beliebige Anwendungsfälle ausführen. AlphaCell erlaubt über die Verteilnetzzelle die Verbindung von und zu allen verteilten Komponenten.

Der realisierte dezentrale Zellen-Ansatz bietet eine Reihe von Vorteilen:

- Stabilität durch Unterstützung autonomer Funktionen ohne ständigen Kontakt zu anderen Zellen
- Skalierbarkeit: so viele Funktionen wie möglich werden auf niedriger Zellenebene realisiert und entlasten somit die übergeordneten Zellen, was eine Realisierung hoher Zahlen angeschlossener Objekte vereinfacht
- Datenschutz und Informationssicherheit: Der zellulare Ansatz unterstützt das Anliegen, nur so wenige Daten wie auf der jeweiligen Zellenebene nötig sind, zu speichern und weiterzugeben („Datensparsamkeit“).

Eine generelle Leitlinie bei der Festlegung von Eigenschaften einzelner Komponenten und der Architektur als Ganzes war der Rückgriff auf existierende Standards, anstatt neue Standards setzen zu wollen. Das bezieht sich beispielsweise auf Transportprotokolle (TCP/IP), Datenmodelle (CIM) oder bei der Hardware auf den Einsatz von Industrie-Standard-Produkten (x86-Standard-Server). Hierdurch wird die Übertragbarkeit und Akzeptanz des entwickelten Systems, eine günstige Kostenstruktur und somit schließlich ein möglichst breiter Einsatz unterstützt.

Die technischen Komponenten werden in diesem Bericht in ihren Grundzügen beschrieben.

Um den Feldtest zu realisieren, mussten eine Reihe von Prozessen implementiert werden:

- Installationsprozess Energiebutler
- Installationsprozess elektronischer Zähler
- Automatische Verbrauchsdatenerfassung
- Betriebsprozesse Abrechnung (SAP)
- Qualitäts- und Fehlermanagementprozess
- Stammdaten- und Dokumentationsprozess
- Kommunikationsprozesse (Kunden)

Die Vielzahl dieser zumeist aufeinander bezogenen Prozesse mit ihrer komplexen Organisationsstruktur erforderte insbesondere in der Anfangsphase einen hohen Informations- und Koordinationsaufwand. Zudem erwies es sich als aufwändiger als geplant, die Teilnehmer für den Feldtest zu gewinnen.

Schließlich standen den am Feldtest teilnehmenden Endkunden folgende Bausteine zur Verfügung:

- MVV-Smart Metering Webportal zur Visualisierung von Stromverbrauchs-, Stromkosten- und PV-Einspeisedaten
- statischer Zweistufen-moma-Bonustarif mit Bestpreisabrechnung
- monatliche Verbrauchsabrechnung
- Energiebutler mit Schaltboxen zur automatisierten Steuerung sowie das Energiebutlerwebportal

Konkret wurden im zweiten Praxistest in 104 Haushalten im September 2010 zunächst Smart Meter mit der zugehörigen Breitband-Powerline-Infrastruktur installiert und ein statisch variabler Tarif eingeführt. In einem zweiten Schritt wurde Mitte 2011 in 73 Haushalten (bei einigen Pretest-Teilnehmer bereits vorher) ein Energiebutler inklusive Zubehör für die automatische Steuerung eingebaut.

Um die Akzeptanz des Systems durch die Kunden zu evaluieren, wurden zu Beginn und am Ende des Feldtests alle Teilnehmer schriftlich befragt. Außerdem wurden die Stromverbrauchsdaten der teilnehmenden Haushalte ausgewertet.

Aufgrund der Komplexität der zu entwickelnden moma-Infrastruktur und der Implementierung von Softwarekomponenten verschob sich der Fokus des zweiten Feldtests in Richtung technischer Machbarkeit und Funktionalität des Systems.

Die Teilnehmer im Feldtest waren überwiegend männlich und zeichneten sich durch überdurchschnittliche Bildung sowie Einkommen aus. Der Altersdurchschnitt lag bei 49 Jahren. Die Mehrheit der Teilnehmer wohnt in einem Einfamilienhaus und ist Eigentümer. Über 90 % der Feldtest 2-Kunden nahmen auch wieder am Feldtest 3 teil.

Zwei Drittel der Teilnehmer der Abschlussbefragung gaben an, dass sich ihr Stromverbrauchsverhalten seit Beginn des Feldtests verändert hat. Die Teilnehmer berichteten, dass sie ihren Verbrauch vermehrt nach den Preisen gerichtet haben. Dies wird gestützt durch die Auswertung der Verbrauchsdaten, die eine Verlagerung des Stromverbrauchs in die Niedrigtarifzeiten von etwa 6-8% der Last aufzeigt. Die Veränderung der absoluten Höhe des Stromverbrauchs ist mit etwa minus 2% geringfügig.

Der Feldtest 2 kann daher als erfolgreicher Techniktest und als Vorstufe zum Feldtest 3 mit weiterem bis zu 700 Feldtestkunden bewertet werden, da

- die entwickelte zellulare Smart-Grid-Infrastruktur in wesentlichen Grundzügen erfolgreich implementiert wurde,
- wesentliche Optimierungspotentiale in den Installations- und Kundenprozessen gehoben wurden,
- ein Fehlermanagement und Qualitätssicherungsprozess implementiert
- sowie grundlegende Auswertungs- und Bewertungsmethoden entwickelt wurden.

8.2.2. Zielstellung und Ablauf von Feldtest 2

Die Zielstellung des 2. Feldtests bestand im Aufbau der zentralen und dezentralen Infrastrukturkomponenten der Smart Grid-Architektur von moma, insbesondere in der Einbeziehung des Kundenobjektes in das intelligente Energienetzwerk. Dazu waren Prozesse und Softwarelösungen zur Einbeziehung von Kunden in anreizbasierte und direkt gesteuerte Verfahren zur Beeinflussung von Geräten und Anlagen im Anschlussobjekt des Kunden zu entwickeln.

Als Systemmodell für moma war für den 2. Feldtest ein zellulares Systemkonzept

- mit Systemzelle als Schnittstelle zwischen der dezentralen Infrastruktur mit Energie- und Automationssystemen und den Markt- und Netzführungspartnern sowie als Träger des zukünftigen Energiemarktplatzes, insbesondere mit Anbindung des zentralen Webportals zur Verbrauchsvisualisierung und des Abrechnungssystems,
- mit Verteilnetzzellen zur dezentralen Automatisierung in Netzregionen von Markt- und Netzdiensten mit dem Schwerpunkt beim Pool-BEMI als automatisierte Marktinstanz zur Generierung variabler Tarife,
- mit Objektnetzzellen als Anschlussobjekte der Endkunden mit enthaltenen Geräten und Anlagen, mit Smart Metering-Systemen (Einsatz elektronischer Verbrauchsmesseinrichtungen) und Energiemanagement-Systemen (Einsatz des BEMI-Systems mit dem Kern Energiebutler als Träger eines Energiemanagement-Gateways und des Energiemanagers)

umzusetzen.

Die systemtechnische Konzentration für den 2. Feldtest erfolgte dabei insbesondere auf der Kopplung von Smart Grid und Gebäude durch den Energiebutler als Lösungsintegration von Energiemanagement-Gateway und Energiemanager im Gebäude.

Diese Infrastruktur war so zu konzipieren und zu entwickeln, dass zukünftig beliebige Geschäftsmodelle aller Akteure diskriminierungsfrei und sicher darüber ablaufen. Auf Grundlage dieser komplexen Basisaufgabe war die Implementierung für den 2. Feldtest auf ein Geschäftsszenario zu konzentrieren, um in einer weiteren Entwicklungsphase die Szenarien für den 3. Feldtest zu schaffen.

Für den 2. Feldtest sollte nur das Geschäftsmodell verfolgt werden, dass über die Nutzung eines variablen Tarifes für Privatkunden als Anreizsystem für einen preisorientierten Einsatz der Geräte in den Kundengebäuden sorgt. Das Geschäftsmodell, für das im Feldtest 2 zu testende Dienste entwickelt wurden, basiert auf einer durch variable Tarife prognostizierbaren Lastverschiebung, die wiederum neue Energiemengenprognosen zur Optimierung der Strombeschaffung in der Tagesvorausschau ermöglicht. Dies erfordert aber auch notwendige regulatorische Veränderungen, da Bilanzierung und Beschaffung abseits von Standard-Lastprofilen aktuell kaufmännisch nachteilig wirken. Der damit auf der Einkaufsseite potentiell entstehende finanzielle Vorteil beim Stromlieferanten kann mit dem variablen Tarif teilweise an den Kunden weitergegeben werden und ermöglicht eine Win-Win-Situation bei Lieferant und Kunden. Das aktuell noch geringe Ergebnispotential aus diesem Geschäftsmodell wird zukünftig mit dem verstärkten Einsatz speicherfähiger Geräte (Wärmepumpe oder Mikro-KWK mit Wärmespeicher, Elektromobil, Ankopplung Kälteanlagen bei größeren Gewerbekunden) deutlich wachsen.

Aufgrund der komplexen zu entwickelnden Smart Grid-Infrastruktur wurde der Fokus und die Bewertung im 2. Feldtest auf die Inbetriebnahme und Bewertung der gesamten Infrastruktur sowie der neuen Betriebsprozesse ausgerichtet. Ergebniserfassung, Evaluierung und weitergehende Simulationen zur Bewertung der Maßnahmen im Rahmen der in der Anwendungsmodellierung beschriebenen Geschäftsmodelle erfolgten im Feldtest 3.

Die Entwicklungsarbeiten für den 2. Feldtest waren damit auf den Aufbau der gesamten Systemarchitektur, eines Monitoring-Systems und eines Fehlerberichtssystems sowie auf umfangreiche Tests zur Sicherstellung des Betriebes im 3. Feldtest mit der stark erhöhten Kundenanzahl zu konzentrieren. Die Steuerung beim Kunden wurde somit noch über einen statischen variablen Tarif durchgeführt, während die Entwicklung des dynamischen, sich täglich verändernden variablen Tarifes für den Feldtest 3 umgesetzt wurde. Auf dieser Grundlage sollte die Untersuchung des Kundenverhaltens, von Lastverschiebungspotentialen beim Kunden auf Basis des 2. Feldtests nur einführend behandelt werden, um den Untersuchungsschwerpunkt inklusive erzielbarer Einkaufspotentiale auf den 3. Feldtest auszurichten.

Erste Befragungen zu Kundenerfahrungen im Umgang mit dem Energiebutler waren aber schon durchzuführen, die in die Dokumentation zum Feldtest 2 einging [ifeu12].

Die Entwicklungen für den Start des Feldtests 3 umfassten danach die Umsetzung eines vollständigen dynamischen Tarifes, der durch Markt- und Umgebungsdaten beeinflusst wird. Sie betrafen ebenso Entwicklungen für die Netzsimulation, für die Automatisierung von Prozessen im Feldtest Dresden sowie für die Einbindung von dezentralen Anlagen in Systemdienstleistungen.

Der Feldtest 2 unterteilte sich mit Konzeptionsphase, Installationsphase sowie Test- und Dokumentationsphase in 3 Projektphasen. In der Konzeptionsphase wurden die Anforderungen von Arbeitspaket 3 „Feldtest“ an die im Feldtest eingesetzte Software, Hardware, Webportale und Prozesse definiert und dokumentiert. Ein zentraler Baustein der Konzeptionsphase war zudem die Erstellung des Kundenkommunikationskonzeptes sowie der Kundenunterlagen (Verträge, Informationsschreiben, Handbücher) und die aktive Akquirierung der Feldtestteilnehmer.

Hardware	Elektronischer Zähler Energiebutler Schaltbox BPL Gateway (Modem, BDKE) Janitza Messgeräte Jeweils für Entwicklungs-/ Test- und Pilotbetrieb: • Portalserver • Integrationsserver I • Integrationsserver II • Sicherheitsserver und Datenbankserver • Headendserver • Installationsracks und Zubehör
Software	Energiebutlersoftware

	• Remote-Update und -Management-Software • Basis-Framework (Java, OSGi) • Energiemanagement-Software Firmware Schaltbox EDS (Energiedatenserver) Bugtrackersoftware (Bugzilla) Die Alpha Core (Plattform) (für Entwicklungs-/Test- und Pilotsystem): • WebSphere Portal Server • WebSphere Portlet Factory • WebSphere Application Server • WebSphere Process Server • WebSphere Message Broker • Tivoli Access Manager • Tivoli Directory Server • WebSphere Service Registry and Repository • InfoSphere Warehouse Base Edition • WebSphere Premises Server • 50x Lotus Expeditor Client • Tivoli Storage Manager • KVS moma Kundendatenbank • IS-U Reports (Stammdatengenerierung)
Webportal	• MVV Meteringportal • Energiebutlerportal
Prozesse	• Installationsprozess Energiebutler (Installationsanweisung) • Installationsprozess elektronischer Zähler (Installationsanweisung + Messkonzept) • Automatische Verbrauchsdatenerfassung • Betriebsprozesse Abrechnung (SAP) • Qualitäts- und Fehlermanagementprozess • Stammdaten- und Dokumentationsprozess • Kommunikationsprozesse (Kunden)

Tabelle **2**: Übersicht Software, Hardware, Webportale und Prozesse im Feldtest 2

Die für den Feldtest umfänglich umzusetzenden Prozesse in der Integration von moma-Komponenten mit Betriebssystemen der Marktpartner werden mit folgender Darstellung verdeutlicht.

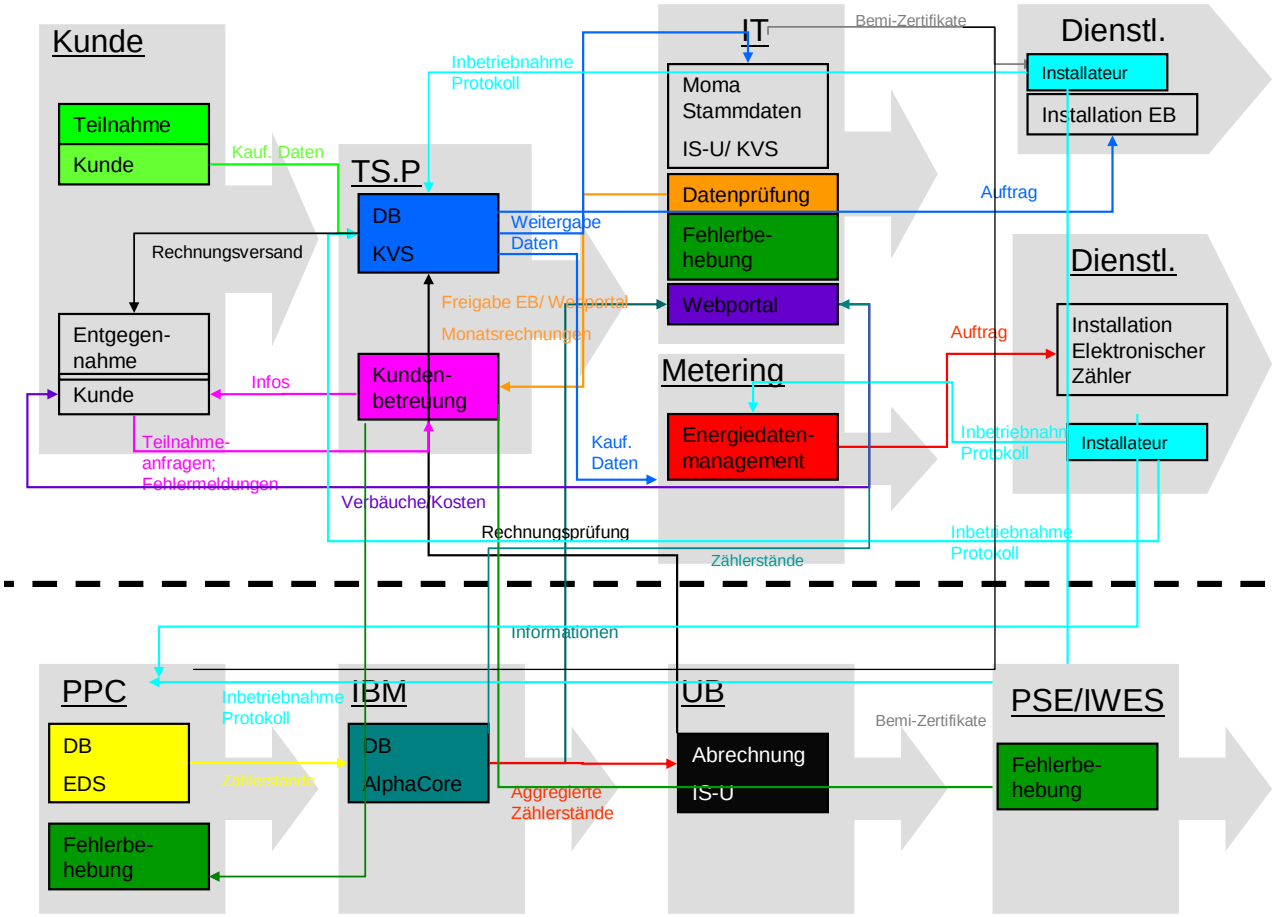


Abbildung 46: Feldtest Prozessübersicht

Der Feldtest wurde in 3 Phasen mit schrittweiser Erhöhung der Feldtestkomplexität für die Teilnehmer von Oktober 2010 bis August 2011 durchgeführt.

- Ab Oktober 2010 erhielten die Teilnehmer in der ersten Feldtestphase Zugang zu einem Meteringportal (Visualisierung der Stromverbräuche und Stromkosten) und einem variablen, aber statischen 2-Stufentarif („moma-Bonus-Tarif“) mit monatlicher Verbrauchsabrechnung. Die Kunden konnten auf der Basis der statisch festgelegten Niedrig- und Hochtarifzeiten für Werktag oder Wochenende manuell ihre Stromverbräuche in die Niedrigtarifzeiten verschieben. Die Monatsabrechnung erfolgte nach dem Best-Price Prinzip, d.h am Monatsende wurde für die Kunden berechnet, ob für sie die Stromabrechnung nach dem moma Bonus Tarif oder nach ihrem Standardtarif günstiger ist.
- Die zweite Phase startete im Dezember 2010. Hierbei erhielten die Teilnehmer einen neuen moma-Bonustarif (Wintertarif). Parallel wurde der Energiebutler bei 10 ausgewählten Teilnehmern für Pretests unter realen Umgebungsbedingungen im Feld installiert und in Betrieb genommen.
- Im Mai 2011 begann die 3. Phase mit der Inbetriebnahme des automatisierten Energiemanagements (Energiebutler). Die ersten 73 Kunden hatten erstmalig die Möglichkeit, ihre Stromlasten automatisiert mit Unterstützung des Energiebutlers in Niedrigtarifzeiten zu verschieben.

Zusammenfassend ist der Feldtest 2 als erfolgreicher Techniktest zu bewerten, da alle Optimierungspotentiale in den Installationsprozessen elektronischer Zähler und Energiebutler erkannt, die Qualität der Kundenprozesse durch eine Verstärkung des Serviceteams deutlich gesteigert sowie ein Fehlermanagement und Qualitätssicherungsprozess implementiert wurde.

Weiterhin wurden im Rahmen der mündlichen und schriftlichen Befragung der Teilnehmer sowie durch eine Analyse und Auswertung der Lastgangdaten durch das IFEU-Institut erste Ergebnisse zur Kundenakzeptanz der neuen Technologien und variabler Preistarifmodelle als auch Hinweise auf die erzielten Lastverschiebungen der beteiligten Privathaushalte evaluiert.

8.2.3. Tarifkonzeption im Feldtest 2

Im Feldtest 2 wurden fixe Tagespreisprofile für Werktag und Wochenende eingesetzt. Die Festlegung der Preisprofile erfolgte nach folgenden Kriterien:

- Berücksichtigung von historischen EEX-Preisen und Bedeckungsgradzahlen für Mannheim
- Kostenneutralität des Preisprofils zu dem NOVA-Tarif der MVV unter der Annahme, dass die Kunden gemäß Standardlastprofil H0 Strom verbrauchen
- Maximale Hochtarif-Blöcke (HT) von 5 Stunden und Niedertarif-Blöcke (NT) von in der Regel mindestens 2 Stunden, um den Kunden die Möglichkeit zu Lastverschiebungen zu bieten

Folgende Darstellungen zeigen die festgelegten Preisprofile für den zweiten Feldtest:

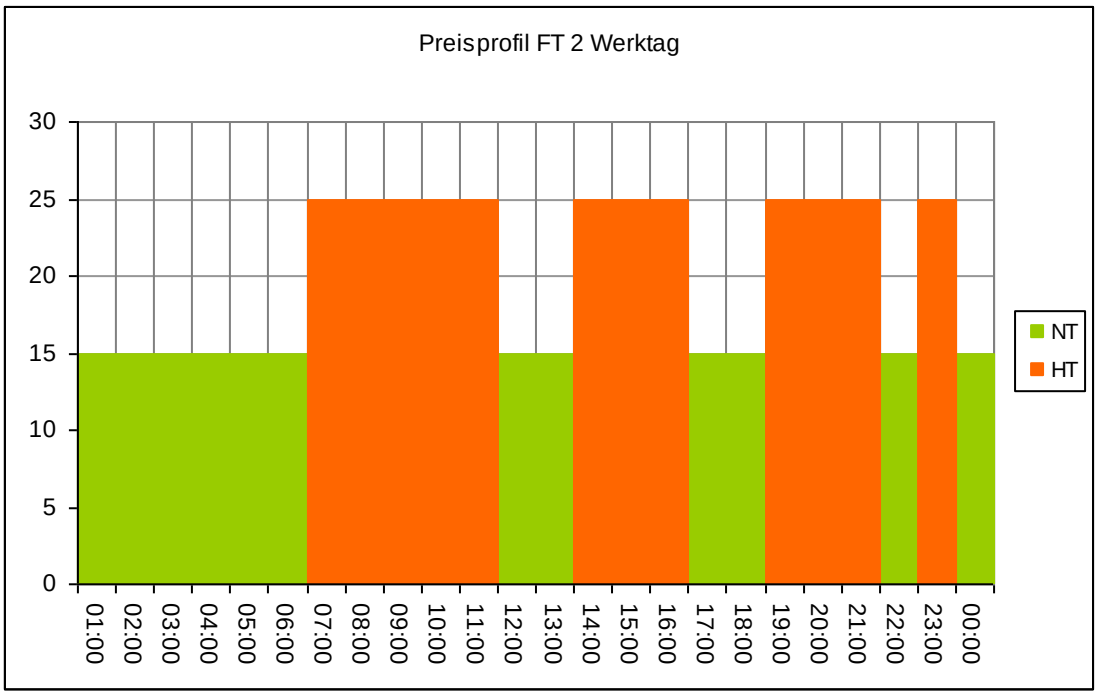


Abbildung 47: Preisprofil Werktag Feldtest 2, gültig für Oktober – November 2010

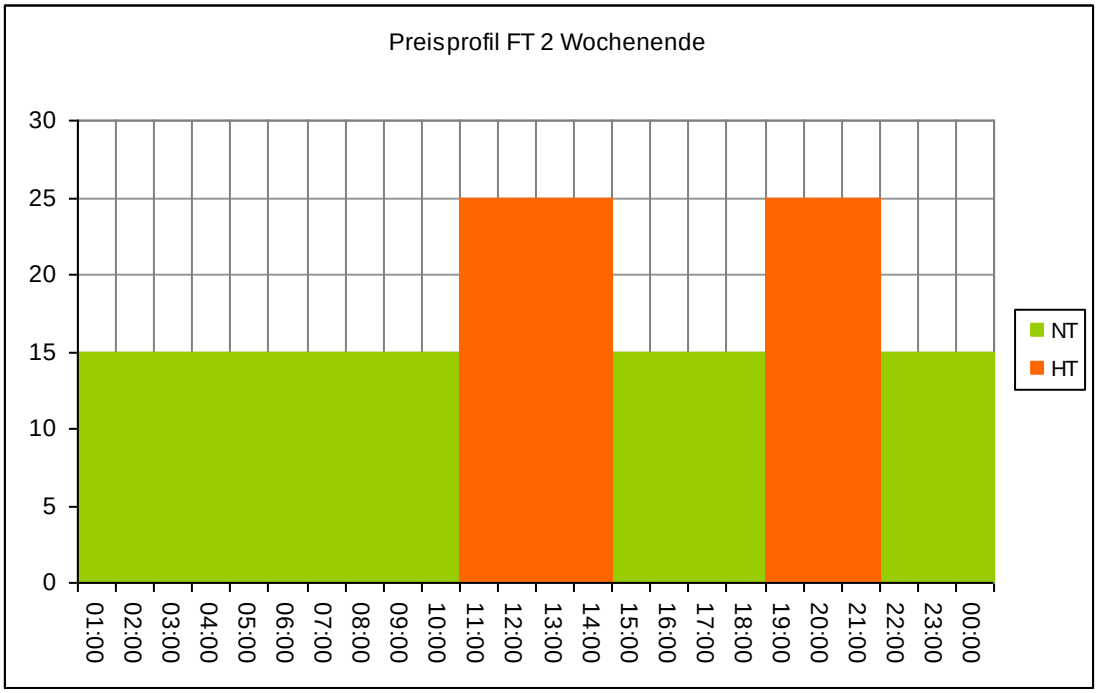


Abbildung 48: Preisprofil Wochenende Feldtest 2, gültig für Oktober – November 2010

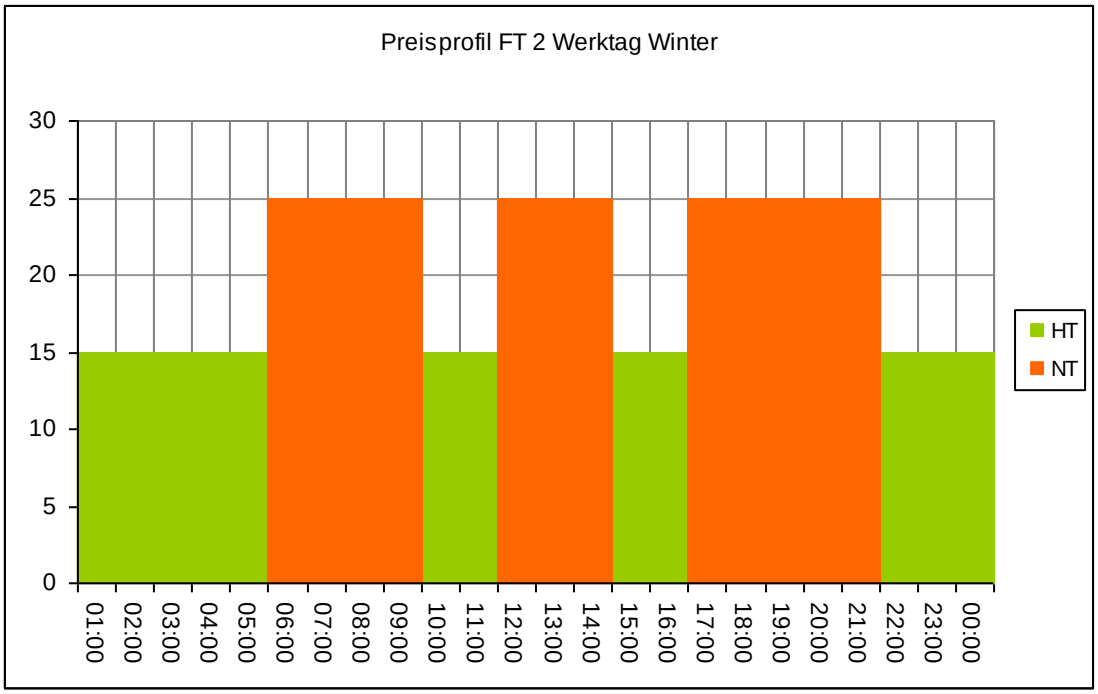


Abbildung 49: Preisprofil Werktag Feldtest 2, gültig ab Dezember 2010

8.2.4. Aussagen zur Lastverschiebung[21]

Im Praxistest zeigte sich auch in den Verbrauchsdaten ein deutlicher Einfluss der variablen Preise auf den Stromverbrauch der Teilnehmer. Die zur Bestimmung der Lastverschiebung angewandte Methodik wird nachfolgend kurz beschrieben.

Zur Quantifizierung der Lastverschiebung wurde der Monat September, in dem für die Teilnehmer noch keine variablen Tarife galten, als Referenzmonat herangezogen. Aus dem Standardlastprofil und den Verbrauchsdaten für den Monat September wurde dann ein modifiziertes Standardlastprofil für die Praxistestteilnehmer berechnet. Dieses modifizierte Standardlastprofil sagt vorher, wie der Verbrauch der Praxistestteilnehmer in den Folgemonaten ohne variable Tarife zu erwarten wäre. Zur Bestimmung der Lastverschiebung wurde nun die Abweichung der unter variablen Tarifen ermittelten tatsächlichen Verbrauchswerte zu den ohne variable Preise erwarteten Verbrauchswerten ermittelt.

Dieses Verfahren kann jedoch verschiedene andere Effekte nicht vom Preiseffekt trennen. So könnten Wetter-, Verbrauchsrückmeldungs- oder Bewusstseinseffekte hier auch als Lastverschiebung gewertet werden, falls sie passend auftreten. Außerdem ist zu beachten, dass durch den Tarif, der für die Teilnehmer mehrere Monate gleich war, Sättigungs- oder Gewöhnungseffekte entstehen können. Ungefähr 20% der Verbrauchsdaten waren wegen Zwischenwertbildung nicht verfügbar. Eine Hochrechnung der Ergebnisse ist wegen mangelnder soziodemographischer Repräsentativität der Teilnehmer nur schwer möglich.

Unter den vorab genannten Einschränkungen ergibt sich, dass in etwa 6 bis 8% der elektrischen Last von Hoch- in Niedrigtarifphasen verschoben wurden. Nachfolgende Abbildung zeigt dabei exemplarisch für den Monat Februar, wie stark die tatsächlichen Verbräuche jeweils vom vorhergesagten Verlauf abweichen und wie diese Abweichung mit dem verwendeten Tarif zusammenhängen könnte. Die schraffierte Fläche zwischen den beiden Kurven stellt die verschobene Last dar. Vor allem in der dritten Hochtarifphase zeigt sich hier eine deutliche Reduktion der Spitzenlast.

[21] Autor: Ruben Korenke (ifeu), [ifeu12]

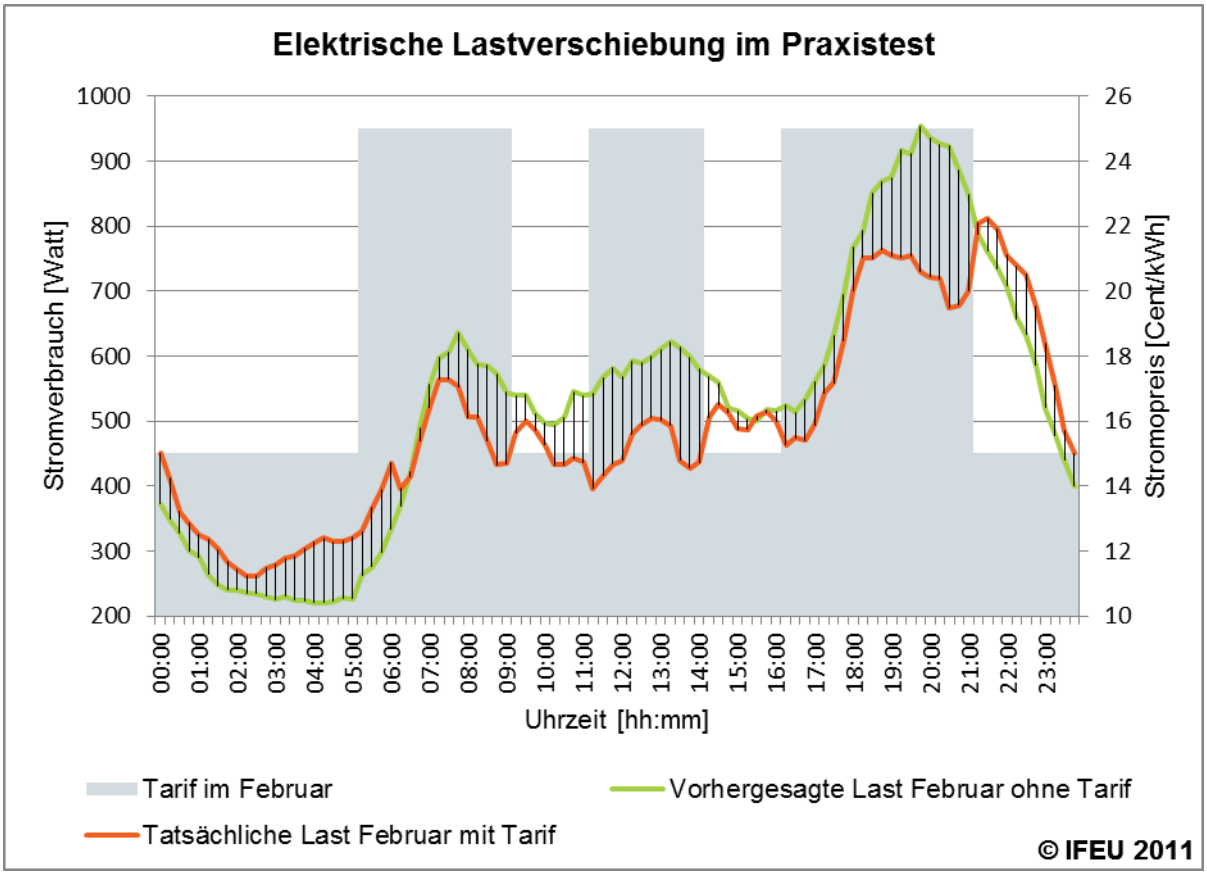


Abbildung 50: Preisprofil Werktag Feldtest 2, gültig ab Dezember 2010 (Quelle: [ifeu12]

Im Praxistest konnte somit gezeigt werden, dass Haushalte in unterschiedlicher Weise auf variable Strompreise in Verbindung mit Energiebutler und Verbrauchsrückmeldung reagieren. Sie berichten, ihr Stromverbrauchsverhalten durch geringeren Stromverbrauch sowie durch Lastverlagerung in günstigere Zeiten verändert zu haben. Motiviert wurden die Teilnehmer dabei primär durch Kosteneinsparungen und durch das Gefühl, zum Klimaschutz und zur vermehrten Einspeisung erneuerbarer Energien beizutragen.

Die Auswertung der Verbrauchsdaten zeigt, dass Haushalte auf die variablen Preise reagieren, indem sie etwa 6-8% der Last in Niedrigtarifzeiten verlagern. Diese Ergebnisse sind jedoch nur eingeschränkt generalisierbar, da die Teilnehmer nicht soziodemographisch repräsentativ für Mannheim oder Deutschland zusammengesetzt sind sowie methodische Einschränkungen bei der Quantifizierung der Lastverschiebung auftraten.

8.3. Feldtest 3 in Mannheim zur Erschließung von Flexibilitäten[22]

Im Folgenden werden der Aufbau und die Durchführung des Feldtests 3 beschrieben. Dieser hatte zum Ziel, das Teilnehmerverhalten in Bezug auf Preiselastizitäten mit einem stochastischen und dynamischen Tarifmodell zu erfassen und zu analysieren. Mit zur Anwendung kommen das Energiemanagementsystem, das eine Lastverschiebung ausgewählter Geräte für die Teilnehmer automatisiert durchführen sollte. Angestrebt wurde die Teilnahme von ca. 1.000 Haushalten.

8.3.1. Akquise + Installation zu Feldtest 3

Diese Phase begann als Vorlauf zum dritten Feldtest schon parallel zu Feldtest 2 und dauerte deutlich länger an als ursprünglich geplant. Neben den Teilnehmern der vorangegangenen Feldtests sowie in Mannheim wohnhaften Mitarbeitern der Konsortialpartner wurden weitere Interessenten zur Teilnahme gewonnen. Es zeigte sich, dass sich die Gewinnung einer ausreichend großen Zahl von Teilnehmerhaushalten gegenüber der ursprünglichen Einschätzung als aufwändiger darstellte (siehe nachfolgende Abbildung). Dies lag zum einen an Verzögerungen beim Feldtest sowie an sich verändernden Anforderungen an die Teilnehmer. Die Teilnahme war gebunden an folgende Bedingungen:

- Wohnsitz in Mannheim
- Stromkunde von MVV Energie
- Wohnhaft im schon vorhandenen Breitband-Powerline-Netz (BPL-Netz)
- Internetanschluss, Mail-Kenntnisse
- Bei Mietern: Zustimmung des Vermieters (für Installationen im Keller)

Aus diesen Bedingungen ergab sich eine ungleichmäßige Verteilung der Teilnehmer über das Stadtgebiet von Mannheim. Zur Gewinnung der Teilnehmer wurde die Kundendatenbank der MVV Energie für Massenmailings genutzt. Zusätzlich wurden auf verschiedenen Akquisitionsveranstaltungen Interessenten gefunden. Eine größere Zahl von Teilnehmern meldete sich über die Projektwebseite bzw. telefonisch an. Positiv wirkte sich die öffentliche Aufmerksamkeit zum Themenfeld Smart Grid und erneuerbare Energien im Umfeld der Hannover Messe im Jahr 2012 auf die Anmeldungen bzw. Anfragen aus (bis zu 30 Anmeldungen pro Tag).

[22] Auszug aus dem Evaluationsbericht zu Feldtest 3 und Simulationen [moma1304]

Von den 1362 versendeten Verträgen waren 49 % nutzbar.

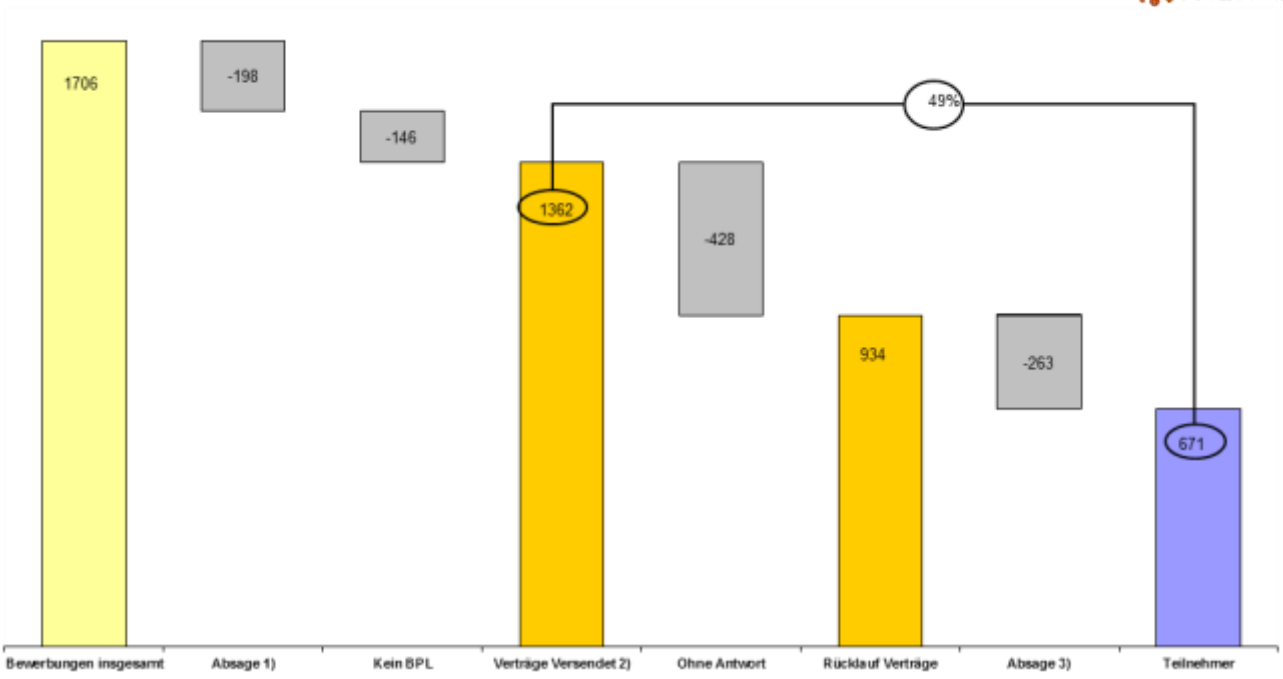


Abbildung 51: Übersicht über Entstehung und Zahl der Teilnehmerverträge

Die informationstechnische Infrastruktur wurde im Architekturkapitel sowie auch im Kapitel zum Feldtest 2 umfassend beschrieben. Auf den folgenden Seiten werden deshalb nur die einzelnen Komponenten in den Liegenschaften der Kunden näher vorgestellt.

Für die automatische Steuerung wurde im Rahmen des Projektes Modellstadt Mannheim ein Energiemanagementsystem entwickelt. Der grundlegende Zweck des zu testenden Systems bestand darin, dem Verbraucher zu ermöglichen, seine Haushaltsgeräte intelligent zu steuern, damit er Strom zu günstigen Preisen beziehen kann.

Zusätzlich konnte das System dem Verbraucher detaillierte Daten über seinen eigenen Verbrauch zur Verfügung stellen, um eigenständige Auswertungen zu ermöglichen.

Das System bestand aus einem Energiebutler als zentrale Steuerungseinheit (nachfolgende Abbildung). An diesen sollten über Funk verbundene Schaltboxen das Ein- und Ausschalten der angeschlossenen Haushaltsgeräte (Wasch- und Geschirrspülmaschinen, Wäschetrockner) übernehmen. Der Energiebutler erhielt über die Infrastruktur den Tarifplan für einen Tag im Voraus und ermöglichte somit eine geplante Terminierung des Haushaltsgerätes. Die für den Feldtest geplante Steuerung von Kühlgeräten konnte aufgrund der Komplexität, die zu einer verspäten Fertigstellung der dazugehörigen Software führte, nur im Laborversuch umgesetzt werden.



Abbildung 52: Energiebutler aus Feldtest 3



Abbildung 53: Schaltboxen aus Feldtest 3, links Trockenraum-, rechts Feuchtraumausführung

moma App als Benutzerschnittstelle zur aktiven Einbindung des Kunden

Die moma App wurde als Applikation für mobile Endgeräte und Desktop Computer zur Benutzerinteraktion mit dem Energiebutler entwickelt. Entsprechend der Vision des „energetisch emanzipierten Kunden“, welcher ein aktiver Teilnehmer am Energiemarkt ist und sich mit seinem Energieverbrauch auseinandersetzt, wurde eine Applikation entwickelt, welche die Feldtestkunden zu einem solchen Verhalten anregt. Ziel war es, eine benutzerfreundliche Oberfläche zu schaffen, welche die wichtigen Informationen zum eigenen Energieverbrauch visualisiert und einen Anreiz bietet, sich mit diesen Informationen auseinanderzusetzen. Des weiteren soll der Kunde sich nicht nur auf seinen Verbrauch konzentrieren, sondern auch aktives Energiemanagement betreiben, um die Energieeffizienz seines Haushaltes zu steigern.

moma App als zentrales Steuerelement

Es wurde daher eine neue Benutzerschnittstelle entwickelt, welche dem Kunden auf eine einfache und verständliche Weise die Interaktion mit dem Energiebutler ermöglicht.

Diese neue Schnittstelle wurde in Form einer App umgesetzt. Apps - eine Kurzform von Applikationen - sind Programme für mobile Endgeräte, die einfach gestaltet sind und intuitive Benutzeroberflächen einsetzen, um dem Anwender einen den Aufgaben angemessenen Umgang mit der Software zu ermöglichen. Zu solchen Geräten gehören Smart Phones und Tablet PCs. Im Rahmen des Arbeitspaketes moma App wurden 100 Tablet PCs einer zufällig ausgewählten Gruppe von Teilnehmern zur Verfügung gestellt. Um den restlichen Teilnehmern, welche keinen Tablet PC erhalten haben, dennoch die Nutzung der neuen

Benutzerschnittstelle zu ermöglichen, wurde die App ebenfalls als Desktop Client entwickelt, welcher über die gleichen Funktionalitäten verfügte, mit Ausnahme der Gestensteuerung eines Tablet PCs.

Die Applikation ermöglicht die Darstellung von Daten aus mehreren Schnittstellen auf einer Oberfläche (siehe Screenshot in nachfolgender Abbildung).

Um dem Kunden lange Wartezeiten zu ersparen und somit eine benutzerfreundliche Schnittstelle zu seinem Energiemanagementsystem zur Verfügung zu stellen, war es unabdingbar, dass die Applikation über eine ausreichende Leistung verfügt. Die tatsächliche Performance der App hängt jedoch von den genutzten Schnittstellen und deren Verbindungsqualität ab.

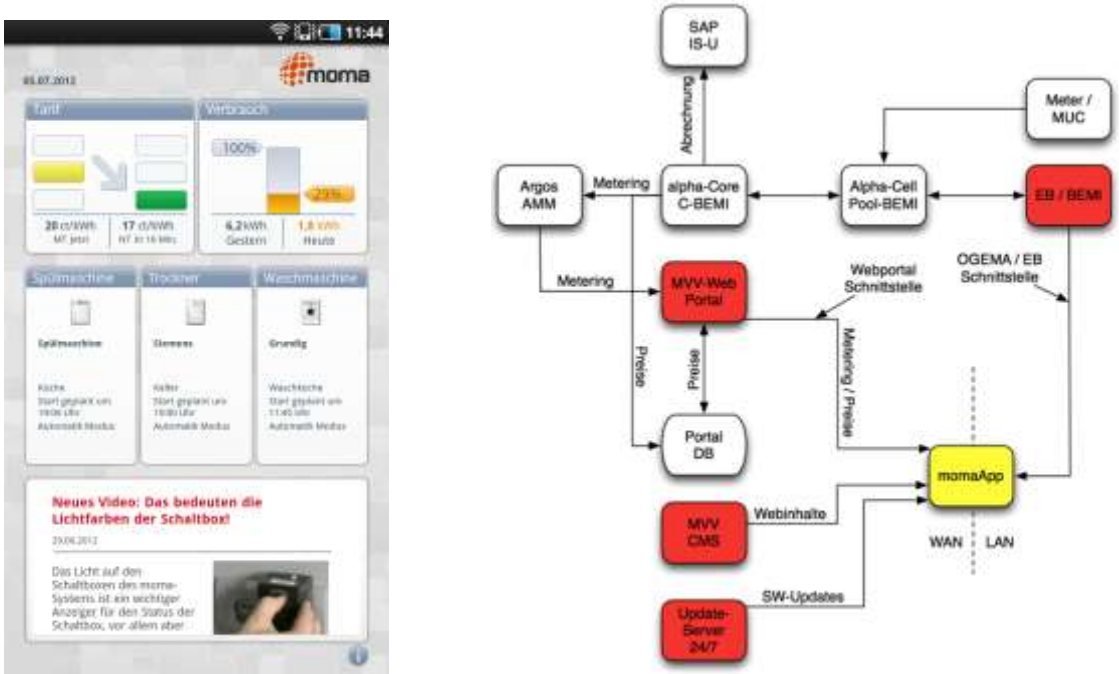


Abbildung 54: Screenshot sowie Datenquellen der moma-App

Die Teilnehmer im Feldtest 3 wurden in verschiedene Gruppen eingeteilt. Gebildet wurden je eine Versuchs- und eine Vergleichsgruppe:

- Versuchsgruppe (523 Teilnehmer): Die Teilnehmer dieser Gruppe erhielten einen Smart Meter, ein Energiemanagementsystem mit dem Energiebutler, Zugriff auf Ihre Verbrauchsdaten im Metering Portal sowie die moma App. Mit dem Energiebutler konnten sie die angeschlossenen Haushaltsgeräte automatisch steuern und mit der moma App manuell Einfluss nehmen, aber auch die Verbrauchs- und Preiskurven betrachten. Ein kleiner Teil dieser Gruppe erhielt zusätzlich noch eine monatliche Stromabrechnung. Einige Teilnehmer wurden mit einem Tablet PC mit vorinstallierter moma App ausgestattet. Die Gruppe 1 startete in Stufen mit zunehmender Komplexität am 01.03.2012 in den Feldtest.
- Vergleichsgruppe (148 Teilnehmer): Deren Teilnehmer erhielten nur einen Smart Meter, ansonsten aber keine Informationen zu Ihrem Verbrauch oder ein Energiemanagementsystem. Diese Teilnehmer erhielten über das Metering Portal nach Ende des Feldtests Einblick in ihre

Verbrauchsdaten für die Zeit des Feldtests. Die Werte dieser Gruppe wurden genutzt, um den Verbrauchswerten der Versuchsgruppe durch Informationen unbelastete Werte gegenüberstellen zu können.

Ein Überblick über die im Haushalt zum Feldtest 3 installierten Geräte gibt nachfolgende Abbildung.

