



ABSCHLUSSBERICHT

BEREICH INFORMATIONS- UND KOMMUNIKATIONSTECHNOLOGIE

**FAKULTÄT FÜR INFORMATIK
LEHRSTUHL IV, SOFTWARE & SYSTEMS ENGINEERING,
PROF. DR. DR. H.C. MANFRED BROY**

**VERFASST VON:
MAXIMILIAN IRLBECK
VASILEIOS KOUTSOUMPAS**

15. NOVEMBER 2013

Dieser Bericht wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie erstellt.



Dieses Dokument einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes der Bundesrepublik Deutschland in der jeweils geltenden Fassung ist ohne schriftliche Zustimmung der Technischen Universität München unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigung, Nachdruck, Übersetzung, Mikroverfilmung und die Verarbeitung in elektronischen Systemen, auch bei nur auszugsweiser Verwertung.

© Technische Universität München, München, November 2013

Inhaltsverzeichnis

1	EINFÜHRUNG IN DIE ARBEIT DER IKT BEGLEITFORSCHUNG.....	1
2	ÜBERBLICK DER EVALUATION.....	3
3	DIE E-ENERGY REFERENZARCHITEKTUR – DIE VISION EINES SMART ENERGY SYSTEMS MADE IN GERMANY.....	5
3.1	Methodische Grundlagen	7
3.1.1	Zielsetzung.....	7
3.1.2	Überblick über die Vorgehensweise	8
3.2	Die E-Energy Referenzarchitektur - Gesamtüberblick.....	12
3.2.1	Das E-Energy Domänenmodell	14
3.2.2	Bezug zu SGAM.....	15
3.3	Die E-Energy Referenzarchitektur – Wichtige Grundlagen	20
3.4	Die Gesamtsystemsicht.....	23
3.5	Die Einzelsystemsicht.....	24
3.5.1	Erklärung der Vorlage.....	24
3.5.2	Haushaltskunde.....	26
3.5.3	Industrie- und Gewerbekunde.....	39
3.5.4	Dezentrale Energieanlagen	44
3.5.5	Virtuelles Kraftwerk.....	50
3.5.6	Ortsnetzstation	56
3.5.7	Umspannwerk	60
3.5.8	Messstellenbetreiber	63
3.5.9	Energiemanager Betreiber.....	68
3.5.10	Integrator.....	72
3.5.11	Serviceanbieter.....	79

3.5.12 Vorhersagedienstleister	83
3.5.13 Verteilnetzbetreiber	86
3.5.14 Lieferant	91
3.5.15 Aggregator.....	96
3.5.16 Marktplatz.....	102
4 DIE E-ENERGY ANWENDUNGSFÄLLE	110
4.1 Usecase: Preissignalübermittlung.....	112
4.2 Usecase: Betrieb von Virtuellen Kraftwerken	115
4.3 Usecase: Lieferantenwechsel.....	119
4.4 Usecase: Aggregatorwechsel.....	123
4.5 Usecase: Netzengpassbehebung.....	128
4.6 Usecase: Engpassanalyse.....	132
4.7 Usecase: Erstellung des erweiterten Prioritätssignals.....	136
4.8 Usecase: Angebotserstellung, Übermittlung und Auswahl	139
4.9 Usecase: Information des Aggregators	144
4.10 Usecase: Information des Virtuellen Kraftwerks.....	147
4.11 Usecase: Engpassbehebung durch das Virtuelle Kraftwerk.....	150
4.12 Usecase: Engpassbehebung durch den Aggregator	153
4.13 Usecase: Kundenabrechnung	156
4.14 Usecase: Smart Meters auslesen.....	158
4.15 Usecase: Lokale Optimierung der Endgeräte	160
4.16 Usecase: Lokale Optimierung	163
4.17 Usecase: Service Abonnieren	167
4.18 Usecase: Software Aktualisierung der Energiemanager	169
4.19 Usecase: Software Aktualisierung der Smart Meter	173