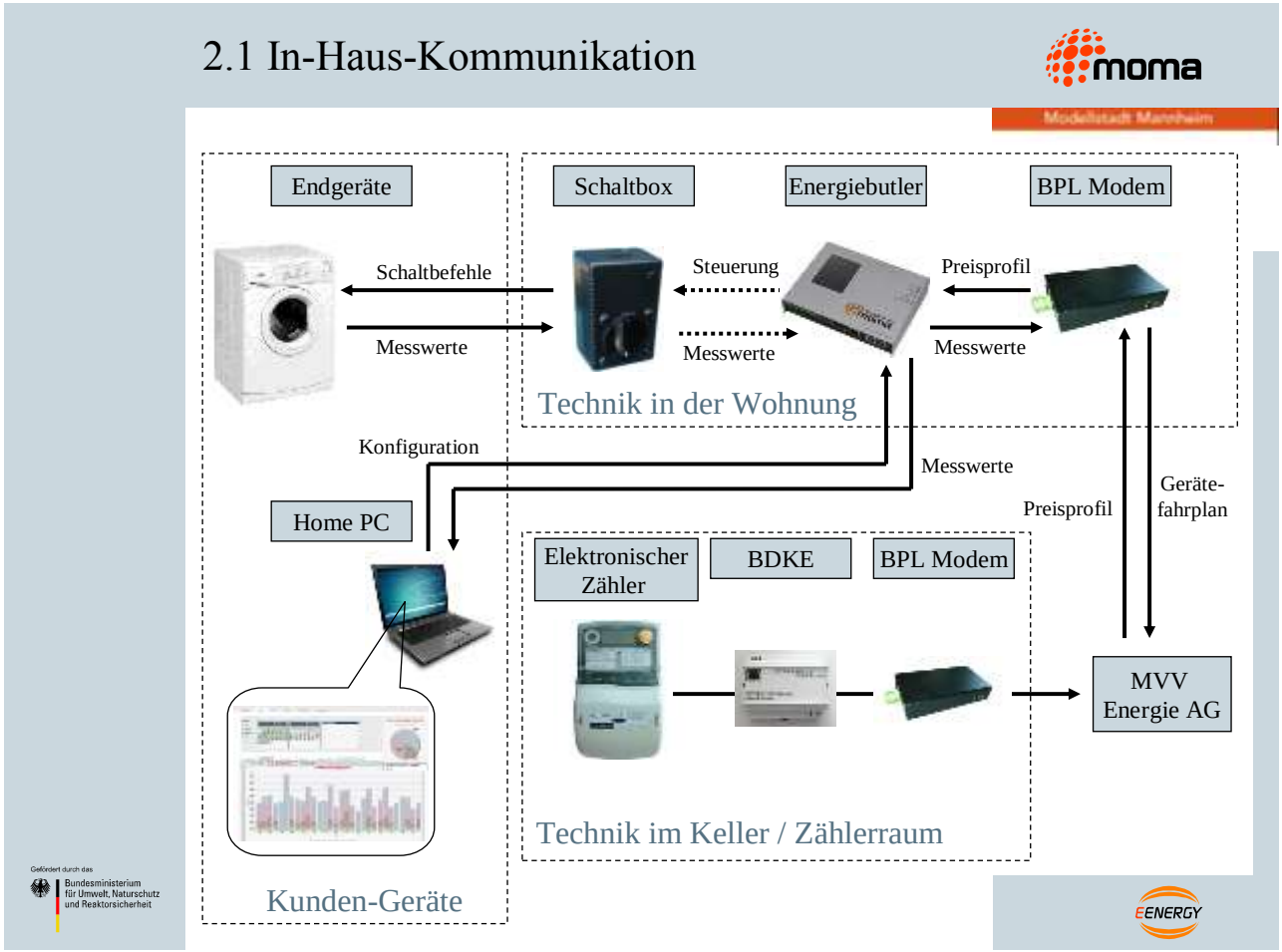


Abbildung 55: moma-Systemkomponenten in der Kundenliegenschaft

8.3.2. Durchführung des Feldtests 3 und Tarifkonzept

Für die Teilnehmer wurden folgende Handbücher bzw. kurze Bedienungsanleitungen für die verschiedenen Komponenten erstellt:

- Energiebutlerhandbuch
- Beiblatt zum Energiebutler
- Handbuch Metering Portal
- Handbuch moma App
- Handout moma App

- Nutzungsanleitungen für Waschmaschine, Geschirrspüler sowie allgemein für die Schaltboxen
- Kurzanleitung Neuinstallation App
- Kurzanleitung Deinstallation App für Tablet PC und PC
- Einstellung feste IP für Tablet PC und PC

Zusätzlich zu den genannten Dokumenten wurden kurze Filme produziert und im 2-wöchigen Rhythmus Hinweise über Newsletter an die Teilnehmer weitergegeben. Ein interaktives Modell, das die grundsätzlichen Ideen des Projektes erklärte, wurde erarbeitet und über einen längeren Zeitraum im Kundenzentrum der MVV Energie ausgestellt.

Feldtest 3-Tarif

In moma war zu zeigen, wie sich variable Strompreise auf den Stromverbrauch auswirken. Die durch die variablen Preise entstehende Flexibilität des Stromverbrauchs soll beispielsweise zur Netzlastoptimierung, zur Einbindung lokaler erneuerbarer Stromerzeugung oder zur Optimierung des Stromeinkaufs an der EEX genutzt werden. Da der zukünftige Energiemix, die Preisbildungsmechanismen und der zeitliche, stundenaktuelle Angebotsmix- sowie Preisverlauf heute nicht bekannt sind, ist unklar, wie gewünschte zukünftige Verbrauchsreaktionen und damit auch passende Preisprofile aussehen werden.

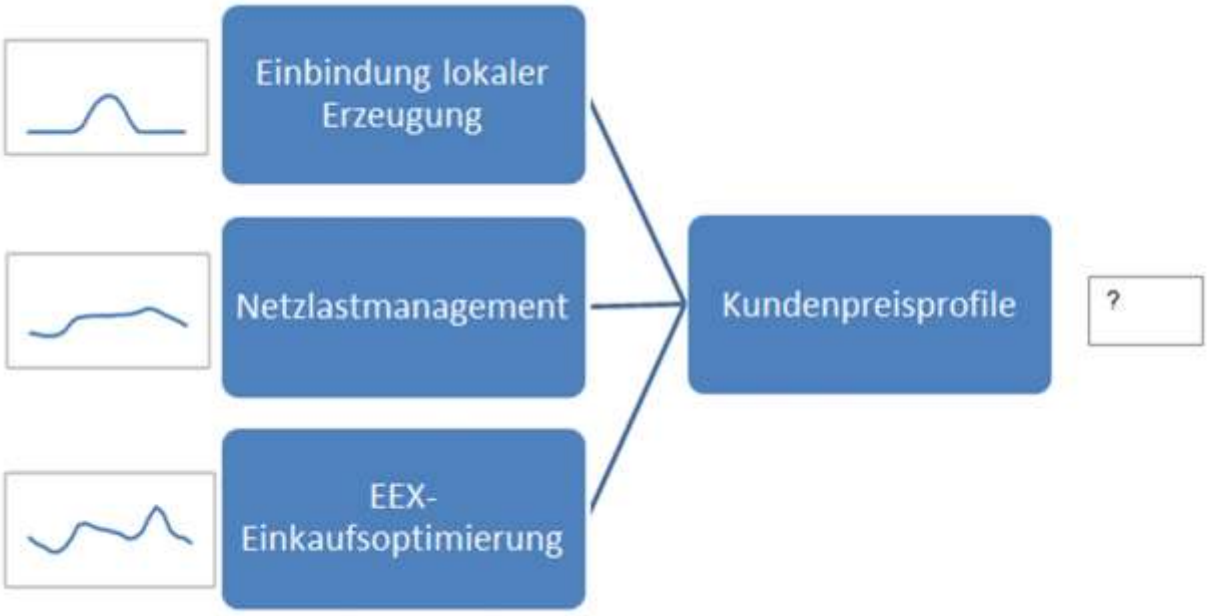


Abbildung 56: Einflussfaktoren Kundenpreisprofile

Ziel der Tarifgenerierung im dritten Feldtest war es daher, den Einfluss der Preise auf den Stromverbrauch möglichst verallgemeinerbar zu bestimmen. So könnten zukünftig, basierend auf einer größeren Datenbasis, Verbrauchsreaktionen für beliebige Preisprofile prognostiziert werden.

Um den Effekt der variablen Preise auf den Stromverbrauch von anderen Faktoren isolieren zu können, müssen variable Preise geschickt gewählt werden. Der Preis sollte nicht mit anderen Faktoren für den Stromverbrauch wie Tageszeit oder Wetter korrelieren, da sonst nicht bestimmt werden kann, ob eine Verbrauchsveränderung beispielsweise vom Wetter oder von den variablen Preisen ausgelöst wurde. Um diesem Problem zu entgegnen, wurden im Feldtest 3 die Preise innerhalb eines bestimmten Rahmens zufällig gewählt.

Die Rahmenbedingungen waren dabei:

- Preisspanne: 10-40 Cent
- Keine Änderung der monatlichen Stromkosten für nach Standardlastprofil verbrauchende Kunden
- Möglichkeit von Kosteneinsparungen für Kunden mit Lastverlagerung
- Der Tarif sollte Preiszwischenstufen aufweisen, d.h. nicht Hoch- und Niedrigpreisstufen, sondern auch Zwischenschritte enthalten.

Rein theoretisch gibt es bei Preisen in der Spanne von 10 bis 40 Cent/kWh eine Menge von 31^{24} möglichen Tagespreisprofilen. Auch wenn diese Menge durch die oben genannten Einschränkungen erheblich schrumpft, ist die Untermenge immer noch deutlich zu groß, um sie im Feldtest systematisch auszutesten.



Abbildung 57: Einschränkung möglicher Preisprofile

Um die Plausibilität der Tarife für den Kunden auch zusätzlich zu den Rahmenbedingungen zu erreichen und eine zu hohe Variation der Tarife mit zu vielen großen Sprünge zu vermeiden, wurde angenommen, dass sich der Preis von Stunde zu Stunde um eine normal verteilte Zufallsgröße ändert. Außerdem wurde auf das Endergebnis ein Filter angewendet, der das Preisprofil glättet.

Auf Basis dieser Nebenbedingungen wurden dann für den Feldtest zufällige Preisprofile generiert. Diese sahen beispielsweise wie folgt aus:

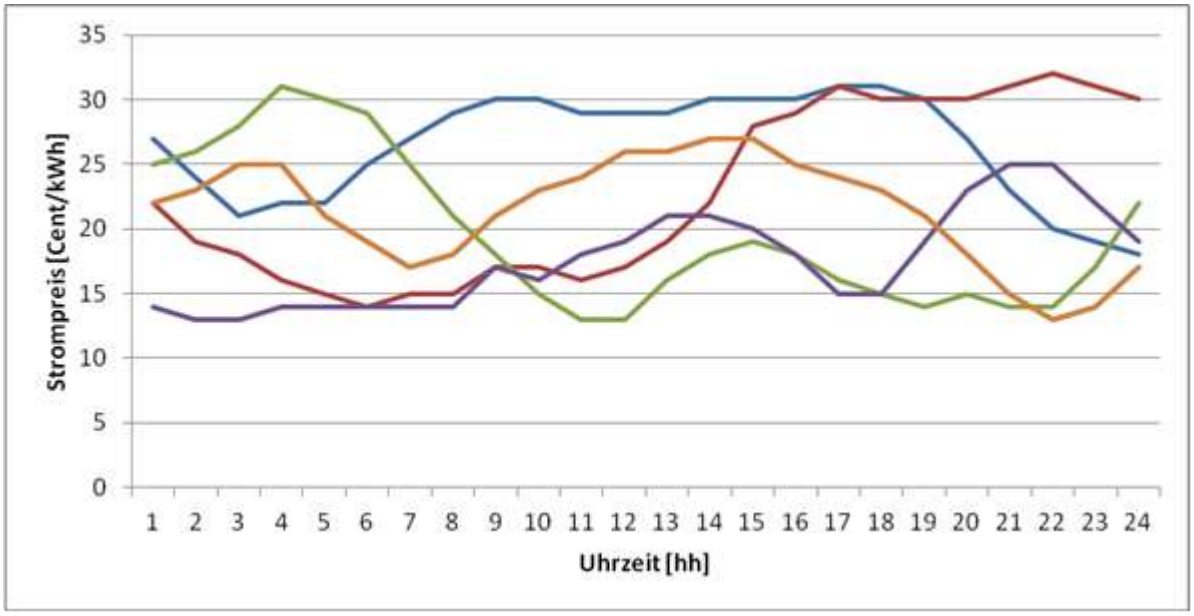


Abbildung 58: Auswahl von Preisprofilen im Feldtest 3

Durch diese zufällig gewählten Preisprofile war es im Feldtest möglich, den Preiseinfluss von anderen Faktoren wie zum Beispiel der Tageszeit zu isolieren.

Best-Price-Abrechnung und Feedback

Während des Feldtests wurden die Kundinnen und Kunden weiterhin nach ihrem üblichen Standardtarif abgerechnet. Parallel wurde auf monatlicher Basis ermittelt, wie viel die Haushalte mit dem variablen moma-Tarif hätten zahlen müssen. Bei einer Einsparung wurde ihnen dies als positiver moma-Bonus angerechnet. Bei einem Mehrbetrag wurde dies als 0€ Bonus ausgewiesen (Best-Price-Abrechnung). Den moma-Bonus konnten die Kunden auf dem Metering Portal einsehen, mussten sich aber dafür aktiv einloggen und die entsprechende Unterseite aufrufen. Die Summe der moma-Boni wurde den Kundinnen und Kunden im Dezember 2012 per Scheck ausgestellt. Während des Feldtests zahlten sie ihre üblichen Abschläge entsprechend ihres Standardtarifs, nach dem sie auch abgerechnet wurden.

Wesentliche realisierte Eckpunkte des dritten Feldtests

Eine monatliche Abrechnung wurde für 22 Teilnehmer realisiert, da der Prozess mit manuellen Eingriffen verbunden war. Das ursprüngliche Ziel der monatlichen Abrechnung aller Teilnehmer wurde aus wirtschaftlichen und technischen Gründen aufgegeben. Im Laufe des Feldtests wurde die monatliche Abrechnung für 22 Teilnehmer automatisiert erstellt.

Über das Metering Portal erhielten die Teilnehmer einen monatsgenauen Überblick über ihre Verbrauchswerte und die entstandenen Kosten.

Die automatische Steuerung von bis zu vier Haushaltsgeräten (Waschmaschine, Wäschetrockner, Waschtrockner, Geschirrspülmaschine) konnte für fast alle Haushalte freigegeben werden.

Die Verbräuche wurden im Metering Portal in 15-minütiger Aufschlüsselung dargestellt. Sie konnten den Teilnehmern in guter Datenqualität und hoher Datenverfügbarkeit über das Metering Portal angeboten werden.

Die als Benutzerschnittstelle konzipierte moma App war für PCs und Tablet PCs verfügbar. Neben der Steuerung verfügte die App über Informationen zum aktuellen Preis und der Preisentwicklung für die kommende Stunde. Ebenso wurden der Verbrauch sowie der Vortagesverbrauch angezeigt. Abgerundet wurde das Informationsangebot durch die App News, die ca. 14-tägig aktualisiert wurden.

Der dynamische Tarif umfasste 31 Tarifstufen, die von 0,10 €/kWh bis 0,40 €/kWh reichten. Diese waren stochastisch verteilt, bildeten aber einen Mittelwert von 0,225 €/kWh. Den Teilnehmern war der Preisverlauf für maximal einen Tag im Voraus bekannt.

8.3.3. Feldtestergebnisse im Hinblick auf Akzeptanz und Kundenreaktion

Aufgrund der nicht zufälligen Auswahl der Feldtesthaushalte nahm schließlich ein sehr hoher Anteil von älteren Personen teil, die ihr Haus besitzen und ein hohes Nettohaushaltseinkommen aufweisen. Rückmeldungen auf die Haushaltsbefragungen kamen überwiegend von männlichen und gebildeten Personen. Diese Merkmalskombinationen scheinen typischerweise auf First Mover-Haushalte bezüglich Smart-Grid-Anwendungen zuzutreffen, wie auch andere E-Energy-Projekte feststellten.

Trotz des sehr komplexen und dynamischen Tarifs gab es bei 48 % der Teilnehmer am Ende des Feldtests weiterhin ein Interesse an der Nutzung eines variablen Tarifs. Nur etwa 10 % der Befragten würden einen variablen Tarif definitiv ablehnen. Die Motivation liegt besonders im finanziellen Bereich (Geld sparen). Am Ende des Feldtests bekamen 99 % der Teilnehmer Rückerstattungen, weil sie mit dem moma-Tarif gegenüber ihrem ursprünglichen Tarif geringere Stromkosten im Feldtestzeitraum hatten. Sie sparten zwischen 0,52 € und 44,71 € pro Monat. Wie hoch die Einsparung ausfiel, war dabei maßgeblich abhängig von dem Tarif, den die Haushalte vor dem Feldtest hatten.

Eine automatische Steuerung der Haushaltsgeräte war ein Teilziel in moma. Eine volle Integration dieser Funktion in die Haushaltsgeräte war aber mangels standardisierter technischer Lösungen nicht machbar. Daher wurde eine Lösung mittels eines modularen Aufbaus aus Energiebutler und Schaltbox prototypisch entwickelt und eingesetzt. Technische Schwierigkeiten dieser Lösung wurden im Einsatz erkannt und weitestgehend behoben. Dennoch empfanden viele Feldtestkunden die Lösung als zu kompliziert. Aus diesen Gründen wurde die automatische Steuerung nur von einer begrenzten Anzahl von Teilnehmern eingesetzt, während ein hoher Anteil der Feldtestkunden ihre stromverbrauchenden Geräte überwiegend manuell steuerten. Dabei wurde eine Vielzahl von Geräten genutzt: überwiegend Geschirrspüler, Waschmaschinen, Wäschetrockner, aber auch in wenigen Fällen Backöfen, Staubsauger, Raumklimaanlagen und Wasserbetten. Eine Integration der automatischen Steuerung in die Haushaltsgeräte wurde von den Teilnehmern explizit als Verbesserungswunsch genannt. Die in moma entwickelte Schnittstelle zu den Haushaltsgeräten (Schaltbox) hat sich als Basis für deren automatische Steuerung als geeignet erwiesen, kann aber bei Integration in die Geräte noch sinnvoll erweitert werden. Daher kann gefolgert werden, dass die Entwicklung herstellerübergreifender, standardisierter technischer Lösungen unabdingbar ist, wenn eine automatische Steuerung von Haushaltsgeräten in der Fläche umgesetzt werden soll.

Die Auswertung des Haushaltsstromverbrauchs aller Teilnehmenden der Versuchsgruppe mittels einer Regressionsanalyse ergab eine statistisch signifikante Preiselastizität[23] von -0,106. Durchschnittlich reagierten also die Haushalte auf eine beispielsweise 100 % Preiserhöhung mit einer Verbrauchsreduktion um etwa 11 %. Zudem konnten stündlich aufgelöste Preiselastizitäten statistisch signifikant nachgewiesen werden. Den Verlauf der durchschnittlichen Werte für die Versuchsgruppe für die Werktage zeigt nachfolgende Abbildung. Die Darstellung zeigt, dass insbesondere stark reagiert wurde, wenn die Menschen anwesend und wach waren und damit eher mehr verbrauchten. Eine Prognose des Preiseffektes für verschiedene Tarife ist unter bestimmten Bedingungen mittels der ermittelten Preiselastizitäten möglich: Prognosen können für den Stromverbrauch einer größeren Gruppe von Haushalten erstellt werden, wenn ein Tarif mit Preisen zwischen 10 und 40 Cent/kWh für die Haushalte zum Einsatz kommt, die mit der Versuchsgruppe in diesem Projekt vergleichbar ist.

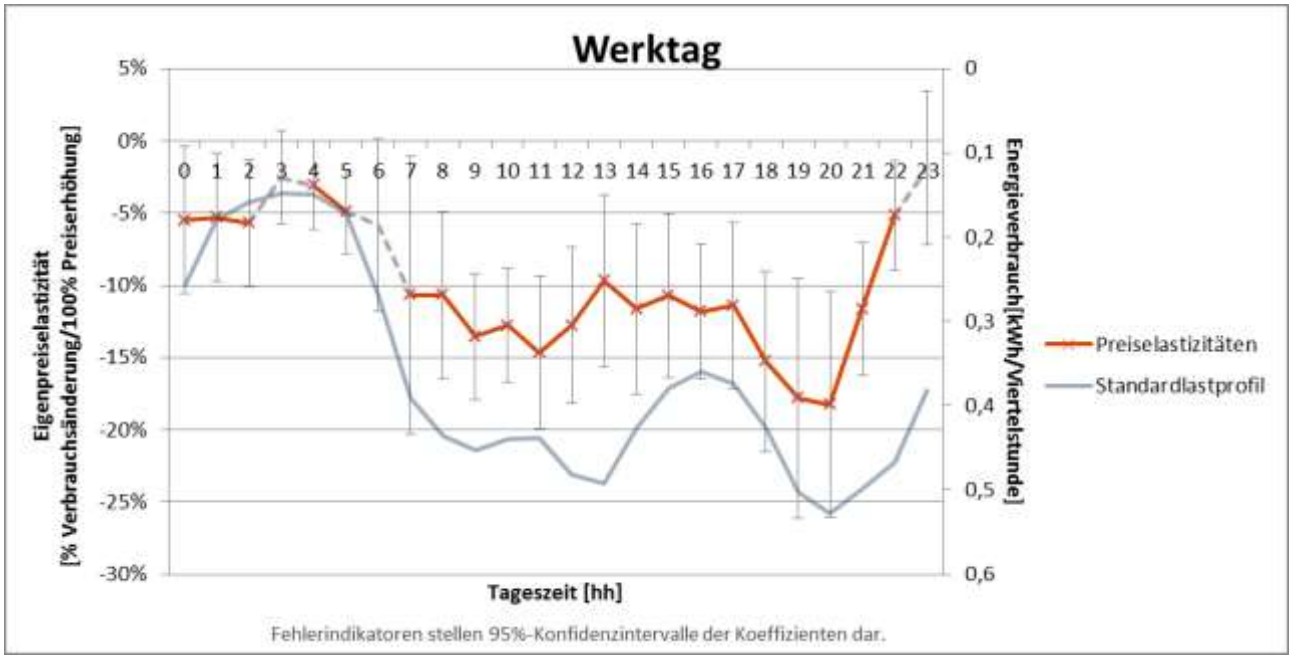


Abbildung 59: Stündlich aufgelöste Preiselastizitäten des Haushaltsstromverbrauches der Versuchsgruppe sowie das BDEW- Standardlastprofil für Haushalte mit Jahresstromverbrauch von 4000kWh

Bei der Untersuchung einzelner Nutzergruppen ergab sich, dass für alle Haushalte, die angaben, manuell Gerätenutzung zu verschieben, die Preiselastizitäten selbst an Werktagen betragsmäßig auf bis zu 35 % stiegen. In Haushalten, die zusätzlich zur manuellen Gerätesteuerung auch die automatische Steuerung zur Ausnutzung des optimalen Preissignals verwendeten, fällt die Preisreaktion leicht höher aus.

Auch für die im Feldtest automatisch steuerbaren Geräteklassen, wie Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen und Trockner konnte eine deutliche Nutzerreaktion auf die variablen Preise nachgewiesen werden, da hierfür Verbrauchsdaten gesondert erhoben wurden. Im Rahmen der Evaluation des Feldtests

[23] Die Preiselastizität gibt das Verhältnis von prozentualer Verbrauchsänderung zu prozentualer Preisänderung an.

ergaben sich Preiselastizitäten von -176 % bis -196 %[24]. Durch die automatische Steuerung wurde die Nutzung von Geschirrspülern und Waschmaschinen teilweise in die Nachtstunden verlagert.

Auf Grund der Feldtestphase von nur 3 Monaten ist es nicht möglich, hinreichend tragfähige, quantitative Aussagen zur Veränderung des Jahresstromverbrauchs der Versuchsgruppe im moma-Projekt zu machen. Jedoch weisen Indikatoren darauf hin, dass sich in der Versuchsgruppe der absolute Stromverbrauch gegenüber der Kontrollgruppe nicht änderte. Danach hätte sich der geringe Mehrverbrauch[25] durch die moma-Infrastruktur von etwa 1 bis 3 % des Haushaltsstromverbrauchs mit geringfügigen Einsparungen etwa die Waage gehalten.

30 % der Versuchsgruppe sind nach Abschluss des Feldtests bereit, für eine funktionierende automatische Steuerung und Stromvisualisierung Geld auszugeben, wobei ein Preis von 1 bis 2 € im Monat akzeptiert würde.

Aufgrund der besonderen Zusammensetzung der Versuchsgruppe, der kurzen Feldtestdauer von 3 Monaten sowie des besonderen eingesetzten Tarifs sind die hier gefundenen Ergebnisse nur eingeschränkt auf Haushalte in Deutschland übertragbar.

[24] Es ist durchaus üblich, dass Preiselastizitäten über 100 % steigen, auch wenn das mit der im Text verwendeten Veranschaulichung als eine Preisreaktion bei 100%iger Preissteigerung nicht intuitiv einhergeht. Die hier verwendete (Eigen-)Preiselastizität der Nachfrage ist definiert als (dx/x)/(dp/p)=(dx/dp)/(x/p), wobei x der nachgefragten Strommenge in der entsprechenden Stunde entspricht und p deren Preis. "d" ist der Differentiationsoperator. Die Angaben im Text geben die Elastizitäten - wie üblich - multipliziert mit 100 % an.

[25] Der Mehrverbrauch der moma-Infrastruktur in den Haushalten stellt den aktuellen Stand im Forschungsprojekt dar. Es ist davon auszugehen, dass die nötige (IT-)Infrastruktur demnächst in den „Smart-Appliances“ integriert ist, so dass zukünftig nicht von einem (wesentlichen) Mehrverbrauch dafür auszugehen ist.

8.4. Feldtest in Dresden für Übertragbarkeit von Systemen und Erschließung von Flexibilitäten mit Wärmespeichern[26]

8.4.1. Konzeption Feldtest Dresden

Der Feldtest in Dresden hatte die unmittelbare wissenschaftliche Beweiserbringung zum Ziel, dass die Nutzung thermischer Trägheitsreserven von Gebäuden eine innovative Methode zur intensiveren Bewirtschaftung von KWK-gestützten Wärmeverteilungssystemen darstellt. In der im Kapitel „Technische Handlungsoptionen“ ausgeführten Grundlagenstudie/Simulation der Technischen Universität Dresden über „Thermische Trägheitsreserven von Gebäuden“ [Dr10] wurden etwaige Potentiale näher verifiziert aber auch Prämissen bei der Umsetzung, z.B. auf die Wahrscheinlichkeit von hydraulischen Problemen im Fernwärmeversorgungsnetz der DREWAG NETZ GmbH im Zusammenhang mit gesteuerter Wärmenutzung, aufgestellt. Der Feldtest war zweizugig angelegt:

- Zug 1: Bewirtschaftung von KWK- gestützten Fernwärmesystemen (Wärmeübergabestation) unter der Anwendung der reglungstechnischen Optimierungsstufe 4 (siehe Kapitel „Technische Handlungsoptionen“)
- Zug 2: Bewirtschaftung von KWK-gestützten Nahwärmesystemen (Heizhaus), geregelt nach dem Konzept der Optimierungsstufe 2 (siehe Kapitel „Technische Handlungsoptionen“)

Zur Umsetzung des Feldtests wurde die IKT-Architektur von moma entsprechend nachfolgender Abbildung implementiert.

[26] Autor: Holger Hänchen (DREWAG Netze GmbH)

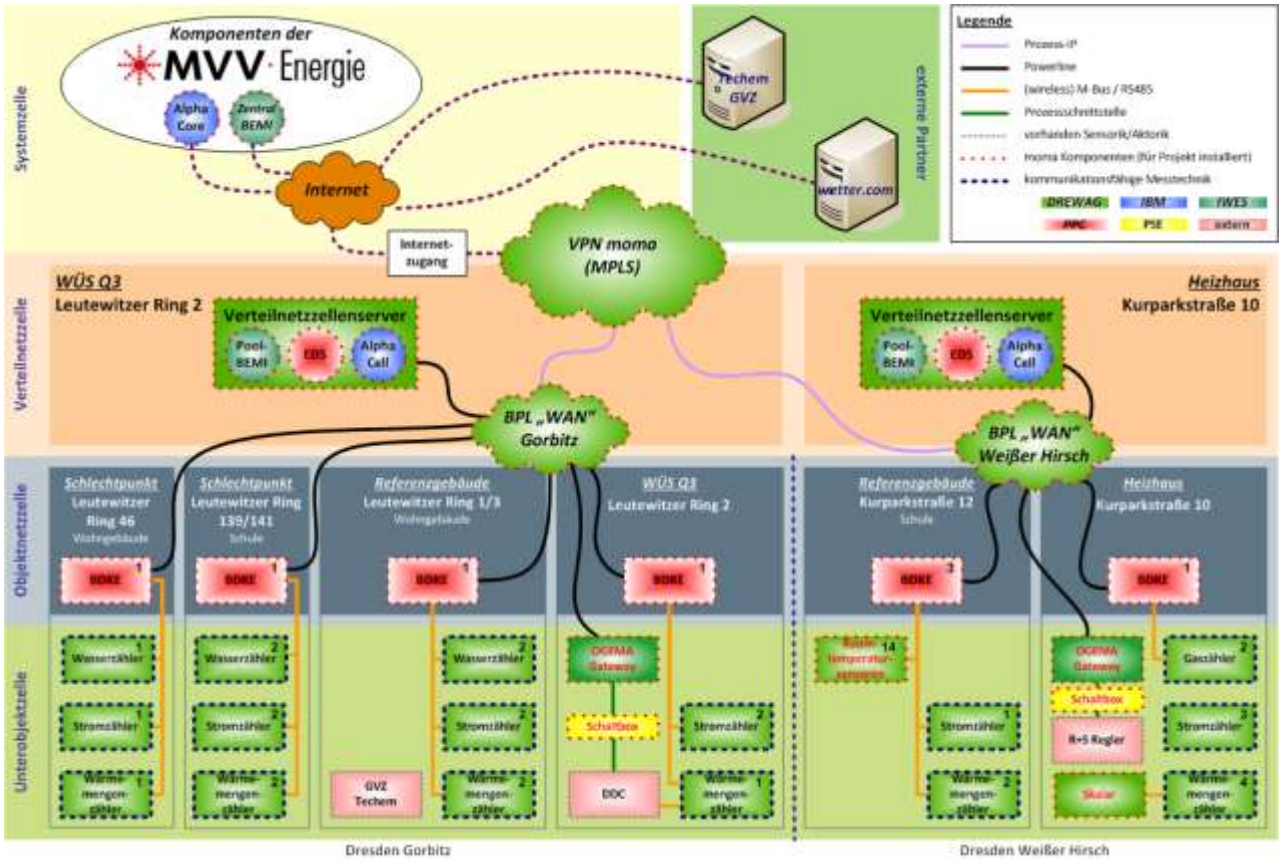


Abbildung 60: moma-IKT-Architektur in Dresden

8.4.1.1. Wärmeübergabestation – Optimierungsstufe 4

Die Fernwärmeversorgung der Stadt Dresden erfolgt im Grundsatz über ein zentrales Fernwärmenetz und in Ergänzung dezentraler Inselnetze. Das in der nachfolgenden Abbildung unter anderem dargestellte Zentralfernwärmenetz hat eine Trassenlänge von 519 km und ist gegliedert in ein Versorgungsnetz (Primärnetz) und mehrere Wohngebietsverteilnetze (Sekundärnetz). Durch Wärmeübergabestationen (WÜS) werden diese beiden Netze hydraulisch voneinander getrennt. Zwischen Sekundärnetz und den Gebäuden erfolgt die Wärmeübergabe über Kompaktstationen (KPS).

Für den Feldtest Optimierungsstufe 4 wurde eine Wärmeübergabestation mit der Bezeichnung Q3 (WÜS Q3) ausgewählt. Daran angeschlossen ist ein komplettes Sekundärnetz mit etwa 55 Wohngebäuden, einer Kaufhalle, einem Altersheim, einer Kindertagesstätte und einer Schule.

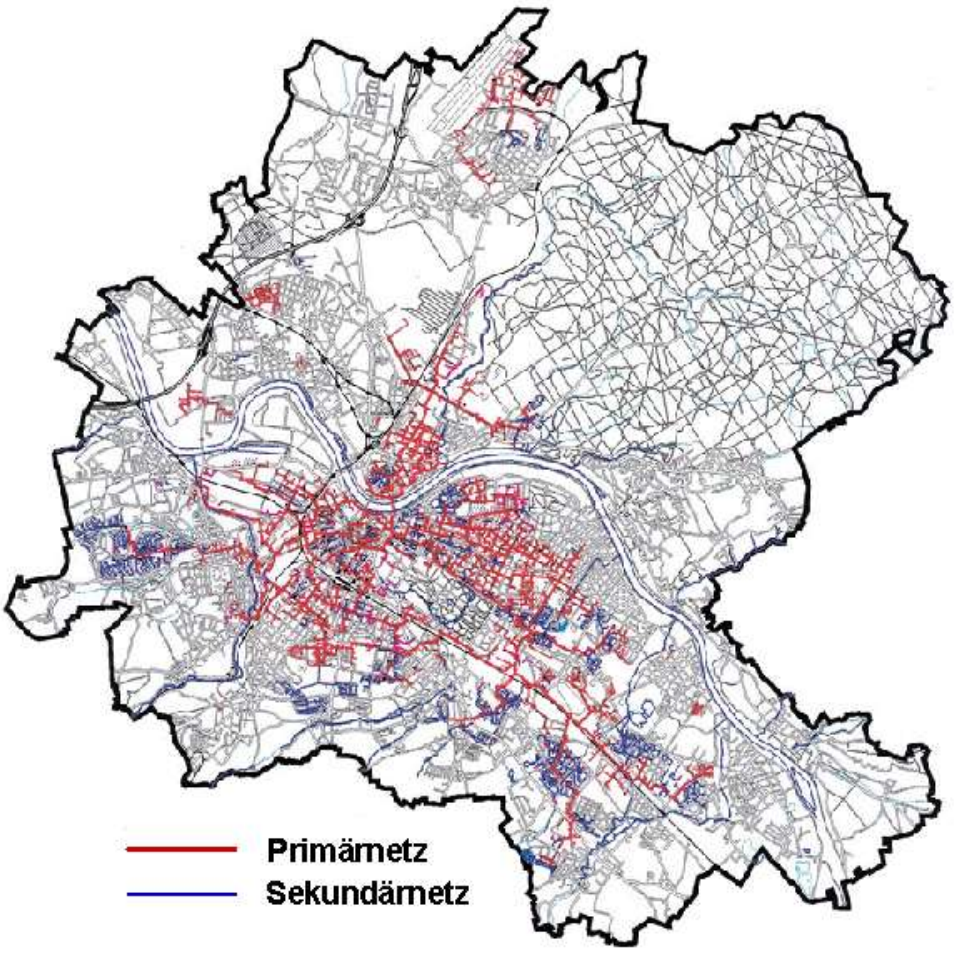


Abbildung 61: Fernwärmenetz Dresden

Auf Basis historischer Messwerte der ausgewählten WÜS kann in Verknüpfung mit einer day ahead Temperaturprognose der Wärmelastgang, d.h. das thermische Abnahmeverhalten dieser Station für den Folgetag prognostiziert werden. Daraus ermittelt sich das Potential für eine zeitlich begrenzte Unterversorgung (4 Stunden). Dieser Wert dient als Eingangsgröße für die Skalierung auf das gesamte Sekundärfernwärmenetz. Mittels Stromkoeffizienzfaktor der vorgeschalteten KWK – Anlage kann dieses thermische Verschiebungspotential in elektrische Leistung transformiert werden. Die subsummierte elektrische Leistung könnte als zeitvariable Flexibilitätsreserve auf einem virtuellen Marktplatz angeboten werden. Die fiktive Annahme dieses Gebotes im virtuellen Marktspiel (bspw. Regelenergiemarkt) leitet einen Absenkvorgang in der genannten WÜS ein, d.h. weniger thermische Leistung wird in das nachgelagerte Sekundärnetz und somit in die angeschlossenen Gebäude abgegeben.

Zur Bewertung des Raumtemperaturverhaltens der betroffenen Gebäude wird aus einem Referenzobjekt ein sogenannter Gebäudeversorgungszustand (GVZ) zyklisch erfasst und ausgewertet. Zielstellung ist die Ableitung des Grades an „Behaglichkeit“. Im Falle einer Beeinträchtigung der „Behaglichkeit“ bzw. nach Ablauf der Reduktionszeit wird die Wärmeleistung schrittweise wieder dem Bedarf angepasst und das System kehrt in seinen Normalzustand zurück.

8.4.1.2. Blockheizkraftwerk – Optimierungsstufe 2

Das Heizhaus Kurparkstraße versorgt ein nachgelagertes Inselnetz. Dieses besteht aus einer Grundschule mit angeschlossener Turnhalle und einem Wohngebäude.



Abbildung 62: Versorgte Gebäude des Nahwärmenetzes Kurparkstraße

Die Strategie für diese Feldtestfacette ist ebenso an die Studie angelehnt und grundsätzlich gekoppelt mit dem Feldtest WÜS. Die Versuchsdramaturgie in der ersten Versuchsstufe lässt sich wie folgt beschreiben: Wenn eine Leistungsreduktion in einer WÜS aufgerufen wird, ist es erforderlich, dass im betroffenen Zeitfenster die Einsenkmaßnahme durch dezentrale Einheiten flankiert wird, d.h. die ungeregelte Stromeinspeisung durch dezentrale Kleinanlagen in das Verteilnetz ist zu minimieren. Im Extremfall sind dezentrale Erzeuger außer Betrieb zu nehmen. Zur Bewertung des Raumtemperaturverhaltens sind in einem angeschlossenen Liegenschaftsobjekt Temperatursensoren installiert, womit eine Unterschreitung der „Behaglichkeitsgrenze“ festgestellt werden kann.

Ab der Testphase 2 wurden die Versuche WÜS und BHKW versuchstaktisch in Absprache mit den Beteiligten modifiziert. Ab diesem Zeitpunkt kam es nicht mehr darauf an, die Wirksamkeit der Unterversorgung im Zusammenspiel mit der Behaglichkeit – Optimierungsstufe 2 - zu testen, sondern die BHKW – Stromproduktion temporär zu stoppen und das nachgelagerte Wärmeinselnetz in dieser Zeit nur noch durch den parallel installierten Pufferspeicher (mit Elektroheizpatrone) zu versorgen (im Havariefall ggfs. mit Gaskessel).
Aufgrund des unterschiedlichen Wärmeabnahmeverhaltens wurden in Testphase 3 die Versuche WÜS und BHKW voneinander entkoppelt.

8.4.2. Durchführung Feldtest Dresden

Im Rahmen der Versuchsplanung wurden Testszenarien entwickelt, welche den zu erwartenden Randbedingungen Rechnung tragen sollten. Folgende Prämissen zur Planung der Testreihen wurden beachtet:

- Zeiträume mit niedrigem bzw. hohem Wärmebedarf (Tag/Nacht; Wochentage/Sonn- und Feiertage, etc.)
- variierte Höhe der Leistungsabsenkungen

Berücksichtigung fanden saisonale Schwankungen der Gesamtwärmelast bzw. Stromerzeugung im Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk „Nossener Brücke“, welches die Primärkapazitäten für das Fernwärmenetz liefert. Im Winter fährt das Kraftwerk Nennleistung. Eine Einsenkung von Wärmeproduktion würde keine Einsenkung der Stromproduktion nach sich ziehen, da der Kopplungsfaktor nahezu null beträgt. Im Sommer erfolgt nur die Bereitstellung von Warmwasser. Da hier entsprechende Richtlinien zur Trinkwasserhygiene eingehalten werden müssen, ist eine Absenkung der Wärmeproduktion nicht möglich. Für die Absenkungen wurden entsprechenden Rahmenbedingungen des Kraftwerkes mit einbezogen. Damit ergab sich die Möglichkeit zur Durchführung von Versuchen nur von März bis Juni bzw. September bis November. Aufgrund der zum Teil milden Temperaturen im Dezember 2012 konnten auch hier weitere Versuche durchgeführt werden.

	Testphase 1	Testphase 2	Testphase 3
Zeitraum	Okt. – Nov 2011	Apr. – Jun. 2012	Sep. – Dez. 2012
Anzahl Absenkungen	14	18	24

Tabelle 3: Übersicht Testphasen im Feldtest Dresden

tagsüber		nachts		
Mo-Fr	Sa/So	Mo-Fr	Sa/So	Absenkung
4	2	2	2	10%
3	0	1	0	20%
0	0	0	0	30%
0	0	0	0	40%

Tabelle 4: Testphase 1 im Feldtest Dresden - Anzahl und Verteilung der Absenkungen

Die ersten Feldtests in der WÜS Q3 begannen im Herbst 2011. Entgegen der ursprünglichen Planung musste zunächst DREWAG-interne Leittechnik zur Anlagenregelung eingesetzt werden, da eine Steuerung über die adaptierte moma-IT-Architektur zu diesem Zeitpunkt noch nicht fertig entwickelt war. Die in Testphase 1 gewonnenen Messergebnisse dienten erst einmal vorrangig zur technischen Optimierung des Regelungsvorganges. Im Hinblick auf die Evaluierungsziele sind diese Messreihen nicht nutzbar.

Parallel zu den Absenkversuchen der WÜS fanden ebenfalls im Testobjekt Heizhaus Kurparkstraße erste Fahrweiseänderungen an den dort installierten Erzeugern statt. Detaillierte Messreihen zur Erreichung der Evaluierungsziele konnten aus technischen Gründen nicht gewonnen werden, hier standen ebenfalls regelungstechnische Optimierungsmaßnahmen im Vordergrund. Im Ergebnis des ersten Testzyklusses wurden für die Testphase 2 (April bis Juni 2012) die geänderten Optimierungsansätze hinsichtlich Wärmelastprognose und Regelungsstrategie in weiteren 18 Absenkungen (WÜS und Heizhaus) praktisch erprobt. Dabei konnten erstmals auch Messreihen

- in einem technologisch stabilen Umfeld und
- durch Variation der Versuchszeiträume und Leistungsreduktionen

für die Evaluierungszwecke gewonnen werden.

tagsüber		nachts		
Mo-Fr	Sa/So	Mo-Fr	Sa/So	Absenkung
8	4	3	3	10%
8	2	2	2	20%
1	1	0	0	30%
6	2	0	0	40%

Tabelle 5: Testphase 2 und 3 im Feldtest Dresden - Anzahl und Verteilung der Absenkungen

Die dritte Versuchsreihe wurde im Zeitraum von September – Dezember 2012 (Testphase 3) durchgeführt. Gleichzeitig wurden im Prognosetool zahlreiche Optimierungen vorgenommen. Ergänzend wurde bei den Absenkungsversuchen WÜS ein zusätzlicher Fokus auf die Vorlauftemperatur im Sekundärnetz gelegt, da diese auf Grund von hygienischen Bestimmungen der Trinkwassererwärmung als kritischer Punkt für einen Feldtestabbruch identifiziert wurde. Entgegen den ursprünglich geplanten Absenkraten von 40% musste eine Beschränkung auf max. 20% vorgenommen werden. Dadurch konnte ein Unterschreiten von Mindesttemperaturen für die Warmwasserbereitstellung ausgeschlossen werden.

Begleitend ab September 2012 wurden 5 Absenkungen mittels der moma-IT-Architektur erfolgreich praktiziert und ausgewertet. Den Schwerpunkt jedoch bildete weiterhin der Einsatz von DREWAG–Leittechnik, begründet vorrangig durch den höheren Komfort bei der Prognose und der Durchführung der Absenkungen.

8.4.3. Ergebnisse Feldtest Dresden [moma1304]

Ziel des Feldtests Dresden war es einerseits zu zeigen, dass die Nutzung von thermischen Trägheitsreserven in Gebäuden eine innovative Methode zur intensiveren Bewirtschaftung von mit Kraft-Wärme-Kopplungs–Anlagen (KWK-Anlagen) gestützten Wärmeverteilungssystemen darstellt und damit ebenfalls zur Flexibilisierung in Energienetzen beitragen kann. Anderseits sollte gezeigt werden, dass die moma-Systemarchitektur, wie sie in Mannheim eingesetzt wurde, prinzipiell auch auf die Steuerung anderer Energieträger und auf andere Energieversorger übertragbar ist.

Der Feldtest war zweigleisig angelegt, um unterschiedliche Wärmeverteilungssysteme untersuchen zu können:

1. Bewirtschaftung von KWK-gestützten Fernwärmesystemen („Wärmeübergabestation“)
2. Bewirtschaftung von KWK-gestützten Nahwärmesystemen („BHKW-Objektversorgung“)

In beiden Versuchsfällen sollte durch ein zeitlich begrenztes Herabfahren der Wärmeversorgung über die KWK-Anlage simuliert werden, wie negative Regelenergie am Strommarkt angeboten werden kann.

Vom Versuch Wärmeübergabestation (WÜS) betroffen war ein komplettes Sekundärnetz mit etwa 55 Wohngebäuden, einer Kaufhalle, einem Altersheim, einer Kindertagesstätte und einer Schule. Im Falle der betrachteten BHKW-Anlage versorgt ein Heizhaus ein nachgelagertes Inselnetz. Dieses besteht aus einer Grundschule mit angeschlossener Turnhalle und einem Wohngebäude. Das nachgelagerte Wärmeinselnetz wurde während der Testläufe nur noch durch den parallel installierten Pufferspeicher (mit

Elektroheizpatrone) versorgt. Bei nicht ausreichender Wärmebereitstellung durch die Elektroheizpatrone fuhr der Gaskessel zur Unterstützung an.

Für die Durchführung der Testreihen wurden Zeiträume mit niedrigem und hohem Wärmebedarf (Tag/Nacht; Wochentage/Sonn- und Feiertage, etc.) ausgewählt. Zudem wurde die Höhe der Leistungsabsenkungen variiert. Für die Absenkungen mussten zudem weitere Rahmenbedingungen berücksichtigt werden, wie zum Beispiel im Versuch WÜS: Dort konnten aufgrund der Fahrweise des Kraftwerks nur in den saisonalen Übergangszeiten Versuche durchgeführt werden.

Im Ergebnis des Dresdner Feldtests konnte nachgewiesen werden, dass ein temporäres, thermisches Verschiebepotential von KWK-Anlagen von bis zu 20 % vorhanden ist, ohne dass Behaglichkeitseinbußen oder Akzeptanzprobleme beim Kunden zu verzeichnen sind. Als begrenzender Parameter konnte im Feldtest WÜS die Trinkwasseraufbereitung identifiziert werden. Auf Basis der gesetzlichen Regelungen darf diese 60° C nicht über längere Zeit unterschreiten. Für weitere Untersuchungen empfiehlt es sich, die (thermische) Belastung der technischen Anlagen detaillierter zu untersuchen und optimierte Fahrweisen zu entwickeln. Der Feldtest BHKW konnte ohne Probleme durchgeführt werden, da hier eine Versorgung mit Wärme stets in voller Höhe gegeben war und sich nur die Art der Wärmeerzeugung unterschied.

Die Untersuchung der ökologischen Auswirkungen beim BHKW zeigte, dass technisch sichergestellt werden muss - z.B. durch ein direktes Signal des Netzbetreibers - dass die Elektroheizpatronen nur mit überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden, um eine Verringerung der CO2-Emissionen zu garantieren. Eine Steuerung über den Börsenstrompreis kann dies nicht garantieren, da in Schwachlastzeiten bei gleichzeitig hohem Angebot an Braunkohlestrom sehr niedrige Börsenpreise auftreten können. In solchen Fällen wäre der Betrieb der Elektroheizpatronen möglicherweise wirtschaftlich, aber ökologisch kontraproduktiv.

Bevor verallgemeinerbare Aussagen zur Bewertung der ökonomischen und ökologischen Wirkungen bei Nutzung dieser thermischen Absenkpotentiale in Gebäuden getroffen werden können, müssen jedoch noch weitere Untersuchungen zur Optimierung in Hinblick auf Technik, Ökonomie und Ökologie erfolgen.

Generell konnte durch den Feldtest in Dresden nachgewiesen werden, dass die im Projekt Modellstadt Mannheim entwickelte IT-Architektur in der Praxis auf verschiedene Regelungsaufgaben im Zusammenhang mit Smart-Grid-Aufgaben übertragbar ist.

8.5. Simulation von Handels- sowie Netzmechanismen[27]

Das Projekt moma konzentrierte sich zur Flexibilitätserschließung insbesondere auf thermische Speicherpotentiale von Kälte- und Wärmeanlagen und auf nicht speicherbehaftete Geräte im Haushalt sowie auf die Anreizsteuerung mit variablen Tarifen und die Import-/Exportmechanismen im zellularen Netzverbund. Die in moma damit in vier thematischen Bereichen genutzten Flexibilitätsoptionen werden in nachfolgender Abbildung verdeutlicht.



Abbildung 63: Flexibilitätsoptionen und moma-Einsatz [moma1302]

Um die Kundenakzeptanz in einer Massenanwendung untersuchen zu können, wurden in der Gruppe der Kälteanlagen nur Kühlschränke und Gefrierschränke im Haushaltsbereich zur Laststeuerung eingesetzt. Zur Nutzung von Wärmepotentialen zur Erzeugungsbeeinflussung wurden Gebäudewärmekapazitäten mittels einer Studie an der TU Dresden untersucht und im Weiteren deren technische Nutzbarkeit zur Erzeugungsbeeinflussung im Feldtest Dresden in einem Gebäude mit Blockheizkraftwerk sowie durch Steuerung einer Wärmeübertragungsstation auf Grundlage der Wärmekapazitätsnutzung eines an das Fernwärmenetz angeschlossenen Gebäudes evaluiert.

Die Laststeuerung für speicherbehaftete und nicht speicherbehaftete Geräte der weißen Ware wurde durch ein anreizbasiertes Verfahren auf Grundlage von variablen Tarifen umgesetzt. Dabei wurde der variable Tarif zur Beschaffungsoptimierung des Lieferanten im Geschäftsmodell GHM-L mit dem variablen Tarif des Netzbetreibers im Geschäftsmodell NLM kombiniert. Während die Prozesse zur Bildung und Lieferung des variablen Tarifes des Lieferanten auf Grundlage von EEX-Preisprognosen, die Tarifübersendung an den Kunden bis hin zur Gerätesteuerung automatisiert im Feldtest abgewickelt werden konnten, erfolgte die Beschaffung noch nicht durch reale Börsenprozesse.

[27] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG) und Jan Ringelstein (Fraunhofer IWES) [moma1304]

Handelssimulation unter Kopplung variabler Liefer- und Netztarife auf Grundlage von Verbrauchsprognosen des Lieferanten (Verfahren 1 für Day-Ahead-Gelbmechanismus im Rahmen des BDEW-Ampelmodells)

Die Energiebeschaffung an der EEX und die damit verbundene Optimierung der Einkaufspreise wurden in einer Handelssimulation beim IWES umgesetzt. Konzept und Ergebnisse dieser Simulation werden in [moma1304] umfassend ausgeführt, während nachfolgend eine Ergebniszusammenfassung erfolgt.

Die Handelssimulation untersuchte, welche Ertrags- bzw. Einsparpotentiale im Jahre 2030 für den Bereich Stromhandel durch mit variablen Tarifen gemanagte Geräte der weißen Ware im Haushaltsbereich bestehen. Untersucht wurde hierbei ausschließlich die Gerätegruppe bestehend aus Waschmaschinen, Spülmaschinen und Wäschetrocknern sowie Kühlschränken und Gefriergeräten. Die Ergebnisse gingen dann in die ökonomische Bewertung der betriebs- und volkswirtschaftlichen Vorteile **variabler Liefertarife** ein.

Die Handelssimulation wurde zum Ersten unter der Annahme durchgeführt, dass die Laststeuerung die Börsenpreise nicht beeinflusst. Unter diesen Bedingungen und den angenommenen energiewirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen zeigen die Ergebnisse ein positives Einsparpotential pro Jahr. Die Einsparungen verringern sich um ca. 16 %, wenn neben den variablen Energielieferpreisen basierend auf Spotmarktpreisen (Geschäftsmodell GHM-L) **variable Netzengelte** (vaNE, Geschäftsmodell NLM) bei den Kundenpreisprofilen ergänzt werden. Dieses Ergebnis war zu erwarten, weil die Ziele von Energielieferant und Netzbetreiber nicht deckungsgleich sind. Die verringerte Einsparung für den Energielieferanten ist aber relativ gering, was einen Hinweis darauf gibt, dass die Ziele von Lieferant und Netzbetreiber ähnlich sind.

Zum Zweiten wurde die Simulation unter Annahme einer Beeinflussung der prognostizierten Börsenpreise durch das Lastmanagement durchgeführt. Diese Annahme setzte man durch Einführung einer Iterationsschleife in der Simulation technisch um. Die Ergebnisse zeigen, dass eine deutschlandweit flächendeckende Nutzung von Energiemanagementsystemen in allen Haushalten einen Einfluss auf die Spotmarktpreise entwickelt, die zu leicht sinkenden absoluten Preisen und zu einer Reduzierung der Volatilität führt (Preisglättung). Dieser Effekt bewirkt, dass die Erträge bzw. Kosteneinsparungen für den Handel nochmals um ca. 15 % bzw. ca. 13 % sinken. In der ökonomischen Analyse wird allerdings aufgezeigt, dass dieser Effekt volkswirtschaftlich eine relativ große positive Wirkung entwickelt. Der Effekt, dass in diesem Fall die Einsparungen bei Einführung von vaNE leicht steigen, lässt sich dadurch erklären, dass dies den Glättungseffekt des Lastmanagements auf die Börsenpreise reduziert.

Die sich auf Grundlage der Beschaffung ergebenden Preisprofile für einen variablen Tarif beim Endkunden sind Grundlage für die Verbrauchsprognosen. Aus Ergebnissen für Verkaufsprognosen werden durch den Bilanzkreisverantwortlichen Fahrpläne im Bilanzierungsprozess von Energiemengen abgeleitet, die an den Netzbetreiber zur Netzzustandsprognose zu übergeben sind. Im Falle von Netzüberlastungen werden zur Spitzenlastbegrenzung erhöhte Netzpreise berechnet, die an den Lieferanten gesendet und dort in den variablen Gesamttarif an den Endkunden einbezogen werden. Dieser in die Gelbphase des BDEW-Ampelmodells einzuordnende Mechanismus mit variablen Netztarifen kann zur Spitzenlastbegrenzung sowie zur Spannungshaltung eingesetzt werden. In der moma-Simulation wurde dabei insbesondere das Thema Spannungshaltung betrachtet. Dies wurde durch die Interaktion von Netzautomat, Marktautomat (Pool-BEMI) und Liegenschaftsautomat (Energiebutler) einer Netzzelle realisiert. Die Zuordnung der

beschriebenen Mechanismen zur moma-Architektur, abgebildet auf das Smart Grid Architektur Modell (SGAM) des europäischen Normungsmandats M/490 erfolgt mit nachfolgender Abbildung.

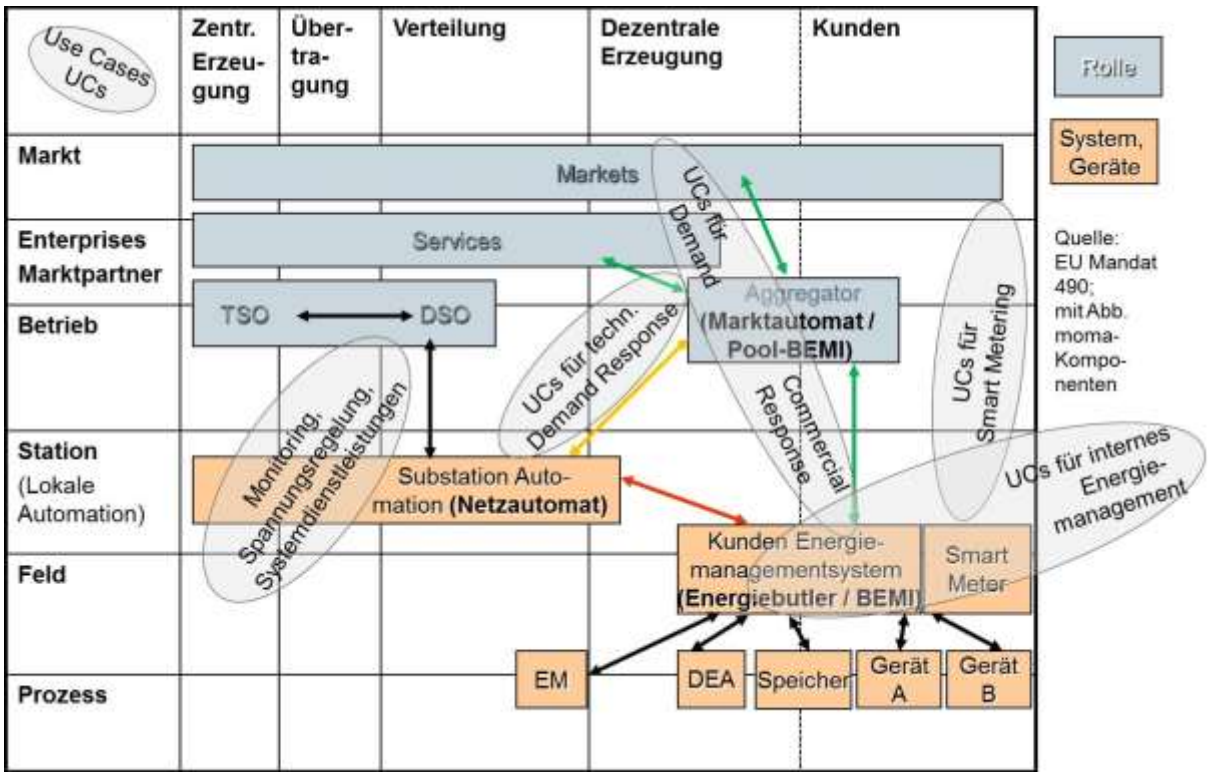


Abbildung 64: moma-Funktionen mit Zuordnung BDEW-Ampelmodell und SGAM im Mandat M/490

Auf die Spitzenlastreduktion wurde in der Handelssimulation weiter eingegangen. Ergebnis der zuletzt genannten Untersuchung ist, dass variable Netzentgelte einen wichtigen Beitrag zur Rentabilität von Flexibilitäten leisten. Variable Energielieferpreise können bereits bei fixen Netzentgelten einen kleinen positiven Effekt auf die Senkung der Netzspitzenlast leisten. Dies bedeutet eine Kostenersparnis des Verteilnetzbetreibers gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber. Volkswirtschaftlich werden so aber noch keine Kostenvorteile erzielt, wenn das Netz ausreichend dimensioniert ist. Trotzdem zeigen die Ergebnisse, dass variable Netzentgelte einen positiven Einfluss auf das Verbrauchsverhalten in Haushalten entwickeln und zukünftig einen wichtigen Beitrag zum Netzlastmanagement leisten können.

Netzsimulation in einer Verteilungsnetzzelle sowie Flexibilitätsbeschaffung vom Netz am Energiemarkt (Verfahren 2 für Intraday-Gelbmechanismus im Rahmen des BDEW-Ampelmodells)

Dieser weitere, insbesondere zum Geschäftsmodell NLM betrachtete Flexibilitätsmechanismus wird zur Lösung von prognostizierten Spannungsverletzungen durch Intraday-Beschaffung von Leistungsflexibilitäten am Markt eingesetzt. Hierzu werden mittels Messungen registrierte Spannungsverletzungen korrigiert, indem das zur Korrektur notwendige Potential an möglicher Wirkleistungsbeeinflussungs berechnet und der daraus resultierende Leistungsänderungsbedarf in einem spezifischen lokalen Bereich über den Marktautomat angemeldet sowie nach einem entsprechenden Verhandlungsprozess am Flexibilitätsmarkt beschafft wird. Dabei kann der am Markt angemeldete Flexibilitätsbedarf wiederum über die Liegenschaftsautomaten direkt bei dezentralen Anlagen in der Region des Spannungsproblems durch ortsaufgelöste Marktangebote eingekauft werden. Dieser in die Gelbphase des BDEW-Ampelmodells einzuordnende „Intraday-

Mechanismus“ zur Spannungsregelung durch Flexibilitätsbeschaffung bei dezentralen Erzeugungsanlagen, Speichern oder steuerbaren Verbrauchern von Marktakteuren wurde in der Simulation vereinfacht durch Interaktion zwischen Netzautomat und dezentralen Erzeugern in einer Verteilungsnetzzelle (VNZ) abgebildet.

Die technische Simulation einer VNZ hatte zunächst das Ziel, die Funktionsfähigkeit der in moma entwickelten Algorithmen zur Regelung einer VNZ zu prüfen und anhand realistischer Netzszenarien zu quantifizieren. Insbesondere sollten Aussagen zu möglichen Einsparungen bei Netzausbau und bei den Netzverlusten getroffen werden. Die betreffende Untersuchung konzentrierte sich auf die Niederspannungsebene. Es wurde zunächst eine Simulationsumgebung geschaffen, mit der sich die zentralen Komponenten – das elektrische Netz, die Energiebutler, der Marktautomat, der Netzautomat sowie vom Netzautomaten gesteuerte dezentrale Energieanlagen – simulieren ließen. Ergebnis dieser Arbeit ist eine modular aufgebaute Simulation, bei der Marktautomat, Netzautomat und Energiebutler interagieren. Die Interaktion betrifft im oben beschriebenen Day-Ahead-Mechanismus (Gelbmechanismus 1) insbesondere die gezielte Generierung von variablen Kundentarifen. Hierbei verfolgt der Marktautomat die Maximierung seiner Erlöse bei Einkauf an der EEX mittels variabler Arbeitspreise. Der Netzbetreiber strebt die Reduzierung der Netzlast und der Betriebsmittelauslastung mittels variabler Netzentgelte (vaNE) an. Die endgültigen Kundenpreisprofile kommen durch eine iterative Festlegung von Arbeitspreisen und vaNE zustande, wobei der Marktautomat auf Vorhersagen für EEX-Preise, Einspeisung von dezentralen erneuerbaren Energieanlagen (DEA; in der Simulation nur Photovoltaik) und den Kundenlastgängen als Reaktion auf die variablen Preise zurückgreift. Der Netzautomat überwacht außerdem Intraday die Spannung an kritischen Netzknoten und nimmt gegebenenfalls eine Spannungsregelung durch gezielte Blindleistungseinspeisung oder Wirkleistungsabregelung über Mechanismen zur Flexibilitätsbeschaffung bei Marktakteuren von dezentralen Erzeugern vor (Gelbmechanismus 2). Eine direkte Ergreifung von Maßnahmen durch den Netzbetreiber gegenüber den Anlagen ist im Störungsfall und anderen kritischen, akuten Situationen als letzte Lösung möglich (Rotmechanismus im BDEW-Ampelmodell).

Diese Algorithmen zur Day-Ahead und Intraday-Regelung wurden an einem vorstädtischen Netz und einem Mannheimer Netz für Szenarien im Zieljahr 2030 getestet. Hierbei wurden jeweils ein Referenzfall ohne weitere Maßnahmen, ein Fall mit klassischem Netzausbau sowie die Anwendung der beschriebenen Algorithmen betrachtet. In dem vorstädtischen Netz kam es im Referenzfall zu unzulässigen Spannungsüberschreitungen und Betriebsmittelauslastungen. Diese konnten im Fall Netzausbau durch angenommene Neuverlegung einer 250 m langen Leitung und statische Blindleistungseinspeisung durch DEA - teils durch Überdimensionierung von Wechselrichtern bei gleicher Wirkleistungseinspeisung, teils durch Änderung des Verschiebefaktors bei gleicher Nennscheinleistung – behoben werden. Die Behebung gelang anstelle dieser Maßnahmen auch durch Einsatz der Day-Ahead und Intraday-Regelung. Dieser Effekt wurde hauptsächlich auf gezielte Einspeisung von Blindleistung zurückgeführt. Im Falle des Mannheimer Netzes wurde im angenommenen Szenario kein Netzausbaubedarf identifiziert, jedoch wurde nachgewiesen, dass auch hier ein hypothetischer Netzausbau als auch der Einsatz der Day-Ahead und Intraday-Regelung gleichermaßen zur Spannungsstabilisierung verwendet werden kann.

Als Input für die ökonomische Betrachtung wurde zusätzlich die technische Simulation einer VNZ eingesetzt, um Jahreswerte für die eingespeiste Wirkenergie und die Verlustenergie für den Fall Netzausbau im Vergleich mit Einsatz von Day-Ahead und Intraday-Regelung zu berechnen. Hierbei wurde bei nahezu gleicher Verlustenergie im ersteren Fall eine leicht höhere Einspeisung von Wirkenergie erzielt, die aber

durch die oben beschriebenen Maßnahmen im Fall Netzausbau erkauft wurde. Im Ergebnis entsteht durch Einsatz von Day-Ahead und Intraday-Regelung ein wirtschaftlicher Vorteil.

Schließlich wurde eine spezielle Version der technischen Simulation einer VNZ vorbereitet, um die Reaktion einer mit Energiebutlern ausgestatteten Kundengruppe im Rahmen der Handelssimulation zu berechnen. Diese wurde in der Handelssimulation zur Berechnung weiterer Inputdaten für die ökonomische Betrachtung verwendet. Die Struktur der unter Verwendung des Modellierungswerkzeuges „PowerFactory“ des Herstellers DIgSILENT implementierten Simulationsumgebung wird nachfolgend dargestellt. Während auf dem PC 1 mit dem Netz- sowie dem Marktautomaten die Instanzen innerhalb einer Verteilungsnetzzelle (VNZ) umgesetzt wurden, liefert PC 2 mit den BEMI-Algorithmen die Abläufe der Energiemanagementsysteme in den Liegenschaften.

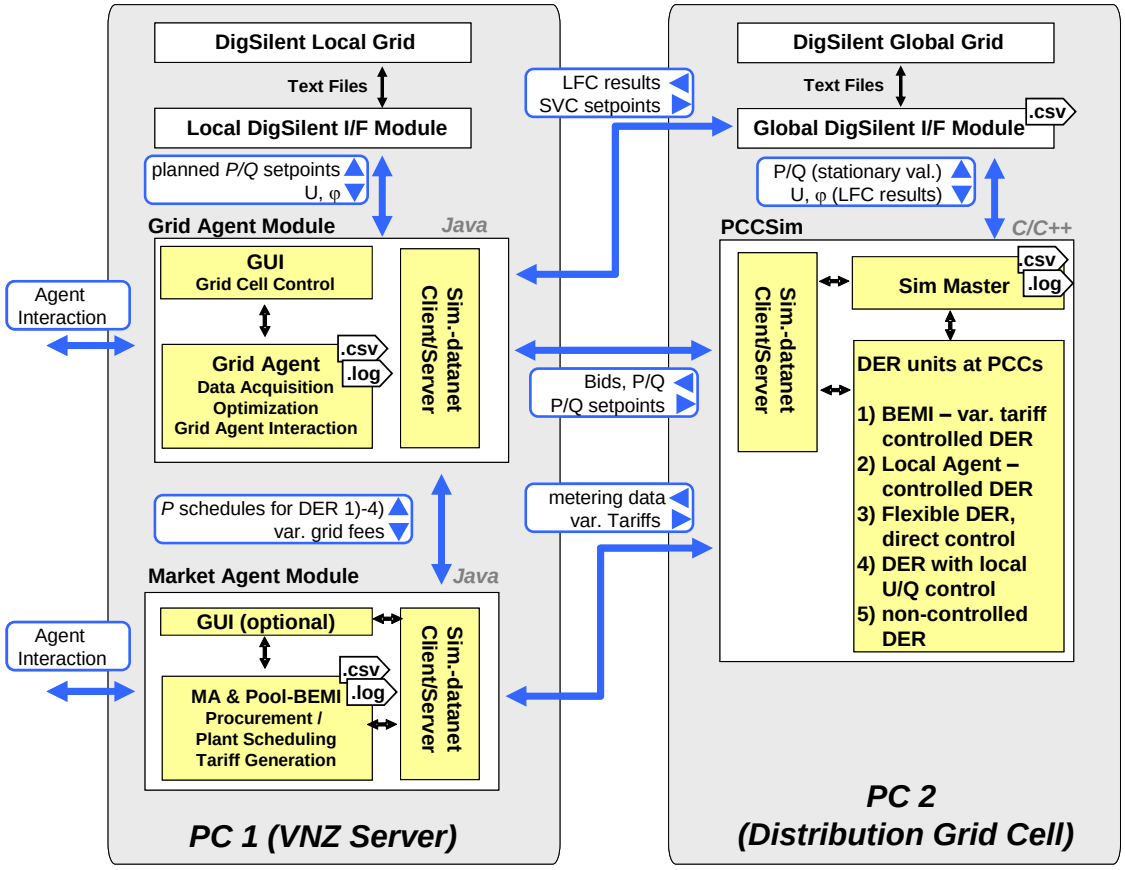


Abbildung 65: Simulationsumgebung

Die Ergebnisse dieser Simulation der „Intraday-Regelung“ durch den Netzautomaten zeigen, dass diese in Kombination mit der Laststeuerung nach GHM-L bzw. variablen Netzentgelten effektiv zur Spannungshaltung beitragen kann. Dadurch konnte in einem der Szenariennetze auf einen sonst nötigen Netzausbau verzichtet werden. Außerdem wurden bei Einführung der Maßnahme im Vergleich zum Netzausbau etwa 3 % geringere Wirkleistungsverluste und 13 % geringere Blindleistungsverluste in dem betrachteten Netz erzielt. Dieser Effekt wurde hauptsächlich auf geringere Blindleistungsverluste durch gezielte Einspeisung von Blindleistung zurückgeführt.

Die bisher beschriebenen Mechanismen wurden auf verschiedene Beispielnetze von Verteilungsnetzen abgebildet, um in der Simulation die Auswirkungen auf Spitzenlastbegrenzung sowie Erhaltung der

Spannungsqualität zu bestimmen. Dazu wurden die Netze mit einer prognostizierten Durchdringung mit Erzeugungsanlagen verschiedener erneuerbarer Energieträger ausgestattet. Die Ergebnisse der Simulation wurden auf Grundlage eines angenommenen Anteils im Verteilungsnetzbereich grob auf Deutschland hochskaliert, um daraus in der technischen Evaluation einen ersten Hinweis auf Einsparpotentiale im Netzausbau durch Nutzung des Geschäftsmodells NLM auf der Basis einer über Deutschland ausgerollten Smart-Grid Infrastruktur für 2030 zu bestimmen. Hierzu wird auf das Kapitel zu wirtschaftlichen Chancen verwiesen.

Diese Hochskalierung wurde – wie bereits die Untersuchung zur Spannungshaltung – für den Fall eines Netzausbaus mit statischer Einspeisung von Blindleistung und den Fall der Einführung der beschriebenen Mechanismen durchgeführt. Ein Vergleich zeigte, dass in letzterem Fall eine um 46 % niedrigere Einspeisung von Blindleistung nötig war, da diese nun gezielt geregelt wurde. Es ergab sich außerdem eine geringfügige Einsparung an Wirkleistungsverlusten von etwa 1 %. Die Wirkenergieeinspeisung lag im Fall Netzausbau allerdings um etwa 2,3 % höher, was aber durch die Maßnahmen in diesem Fall kostenwirksam erkauft wurde.

Simulation bei interagierenden Verteilungsnetzzellen (horizontaler Ausgleich und hierarchische Abstimmung in zellularen Regelkreisen des Netzverbunds)

Im Rahmen der Arbeiten zur Definition der Systemarchitektur wurde in moma geschlossen, dass eine zentrale Steuerung im Umfeld eines hohen Anteiles dezentraler Steuerung unter alleiniger Systemverantwortung und Systemdienstleistungen beim ÜNB zu einer nicht beherrschbaren Komplexität führt, die durch Zerlegung in kleinere Regelkreise, die aber verbunden agieren, wieder reduziert werden kann. Insofern gibt es nicht eine Zelle mit Netz- und Marktautomaten, die auf ein gesamtes Netz zu skalieren ist, sondern es treten Netzautomaten als Vertreter verschiedener Zellen miteinander in Interaktion und sorgen sich um den regionalen Ausgleich auf gleicher Hierarchieebene sowie auch um eine hierarchische Abstimmung über Spannungsebenen von VNB und ÜNB. Hierzu konnten in moma noch nicht umfassende Modelle für alle Spannungsebenen und Netze definiert und simuliert werden. Um die ersten Forschungen im Rahmen eines zellularen Konzeptes durchführen zu können, konzentrierten sich die Aktivitäten der MVV im Rahmen einer Dissertation [Km13] auf ein Typennetz im Niederspannungs- und Mittelspannungsbereich mit einer beispielhaften Durchdringung mit erneuerbaren Energiegewinnungsanlagen.

In einem Modell der verbundenen, über Netzautomaten kommunizierenden Netzzellen erfolgte auf Grundlage von Parametern einer Leitwarte die horizontale Abstimmung auf einer Spannungsebene sowie die hierarchische Abstimmung über Spannungsebenen im Rahmen der technischen Simulation bei interagierenden Verteilungsnetzzellen zwecks Erhöhung der Aufnahmefähigkeit in den Netzen für erneuerbare Energien ohne Netzausbau.

In dieser Simulation wurden Mechanismen zur automatisierten Interaktion von Verteilnetzzellen beschrieben. Dabei wurde die Auswirkung auf das Netz betrachtet (Spannungs-, Trafo- und Kabelauslastung, Verluste, usw.). Vor allem die Auswirkung eines im Projekt entwickelten Verfahrens zur Netzstabilisierung anhand eines Mittelspannungs CIGRE Benchmarknetzes wurde getestet. Insgesamt wurden 12 Automaten simuliert, die ihre Ausgangsleistung für die Betriebsführung lokal und koordiniert angepasst haben.

Mit dem eingesetzten Konzept wurde das Zusammenwirken der Verteilungsnetzzellen über Netz- und Marktautomaten ermöglicht. Darüber wurde eine effizientere Betriebsführung erreicht, bei der

Betriebsgrenzen eingehalten werden können: Obwohl die Erzeugung der dezentralen Anlagen wesentlich (um 250 %) erhöht wurde, konnten sowohl Spannungsgrenzen als auch Grenzen der Trafo- und Kabelauslastung eingehalten werden.

Die Jahressimulation zeigte, dass für den untersuchten Fall eine Gesamt-Blindleistungskompensation von etwa 1950 Mvarh für die Spannungsregelung notwendig war. Zudem war die optimale Regelung nur durch die kombinierte Regelung der dezentralen Energieanlagen und die Stufenschaltung der Transformatoren zu erreichen. Die Simulation ergab, dass dadurch eine Netzausbaulösung von etwa 18 Kilometer Kabellänge vermieden werden konnte, die ansonsten zur Einhaltung der Belastungsgrenzen des Netzes hätte eingesetzt werden müssen. Für weitergehende Ausführungen wird auf [Km13] verwiesen.

Da aber hier ein anderes Typennetz als in den zur Netzzelle beschriebenen Simulationen benutzt wurde, kann keine Skalierung der technischen Nutzeffekte zur Erhöhung der Netzauslastung sowie Verlustreduzierung auf das Szenario Deutschland 2030 und damit keine gesamtökonomische Bewertung erfolgen. Ziel war die Untersuchung der technischen Machbarkeit eines zellularen Modells. Eine Übertragbarkeit auf vollständige Verteilungsnetze in Interaktion mit Übertragungsnetzen über alle Spannungsebenen unter Einbeziehung von geografisch aufgelösten Erzeugungspotentialmodellen in Wechselwirkung mit dem Markt zur Flexibilitätsbeschaffung ist in weiteren Forschungsprojekten tiefergehend zu untersuchen. Dies wird mit nachfolgender Darstellung verdeutlicht.

Zu schaffen ist eine Struktur interagierender Netzautomaten und/oder Leitwarten. Hier wirken auf unterster Netzebene Energiemanager (EM), die einerseits das lokale Energiemanagement in Liegenschaften durchführen, aber anderseits direkt mit dem übergeordneten Niederspannungs (NS)-Automaten agieren. Die NS-Automaten interagieren wiederum untereinander und mit dem übergeordneten Mittelspannungs (MS) – Automaten. Die Kette setzt sich über Leitwarten bis in die Hochspannungs (HS)-Ebene fort, auf der die weitere Interaktion im Bereich der Übertragungsnetze / Bilanzkreisverantwortlichen (BKK) angesiedelt ist.

Ziel der Interaktion ist sowohl Energie als auch Systemdienstleistungen zwischen den einzelnen Zellen zu teilen. Damit wird es zukünftig möglich, dass im Rahmen einer sehr verteilten und auch dezentraleren Erzeugung mit bidirektionalen Energieflüssen die Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Systemverantwortung durch Verteilungsnetzbetreiber sowie diese wiederum durch Liegenschaften unterstützt werden. Die Regeln dafür sind noch auszugestalten.

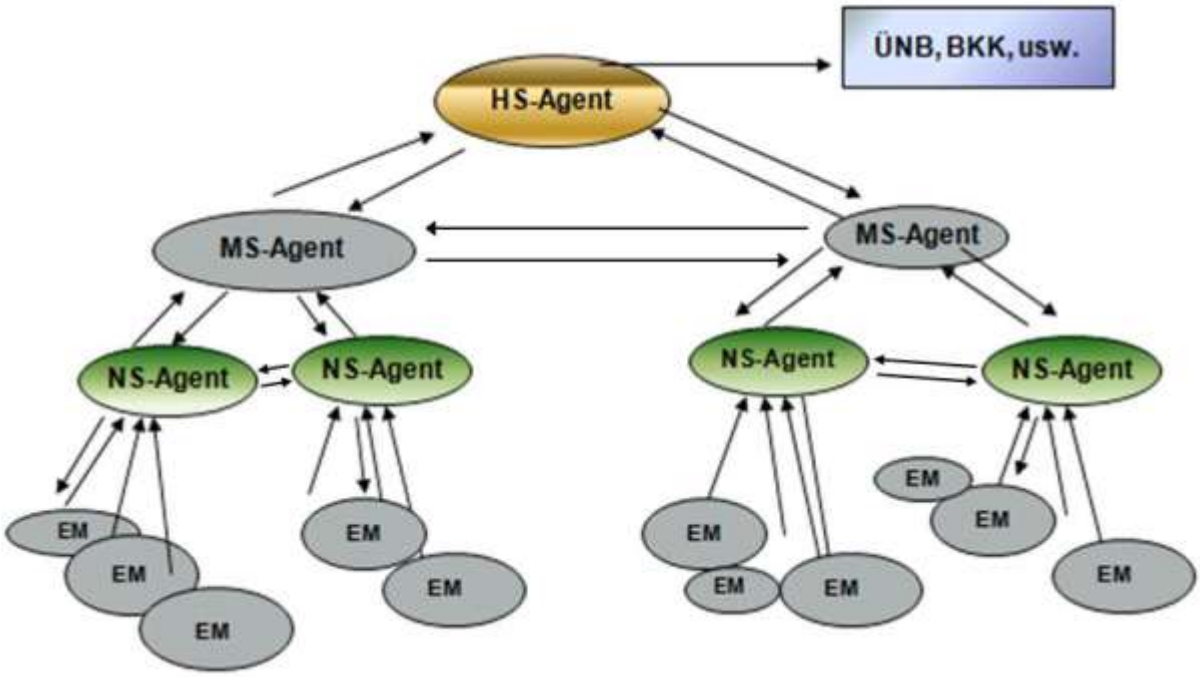


Abbildung 66: Horizontaler Ausgleich und hierarchische Abstimmung im zellularen Netzverbund

9. Standardisierung und Gestaltung des energiewirtschaftlichen Umfeldes als Basis für Nachhaltigkeit

9.1. Interoperabilität als Erfolgsbasis eines vernetzten intelligenten Energiesystems[28]

Die Interoperabilität der von den E-Energy-Modellprojekten zu entwickelnden IKT-Lösungen für künftige Smart Grids unter Beachtung des internationalen Standes der Technik und der Normung war den beiden Bundesministerien BMWi und BMU, die das Förderprogramm „E-Energy" gemeinsam im Jahr 2008 auflegten, von Anfang an ein wichtiges Anliegen. Dazu wurde gleich zu Beginn des Programms im Januar 2009 die Fachgruppe „Interoperabilität" (FG IOP) der E-Energy-Begleitforschung gegründet.

An der von der E-Energy-Begleitforschung moderierten, projektübergreifenden Zusammenarbeit in der FG IOP beteiligten sich aktiv ca. 20 Experten aus allen 6 Modellprojekten des Förderprogramms. In diese Zusammenarbeit waren zudem von Beginn an auch Mitglieder nationaler Normungsgremien wie DKE und DIN mit eingebunden, um so frühzeitig Kenntnis von laufenden und neuen Normungsbestrebungen zu erhalten und über das Einbringen eigener Erkenntnisse selbst aktiv Einfluss auf diese nehmen zu können.

Das erklärte Ziel der Fachgruppe war es, die in den einzelnen E-Energy-Modellprojekten erarbeiteten IKT-Lösungen miteinander zu vergleichen, die Möglichkeiten zu einer interoperablen Gestaltung von Protokollen und Schnittstellen zu prüfen und gemeinsam erarbeitete Lösungsvarianten und Erkenntnisse unter Beachtung des internationalen Standes in die Normung und Standardisierung einzubringen. Dabei lag der Fokus der Arbeit auf einer technologieneutralen und differenzierten Betrachtung der IOP-Herausforderungen auf der fachlichen Ebene. Die inhaltlichen Schwerpunkte, die parallel in Unterarbeitsgruppen bearbeitet wurden, umfassten die folgenden Themen:

- IOP 1 - Smart Metering
- IOP 2 - Anlagensteuerung/Automatisierung
- IOP 3 - Inhouse-Automation
- IOP 4 - Smart Distribution Grid (Aktives Verteilnetz)
- IOP 5 - Geschäftsprozesse/Marktkommunikation
- IOP 6 - Konformität und Profile

Die Fachgruppe IOP setzte sich aus ca. 20 Mitgliedern der E-Energy-Modellprojekte und ca. 10 externen Experten von Institutionen aus dem nationalen Standardisierungsumfeld zusammen, wobei das Projekt moma mit der Sicht auf den Projektschwerpunkt Normung intensiv in allen Fachgruppen mitwirkte. moma regte gleich zu Beginn der Fachgruppenarbeit an, eine nationale Koordinierungsstelle einzurichten, in der die Standardisierungsfragestellungen aus dem Smart Grid/E-Energy-Umfeld zügig mit den vielfältigen, parallel laufenden Standardisierungsaktivitäten auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene zusammengeführt und bearbeitet werden können. Dazu wurde bei der DKE - mit Zustimmung und Unterstützung des BMWi sowie des Focus.ICT - ein Kompetenzzentrum „Normung E-Energy/Smart Grids"

[28] Autor: Dr. Andreas Schindler (incowia GmbH); Auszüge aus dem Abschlussbericht der Fachgruppe Interoperabilität innerhalb der E-Energy-Begleitforschung [EEIOP12]

eingerichtet, das im Oktober 2009 seine Arbeit aufnahm und seitdem mit der Fachgruppe und den E-Energy-Modellprojekten eng zusammenarbeitete. Die inhaltlichen Schwerpunkte der Fachgruppenarbeit waren Vorbild für die Ausrichtung des DKE-Kompetenzzentrums und der Einrichtung der entsprechenden Querschnitts- und Fokusgruppen. Bot es sich aus Gründen der Effizienz und Nachhaltigkeit an, wurde die Arbeit der Fachgruppe bereits frühzeitig, wie z.B. in den Unterarbeits-gruppen IOP 3 und IOP 5, in die entsprechenden Arbeitsgruppen des DKE-Kompetenzzentrums verlagert.

Die enge Zusammenarbeit zwischen der Fachgruppe IOP und dem DKE-Kompetenzzentrum ermöglichte das gezielte Voranbringen von Entwicklungen in den E-Energy-Modellprojekten, die einen besonderen Bezug zur Normung und Standardisierung haben, durch die Vernetzung mit nationalen und internationalen Standardisierungsaktivitäten.

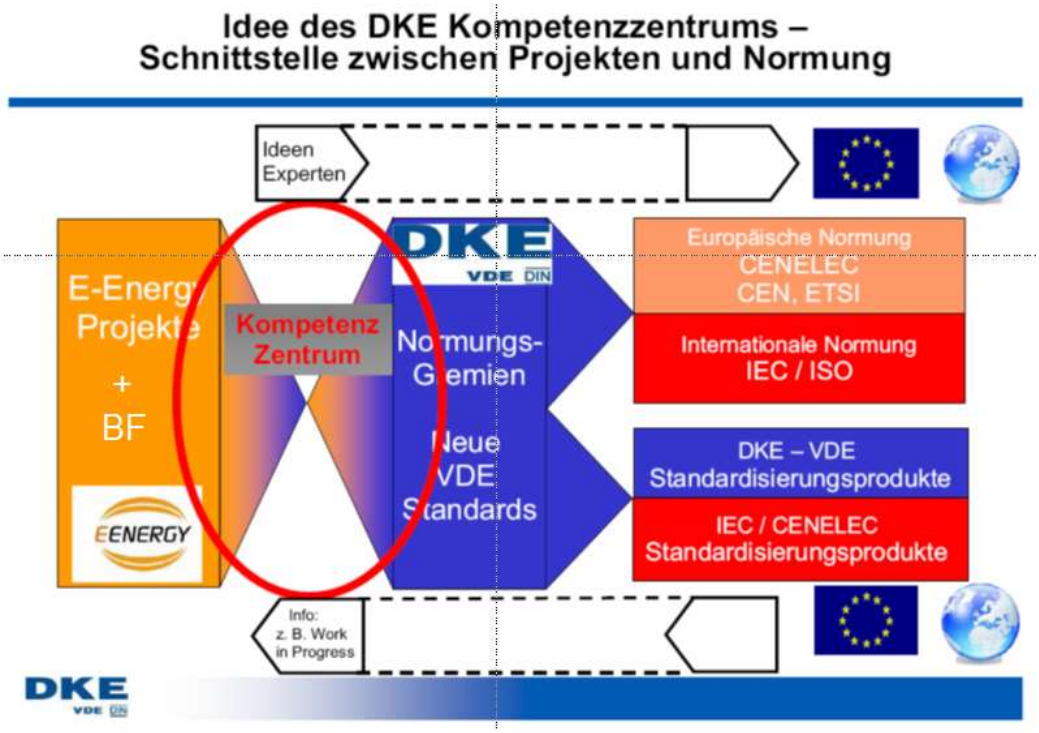


Abbildung 67: Das DKE-Kompetenzzentrum „Normung E-Energy/Smart Grids “als Schnittstelle zwischen E-Energy-Projekten und der Normung [EEIOP12]

Ein wichtiges Ergebnis dieser engen Zusammenarbeit mit dem DKE-Kompetenzzentrum war das aktive Einbringen des aktuell erarbeiteten E-Energy-Wissen durch Fachgruppenmitglieder

- in die einzelnen Arbeitskreise und Fokusgruppen des DKE-Kompetenzzentrums,
- in die DKE-Normungsroadmap „E-Energy/Smart Grid“ 2010 [DKE10] sowie die im Jahre 2012 neu erarbeiteten Version 2.0 [DKE12],
- in den Rahmen der EU-Mandate zur Normung Smart Metering M/441 sowie Normung Smart Grid M/490 in allen 4 Arbeitsgruppen der damit befassten Smart Grid Coordination Group (SGCG),
- in die inzwischen abgestimmte Terminologie Smart Energy System [DKE-Wiki], die mit Unterstützung der E-Energy-Begleitforschung zu einer Ontologie weiterentwickelt wird.

Die Fachgruppe IOP vernetzte sich direkt und indirekt über ihre Mitglieder intensiv mit nationalen und internationalen Standardisierungsgremien und -experten, so u.a.:

- im DKE-Lenkungskreis „Normung E-Energy/Smart Grids“,
- dem Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN),
- in der FOCUS.ICT Task Force E-Energy,
- in den Arbeitsgruppen der Smart Grid Coordination Group (SGCG),
- in der IEC TC 57 WG 17 (Smart Grid Task Force),
- im BITKOM Dialogkreis E-Energy,
- in der VDE ITG-Fokusgruppe Energieinformationsnetze & -systeme.

So war es möglich, dass die von E-Energy erstmals in die Smart Grid-Diskussion eingebrachte ganzheitliche Sichtweise national wie auch international ihre Verbreitung und Anerkennung durch ihre Übernahme fand.

9.2. Sicherstellung von Interoperabilität im moma-Projekt[29]

E-Energy adressierte die Vernetzung der Energiemärkte sowie neue IKT-unterstützte Netzführungsverfahren auf Grundlage IP-basierter Kommunikation (Internet der Energie). Ein ganzheitlicher Systemansatz als auch die Betrachtung der einzelnen Komponenten, Prozesse und Rollen in Bezug auf Normungsanforderungen ist unabdingbar, um diese Vernetzung im Umfeld eines liberalisierten und entflochtenen Energiesystems zu ermöglichen. Im Projekt war also der Spagat zwischen der notwendigen Entwicklung für die Feldtests, Standardisierungsaktivitäten aus dem moma-Projektumfeld, der Interaktion in der Fachgruppe Interoperabilität der E-Energy-Begleitforschung sowie den nationalen Normungsaktivitäten zu Smart Grids im DKE-Kompetenzzentrum E-Energy sowohl den internationalen Aktivitäten in Europa im Rahmen des Smart Grid Mandats M/490 und weltweit im Rahmen der IEC-Gremien zu bewältigen.

In dieser Hierarchie konzentrierte sich das Projekt zuerst auf die durch das Projekt initiierte Standardisierungsaktivität OGEMA für eine Diensteplattform in der Liegenschaft des Endkunden (siehe Architekturkapitel sowie [moma1105], [NRW10], [OGEMA13] und [Ka1110]). Zusätzlich wurde in der Konzipierungsphase des Projektes eine Studie zur Ableitung von Aufgaben bezüglich der Internationalisierung der E-Energy-Arbeiten erstellt [Ib10].

Mit Gründung der Fachgruppe Interoperabilität innerhalb der E-Energy-Begleitforschung engagierte sich moma intensiv in die Arbeit der im obigen Kapitel genannnten sechs Untergruppen und initiierte führend die Gründung des Kompetenzzentrums Normung Smart Grid / E-Energy, in dem sich vielfältige moma-Standardisierungsaktivitäten fortsetzten. Nicht zuletzt engagierten sich Projektvertreter bezüglich der notwendigen Internationalisierung im Rahmen des europäischen Smart Grid-Mandats M/490 insbesondere in den Arbeitsgruppen Sicherheit sowie Referenzarchitektur.

Hauptarbeitsfelder des moma-Projektes hinsichtlich der Standardisierung und damit zur Sicherstellung von Interoperabilität in einem komplexen und verteilten Energiesystem vielfältiger Akteure umfassten vor allem

[29] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG)

- die Mitarbeit an der Definition von Systemmodellen, an Begriffsdefinitionen (Terminologie Smart Energy System) und Architekturen im Smart Grid,
- die Diensteplattform sowie die Kommunikation zur Automatisierung und zum Energiemanagement in der Kundenliegenschaft.
- die Methodik zur Spezifikation von Anwendungsfällen und
- die Entwicklung einer Vorgehensweise zur Sicherstellung von Informationssicherheit und Datenschutz.

Die Aktivitäten im moma-Projekt zur Systemarchitektur sowie auch zur Diensteplattform OGEMA sowie dessen Verallgemeinerung im Rahmen der Spezifikation des Energiemanagement Gateways wurden ausführlich im Architekturkapitel ausgeführt. In den nachfolgenden Abschnitten werden die Themen Anwendungsfallmethodik zur Energieprozessmodellierung und Informationssicherheit erweitert ausgeführt.

Eine umfassende Zusammenstellung der Aktivtäten im Projekt Modellstadt Mannheim während der gesamten Projektlaufzeit erfolgt in [Ib12].

9.3. Modellierungsmethodik sowie neue Markt- und Netzfunktionen[30]

9.3.1. Methodik der Energieprozessmodellierung

Nachfolgend wird auf die Begriffe und die Methodik zur Modellierung von Anwendungsszenarien (Cluster) sowie damit verbundener Anwendungsfälle (Use Cases) und Prozesse eingegangen.

Die Methodik wird benötigt, um eine gerichtete Entwicklung des Energiesystems trotz vielfältiger Akteure, Netz- und Marktmechanismen in einer einerseits subsidiären, dezentraleren Energiewirtschaft im Rahmen eines anderseits europäischen, zentralen Verbundsystems, eines gemeinsamen Architekturmodells sowie notwendiger Standardisierungsaktivitäten und Maßnahmen zur Informationssicherheit zu ermöglichen.

9.3.1.1. Aufgabenstellung zur Anwendungsfallmodellierung

Mit dem Paradigmenwechsel im Energiesystem von einer linearen Wertschöpfungskette hin zu einem Wertschöpfungsnetzwerk mit aktivem Verteilungsnetz und energetisch selbständig agierenden Netznutzern als Prosumenten besteht die Herausforderung darin, folgenden Schwerpunkten parallel gerecht zu werden:

- Definition des zukünftigen Marktdesigns und Identifikation neuer Geschäftsmodelle
- Bestimmung der zukünftigen Rollen und ihrer Verantwortlichkeiten im Energiesystem
- Ableitung des zur Erreichung der Zielstellungen und zur Entwicklung von wirtschaftlich erfolgreichen Geschäftskonzepten erforderlichen legislativen und regulatorischen Umfeldes, das auch die Kosten für Smart Grid-Investitionen als gemeinsame Infrastruktur auf alle Stakeholder gerecht verteilt und die entsprechenden Investitionsanreize schafft

[30] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG); siehe auch [VDE12] und [DKE12]

- Vorantreiben des für eine diskriminierungsfreie, offene und elektronische Marktkommunikation aller Beteiligten im komplexeren Wertschöpfungsnetzwerk des zukünftigen intelligenten Energiesystem notwendigen Standardisierungsprozesses, wobei Standardisierung der Kommunikation nicht nur die technischen Anlagen betrifft, sondern auch die Geschäftsprozesskommunikation der Marktpartner
- Definition einer neuen Systemarchitektur und Kommunikationsinfrastruktur mit höchsten Ansprüchen an Datenschutz, Datensicherheit und Funktionssicherheit

Die dargestellte Aufgabenstellung zur Energieprozessmodellierung wird mit nachfolgender Abbildung noch einmal verdeutlicht. Der grundsätzliche Modellierungsansatz für das Energiesystem der Zukunft basiert darauf, dass Marktszenarien, neue Geschäftskonzepte und darin enthaltene Anwendungsszenarien (Cluster) bezüglich ihrer Ziele und Anforderungen untersucht werden. Auf Grundlage der Anforderungen werden in Funktionsgruppen gegliederte Maßnahmen definiert, die zur Realisierung elektronischer Prozesse in Form von Funktionskomponenten und darin wiederum als Anwendungsfälle (Use Cases) implementiert werden. Prozesse werden als Abläufe von Anwendungsfällen definiert. Diese Anwendungsszenarien sind die Grundlage zur Definition neuer Geschäftsmodelle und Produkte. Für die Anwendungsfälle werden die entsprechenden Rollen und Verantwortlichkeiten des Energiesystems identifiziert und Empfehlungen zur Entwicklung eines neuen legislativen und regulatorischen Rahmens sowie zur Implementierung von Sicherheitsmaßnahmen abgeleitet.

Somit kann ein stringenter Prozess von der Geschäfts- über die fachliche Modellierung hin zur technischen Modellierung abgebildet werden.

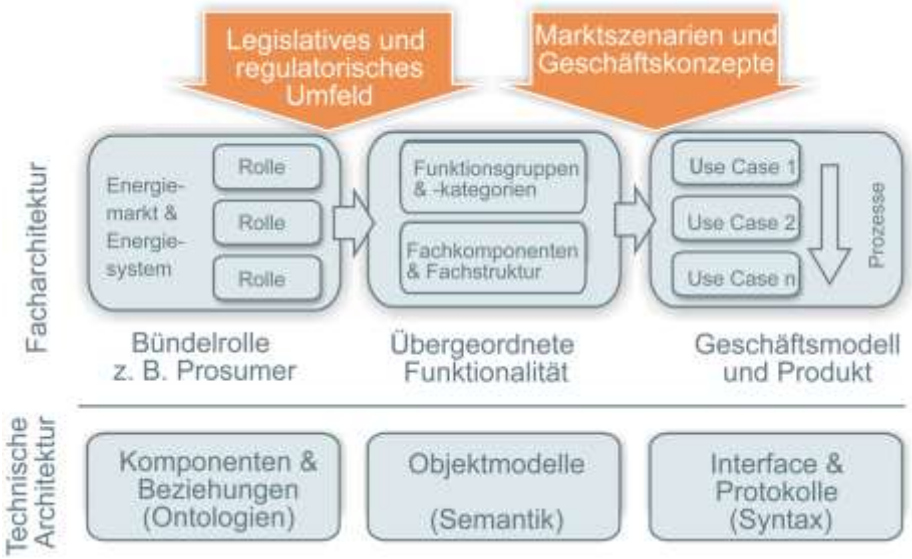


Abbildung 68: Fachliche und technische Modellierung des Energiesystems

9.3.1.2. Strukturierung von Anwendungsfällen und Einordnung in das Systemmodell

Anwendungsfälle (Use Cases) sind die Grundlage für die Ableitung der technischen Systemarchitektur, der Normung von Schnittstellen, Objektmodellen und Beziehungen zwischen Objekten (Ontologien). Anwendungsfälle sind ebenso die Grundlage zur Festlegung von zur Einhaltung von Informationssicherheit und Schutz privater Daten notwendigen Sicherheitsstufen sowie notwendiger regulatorischer und legislativer

Anpassungsbedarfe. Ein Anwendungsfall bildet eine Struktur zur Bündelung von Aktivitäten, die von einem Dienstenutzer eingesetzt werden, um auf Objekte einzuwirken, deren Objektmodelle und Service-Schnittstellen Bestandteil der Normung werden (z. B. Berechnung von Geräte-Fahrplänen auf Grundlage eines variablen Tarifes).

Mit Use Cases erfolgt die Spezifikation zur Implementierung von Funktionen im Energiesystem. Die Einordnung der Use Cases in Wirkungsdomänen, ihre Zuordnung zu Anwendungsfallszenarien und Rollen sowie auch die Implementierung von Use Cases auf technische Akteure wird in Abbildung 25 verdeutlicht.

Zuerst soll aber noch der Begriff des Akteurs definiert werden. Als Akteure im Energiesystem können natürliche Akteure wie rechtsfähige Personen und juristische Körperschaften als Nutzer von Funktionen, denen Rollen zugeordnet werden, agieren. Auf Grundlage der kommunikativen Vernetzung mit der Komponentenebene im Smart Grid nimmt die direkte Maschine-Maschine-Kommunikation zu, wobei hier Dienste als Aktivitäten der Use Cases auf sogenannte technische Akteure implementiert sind. Diese technischen Akteure treten dabei als Vertreter natürlicher Akteure auf.

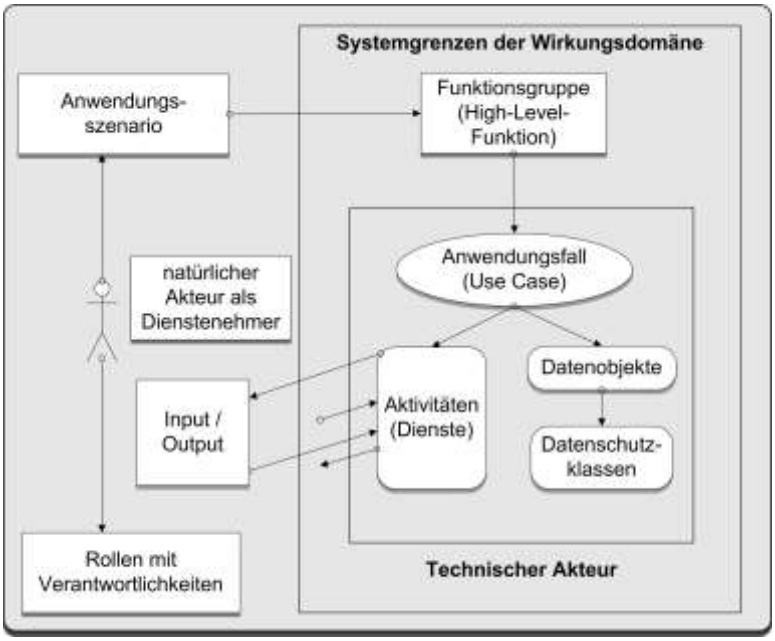


Abbildung 69: Top-Down-Methodik Anwendungsfall-Modellierung und Systemeinordnung

Durch die Definition von Zielen und Anforderungen innerhalb von Anwendungsszenarien werden Funktionsgruppen als High-Level-Funktionen sowie Anwendungsfälle als fachliche Funktionen, die Bausteine von Prozessen abbilden, gebildet. Anwendungsfälle besitzen eine innere Struktur in Form von Aktivitäten, die über Eingangs- und Ausgangsschnittstellen in die Außenwelt aktiv werden. Diese Aktivitäten bilden die granularen Dienste für Markt- und Netzprozesse ab. Im Rahmen elektronischer Geschäftsprozesse besitzen Dienste keinen festgelegten physikalischen Ort der Implementation, aber die Dienste werden in definierten Wirkungsdomänen der Komponentenebene des Energiesystems auf technischen Akteuren implementiert oder werden dort durch Aufruf von entfernt implementierten Diensten über die Informations- und Diensteplattform auf den zur physikalischen Ebene genannten Elementen generiert. Die handelnden Elemente innerhalb der Infrastrukturebene bilden technische Akteure. Eingangs-

und Ausgangsschnittstellen bestehen durch Interaktion mit Akteuren in oder außerhalb der jeweiligen Wirkungsdomäne.