5	EINE STANDARDISIERTE TERMINOLOGIE FÜR E-ENERGY	177
5.1	Motivation	177
5.2	Problembeschreibung	178
5.3	Modellierungswerkzeug: Ontologien	179
5.4	Beschreibung des Vorgehens	179
5.5	Ergebnisse der Untersuchung	184
5.6	Handlungsempfehlungen.....	186
6	SKALIERUNG VON E-ENERGY AUF DEUTSCHLAND	187
6.1	Beschreibung des Ansatzes.....	189
6.1.1	Der Bandbreiten-Analyse Prozess.....	189
6.1.2	Die Abstrakte Ebene.....	190
6.1.3	Die Konkrete Ebene	190
6.1.4	Skalierung auf Deutschland.....	190
6.2	Spezifikation der Anwendungsfälle	193
6.3	Kategorisierung der E-Energy Anwendungsfälle.....	195
6.4	Breitbandtechnologien	203
6.4.1	Drahtgebundene Übertragungstechnologien	203
6.4.2	Datenübertragung über das Stromnetz.....	205
6.4.3	Drahtlose Übertragung	207
6.4.4	Breitbandtechnologien Zusammenfassung.....	213
6.5	Bandbreitenanalyse-Steckbriefe	214
6.5.1	Die Notation der Steckbriefe	214
6.5.2	Steckbrief - Preissignalübermittlung	221
6.5.3	Steckbrief-Kundenabrechnung	224
6.5.4	Steckbrief-Information des Aggregators.....	229
6.5.5	Steckbrief - Lieferantenwechsel.....	231

6.5.6 Steckbrief - Smart Meter Auslesen	234
6.5.7 Steckbrief - Lokale Optimierung der Endgeräte	239
6.5.8 Steckbrief - Lokale Optimierung.....	243
6.5.9 Steckbrief - Software Aktualisierung der Energiemanager	246
6.5.10 Steckbrief - Software Aktualisierung der Smart Meter.....	250
6.5.11 Steckbrief-Anwendungsspezifisches szenario	255
6.5.12 Bandbreiten Handlungsempfehlungen.....	258
6.6 Datenvolumen Analyse.....	261
6.6.1 Datenvolumenanalyse Setup des Anwendungsfalls Smart Meter Auslesen	261
6.6.2 Datenbanktechnologien im Überblick.....	262
6.6.3 Die Faktoren die eine große Datenbank ausmachen	264
6.6.4 Die Sekundentakt-Strategie.....	265
6.6.5 Die Minutentakt-Strategie	267
6.6.6 Die 5-Minutentakt-Strategie	269
6.6.7 Die 15-Minutentakt Strategie	271
6.6.8 Datenvolumenanalyse eines großen Dorfes	273
6.6.9 Datenvolumenanalyse einer kleinen Stadt.....	274
6.6.10 Datenvolumenanalyse einer großen Stadt.....	275
6.6.11 Datenvolumenanalyse landesweite Skalierung.....	276
6.6.12 Datenvolumina Handlungsempfehlungen	277
7 IK TECHNOLOGISCHE EVALUATION.....	279
7.1 Evaluationsfragen.....	279
7.1.1 Evaluationsfrage 1.....	279
7.1.2 Evaluationsfrage 2.....	279
7.1.3 Evaluationsfrage 3.....	279

7.1.4 Evaluationsfrage 4.....	279
7.1.5 Evaluationsfrage 5.....	280
7.1.6 Evaluationsfrage 6.....	284
7.1.7 Evaluationsfrage 7.....	284
7.1.8 Evaluationsfrage 8.....	285
7.1.9 Evaluationsfrage 9.....	285
7.1.10 Evaluationsfrage 10.....	285
7.2 Architekturen der Modellregionen im Überblick.....	286
7.3 Adressierung der Evaluationsfragen auf die Modellregionen.....	293
7.3.1 E-DeMa.....	293
7.3.2 eTelligence.....	304
7.3.3 MeRegio.....	328
7.3.4 MoMa.....	358
7.3.5 RegModHarz.....	377
7.3.6 Smart Watts.....	397
ANHANG A: NOTATION DER SEQUENZDIAGRAMME.....	407
ANHANG B TEILNAHME AN E-ENERGY VERANSTALTUNGEN.....	414
ANHANG C VERÖFFENTLICHUNGEN DER AUTOREN.....	418
ANHANG D: PORTRAIT TECHNISCHE UNIVERSITÄT MÜNCHEN.....	419
ANHANG E: EVALUATIONSAUFTRAG DER TUM.....	420

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Das Zielmodell der Referenzarchitektur	8
Abbildung 2: Das Evaluationskonzept der Technischen Universität München	10
Abbildung 3: Anleitung zum Feedback im iglos System.....	10
Abbildung 4: Prozess zur Bearbeitung in iglos.....	11
Abbildung 5: Schematischer Überblick über die E-Energy Referenzarchitektur	13
Abbildung 6: Das E-Energy Domänenmodell.....	14
Abbildung 7: Das European Conceptual Model (Quelle: CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group 2012)	17
Abbildung 8: Interoperabilität nach SGAM zwischen zwei beliebigen Systemen...	18
Abbildung 9: Die Gruppierung der GWAC Interoperability Categories in die SGAM Interoperability Layers	18
Abbildung 10: Die Smart Grid Plane in SGAM.....	19
Abbildung 11: Das SGAM Framework bestehend aus Interoperabilty Layern und Smart Grid Plane.....	19
Abbildung 12: Mapping der E-Energy Domänen auf SGAM	20
Abbildung 13: Diagramm zur Erklärung der verwendeten Notation in der Referenzarchitektur	21
Abbildung 14 Referenzarchitektur dynamische- und statische Sicht (View)	111
Abbildung 15: Sequenzdiagramm Preissignalübermittlung – Teil 1	112
Abbildung 16: Sequenzdiagramm Preissignalübermittlung – Teil 2	113
Abbildung 17: Sequenzdiagramm Betrieb von virtuellen Kraftwerken –Teil 1	115
Abbildung 18: Sequenzdiagramm Betrieb von virtuellen Kraftwerken - Teil 2	116
Abbildung 19: Sequenzdiagramm Lieferantenwechsel Teil 1.....	119
Abbildung 20: Sequenzdiagramm Lieferantenwechsel Teil 2.....	120
Abbildung 21: Sequenzdiagramm Aggregatorwechsel Teil 1	124
Abbildung 22: Sequenzdiagramm Aggregatorwechsel Teil 2.....	125
Abbildung 23: Sequenzdiagramm Netzengpassbehebung	129

Abbildung 24: Sequenzdiagramm Engpassanalyse	133
Abbildung 25: Sequenzdiagramm Erstellung des erweiterten Prioritätssignals ...	137
Abbildung 26: Sequenzdiagramm Angebotserstellung, Übermittlung und Auswahl	140
Abbildung 27: Sequenzdiagramm Information des Aggregators	145
Abbildung 28: Sequenzdiagramm Information des Virtuellen Kraftwerks	148
Abbildung 29: Sequenzdiagramm Engpassbehebung durch das Virtuelle Kraftwerk	151
Abbildung 30: Sequenzdiagramm Engpassbehebung durch den Aggregator	154
Abbildung 31: Sequenzdiagramm Kundenabrechnung	156
Abbildung 32: Sequenzdiagramm Smart Meter auslesen	158
Abbildung 33: Sequenzdiagramm Lokale Optimierung der Endgeräte	160
Abbildung 34: Sequenzdiagramm Lokale Optimierung	164
Abbildung 35: Sequenzdiagramm Service Abonnieren	167
Abbildung 36: Sequenzdiagramm Software Aktualisierung Beschreibung des Sequenzdiagramms:	170
Abbildung 37: Sequenzdiagramm Software Aktualisierung Smart Meter	174
Abbildung 38: Iteratives Vorgehen zur Erarbeitung von Ontologien auf den verschiedenen Hierarchiestufen (aus Zwischenbericht entnommen)	180
Abbildung 39: Ausschnitt aus der Ontologie für MeRegio aus der Voruntersuchung (Screenshot aus Ontologee)	181
Abbildung 40: Zugrundeliegendes Systemmodell für die Modellierung der Modellregionen	182
Abbildung 41: Das Metamodell für die Modelle der Modellregionen	183
Abbildung 42: iglos Ansicht für das Lexem "Übermittlung des Effizienzsignals" aus der Modellregion MeRegio	184
Abbildung 43: Die erfassten Begriffe aller E-Energy Modellregionen	186
Abbildung 44: Prozess für Bandbreitenanalysen	192
Abbildung 45: Spezifikation der Anwendungsfälle für die Bandbreitenanalyse ...	193