Durch Aktivitäten werden Anwendungsfällen zugeordnete logische Informationsobjekte bearbeitet und in ihrem Zustand verändert. Zu logischen Objekten gehören zu sichernde Daten. Deshalb werden den jeweiligen Objekten Datenschutzklassen zugeordnet, die zu bestimmten Sicherheitsanforderungen an die Anwendungsfälle und die damit verbundenen Rollen führen, die wiederum Verantwortlichkeiten von natürlichen Akteuren abbilden.

Anwendungsfälle enthalten eine definierte Zahl von Aktivitäten mit der Eingabe und Ausgabe von Informationssätzen. Auf dieser Basis werden dann Objekte identifiziert, die von einem Anwendungsfall bearbeitet werden. Die Interaktion von Anwendungsfällen in Prozessen mit der Eingabe und Ausgabe von Informationssätzen erfordert eine definierte Syntax, während die Interaktion mit den Objekten eine definierte Semantik erfordert. Die Beziehungen zwischen den Objekten werden durch Ontologien abgebildet.

9.3.2. Definition von Use Cases in der Normung[31]

Aus der Methodik zur Energieprozessmodellierung leitet sich eine Vorgehensweise zur Definition von Normungsbedarf auf Grundlage der Modellierung von Anwendungsfallszenarien und darin enthaltener Anwendungsfälle ab. Im DKE-Arbeitskreis Inhouse-Automation wurde eine konkrete Methodik zur Beschreibung der Use Cases auf Basis einer internationalen Vorlage [IEC08] entwickelt und erste Use Cases vorgeschlagen und beschrieben. Auch die EU-Kommission fordert in ihrem Smart-Grid-Mandat M/490 von den europäischen Normungsorganisationen CEN, CENELEC und ETSI die Erarbeitung eines Use-Case-Managements sowie die Sammlung und Analyse von Use Cases im Smart Grid.

Dienen Use Cases zur Beschreibung von Funktionen, Anforderungen an technische Lösungen und der technologieneutralen Beschreibung von Realisierungen, werden diese häufig als firmeninternes Know-how angesehen. Warum sollten also Unternehmen ihre Use Cases in Form von Normen und Spezifikationen der Öffentlichkeit zur Verfügung stellen?

Die Diskussionen zeigten früh auf, dass die Use-Case-Beschreibungen nicht nur für Interoperabilität von Schnittstellen im gemeinsamen Marktsegment von Bedeutung sind, sondern auch der konkreten Ausgestaltung der Ideen von Smart-Grid-Funktionalitäten dienen. Kann jedes Unternehmen in seinem eigenen Umfeld Use Cases beschreiben und intern realisieren, ist es bei vielen Smart-Grid-spezifischen Use Cases, wie beispielsweise dem Lastmanagement mittels variabler Tarife, auf eine Reihe unterschiedlicher Marktpartner angewiesen. Nur wenn alle Marktpartner ein gemeinsames Verständnis der Use Cases haben, kann sich eine Funktion am Markt breit durchsetzen. So werden beispielsweise im genannten Fall Lastmanagement Privatkunden mit einer Hausautomatisierung, die ein Energiemanagement auf Basis der variablen Tarifsignale realisieren soll, zusammen mit den Marktrollen Energievertrieb, Netzbetreiber und Messdienstleister auf gemeinsame Vorlagen aufsetzen müssen. Der Kunde erwartet schlicht, dass z. B. eine Funktion seines „intelligenten“ Kühlschranks auch mit einem neuen Tarif oder nach einem Umzug oder

[31] [KKUS11] Kellendonk, Peter.; Kießling, Andreas; Uslar, Mathias.; Stein, Johannes; Definition von Use Cases in der Normung – Basis für eine aktive Beteiligung privater Haushalte im Smart Grid; Internationaler ETG-Kongress 2011; 8.-9.11.2011 in Würzburg; ISBN 978-3-8077-3376-7; VDE Verlag GmbH; Berlin - Offenbach

Lieferantenwechsel noch funktioniert. So sind grundlegende Use Cases gemeinsam zu erarbeiten, aus denen sich standardisierte Schnittstellen ergeben, wohingegen spezifische Ausgestaltungen, wie beispielsweise die Optimierungsroutinen im Energiemanagement, sicherlich im technologischen Wettbewerb entwickelt werden.

Neben den fachlichen Erfordernissen sollen Use Cases also dazu dienen, vornormativ die Vorstellungen in einem neuen, innovativen und komplexen System konkret zu beschreiben und damit unterschiedlichen, technischen Gremien eine Basis für die Analyse in ihrem jeweiligen Zuständigkeitsbereich ermöglichen. So können beispielsweise Anforderungen an die Kommunikation oder an neue Funktionen, neue Sicherheitsanforderungen etc. früher abgeschätzt werden. Use Cases sollen damit auch der Verständigung dienen zwischen Normungsgremien mit allgemeiner Smart-Grid-Systemsicht und Normungsgremien mit Verantwortung für spezifische Produkte.

Darüber hinaus wird mit der Einführung von Use Cases aber auch das Ziel verfolgt, dass sich Normungsgremien aus unterschiedlichen Domänen an der gemeinsamen Beschreibung der Funktionen beteiligen. Anwendungsfallbeschreibungen, Use Cases, stellen damit eine neue Methode zur gremienübergreifenden Zusammenarbeit in der Normung dar und unterstützen die Lösung eines aktuellen Grundproblems der Normung bei der Beschreibung von domänenübergreifenden Systemen.

Vielfältige Use Cases werden unternehmensspezifisch beschrieben. Aber im Bereich der Normung gilt es, aus den individuellen Use Cases allgemeine, generische Grundtypen zu entwickeln. Diese werden idealerweise von einer breiten Fachöffentlichkeit akzeptiert und dann als gemeinsame, gesicherte Basis genutzt. Die verschiedenen Anwendungsfälle sind so nicht nur für die interne Kommunikation im Unternehmen relevant, sondern können auch öffentlich in einem Repository zur Verfügung gestellt werden. Der Prozess soll in nachfolgender Abbildung dargestellt werden.

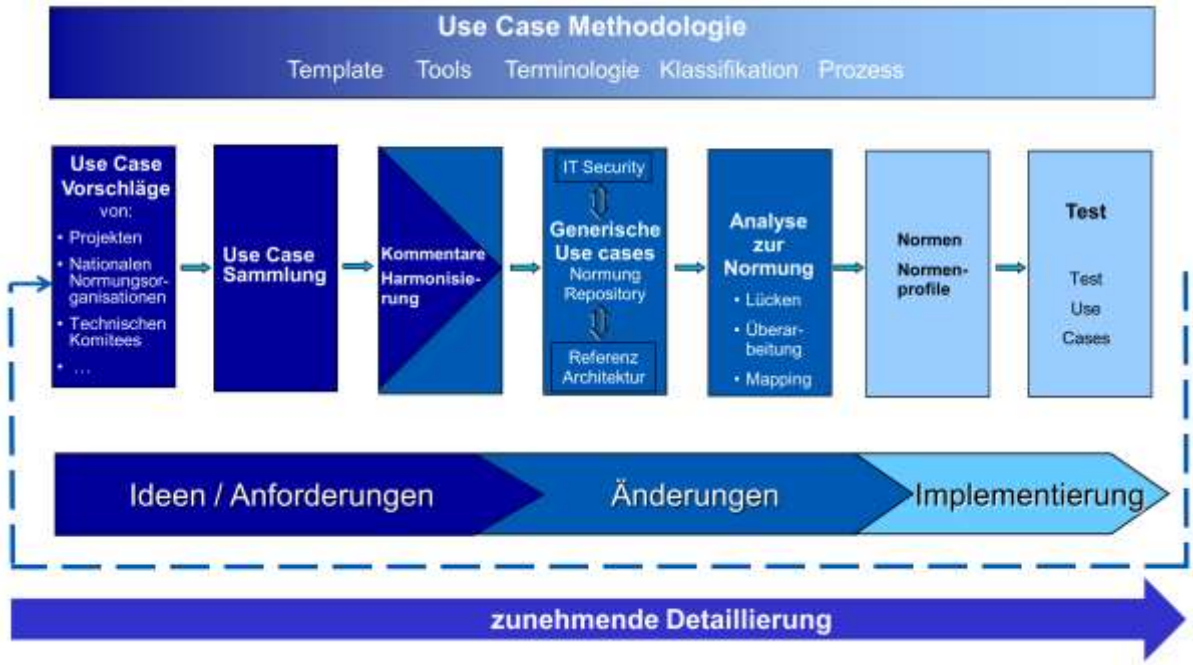


Abbildung 70: Use Cases und Normung [KKUS11]

Sind dann mit Hilfe der Use Cases neue Normen entstanden, können sie dazu dienen, entsprechende Testverfahren und Test-Use-Cases zur Verifizierung der Normenkompatibilität und der Schnittstelleninteroperabilität zu entwickeln.

Eingebettet in einen Prozess zur Analyse und Beschreibung von innovativen, komplexen Systemthemen wird die Beschreibung von Use Cases auch in der Normung als wichtiges Hilfsmittel im vornormativen Bereich Einzug halten. Durch eine kollaborative Zusammenarbeit über Gremien- und Branchengrenzen hinweg dienen Use Cases dazu, eine gemeinsame Sichtweise aller beteiligten Experten zu entwickeln. Auf Basis der konkreten und harmonisierten Use Cases kann dann auch in unterschiedlichen Gremien an neuen Normen bzw. Weiterentwicklungen von bestehenden Normen zur Erfüllung der neuen Anforderungen gearbeitet werden.

Die Arbeiten zur Einbindung von Use Cases in einen Normungsprozess, die konkrete Sammlung von Use Cases im Smart Grid wie auch eine Analyse der Use Cases auf europäischer Ebene erfährt mit dem Normungsmandat M/490 als treibende Kraft eine wichtige Unterstützung.

9.3.3. Neue Kernprozesse im intelligenten Energiesystem

9.3.3.1. Geschäftskonzepte und Funktionen

Um in jeder Netzregion den regulatorischen Anforderungen bezüglich der Entflechtung von Netz und Markt gerecht zu werden aber gleichzeitig die zukünftige Abstimmung zwischen Netz und Markt abzusichern, wird die Unterscheidung zwischen Funktionen für Energiemengen (Quantität) am Markt, für Netzkapazität und -qualität sowie Funktionen zur Schaffung von Flexibilität in der Interaktion zwischen Netz und Markt getroffen. Dazu wurde das BDEW-Ampelmodell eingeführt [BDEW12]. Erweiterte Betrachtungen zur Ausgestaltung der Funktionen bei Sicherstellung der Flexibilität in unterschiedlichen Netzregionen mit unterschiedlichsten Rahmenbedingungen erfolgten in [VDE12]. Folgendes grundlegendes Konzept wird dabei angesetzt.

Bei stabilem, sich in Sollbereichen befindlichem Netz wirken bezüglich steuernder Funktionen der Energieflüsse nur die Marktfunktionen, die der grünen Ampelfarbe zugeordnet werden. Ein steuerndes Eingreifen in das Netz ist nicht notwendig. Im Übergangsbereich bei durch Prognosen erkannten Gefahren wird ein vorausschauendes Einwirken des Netzbetreibers notwendig. Hier benötigt das Netz Flexibilitäten im Energiefluss vom Markt. Diesen Funktionalitäten wird die gelbe Ampelfarbe zugeordnet. Damit haben die Marktteilnehmer und Netzbetreiber ergänzend zu heutigen Anschlussbedingungen oder Regelenergiemarktabläufen neue Mechanismen zu vereinbaren. Diese können beispielsweise finanziell anreizbasiert aufgestellt werden, wobei mögliche Geschäftsmodelle für den Netzbetreiber in diesem Rahmen in [VDE12] betrachtet werden. Mit der roten Ampelfarbe ist Gefahr unmittelbar im Verzug. Gefährdungen oder Störungen werden durch aktuelle Messwerte erkannt. Hier muss der Netzbetreiber zwingend eingreifen, wobei diese Maßnahmen dem regulierten Bereich unterliegen. Mechanismen werden hierbei in der Regel mit Methoden zur Direktsteuerung von Anlagen wirken.

Der Netzautomat ist in seiner Netzregion für die Erhaltung der Powerqualität sowie für den regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zuständig. Das moma-Simulationsmodell ermöglicht im Störungsfall (Rot-Bereich), z.B. akute Verletzung von Spannungsgrenzwerten mit zeitkritischer Behandlungsnotwendigkeit, die direkte Interaktion mit Anlagen in den Gebäuden über den Energiemanager, mit Netzautomaten benachbarter und übergeordneter Netzregionen, um Systemdienstleistungen zu erhalten.

Im Regelfall sollen eine vorausschauende Überwachung und Prognosen den Störungsfall verhindern. Im Falle prognostizierter Grenzwertverletzungen (Gelb-Bereich) wird im moma-Simulationsmodell ein Mechanismus eingerichtet, der über Marktautomaten in der Netzregion Flexibilitäten zur Störungsverhinderung beschaffen kann. Der Marktautomat wiederum kann diese Flexibilitäten durch verschiedene Mechanismen unter Anwendung fest vereinbarter Fahrpläne oder durch Anreizmechanismen mit variablen Preisen besorgen

- bei den Kundenliegenschaften in der Netzregion mit Energiemanager,
- über andere Marktautomaten weiterer Marktakteure,
- sowie auch über übergeordnete Energiemärkte.

Im Normalbetrieb ohne akute sowie auch ohne prognostizierte Grenzwertverletzungen (Grün-Bereich) agiert der Markt weitgehend ohne Interaktion mit dem Netzautomaten. In diesem Fall findet vorrangig nur eine Kommunikation zwischen Marktautomaten, übergeordneten Märkten und Energiemanagern in Kundenliegenschaften statt. Der Netzautomat erhält vom Marktautomaten nur die bestimmten Fahrpläne und agiert ansonsten im Überwachungsmodus. Erkennt der Netzautomat mit den gemeldeten Fahrplänen aber eine zukünftige Überlastungssituation, schaltet sich wiederum ein Gelb-Mechanismus ein, der es dem Netzautomaten ermöglicht, mit variablen Netzentgelten dem Marktautomaten Anreize zur Flexibilisierung des Verbrauches zu übersenden.

Zur automatisierten Ausführung von Regelmechanismen im Verteilungsnetz wurden folgende Einsatzfälle identifiziert.

- Teilnahme an Frequenzregelung mit dezentralen Anlagen (f-Problem)
- Spannungsregelung (U-Problem)
- Spitzenlastbegrenzung durch Engpassmanagement (I-Problem)
- Import-/Export-Leistungsbilanzausgleich an den technischen Grenzen des Regelkreises (P-Problem)
- Regelung des Leistungsfaktors durch Blindleistungskompensation (Phi-Problem)
- Leitungsfehlererkennung, Isolation und automatisierte Restauration durch Topologie-Veränderung (Problem interner Netzkomponentenausfälle)
- Erkennung von Störungen in externen Regelkreisen mit Möglichkeit des Schwarzstartes und der Inselbildung als auch der Wiedersynchronisierung (Problem externer Netzkomponentenausfälle)

Das moma-Projekt konzentrierte sich mit den Implementierungen für die Simulation sowie die Simulationsläufe auf die Spannungsregelung sowie die Spitzenlastbegrenzung. Quantitative Ergebnisse werden im Projektevaluationsbericht [moma1304] veröffentlicht. Grundsätzlich sind die zellulare Architektur und das Ampelmodell aber geeignet, die anderen aufgeführten Problemstellungen zu behandeln. Bezüglich einer gesamthaften Modellbildung für alle Funktionen mit der Interautomaten-Kommunikation auf gleicher Netzhierarchieebene, der Interaktion mit übergeordneten Netzebenen über alle Spannungsbereiche sowie der Interaktion mit einer Vielfalt von Marktautomaten verbleibt noch weiterer Forschungsbedarf.

Aber auch am Markt werden Flexibilitäten benötigt, um beispielsweise Preisvolatilitäten für die Einkaufsoptimierung mittels variabler Tarife zu nutzen, was gleichzeitig den Effekt erbringt, Verbrauch und

Erzeugung in Einklang zu bringen. Die Nutzung erfolgt aber ebenso zur echtzeitnahen Herstellung von Bilanzgleichgewichten.

Die Geschäftskommunikation am Energiemarkt als auch Interaktionen technischer Komponenten im Bereich Erzeugung, Verbrauch, Speicher und Netz im Energiesystem liegen in der Verantwortlichkeit verschiedener energiewirtschaftlicher Rollen von Markt- und Netzakteuren. Diese Akteure entwickeln im Rahmen eines definierten legislativen und regulatorischen, energiewirtschaftlichen Umfeldes sowie bestimmter Marktszenarien der Zukunft neue Geschäftskonzepte.

Solche Geschäftskonzepte, wie z.B.

- im Rahmen der anreizbasierten Erzeugungs- und Verbrauchssteuerung,
- bei der Marktintegration Erneuerbarer Energien sowie zum Betrieb von Erzeugungs- und Speicheranlagen,
- bei der Integration der Elektromobilität,
- beim Betrieb virtueller Kraftwerke,
- bei der Nutzung intelligenter Messsysteme für das Verbrauchsmonitoring mit der Zielstellung der Verbrauchsreduzierung
- sowie beim Einsatz neuer automatisierter Netzführungsmethoden zur Sicherstellung der Powerqualität im Niederspannungsbereich sowie zur Abstimmung zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz

bedürfen aber gemeinsamer Grundfunktionen, die in verschiedenen Projekten und Gremien, inklusive der Arbeiten innerhalb der EU Task Force Smart Grid sowie des EU Mandats M/490 im Rahmen bestimmter Funktionsgruppen und –kategorien (als High Level Use Cases) beschrieben wurden. Diese Funktionsgruppen finden sich wiederholt in verschiedenen Fachkomponenten wieder.

9.3.3.2. Use Cases und neue Kernprozesse

Im Rahmen nationaler und internationaler Projekte sowie im Rahmen des EU Smart Grid Mandats 490 wurden vielfältige Use Cases definiert, um die beschriebenen notwendigen Maßnahmen zu detaillieren. Um nun aber entsprechend dem politischen Willen in der EU den offenen, wettbewerblichen Energiemarkt voranzutreiben, sind aber insbesondere die neuen Anwendungsfälle zu identifizieren, die ohne Festlegung von Prozessen sowie zugeordneten Normenprofilen zur Sicherstellung von Interoperabilität die Marktentfaltung für alle Akteure verhindern würden. Insofern wurden aus den vielfältigen Anwendungsfällen generische Use Cases abgeleitet, die Grundlage für eine weitere Detaillierung sind. Diese Use Case gliedern sich grundsätzlich in folgende Themen:

- Demand Response mit variablen Tarifen
- Marktintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen
- Steuerung der Ladevorgänge von Elektromobilen
- Flexibilitätsbeschaffung vom Netz beim Markt für Spannungsregelung sowie Lastbegrenzung
- Energieinformationsaustausch zwischen Verteilungs- und Übertragungsnetz

- Smart Metering

In Deutschland werden die neuen Kernprozesse auf Grundlage des BDEW-Ampelmodells in der BMWi-Handlungsmatrix konsolidiert. Hier ergeben sich analoge Schwerpunkte.

Im Grünbereich handelt der Markt ohne Netzinteraktion. Hier einzuordnen sind Use Cases zum Smart Metering, zu Demand Response sowie zur Marktintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen über Aggregatoren zur Beschaffung von Energiemengen, aber auch von Flexibilitäten durch Marktakteure.

Im Gelbbereich werden durch Prognosen potentielle Gefahren erkannt. Hier wird der Markt aber nicht ausgesetzt, sondern das Netz besorgt sich notwendige Flexibilitäten am Markt zur vorausschauenden Regelung.

Im Rotbereich muss der Netzbetreiber direkt aufgrund von aktuellen Gefahrensituationen sofort handeln. Dies erfolgt durch die Nutzung von Systemdienstleistungen, die Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie die Liegenschaften der Netznutzer im Netz zur Verfügung stellen können.

Daraus ergibt sich ein Dreieck neuer Prozesse, die im Interesse der Gesamtsystemfunktionalität sowie eines wettbewerblichen Marktes insbesondere zur Notwendigkeit der Interoperabilität führen.

1) Prozesse zum Fahrplan- und Prognosenaustausch zwischen Endkunden und Marktakteuren → **Markt-/Endkundenkommunikation**
2) Prozesse zum Versand variabler Tarife von Marktakteuren an Endkunden (inkl. notwendiger neuer Tarifdatenmodelle) → **Markt-/Endkundenkommunikation**
3) Prozesse zum Versand von Messdaten an Endkunden innerhalb der Liegenschaften (Prozesse über CLS-Schnittstelle) → **Meter Gateway-/Endkundenkommunikation**
4) Prozesse zur Wirk- und Blindleistungsbeeinflussung durch Netzbetreiber beim Endkunden→ **Netz-/Endkundenkommunikation**
5) Prozesse zur Beschaffung von Flexibilitäten durch Netzakteur bei Marktakteur sowie zur anzreizbasierten Marktbeeinflussung mit variablen Netzpreisen durch Netzbetreiber → **regulierte Markt-/Netzkommunikation**
6) Prozesse zur Energieinformationsbereitstellung zwischen ÜNBs und VNBs → **regulierte Netz-/Netzkommunikation**

Anwendungsfallbeschreibungen sind die Grundlage für das funktionale Verständnis der Interaktion zwischen Endkunden mit Markt und Netz, zwischen Markt- und Netzakteuren, aber auch für die Interaktion der Marktakteure untereinander sowie zwischen Verteilungsnetzen und Übertragungsnetzen. Die Vielfalt der zu beschreibenden Systemkomponenten in automatisierten Prozessen sowie der Kommunikationsschnittstellen zwischen Akteuren führt zur Notwendigkeit der Beschreibung von Modellen und Schnittstellen mittels Standards. Dabei sind die Entwicklung und Nutzung von Normen am Markt auf Grundlage eines gemeinsamen Interesses voranzutreiben.

9.3.3.3. Profilierung

Mit der weiteren Detaillierung von Use Cases und deren Einordnung in Prozesse sind Priorisierungen vorzunehmen, um die Grundlage für vordringliche Funktionalitäten beim Umbau des Energiesystems zu

schaffen. Weiterhin gilt es, generische Use Cases nur soweit zu spezifizieren, dass allgemeingültige Normungsanforderungen im europäischen und weltweiten Kontext herausgearbeitet werden können, aber gleichzeitig in der folgenden Prozessspezifikation nationale Besonderheiten berücksichtigt werden, auf deren Grundlage dann die Profilierung von Normen an den Schnittstellen der Aktivitäten von Use Cases erfolgt.

Damit sind folgende drei Schritte im Normungsprozess von einer funktionalen Definition bis hin zu einer festgelegten Marktkommunikation mit profilierten Normen zu unterscheiden:

- eine Use Case-Spezifikation mit Anwendungsfalldiagrammen und formalisierter Beschreibung bis hin zur Spezifikation von Einzelaktivitäten im Rahmen definierter Anwendungsszenarien (Cluster),
- eine Prozessdefinition mit Aktivitätsdiagrammen unter Nutzung der Aktivitäten von Use Cases mit Sicherheitslevels, von Akteuren, von Datenmodellen mit zugeordneten Datenschutzklassen sowie Zuordnung von Normen für Datenmodelle oder eventuell notwendige Erweiterung von Normen,
- eine Profilierung der Datenmodelle in Normen hin zu für Anwendungsszenarien festgelegten Nachrichtenschemen in geeigneter abstrakter Notation (z.B. XML) auf Grundlage der im Prozess benötigten Schnittstellen sowie Ableitung von Nachrichten für die benötigten Schnittstellen mit Festlegung von Transportschnittstellen (z.B. Webservices und HTTP über TLS-Verschlüsselung)

Zielstellung ist die Vereinbarung einer definierten Marktkommunikation, Markt-/Netzkommunikation sowie Endkundenkommunikation, wobei hier natürlich freiwillige Marktvereinbarungen ebenso zielführend sind wie eventuell notwendige energiewirtschaftliche Verpflichtungen für die notwendige Kommunikation in vordringlich zu befördernden neuen Prozessen der „zukünftigen Welt“.

Vorgeschlagen wird eine Vorgehensweise mit einer Methodik zur Nutzung von Anwendungsfällen, der Ableitung von fachlichen Prozessen und Datenobjekten (z.B. zukünftige maßgebliche Berechnungsfaktoren) sowie der folgenden Definition der technischen Marktkommunikation. Hierzu wird eine engere Verzahnung der Arbeit energiewirtschaftlicher (BDEW, VKU) sowie technischer Gremien (z.B. VDE, DKE, ZVEI und BITKOM) benötigt und dringlichst empfohlen.

In heutigen energiewirtschaftlichen Prozessen werden insbesondere Normen und Spezifikationen bei der Markt-/Netzkommunikation im Rahmen der Lieferantenwechsel von Endkunden sowie notwendiger Messdaten- und Stammdatenaustausche genutzt. Dies betrifft auch die Übertragung von Messdaten im Rahmen der Bilanzierung sowie von Netznutzungsabrechnungen. Auf Grundlage von Use Cases im Rahmen der Entflechtung von Markt und Netz wurden 2005 die entsprechenden Prozesse für die genannten Funktionen definiert. Darauf basierend wiederum wurden im nächsten Schritt die EDIFACT-Spezifikation profiliert und entsprechende Nachrichtentypen definiert. Daraufhin wurden diese Nachrichtentypen durch die Bundesnetzagentur beispielsweise als UTILMD- und MSCONS-Nachrichtentypen für Lieferantenwechsel sowie Messdaten- und Fahrplanaustausch verpflichtend eingeführt. Eine weitere Anwendung wurde auf Grundlage dieser Vorgehensweise ausgearbeitet, da es sich als notwendig erwiesen hatte, auch entsprechende Nachrichtentypen für Einspeiser festzulegen. Auf Grundlage analoger Use Cases zu der festgelegten Marktkommunikation wurden grundlegende Prozesse für Einspeiser zur Identifikation einer Anlage, zum Lieferbeginn und -ende sowie zu verschiedenen Prozessen für Stammdaten und Abrechnung beschrieben.

Zukünftig sind neue Anforderungen bezüglich Echtzeitfähigkeit der Prozesse sowie Maschine-zu-Maschine-Kommunikation bis hin zum Endkunden unter Berücksichtigung einer politisch gewollten Marktintegration zu zu erfüllen. Die Qualitätssicherung der automatisiert übertragenen Daten ist hierbei sicherzustellen.

Um den längerfristigen Bestand von Prozessdefinitionen in der Energiewirtschaft neben kurzen Lebenszyklen informationstechnischer Implementierungen zu gewährleisten, wird folgender Vorschlag abgegeben.

→ Trennung von Prozessbeschreibung und -festlegung (siehe Business- und Function-Layer des Smart Grid Architektur Modells - SGAM) sowie Anwendung bei der Profilierung von Informationsmodellen (Informationslayer/SGAM) und Kommunikationsnormen (Kommunikations-layer/SGAM)

Hierbei könnten systemrelevante Prozesse im Sinne der gesellschaftlichen Anforderung zur Transformation des Energiesystems verpflichtend vorgeschrieben werden. Allerdings sollte die Entwicklung zukünftiger, innovativer Prozesse weiter ermöglicht werden. Die technische Umsetzung hin zu einer Kommunikationsnorm sollte aber entsprechend des SGAM-Ansatzes mit verschiedenen Layern austauschbar sein. Insofern könnten beispielsweise Informationsmodelle und technische Nachrichtendefinitionen eine kürzere Lebensdauer haben als die darüberliegende Prozessbeschreibung (Funktions-Layer/Use Cases). Eine echtzeitfähige, hoch skalierbare Maschine-zu-Maschine-Kommunikation auf Basis von Internettechnologien sowie der notwendigen Gestaltung von Ende-zu-Ende-Informationssicherheit wird eher einem Wandlungsprozess unterliegen als der darüberliegende fachliche Prozess.

Insofern gilt hier auch die Aufgabenstellung, die Prozesse umfänglicher zu beschreiben, darauf basierend die Informationsmodell- und Kommunikationsnormen für bestimmte Use Cases oder Use-Case-Cluster festzulegen und zu profilieren.

Im europäischen Umfeld wurde die Kommunikation in der "zukünftigen Welt" europäisch im Rahmen der EU-Mandate M/441 (Smart Metering), M/490 (Smart Grid) und M/468 (Elektromobilität) beschrieben. Hierbei ist von einer gesicherten Kommunikation über das Internetprotokoll unter Anwendung moderner Webtechnologien wie XML und Webservices auszugehen. Werden diese Festlegungen national getroffen, sind die Sicherungsmechanismen bei der kommunikativen Vernetzung einer kritischen Infrastruktur zu berücksichtigen. So wurden erste Schritte mit der Definition der Sicherungs- und Kommunikationsmechanismen auch im Rahmen des BSI Smart-Meter-Gateways gegangen, wo ebenso XML und Webservices sowie umfängliche Sicherungsmechanismen eingesetzt werden.

→ Um die Verbindung von aktuell drängenden Themen der „heutigen Welt“ sowie den relevant werdenden Themen der „zukünftigen Welt“ zu schaffen, werden folgende Arbeitsschritte vorgeschlagen, die mit nachfolgender Darstellung veranschaulicht werden.

1) Fachliche Prozessdefinitionen und Festlegungen für initiale Prozesse der „heutigen Welt“ zur Anlagenregistrierung, -identifizierung, Kündigung, Stammdatenabfrage und -änderung sowie Abrechnung ausprägen
2) Zur fachlichen Prozessdefinition getrennte Festlegung der Informationsmodell- und Kommunikationsnormen für profilierte Datentypen sowie definierte Schnittstellennachrichten zur kurzfristigen Ermöglichung einer Marktkommunikation für Einspeisung mit fixen Einspeiseentgelten
3) Erweiterung der fachlichen Prozessdefinitionen und der Sicherheitsdefinitionen auf die "zukünftige Welt" unter Nutzung der Use Case-Beschreibungen, beispielsweise zur Markt- und Netzintegration der EE-Anlagen und Elektromobile, zu dynamischen Tarifen für Endkunden und zur täglichen

Verhandlung von Preisen und Fahrplänen in Energiemengen- und Flexibilitätsprodukten als Grundlage der künftigen Markt-/Netz-/Endkundenkommunikation. Diese Use Cases dienen als Grundlage für den weiteren Normungsprozess.

4) Mappen auf die Referenzarchitektur

   Festlegung der grundlegenden Normen für die Informationsmodelle (Informationslayer) und Kommunikation / Protokolle (Kommunikationslayer)

5) Definition von Weiterentwicklungsbedarf in der Normung und Bearbeitung

6) Profilierung anzuwendender Normen

   a. Festlegung von erweiterten Datenmodellen[32] zu den entsprechenden Anwendungsclustern

      i. z.B. Datenbeschreibungen an der Anwendungsschnittstelle von aus Normen abgeleiteten profilierten Datentypen für das jeweilige Anwendungscluster für Tarife, Fahrpläne, Anlagen, usw. (z.B. in CIM sowie IEC 61850)

   b. Definition der technischen Marktkommunikation. Dabei soll die Profilierung der anzuwendenden Kommunikations- und Sicherheitsnormen auf das jeweilige Anwendungscluster mit zugeordneten Use Cases, Informationsmodellen und Prozessen erfolgen:

      i. von Kommunikationsstacks auf Basis des Internetprotokolls

      ii. von Anwendungsschnittstellen für den Nachrichtentransport (Webservices und XML-Abstrahierung von Normen für Datenobjekte zu profilierten Datentypen für Tarife, Fahrpläne, Anlagen, usw., z.B. in CIM sowie IEC 61850)

      iii. von aus den profilierten Datentypen abgeleitete Nachrichten für die Prozessschnittstellen zwischen verschiedenen Akteuren

      iv. von Sicherungstechnologien beim Nachrichtentransport (unter Einbeziehung des BSI zur Erlangung von Ende-zu Ende-Prozesssicherheit)

[32] Festlegung der Datenmodellierung: beispielsweise der maßgeblichen Berechnungsfaktoren von heutigen statischen Tarifen zu dynamischen Preismodellen mit Stromkennzeichnungsmöglichkeiten oder der Kennzeichnung von Herkunft und Art der gelieferten Energie

9.3.4. moma-Anwendungsfallmodellierung mit UML-Tool Chronos

9.3.4.1. UML-Modellierungsmethodik im Werkzeug Chronos

Die beschriebene Vorgehensweise zur standardisierten Modellierung von Anwendungsfällen wurde im Projekt moma auf spezifische Weise durch Nutzung einer vereinfachten UML-Modellierungsmethodik sowie durch den Einsatz der von IBM entwickelten offenen Modellierungsumgebung Chronos eingeführt. Zur weiteren Verallgemeinerung der Methodik wirkte moma in nationalen und europäischen Standardisierungsgremien mit. Das im Projekt verwendete UML-Metamodell und die Struktur der Anwendungsmodellierung auf Basis dieses Metamodells wird im Teil 1 von [moma1203] beschrieben, während der Inhalt der fachlichen Anwendungsmodellierung im Teil 2 von [moma1203] ausgeführt wird.

Die Prozess- und Anwendungsmodellierung für in Feldtests und Simulationen umzusetzende Funktionen erfolgte auf Basis verschiedener Studien und Konzeptarbeiten des Projektes. Der Input aus diesen Arbeiten für die Modellierungsaktivitäten wird in Abb. 72 dargestellt.

Für die resultierenden moma-Geschäftsfälle (Business Cases) wurden auf Basis der Modellierungsmethodik Ziele und resultierende Anforderungen definiert. Daraus ergaben sich entsprechende Maßnahmen, die umzusetzende Funktionsgruppen umfassten. Je Funktionsgruppe waren dann die zugehörigen Anwendungsfälle mit den jeweiligen Einzelaktivitäten von Akteuren zu spezifizieren, die in Prozessbeschreibungen die Umsetzung der Geschäftsfälle im Rahmen der moma-Architektur sowie des Technologiekonzeptes ermöglichten (Abb. 73). Das Auswahlverfahren von im Projekt für Feldtests und Simulationen zu implementierende Funktionen erfolgte in einem „Trichterkonzept“ nach Abb. 74 über die Definition von fachlichen Anwendungsfällen, über die Spezifikation von technischen Anwendungsfällen sowie ein nachfolgendes Design für zu implementierende Funktionen.

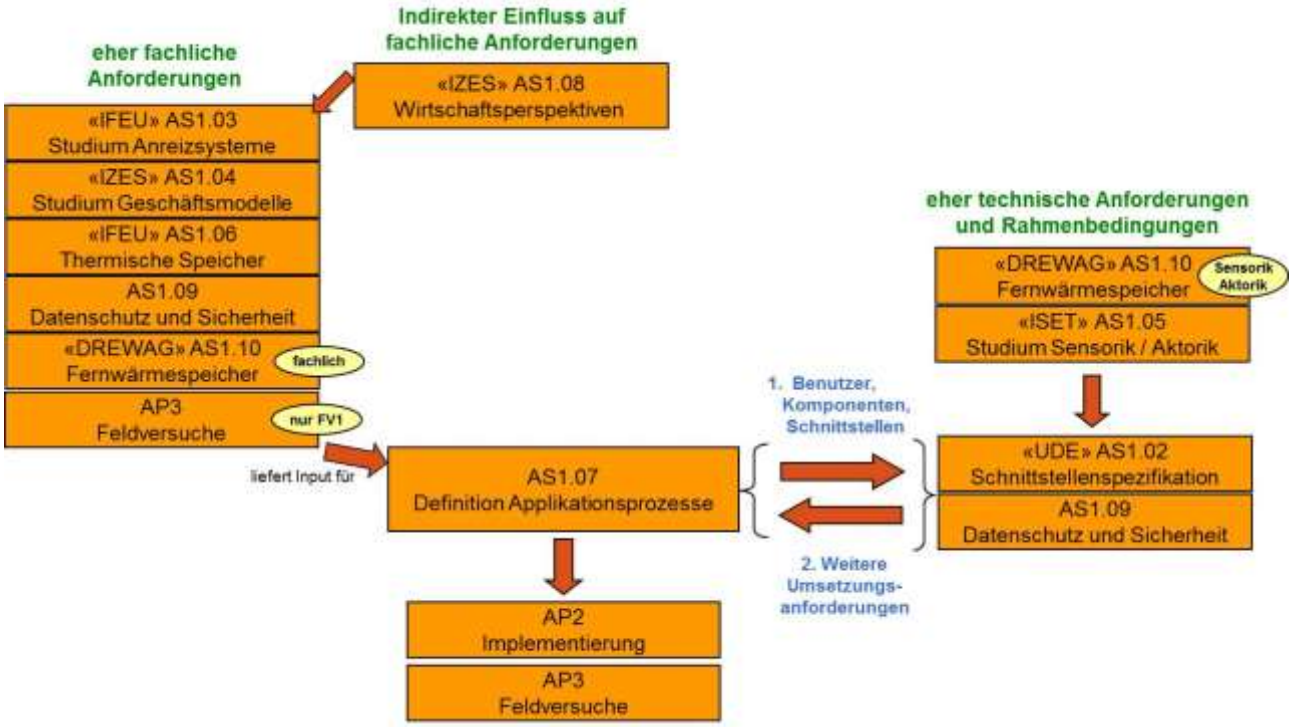


Abbildung 71: Grundlagen der Anwendungsmodellierung in moma

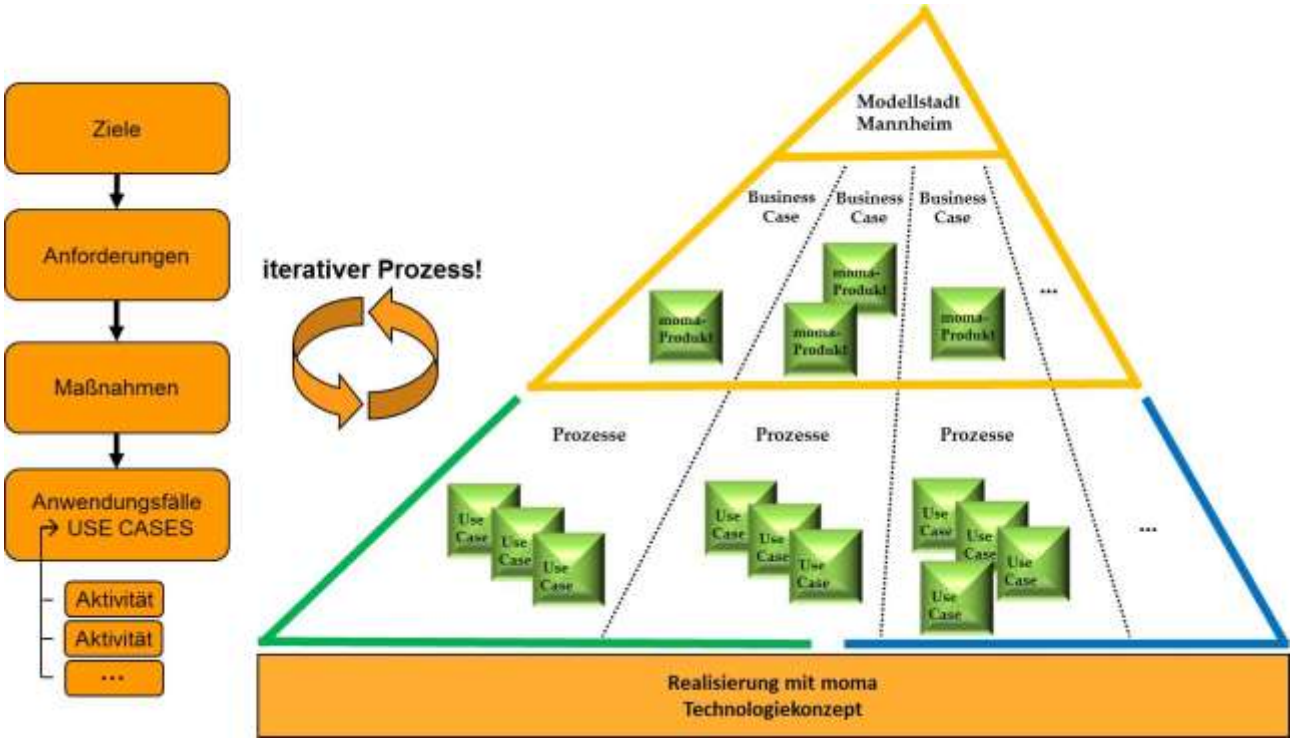


Abbildung 72: Verfahren zur Anwendungsmodellierung

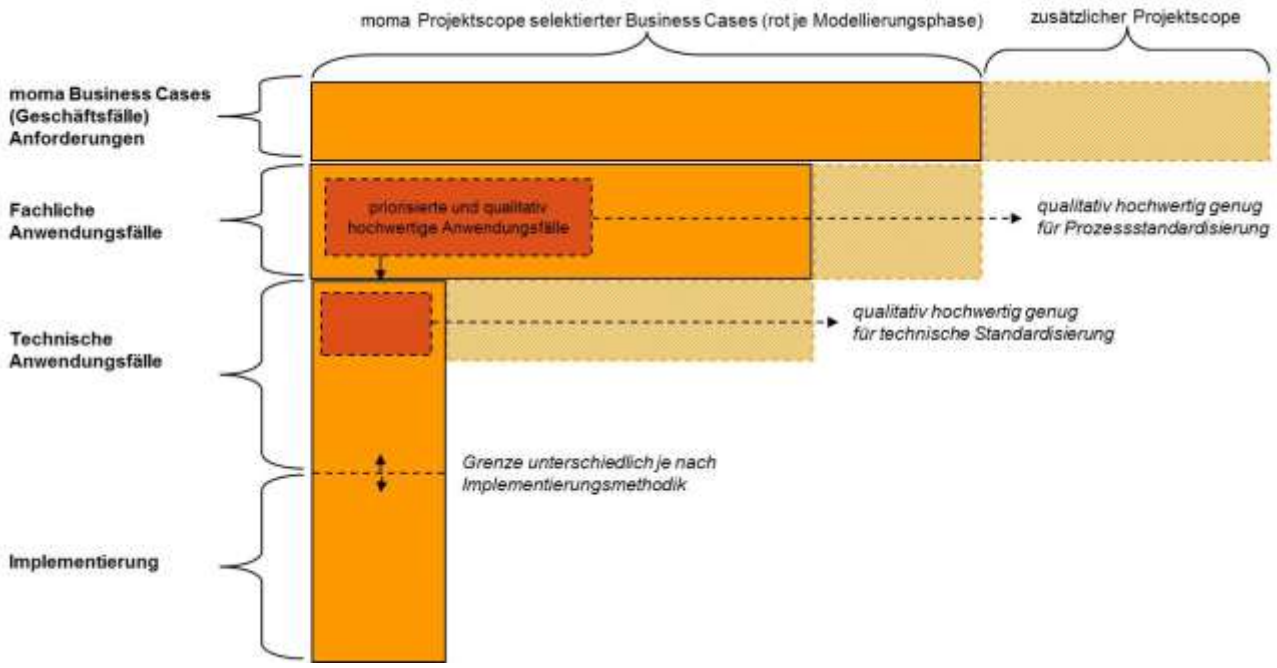


Abbildung 73: Auswahl für in Feldtests und Simulationen zu implementierende Funktionen

9.3.4.2. Modellierung von Anwendungsfällen in moma

Im Rahmen dieser Methodik wurde in moma ein geschlossenes Szenario der vier Geschäftsmodelle entwickelt, die im Arbeitsschritt 1.4 - Studie zu Geschäftsmodellen und –prozessen – ausgewählt wurden. Diese fachliche Modellierung liegt vollständig im Repository der Chronos-Anwendung [moma1203, Teil3] sowie als vollständiges Dokument des Arbeitsschrittes 1.7 – Vorhabensmodellierung – [moma1203, Teil2] vor.

Auf Basis der Studie ergab sich die Modellierung folgender Geschäftsmodelle und Anwendungsszenarien zur Implementierung in Feldtests, in Demonstrationen sowie Simulationen:

- Smart Metering und Verbrauchsdatenvisualisierung
- Variabler Tarif an Endkunden zur Lastverschiebung und zur Handelsoptimierung am Spotmarkt
- Energiemanagement beim Endkunden auf Grundlage des variablen Tarifes
- Einbindung von dezentralen Anlagen als Reserveanlagen in verschiedene Vermarktungsoptionen
- Automatisierte Regelung der Powerqualität in geschlossenen Regelkreisen (Netzzellen)
- Ausnutzung von Gebäude- oder Speicherwärmekapazitäten für negative Stromreserveangebote von KWK-Anlagen (zentral über Fernwärmenetz oder lokal über BHKW)
- Modellierung einer allgemeinen informationstechnischen Systemarchitektur als intelligente Energiesysteminfrastruktur für die Geschäftsmodelle aller Markt- und Netzakteure
- Modellierung der Randbedingungen seitens Informationssicherheit

Die fachlichen Ziele beruhten dabei insbesondere auf

- den drei ausgewählten Geschäftsmodellen zur Lieferung eines variablen Tarifes zur Einkaufsoptimierung (GHM-L), zum Netzlastmanagement und zur Vermarktung von Reserveanlagen bei der MVV,
- der Untersuchung der Rolle eines zukünftigen Kommunikationssystems und IKT-Infrastrukturbetreibers inkl. der Automatisierungsinfrastruktur und des Betriebes eines Marktplatzes der Energie
- dem Anwendungsszenario Einbindung von Wärmespeicherpotentialen in eine bezüglich Strom und Wärme spartenübergreifende Führung zur Erschließung von Flexibilisierungspotentialen bei der DREWAG.

Die Arbeitsschwerpunkte im moma-Projekt lassen sich somit vor allem dem Demand Side Management auf Grundlage der Erschließung von thermischen Flexibilitäten, neuen Vermarktungsmodellen für Flexibilitäten bei dezentralen Energieanlagen (DEA) sowie neuen Szenarien im Netzlastmanagement mit neuen Methoden der verteilten Automation zuordnen. Die notwendige wissenschaftliche Forschungsarbeit zur Anwendungsfallmodellierung sowie Entwicklungsaktivitäten zur Implementierung ausgewählter technischer Anwendungsfälle wurde dabei insbesondere durch eine im Projekt angesiedelte Dissertation [Km13] sowie mehrere Diplom- und Masterarbeiten geleistet. Diese Arbeiten sollen nachfolgend mit ihren thematischen Schwerpunkten aufgelistet werden. Bezüglich ihrer Inhalte wird auf die dabei genannten Quellen verwiesen.

Die im Rahmen der Anwendungsfallmodellierung überführten Ergebnisse dieser Arbeiten sind in [moma1203], Teil 2 dokumentiert.

- Diplomarbeit Tobias Eichler zum Thema „Rollenbeschreibung für den Betrieb eines Energiemarktplatzes der Zukunft“ [Et10]
- Diplomarbeit Martin Plaspohl zum Thema „Strategieentwicklung zukünftiger Elektrizitätsbeschaffung von Energieversorgungsunternehmen und Handelsoptionen an Spotmärkten“ [Pm10]
- Diplomarbeit Martin Schäfer zum Thema „Entwicklung neuer Geschäftsmodelle im Forschungsprojekt „E-Energy - Modellstadt Mannheim“ für neue Produkte mit virtuellen Bilanzkreisen sowie deren Verzahnung als Marktmechanismen mit Netzführung in zellularen Strukturen“ [Sd10]
- Diplomarbeit David del Valle zum Thema „Modellierung der verteilten Automation in Verteilnetzen“ [Vd10]
- Diplomarbeit Daniel Krotki zum Thema „Simulation des Online-Betriebes einer Gruppe verteilter Netzautomaten“ [Kd11]
- Masterarbeit Sabine Gipp zum Thema „Integration dezentraler Energieerzeugungsanlagen in die Markt- und Netzmechanismen eines intelligenten Energieversorgungssystems (Smart Grid)“ [Gs11]
- Diplomarbeit Benjamin Aumann zum Thema „Implementierung eines Automaten im Verteilungsnetz zur Umsetzung eines Regelkreises zur Erhaltung der Powerqualität in einer Niederspannungszelle“ mit Abschluss im Oktober 2012, wobei in der Arbeit entwickelte Dienste die Spannungsdaten aus den Verbrauchsmesseinrichtungen bei den Kunden liefern können [Ab11]
- Diplomarbeit Krassimir Krastev zum Thema „Technologieunabhängige Systemmodellierung eines generischen Bedarfsdeckungsprozesses sowie Implementierung und Funktionstest auf Basis einer hardwareunabhängigen Plattform inklusive Emulation einer Schnittstelle zum Netzsimulationssystem“ mit Abschluss im Dezember 2012, wobei in der Arbeit entwickelte Dienste die Interaktion zwischen Netzmoderator und Energiebutler zum Fahrplanaustausch ermöglichen [Kkr11]
- Diplomarbeit Danil Mihajluk zum Thema „Spezifikation eines Energiemanagement Gateways inkl. Implementierung auf einem Embedded-System-Device und einer virtuellen Maschine sowie Design und Implementierung eines Prozesses zur Fahrplanabfrage und Fahrplanlieferung“ mit Abschluss im Februar 2012 [Md12]

9.4. Informationssicherheit und Datenschutz in einer vernetzten kritischen Infrastruktur[33]

Um die Aufgaben bei der Transformation des Energiesystems zu bewältigen, ist das bisherige Energieversorgungssystem auf der letzten Meile im Niederspannungsbereich bis in die Liegenschaften der Kunden mit einem erweiterten Energieinformationssystem aus Kommunikationssystem und Automatisierungssystem zu verbinden. Es entwickelt sich das intelligente Energienetzwerk (Smart Grid) zur Verbindung von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch als Grundlage für neue Markt- und Netzführungsmechanismen mit zeitnäheren Informationen über Erzeugung und Verbrauch.