Abbildung 46: Kategorisierung und Typisierung der E-Energy Anwendungsfälle	197
Abbildung 47 Schmalband Powerline Technologie	206
Abbildung 48: Ampel-Skala Bewertung des Muster-Anwendungsfalls (Normalfall).....	215
Abbildung 49: Ampel-Skala Bewertung des Muster-Anwendungsfalls (Extremfall).....	216
Abbildung 50: Die Ampel-Skala für die Bewertung der Anwendungsfälle	218
Abbildung 51: Ampel-Skala Bewertung - Preissignalübermittlung (Normalfall) ...	222
Abbildung 52: Ampel-Skala Bewertung - Preissignalübermittlung (Extremfall)....	222
Abbildung 53: Ampel-Skala Bewertung - Kundenabrechnung (Normalfall)	226
Abbildung 54: Ampel-Skala Bewertung Kundenabrechnung (Extremfall 1).....	226
Abbildung 55: Ampel-Skala Bewertung - Kundenabrechnung (Extremfall 2).....	227
Abbildung 56: Ampel-Skala Bewertung - Kundenabrechnung (Extremfall 3).....	227
Abbildung 57: Ampel-Skala Bewertung - Information des Aggregators (Normalfall).....	230
Abbildung 58: Ampel-Skala Bewertung des Lieferantenwechsels (Normalfall) ...	232
Abbildung 59: Ampel-Skala Bewertung des Lieferantenwechsels (Normalfall) ...	233
Abbildung 60: Ampel-Skala Bewertung - Smart Meter Auslesen (Normalfall)	235
Abbildung 61: Ampel-Skala Bewertung - Smart Meter Auslesen (Extremfall)	236
Abbildung 62: Ampel-Skala Bewertung - Lokale Optimierung der Endgeräte (Normalfall).....	241
Abbildung 63: Ampel-Skala Bewertung - Lokale Optimierung der Endgeräte (Extremfall).....	242
Abbildung 64: Ampel-Skala Bewertung der lokalen Optimierung (Normalfall)	244
Abbildung 65: Ampel-Skala Bewertung der lokalen Optimierung (Extremfall)	244
Abbildung 66: Ampel-Skala Bewertung - Software Aktualisierung der Energiemanager.....	247
Abbildung 67: Ampel-Skala Bewertung - Software Aktualisierung der Energiemanager (Extremfall).....	248