Damit geht aber auch die breite Vernetzung einer kritischen Infrastruktur einher, die eine wichtige Lebensgrundlage der Gesellschaft darstellt. Die zunehmende Vernetzung erfordert ein System mit neuen Eigenschaften hinsichtlich Widerstandsfähigkeit gegenüber Störungen (Resilienz) und geringerer Verletzbarkeit des Gesamtsystems (Vulnerabilität). Damit kommt der Gewährleistung von Informationssicherheit höchste Priorität bei der Gestaltung von Smart Grids zu.

Diese Vernetzung führt aber auch zur Möglichkeit, unerlaubt Daten zu sammeln, zu speichern und weiterzuverteilen. Deshalb sind vor dem Ausbau von Smart Grids ebenso Mechanismen zur Gewährleistung von Datenschutz zu definieren. Die Möglichkeit, Daten ohne Zustimmung des Kunden als Energieproduzenten/Energiekonsument (Prosument) zu speichern und zu übertragen, muss schon in den Geräten bzw. im Design der Dienste und durch vorgegebene Standardeinstellungen ausgeschlossen werden. Weiterhin ist mit der Nutzung von Datenschutzklassen Transparenz und strikte Einhaltung der Zweckbindung erforderlich, um die Informationen zu schützen. Auf der Grundlage der Schutzklassen darf nur der bevollmächtigte Vertragspartner (Akteur im Energiemarkt oder Netz) durch vorgegebene Standardeinstellungen Zugriff auf personalisierte Daten haben. Darüber hinaus sollte die Möglichkeit bestehen, dass Kunden bewusst und informiert jederzeit entscheiden können, wer in welcher Rolle und zu welchem Zweck Zugriff auf schützenswerte Daten hat.

Datenschutz und Informationssicherheit sind nicht nur in Deutschland sondern international zunehmend ein wichtiges Akzeptanzkriterium bei der Einführung von Smart Grids. Zur Gewährleistung dieser Aspekte sind technische aber auch organisatorische Maßnahmen zu definieren, um die Erfassung, Nutzung, Verarbeitung, Speicherung, Übertragung und Löschung aller Informationen auf dem der einzelnen Datenschutzklasse und dem Dienst entsprechenden Niveau zu regeln.

Anforderungen und Implementierungen gemäß Sicherheitsanforderungen müssen nachhaltig auf dem aktuellen Stand der Technik eingeführt werden. Die Regulierung sollte deshalb bezüglich der Informationssicherheit in vernetzten Infrastrukturen die grundlegenden Anforderungen (primäre Schutzziele) definieren und Systemvorgaben in Form von Sicherheitsprofilen für definierte Sicherheitsniveaus und Schutzklassen machen. Dagegen ist die Detaillierung der technischen Implementierung aufgrund des technischen Fortschritts laufend nachzuführen und sollte auf Grundlage der durch die Regulierung definierten Rahmenbedingungen durch den Markt erfolgen. Dabei ist zu betonen, dass Funktionen im Smart Grid sowie im Bereich Smart Metering sehr unterschiedlichen Anforderungen bezüglich Echtzeit-fähigkeit, Standards und Widerstandsfähigkeit genügen müssen. Detaillierte Festlegungen im rechtlichen Rahmen über die gesamte Kette von der Definition von Sicherheitsniveaus und Schutzklassen, über die Definition von

[33] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG) und Alfred Malina (IBM Deutschland GmbH) [Ka1109] und [Ka1110]

Sicherheitsprofilen bis zur technischen Implementierung für die Vielzahl vernetzter Komponenten und Dienste einer Infrastruktur von Markt- und Netzakteuren führt zu einer nicht zu beherrschenden Komplexität von Regelungen. Insofern wird die Trennung von Rahmen und nachzuführender technischer Detaillierung vorgeschlagen, anstatt der Festlegung detaillierter Systemanforderungen zu geschlossenen Lösungen, die einer technologischen Offenheit und Zukunftsfähigkeit entgegenstehen.

Der Weg zur Herstellung der Ende-zu-Ende-Sicherheit über die gesamten Prozessketten wird so mit der Spezifikation von Anwendungsfallclustern (Use Cases innerhalb eines Anwendungsbereiches) und der Beschreibung genutzter Datenobjekte eingeleitet. Nach entsprechenden Bedrohungsanalysen für die Anwendungsfallcluster werden den zugehörigen Anwendungsfällen entsprechende Sicherheitsniveaus und den genutzten Datenobjekten verbundene Datenschutzklassen zugeordnet, um nachfolgend anzuwendende Sicherheitsnormen festzulegen und die Profilierung der Normen für das Anwendungsfallcluster vorzunehmen. Auf dieser Grundlage ergeben sich Implementierungsanforderungen für den Markt.

Darüber hinaus sind übergeordnete Überwachungs- und Sofortmaßnahmen notwendig, um Fehlanwendungen und Missbräuche von Marktimplementierungen zu erkennen und abzuwehren. Für Geräte und Softwareanwendungen, die definierte Anwendungscluster implementieren, sind Testverfahren zu definieren, um die Komponenten auf Gewährleistung der Konformität zu den festgelegten Sicherheitsprofilen prüfen zu können, bevor die Komponenten in den Markt eingebracht werden.

9.5. Gestaltung von Marktrahmen und Regularien

9.5.1. Verbundszenario – Lokal handeln und Global denken

Das E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim befasste sich mit der notwendigen Gestaltung des energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens innerhalb eines Szenarios zur Transformation des Energiesystems auf Basis eines synergetischen Verbundes subsidiärer (lokales und regionales Handeln) und globaler Interessen (globale Verbundenheit). Auf dieser Grundlage fällte das Projekt die Entscheidung für eine zellulare Systemarchitektur, die folgenden Abwägungen folgte.

Rein zentrale Erzeugungs- und Steuerungsansätze bieten weniger Flexibilisierungsoptionen und weniger Chancen zur Umgestaltung des Marktes in Richtung vielfältiger Akteure in einem hoch wettbewerblichen Markt unter Integration des aktiven Netznutzers als Prosument. Sie besitzen weiterhin durch den Mangel an Diversifizierung und eine zentrale Steuerung ein höheres Systemrisiko für großflächige Ausfälle. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass die Energiewende als gesamtgesellschaftliche Aufgabe nur bei Aktivierung und Teilhabe der Wirtschaft, der Regionen und der Bürger gelingt. Bei rein zentralen Ansätzen sind die Aktivierungsmöglichkeiten aller Interessenträger sowie eines offenen wettbewerblichen Marktes begrenzt. Rein dezentrale Erzeugungs- und Steuerungsansätze besitzen hingegen die Risiken des Zerfallens in Inselnetze und von Versorgungsengpässen aufgrund fehlender solidarischer Verbundenheit. Zudem bieten sie weniger Chancen für integrierte, spartenübergreifende Energiesysteme. Aus diesem Grund wird ein hoher Anteil dezentraler Erzeugung und Steuerung mit spartenübergreifendem Energiesystem im Verbund mit zentraler Erzeugung und Steuerung empfohlen. Folgende Vorteile sollen damit erschlossen werden:

- maximale Partizipation aller Interessenträger an der Energiewende

- hohe Versorgungssicherheit durch zellulare Systeme auf verschiedenen zentralen und dezentralen Hierarchieebenen bis zur Objektebene des Endkunden analog zur höheren Kommunikationsverfügbarkeit im Internet
- höheres Potential an Flexibilisierungsoptionen durch überregionale Grundlastsysteme und flexible Kleinstrukturen mit regionalen Ausgleichsmassnahmen, Export- und Importmechanismen sowie Speichern auf allen Hierarchieebenen
- offener wettbewerblicher Markt für alle Stakeholder bis hin zur Wertschöpfung beim Bürger und den Kommunen
- stärkere Verbindung von Energielieferung und Energiedienstleistung inkl. Energiemanagementsysteme in den Gebäuden
- Verringerung von Transportverlusten sowie Optimierung von Netzausbau durch erzeugungsnäheren Verbrauch
- integrierte spartenübergreifende Energiesysteme für Strom, Wärme, Kälte und Gas mit zusätzlichem Flexibilisierungspotential

Der höhere Anteil an dezentralen Energien und bidirektionale Energieflüsse zwischen den Hierarchieebenen führen aber auch zu einer zunehmenden Komplexität der Steuerung des Gesamtsystems. Aus diesem Grund werden verteilte Automatisierungslösungen in zellularer Netzstruktur zur Beherrschung zukünftiger Komplexität und zur Erhaltung der Versorgungssicherheit empfohlen. Dabei wird die Regelung einer Vielzahl von Elementen im Energieversorgungssystem im Übertragungs- oder im Verteilungsnetz durch vorrangig zentrale Netzführungsmethoden in eine weniger komplexe Regelung einer Zelle des Energieversorgungssystems mit einer Teilmenge von Energieanlagen, Mess- und Steuermitteln überführt. Die Regelung soll derartig erfolgen, dass autonome Operationen innerhalb der Zelle verbunden sind mit externen Randbedingungen, die das Zusammenwirken der Netzzellen in einem gesamthaften Netz bewirken. Ein großer Regelkreis wird auf kleinere Regelkreise abgebildet, die miteinander verbunden sind und Erzeugung und Verbrauch in ihrem Bereich eigenständig ausgleichen. Dies erforderte die Erstellung eines Systemmodells einer Energiezelle innerhalb des Smart Grids in der Abbildung der Referenzarchitektur für das Gesamtsystem. Beiträge des moma-Projektes erfolgten dazu in [moma1105], [VDE10], [VDE12], aber auch durch Beteiligung im Rahmen des europäischen Smart Grid Mandats M/490 [M490RA12].

Auf Grundlage der zellularen Architektur sowie verteilter Automatisierungsmechanismen untersuchte das moma-Projekt neue Geschäftsmodelle und modellierte dazu Anwendungsfälle und Prozesse, die in Feldtests, in Demonstrationsentwicklungen sowie in Simulationen umgesetzt wurden.

Bezüglich der Umsetzbarkeit dieser Geschäftsmodelle wurde einer umfangreichen Betrachtung der regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen sowie der Ableitung notwendiger Veränderungsmaßnahmen für den Energiemarkt der Zukunft durchgeführt. Im Ergebnis wurden entsprechende Positionspapiere an die Politik erstellt.

Um dies belastbar und umfänglich durchzuführen sowie den langfristigen Blickwinkel auf den Veränderungszeitraum bis 2020 und darüber hinaus einzunehmen, wurden die Aktivitäten für diese

Betrachtung in drei Handlungslinien zur Untersuchung des energiewirtschaftlichen und regulatorischen Umfeldes aufgeteilt.

Erstens flossen die Ergebnisse der Arbeiten zu Geschäftsmodelluntersuchungen und Modellierungen in die Untersuchung zukünftiger Marktszenarien und Systemarchitekturen, notwendiger Maßnahmen zur Informationssicherheit sowie des energiewirtschaftlichen und rechtlichen Rahmens ein, um Empfehlungen für die weitere Umfeldausgestaltung zu geben. Dieses Nachhaltigkeitsdokument zur Verwertung der moma-Ansätze wurde im Juli 2011 veröffentlicht [moma1105]. Zur Komprimierung der Ergebnisse und Darstellung der 17 Empfehlungen aus diesem Dokument wurde eine Kurzfassung als Positionspapier zur Energiewende in Deutschland unter dem Titel „Integrierte, regionale und überregional verbundene Energiesysteme für die Energiewende“ [moma1107] veröffentlicht.

Zweitens wurden auf dieser Grundlage weitere Positionspapiere geschrieben. Dazu gehörte ein Positionspapier zum Thema „Smart Metering und BSI-Schutzprofil”, womit sich moma direkt in die Diskussion um das Meter Gateway und sein Schutzprofil sowie die Novellierung des EnWG insbesondere im Rahmen des §21 zur Messeinrichtung einbrachte [Ka1104]. Aktiv wirkte moma in diesem Zusammenhang auch auf der BMWi-Plattform „Zukunftsfähige Netze“ im Arbeitskreis “Intelligente Netze und Zähler” mit. Der Stand der Projektpositionen wurde aber auch bei vielfältigen Mitwirkungen im Rahmen von Smart Grid-Arbeitsgruppen bei Verbänden (BDEW – Projektgruppe Smart Grid, VKU – Studien zu Smart Grid und zu Marktdesign) BITKOM – AK E-Energy, VDE ITG – Arbeitskreis Energieinformationsnetze und -systeme, FNN, aber auch bei Treffen mit dem BSI (Smart Meter Gateway Schutzprofil, Technische Richtlinie und Prozesse) und der Bundesnetzagentur (Eckpunktepapier Smart Grid und Smart Market) vertreten. Um Nachhaltigkeit der E-Energy-Lösungen sowie die Exportfähigkeit der entwickelten Technologien sicherzustellen, arbeiteten Projektvertreter ebenso an der europäischen Task Force Smart Grid der DG Energy in der Expert Group Rollen und Verantwortlichkeiten, in der weiteren europäischen Task Force zu Smart Grids bei der DG Research in der Expert Group Smart Metering sowie im Rahmen des europäischen Normungsmandats Smart Grid M/490, insbesondere in den Arbeitsgruppen Referenzarchitektur, nachhaltige Prozesse und Sicherheit mit. Die entsprechenden Aktivitäten sind dokumentiert [Ib12].

Drittens wurde mit Projektabschluss ein politisches Positionspapier mit den moma-Kernbotschaften [moma1204] erstellt und es erfolgte eine weitergehende wissenschaftliche Vertiefung ausgewählter energiewirtschaftlicher und regulatorischer Anpassungsbedarfe. Diese Positionen wurden einerseits über die E-Energy-Begleitforschung innerhalb der Fachgruppe Recht in das gemeinsame E-Energy-Positionspapier eingebracht. Anderseits wurde ein zusätzliches moma-Positionspapier erstellt, das insbesondere die Themen Rolle und Organisation zum Betrieb der Smart Grid-Infrastruktur, variable Netzentgelte sowie die Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens vertieft ausführt [moma1211].

Klar ist, dass die Themen Ressourcenzugriff, Zentralität und Regionalität, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz in einem Spannungsverhältnis stehen. Es ist also Aufgabe der Politik, das Verhältnis auszutarieren. Eine rein wirtschaftliche Betrachtung beim Wandel zu erneuerbaren Energien ist bezüglich dieser umfänglichen gesellschaftlichen Herausforderung nicht hinreichend. Rein zentrale Betrachtungen führen zu neuen Abhängigkeiten und entfalten nicht alle gesellschaftlichen Kräfte.

9.6. moma-Empfehlungen zu Marktrahmen und Regularien

9.6.1. Umfeldbetrachtungen und Empfehlungen[34]

Das Projekt moma widmete sich insbesondere der Erschließung von Flexibilitätsoptionen in den Feldern Demand Side Management auf der Basis von variablen Tarifen, der Einbeziehung von thermischen Speichern (Kälteanlagen sowie Wärmespeicher und Gebäudewärmekapazitäten) und den Export- und Importmechanismen im zellularen Netzverbund. Die Erschließung der unter wirtschaftliche Chancen ausgeführten Flexibilitätsoptionen erfordert neue Mechanismen im Energiemarkt. Das heutige Marktdesign ist nicht geeignet, den Vorrang erneuerbarer Energien in wirtschaftlicher Weise abzubilden. Insofern ist das neue **Marktdesign** als konsistenter Rahmen gesetzlicher Veränderungen und regulatorischer Anpassungen zu gestalten. Entsprechende Vorschläge wurden in den Studien [moma1105] sowie [moma1211] ausgeführt.

Der Integration der Liegenschaften in Markt- und Netzprozesse kommt dabei eine entscheidende Bedeutung zu. Dies umfasst die Steuerung von Energieerzeugung und Energieeinsatz, die Marktintegration der dezentralen Erzeugungsanlagen sowie drittens die Energieeffizienzsteigerung. Grundlage dafür ist die Verbindung der Energieinfrastruktur und des Energiemarktes mit den Energieflüssen in den Liegenschaften der Netznutzer mittels Informations- und Kommunikationstechnologie. Somit benötigen Markt- und Netzfunktionen ein erweitertes Energieinformationssystem, das gemeinsam mit der heutigen Infrastruktur der Energienetze unter dem Begriff **Smart Grid** diskutiert wird. Betrachtungen zur vorgeschlagenen Architektur sowie zur Rolle des Betreibers der IKT-Infrastruktur als Bestandteil des Smart Grids finden im Architekturkapitel dieses Dokuments sowie in [moma1105] statt.

Da diese informationstechnische Infrastruktur nicht für die notwendige Markt- und Netzintegration mehrfach benötigt wird, aber Anreize zur Entwicklung der notwendigen Informationstechnik durch einen Akteur für andere Akteure fehlen, sind Verantwortlichkeiten und Finanzierungsrahmenbedingungen zu definieren. Im Sinne einer volkswirtschaftlich optimierten Lösung sowie der weiteren Gewährleistung von Versorgungs- und Informationssicherheit in einer vernetzten kritischen Infrastruktur wird die gerichtete **Modernisierung der Energienetzeinfrastruktur mit Informations- und Kommunikationstechnologien zu intelligenten Netzen als Smart Grid aus elektrotechnischen und informationstechnischen Bausteinen bis zu den Liegenschaften durch den Verteilungsnetzbetreiber** empfohlen. Dabei ist diese Infrastruktur beim Aufbau durch einen regulierten Akteur diskriminierungsfrei allen Marktakteuren zur Verfügung zu stellen.

Betont wurde, dass einerseits Smart Grids die elektrotechnische und informationstechnische Infrastruktur für neue Markt- und Netzfunktionen im transformierten Energiesystem abbilden, aber anderseits die notwendige Flexibilisierung der Energieflüsse die Bildung von gemeinsam gesteuerten Polynetzen aus den Medien Elektrizität, Gas und Wärme sowie deren Nutzung im Verkehrssektor und den Liegenschaften erfordert. Insofern entwickeln sich Smart Grids zu umfassenden intelligenten Infrastrukturen als Grundlage für die Entwicklung der intelligenten Stadt der Zukunft. **Regionalen Netzbetreibern eröffnen sich damit neue Chancen bei der Gestaltung von Smart Grids als Lebensadern zukünftiger Smart Cities**.

Der weltweite Prozess der Urbanisierung sowie die Anstrengungen zu höherer Energieeffizienz und Ressourcenschonung bietet Deutschland als Exportland bedeutende **Chancen bei der Erlangung der weltweiten Vorreiterrolle auf dem neuen Technologiegebiet Smart Grids** und damit in der Sicherstellung der wirtschaftlichen Stärke durch Konzentration auf ein für die Zukunft entscheidendes Betätigungsfeld.

[34] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG)

Folgende Themenbereiche werden insbesondere in der Studie zur Untersuchung des technischen, regulatorischen und energiewirtschaftlichen Rahmens [moma1105] auf Grundlage der umfänglichen moma-Arbeiten adressiert:

- Inhaltliche Zielstellungen und Umsetzungskonzepte von moma zur Definition eines zukünftigen, intelligenten Energiesystems
- Methodik und Begriffe sowie Referenzarchitektur für das intelligente Energiesystem
- Anwendung der Referenzarchitektur auf ein Kernmodell für eine Zelle im verbundenen Energiesystem sowie moma-Umsetzung des zellularen Modelles auf die Systemdomänen Netznutzerobjekte, Verteilungsnetz und regionaler Energiemarkt
- Darstellung von ausgewählten Anwendungsszenarien als Kern zukünftiger neuer Geschäftsmodelle im intelligenten Energiesystem
- Allgemeine Betrachtungen zu Informationssicherheit und Datenschutz sowie erste Implementierungsansätze innerhalb des moma-Projektes
- Untersuchung des energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens unter dem Blickwinkel neuer Szenarien und Ableitung erster Handlungsempfehlungen
- Betrachtungen zur Nutzerakzeptanz, da für die effektive Funktionsweise des zukünftigen intelligenten Energiesystems die flächendeckende Integration von Privathaushalten und Gewerbe entscheidend ist

Auf Grundlage dieser Ausführungen wurden in den verschiedenen Themenbereichen erste Empfehlungen abgeleitet, die folgende Themenfelder umfassen:

1. Schlanke technische Regulierung durch Nutzung einer technologieneutralen Normung mit Vermutungswirkung zur Detaillierung
2. Europaweite Referenzarchitektur
3. Verbundene dezentrale und zentrale Erzeugung und Steuerung im Energiesystem
4. Zellulare Grundstruktur des Energiesystems
5. Neue Rolle im Energiesystem – Kommunikationssystem- und IT-Infrastrukturbetreiber
6. Abkehr von der verpflichtenden Nutzung von Standardlastprofilen
7. Flexibilisierung des Regelenergiemarktes
8. Beschleunigung der Verbreitung von kommunikativen, fernauslesbaren Messeinrichtungen
9. Stromkennzeichnungspflicht
10. Anreize für Marktakteure zur Mitwirkung bei der direkten Steuerung und bei der regionalen Erzeugungs- und Verbrauchsprognose im Verteilungsnetz
11. Anreize über Netzentgelte zur Beeinflussung erwarteter Einspeisungen und Verbräuche
12. Anreizsetzung für die Verteilungsnetzbetreiber, die vorgelagerten Netzebenen zu entlasten (regionaler Ausgleich)
13. Einführung regionaler Merkmale in die Stromkennzeichnung

14. Messtechnische Erfassung der Powerqualität im Niederspannungsbereich
15. Datenschutz grundlegend sichern
16. Smart Grid Informationssicherheit (SGIS) und Verbraucherschutz (Ende-zu-Ende)
17. Szenarien-Bewertung der E-Energy-Projekte (bezüglich moma umfänglich im Evaluationsbericht [moma1304] erfolgt)

Diese Empfehlungen basierten auf dem Projektzwischenstand zum Zeitpunkt der Studienerstellung, den Erkenntnissen der Konsortialpartner innerhalb des Projekts und auf dem für die Projektpartner im Umfeld der intensiven Gremienarbeit erkennbaren Diskussionsstand. Damit ist also keine Vollständigkeit zu verstehen, besonders im Hinblick auf die nötigen (politischen) Schritte zur Entwicklung eines integrierten und intelligenten Energiesystems. Weitere wichtige Erkenntnisse und Empfehlungen aus den Feldtests wurden zur Akzeptanz beim Endkunden sowie auf die zu erreichenden Effekte im Evaluationsbericht bewertet [moma1304].

Das zusätzlich zur Untersuchung des Rahmens [moma1105] sowie zum Evaluationsbericht [moma1304] erstellte Positionspapier zu Auswirkungen auf das politische Instrumentarium [moma1211] widmete sich vier Themen in vertiefter Betrachtung. Dies betrifft erstens die Handlungsempfehlungen zu Standardlastprofilen, um die für Demand Side Management notwendigen variablen Tarife für Lieferanten und für Endkunden attraktiv zu gestalten. Zweitens erfolgt eine Abwägung von marktlicher und regulatorischer Einführung der Smart Grid-Infrastruktur. Drittens wurden Betrachtungen zum unternehmerischen Netzgeschäft unter Einbeziehung variabler Netztarife durchgeführt. Nicht zuletzt erfolgen viertens Ausführungen zur Einbeziehung variabler Netzentgelte. Dazu werden in folgenden Kapiteln Handlungsempfehlungen gegeben.

9.6.2. Empfehlungen zu Demand Side Management und Netzgeschäft[35]

9.6.2.1. Standardlastprofile

Untersucht wurde die Frage, wie man die gegenwärtigen Bilanzierungsverfahren für Kleinverbraucher ändern könnte, um gute Rahmenbedingungen für wesentliche Smart-Market-Geschäftsmodelle zu schaffen. Dabei ist zu unterscheiden zwischen dem Verfahren für die Abrechnung und dem für die Bilanzierung.

Dem jeweiligen Tarifmodell entsprechend könnte die individuelle Abrechnung des Letztverbrauchers auf einem erfassten IST-Zählerstandgang bzw. einem umfangreichen Tarifregister basieren. Der Ablesezyklus der Smart Meter könnte monatlich bis jährlich gestaltet werden (demnach in deutlich größeren Intervallen, als es für die Bilanzierung notwendig wäre).

Getrennt von der individuellen Abrechnung kann auch die Energiemengenbilanzierung den Anforderungen variabler Tarife zunehmend gerecht werden, ohne zumindest in einer Übergangsphase zwingend auf eine flächendeckende Zählerstandgangmessung angewiesen zu sein. Trotz der in Aussicht stehenden Vorteile einer Zählerstandgangbilanzierung würde eine Umstellung ohne Übergangsphase die Akteure vor erhebliche Schwierigkeiten, insbesondere bei Bewältigung der Umstellungskosten und des Abwicklungsaufwandes,

[35] Autoren: Uwe Klann (IZES), Patrick Selzam (Fraunhofer IWES) und Mathias Häfner (Netrion GMBH, Unternehmen der MVV Energie AG) [moma1211]

stellen. Darum bietet es sich an, einen Zwischenschritt in die Übergangsphase hin zu einer auf Zählerstandgängen basierenden Bilanzierungsmethodik einzuziehen und hierzu Optimierungen der bewährten Bilanzierungsverfahren zu verwenden. Da ein optimiertes analytisches Lastprofilverfahren bereits einige wesentliche Komponenten einer Zählerstandgangbilanzierung beinhaltet, ist eine Zwischenlösung im Sinne einer zunächst vollständigen Umstellung auf dieses Verfahren vorstellbar. Sofern die messtechnische Ausstattung sowie der routinierte Umgang mit den Messdaten weiter fortschreitet und auch für kleine Netzbetreiber zum Standard wird, ist der generelle Übergang zu einer Zählerstandgangbilanzierung sinnvoll.

Fragen nach der konkreten Ausgestaltung der Übergangsphase, nach möglichen ungewünschten Kosten-/ Nutzenverteilungen sowie Unsicherheiten aufgrund aufwendiger Übergangsprozesse sind dabei ausführlich zu berücksichtigen und wissenschaftlich zu begleiten.

Konkret ist darüber hinaus zu untersuchen,

- wie das Verhältnis von Lieferanten und Netzbetreiber ausgestaltet werden soll, wobei auch die Zuordnung des Bezugs von Ausgleichsenergie auf die beiden Akteure zu behandeln ist,
- welche Anpassungen von energiewirtschaftlichen Vorschriften erforderlich sind, um eine Zählerstandgangmessung/-bilanzierung einzuführen. Zu nennen sind hier insbesondere die Messzugangsverordnung (MessZV), die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) und die GPKE.

9.6.2.2. Einführung einer Smart-Grid-Infrastruktur

Untersucht wurde, ob eine Smart-Grid-Infrastruktur nach Maßgabe der moma-Architektur über marktliche Prozesse eingeführt werden kann oder ob eine Regulierung erforderlich ist. Die Smart-Grid-Infrastruktur besteht im moma-Projekt aus Systemzelle, Verteilungsnetzzelle, Objektnetzzelle und Unterobjektzelle. Für diese Teile des Gesamtsystems wurde jeweils untersucht, ob eine marktliche oder regulierte Markteinführung erfolgversprechend ist. Dies erbrachte folgende Ergebnisse:

- Die Systemzelle (bekannt als Kommunikations- und Diensteplattform; auch Datendrehscheibe) ist eine zentrale und unabdingbare Infrastruktureinrichtung und übernimmt hinsichtlich der Systemstabilität und Datensicherheit eine kritische Funktion. Die Bereitstellung der Systemzelle ist durch hohe Fixkosten geprägt. Mit steigender Nutzeranzahl sind durch die sachliche Bündelung von Leistungen positive Netzwerkeffekte zu erwarten. Zudem wirkt der hohe Fixkostenanteil als wettbewerbsmindernde Markteintrittsbarriere. Aus den genannten Gründen wird die regulierte Bereitstellung einer Systemzelle durch einen einzigen Anbieter empfohlen. Wie eine solche Regulierung konkret aussehen könnte, ist künftig zu untersuchen.
- Die an einer Verteilungsnetzzelle angeschlossenen Nutzer des Smart-Grids unterscheiden sich bezüglich ihres Lastverschiebe- und Einsparpotentials sehr stark. Demzufolge wäre eine schrittweise, marktgetriebene Organisation der Verteilungsnetzzellen mit Vorteilen verbunden. Allerdings ist zu beachten, dass ein Teil der Verteilungsnetzzellen-Komponenten systemkritische Aufgaben der Netzführung übernehmen und demnach in den Verantwortungsbereich des VNB fallen. Eine mögliche Organisationsform der Verteilungsnetzzelle, die in einen Mischbereich zwischen Markt und Regulierung fällt und in der die Markt-Netz-Interaktion im Rahmen der Gelbphase des Ampelmodells abgewickelt wird, stellt das Franchise-Modell dar, bei dem die Installation der Verteilungsnetzzelle für ein bestimmtes Gebiet von einem Regulierer ausgeschrieben und dem erfolgreichen Franchise-Nehmer die

Verantwortung übertragen wird. Zur Ausgestaltung eines derartigen Modells besteht noch weiterer Forschungsbedarf.

- Die Ausstattung mit Objektnetzzellen kann aufgrund der sehr heterogenen Kundenlandschaft und dem damit verbundenen, unterschiedlichen Lastverschiebe- und Energieeinsparpotentiale sowie der relativ geringen Kosten pro Stück marktwirtschaftlich organisiert werden. Dies trifft in noch stärkerem Maß auf die potentiellen Kunden der Unterobjektnetzzelle zu. Hier sind die Kosten pro Einheit noch geringer, das Verbrauchs- und Reaktionsverhalten auf Anreize zur Lastverschiebung noch individueller. Daher empfiehlt sich hier ebenfalls eine wettbewerbliche Organisation. Dabei ist jedoch auf eine Normierung der Schnittstellen und Techniken zur Gewährleistung von Informationssicherheit zu achten, um eine Interoperabilität zwischen Diensteschnittstellen und Gateways zu gewährleisten. Ob es sinnvoll oder erforderlich ist, die Installation von Objektnetzzellen bestimmten Akteuren zuzuschreiben (z.B. Gebäudeeigentümern), um technisch unnötige Parallelinstallationen zu vermeiden, ist zu prüfen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass eine potentielle Parallelinstallation einen wettbewerblichen Effekt hat, da sie einen Druck auf die Preise ausübt, die Betreiber von Objektnetzzellen von Nutzern verlangen können.

Der momentan in §§ 21c-21e EnWG verankerte Rollout von Smart-Metern sieht die Installation der Geräte unter bestimmten Bedingungen vor. Der dort verfolgte Ansatz ist konträr zu den hier erarbeiteten Vorschlägen, diesen Teil der Smart-Grid-Infrastruktur wettbewerblich zu organisieren. Ob via EnWG ein kompletter Rollout der Smart Meter erfolgen soll, hängt u.a. von einer noch ausstehenden Kosten-Nutzen-Analyse zu Smart Metern und zu den gegenwärtigen EnWG-Regelungen ab. Diese Ergebnisse wären dann gegebenenfalls eine Grundlage, um die Frage erneut anzugehen, ob die Bereitstellung von intelligenten Messeinrichtungen, die als Teil einer Smart-Grid-Infrastruktur dienen könnten, wettbewerblich erfolgen sollte. Hierbei wäre zu untersuchen, ob der zusätzliche Nutzen eines Smart Grids zusätzliche gesetzliche Anforderungen an Smart Meter rechtfertigt.

9.6.2.3. Unternehmerisches Netzgeschäft

Die Netzwirtschaft ist einem strukturellen und technologischen Wandel unterworfen. Ein “Grüne-Wiese-Ansatz” würde heute ein deutlich anderes Netzzugangssystem als zu Beginn der Liberalisierung ergeben. Durch die wachsende Zahl von dezentralen Einspeisern wird das Kostenwälzungssystem einer angemessenen Anreizsetzung und Risikoverteilung nicht mehr gerecht.

Das Netzgeschäft lässt sich als Wertschöpfungsnetzwerk charakterisieren. Schlüsselgröße ist die Gesamtprofitabilität des Netzwerks im Interesse aller Netznutzer. Diese kann durch Lastmanagement verbessert werden. Dafür ist zunächst erforderlich, dass der Netzbetreiber, der für die Systemstabilität verantwortlich ist, auch die Möglichkeit hat, auf das Verhalten der Entnehmer und Einspeiser in seinem Netz Einfluss zu nehmen. Neben technischen Innovationen sind Anreize für Einspeiser und Entnehmer erforderlich, ihr Verhalten so auszurichten, dass es der Gesamtprofitabilität des Wertschöpfungsnetzwerkes dient.

Die Einflussnahme auf die Einspeiser und Entnehmer kann durch eine Bepreisung nach dem Wert der Netzinanspruchnahme für das Netzwerk erfolgen. Hier bieten sich variable Netzentgelte, leistungs- oder ortsbezogene Netzentgelte, aber auch Flatrates an. Dadurch eröffnet sich erstmalig eine unternehmerische erlösseitige Gestaltung des Netzgeschäftes. Das Lastmanagement durch den Netzbetreiber tritt neben und

nicht an Stelle der Aktivitäten des Wettbewerbs. Es verhält sich im Hinblick auf den Wettbewerb, die Energieeffizienz und die Form der Energieerzeugung grundsätzlich neutral.

Smart Grids tragen die Züge disruptiver Innovationen. Es ist nicht möglich, Anlagen, Prozesse und Organisationen nahtlos von konventionellen auf intelligente Netze umzustellen. Hier ist es häufig erforderlich, dass für eine Übergangszeit gleichzeitig in alten und neuen Technologien bzw. Geschäftsmodellen gehandelt wird. Dies gilt erst recht, wenn es sich um langlebige Infrastruktur-Anlagegüter handelt und mit Technologiesprüngen zu rechnen ist.

Wer also die Auffassung vertritt, dass eine Finanzierung intelligenter Netze aus dem laufenden (konventionellen) Netzgeschäft erfolgen kann, muss akzeptieren, dass ein weitgehender oder gar flächendeckender Aufbau intelligenter Netze nicht zu gestalten ist. Möglicherweise werden damit vielversprechende innovative Ansätze sowie die Partizipationsbemühungen verbaut. Entscheidend in technologischer Hinsicht ist somit die Frage, ob und in wie weit intelligente Netze politisch gewollt sind oder nicht.

Deshalb bleiben aus Sicht eines Verteilungsnetzbetreibers im Wesentlichen zwei Handlungsoptionen: Entweder ist die technologisch innovative Ertüchtigung der Netze in Deutschland gewollt. Dann ist es erforderlich, dass die Kosten der Netzbetreiber für den Ausbau in der Anreizregulierung berücksichtigt werden, soweit die Maßnahmen gesetzlich gefordert sind. Oder man vertritt die Auffassung, dass der Ausbau der Netze rein unternehmerisch getrieben und finanziert wird - mit dem Risiko, dass dann keine flächendeckende technologische Ertüchtigung erfolgt.

Zumindest im Fall des unternehmerischen Ansatzes ist der Rechtsrahmen so zu gestalten, dass er den tatsächlichen Leistungsbeziehungen des Netzgeschäftes mit ihren spezifischen Chancen und Risiken gerecht wird. Es sind Anreize für den Netzbetreiber sowie Einspeiser und Entnehmer zu setzen, ihr Verhalten auf eine Optimierung des Wertschöpfungsnetzwerkes auszurichten. Hierzu ist eine Weiterentwicklung der Preisbildungsregeln notwendig.

Es ist also ein Rahmen zu schaffen, der den Netzbetreibern vor Ort die Wahl der passenden unternehmerischen Mittel überläßt. So kann die Grundlage für eine evolutionäre Verbreitung intelligenter Netzinnovationen geschaffen werden, die marktnah ist und die Grundsätze der Verhältnismäßigkeit und Subsidiarität besonders berücksichtigt.

9.6.2.4. Variable Netzentgelte

Variable Netzentgelte werden im Zuge der Einführung variabler Stromtarife den Netzbetreibern, insbesondere den Verteilungsnetzbetreibern, die Möglichkeit geben, die Netzkunden durch preisliche Anreize zu motivieren, ihren Stromverbrauch soweit möglich in netztechnisch günstige Zeiten zu verlegen. So werden die fluktuierenden erneuerbaren Erzeuger netztechnisch besser integriert, Netzverluste reduziert und langfristig Netzausbaukosten vermieden.

Der Vergleich mit der heutigen Netzentgeltsystematik und dem existierenden Anreizsystem der Leistungspreise zeigt auf, dass die dringend für die Energiewende benötigten Flexibilitäten (Speicher, steuerbare Verbraucher, steuerbare Erzeuger, etc.) von variablen Netzentgelten profitieren und der Leistungspreis bei gleichmäßigen Verbrauchern wie z.B. Kühlhäusern zu Fehlanreizen führt. Unabhängig

davon, wie die Netznutzer auf die Preissignale reagieren, sind variable Netzentgelte „verursachungsgerechter“ als die heutige Systematik.

Da die Änderung der Netzentgeltsystematik einen Paradigmenwechsel bedeutet, wird empfohlen, diesen stufenweise zu vollziehen. Dazu wird ein konkreter Vorschlag in [moma1211] zur Einführung von variablen Netzentgelten vorgestellt. Netzkunden größer 10 GWh und mit mehr als 7.000 Benutzungsstunden sollten ein an die Netzlastprognose (oder alternativ an die Spotmarktpreise der EPEX) gekoppeltes, dreistufiges variables Netzentgelt erhalten, anstatt die gesamten Netzentgelte (wie in § 19 StromNZV festgelegt) erlassen zu bekommen. So werden bei einer relativ kleinen Kundengruppe erste Erfahrungen zur Wirkung eines solchen Anreizsystems, zur Kundenakzeptanz und zur Umstellung der Abrechnungssysteme bei Verteilnetzbetreibern und Energielieferanten gesammelt. Sollten die Erfahrungen positiv ausfallen, kann die Kundengruppe nach und nach erweitert werden (geringere Verbrauchsmengen und kleinere Benutzungsstundenzahlen).

Derzeit scheitert die Einführung von progressiv variablen Tarifen nach Einschätzung befragter Experten in den Energieunternehmen noch maßgeblich an der Abrechnung komplexer Bepreisungssysteme. Wenn aber die Abrechnungssysteme flexibilisiert sind, können intelligentere Strompreisprodukte entwickelt werden, die interessantere Geschäftsmodelle für Energielieferanten, Verteilungsnetzbetreiber und Technologieanbieter ermöglichen.

10. Verwertung und Öffentlichkeitsarbeit zur Ergebnisverbreitung und Marktvorbereitung

10.1. Zusammenfassung der Verwertungsaktivitäten

Innerhalb der Verwertungsaktivitäten im Projektverlauf wurden auf der Hannover-Messe 2010 die Systeme im Objekt des Kunden zum ersten Mal der Öffentlichkeit vorgestellt und konnten auf der HMI 2011 in der Feldtestversion 2 sowie im Berichtszeitraum auf der HMI 2012 in der Version für den Feldtest 3 vervollständigt präsentiert werden. Dabei wurde die mit nachfolgender Abbildung dargestellte Visualisierung des Projektkonzeptes benutzt.

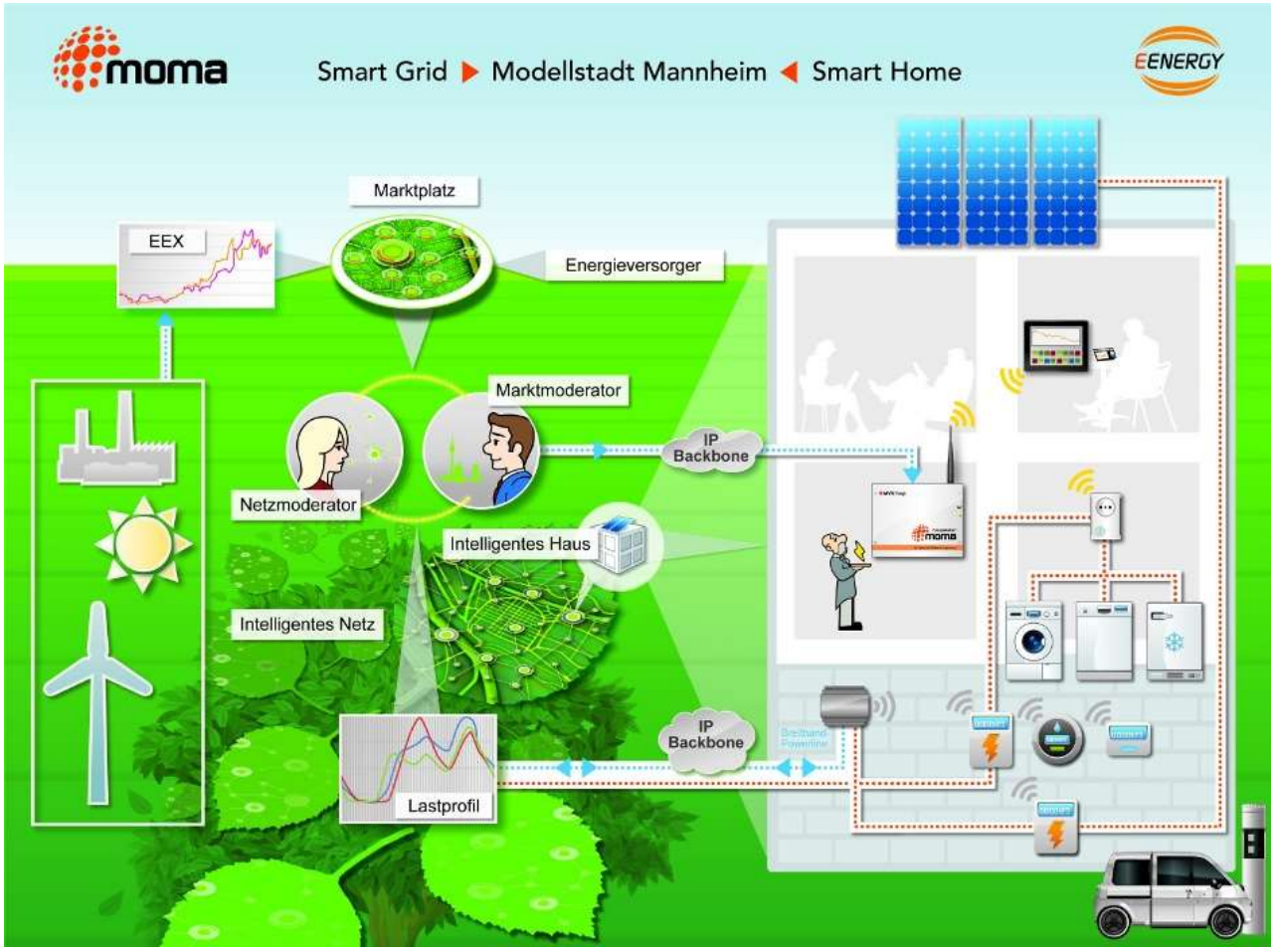


Abbildung 74: Messetafel zum moma-Konzept

Die besonders infolge des verheerenden Unglücks im Atomkraftwerk von Fukushima in Deutschland eingeleitete Energiewende fand ein reges Medieninteresse für moma mit vielfältigen Fernsehbeiträgen auf ARD, ZDF, RTL, DW, SWR. Mit der zunehmenden Aufmerksamkeit in der Landespolitik von Baden-Württemberg für die Thematik Smart Grid und die neuen Chancen der Stadtwerke im Rahmen einer regionaleren Energieversorgung bekam moma im August 2012 Besuch vom Verbraucherschutzminister des Landes, Minister Bonde. Vertreter des Projektes beteiligen sich aktiv an der gegründeten Smart Grid-

Plattform Baden-Württemberg. Die entsprechende Referenzliste öffentlicher Beiträge und zugehörige Filme können der moma-Webseite unter Aktuelles entnommen werden.

Die Nachhaltigkeit der moma-Beiträge innerhalb von E-Energy wurde im Berichtszeitraum weiterhin sichergestellt durch eine intensive Gremienmitarbeit innerhalb des Arbeitspaketes zu Standardisierung und energiewirtschaftlichem Rahmen sowie im Arbeitspaket Verwertung durch Veröffentlichungs- und Vortragsaktivitäten, aber auch durch die enge Kooperation mit der Begleitforschung in den Fachgruppen Systemarchitektur, Interoperabilität, Recht und Markt. Beiträge zu internationalen und nationalen Konferenzen wurden geleistet, wie zum Beispiel für IEEE-Meetings, den VDE-Kongress Smart Grid sowie das Kasseler Symposium. Weitere vielfältige Veröffentlichungen erfolgten, wobei die Liste der gesamten moma-Dokumente und Veröffentlichungen der Referenzliste des Abschlussberichtes entnommen werden kann.

Im Rahmen des Arbeitspaketes Verwertung arbeitete das Projekt intensiv an der Schaffung einer verallgemeinerungsfähigen Systemarchitektur und an der daraus folgenden Definition einer Systemausstattung Smart Grid. Dies erfolgte insbesondere im Rahmen der Aktivitäten innerhalb der VDE ITG-Fokusgruppe Energieinformationssysteme mit zwei in den Jahren 2010 und 2012 erstellten Positionspapieren [VDE10], [VDE12]. Diese Positionspapiere adressierten die Definition des Energieinformationssystems als Verbindung von Kommunikationssystem und Automationssystem mit dem bisherigen Energieversorgungssystem hin zum Smart Grid als intelligente und vernetzte Energieinfrastruktur. Die Nutzung dieser Systemarchitektur zur Verteilungsnetzautomation sowie zur Abbildung eigenständiger, aber gleichzeitig verbundener Netzregelkreise (Netzzellen) wurde mit weiteren Veröffentlichungen auf dem VDE-Kongress Smart Grid Ende 2012 ausgeführt.

Um die Nutzung des moma-Systemansatzes bei anderen Stadtwerken zu ermöglichen, wurde ein generischer Business-Plan sowie ein Leitfaden für Anwender bei Energieversorgungsunternehmen auf Grundlage eines Excel-Werkzeuges erstellt [PPC12].

11. Ergebnisse, Schlussfolgerungen und offene Fragen[36]

11.1. moma-Kernbotschaften und Hauptergebnisse

Im E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim waren die folgenden vier grundsätzlichen Anforderungen auf Basis des Wechsels zum Leitsystem erneuerbare Energien und der damit verbundenen Transformation des Energiesystems Ausgangspunkt der Betrachtungen, die sich aus den Zielen zur Senkung des Kohlendioxidausstosses, der Schonung natürlicher Ressourcen, der weiteren Gewährleistung von Versorgungssicherheit sowie der Erhöhung der Energieeffizienz ergeben.

- **Vielfalt** in der Anwendung von Energieträgern (Wind, Sonne, Geothermie, Biomasse, Wasser, Ozean) sowie neuer Umwandlungsprozesse zum Einsatz für Elektrizität, Wärme, Gas und Verkehr
- Neue lastfernere Erzeugung ebenso wie **Dezentralität** in der Erzeugung bis in die Niederspannungsbereiche und die Liegenschaften der Netznutzer
- **Volatilität** der Erzeugung mit neuen Anforderungen zur Abstimmung von Energienutzung und Energiebereitstellung
- Wachsende **Komplexität** der Steuerung durch die zunehmende Vielfalt von zu steuernden Komponenten, neuer Organisationsformen (z.B. virtuelle Kraftwerke) sowie wachsender Verbundenheit mit Endkunden

Bei der Bestimmung von notwendigen Maßnahmen zur Erfüllung dieser Anforderungen sind folgende unverzichtbare Rahmenbedingungen zu schaffen, die den Erfolg der Transformation des Energiesystems gewährleisten.

1) **Subsidarität ist bei der Transformation** des Energiesystems die Grundlage zur Erschließung zentraler und dezentraler Chancen auf Grundlage erneuerbarer Energien.
2) **Gesellschaftliches Engagement** aller Interessenträger unter Beteiligung von Bürgern, Unternehmen, Kommunen und Regionen in interdisziplinärer und transdisziplinärer Zusammenarbeit ist eine entscheidende Grundlage für den Erfolg der Energiewende.
3) Dies erfordert **Transparenz**, um Wissen über Zusammenhänge bei den Veränderungsprozessen und wirtschaftliche Chancen für alle Beteiligten herzustellen.
4) Die **Verbundenheit** ist durch Beförderung regionaler Interessen im zellularen Netzdenken bei Integration in übergeordnete zentrale Erzeugungsangebote und Steuerungsmechanismen zu erreichen, wobei Zellularität einen Beitrag zur Beibehaltung von Versorgungssicherheit und zur Gewährleistung von Datenschutz darstellt.
5) **Flexibilität** ist mit Geschäftsmodellen für Speicherlösungen, Verbrauchs- und Erzeugungsmanagement, Import-/Exportmechanismen sowie Spartenverbund Grundlage zur Beherrschung eines Systems mit dezentraler und fluktuierender Erzeugung zum intelligenten Zusammenspiel von Markt und Netz sowie zur Optimierung des notwendigen Netzausbaus.

[36] Autor: Andreas Kießling (MVV Energie AG)

6) Die **Modernisierung** der Netze, verbunden mit Maßnahmen zu Netz- und Speicherausbau mit einem erweiterten Energieinformationssystem in die Niederspannungsbereiche und bis zum Endkunden (Smart Grid) ist Grundlage zur Erfüllung neuer Anforderungen und zur Sicherstellung von Netzzuverlässigkeit, wobei Verantwortung zur Gewährleistung von Informationssicherheit (Cyber Security) zu übernehmen ist.

7) Ein **Regelwerk** zur Gestaltung neuer energiewirtschaftlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen für das zum Leitsystem erneuerbare Energien notwendige neue Markt- und Systemdesign ist durch den Gesetzgeber als notwendiger Änderungskoordinator voranzubringen.

Folgende Maßnahmenbereiche wurden im moma-Projekt bearbeitet, um die oben genannten neuen Anforderungen sowie die dazu notwendigen Rahmenbedingungen zu erfüllen. In jedem Abschnitt wird dabei Bezug auf die wichtigsten moma-Ergebnisse genommen.

A - Grundlegende Schlussfolgerungen

Bei der Gestaltung notwendiger Maßnahmen zur Erfüllung der neuen Anforderungen sowie damit verbundener Rahmenbedingungen widmete sich moma verschiedenen Arbeitsschwerpunkten, die nachfolgend zusammenfassend kurz dargestellt und mit Quellenverweisen zu moma-Publikationen versehen werden. Die Begründung der eingesetzten Methoden sowie regionaler Ansätze erfolgt auf Grundlage der genannten Anforderungen mit neuen Energieflüssen und vielfältigen Wandlungsverfahren zwischen Strom, Gas, Wärme und Verkehr, mit dezentraler Erzeugung bei Bürgern, Unternehmen, Kommunen und Regionen, aber auch wachsender Volatilität der Erzeugung sowie steigender Komplexität der Steuerung aufgrund vernetzter, millionenfacher Komponenten bis in Niederspannungsbereiche und zum Endkunden. Daraus ergeben sich einerseits neue zellulare Netzführungsmethoden zur Komplexitätsreduktion und zur Sicherstellung von Versorgungs- und Informationssicherheit, aber anderseits auch neue überregionale und regionale Marktchancen. **Seitens des moma-Projektes werden Schlussfolgerungen aus diesen Veränderungsprozessen umfassend mit Vorschlägen für regulatorische und energiewirtschaftliche Anpassungen in [moma1204], [moma1105], [moma1107] sowie [KK11] gezogen.** Das grundlegende Vorgehen im Projekt wird in [BKKD10], [KR09] vorgestellt. Intensiv wurde schon im Projektverlauf an der Verallgemeinerung der Ergebnisse in Gremien und Verbänden mitgearbeitet. Hierzu werden insbesondere die Aktivitäten bei der Mitarbeit an der deutschen Normungsroadmap [DKE10], [DKE12] sowie in der VDE ITG Arbeitsgruppe Energieinformationssysteme [VDE10], [VDE12] hervorgehoben. Auch im europäischen Rahmen wirkte moma aktiv mit [ETFEG3_11], [M490SE12].

B - Systemarchitektur in zellularer Topologie

Zur Erlangung eines hohen Grades an Flexibilität im zukünftigen Energiesystem, zur Erschließung regionaler und zentraler Chancen, zur Sicherstellung von Verbundenheit im Netz und Markt, von Versorgungssicherheit, Informationssicherheit und Datenschutz sowie zur technischen Untersuchung der spartenübergreifenden Steuerung entwickelte moma eine flexible Systemarchitektur, die insbesondere den Herausforderungen der wachsenden Komplexität der Steuerung im Rahmen der dezentralen Erzeugung gerecht wird.

Die Komplexität eines Systems kann durch die Zerlegung in kleinere Systeme als eigenständige Regelkreise mit einer beherrschbaren Knotenzahl reduziert werden. In diesem Sinne bilden dann die eigenständigen, aber gleichzeitig verbundenen Regelkreise ein Gesamtsystem [BKN09], [moma1105]. Daraus resultiert die Notwendigkeit für ein System-of-systems engineering. Hierbei erfolgt die Zerlegung von bisher als Gesamtentität zentral geführten Netzen in selbständige aber verbundene Regelkreise mit der Abbildung energiewirtschaftlicher Grundprozesse im zugeordneten Regelkreis sowie die definierte Interaktion mit benachbarten und übergeordneten Netzregionen aber auch den Kundenanwesen.

Die Ausgestaltung der Systemarchitektur erfolgt damit in der Spezifikation einer zellularen Topologie mit der Definition der Zellen als selbstoptimierende Regelkreise, die über eine integrierende Infrastruktur in der Systemzelle miteinander verbunden sind, sowie in der Mitarbeit in der AG Referenzarchitektur innerhalb des EU Smart Grid Mandats M/490.

Diese erste zellulare Handlungsebene wird durch die Liegenschaften der Netznutzer in Form eines Wohn-, Gewerbe- und Industrieobjekten, aber auch von mobilen Objekten abgebildet. Diese enthält einerseits das Energiemanagementsystem der Liegenschaft, aber auch eigenständige Energiemanagementsysteme in den Unterobjekten der Liegenschaft, wobei moma diese Systeme mit Hilfe des Energiebutlers in der Verbindung eines Energiemanagers und eines Energiemanagement Gateways als bidirektionale Schnittstelle in die Außenwelt realisierte. Die Managementsysteme der Liegenschaft besitzen eine Verbindung zu den Verbrauchsmesseinrichtungen (Smart Meter), wobei die Smart Meter ebenso über eine Kommunikationseinrichtung mit der Außenwelt verbunden sind.

Die zweite Handlungsebene der Architektur wird durch Netzbereiche als selbstoptimierende Zellen abgebildet, die einerseits auf gleicher Spannungsebene miteinander agieren, aber ebenso als sich wiederholende Zellstruktur hierarchisch über verschiedene Spannungsbereiche aufgebaut werden können.

Eine Systemzelle bildet die dritte Handlungsebene, die mittels Integrationsinfrastruktur einerseits die Smart Metering-Infrastruktur aber auch anderseits die IKT in den Zellen derartig zusammenführt, dass der Netzakteur in der Leitwarte des jeweiligen Netzes sowie die Marktakteure mit ihren Enterprisesystemen die notwendigen Daten und Dienste aus der Netzinfrastruktur mit den angebundenen Anlagen und Liegenschaften zur Verfügung gestellt bekommen. Diese Integrationsinfrastruktur, die in moma mittels der alpha-CORE-Infrastruktur von IBM aufgebaut wurde, bildet als Drehscheibe und Träger des Marktplatzes der Energie zusammen mit der Kommunikationsinfrastruktur sowie den Kommunikations-Gateways in den Liegenschaften der Kunden die Grundlage für das erweiterte Energieinformationssystem, das zusammen mit der elektrischen Infrastruktur das Smart Grid abbildet [CC11], [SF11].

Über die Definition der Regelkreisarchitektur einer Zelle soll die Möglichkeit zur Schaffung verbundener Regelkreise und hierarchisch gegliederter Regelkreise durch eine sich wiederholende Systemausstattung mit gleichen Prozessen geschaffen werden, um die Verbindung von Liegenschaften im Netz, verschiedenen Netztypen in den Verteilungsnetzen sowie die Einordnung in Übertragungsnetze und europäische Supergrids nach gleichen Ablaufschemen zu ermöglichen. Die Einordnung in die europäische Referenzarchitektur sowie die Ontologie des Smart Energy Systems erlauben die Abbildung von Datenmodellen für Systeme aus Systemen über Komponenten verschiedenster Akteure als Grundlage für Interoperabilität in einem komplexen Gesamtsystem.

Für weitere Ausführungen zur Systemarchitektur sowie zur zellularen Topologie wird auf [BKN09], [SSR11], [KK10], [Ka1210], [moma1105] und [moma1304] verwiesen. Das Begriffsmodell für die Systemarchitektur

des Smart Grids wurde unter Beteiligung des moma-Projektes im VDE ITG-Positionspapier 2.0 zu Energieinformationssystemen verallgemeinert [VDE12] sowie im Rahmen von Terminologiearbeiten bei der DKE zum Smart Energy System weitergeführt [DKE-Wiki].

C - Verteilte Verteilungsnetzautomatisierung

Diese verbundenen Regelkreise begründen verteilte Netzführungsmethoden im moma-Projekt, aber auch verteilte Marktführungsmechanismen. Eine wirtschaftliche Umsetzung erfordert wiederum die Automatisierung von Prozessen. Deshalb wird vorgeschlagen, jeden Regelkreis mit Automaten für Netz- und Marktaufgaben zur Prozessabwicklung auszustatten. Daraus wiederum resultiert das Konzept der verteilten Verteilungsnetzautomatisierung. **Die vorgeschlagene Systemarchitektur in zellularer Topologie erforderte damit die Modellierung und Simulation der Netzführung in verbundenen Regelkreisen durch verteilte Automation mittels Markt- und Netzautomaten**.

Jeder Zellbereich wird durch einen Netzmoderator (Netzautomat), der mit der übergeordneten Spannungsebene oder der Netzleitwarte in Verbindung steht, automatisiert geführt. In den Netzzellen wirken Marktmoderatoren (Marktautomaten) als Vertreter verschiedener Marktakteure durch Interaktionen mit den Energiebutlern der Endkunden, aber auch durch Interaktionen mit dem Netzmoderator. Die Automatisierung erfolgt also einerseits im selbstoptimierenden Gebäude mit dem Energiebutler als Automat im BEMI-System [BKN09] und anderseits in Netzregionen mit jeweils einem Netz- und einem Marktautomaten innerhalb einer Netzstation dieser Region [KKR11], [KKSR12].

Im moma-Projekt wird dieses Vorgehen im Niederspannungsbereich untersucht. Grundsätzlich sind aber automatisierte, zellulare Strukturen auch in Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsbereichen mit einer hierarchischen Abstimmung zwischen den Spannungsebenen definierbar.

Die Verbindung von automatisierten Regelkreisen in Kundenanwesen mit Regelkreisen in Netzzellen im Zusammenhang mit externen Parametern des Marktes und übergeordneten Netzen führt zur Evolution eines Gesamtsystems mit neuen Eigenschaften hinsichtlich Widerstandsfähigkeit gegenüber Störungen (Resilienz), geringerer Verletzbarkeit des Gesamtsystems (Vulnerabilität) sowie höherer Flexibilität beim Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Der Grad der Herausbildung neuer Eigenschaften (Emergenz), um die Komplexität der Steuerung im Rahmen dezentraler Erzeugung und Einbindung des Endkunden durch eine hierarchische Steuerungsverantwortung und eigenständige, aber verbundene Regelkreise zu entlasten, wird im Forschungsprojekt moma anfänglich untersucht. Dazu werden Mechanismen zur Abstimmung des regionalen Ausgleiches und der Qualitätsregelung durch Modellbildungen, Implementierungen in einer Simulationsumgebung sowie Simulationsläufe entwickelt. **Ein Patent für Abstimmungsverfahren in Netzzellen mit Automaten wurde angemeldet [KST12].** Dabei werden drei Automatentypen umgesetzt, die mit dem Energiebutler als Gebäudeautomat, dem Netzautomaten und dem Marktautomaten in [Ka1210], [KK10], [KKSR12] sowie [KHKB12] näher erläutert werden. Umfassend wurden darauf basierende Ansätze aus dem moma-Projekt in das VDE ITG Positionspapier „Energieinformationssysteme“ 2.0 im Kapitel „Verteilungsnetzautomatisierung“ [VDE12] eingebracht.

Diese Mechanismen bieten weiterhin die Möglichkeit der Eigenständigkeit von Regelkreisen im Störungsfall, um bei Netzausfällen Teilbereiche zu erhalten und den Wiederaufbau des Gesamtsystems zu unterstützen. Die zellulare Topologie mit automatisierten Mechanismen bildet damit einen Beitrag zur Erhaltung der Versorgungssicherheit auch unter den neuen Rahmenbedingungen.

Zur Realisierung besteht aber noch weiterer Forschungsbedarf, um die aktuellen Simulationen in große Netze verschiedener Typen zu skalieren sowie die hierarchische Interaktion mit übergelagerten Netzen sicherzustellen. Ebenso sind noch verbundene Markt- / Netzmodelle zu untersuchen, um die Abstimmung von Netz und Markt im regionalen Bereich zu ermöglichen.

D - Schnittstelle Liegenschaft des Netznutzers zum Smart Grid (Smart Grid Anschlusspunkt)

Eines der grundlegenden Ziele beim Umbau des Energiesystems ist die Endkundenintegration, um erstens Demand Side Management-Lösungen, zweitens auch die Marktintegration dezentraler Erzeugungsanlagen sowie drittens das Angebot von Systemdienstleistungen von Netznutzern an die Verteilungsnetze zu ermöglichen. Dafür wird ein interoperables, kostengünstiges und massentaugliches Endgerät als Schnittstelle zwischen Smart Grid und Liegenschaft benötigt, das die Kommunikation auf Grundlage von Normen zwischen Netz und Markt sowie Geräten und Anlagen in der Liegenschaft ermöglicht sowie mit dem BSI-Smart Meter Gateway zur Sicherstellung der Anforderungen beim Datenschutz im Bereich des Metering kommunizieren kann. **Ein solches sogenanntes Energiemanagement Gateway (EMG) wurde in moma entwickelt und in Gremien weiter als Grundlage eines diskriminierungsfreien Kundenzuganges zum Energiesystem verallgemeinert.**

Im Rahmen dieser Aufgabenstellung wurde im moma-Projekt die Sicht auf das Anwesen oder die Liegenschaft des Netznutzers als sich energetisch eigenständig optimierende Objektnetzzelle vorgeschlagen, wobei als Anwesen ebenso ein Wohngebäude, ein kommerzielles Gebäude sowie auch ein Industrieobjekt oder ein mobiles Objekt definiert werden kann. Dieses Objekt bildet durch Ausstattung mit Sensorik und Aktorik inklusive der Verbrauchsmesseinrichtungen für Strom, Wärme, Gas und Wasser, mit einem objektinternen Kommunikationssystem, einer bidirektionalen Kommunikationsschnittstelle zum Smart Grid in Form zweier logischer Gateways (Meter Gateway und EMG) sowie einem für das dezentrale Energiemanagement im Objekt verantwortlichen Energiemanager zur Optimierung der Energieflüsse im Objekt und mit der Außenwelt einen eigenständigen Regelkreis. Eine Visualisierungs- und Bedienschnittstelle für den Inhaber oder Nutzer der Liegenschaft zur Interaktion mit dem Energiemanager vervollständigt das System.

Das Energiemanagement Gateway wurde im Projekt als Kommunikationsschnittstelle ausgeprägt. Um auf diesem Energiemanagement Gateway beliebige Applikationen für Energiemanagementlösungen und Gerätesteuerung laufen zu lassen, wird eine offene Diensteplattform benötigt, die allen Applikationsentwicklern zur Verfügung steht. **Dabei wurde insbesondere zur Definition einer von der Hardware des Gateways abstrahierten Ausführungsumgebung für ein objektbezogenes Energiemanagement mit OGEMA ([NRW10], [Ka1110]) ein Lösungsansatz entwickelt, der eine standardisierte Plattform für Energiemanagement umsetzt.** moma-Energiemanagement im Gebäude funktioniert mit dem Energiebutler auf Grundlage der OGEMA-Plattform. Die OGEMA-Entwicklung durch das Fraunhofer IWES wird auch nach dem Projekt im Rahmen der OGEMA-Allianz und des Projektes OGEMA 2.0 fortgeführt.

Im E-Energy-Projekt Smart Watts wurden zur Kommunikation zwischen den Energiesystemkomponenten in der Liegenschaft für das Energiemanagementnetzwerk (in moma abstrakt als Energiemanagement-LAN bezeichnet) mit dem EE-Bus [Ke1105] (Home area network: HAN) erste standardisierbare Lösungsansätze vorgestellt. Während OGEMA die Softwareplattform eines EMG schafft, werden im EE-Bus einerseits

Inhouse-Kommunikationsstacks sowie anderseits eine abstrahierte XML-Notation verschiedener Standards an der Anwendungsschnittstelle zum Kommunikationsstack in die Außenwelt geschaffen. Damit ergab sich eine hervorragende Kooperationsgrundlage, die mit der Mitgliedschaft in der EE-Bus-Initiative weiter ausgestaltet wird, um gemeinsam Produktentwicklungen voranzutreiben.

Zwischen OGEMA und EE-Bus wurde eine Kooperation vereinbart, die die Ansätze einer standardisierten Plattform für Energiemanagement mit einer standardisierten Kommunikation zur Liegenschaft und von dort zu den Geräten und Anlagen in der Liegenschaft zusammenführt.

Die Umsetzung dieser Architektur wird in [NRS09], [Rj10] und [moma1304] detailliert ausgeführt. Dabei wurde zur Auswahl der eingesetzten Sensorik und Aktorik eine Projektstudie erarbeitet [Iw09]. Das moma-Projekt beteiligte sich aktiv an der deutschen Diskussion, in der das Meter-Gateway und das Energiemanagement Gateway als Schnittstelle zwischen dem Smart Grid und dem Anschlussobjekt des Kunden herausgearbeitet wurde [VDE12]. **Unter Beibehaltung der logischen Trennung von EMG und Energiemanager auf Grundlage der OGEMA-Plattform erfolgte im moma-Projekt die Entwicklung des Energiebutlers durch die Konsortialpartner Fraunhofer IWES und Papendorf SE**.

E - Kommunikationsinfrastruktur und Smart Metering

Das Energieinformationssystem als Basis des Smart Grids wurde in moma durch den Konsortialpartner Power Plus Communications (PPC) implementiert, bestehend aus Smart Metering-Komponenten, aus einer Kommunikationsinfrastruktur auf Basis des Internetprotokolls und Breitband-Powerline, das die Verbindung zur Integrationsinfrastruktur in der Systemzelle herstellt.

Für den Aufbau eines intelligenten Stromnetzes ist eine robuste, IP-basierte, breitbandige, echtzeitfähige, und überall verfügbare Kommunikationsinfrastruktur erforderlich. Diese Infrastruktur setzt sich aus folgenden Komponenten zusammen:

- Netzwerkkomponenten zum Informationstransport mit Knoten und Leitungen, die in moma in Form von Breitband-Powerline-Modems zur Anbindung an das Weitverkehrsnetz (WAN) sowie bidirektionalen Kommunikationseinheiten (BDKE) als Meter Gateways zwischen WAN und Feldbus der Verbrauchsmesseinrichtungen (Smart Meter) umgesetzt wurden
- Kommunikations-Gateways als Kommunikationsbrücken zwischen verschiedenen Wirkungsdomänen des intelligenten Energiesystems, die in moma mit bidirektionalen Kommunikationseinheiten (BDKE) als Meter Gateways zwischen WAN und Feldbus der Verbrauchsmesseinrichtungen (Smart Meter) implementiert wurden
- Kommunikationsnetzwerk, das in moma mittels Breitband-Powerline aufgebaut wurde

Das Kommunikationssystem innerhalb des moma-Projektes mit der Spezifikation vielfältiger Schnittstellen in den Zellen der moma-Architektur sowie der interzellularen Interaktion wurde in [Ud09] in Verantwortung der Universität Duisburg-Essen definiert und für den Feldtest implementiert. **Das dabei eingesetzte Breitband-Powerline-System erfüllte insbesondere als Haus IP-Anschluss alle Anforderungen an eine Smart-Energy-Kommunikations-Infrastruktur vollumfänglich.**

Der Sicherheitsaspekt im Smart Energy System unterliegt als Querschnittsfunktion für das Gesamtsystem einer vertikalen Betrachtung über alle Ebenen. Aber vor allem der Aufbau der Kommunikations- und

Automationsinfrastruktur bedarf mit der Schaffung einer vernetzten kritischen Infrastruktur eines durchgängigen Konzeptes für Informationssicherheit und Datenschutz. Aus diesem Grunde empfiehlt das moma-Projekt die Verantwortlichkeit, zum Aufbau der Kommunikationsinfrastruktur für Smart Grid und Smart Metering einer regulierten Rolle zuzuordnen, die hier als Kommunikationsnetzbetreiber bezeichnet wird. Die Rolle umfasst die Verantwortlichkeit für Planung, Bau und Instandhaltung der Kommunikationssysteme zur Verbindung aller Energiesystemkomponenten. Der Kommunikationsnetzbetreiber stellt die gesicherte Kommunikations-Infrastruktur zur Verfügung und ist für deren Betrieb und die Einhaltung relevanter Vorschriften verantwortlich. Die Positionen aus dem moma-Projekt werden umfassend in [moma1105], [Ka1104] ausgeführt und begründet.

Die auf diesem Energieinformationssystem aufgebaute Smart Metering-Landschaft wird realisiert durch

- Messendgeräte verschiedener Sparten, die über einen Metering-Feldbus an das Smart Meter Gateway (BDKE) angeschlossen sind,
- den Energiedaten-Server (EnDS) von PPC, der als Messdatenkonzentrator Zählerstandszeitreihen bildet, speichert und an andere Akteure über die IBM-Integrationsplattform weiterleitet,
- zentrales Metering-Datensystem ARGOS zur Aufbereitung der Daten für die Abrechnung und zentrale Visualisierung,
- Metering-Portal zur Visualisierung der Messdaten für den Kunden über einen Webzugriff und
- dezentrale Visualisierung über eine Tablet- oder PC-Applikation beim Endkunden sowie die Kommunikation über den Energiebutler

Das Smart Meter Gateway ist die Grundlage für Messdatenerfassung und Datenschutz, Visualisierung, Tarifierung und Abrechnung im Anschlussobjekt als Liegenschaft des Anschlussnehmers.

Weitergehende Ausführungen sind [moma1304] zu entnehmen.

F - Informationssicherheit und Datenschutz als Schlüsselfaktor für den Erfolg von Smart Grid

Die zunehmende Verbreitung von dezentralen Energiegewinnungsanlagen sowie die notwendige Systemflexibilisierung führen zu einer wachsenden Vernetzung smarter Systemkomponenten. Die Vernetzung einer kritischen Infrastruktur sowie die kommunikative Einbeziehung des Endkunden in neue Marktmechanismen und Dienstleistungen bringen wiederum neue Anforderungen zur Gewährleistung von Datenschutz sowie Versorgungssicherheit mit sich. Datenschutz soll deshalb schon im Systemdesign gewährleistet sein. Hierzu veröffentlichte die Fachgruppe Recht im Rahmen der E-Energy-Begleitforschung unter aktiver Beteiligung des moma-Projektes das Buch „Datenschutz im Smart Grid“ [FGR11]. Ebenso gilt es, die Ende-zu-Ende-Prozesssicherheit im Rahmen komplexer Komponenten- und Akteursinteraktionen zu gestalten. Konzepte im Rahmen des EU Smart Grid Mandats M/490 sowie des deutschen BSI-Schutzprofils widmen sich der Gewährleistung von Informationssicherheit und Datenschutz über Top-down- sowie Bottom-up-Ansätze, die Analogien in der Nutzung von Anwendungsfallclustern als Grundlage für die Bedrohungsanalyse erkennen lassen.

Das moma-Projekt befasste sich von Beginn an mit dieser entscheidenden Rahmenbedingung für den Erfolg von Smart Grids. Dazu wird auf die Quellen [Ib09], [Ka1109] und [Ka1211] verwiesen.

Auf den Erkenntnissen des Projektes basierend brachte sich der moma-Konsortialpartner intensiv in die deutsche und europäische Diskussion im Normungsumfeld zur Informationssicherheit im Smart Grid ein. In der Arbeitsgruppe Security innerhalb des europäischen Smart Grid-Normungsmandats M/490 wurde schließlich die Methodik für Ende-zu-Ende-Informationssicherheit und Sicherheit-im-Design entwickelt, die im Ergebnisreport der Gruppe ausgeführt wird [M490SE12].

G - Neue Anwendungsfallcluster, Prozesse und Normung sowie Modellierungsmethodik

Neue Anforderungen führen zu neuen Funktionen, die im Rahmen des E-Energy-Projektes umfassend als Anwendungsfälle spezifiziert wurden und aus diesem Umfeld wie auch weiterer Projekte in die nationalen Normungsaktivitäten eingebracht wurden. Im nationalen Rahmen wurden die Anwendungsfälle in Verbandsaktivitäten des BDEW sowie auch der BMWi Arbeitsgemeinschaft Intelligente Netze verallgemeinert und in das BDEW-Ampelmodell überführt. Im Europäischen Rahmen leistete diese Arbeit die Arbeitsgruppe „Nachhaltige Prozesse“ innerhalb des Smart Grid-Normungsmandats M/490 durch Verallgemeinerung zu generischen Use Cases, auf deren Grundlage weitere Normungsaktivitäten und Profilierungen von Normen erfolgen sollen.

Seitens des moma-Projektes wurde dieser Prozess umfänglich begleitet. Im Projekt wurden neue Funktionen in umfassender Weise definiert, deren Modellierung auf Grundlage von Zielen und Anforderungen bis zur Spezifikation der Use Cases als Grundlage zur Erkennung von Anwendungsschnittstellen und benötigter Datenmodelle erfolgte. Dies wiederum bildet die Grundlage der Normung, in der sich moma aktiv engagierte [Ib12] und schon in einer sehr frühen Phase des Projektes erste Wege zur internationalen Standardisierung erarbeitete [Ib10].

Mit der Methodik zur Modellierung von Anwendungsfällen, zur Ableitung von Maßnahmen für Interoperabilität und Informationssicherheit bis zur Normenprofilierung für Kommunikation und Sicherheit mit dem Chronos-Tool von IBM wurde eine konsequent datenbankbasierte Technologie auf Grundlage einer definierten Beschreibungsform von Use Cases eingesetzt, die im Rahmen des DKE-Kompetenzzentrums Normung E-Energy/Smart Grid in die nationale Normungslandschaft eingebracht wurde [KKUS11] und von dort in der WG Sustainable processes im Smart Grid Mandat M/490 weiter in internationaler Zusammenarbeit verallgemeinert wurde [SKS12].

Die im moma-Projekt spezifizierten Funktionen sind im Ergebnisdokument zur Applikationsmodellierung dokumentiert [moma1203]. Eine Auswahl dieser Funktionen implementierte das Konsortium in Feldtests in Mannheim bzw. Dresden, aber auch in Demo-Versuchen zur Anbindung von KWK-Anlagen sowie in Simulationen.

Folgende Anwendungsszenarien wurden in moma erweitert modelliert, spezifiziert und entweder für die Feldtests, Demonstrationen oder Simulationen implementiert.

- **Demand Side Management [Rj10] mit automatisiertem Energiemanagement in Kundenliegenschaften sowie Interaktion mit Energiemarkt und –netz mittels BEMI-System mit Feldtest in Mannheim**
- **Benutzerfreundliche Bedienungsanwendung (moma-App) für den Kunden zur Interaktion mit dem Energiemanagementsystem sowie als dezentrales Smart Metering-Display**

- **Marktintegration (Demoimplementierungen in Mannheim und Dresden) mit Potentialuntersuchungen für thermische Kapazitäten in Gebäuden**
- **Automatisierte Spannungssteuerung und Spitzenlastbegrenzung im Verteilungsnetz [HKH11]; [KBK11] mit Simulation**
- **Verteilte Netzführung durch Interagenten-Kommunikation in Simulationsumgebung**

Es ergibt sich die Fragestellung, wie Use Cases in die Anwendung auf Grundlage von Normen mit Interoperabilität zwischen Geräten verschiedener Hersteller überführt werden können. **Deshalb wurde in die Use Case-Methodik im Rahmen der deutschen Normungsroadmap, an der moma mit zwei Vertretern aktiv mitwirkte, ein weiterer Arbeitsschritt zur Profilierung von Standards eingeführt. Die Profilierung kann insbesondere auf nationalem Level notwendig werden, um Standards für konkrete Szenarien und definierte Prozesse mit bestimmten Hintergrundbedingungen in der Weise anzuwenden, dass Schnittstellen festgelegt und im Prozess benötigte Daten exakt beschrieben werden.** Die Implementierung des Standards läßt sich damit als spezifische Normenanwendung definieren, um eine konsistente Interoperabilität zu gewährleisten.

Auf Grundlage des Standardprofils in Verbindung mit einem Cluster von Use Cases im Rahmen einer bestimmten Anwendung läßt sich eine Testprozedur festlegen, mit der Geräte, die Interoperabilität zu einem bestimmten Use Case Cluster gewährleisten, auf Konformität zum Standardprofil geprüft werden. Damit kann zukünftig die Profilierung von zu Anwendungsclustern gehörigen Kommunikations- und Sicherheitsnormen mit der nachfolgenden Definition von Testverfahren erfolgen, die wiederum Grundlage für Konformitätsprüfungen von Komponenten im Anwendungscluster sind, um die Interoperabilität und Sicherheit der Komponenten in einem zukünftigen Energiesystem nachzuweisen.

Somit kann die Interoperabilität von Geräten innerhalb einer Anwendung garantiert werden. Für nähere Ausführungen wird auf [DKE12] und [SKS12] verwiesen.

H - Thermische Potentiale zur Erschließung von Flexibilitäten im Kälte- sowie Wärmebereich

Zur Erschließung der notwendigen Flexibilitäten bei der Erfüllung der genannten neuen Anforderungen werden Erzeugungs- und Verbrauchssteuerungen, Speicher sowie Export-/Importmechanismen zwischen Netzbereichen benötigt. Ebenso gilt es auch die Flexibilisierungspotentiale im Spartenverbund zu erschließen. Stichworte sind hier Power-to-gas, Kraft-Wärme-Kopplung sowie Nutzung thermischer Trägheitspotentiale.

Das moma-Projekt widmete sich dabei insbesondere der Erschließung thermischer Potentiale von Kälteanlagen sowie von Wärmespeichern.

Ziel einer beim Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu) erstellten Studie im Rahmen des Projektes war dabei die detaillierte Beschreibung des Lastverlagerungspotentials in der Kälteerzeugung der Stadt Mannheim. Es wurde untersucht, ob mittels IKT und dezentraler Entscheidungsmechanismen thermische Speicher in Form von Kälteanlagen für ein Lastmanagement sowie zum Angebot von Reserveleistungen für virtuelle, lokale Regelenergiepools genutzt werden können. Auf Basis einer empirischen Untersuchung wurde für die Stadt Mannheim eine Schätzung des Potentials zur Ermittlung der

Lastverlagerungsmöglichkeiten in der Kälteerzeugung durchgeführt [If09_2], [GP10]. Während in Mannheim ein akkumuliertes, realisierbares Potential von 17 MW_{el} als positive Regelleistung zur Verfügung steht, liegt das negative Regelleistungspotential bei 21 MW_{el}. Als Verlagerungsdauer können je nach Anwendung Zeitspannen von 20 Minuten bis vier Stunden angenommen werden. Wendet man die Ergebnisse der Arbeit auf den Standort Deutschland an, so haben die für ein Lastmanagement geeigneten Branchen ein theoretisches Potential von 4,2 GW_{el}. Aufgrund der Hemmnisse bleibt ein realisierbares Potential von immerhin 2,8 GW_{el}. Die Haushalte haben daran einen Anteil von 1,4 GW_{el}.

Die Algorithmenentwicklung zur Erschließung des Potentials von Kühlgeräten (Demand Response mit speicherbehafteten Endgeräten) erfolgte bei Fraunhofer IWES.

Die entwickelten Algorithmen können eingesetzt werden, um Geräte mit thermischen Speicherpotentialen verschiedener Größenklassen auf Basis von Anreizen mit variablen Preisen und unter Beobachtung des internen Speicherzustandes so zu steuern, dass eine optimale Lastverschiebung erreicht wird. Der Einsatz wird aufgrund der größeren Potentiale zunächst bei Gewerbekunden erfolgen, wobei der Energiebutler Träger der Algorithmen ist. Beim Privatkunden wird die Nutzung der kleineren Potentiale zunehmend im Zusammenhang mit Smart Home-Lösungen sowie weiteren Nutzenspotentialen (z.B. Wärmepumpen, Elektromobilität) erschließbar sein.

Weiterhin erfolgten Potentialuntersuchungen für thermische Kapazitäten in Gebäuden sowie die Untersuchung der technischen Erschließbarkeit der Flexibilisierungspotentiale von Gebäudewärmekapazitäten über KWK-Anlagen und das Fernwärmesystem zur Bestimmung von Lastverschiebungs- sowie Minutenreserve-Potentialen bei Wärmespeichern im Rahmen einer Studie der TU Dresden.

Mit dem langfristigen Ziel, das gesamte Fernwärmenetz als Wärmespeicher zu betrachten und dessen Trägheitsreserve zur verbundenen energieeffizienten Regelung von Strom und Fernwärme einzusetzen, wurde der Fokus im Projekt nur auf die Gebäudewärmekapazität gerichtet, um das hier vorhandene Regelpotential zu untersuchen [Dr10]. Mit dem Demonstrationsversuch in Dresden unter Verantwortung der DREWAG Stadtwerke GmbH wird das Potential technisch evaluiert. Im Ergebnis konnte nachgewiesen werden, dass ein temporäres, thermisches Verschiebepotential von KWK-Anlagen von bis zu 20 % vorhanden ist, ohne dass Behaglichkeitseinbußen oder Akzeptanzprobleme beim Kunden zu verzeichnen sind.

Die diesbezüglich erstellten Algorithmen stehen für weitergehende Untersuchungen, insbesondere verschiedener Vermarktungsmöglichkeiten dieser Potentiale, zur Verfügung.

I - Wirtschaftlichkeitsanalysen zu Geschäftsmodellen und Kosten Smart Grid-Infrastruktur

Im Rahmen des E-Energy-Projektes „Modellstadt Mannheim“ ging es in den Untersuchungen des Insituts für zukünftige Energiesysteme Saarbrücken (IZES) zunächst darum, auf Grundlage des heutigen elektrizitätswirtschaftlichen Umfeldes und des heutigen Systemstandes die ersten plausiblen Geschäftsmodelle für das zukünftige Energiesystem strukturiert zu beschreiben. Sämtliche Modelle zielten allein auf den Stromsektor ab. Der wirtschaftliche Rahmen der handelnden Akteure wurde durch die unterschiedlichen elektrizitätswirtschaftlichen Teilmärkte abgesteckt. Dabei wurde die Funktionsfähigkeit der Teilmärkte im Sinne der wettbewerbspolitischen Leitbilder unterstellt. In einem zweiten Schritt fasste man unterschiedliche Geschäftsmodelle zu Geschäftsfällen (Business Cases) zusammen, die von den

Bearbeitern als erfolgversprechend angesehen wurden. Dies führte im Rahmen der moma-Studie zu Geschäftsmodellen [Iz09], [Lu10] zu vier Business Cases, die nachfolgend zu einem gesamthaften Geschäftsplan verbunden wurden.

Für die vier gewählten Business Cases zeigten sich wirtschaftliche Potentiale, die aber durch einen eigenständigen Aufbau der benötigten IKT-Infrastruktur für jeden einzeln betrachteten Business Case verloren gehen würden. Insofern wurde im Weiteren eine gemeinsame Infrastruktur betrachtet, die ein Enabler als Infrastrukturbetreiber allen Marktakteuren für ihre Geschäftsmodelle zur Verfügung stellt. Dafür wurde ein Business Plan unter integrativer Betrachtung der vier Busines Cases und der gemeinsam zu nutzenden Infrastruktur erarbeitet und wirtschaftlich bewertet [moma1201].

Die weitere Applikationsmodellierung im Projekt widmete sich nur zwei der genannten Business Cases (Geschäftsfall mit variablen Tarifen durch den Lieferanten; GHM-L sowie Geschäftsfall Netzlastmanagement; NLM), um daraus notwendige legislative und regulatorische Anpassungsbedarfe zu identifizieren.

Bezüglich der zur Realisierung der einzelnen Geschäftsmodelle benötigten gemeinsamen IKT-Infrastruktur wurden zusätzliche Betrachtungen im Projekt zu einer regulierten Funktion, dem IKT-Infrastrukturbetreiber als Enabler neuer Netz- und Marktfunktionen im Smart Grid, vorgenommen. Die Empfehlungen dazu wurden in [moma1105] gegeben. Die Untersuchung zur Wirtschaftlichkeit einer entsprechenden Infrastruktur mit der erweiterten Betrachtung zukünftiger Marktchancen erfolgte im Rahmen des Projektes bei der Erstellung eines generischen Businessplan-Werkzeuges für die Energiewirtschaft [PPC12]. Volkswirtschaftliche Betrachtungen zur Smart Grid-Infrastruktur wurden in [moma1211] vorgenommen.

J - Evaluation der Kundenakzeptanz in Mannheim, Nutzbarkeit von Gebäudewärmepotentialen in Dresden sowie Evaluation der Netz- und Handelssimulation [moma1304]

Aufgrund des noch weitgehend unbekannten Technologieansatzes und seiner Chancen bedurfte es eines erheblichen Akquisitionsaufwandes zur Gewinnung einer großen Kundenzahl als Teilnehmer im dritten und größten Feldtest des moma-Projektes. Eine Zufallsauswahl der Kunden, um eine Repräsentativität zu gewährleisten, war deshalb nicht möglich. Bei den Mannheimer Feldtests nahmen insgesamt ca. 800 Haushalte in Versuchs- und Kontrollgruppen teil. Die Versuchsgruppenteilnehmer erhielten Zugang zu einem Energieverbrauchsportal der MVV sowie ein Energiemanagementsystem („Energiebutler™“) zur automatischen Steuerung von Elektrogeräten (überwiegend Wasch-, Spülmaschinen, Trockner) aufgrund von Energiepreissignalen. Zudem erhielten sie für die Dauer des Feldtests (Vollfunktionalität für 3 Monate) auch einen Day-Ahead-Stromtarif, der nach stochastischen Prinzipien täglich und stündlich variierende Preisstufen zwischen 10 und 40 Cent umfasste. Ziel dieser Tarifauswahl war es, zeitlich aufgelöste Preiselastizitäten zu ermitteln. Neben einer kleinen Kundengruppe (22 Teilnehmer), der eine monatliche Abrechnung zugestellt wurde, bekamen die meisten Teilnehmer eine monatliche Verbrauchs- und Kosteninformation. Abgerechnet wurde nach einem „Best-Price“-Modell, so dass die Teilnehmer in keinem Fall mehr zahlen mussten als nach ihrem herkömmlichen Tarif.

Die Realisierung dieses umfassenden Feldtestansatzes erforderte die Implementation innovativer und anspruchsvoller Prozesse im bestehenden Betriebsalltag der MVV (u.a. Installations-, Kundenkommunikations-, Datenaufbereitungs- und Abrechnungsprozesse).

Trotz des sehr komplexen und dynamischen Tarifs gab es bei 48 % der Feldtestteilnehmer am Ende des Feldtests weiterhin Interesse an der Nutzung eines variablen Tarifs. Nur etwa 10 % der Befragten würden einen variablen Tarif definitiv ablehnen. Die Motivation liegt besonders im finanziellen Bereich (Geld sparen). Am Ende des Feldtests bekamen 99 % der Teilnehmer Rückerstattungen, weil sie mit dem moma-Tarif gegenüber ihrem ursprünglichen Tarif geringere Stromkosten im Feldtestzeitraum hatten. Sie sparten zwischen 0,52 € und 44,71 € pro Monat. Diese hohe Spannbreite der Einsparung wurde auch durch den Tarif beeinflusst, den die Haushalte vor den Feldtests hatten.

Die automatische Steuerung der Haushaltsgeräte war ein Teilziel in moma. Eine volle Integration dieser Funktion in die Haushaltsgeräte war aber mangels standardisierter technischer Lösungen nicht realisierbar. Daher wurde eine Lösung mittels eines modularen Aufbaus aus Energiebutler und Schaltbox prototypisch entwickelt und eingesetzt. Eine Integration der automatischen Steuerung in die Haushaltsgeräte wurde von den Teilnehmern explizit als Verbesserungswunsch genannt. Dabei wird deutlich, dass die Entwicklung herstellerübergreifender, standardisierter technischer Lösungen unabdingbar ist, wenn eine automatische Steuerung von Haushaltsgeräten in der Fläche umgesetzt werden soll.

Aufgrund der hinreichenden Datenmenge mit sehr guter Qualität (1/4-Stundenmesswerte) konnte mittels einer Regressionsanalyse statistisch tragfähig eine zeitlich aufgelöste Preiselastizität für den Stromverbrauch der teilnehmenden Haushalte ermittelt werden. Die Auswertung des Haushaltsstromverbrauchs aller Teilnehmenden der Versuchsgruppe mittels einer Regressionsanalyse ergab eine statistisch signifikante Preiselastizität von -0,106. Durchschnittlich reagierten also die Haushalte auf eine beispielsweise 100 % Preiserhöhung mit einer Verbrauchsreduktion um etwa 11 %. Zudem konnten stündlich aufgelöste Preiselastizitäten statistisch signifikant nachgewiesen werden. Der 3. Feldtest detaillierte damit die ersten Indikationen des zweiten Feldtestes, in dem bezogen auf die Verbrauchsmengen Lastverschiebungspotentiale von 6 bis 8 % im Haushaltsbereich auftraten.

Im parallel verlaufenden Feldtest in Dresden bei der DREWAG wurde praktisch aufgezeigt, dass sich die eingesetzte IKT-Architektur prinzipiell auch für andere Sparten, hier für Nah- und Fernwärmeversorgung, zur intelligenten Regelung von Energienetzen eignet. Im Ergebnis des Dresdner Feldtestes konnte nachgewiesen werden, dass ein temporäres, thermisches Verschiebepotential von KWK-Anlagen von bis zu 20 % vorhanden ist, ohne dass Behaglichkeitseinbußen oder Akzeptanzprobleme beim Kunden zu verzeichnen sind.

Die technische Simulation einer Verteilnetzzelle konzentrierte sich auf die Niederspannungsebene. Ergebnis dieser Arbeit ist eine modular aufgebaute Simulation, bei der Marktautomat, Netzautomat und Energiebutler interagieren. Die Interaktion betrifft insbesondere die gezielte Generierung von variablen Kundentarifen. Hierbei verfolgt der Marktautomat eine Maximierung seiner Erlöse bei Einkauf an der EEX mittels variabler Arbeitspreise. Der Netzbetreiber verfolgt die Reduzierung der Netzlast und der Betriebsmittelauslastung mittels variabler Netzentgelte (vaNE). Die endgültigen Kundenpreisprofile kommen durch eine iterative Festlegung von Arbeitspreisen und vaNE zustande. Der Netzautomat überwacht außerdem Intraday die Spannung an kritischen Netzknoten und nimmt gegebenenfalls eine Spannungsregelung durch gezielte Blindleistungseinspeisung oder Wirkleistungsabregelung von dezentralen Erzeugern vor.

Diese Algorithmen zur Day-Ahead und Intraday-Regelung wurden an einem vorstädtischen Netz und einem Mannheimer Netz für Szenarien im Zieljahr 2030 getestet. Hierbei wurden jeweils ein Referenzfall ohne

weitere Maßnahmen, ein Fall mit klassischem Netzausbau sowie die Anwendung der beschriebenen Algorithmen betrachtet. Im vorstädtischen Netz führte der Referenzfall zu unzulässigen Spannungsüberschreitungen und Betriebsmittelauslastungen. Diese konnten im Fall Netzausbau durch angenommene Neuverlegung einer 250 m langen Leitung und statische Blindleistungseinspeisung durch DER - teils durch Überdimensionierung von Wechselrichtern bei gleicher Wirkleistungseinspeisung, teils durch Änderung des Verschiebefaktors bei gleicher Nennscheinleistung – behoben werden. Dies gelang anstelle dieser Maßnahmen auch durch Einsatz der Day-Ahead und Intraday-Regelung, wobei hier etwa 3 % geringere Wirkleistungsverluste und 13 % geringere Blindleistungsverluste zu beobachten waren. Dieser Effekt läßt sich hauptsächlich auf gezielte Einspeisung von Blindleistung zurückführen. Im Falle des Mannheimer Netzes wurde im angenommenen Szenario kein Netzausbaubedarf identifiziert, jedoch wurde nachgewiesen, dass hier sowohl ein hypothetischer Netzausbau als auch der Einsatz der Day-Ahead und Intraday-Regelung gleichermaßen zur Spannungsstabilisierung verwendet werden kann.

Als Input für die ökonomische Betrachtung wurde außerdem die technische Simulation einer VNZ eingesetzt, um Jahreswerte für die eingespeiste Wirk- und Verlustenergie für den Fall Netzausbau im Vergleich zum Einsatz von Day-Ahead und Intraday-Regelung zu berechnen. Hierbei wurde bei nahezu gleicher Verlustenergie im ersteren Fall eine leicht höhere Einspeisung von Wirkenergie erzielt, die aber durch die oben beschriebenen Maßnahmen im Fall Netzausbau erkauft wurde. Im Ergebnis entsteht dadurch durch den Einsatz von Day-Ahead und Intraday-Regelung ein wirtschaftlicher Vorteil.

Schließlich wurde eine spezielle Version der technischen Simulation einer VNZ vorbereitet, um die Reaktion einer mit Energiebutlern ausgestatteten Kundengruppe im Rahmen der Handelssimulation zu berechnen. Diese wurde in der Handelssimulation zur Berechnung weiterer Inputdaten für die ökonomische Betrachtung verwendet.

In einer weiteren Simulation wurden Mechanismen zur automatisierten Interaktion von Verteilungsnetzzellen beschrieben. Dabei galt es, die Auswirkungen auf das Netz zu betrachten (Spannungs-, Trafo- und Kabelauslastung, Verluste, usw.). Vor allem die Auswirkung eines im Projekt entwickelten Verfahrens zur Netzstabilisierung anhand eines CIGRE-Benchmarknetzes im Mittelspannungsbereich wurde getestet. Insgesamt umfasste die Simulation 12 Automaten, die ihre Ausgangsleistung für die Betriebsführung lokal und koordiniert angepasst haben. Das eingesetzte Konzept ermöglichte das Zusammenwirken der Verteilnetzzellen über Netz- und Marktautomaten. Dies führte zu einer effizienteren Betriebsführung, bei der Betriebsgrenzen eingehalten werden konnten. Obwohl die Erzeugung der dezentralen Anlagen wesentlich (um 250 %) erhöht wurde, ließen sich sowohl Spannungsgrenzen als auch Grenzen der Trafo- und Kabelauslastung einhalten.

Für ökonomische und ökologische Betrachtungen wurden Szenarien für das Jahr 2030 verwendet, weil bis dahin mit einem hohen Anteil volatiler Erzeugung zu rechnen ist. Deshalb sind für 2030 deutlichere Vorteile einer Lastverschiebung als z.B. im Jahr 2013 zu erwarten. Die Rahmendaten für die Szenarien wurden dabei dem Szenario A der sogenannten „Leitstudie 2010“ entnommen. In diesem Szenario werden die aktuell gesteckten energiepolitischen Ziele erreicht. Räumlich wird die Verwendung variabler Tarife und variabler Netzentgelte für Mannheim und Deutschland untersucht. Die in diesem Rahmen durchgeführte Handelssimulation kommt zu dem Ergebnis, dass gegenwärtig tatsächlich geringe Beschaffungsvorteile (unter Ausblendung auftretender Zusatzkosten) für die Belieferung von Haushaltskunden realisiert werden könnten, wenn nicht nach Standardlastprofil abgerechnet werden müsste. Durch einen Vergleich der

Wirkung zwischen festen und variablen Netzentgelten konnte festgestellt werden, dass variable Netzentgelte die Ergebnisse der Beschaffungsoptimierung reduzieren. Insofern besteht ein gewisser trade-off zwischen den Geschäftsfällen Netzlastmanagement (BC NLM) und Beschaffungsoptimierung (BC GHM-L). Allerdings ist diese Verringerung nicht stark ausgeprägt, was darauf hindeutet, dass Netzlastmanagement und Beschaffungsoptimierung überwiegend auf eine Lastverschiebung zwischen ähnlichen Stunden abzielen. Durch einen Vergleich zwischen dem Szenario Deutschland 2030 und Mannheim 2030 konnte die Handelssimulation zudem belegen, dass die Anpassung der Börsenpreise aufgrund der Lastverschiebung die betriebswirtschaftlich erreichbaren Vorteile merklich verringert. Damit wird zum einen ein First-Mover-Vorteil demonstriert; zum zweiten ist hier ein Hinweis auf eine mögliche Bedeutung der Börsenpreisänderung für die volkswirtschaftliche Analyse gegeben. Der Effekt entsteht durch eine Verschiebung der Nachfrage aus Stunden mit hohen Preisen in Stunden mit niedrigen Preisen. Damit reduzieren sich die Preisunterschiede, was die möglichen Erträge aus einer Lastverschiebung reduziert. Zudem weist die Handelssimulation nach, dass die durch variable Netzentgelte induzierte Lastverschiebung die Netzspitzenlast senkt, was tendenziell zu einem geringeren Netzausbau beitragen könnte.

In der volkswirtschaftlichen Betrachtung konnte eine Vergleichmäßigung der Residuallast festgestellt werden. Damit könnte die erforderliche Leistung an konventionellen Kraftwerken reduziert werden. Dem könnte eventuell aber entgegenstehen, dass die Kraftwerke für eine Bereithaltung einer Reserveleistung erforderlich sein könnten, um auch in Zeiten hoher Last und niedriger Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Versorgung zu sichern. Die ökonomischen Vorteile einer solchen möglichen Einsparung an Kraftwerksleistung sind aber im Vergleich zu den Beschaffungsvorteilen sehr gering.

Für die Beschaffungsvorteile zeigt sich, dass die quantitativ größten Vorteile aus Änderungen der Börsenpreise resultieren. Am bedeutendsten ist dabei eine Senkung des durchschnittlichen Börsenpreises. Von diesen Börsenpreisänderungen profitieren auch Verbrauchergruppen aus Industrie, Dienstleistung, Handel und Verkehr sehr stark, die sich nicht an der Lastverschiebung beteiligen. Die aus Börsenpreisänderungen entstehenden Vorteile können nicht für ein Geschäftsmodell genutzt werden, da die Akteure in der neuen Situation die alten Börsenpreise nicht sehen können. Deshalb ist bei Untersuchungen zu ökonomischen Vorteilen von variablen Tarifen strikt zwischen betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Ansätzen zu unterscheiden. Betriebswirtschaftliche Ansätze können die ökonomischen Vorteile massiv unterschätzen und aus volkswirtschaftlichen Vorteilen kann nicht abgeleitet werden, dass diese komplett – oder auch nur überwiegend - für rentable Geschäftsmodelle nutzbar sind.

Ein Vergleich der dargestellten Vorteile von variablen Tarifen mit den Kosten ihrer Implementierung auf der Grundlage einer IKT-Infrastruktur zeigt, dass sich deren Umsetzung in Deutschland 2030 aufgrund der Betrachtung der Auswirkungen der umfassenden Steuerung weißer Ware in den Haushalten möglicherweise volkswirtschaftlich lohnen könnte. Gleichzeitig ist aber auch ersichtlich, dass mehrere wirtschaftliche Geschäftsmodelle eine analoge Infrastruktur benötigen, womit deren gerichtete Entwicklung als IKT-Infrastruktur des Smart Grids eine Enablerfunktion für verschiedene Akteure darstellen kann. Daraus resultiert die moma-Empfehlung der Implementierung der IKT-Infrastruktur von Smart Grids durch einen regulierten Akteur, der Verantwortung für die Versorgungssicherheit und Informationssicherheit in einer vernetzten kritischen Infrastruktur übernimmt sowie gleichzeitig die Infrastruktur als Enabler von Geschäftsmodellen diskriminierungsfrei zur Verfügung stellt.