Abbildung 68: Ampel-Skala Bewertung - Software Aktualisierung der Smart Meter	252
Abbildung 69: Ampel-Skala Bewertung - Software Aktualisierung der Smart Meter (Extremfall)	252
Abbildung 70: Ampel-Skala Bewertung eines Szenarios	257
Abbildung 71: Datenvolumenanalyse Sekundentaktstrategie	265
Abbildung 72: Datenvolumenanalyse Minutentaktstrategie.....	267
Abbildung 73: Datenvolumenanalyse 5- Minutentaktstrategie.....	269
Abbildung 74: Datenanalyse 15-Minutentaktstrategie	271
Abbildung 75: Prozentdiagramm der Datenvolumenanalyse eines großen Dorfes.	273
Abbildung 76: Liniendiagramm der Datenvolumenanalyse eines großen Dorfes ...	273
Abbildung 77: Prozentdiagramm der Datenvolumenanalyse einer kleinen Stadt ...	274
Abbildung 78: Liniendiagramm der Datenvolumenanalyse einer kleinen Stadt	274
Abbildung 79: Prozentdiagramm der Datenvolumenanalyse einer großen Stadt ...	275
Abbildung 80: Liniendiagramm der Datenvolumenanalyse einer großen Stadt	275
Abbildung 81: Prozentdiagramm der Datenvolumenanalyse landesweit.....	276
Abbildung 82: Liniendiagramm der Datenvolumenanalyse landesweit.....	276
Abbildung 83: Hot Spots im Einsatz der Künstlichen Intelligenz	282
Abbildung 84: Ablauf der Simulation in einer rollierenden Einsatzplanung (Quelle: RegModHarz)	284
Abbildung 85: Die schematische Softwarearchitektur des Gateways.....	311
Abbildung 86: Da Energiedatengateway im Zusammenspiel mit den Backend Systemen	319
Abbildung 87: Moma-Komponenten in der zellularen Topologie	358
Abbildung 88: MoMa CPU Auslastung der Server	372

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Use Case Preissignalübermittlung	113
Tabelle 2: Use Case Betrieb von virtuellen Kraftwerken Teil 1.....	116
Tabelle 3: Use Case Betrieb von virtuellen Kraftwerken Teil 2.....	117
Tabelle 4: Use Case Lieferantenwechsel Teil 1	120
Tabelle 5: Use Case Lieferantenwechsel Teil 2.....	121
Tabelle 6: Use Case Aggregatorwechsel.....	126
Tabelle 7: Use Case Netzengpassbehebung.....	129
Tabelle 8: Usecase Engpassanalyse.....	134
Tabelle 9: Usecase Erstellung des erweiterten Prioritätssignals	138
Tabelle 10: Usecase Angebotserstellung, Übermittlung und Auswahl	142
Tabelle 11: Usecase Information des Aggregators	146
Tabelle 12: Usecase Information des Virtuellen Kraftwerks	149
Tabelle 13: Usecase Engpassbehebung durch das Virtuelle Kraftwerk	152
Tabelle 14: Usecase Engpassbehebung durch den Aggregator	155
Tabelle 15: Usecase Kundenabrechnung.....	156
Tabelle 16: Usecase Smart Meter auslesen	159
Tabelle 17: Usecase Lokale Optimierung der Endgeräte.....	160
Tabelle 18: Use Case Lokale Optimierung	165
Tabelle 19: Usecase Service abonnieren	167
Tabelle 20: Usecase Software Aktualisierung.....	171
Tabelle 21: Usecase Software Aktualisierung der Smart Meter	175
Tabelle 22: Ergebnisse der Terminologie Evaluation	185
Tabelle 23: Kategorisierung und Auswahl der breitbandrelevanten „E-Energy Anwendungsfälle“	198
Tabelle 24: Übertragungstechnologien im Weitverkehrsnetz	212

Tabelle 25: Muster Steckbrief	216
Tabelle 26: Steckbrief - Preissignalübermittlung	223
Tabelle 27: Steckbrief - Smart Meter Auslesen.....	238
Tabelle 28: Steckbrief - "Software Aktualisierung der Energiemanager"	249
Tabelle 29: Steckbrief - Software Aktualisierung der Smart Meter	254
Tabelle 30: Datenbanktechnologien im Überblick	263
Tabelle 31 Erzeugtes Datenvolumen mit einer Sekundentakt Auslese- Strategie.....	265
Tabelle 32: Erzeugtes Datenvolumen mit einer Minutentakt Auslese-Strategie	267
Tabelle 33: Erzeugtes Datenvolumen mit einer 5-Minutentakt Auslese- Strategie.....	269
Tabelle 34 Erzeugtes Datenvolumen mit einer 15-Minutentakt Auslese- Strategie.....	271
Tabelle 35: Architekturen der Modellregionen	286
Tabelle 36: Notation der Sequenzdiagramme in E-Energy	408
Tabelle 37: Notation Kombinierte Fragmente	413