11.2. Ausblick und offene Fragen [moma1304]

Die zukünftigen Herausforderungen an das Energiesystem im Rahmen einer volatilen, zunehmend dezentralen Energiegewinnung unter hoher Beteiligung der Prosumenten führen zu einer wachsenden Komplexität, deren Beherrschung neue Markt- sowie Netzführungsmechanismen erfordert. Diesen Mechanismen haben die Aufgabe, Energieflüsse flexibel zu steuern. Flexibilitäten werden dabei besonders durch Erzeugungs- und Verbrauchssteuerung, durch Speichereinsätze, mittels Export- und Importmechanismen zwischen Netzgebieten und Netzhierarchien sowie durch gemeinsame Steuerung von Elektrizität und angrenzenden Energieinfrastrukturen wie Wärme und Gas erschlossen. Smart Grids, also intelligente Energienetzwerke, bilden die dafür notwendige Plattform aus Informations- und Kommunikationstechnologie zur Vernetzung von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung sowie zur Abstimmung zwischen Netz und Markt.

Das E-Energy-Projekt moma widmete sich insbesondere der Definition einer Architektur der IKT-Infrastruktur für Smart Grids und der zum Aufbau von Smart Grids notwendigen Rolle sowie der Erschließung von Flexibilitäten durch die anreizbasierte Verbrauchssteuerung, durch Nutzung von thermischen Potentialen in Gebäuden sowie durch zellulare Netzführungsmechanismen auf Grundlage einer verteilten Automatisierung in Interaktion von Netz, Markt und Liegenschaften.

Im Rahmen der Definition der Smart Grid-Architektur in moma wurde eine Untersuchung zur Gewährleistung von Informationssicherheit geführt, um im Projekt erste Maßnahmen zu ergreifen. Dabei ist es unter dem Gesichtspunkt einer vernetzten kritischen Infrastruktur notwendig, Sicherheit nicht nur an einzelnen Komponenten zu gewähren, sondern im Rahmen von Ende-zu-Ende-Sicherheit sowie „Security by design"-Konzepten (Datenschutz durch Entwurf) ein gegen Angriffe widerstandsfähiges System zu implementieren. Grundlagen wurden unter Mitarbeit des moma-Projektes bei der Erstellung des BSI-Schutzprofiles für das Smart Meter Gateway sowie in der Arbeitsgruppe Security innerhalb des europäischen Smart Grid Mandats M/490 gelegt. Auf Basis der vom BMWi beauftragten Sicherheitsstudie werden entsprechende Konzepte erarbeitet, um die Grundlage für den Erlass von Richtlinien bei der Implementierung von Smart Grids zu schaffen. Im Rahmen neuer Forschungsprojekte gilt es, Konzepte für Smart Grids zu entwickeln, die widerstandsfähig gegen Angriffe sind.

Flexibilität wurde in moma insbesondere im Rahmen der zellularen Netzführungskonzepte gestaltet. Dabei wurden im ersten Schritt vor allem Konzepte zum dezentralen Energiemanagement in der Liegenschaft des Netznutzers als eigenständige Zelle untersucht. Weiterhin wurden Mechanismen zur automatisierten Netzführung und Abstimmung zwischen Netz und Markt innerhalb einer Niederspannungszelle, die mittels Automaten in der Trafostation umgesetzt werden, entwickelt. In einem weiteren Schritt wurde auch die Interaktion von mehreren Automaten auf Niederspannungsebene untereinander sowie zur übergeordneten Mittelspannungsebene untersucht. Diese Methodik soll die Stabilität der Netzführung im Rahmen der zukünftigen, deutlich verteilteren Erzeugung mit bidirektionalen Energieflüssen gewährleisten sowie durch Nutzung regionaler Angebote Netzausbau minimieren. In dieser Arbeit wurde aber die Hochskalierbarkeit dieser Methode noch nicht getestet. Deshalb sollten weitere Arbeiten diesen Aspekt untersuchen. Um die Tragfähigkeit solcher Konzepte im breiten Maßstab zu untersuchen, sind weitere Forschungsarbeiten durch die Simulation ganzer Verteilungsnetze über alle Spannungsebenen in Interaktion mit dem Übertragungsnetz notwendig. Dabei soll maximale Flexibilität insbesondere durch die verbundene Steuerung von Elektrizität mit Wärme- und Gasnetzen und –speichern erreicht werden.

In moma wurde die Entwicklung der Liegenschaft zu einer selbstoptimierenden Energiezelle auf Grundlage des bidirektionalen Energiemanagement Interfaces (BEMI) vorgenommen, dessen Kommunikations-Gateways und Diensteplattform mit dem Energiebutler implementiert wurde. Im moma-Projekt wurden dabei insbesondere Dienste auf Grundlage von variablen Tarifen zur anreizbasierten Steuerung von Haushaltsgeräten sowie zur Verbrauchsvisualisierung entwickelt. Eine weitgehende energetische Selbstoptimierung von Liegenschaften erfordert jedoch vollständige Mechanismen zur Erzeugungs- und Verbrauchssteuerung, zum gezielten Speichereinsatz, zur Überwachung und Steuerung mit Mess- und Stellmitteln, zur Prognostizierung und Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch sowie zur Bewertung externer Markt- und Netzinformationen. Dies führt aber auch zur Notwendigkeit der Definition und Anwendung von Normenprofilen für bestimmte Anwendungsszenarien zur Sicherstellung von Interoperabilität. Weiterhin erfordert dies zum Schutz der Privatsphäre neben den aktuellen Aktivitäten des BSI für ein Schutzprofil für das Smart Meter Gateway auch die Definition von Sicherheitsmaßnahmen für das Energiemanagement Gateway. Die nationale Smart Home-Plattform bietet die Grundlage zur Gestaltung des vernetzten Gebäudes und zu Fortschritten bei der Hausautomatisierung, um das Erzeugungs- und Verbrauchsmanagement in der Zukunft in die Breite führen zu können.

Die Systemausstattung mit Automaten als Vertreter von Netz- und Marktakteuren innerhalb von Trafostationen wurde im moma-Projekt für zwei Mechanismen zur dezentralen Netzführung mit verteilter Intelligenz umgesetzt. Dies betrifft den Mechanismus zur Lastglättung im Niederspannungsnetz mittels variabler Netzentgelte über Day-Ahead-Mechanismen sowie die Spannungsregelung im Niederspannungsbereich durch die Beschaffung von Flexibilitäten am Intraday-Markt. Hierzu gehört ebenso die erweiterte Untersuchung zur Machbarkeit einer Interautomaten-Kommunikation zwischen Netzbereichen mit verteilter Intelligenz. Damit erfolgte aber noch keine vollständige Untersuchung der für eine zellulare Netzführung notwendigen Mechanismen. Das zellulare System soll insbesondere autonome Mechanismen im Störungsfall ermöglichen, was noch in weiteren Forschungsarbeiten auszuprägen ist. Ebenso werden weitere Forschungen diese Ansätze über größere Netzbereiche und über alle Spannungsebenen sowie in der Interaktion von ÜNB und VNB untersuchen müssen. Auch gibt es heute noch keine eindeutige Antwort auf die Frage, wie der zur Erlangung von Flexibilitäten für das Netz am Energiemarkt notwendige Gelb-Mechanismus im Rahmen des BDEW-Ampelmodells zur Interaktion von Netz und Markt auszuprägen ist. Ansätze dazu wurden im VDE ITG-Positionspapier 2012 [VDE12] aufgezeigt. Die moma-Empfehlung lautet: variable Netzentgelte. Weitere Studien werden zu einer Empfehlung an die Politik führen müssen. Eine Empfehlung zur Ausgestaltung eines Flexibilitätsmarktes wurde durch die VKU-Studie zum Marktdesign [VKU12] abgegeben.

Auf Grundlage der im moma-Projekt durchgeführten Feldtests zum Einsatz variabler Tarife konnten umfangreiche Erfahrungen zur Akzeptanz variabler Tarife, zur Verbrauchsreaktion auf Preisänderungen sowie zur Ausgestaltung der dafür notwendigen Technik gewonnen werden. Für die Zukunft gilt es, weitere Kenntnisse zum Einsatz von variablen Tarifen besonders im gewerblichen sowie im industriellen Bereich zu gewinnen. Durch den Test der in moma entwickelten automatischen Steuerung der Haushaltsgeräte mittels Energiebutler und Schaltbox wurden technische Schwierigkeiten im Einsatz erkannt und weitestgehend behoben. Dennoch erschien die automatische Steuerung vielen der Teilnehmer noch als zu kompliziert. In der Folge wurde Lastverschiebung vorrangig auf Basis einer manuellen Verschiebung durchgeführt. Gleichzeitig war aber festzustellen, dass in den Zeiten, in denen die Feldtestteilnehmer vorrangig manuell verschoben, weil sie anwesend waren, hohe Preiselastizitäten bis zu 35 % erreicht wurden. Das Potential in den anderen Zeiten blieb noch teilweise ungenutzt. Dies ist bei Abwesenheit des Kunden nur durch

automatische Verschiebung zu erschließen. Auch das Kundenfeedback lässt darauf schließen, dass eine Teilnahme an variablen Tarifen nicht mit Komforteinschränkung oder zu komplizierte Bedienung verbunden sein darf. Insofern ist zu schlussfolgern, dass zukünftige Arbeiten für ein Energiemanagementsystem im Haushalt sich auf die einfachste Nutzung konzentrieren müssen, um die Marktfähigkeit zu erlangen. Es besteht also weiterer Forschungsbedarf darin zu untersuchen, wie optimal Steuerungen beim Endkunden gestaltet werden sollten. Hier ist die Entwicklung eines herstellerübergreifenden, offenen Standards zur Definition von Mindestanforderungen an eine geräteintegrierte Schnittstelle für Elektrogeräte anzustreben. Diese Schnittstelle muss von jedem Energiemanagementsystem mittels verschlüsselter Datenübertragung nutzbar sein. Die Schnittstelle muss das Schalten der Geräte oder die Nennung von Schaltvorschlägen erlauben sowie eine Leistungs- und Temperaturmessung (im Fall von Kühl- bzw. Heizgeräten) oder Messung der Bereitschaft zum Ein- bzw. Ausschalten (z.B. im Falle von Waschmaschinen) vorsehen. Ferner müssen die Elektrogeräte so gestaltet sein, dass deren sicherer Betrieb auch bei Fehlfunktion der Schnittstelle gewährleistet ist. Um die wirtschaftliche Nutzbarkeit variabler Tarife zu verbessern, ist durch weitere Arbeiten zu untersuchen, ob die Auslegung der Elektrogeräte entsprechend angepasst werden kann. Die wirtschaftliche Nutzbarkeit variabler Tarife erfordert aber auch Anpassungen im energiewirtschaftlichen Rahmen. Moma hat dazu Vorschläge getätigt. Die weitere gesellschaftliche Diskussion ist aber noch zu führen, um die Änderung der Rahmenbedingungen herbeizuführen.

Während der Einsatz von variablen Tarifen beim Endkunden in umfangreichen Feldtests untersucht wurde, war es die Aufgabe in moma, neue Formen der Energiebeschaffung im Umfeld variabler Tarife durch eine Handelssimulation und neue Formen der zellularen Netzführung durch die Simulation in einer Verteilungsnetzzelle sowie die Interautomatensimulation als Simulation mehrerer Verteilungsnetzzellen durchzuführen. In der Simulation einer Verteilungsnetzzelle wurde dabei vor allem auf Basis des Day-Ahead-Mechanismus mit variablen Netzentgelten sowie des Intraday-Mechanismus zur Spannungsregelung die Netzausbauvermeidung durch IKT-Einsatz im Mannheimer Netz im Erzeugungsszenario 2030 untersucht. Die Simulation mit dem Mannheimer Typennetz als stark vermaschtes Netz wurde ergänzt um eine Simulation mit einem vorstädtischen Strahlennetz. Auf dieser Basis wurde eine Hochrechnung auf das Erzeugungsszenario 2030 für Deutschland durchgeführt, um eine erste Abschätzung zur Netzausbauvermeidung durch IKT-Einsatz im Smart Grid zu ermöglichen. Diese Hochrechnung konnte dabei nur zur Netzausbauvermeidung im Niederspannungsnetz geführt werden, da hier der moma-Fokus mit den Netzzellen ansetzte. Die Simulation über mehrere Netzzellen zur Interautomaten-Kommunikation untersuchte im ersten Schritt nur die technische Machbarkeit und konnte damit noch nicht in eine ökonomische Ergebnisbetrachtung bezüglich anderer Spannungsebenen überführt werden. Damit ergibt sich weiterer Forschungsbedarf, in dem verschiedene repräsentative Netztypen über eine zellulare Gliederung im gesamten Netzgebiet über alle Spannungsebenen sowie in Interaktion mit dem Übertragungsnetz bezüglich Mechanismen mit regionalem Ausgleich und hierarchischer Abstimmung untersucht werden. Hierbei sollten auch weitere gewerbliche und industrielle Potenziale zum Last- und Erzeugermanagement einbezogen werden. Ebenso ist im zellularen System die Schwarzstartfähigkeit zum Wiederaufbau des Netzes von unten nach oben nach großflächigen Ausfällen zu ermöglichen. Netzzellen können damit einen entscheidenden Beitrag für widerstandsfähige und weniger verletzliche Netze (Resilienz und Vulnerabilität) leisten.

Die ökonomische Analyse im Projekt hatte das Ziel, zu einer betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Bewertung der Geschäftsmodelle beizutragen, die im Feldtest 3 in Mannheim und in den entsprechenden technischen Simulationen betrachtet wurden. Über die Simulationen und die Feldtests ergeben sich Einschränkungen für die ökonomische Analyse, da sich moma auf Haushaltskunden

konzentrierte. Für Lastverschiebungspotentiale in Industrie, Gewerbe und Handel erfolgten aber weitergehende Untersuchungen in anderen Projekten und Studien. Hierbei soll insbesondere auf die VDE-Studie Demand Side Integration verwiesen werden [ETG12]. Verwendet wurden Szenarien für das Jahr 2030, weil bis dahin mit einem hohen Anteil volatiler Erzeugung zu rechnen ist.

Die zur ökonomischen Bewertung der monetären Vorteile beim Lieferanten durchgeführte Handelssimulation diente nicht dazu, das komplette monetäre Potential im Haushalt zu bestimmen, sondern primär der Untersuchung der Auswirkungen von Lastmanagement der weißen Ware in den Haushalten basierend auf variablen Tarifen für den Energiehandel. Die sich dabei im betriebswirtschaftlichen Rahmen ergebenden Handelsvorteile sind aber nur erschließbar, wenn nicht nach Standardlastprofil für die Haushalte abgerechnet werden müsste. Die Notwendigkeit, mit variablen Tarifen zukünftig Verbrauch und Erzeugung besser aufeinander abzustimmen, erbringt eine wichtige Begründung zur Anpassung des Marktdesigns. Dies heißt aber auch, dass eine breite Marktentfaltung mit Demand Response-Lösungen erst nach entsprechenden energiewirtschaftlichen Anpassungen zu erwarten ist. Durch einen Vergleich zwischen dem Szenario Deutschland 2030 und Mannheim 2030 konnte die Handelssimulation zudem belegen, dass die Anpassung der Börsenpreise aufgrund der Lastverschiebung die betriebswirtschaftlich erreichbaren Vorteile merklich verringert. Dies ist ein erster Hinweis auf eine mögliche Bedeutung der Börsenpreisänderung für die volkswirtschaftliche Analyse. Der Effekt entsteht durch eine Verschiebung der Nachfrage aus Stunden mit hohen Preisen in Stunden mit niedrigen Preisen. Damit reduzieren sich die Preisunterschiede, was die möglichen Erträge aus einer Lastverschiebung reduziert. Zudem weist die Handelssimulation nach, dass die durch variable Netzentgelte induzierte Lastverschiebung die Netzspitzenlast senkt, was tendenziell zu einem geringeren Netzausbau beitragen könnte.

Grundsätzlich war im Projektverlauf in Interaktion mit vielfältigen Verbands- und Gremienaktivitäten zu schließen, dass eine Kombination von variablen Liefer- und Netztarifen aufgrund der Komplexität noch weitergehender Untersuchungen und Entwicklungen bedarf. Um eine Abstimmung zwischen Netz und Markt aber trotzdem in naher Zukunft zu ermöglichen, wurden weitergehende Vorschläge für Mechanismen in den Netzen zum Versand von Flexibilitätsanreizen an den Markt gemacht. Dazu sollen hier insbesondere das VDE ITG-Positionspapier [VDE12] im Teil Geschäftsmodelle sowie ein IWES-Vorschlag [ENSS11] erwähnt werden, die unter den angegeben Quellen nachgeschlagen werden können.

Am Markt existieren heute keine ausreichenden Anreize zum Angebot von Flexibilitäten (z.B. flexible Gaskraftwerke, Speicher, ausreichende Preisspreizungen zur Erzielung von Handelsvorteilen bei der Beschaffung) als Anreiz für variable Tarife. Insbesondere wird ein Marktdesign zur Erschließung von Flexibilitäten zur Leistungsanpassung benötigt. Zügige Entscheidungen zur Gestaltung des Marktdesigns sind notwendig, um den erforderlichen Infrastrukturwandel im Energiesystem sowie neue benötigte Geschäftsmodelle vorantreiben zu können.

Für die Beschaffungsvorteile zeigt sich, dass die quantitativ größten Vorteile aus Änderungen der Börsenpreise resultieren. Am bedeutendsten ist dabei eine Senkung des durchschnittlichen Börsenpreises. Die volkswirtschaftlichen Vorteile überwogen also die betriebswirtschaftlichen Vorteile. Diese werden auch erst bei hoher Durchdringung mit Demand Response-Systemen relevant. Die Kosten für die notwendige Smart Grid-Infrastruktur führen aber erst beim Wirken verschiedener Geschäftsmodelle zu einem gesamtwirtschaftlichen Vorteil. Dies führt aber auch zum Schluss, dass ein Geschäftsmodell, das einerseits einen gesamtgesellschaftlichen Nutzen erbringt, aber die dafür notwendige Infrastruktur nicht allein finanzieren kann und anderseits diese Infrastruktur verschiedenen Akteuren mit ihren Geschäftsmodellen zu

Gute kommt, nur durch eine gerichtete Entwicklung dieser Infrastruktur durch einen beauftragten Akteur unterstützt werden kann. Diese Infrastruktur ist dann allen Netz- und Marktakteuren diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Diese Empfehlung hat das moma-Projekt ausgesprochen. Der regulatorische Rahmen dafür ist noch völlig offen, aber zügig zu gestalten, da ansonsten die benötigten Geschäftsmodelle nicht entfaltet werden können.

Mit den Untersuchungen in Dresden zur Bestimmung thermischer Potentiale in Gebäuden zur Lieferung von Flexibilitäten bei der Elektrizitätserzeugung unter Ausnutzung der thermischen Trägheit von Wärmenetzen oder Wärmespeichern, die mit KWK-Anlagen verbunden sind sowie dem verbundenen Feldtest, wurde vorrangig die technische Machbarkeit betrachtet. Im Ergebnis des Dresdner Feldtests konnte nachgewiesen werden, dass ein temporäres, thermisches Verschiebepotential von KWK-Anlagen von bis zu 20% vorhanden ist, ohne dass Behaglichkeitseinbußen oder Akzeptanzprobleme beim Kunden zu verzeichnen sind. Bevor verallgemeinerbare Aussagen zur Bewertung der ökonomischen und ökologischen Wirkungen bei Nutzung dieser thermischen Absenkpotentiale in Gebäuden getroffen werden können, müssen jedoch noch weitere Untersuchungen zur Optimierung im Hinblick auf Technik, Ökonomie und Ökologie erfolgen. Es besteht also gerade im Bereich der Steuerung von Stromnetzen im Verbund mit angrenzenden Energieinfrastrukturen (hier Wärme) noch intensiver Forschungsbedarf bezüglich der technischen Umsetzung, aber insbesondere auch der Bewertung der Flexibilitätspotentiale sowie deren ökonomischen Nutzbarkeit.

Grundlegend konnte in den E-Energy-Projekten die Bedeutung der Flexibilitäten und damit eines neuen Marktsegments aufgezeigt werden. Im Rahmen des Forschungsprojektes moma konnte nur ein kleiner Teil der potentiellen Flexibilitäten untersucht werden. Die Erschließung von wirtschaftlichen Potentialen aus Flexibilitäten erfordert aber ein angepasstes Marktdesign. Empfehlungen aus dem E-Energy-Rahmen für ein neues Marktdesign waren nicht Projektauftrag und sind damit nur in einzelnen Punkten ausgesprochen worden. Der gesellschaftliche Konsens für ein neues Marktdesign ist aber für den Erfolg der Energiewende zügig herzustellen. Grundsätzlich benötigen alle möglichen Flexibilitäten insbesondere unter Einbindung von dezentralen Erzeugern und relevanten Lasten sowie Speichern in den Liegenschaften eine neue IKT-Infrastruktur, die in Verbindung mit dem elektrischen Netzwerk als Smart Grid bezeichnet wird. Dieses Smart Grid sollte durch einen Akteur gerichtet und beauftragt entwickelt werden, um Versorgungssicherheit weiter zu gewährleisten und Informationssicherheit in einer zunehmend vernetzten kritischen Infrastruktur zu gestalten. Dies erfordert das diskriminierungsfreie Angebot der Smart Grid-Infrastruktur an alle Netz- und Marktakteure.

12. Anhang

12.1. Abkürzungen und Einheiten

Abkürzung	steht für:
€	Euro
AG	Arbeitsgemeinschaft
AK	Arbeitskreis
AMI	Advanced Meter Infrastructure
BC	Business Case
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDI	Bundesverband der deutschen Industrie
BDKE	Bidirektionale Kommunikationseinheit
BDSG	Bundesdatenschutzgesetz
BELVIS	Software für Energiedatenmanagement von Kisters AG
BEMI	bidirektionales Energiemanagement Interface
BHKW	Blockheizkraftwerk
BK	hier: Braunkohle
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BPL	Breitband Powerline
BSI	Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik
BWS	Bruttowertschöpfung
bzw.	beziehungsweise
CE	"Zertifiziert für Europa"-Kennzeichung
CIGRE	Conseil International des Grands Reseaux Électriques
CIM	Common Information Model
CO_2 /CO2	Kohlendioxid
CPP	Critical Peak Pricing (Tarif)
ct	Cent (€-Raum)
cVT	create Virtual Tarifregister
d.h.	das heißt
DB2	kommerzielles relationales Datenbankmanagementsystem (RDBMS) des Unternehmens IBM
DE2030	Abkürzung für das Szenario Deutschland 2030
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
DEMS	Decentralized Energy Management System
DER	Decentralized Energy Ressources/Dezentrale Energieressourcen
DG	Directorate-Generale
DGC	distribution grid cell server

DIN	Deutsche Industrie Norm
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE
DKV	Deutscher Kältetechnischer Verband e.V.
DL	Dienstleistung
DLG	Differenzlastgang
DLMS	Device language message specification
DNS	Domain Name Service
DPP	Data Protection and Privacy - Datenschutz und Schutz der Privatsphäre
DR	Demand Response
DREWAG	DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH
DSL	Digital Subscriber Line
DSM	Demand Side Management
dSM	digitalSTROM-Meter
DSO	Distribution system operator
dSS	digitalSTROM-Server
DT	Dampfturbine
DV	Datenverarbeitung
EB	Energiebutler
EDM	Energy Data Management
EDS	Energiedatenserver
EDS	Energy Data Server
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EE	Erneuerbare Energien
EE-Bus	E-Energy-Bus
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EHP	Elektroheizpatrone
EM	Energiemanager
EMG	Energiemanagement Gateway
EM-LAN	Energy management local area network
EMS	Energy Management System
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
en:	englisch
EnDS	Energiedatenserver
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERGEG	Europäische Regulatorgruppe für Elektrizität und Gas
ESE	Energiesystemelement
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE

FPS	Fixed Program Shift
FTP	File Transfer Protocol
GA	Grid Agent
GEBIS	Geografisches Betriebsmittel Informationssystem
ggf.	gegebenenfalls
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistung
GHM-L	Großhandelsmarkt Lieferant
GK	Gaskessel
GPKE	Geschäftsprozesse zur Belieferung von Kunden mit Elektrizität
GSM	Global System for Mobile Communications
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und Dampf (-kraftwerk)
GVK	Gebäudeversorgungszustand
GW	Gateway oder Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
HAN	Home area network
HKW	Heizkraftwerk
HT	Hochtarif
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
HV	Hochspannung (high voltage)
IBM	IBM Deutschland GmbH
ICT	Information and communication technologies
IED	Intelligent Electronic Device
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IFEU	ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
IGD	Intelligent Grid Device
IGS	Integrierte Gebäudesysteme
IHK	Industrie- und Handelskammer
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IKW	industrielles Kraftwerk
IP	Internet Protocol (Internet-Protokoll als Datenvermittlungsschicht im OSI-Modell)
ISET	Institut für Solare Energieversorgungstechnik Verein an der Universität Kassel e.V.
ISP	Internet Service Provider
IT	Informationstechnologie
ITG	Informationstechnische Gesellschaft
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
IZES	Institut für Zukunftsenergiesysteme gGmbH
Java VM	Java Virtual Machine
JMS	Java Message Service
kbit	Kilobit

KMU	kleine und mittelständische Unternehmen
KPS	Kompaktstation
kW	Kilowatt
kWel,inst	installierte elektrische Leistung in Kilowatt
kWel,max	maximale elektrische Leistung in Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
kWtherm	Kälteleistung in Kilowatt
LAN	Local Area Network
LEI	Lotus Expeditor Integrator
LFR	Lastflussrechnung
LMN	Local Metrological Network
LV	Low Voltage
m	Meter
m²	Quadratmeter
m³	Kubikmeter
MA	Marktagent/ Market Agent
MA2030	Abkürzung für das Szenario Mannheim 2030
M-Bus	Meter-Bus
MBytes	Megabytes
MDE	mobile Datenerfassung
MDL	Messdienstleister
MDM	Meter Data Management
MDUS	Meter Data Unification and Synchronization
MessZV	Messzugangsverordnung
MG	Meter Gateway
Mill./Mio.	Millionen
min	Minute
MM	Marktmoderator oder Meter Management
MNZ	mobile Netzzelle
moma	Modellstadt Mannheim
MQ	Message Queueing
MQTT	Message Queue Telemetry Transport
Mrd.	Milliarden
ms	Millisekunden
MSCONS	Metered Services Consumption report message
MUC	Multi Utility Communication
MV	Medium Voltage
MVV	MVV Energie AG
MWel	elektrische Leistung in Megawatt
Mwh	Megawattstunden

NA	Netzautomat
NAN	Near area network (Nahgebietsnetzwerk)
NE	Netzentgelte
NLM	Netzlastmanagement
NM	Netzmoderator
NS	Niederspannung
NSL	Netzspitzenlast
NT	Niedertarif
o.ä.	oder ähnliche(s)
o.a.	oben angegeben
OBIS	Object Indification System nach DIN EN 62056-61
OGEMA	Open Gateway Energy Management Alliance
ONS	Ortsnetzsstation
ONZ	Objektnetzzelle
OSGi	Open Services Gateway initiative
PC	Persönlicher Computer
PCC	Point of Common Coupling
PCCSim	Point of Common Coupling - Simulation
PLC	Powerline Communication
PPC	Power Plus Communications AG
PSE	Papendorf Software Engineering GmbH
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
PtJ	Projektträger Jülich
PV	Photovoltaik
RES	Renewable Energy Sources
RTU	Remote Terminal Unit
s	Sekunde
s.	siehe
S.	Seite
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCL	structured control language
SCP	secure Copy
SDN	Simulationsdatennetz
SGAD	Smart Grid Automation Device
SGAM	Smart Grid Architekturmodell
SG-DPC	Smart Grid Data Protection Classes (Smart Grid Datenschutzklassen)
SGIS	Smart Grid Informationssicherheit
SGIS-SL	Smart Grid Informationssicherheit - Schutz Niveau (Security Level)
SIDMS	System Interfaces for Distributed Management System
SK	hier: Steinkohle
SMG	Smart Meter Gateway
SOA	Service-Oriented Architecture

SOAP	Simple Object Access Protocol
SOC	State of Charge
SQL	Structured Query Language
SSH	Secure Shell
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
SZ	Systemzelle
TC57	Technical Commitee für Energiesystem-Management und assoziierten Informationsaustausch
TCP	Transmission Control Protocol
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol
THD	Total Harmonic Distortion
THG	Treibhausgas
TSO	Transmission system operator
TU	Technische Universität
tw.	teilweise
u.a.	unter anderem
UDE	Universität Duisburg-Essen
UML	Unified Modeling Language
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UOZ	Unterobjektzelle
USB	Universal Serial Bus
usw.	und so weiter
vaNE	variable Netzentgelte
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VDSL	Very High Speed Digital Subscriber Line
VGA	Video Graphics Array
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
vNNE	vermiedene Netznutzungsentgelte
VNZ	Verteilnetzzelle
VP	Vermeidungsleistung
VuBE	Visualisierungs- und Bedieneinheit
W	Watt
WAN	Wide Area Network
Wel	elektrische Leistung in Watt
WG	Working group
Wh	Wattstunde
WLAN	Wireless Local Area Network
WSDL	Web Service Description Language
Wtherm	Kälteleistung in Watt

WÜS	Wärmeübergabestation
XML	Extensible Markup Language
XSD	XML-Schema-Definition
z.B.	zum Beispiel
ZigBee	Industriestandard für Funknetze
Z-Wave	drahtloser Kommunikations-Standard von der Firma Sigma Designs und der Z-Wave Alliance

12.2. Glossar

Wort	Bedeutung
alphaCELL	auf offenen Standards basierende dezentrale Diensteverteilungsplattform von IBM für Microgrids und Liegenschaftszellen mit modellgetriebenem Entwicklungsansatz, die im E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim entwickelt wurde
Aggregator	Rolle mit Verantwortlichkeit zur Aggregation von Energieangeboten verschiedener Quellen (Erzeuger)
Akteur	natürliche oder juristische Person im Energiesystem als Dienstenutzer oder technischer Akteur im physikalischen Energieversorgungssystem
Aktivität	Ablauf, der durch ein Verb und ein beeinflusstes Objekt innerhalb des Anwendungsfalles beschrieben wird, mit Definition einer Eingabe durch den Sender-Akteur sowie Ausgabe durch den Empfänger-Akteur
alphaCORE	auf offenen Standards basierende Diensteverteilungsplattform von IBM für Smart Grid Systemzellen mit modellgetriebenem Entwicklungsansatz, die im E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim entwickelt wurde
Ambient Displays	Darstellung der aktuellen Energiepreise durch Leuchtsignale (zum Beispeil durch an den Schaltboxen angebrachte LED)
Anlagen	Systemdomäne für Gewerbe- und Industriegeräte in der Domänengruppe Energienutzungseinrichtungen
Arbeitsproduktivität	Die Arbeitsproduktivität gibt den Output pro eingesetzter Arbeitseinheit an. Sie wird hier als Bruttowertschöpfung pro Erwerbstätigen operationalisiert.
Ausgleichsenergie	Die Ausgleichsenergie ist lt. §8, Abs. 2 StromNZV die Energie, die die Übertragungsnetzbetreiber den Bilanzkreisverantwortlichen auf der Grundlage einer viertelstündlichen Abrechnung für die Beschaffungskosten aufgrund von Abweichungen vom prognostizierten Verbrauch für Sekundärregelarbeit und Minutenreservearbeit in Rechnung stellen. Sie ist damit auf dem Abrechungsmarkt das Pendant zur Regelleistung (Beschaffungsmarkt).

Automatisierungssystem	Gesamtheit der Elemente zur automatischen Prozess-Steuerung und -Regelung
BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin
BEMI	Energiemanagementsystem im Netznutzerobjekt, bestehend aus elektronischen Messeinrichtungen, Schalt- und Stelleinrichtungen, einer bidirektionalen Kommunikationskomponente als Gateway zwischen den Kommunikationsnetzwerken des Kundenobjektes und des Netzbereiches, der Nutzerschnittstelle als Visualisierungs- und Bedieneinheit, dem BEMI-Rechner sowie am Energienetz angeschlossenen Geräten
BEMI-Rechner	Steuerkern des bidirektionalen Energiemanagement Interfaces (BEMI) bestehend aus Energiemanagement-Gateway und Energiemanager
Best-Price-Abrechnung	Eigentlich eine monatliche Abrechnung nach dem jeweils für den Haushalt günstigeren System: moma-Tarif oder der vorher genutzte Tarif. Hier umgesetzt durch eine Bonus-Funktion: Die Haushalte wurden nach ihrem vorherigen Tarif abgerechnet und konnten durch den moma-Tarif Boni sammeln, die sie nach Abschluss des Feldtests im November 2012 ausgezahlt bekamen.
BHKW	Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) ist eine modular aufgebaute Anlage zur Gewinnung elektrischer Energie und Wärme, die vorzugsweise am Ort des Wärmeverbrauchs betrieben wird, aber auch Nutzwärme in ein Nahwärmenetz einspeisen kann. Sie nutzt dafür das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung bzw. Wärme-Kraft-Kopplung. (Quelle: Wikipedia)
Billing Prozess	Abrechnungsprozess, in der Energiewirtschaft für Energieverbräuche
Blindenergie	in einem Wechselstromnetz gebundene elektrische Energie, die ständig zwischen den elektrischen und magnetischen Feldern des Netzes und der angeschlossenen Geräte ausgetauscht wird
Blindleistungsmanagement	Regelung der Blindleistungseinspeisung zur Spannungshaltung im Netz
Börsenpreisvektor	Hier: Vektor der Börsenpreise eines Jahres in stündlicher Auflösung

BPL	Breitband-Powerline: Kommunikationstechnologie zur Nutzung des Elektrizitätsnetzes zur IP-basierten, breitbandigen Datenübertragung auf der Nieder- und Mittelspannungsebene
BPL-Gateway	verbraucherseitiger Endpunkt (z.B. Meter-Gateway) in der BPL-Kommunikationsinfrastruktur eines intelligenten Energieversorgungssystems
BPL-Headend	zentraler Punkt jeder BPL-Zelle sowie Gateway zwischen dem BPL-Netzwerk und dem IP-Backbone
BPL-Modem	generischer Begriff für alle in einem BPL-Netzwerk eingesetzten Einheiten
BPL-Netz	Das BPL-Netz der PPC ist in moma, zusammen mit dem ISP-Netz der Pfalzcom, ein Teilnetz des WAN.
BPL-Repeater	Signalverstärker, die zusammen mit den BPL-Gateways und den BPL-Repeatern ein vermaschtes Netzes bilden; = Smart Repeater
Brennstoffnutzungsgrad	Verhältnis von gesamter Energieerzeugung zum Brennstoffeinsatz
Bruttoarbeitskosten	Bruttolohn zuzüglich aller Abgaben und Steuern, die ein Arbeitgeber zu entrichten hat.
Bruttowertschöpfung	(BWS): Die Bruttowertschöpfung ist ein Produktionsindikator. Sie misst die Produktion von Gütern (Waren und Dienstleistungen) nach Abzug der Vorleistungen in einem bestimmten Zeitraum. Unter Vorleistungen versteht man den Wert der Güter (Waren und Dienstleistungen), die inländische Wirtschaftseinheiten von anderen (in- und ausländischen) Wirtschaftseinheiten bezogen und im Betrachtungszeitraum im Zuge der Produktion verbraucht haben.
Business Case	Ein Business Case ist ein grobes Szenario zur betriebswirtschaftlichen Bewertung eines oder mehrerer zusammengefasster Geschäftsmodelle
Business Case Großhandelsmarkt-Lieferant (GHM-L)	Business Case des Lieferanten, der durch variable Tarife Letzverbrauchern einen Anreiz gibt, ihre Last zu verschieben. Der Tarif wird dabei so gestaltet, dass der Lieferant sein Einkaufsportfolio optimieren kann.

Business Case Netzlastmanagement (NLM)	Business Case des Netzbetreibers, in dem er das Ziel verfolgt, durch Vergleichmäßigung der Netzlast oder Minderung der Höchstlast Aufwendungen für den operativen Netzbetrieb oder für Investitionen zu vermeiden.
CIGRE	Conseil International des Grands Reseaux Électriques. Internationales Gremium für den Erfahrungsaustausch zwischen Experten mit dem Ziel der Weiterentwicklung der Energieversorgungssysteme.
CIM	Common Information Model. Ein abstraktes Modell, das alle Hauptobjekte eines elektrischen Versorgungsunternehmens repräsentiert, die typischerweise im Informationsmodell eines Energiemanagementsystems (EMS) enthalten sind.
Day-Ahead Regelung	Mechanismus zur Regelung im Verteilungsnetz, bei dem Netz- und Marktmoderator mittels vortäglich bekanntgegebener, variabler Kundenpreisprofile eine Lastverschiebung erwirken. Mögliche Ziele: Reduzierung der Netz- oder Spitzenlast, Beitrag zur Spannungshaltung.
Day-Ahead-Tarif	täglich wechselnder Tarif, der am Vortag dem Haushalt/dem Netz- und Marktautomaten bekannt gegeben wird
DE2030	Szenario Deutschland 2030 in der technischen Simulation einer VNZ.
DER (Dezentrale Energieressourcen)	Im Rahmen des Projekts Erzeuger, Lasten und elektrische Speicher im Nieder- und Mittelspannungsnetz.
Diensteplattform	physikalische Ausführungsumgebung von Diensten und Träger von Dienstevermittlungs-Technologien
Dienstevermittlung	Integration zwischen der Diensteebene und der physikalischen Infrastruktur über Middleware- und Sicherheitstechnologien sowie Standards für Kommunikationsprotokolle, Syntax, Semantik und Ontologie des Energiesystems
dynamischer Tarif	in Abhängigkeit von Zeit flexibel wechselnder Tarif
EE-BUS	Schnittstelle zwischen hausinterner Kommunikation und dem Datenaustausch mit dem Energieversorger
EEX	European Energy Exchange, Börse für Energieprodukte.
Eigenpreiselastizität	Maß für den Zusammenhang zwischen Preis und Verbrauch ohne

	Berücksichtigung des Preises anderer Produkte oder Zeiten
Elektrischer Bruttowirkungsgrad	Verhältnis von erzeugter elektrischer Leistung zur zugeführten Leistung
Elektrizitätsversorgungsnetz	Gesamtheit der Leitungen und Stationen zur Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie
Elektrizitätsversorgungssystem	Gesamtheit der Einrichtungen zur Erzeugung, Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie
Elektrofahrzeug	elektrisch betriebenes Fahrzeug innerhalb der Systemdomäne für mobile Objekte
Elektronische Zähler	Elektronische und kommunikative Verbrauchsmesseinrichtung (analog Smart Meter)
Endkunde	Marktrolle als Energieabnehmer im Energiesystem als Privatkunde, gewerblicher Kunde und Industriekunde
Energiebutler	Energiebutler ist eine Marke der MVV für das Energiemanagement System in der Liegenschaft des Kunden bestehend aus Energiemanagement Gateway und Energiemanager. Er agiert als Vertreter des Kunden zur Maximierung der Energieeffizienz, der Energiekostensenkung sowie zur Bestimmung von Herkunft, Art und Einsatz der benutzten Energie. Im moma-Projekt ist der Begriff synonym zum BEMI-Rechner im BEMI-System.
Energiebutler Portal	Vorgängerversion der moma App
Energiehandel	Als Energiehandel bezeichnet man allgemein den Handel mit unterschiedlichen Arten der Energie. Der Handelswert der verschiedenen Energieformen schwankt stark sowohl durch Angebot und Nachfrage als auch durch die Eigenschaften des Stoffes. Quelle: Wikipedia.
Energieinformationssystem	Gesamtheit der Knoten und Leitungen für Informationstransport im Kommunikationssystem und der Elemente des Automatisierungssystems
Energiemanagement LAN	auf das Objekt- oder Unterobjekt bezogenes Kommunikationsnetzwerk verschiedener Technologien, die für Energiemanagementapplikationen auf verschiedenen technischen Komponenten benötigt werden

Energiemanagementsystem	Allgemeiner Überbegriff für Systeme (IT und elektrisch), mit denen die Erzeugung und der Verbrauch von Energie verwaltet werden kann.
Energiemanager	Softwarelösung als Kern eines Energiemanagementsystems - installiert auf einem Rechnersystem zur Automatisierung des Energiemanagements in der Netznutzerdomäne
Energiequelle	Quellmaterial oder natürliche Ressource, von der Energie in einer nützlichen Form extrahiert beziehungsweise direkt oder durch das Mittel der Energiekonversion wiedererlangt werden kann, sowie auch die Energiebelieferung, welche die Energie in der benötigten Form bereitstellt
Energiespeicher	Systemdomäne für energiespeichernde Geräte und Anlagen in der Domänengruppe Energienutzungseinrichtungen
Energiesystem	Gesamtheit des physikalischen Energieversorgungssystems, von Nutzern des Systems und Prozessen im Energiemarkt und bei der Netzführung
Energieversorger	Rolle als Netznutzer, der eine Verbindung zum Übertragungs- oder Verteilungsnetz und einen Zugriffsvertrag mit dem VNB oder ÜNB hat sowie der als Bereitsteller von Energielieferdiensten, Energieeffizienzdiensten, dynamischen Preiskonzepten und Diensten zur Aggregation von Bedarf und Angebot auftritt
Energy Data Server	Anwendung auf dem VNZ-Server zum Empfangen bzw. Abrufen von Messwerten (z.B. Zählerdaten, Temperaturwerte) aller Sensoren der Verteilnetzzelle, zur Aufbereitung und zur Weiterleitung der Daten an andere Anwendungen (z.B. alphaCORE, PoolBEMI)
Enterprisesystem	ein großes Paket von Softwareanwendungen bei verschiedenen Marktakteuren zur Unterstützung von Geschäftsprozessen, Informationsflüssen, Berichten und Datenanalytik
Ethernet	Standard:- IEEE 802.3
Evaluationsserver	Rechner zur Datenerfassung aus den Feldtests zwecks quantitativer Ergebnisauswertung im Forschungsprojekt moma
Feature	Funktionalität einer Software (zum Beispiel die Möglichkeit, sich den Energieverbrauch des aktuellen Tages auf der moma App

	anzeigen zu lassen)
Feedbacksystem	hier: =Stromverbrauchsvisualisierung
Feldtest	Implementierung (einschließlich Konzeption, Installation und Deinstallation) der moma-Architektur in privaten Haushalten (Feldtest Mannheim) oder im DREWAG Fernwärmenetz (Feldtest Dresden) zur Generierung von Ergebnissen in einer physikalisch realen Testumgebung
Ferraris-Zähler	mechanische Messeinrichtung für elektrischen Strom im Gegensatz zu einem elektronischen Zähler (Smart Meter)
First-Level-Support	erste Stufe der Fragen- und Problembearbeitung des Endkunden
FPS-Gerät	Fixed Program Schedule Gerät: elektrisches Gerät, das vom Benutzer vorbereitet und gestartet wird und danach ein festgelegtes Programm abfährt. Im Projekt moma sind dies Waschmaschinen, Trockner und Spülmaschinen.
Front End	Bedienschnittstelle für Endkunden
Gerätefahrplan	Der Gerätefahrplan ist ein Vorschlag des BEMI, wann ein Gerät eingeschaltet sein sollte, um die vorgegebenen Ziele optimal zu erfüllen. Dies wird in einem fest definierten Zeitraster (z.B. Viertelstundenraster) in der Regel einen Tag vorher angezeigt. Ändern sich die Ausgangsbedingungen, berechnet das BEMI kurzfristig einen neuen Gerätefahrplan und zeigt ihn an. Der Nutzer kann auf den Gerätefahrplan Einfluss nehmen und diesen auch aktiv ändern.
Geschäftsmodell	Ein Geschäftsmodell ist die Konkretisierung einer Geschäftsidee. Es zeigt den Beteiligten die nutzenstiftenden Mechanismen und Formen, auf welche Art und Weise zwischen den Wertschöpfungspartnern Leistungen erzielt bzw. ausgetauscht werden.
Geschäftsprozess	Geschäftsprozesse beschreiben die Aktivitätenabläufe, um die Handlungen innerhalb eines Geschäftsmodelles zu vollziehen. Schritte innerhalb von Prozessen werden als Use Cases bezeichnet.
Grid Agent	Modul in der technischen Simulation einer VNZ, das den Netzmoderator repräsentiert

Handelssimulation	Simulation zur Berechnung von Einsparungen für den Stromhandel durch Lastmanagement mittels variabler Arbeitspreise und Netzentgelte, weiterhin zur Untersuchung der Auswirkung auf die Netzspitzenlast
HT	Hochtarif (hoher Strompreis in einem 2-Stufen-Tarif)
Hypertext Transfer Protocol (HTTP)	HTTP wird definiert in- RFC 1945 (HTTP/1.0, 1996)- RFC 2616 (HTTP/1.1, 1999)Das Hypertext Transfer Protocol (HTTP, dt. Hypertext-Übertragungsprotokoll) ist ein Protokoll zur Übertragung von Daten über ein Netzwerk. Es wird hauptsächlich eingesetzt, um Webseiten aus dem World Wide Web (WWW) in einen Webbrowser zu laden.
Industrieobjekt	Systemdomäne für den Industriebereich innerhalb der Domänengruppe für die Objekte des Netznutzers als Anschlusspunkte in den Energietransportnetzen
Insel	Teil eines Elektrizitätsversorgungssystems, der vom Rest des Verbundsystems getrennt ist, aber unter Spannung steht
Intraday-Regelung	Mechanismus zur Regelung im Verteilnetz, bei dem der Netzmoderator den Betrieb von DER mittels marktbasierter Verfahren oder direktem technischen Zugriff in Echtzeit beeinflusst, der in der technischen Simulation einer VNZ zur Spannungshaltung eingesetzt wird
IP-Backbone	Kommunikationsanbindung des Breitband-Powerline-Netzes an die übergeordneten Zellebenen auf Basis des IP-Protokolls (z.B. Glasfaser, DSL, BPL über Mittelspannung)
JAVA	objektorientierte Programmiersprache und eine eingetragene Marke des Unternehmens Sun Microsystems (seit 2010 bei Oracle)
Kommunikationssystem	Gesamtheit der Knoten und Leitungen für Informationstransport
Konfidenzintervall	Wertebereich, in dem sich ein abzuschätzender Wert mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit befindet
Kontrollgruppe	Gruppe von Haushalten, die während des Feldtests 3 einen elektrischen Zähler zur Übermittlung von Messdaten eingebaut hatten, aber weder über eine Stromvisualisierung noch ein Automatisierungssystem verfügten und die keinen variablen Stromtarif erhielten

Kraftwerk	zur Erzeugung elektrischer Energie bestimmte Anlage einschließlich der Einrichtungen aus dem Hoch- und Tiefbau, der Energieumwandlung sowie der dazugehörigen Hilfseinrichtungen
Kritischer Knoten	Punkt, an dem während des Netzbetriebs potentiell Über- oder Unterspannungen zuerst auftreten. K.K. können für eine gegebene Netztopologie durch Betrachtung von Schwach- und Starklastfällen berechnet werden. Idealerweise gibt es genau dann keine Über-/Unterspannung im betrachteten Netz, wenn dies für alle K. K. der Fall ist.
KVS-Datenbank	Zentrale Datenbank zur Betreuung der Teilnehmer durch die Hotline
Lastkurve	gemessenes, abgeschätztes oder prognostiziertes Verhalten einer elektrischen Last über einen bestimmten Zeitraum (meist einen Tag)
Lastmanagement	automatische und/oder manuelle Steuerung von elektrischen Lasten (zum Beispiel Haushaltsgeräten)
Lieferant	Rolle zum Verkauf von Energie an Energienutzer mit einer vertraglichen Kundenvereinbarung, aber auch als Netznutzer, der eine Verbindung zum Übertragungs- oder Verteilungsnetz und einen Zugriffsvertrag mit dem VNB oder ÜNB besitzt
MA2030	Szenario Mannheim 2030 in der technischen Simulation einer VNZ
manuelle Steuerung	Vorgang, bei dem Menschen entscheiden, wann ein Gerät eingeschaltet werden soll, im Gegensatz zu automatischer Steuerung
Market Agent	Modul in der technischen Simulation einer VNZ, das den Marktmoderator repräsentiert
Markt Automat	Modul in der technischen Simulation einer VNZ, das den Marktmoderator repräsentiert (auch Market Agent)
Marktmoderator	Element in der moma-Architektur, das marktbezogene Funktionen in einer Netzzelle bündelt
Merit Order	Einsatzreihenfolge der Kraftwerke zur Stromerzeugung nach ökonomischen Kriterien. Die Kraftwerke werden mit ihrer verfügbaren Leistung von den niedrigsten zu den höchsten

	Grenzkosten geordnet. Sie entspricht der kurzfristigen Angebotskurve für Strom.
Messgerät	Gerät, das allein oder in Verbindung mit zusätzlichen Einrichtungen für Messungen gebraucht werden soll
Messpunkt	Ort der Erfassung eines Messwertes. Dies kann der Ort des geeichten Verbrauchszählers als Zählpunkt sein, aber ebenso weitere Orte, an denen mit Sensorik Messwerte erfasst werden (in moma insbesondere elektrische und Temperaturmesswerte)
Meter Gateway	Kommunikationseinheit zur Verbindung von Messgeräten mit externen Kommunikationsnetzwerken; siehe auch BDKE
Metering Portal	Webanwendung für Endkunden zur Visualisierung der Verbrauchsdaten
moma App	Programm zur Einsicht in den Tarif, den eigenen Stromverbrauch und zur automatischen Steuerung der an den Energiebutler angeschlossenen Geräte
moma-Bonus	Geld, das Haushalte durch den moma-Tarif monatlich sparen konnten
Nettohaushaltseinkommen	Haushaltseinkommen abzüglich aller Steuern und Abgaben
Netzagent	Modul in der technischen Simulation einer VNZ, das den Netzmoderator repräsentiert
Netzanschluss	technische Verbindung von Kundenanlagen an das Energieversorgungsnetz
Netzautomat	Modul in der technischen Simulation einer VNZ, das den Netzmoderator repräsentiert (auch Netzagent)
Netzbetreiber	Rollengruppe für Rollen zum Betrieb von Energietransportnetzen
Netzmoderator	Element in der moma-Architektur, das netzbezogene Funktionen in einer Netzzelle bündelt
Netznutzer	Rollengruppe für Rollen, die Energie über Transportnetze liefern und beziehen
Netzrestriktion	physikalische Einschränkungen im elektrischen Stromnetz
Netztopologie	Struktur des Elektrizitätsnetzes, bestimmt durch Form, Größe und

	Lage des Leitungsverbundes
NOVA-Strom	Stromtarif der MVV Energie
NT	Niedrigtarif (günstiger Tarif in einem 2-Stufen-Tarif)
OBIS	Object Identification System nach DIN EN 62056-61:2006: Messung der elektrischen Energie - Zählerstandsübertragung, Tarif- und Laststeuerung - Teil 61: Object Identification System (OBIS)
Objekt	Liegenschaft oder Anwesen als z.B. Einfamlienhaus, Mehrfamilienhaus oder Gewerbeobjekt
Ökonometrie	spezifisches Gebiet der Wirtschaftswissenschaft
ökonometrisches Elastizitätsmodell	angewandetes Modell zur Abschätzung von Eigenpreiselastizitäten
operative Kosten	Kosten, die nicht durch die Etablierung sondern die Nutzung eines System oder Produktes entstehen (im Gegensatz zu Infrastrukturkosten)
Ortsnetzstation (ONS)	Verbindungsstelle zwischen Nieder- und Mittelspannungsnetz
PCCSim	Modul in der technischen Simulation einer VNZ, das DER repräsentiert, die an PCC angeschlossen sind
Performance	Leistungsfähigkeit
P-Erzeuger	Erzeuger von Wirkleistung
Pool-BEMI	Funktionsgruppe im Marktautomat zum dezentralen Energiemanagement
Praxistest	Benennung der Feldtests in der Außenkommunikation, insbesondere gegenüber dem Endkunden
Preiselastizität	hier =Eigenpreiselastizität
Primärenergie	Energie, die nicht irgendeinem Konversions- oder Transformationsprozess unterworfen war
Produkt	innerhalb eines Anwendungsfallszenarios angebotene materielle oder energetische Leistung sowie Dienstleistung
Produzent	Rolle für eine juristische oder natürliche Person, die

	Energiemengen je Zeiteinheit als Leistung durch Erzeugung von Elektrizität, Wärmeenergie oder chemische Energie mittels Energiegewinnungsanlagen sowie durch Einspeisung in Transport- und Verteilungsnetze zur Verfügung stellt
Prosument (Prosumer)	Wortverbindung aus Produzent (Producer) und Konsument (Consumer) für als Endkunden und Stromerzeuger aktive Akteure am Energiemarkt
Prozess	funktionale Sequenz von Anwendungsfällen innerhalb eines Anwendungsszenarios
Pumpenkennlinie	Zusammenhang zwischen Fördervolumenstrom und aufgebautem Druck einer Pumpe
P-Verbraucher	Verbraucher von Wirkleistung
Q/U-Statik	Direkte Abhängigkeit zwischen an einem Netzanschlusspunkt gemessener Spannung und Blindleistungseinspeisung durch einen dort angeschlossenen Erzeuger, typischerweise eingesetzt bei PV-Wechselrichtern
Q-Erzeuger	Erzeuger von Blindleistung
Regelenergie	Energie zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in einer Regelzone
Regelenergiemarkt	Systemdomäne für den Markt zur Beschaffung von Regelenergie in der Domänengruppe Teilmärkte der Energiewirtschaft
Regelzone	Zusammenfassung der Fahrpläne von Bilanzkreisverant-wortlichen, die in einem Netzgebiet eines Übertragungs-netzbetreibers wirken, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Prognosen der Energielieferung als auch der erwarteten Energienutzung zu minimieren sowie verbleibende Abweichungen verursachergerecht finanziell zu regulieren
Regressionsanalyse	mathematisches Modell zur Abschätzung von Zusammenhängen zwischen zwei oder mehreren Größen
Reserveleistung	die Differenz zwischen der total verfügbaren Kapazität und der Leistungsanforderung des Systems
Residuallast	elektrische Leistung, die nicht durch volatile, regenerative Energien gedeckt werden kann

Rolle	Gruppierung von Verantwortlichkeiten im intelligenten Energiesystem, welche über die Definition von Zielen, Anforderungen und Maßnahmen zur Bestimmung von Anwendungsfällen führen
Schaltbox	Vorschaltgerät, das per Funk mit dem Energiebutler kommuniziert und eine schaltbare Schuko-Steckdose enthält, an der ein vom Energiebutler automatisch zu steuerndes Haushaltsgerät angeschlossen wird. Außerdem erfasst die S. aktuelle Leistungs- sowie ggf. Temperaturmesswerte des angeschlossenen Haushaltsgerätes und sendet diese an den Energiebutler.
Second-Level-Support	Zweite Stufe der Fragen- und Problembearbeitung des Endkunden
Secure Copy (SCP)	SCP dient zum sicheren Kopieren von Daten zwischen zwei Geräten. SCP verwendet SSH als darunterliegende Protokollschicht.
Smart Meter	Messsystem, bestehend aus einem Messendgerät, einer Kommunikationseinheit, mindestens einer Diensteplattform und erweiterten Messdiensten
SOC-Gerät	State of Charge Gerät: elektrisches Gerät, das über einen elektrischen oder nicht-elektrischen Speicher verfügt. Im Projekt moma sind dies Kühlschränke, Gefrierschränke (-truhen) und Kühl/Gefrierkombinationen.
Standardlastprofil	hier: typisches Lastverhalten eines Haushaltes nach Modell des BDEW
Station	Teil eines Elektrizitätsversorgungssystems, der an einem bestimmten Ort hauptsächlich die Enden der Übertragungs- oder Verteilungsleitungen, Schaltanlagen, Gebäude und möglicherweise Transformatoren umfasst und Einrichtungen für Netzsicherheit und Netzführung (z.B. Schutzeinrichtungen) enthält
statischer Tarif	fixer Tarif der an jedem Tag zu jeder Stunde gleich ist im Gegensatz zu einem dynamischen Tarif
Stromkoeffizienzfaktor/Stromkennzahl	Verhältnis von elektrischer zu thermischer. Leistung
Stromverbrauchsvisualisierung	Grafische Darstellung des Stromverbrauchs eines Haushalts zum Beispiel in einem Webportal, das mit Informationen aus dem

	eigenen Smart Meter gespeist wird
Stromzähler	Verbrauchsmesseinrichtung für Elektrizität. Im moma Projekt wurden elektronisch auslesbare Messeinrichtungen eingesetzt.
Syntax	die Beziehungen zwischen Zeichen oder Gruppen von Zeichen, unabhängig von ihrer Bedeutung oder der Art ihrer Interpretation und ihrer Verwendung
Systemdienstleistungen	Dienstleistungen, die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungssystems notwendig sind und vom Betreiber und/oder von Nutzern des Elektrizitätsversorgungssystems bereitgestellt werden
Systemdomäne	Systembereich mit definierten Grenzen, in dem die Aktivitäten von Anwendungsfällen wirken und mit dem eine grobe Einteilung des gesamten intelligenten Energiesystems anhand des physikalischen Energieflusses und des Informationsflusses vorgenommen werden kann
SZ-Rechner	Systemzellenrechner
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol
Technische Simulation	Simulation, die eine einzelne VNZ bis auf Ebene der DER bzw. in Haushalten einer VNZ
Technische Simulation einer VNZ	Simulation für eine einzelne VNZ bis auf Ebene der Dezentralen Energieanlagen bzw. in Haushalten einer VNZ mit eingeordneten Lasten
Teilnehmer	durch Kommunikationssystem vernetztes Element im Automatisierungssystem sowie Energieversorgungselement im Energieversorgungssystem
Transformator	Umrichter ohne bewegte Teile, der Spannungen und Stromstärken elektrischer Energie ohne Änderung der Frequenz umsetzt
Trasse	Leitung, auch speziell Fernwärmeleitung
Typtag	hier: Werktage (Mo-Fr), Samstage oder Sonn-und Feiertage
Umrichter	Einrichtung zur Änderung einer oder mehrerer Kenngrößen elektrischer Energie

Usability	Das Ausmaß, in dem ein Produkt durch bestimmte Anwender in einem bestimmten Nutzungskontext eingesetzt werden kann, um bestimmte Ziele effektiv, effizient und zufriedenstellend zu erreichen (DIN EN ISO 9241-11: 1999)
variabler Tarif	hier: dynamischer Tarif mit einem täglich unterschiedlichen sowie stündlich wechselnden Strompreis
Verbraucher	Rolle des Energienutzers für Elektrizität, Wärme und chemische Energie (z.B. Gas), welche in industrielle Verbraucher, Transportsystem betreibende Verbraucher, kommerzielle Verbraucher in kommerziellen Einheiten oder Gebäuden sowie Wohnungsverbraucher klassifiziert werden
Versorgungsnetze	Domänengruppe für Netze zum Transport von elektrischer Energie und Wärmeenergie oder Gas
Versorgungssicherheit	Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, in einem gegebenen Zustand seine Versorgungsaufgabe im Falle eines Fehlers zu erfüllen
Versuchsgruppe	Gruppe von Versuchshaushalten, die einen dynamischen Tarif erhielten und mit Stromverbrauchsvisualisierung und Automatisierungssystem ausgestattet waren
Verteilungsnetz (auch Verteilnetz)	Hiermit sind im moma-Projekt das MVV Elektrizitätsverteilungs-netz sowie das DREWAG Fernwärmenetz gemeint. Das Verteilungsnetz endet am Objektanschlus. Danach beginnt die Objektnetzzelle.
VNZ	Verteil(ungs)netzzelle
VNZ-Server	Hardwareplattform für die moma Applikationen EDS, Pool-BEMI und alphaCELL
WAN	Netzwerkverbund aus BPL-Netz der PPC und einem ISP Netz der Pfalzcom, genutzt für die IP Verbindung folgender moma Zonen: ONZ, VNZ, SZ, UOZ
Wärmeübergabestation (WÜS)	technische Einrichtung zur Übergabe von Wärme aus dem Primärfernwärmenetz in das Sekundärfernwärmenetz.
Metering Portal	MVV Smart Metering Portal, auf dem der eigene Stromverbrauch, der dynamische Tarif und weitere Infos eingesehen werden können

Zähler	Gerät, das zum Messen von Energiemengen durch Messen der Leistung über die Zeit vorgesehen ist
Zählpunkt	Ein Zählpunkt ist ein Geschäftsobjekt für das Messen von Strom, Gas, Wasser und Wärmeverbräuchen. Ein Objektanschluss besitzt einen oder mehrere Zählpunkte. Eine Unterobjektzelle kann ebenfalls einem oder mehreren Zählpunkten zugeordnet sein.
ZigBee	Funkprotokoll nach IEEE 802.15.4- Funkübertragung im 2,4 GHz-Band- Bitrate bis 250 kBit/s
Z-Wave	Industriestandard der Z-Wave Allianz. Für weitere Informationen siehe AS 1.05 Bericht.

12.3. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: moma-Konzeptbild 2
Abbildung 2: In Vorhabensbeschreibung geplante Infrastruktur und Umgebung des Projektes „Modellstadt Mannheim“ (S+A: Sensorik/Aktorik; EB: Energiebutler™; SM/MUC: Smart Metering; KL: Kälteanlage; DEA: Dezentrale Energieanlage; ST:Strom, WÄ: Wärme; GE: Gebäude; ESB: Enterprise Service Bus; WAN: Wide Area Network; PLC/BPL: Breitband Powerline) 11
Abbildung 3: Paradigmenwechsel im Energieversorgungssystem 21
Abbildung 4: System- und Betriebsdomänen der Komponentenebene im EU Smart Grid Mandat M/490, WG Referenzarchitektur [M490RA12] 26
Abbildung 5: Dreidimensionales Domänenmodell zur Wirkung von Funktionen auf vernetzten Komponenten 26
Abbildung 6: Smart Grid Architektur Modell (SGAM) [M490RA12] 27
Abbildung 7: Mapping von Kommunikationsnetzwerken auf die SGAM-Kommunikationsebene [M490RACA12] 28
Abbildung 8: Netzzelle und Lastmanagement-Kooperation 29
Abbildung 9: Anwendung des Smart Grid Architektur Modells auf die moma-Systemarchitektur 30
Abbildung 10: Energiezellen als hierarchische Regelkreise 33
Abbildung 11: Business Case Großhandelsmarkt (Lieferanten) (BC-GHM-L) 39
Abbildung 12: Rechenschema Business Case Netzlastmanagement (BC NLM) 42
Abbildung 13: Geschäftsfall GHM-L mit variablem Tarif zum anreizbasierten Lastmanagement 47
Abbildung 14: Regelkreis zur Anpassung von Erzeugung und Verbrauch mit variablen Preisen 48
Abbildung 15: Regelschleife Energiemanagement mit anreizbasiertem Lastmanagement 49
Abbildung 16: BDEW-Ampelkonzept für die Interaktion zwischen Netz und Markt [BDEW13] 55
Abbildung 17: Flüsse von Messdaten, Steuerungsinformationen und Strom 57
Abbildung 18: Abfall des Spannungsniveaus entlang eines Leitungsstranges 58
Abbildung 19: Anstieg des Spannungsniveaus entlang eines Leitungsstranges 58
Abbildung 20: Spannungsprofil entlang eines Leitungsstranges bei wechselnden Einspeisekonfigurationen 59
Abbildung 21: Neue Chancen und Aufgaben bei den Netzbetreibern 62
Abbildung 22: Smart Grid Perimeter in EU Task Force Smart Grid und moma-Elemente [ETFEG1_10] 63
Abbildung 23: Zusammenwirken grundlegender Komponenten für Netz-/Marktkommunikation im Smart Grid [BDEW13] 64
Abbildung 24: Voraussetzungen für intelligente Netze, Interaktion Markt und Netz sowie neuer Marktfunktionen [BDEW13] 65
Abbildung 25: Smart Grid als Energieinformationssystem und Energieversorgungssystem bei VDE ITG [VDE12] 66
Abbildung 26: Flexibilitätsoptionen und moma-Schwerpunkte [moma1302] 68
Abbildung 27: Akteursstruktur Verbraucher und Erzeugerseite zur Anbieterseite [If09_01] 70
Abbildung 28: Zusammenhang von Business Case und Anreizsystem 70
Abbildung 29: Reduzierung des maximalen Lastmanagementpotentials (Quelle: ifeu, [If09_2]) 71
Abbildung 30: Struktur der Kälteerzeugung nach Branchen (Quelle: ifeu, [If09_2]) 72
Abbildung 31: Maximales Lastmanagementpotential nach Verlagerungsdauer (Quelle: ifeu, [If09_2]) 72
Abbildung 32: Zellulare Systemtopologie mit dezentraler Intelligenz 78
Abbildung 33: Netzzellen im Verbund 80
Abbildung 34: moma-Systemarchitektur 82
Abbildung 35: moma-Komponenten in der zellularen Topologie 83
Abbildung 36: Anwendung Referenzarchitektur für die Systemdomänen Objekte und Geräte 84
Abbildung 37: logische, technologieunabhänige Architekturdarstellung Smart Metering [CCE1105] 86
Abbildung 38: logische Architekturdarstellung Smart Metering erweitert um technische Komponenten und Netzwerke 88
Abbildung 39: Einordnung des Netznutzers am Beispiel der Wirkungsdomäne Wohnobjekt in das zellulare Modell 90
Abbildung 40: logische Architekturdarstellung Smart Metering erweitert um technische Komponenten und Netzwerke [DKE11] 92
Abbildung 41: Energiebutler als Implementierung des BEMI-Rechners, der eine Verbindung von Energiemanagement-Gateway (EMG) und Energiemanager (EM) darstellt [moma1105] 93
Abbildung 42: Anwendung des Schichtenmodells auf Verbindung von moma-Systemzelle mit Verteilungsnetzzellen 97
Abbildung 43: Dienstevermittlungsumgebungen im zellularen Systemmodell [SF11_2] 100
Abbildung 44: Beziehungen zwischen Feldtests, Simulationen und Auswertungen 104
Abbildung 45: Übersicht über die drei Feldtests 105

Abbildung 46: Feldtest Prozessübersicht 112
Abbildung 47: Preisprofil Werktag Feldtest 2, gültig für Oktober – November 2010 113
Abbildung 48: Preisprofil Wochenende Feldtest 2, gültig für Oktober – November 2010 114
Abbildung 49: Preisprofil Werktag Feldtest 2, gültig ab Dezember 2010 114
Abbildung 50: Preisprofil Werktag Feldtest 2, gültig ab Dezember 2010 (Quelle: [ifeu12] 116
Abbildung 51: Übersicht über Entstehung und Zahl der Teilnehmerverträge 118
Abbildung 52: Energiebutler aus Feldtest 3 119
Abbildung 53: Schaltboxen aus Feldtest 3, links Trockenraum-, rechts Feuchtraumausführung 119
Abbildung 54: Screenshot sowie Datenquellen der moma-App 120
Abbildung 55: moma-Systemkomponenten in der Kundenliegenschaft 121
Abbildung 56: Einflussfaktoren Kundenpreisprofile 122
Abbildung 57: Einschränkung möglicher Preisprofile 123
Abbildung 58: Auswahl von Preisprofilen im Feldtest 3 124
Abbildung 59: Stündlich aufgelöste Preiselastizitäten des Haushaltsstromverbrauches der Versuchsgruppe sowie das BDEW- Standardlastprofil für Haushalte mit Jahresstromverbrauch von 4000kWh 126
Abbildung 60: moma-IKT-Architektur in Dresden 129
Abbildung 61: Fernwärmenetz Dresden 130
Abbildung 62: Versorgte Gebäude des Nahwärmenetzes Kurparkstraße 131
Abbildung 63: Flexibilitätsoptionen und moma-Einsatz [moma1302] 135
Abbildung 64: moma-Funktionen mit Zuordnung BDEW-Ampelmodell und SGAM im Mandat M/490 137
Abbildung 65: Simulationsumgebung 139
Abbildung 66: Horizontaler Ausgleich und hierarchische Abstimmung im zellularen Netzverbund 142
Abbildung 67: Das DKE-Kompetenzzentrum „Normung E-Energy/Smart Grids “als Schnittstelle zwischen E-Energy-Projekten und der Normung [EEIOP12] 144
Abbildung 68: Fachliche und technische Modellierung des Energiesystems 147
Abbildung 69: Top-Down-Methodik Anwendungsfall-Modellierung und Systemeinordnung 148
Abbildung 70: Use Cases und Normung [KKUS11] 150
Abbildung 71: Grundlagen der Anwendungsmodellierung in moma 158
Abbildung 72: Verfahren zur Anwendungsmodellierung 159
Abbildung 73: Auswahl für in Feldtests und Simulationen zu implementierende Funktionen 159
Abbildung 74: Messetafel zum moma-Konzept 173

12.4. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vier ausgewählte Business Cases für den Marktplatz E-Energy 43
Tabelle 2: Übersicht Software, Hardware, Webportale und Prozesse im Feldtest 2 111
Tabelle 3: Übersicht Testphasen im Feldtest Dresden 132
Tabelle 4: Testphase 1 im Feldtest Dresden - Anzahl und Verteilung der Absenkungen 132
Tabelle 5: Testphase 2 und 3 im Feldtest Dresden - Anzahl und Verteilung der Absenkungen 133

12.5. Literatur

***Projektveröffentlichungen von moma in der Referenz fett und unterstrichen gekennzeichnet, z.B.* [moma13]**

Veröffentlichungen und Studien unter Beteiligung von moma fett, kursiv und farblich gekenzeichnet, z.B. [VDE12]

[Ab11] Aumann, Benjamin: Implementierung eines Automaten im Verteilnetz zur Umsetzung eines Regelkreises zur Erhaltung der Powerqualität in einer Niederspannungszelle. Diplomarbeit im Rahmen des E-Energy-Projektes Modellstadt Mannheim. Hochschule Mannheim (Fakultät Elektrotechnik) und MVV Energie AG. Mannheim, Oktober 2011

[Bc08] Bendel, C.; Bühner, V.; Funtan, P.; Glotzbach, T.; Hippmann, H.; Kirchhof, J.; Klein, G.; Kleinlütke, S.; Malcher, S.; Nestle, D.; Ries, M.; Stachorra. E.: Report of the project DINAR (in German), Kassel/Germany, 05/2008

[BDEW13] BDEW: BDEW-Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland. Berlin, 11. Februar 2013

[BKKD10] Buchholz, B.; Kiessling, A.; Khattabi, M.; Doersam, B.: E-Energy Model City Mannheim. RENEWABLE ENERGY 2010 Proceedings. Pacifico Yokohama, Yokohama, Japan, 27 June - 2 July, 2010

[BKN09] B. Buchholz, A. Kiessling, D. Nestle: Individual customers" influence on the operation of virtual power plants. Power & Energy Society General Meeting 2009. PES '09, IEEE, Calgary, 26-30 July 2009. ISSN: 1944-9925; Print ISBN: 978-1-4244-4241-6. Digital Object Identifier: 10.1109/PES.2009.5275401

[BHK11] Benze, Joerg; Hübner, Christian; Kießling, Andreas: Das intelligente Energiesystem als zukünftige Basis für ein nachhaltiges Energiemanagement. Informatik 2011 – Informatik schafft Communities; 41. Jahrestagung der Gesellschaft für Informatik ; Berlin; Oktober 2011

[Bm07] BMWi: E-ENERGY – Informations- und Kommunikationstechnologie basiertes Energiesystem der Zukunft. Ein Förderwettbewerb des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 13. April 2007, Berlin.

[BNR07] Bendel, C.; Nestle, D.; Ringelstein, J.: Bidirectional Energy Management Interface (BEMI) - Integration of the low voltage level into grid communication and control. 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, 05/2007

[BNR08] Bendel, C.; Nestle, D.; Ringelstein, J.: Bidirectional Energy Management Interface BEMI - Technical and Economical Integration of DER by Decentralized Decision. Workshop IEC WG 17, Fredericia/Denmark, 02/2008

[BR11] Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung: Deutschlands Energiewende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft. Report vorgelegt von der Ethik-Kommission. Berlin, den 30. Mai 2011

[BSIPP12] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen. Version 01.01.07 - 21. December 2012. https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/Schutzprofil_Gateway/schutzprofil_smart_meter_gateway_node.html , gesehen am 14.01.2013

[BSITR12] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 - Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems. Version 1.0 (Release Candidate), Datum 21.12.2012. https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/TechnRichtlinie/TR_node.html, gesehen am 14.01.2013

[CC11] Crotty, Cameron: Utility Players – Data Management technologies underpin energy manufacturers' smart grid efforts. IBM Data Management magazine; Issue 3/2010; AS2_02_05_EEnergy moma Data Management Magazine Article

[CCE1105] CEN/CENELEC/ETSI Smart Meters Coordination Group: Functional Reference Architecture for Communications in Smart Metering Systems. Secretariat CCMC. Brüssel 05/2011

[DKE10] DKE - Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE in Zusammenarbeit mit E-Energy: Die deutsche Normungsroadmap E-Energy / Smart Grid – Version 1.0. Frankfurt, April 2010

[DKE12] DKE - Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE in Zusammenarbeit mit E-Energy: Normungsroadmap E-Energy / Smart Grids 2.0; Status. Trends und Perspektiven der Smart Grid-Normung; Frankfurt, November 2012

[DKE-Wiki] DKE: E-Energy-Glossar, E-Energy - Smart Grids made in Germany. https://teamwork.dke.de/specials/7/Wiki-Seiten/Homepage.aspx. Stand 19. April 2013

[Dr10] Verantwortlicher Konsortialpartner: DREWAG, Subauftragnehmer: TU Dresden; Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 1.10 – Studie zur Effizienzsteigerung bei Nutzung dezentraler Fernwärmespeicher; erschienen in moma; Dresden; 31.01.2010

[EEIOP12] E-Energy-Fachgruppe Interoperabilität; Mitwirkung: Viktor Kaufmann, Andreas Kießling, Alfred Malina, Andreas Schindler, Inga Schlüter, Hartwig Steusloff, Ralf Thiemann, Mathias Uslar, Martin Winter; Abschlussbericht; Hrsg. von E-Energy Begleitforschung; München 10/2012

[ENSS11] S. Engel, D. Nestle, P. Selzam, P. Strauß: „Intelligentes Netzlastmanagement mit variablen Netzentgelten als indirektes Steuerungsinstrument für Verteilnetzbetreiber“, Internationaler ETG-Kongress, Würzburg 11/2011.

[Et10] Eichler, Tobias: Analyse der Veränderung der Wertschöpfungskette im Energiemarkt der Zukunft mit besonderer Betrachtung des Marktplatzbetreibers. Diplomarbeit im Rahmen des E-Energy-Projektes Modellstadt Mannheim. Hochschule für Technik und Wirtschaft Dresden (Fakultät Wirtschaftswissenschaften) und MVV Energie AG. Mannheim, August 2010

[ETFEG1_10] EC DG Energy – Task Force Smart Grid: Functionalities of smart grids and smart meters, EG1 Deliverable – Final. Hrsg. von European Commission DG Energy – Task Force Smart Grid Expert Group 1. Dezember 2010

[ETFEG3_11] EC DG Energy – Task Force Smart Grid: Roles and Responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment, EG3 Deliverable – Final. Hrsg. von European Commission DG Energy – Task Force Smart Grid Expert Group 3. 01. February 2011

[ETG12] VDE – ETG-Fokusgruppe: Demand Side Integration – Lastverschiebungspotentiale in Deutschland. Hrsg. vom VDE-Verlag. Frankfurt 06/2012

[EUSoS12] Projekt „Roadmaps for system-of-systems engineering“: finanziert durch EU im FP7-Programm; Projektwebseite http://www.road2sos-project.eu/cms/front_content.php

[FGR11] Editoren: Raabe, Oliver; Pallas, Frank; Weis, Eva; Lorenz, Mieke; Boesche, Katharina Vera; Weitere Autoren: Fest, Claus; Franz, Oliver; Gaul, Armin; Kießling, Andreas; Quadt, Andre; Schmelzer, Knut. Datenschutz im Smart Grid - Anmerkungen und Anregungen; London, Berlin; 2011; LIBER; ISBN 978-1-907150-01-4

[Gs11] Gipp, Sabine: Integration dezentraler Energieerzeugungsanlagen in die Markt- und Netzmechanismen eines intelligenten Energieversorgungssystems (Smart Grid). Masterarbeit im Rahmen des E-Energy-Projektes Modellstadt Mannheim. Hochschule Mannheim (Wirtschaftsingenieurwesen) und MVV Energie AG. Mannheim, März 2011

[GP10] Grein, Arne und Pehnt, Martin: Load management for refrigeration systems - Potentials and barriers. Energy Policy; (2011), doi:10.1016/j.enpol.2011.04.040

[HKH11] Hübner, C.; Khattabi, M.; Huth, C.: State Estimation in Niederspannungsnetzen mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung. Internationaler ETG-Kongress 2011. Umsetzungskonzepte nachhaltiger Energiesysteme – Erzeugung, Netze, Verbrauch; Würzburg; 8. bis 9.11.2011

[Ib09] Verantwortlicher Konsortialpartner: IBM, Mitwirkende Konsortialpartner: Christian Panzer (IBM), Alfred Malina (IBM), Heiko Waldschmidt (ISET), Jan Ringelstein (ISET), G. Schneider (MVV), R. Schultz (MVV), Andreas Kießling (MVV), Jürgen Hermanns (24/7 IT Services), Lars Schwendicke (PPC), Markus Rindchen (PPC), Holger Kellerbauer (UDE), Herr Hänchen (DREWAG): Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 1.9 – Studie E-Energy moma Security. erschienen in moma; Mannheim; 31.07.2009

[Ib10] Verantwortlicher Konsortialpartner: IBM, Mitwirkende Konsortialpartner: Ingmar Bergmann(IBM), Alfred Malina (IBM), Andreas Kießling (MVV), Markus Rindchen (PPC), Herr Marius Rosau/Mike Trautmann (UDE), Herr Dr. David Nestle (Fraunhofer IWES): Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 5.2 – Konzept zur internationalen Standardisierung. erschienen in moma; Mannheim; 01.02.2010

[Ib12] Verantwortlicher Konsortialpartner: IBM, Detlef Schumann. Zusammenfassung aller Aktivitäten im AP5 über die gesamte Projektlaufzeit, Arbeitspaket 5 – Standardisierung und energiewirtschaftlicher Rahmen; erschienen in moma; Karlsruhe; 26.10.2012

[IEC08] IEC PAS 62559:2008-01 IntelliGrid Methodology for Developing Requirements for Energy Systems, Genf, 2008

[If09_1] Verantwortlicher Konsortialpartner: ifeu, Mitwirkende Konsortialpartner: IFEU: Angelika Paar, Markus Duscha; Sabine Frisch, Ingenieurbüro Gerd Fleischhammer; IZES: Prof. U. Leprich, Günther Frey, Eva Hauser; Dornbach & Partner: Prof. A. Junker, C. Hell; BET: U. Rosen; Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 1.3 – Studie zu Anreizsystemen für unterschiedliche Akteure aus dem Energiemarkt; Mannheim; 31.07.2009

[If09_2] Verantwortlicher Konsortialpartner: ifeu, Mitwirkende Konsortialpartner: Arne Grein (ifeu), Martin Pehnt (ifeu), Markus Duscha (ifeu), Holger Kellerbauer (UDE); Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 1.6 – Nutzung von thermischen Speichern als Energiespeicher; Mannheim; 31.07.2009

[Ifeu12] Verantwortlicher Konsortialpartner: ifeu, Mitwirkende Konsortialpartner: MVV, IBM, PPC, UDE; Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 3.7 – Ergebnisbericht des Praxistests „Flexibler Strompreis“; Mannheim; 16.03.2012

[Iw09] Verantwortlicher Konsortialpartner: Fraunhofer IWES (vormals ISET), Mitwirkende Konsortialpartner: David Nestle (ISET), Jan Ringelstein (ISET), Patrick Selzam (ISET), Heiko Waldschmidt (ISET), Mariam Khattabi (MVV), Sylvia Gebauer (PPC), Markus Rindchen (PPC), Stefan Sender (PPC), Peter Papendorf (PSE), Assiet Aren (UDE); Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 1.5 – Studie Aktorik und Sensorik; erschienen in moma; Mannheim; 31.07.2009

[Iz09] Verantwortlicher Konsortialpartner: IZES, Mitwirkende Konsortialpartner: Prof. U. Leprich, Günther Frey, Eva Hauser (IZES); Prof. A. Junker; C. Hell (Dornbach & Partner), U. Rosen (BET): Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 1.4 – Geschäftsmodelle und Vorschläge zu ausgewählten Business Cases. erschienen in moma. Mannheim 15.12.2009

[Ka1104] Verantwortlicher Konsortialpartner: MVV: Kießling, Andreas; Positionspapier zu Smart Metering-Architekturen und Schutzprofil, Arbeitspaket 5 – Energiewirtschaftliches Umfeld und Normung; erschienen in moma; Mannheim; 10.04.2011

[Ka1106] Andreas Kießling: Smart Grids für Deutschland. Hrsg. in Weitblick, Seiten: 10-11, Ausgabe 08 / 2011. erschienen 06/2011 bei LBBW Asset Management Investmentgesellschaft mbH

[Ka1109] Kießling, Andreas; Informationssicherheit als Basis von Versorgungssicherheit und Nutzerakzeptanz im Smart Grid; Münchner Kreis; Fachkonferenz und Berliner Gespräch „Sicherheit und Datenschutz bei Smart Energy“; Berlin; 29.09.2011

[Ka1110] Kießling, Andreas; OGEMA als Vermittlungsschnittstelle vom Energieinformationssystem zu den Markt- und Netzdiensten; 16. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik; 6.-7. Oktober 2011; Kassel; Tagungsband Seiten: 19-42; erschienen bei Fraunhofer IWES; Kassel; 2011

[Ka1210] Kießling, Andreas; moma-Architektur und Funktionen im intelligenten Energiesystem; 17. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik; 11.-12. Oktober 2012; Kassel; Tagungsband Seiten: 93-100; erschienen bei Fraunhofer IWES; Kassel; 2012

[Ka1211] Kießling, Andreas; Informationssicherheit mit M/490 und BSI-Schutzprofil zur Sicherstellung von Datenschutz und Versorgungssicherheit; VDE-Kongress 2012 - Intelligente Energieversorgung der Zukunft; 05.11.2012 - 06.11.2012; Stuttgart, Deutschland; Proceeedings erschienen bei VDE Verlag; 2013; http://www.vde-verlag.de/proceedings-de/453446049.html

[KB09] Kießling, Andreas und Buchholz, Britta Dr. Ing.; Special Klima & Energieeffizienz - Fitness für die Netze; emw – Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb; Heft: 4/2009 (August 2009); Verlag ener | gate GmbH & Co. KG

[KBK11] Khattabi, Mariam.; Buchholz, Britta; Kießling, Andreas; An Agent based Method for Voltage Rise Mitigation in Distribution Grids with High DG Penetration; 8th International Conference on Power Electronics-ECCE Asia; ICPE 2011-ECCE Asia, 2011.5, page(s): 1-3048; May 30 - June 3, 2011 / The Shilla Jeju, Jeju, Korea; http://www.dbpia.co.kr/view/ar_view.asp?arid=1672636

[Kd11] Krotki, Daniel: Simulation des Online-Betriebes einer Gruppe verteilter Netzautomaten. Diplomarbeit im Rahmen des E-Energy-Projektes Modellstadt Mannheim. Hochschule Darmstadt (Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik) und MVV Energie AG. Mannheim, April 2011

[Ke1105] Kellendonk Elektronik GmbH; EEBus Whitpaper; Stand 05/2011; http:// www.eebus.de

[KHKB12] Khattabi, Mariam; Hübner, Christian; Kießling, Andreas; Braun, Martin; Verteilnetzautomatisierung als Grundlage für die intelligente Energieversorgung der Zukunft; VDE-Kongress 2012 - Intelligente Energieversorgung der Zukunft; 05.11.2012 - 06.11.2012; Stuttgart, Deutschland; Proceeedings erschienen bei VDE Verlag; 2013; http://www.vde-verlag.de/proceedings-de/453446023.html

[KK10] A. Kießling, M. Khattabi: Cellular system model for smart grids combining active distribution networks and smart buildings. Energy-Efficient Computing and Networking. Lecture Notes of the Institute for Computer Sciences, Social Informatics and Telecommunications Engineering 2011. Volume 54, Part 5, 225-242, DOI: 10.1007/978-3-642-19322-4_24

[KK11] Kießling, Andreas; Khattabi, Mariam; Neue Chancen für Regionalität durch die Energiewende; Solarzeitalter; Seiten: 39-44; 23. Jahrgang; Ausgabe 03 / 2011; erschienen 11/2011 bei Eurosolar e.V.; ISSN 0937-3802; http://www.eurosolar.de/de/

[Kk94] Kelly, Kevin: Out of Control. The Rise of Neo-Biological Civilization. Addison-Wesley, New York 1994, ISBN 0-201-57793-3

[Kkr11] Krastev, Kasimir: Technologieunabhängige Systemmodellierung eines generischen Bedarfsdeckungs-prozesses sowie Implementierung und Funktionstest auf Basis einer hardwareunabhängigen Plattform inklusive Emulation einer Schnittstelle zum Netzsimulationssystem. Masterarbeit im Rahmen des E-Energy-Projektes Modellstadt Mannheim. Hochschule Mannheim (Fakultät Informationstechnik) und MVV Energie AG. Mannheim, Dezember 2011

[KKR11] Khattabi, Mariam.; Kießling, Andreas; Ringelstein, Jan: A novel agent based system architecture for smart grids including market and grid aspects; Power and Energy Society General Meeting, 2011; page(s): 1-8; Issue Date: 24-29 July 2011; Detroit; USA; ISSN: 1944-9925; E-ISBN: 978-1-4577-1001-8; Print ISBN: 978-1-4577-1000-1; Digital Object Identifier: 10.1109/PES.2011.6039421; Date of Current Version: 10 Oktober 2011; http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=6039421

[KKSR12] Khattabi, Mariam.; Kießling, Andreas; Selzam, Patrick; Ringelstein, Jan; Agent based Automation for a smarter Distribution grid; IEEE Power and Energy Society ISGT Europe 2012; 14. – 17.10.2012; Berlin, Deutschland; Konferenz Proceedings; 2012ISGTEU-103
http://www.ieee-isgt-2012.eu/events/distribution-system-modeling-and-analysis/

[KKUS11] Kellendonk, Peter.; Kießling, Andreas; Uslar, Mathias.; Stein, Johannes; Definition von Use Cases in der Normung – Basis für eine aktive Beteiligung privater Haushalte im Smart Grid; Internationaler ETG-Kongress 2011; 8.-9.11.2011 in Würzburg; ISBN 978-3-8077-3376-7; VDE Verlag GmbH; Berlin – Offenbach

[KLR09] Krause, O., Lehnhoff, S., Rehtanz, C., & Wedde, H. F. (2009). On Feasibility Boundaries of Electrical Power Grids in Steady State. International Journal of Electrical Power and Energy Systems.

[Km13] Khattabi, Mariam: Unterlagen aus Doktorandenarbeit zur zellularen Netzführung mit verteilter Automatisierung. Noch einzureichende Dissertation in Kassel, Univ., 2013

[KNS13] Andreas Kiessling, Michael Niemann, Frieder Schmitt (2013). Why Smart Grids? it - Information Technology: Vol. 55, No. 2, pp. 52-62. DOI 10.1524/itit.2013.000.
http://www.oldenbourg-link.com/doi/abs/10.1524/itit.2013.0007

[Ko09] Krause, O. (2009). Bestimmung des Nutzungspotentials von Verteilnetzen. Göttingen: Sierke Verlag.

[KR07] Krause, O., & Rehtanz, C. L. (2007). Realzeit Netzüberwachung auf Basis hochdimensionaler Körper. Tagungsband VDE-ETG Kongress.

[KR09] Kießling, Andreas; Rohrig, Kurt: E-Energy: Modellstadt Mannheim und Regenerative Modellregion Harz; Proceedings Internationaler ETG-Kongress 2009 (ETG-FB 118); Düsseldorf, Deutschland; 10/27/2009 - 10/28/2009; VDE-Verlag; ISBN 978-3-8007-3194-7

[KST12] Kießling, Andreas; Schäfer, Daniel; Thomann, Robert: Verfahren zur Verteilung von elektrischer Energie in einem Stromnetzwerk mit einer Vielzahl von Verteilungsnetzzellen. Europäische Patentanmeldung EP000002533389A2. Veröffentlichungsdatum am 12.12.2012 in Patentblatt 2012/50. https://register.epo.org/espacenet/application?number=EP12002956

[Ls10] Lehnhoff, S. (2010): Dezentrales vernetztes Energiemanagement. Wiesbaden. Vieweg+Teubner Verlag.

[Lu10] Uwe Leprich, Günther Frey, Eva Hauser, Christoph Hell, Andy Junker, Ulrich Rosen: Der Marktplatz E-Energy aus elektrizitätswirtschaftlicher Perspektive. ZfE – Zeitschrift für die Energiewirtschaft, S. 79 - 89. 04/2010

[Lu1004] Leprich, Uwe: Dekarbonisierung des Energiesystems muss bis 2050 abgeschlossen sein – Interview in BWK 4/2010, S. 38-41

[M490RA12] EC M/490 CEN-CENELEC-ETSI SGCG – WG RA: SG-CG/M490/C_Smart Grid Reference Architecture. Report Version 3.0 Hrsg. von European Commission M/490 Mandate CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group - Smart Grid Reference architecture working group. Brüssel. 11/2012

[M490RACA12] European Commission M/490 Mandate CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group - Smart Grid Reference architecture working group; SG-CG/M490/C_Smart Grid Reference Architecture; Annex F Communication Architecture; Version 3.0; Brüssel; 11/2012

[M490SE12] European Commission M/490 Mandate Standardization Mandate for Smart Grid - Smart Grid Information Security working Group; Summary Report – DRAFT V0.6; Brüssel; 19.07.2012

[Md12] Mihajluk, Danil: Spezifikation eines Energie-Management-Gateways inkl. Implementierung auf einem Embedded-System-Device und einer virtuellen Maschine sowie Design und Implementierung eines Prozesses zur Fahrplanabfrage und Fahrplanlieferung. Diplomarbeit im Rahmen des E-Energy-Projektes Modellstadt Mannheim. Fachhochschule Kaiserslautern (Fachbereich Angewandte Ingenieurwissenschaften) und MVV Energie AG. Mannheim, Februar 2012

[moma1105] A. Kießling, A. Malina, D. Schumann, E. Hauser, U. Klann, U. Leprich, M. Luxenburger, M. Rindchen, L. Schwendicke, C. Giebel, M. Duscha, J. Bödeker, P. Selzam, S. Engel: E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 5.5 – Untersuchung des technischen, energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens. erschienen in moma. Mannheim 29.05.2011

[moma1107] A. Kießling, A. Malina, D. Schumann, E. Hauser, U. Klann, U. Leprich, M. Luxenburger, M. Rindchen, M. Duscha, P. Selzam: E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 5.5 – Energiewende in Deutschland - Integrierte, regionale und überregional verbundene Energiesysteme für die Energiewende.; erschienen in moma. Mannheim 09.12.2011

[moma1201] Verantwortlicher Konsortialpartner: IZES; Mitwirkende Konsortialpartner: IZES: Klann, Uwe; Leprich, Uwe; PPC: Begasse, Simon; Müller, Christine; Wolski, Thomas; MVV: Kießling, Andreas; IWUS: Junker, A.; Dornbach & Partner: Hell, C.; E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 1.8 – Studie zu Wirtschaftsperspektiven, 10.01.2012

[moma1203] Verantwortlicher Konsortialpartner: IBM; Mitwirkung aller Konsortialpartner: Modellierungsdokument moma-Methodik, Prozesse und Applikationen sowie Modell-Datenbank, Teil 1, 2 und 3. Arbeitsschritt 1.7 – Vorhabensmodellierung. Mannheim 12.03.2012

[moma1204] Andreas Kießling, Detlef Schumann, Ingo Schönberg, Patrick Selzam: Zielgerichtete Gestaltung der Energiewende in Deutschland – Intelligente Energieinfrastruktur für regionale Beteiligung und überregionale Verbundenheit im effizienten und integrierten Energiesystem auf Grundlage erneuerbarer Energien. Thesenpapier erschienen in moma. Mannheim 20.04.2012

[moma1211] Verantwortlicher Konsortialpartner IZES, Mitwirkende Konsortialpartner IZES: Klann, Uwe; Zipp, Alexander; Luxenburger, Martin; IWES: Selzam, Patrick; Engel, Stephan; MVV (Netrion GmbH): Häfner, Mathias; Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma). Arbeitsschritt 5.7 – Auswirkungen auf das politische Instrumentarium. erschienen in moma. Mannheim 15.11.2012

[moma1302] Verantworticher Konsortialpartner MVV: Kießling, Andreas; Thomann, Robert; Mitwirkende Konsortialpartner ifeu, IWES, IZES: Abschlusspräsentation zum E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma). Von der Vision zur Wirklichkeit. erschienen in moma. Mannheim Februar 2013

[moma1304] Verantwortlicher Konsortialpartner ifeu; Leiter Duscha, Markus: Endbericht des E-Energy-Projektes Modellstadt Mannheim (moma) zur Evaluation der Feldtests und Simulationen. erschienen in moma. Mannheim März 2013

[moma1305] Verantwortlicher Konsortialpartner MVV; Kießling, Andreas: Abschlussbericht zum E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma). Beiträge von moma zur Transformation des Energiesystems für Nachhaltigkeit, Beteiligung, Regionalität und Verbundenheit. erschienen in moma. Mannheim Mai 2013

[Nd07] Nestle, David; Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung; Zugl.: Kassel, Univ., Dissertation; 2007; ISBN: 978-3-89958-390-8

[NRS09] Nestle, David; Ringelstein, Jan; Selzam, Patrick (Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V., Kassel, Germany; Einbindung von Stromkunden in ein intelligentes Verteilnetz; Proceedings Internationaler ETG-Kongress 2009 (ETG-FB 118); Düsseldorf, Deutschland; 10/27/2009 - 10/28/2009; VDE-Verlag; http://www.vde-verlag.de/data/prcd.php?docid=453194057&loc=de

[NRW10] Nestle, D.; Ringelstein, J; Waldschmidt, H.: Fraunhofer IWES; Open Energy Gateway Architecture for Customers in the Distribution Grid; Architektur eines offenen Gateways für Energiemanagement und Energieeffizienz für Verteilnetzkunden; it - Information Technology, March 2010, Band 52, Nr. 2 : S. 83-88; Oldenbourg Verlag, München; (doi: 10.1524/itit.2010.0575)

[OGEMA13] Open Gateway Energy Management Alliance, URL: http://www.ogema.org/ [Stand: 21.04.2013]

[PPC12] Power Plus Communications AG: Generisches Businessplan-Tool. E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim. Handbuch. Mannheim 16. August 2012

[Pm10] Plaspohl, Martin: Strategieentwicklung zukünftiger Elektrizitätsbeschaffung von Energieversorgungs-unternehmen und Handelsoptionen an Spotmärkten. Diplomarbeit im Rahmen des E-Energy-Projektes Modellstadt Mannheim. TU Clausthal (Institut für elektrische Energietechnik) und MVV Energie AG. Mannheim, November 2010

[Rj09] Ringelstein, Jan: Betrieb eines übergeordneten dezentral entscheidenden Energiemanagements im elektrischen Verteilnetz. Zugl. Kassel, Univ., Dissertation, 2009

[Rj10] Ringelstein, J. Dipl.Inf.; Nestle, D. Dr. Ing.; Selzam, P. Dipl.-Betriebswirt; Waldschmidt, H. Dipl.-Inf.; Fraunhofer IWES, Kassel; Kießling, A. Dipl.-Phys.; Khattabi, M. Dipl.-Ing.; MVV Energie AG, Mannheim; Demand Side Management im E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim; Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6 Energietechnik, Nr. 593, S. 45 – 62; VDI-Verlag, Düsseldorf, 2010; ISSN 0178-9414; ISBN 978-3-18-359306-4

[Rp08] Russell, Peter: The Global Brain - The Awakening Earth in a New Century. Floris Books. 3rd edition (January 15, 2008), ISBN 0863156169

[Sc10] Schöne neue Netzwelt. Neue Energie – Das Magazin für erneuerbare Energien, Heft 04/2010,

[Sd10] Schäfer, Daniel: Entwicklung eines Modells zur Ermöglichung neuer Produkte des Energiemarktes der Zukunft durch Bildung virtueller Bilanzkreise. Diplomarbeit im Rahmen des E-Energy-Projektes Modellstadt Mannheim. Hochschule Karlsruhe (Fakultät Wirtschaftswissenschaften) und MVV Energie AG. Mannheim, Oktober 2010

[SF11] Schiller, Christian und Fassmann, Stefan: The Smart Micro Grid -IT challenges for energy distribution grid operators. White paper. http://www.generatinginsights.com

[SF11_2] Schiller, Christian und Fassmann, Stefan: The Smart Micro Grid -IT challenges for energy distribution grid operators. Long version. Juli 2010

[SKS12] Sporer, Ralph; Kießling, Andreas; Stein, Johannes; System Approach of the European Smart Grid Coordination Group (SG-CG) of CEN, CENELEC and ETSI - Update of the German Smart Grid Standardization Roadmap; 5th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources; Konferenz-Tagungsband; 04.-06.2012; Berlin;

[SSR11] Servatius, Hans-Gerd; Schneidewind, Uwe; Rohlfing, Dirk (Hrsg.); Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem; 2011; Mitautor: Kießling, Andreas; etwa 550 S., 129 Abb., Hardcover; ISBN 978-3-642-21819-4

[Ud09] Verantwortlicher Konsortialpartner: UDE, Mitwirkende Konsortialpartner: Holger Kellerbauer (UDE), Mike Trautmann (UDE), Andreas Herdt (IBM), Christian Schiller (IBM), Giovanni Liotta (PPC), Stefan Sender (PPC), Stefan Hessenauer (PPC), Heiko Waldschmidt (ISET), David Nestle (ISET), Andreas Kießling (MVV) – Summary und Kapitel 1, Mariam Khattabi (MVV - Digitalstrom, Jürgen Hermanns (24/7 IT Services GmbH), Ralf Schaff (DREWAG); Ergebnisstudie E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma), Arbeitsschritt 1.2 – Schnittstellenspezifikationen; erschienen in moma; Mannheim; 31.07.2009

[Vd10] Valle del, David: Modellierung der verteilten Automation in Verteilnetzzellen. Diplomarbeit im Rahmen des E-Energy-Projektes Modellstadt Mannheim. Hochschule Darmstadt (Energie, Elektronik und Umwelt) und MVV Energie AG. Mannheim, September 2010

[VDE10] VDE – ITG-Fokusgruppe Energieinformationsnetze: Positionspapier - Energieinformationsnetze und –systeme – Bestandsaufnahme und Entwicklungstendenzen. Hrsg. vom VDE-Verlag. Frankfurt 11/2010

[VDE12] VDE – ITG-Fokusgruppe Energieinformationsnetze: Positionspapier - Energieinformationsnetze und –systeme, Teil A - Verteilungsnetzautomatisierung und Teil B – Geschäftsmodelle VNB. Hrsg. vom VDE-Verlag. Frankfurt 10/2012

[VKU12] KEMA: Endbericht zu Anpassungs- und Investitionserfordernissen der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (SmartGrid). Auftraggeber Verband kommunaler Unternehmen (VKU). Bonn 1.6.2012