1 EINFÜHRUNG IN DIE ARBEIT DER IKT BEGLEITFORSCHUNG

Die **Informations- und Kommunikationstechnologie** (IKT) hat für den Großteil aller Wirtschaftssektoren eine bedeutende Rolle übernommen. Nach Schätzungen der Europäischen Kommission sind Investitionen in diesem Bereich für rund die **Hälfte des Produktivitätswachstums** der gesamten EU verantwortlich¹. Die IKT ist als Innovationsmotor für die gesamte Wirtschaft anerkannt, jedoch auch mit hohen Forschungs- und Entwicklungskosten verbunden.

Auch in der Energiewirtschaft wird IKT bereits auf mehreren Ebenen flächendeckend eingesetzt. Sowohl in der Kraftwerkssteuerung, als auch in der Regelung der Übertragungsnetze der Höchst- und Hochspannungsebene finden IKT basierte Systeme Verwendung, um eine gleichbleibende Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die vermehrte Einspeisung von Energie in das Verteilnetz, sowie die steigende Anzahl erneuerbarer Erzeugungsanlagen machen einen Ausbau des Energienetzes und die Entwicklung neuer Konzepte nötig. Während früher die Aufgabe des Stromnetzes darin bestand, Energie von zentralen Erzeugungsstätten hin zu dezentral verteilten Verbrauchern zu übertragen, ändert sich diese Annahme zukünftig.

Eine wichtige Zukunftsannahme ist die **Zunahme von erneuerbaren Energien** als Erzeuger, um eine erhöhte **Umweltverträglichkeit** des Energiesystems zu realisieren. Die Volatilität² erneuerbarer Erzeuger mit einhergehenden Erzeugungsspitzen und –tälern muss in eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung einbezogen werden. Das Angebot an Energie wird künftig von meteorologischen Faktoren wie Wind und Sonnenschein abhängen. Um die Nachfrage an diese Vorgaben auszurichten, Netzüberlastungen zu vermeiden und die Energie sinnvoll auszunutzen und damit für **Wirtschaftlichkeit** zu sorgen, werden IKT Systeme eingesetzt. Ihre Aufgabe in diesem Szenario ist u.a. die intelligente Koordinierung von Verbrauchern, die Realisierung von Märkten als auch die gezielte Ansteuerung von Energiespeichern, um sie in Erzeugungsflauten wieder ins Netz einspeisen zu können. Hierzu gehört auch die Ansteuerung bisher passiver Geräte im häuslichen wie im gewerblichen Bereich und die Nutzung von **Verschiebepotentialen** steuerbarer Verbraucher.

¹ siehe http://ec.europa.eu/enterprise/sectors/ict/index_de.htm, abgerufen am 14.8.2011

² Volatilität bezeichnet in der Statistik die Schwankung von Zeitreihen (n. Wikipedia: Volatilität).

Eine weitere Aufgabe zukünftiger Netze ist messtechnisch bedingt. Um gleichbleibende **Versorgungssicherheit** zu gewährleisten, müssen Netzengpässe im Verteilnetz frühzeitig prognostiziert und vermieden werden. Diese Netzengpässe können durch dezentrale Einspeisung in das Verteilnetz als auch durch die zukünftige Integration von lastintensiven Verbrauchern wie Elektromobilen entstehen. Um solche Effekte früher erkennen zu können, ist auch ein Ausbau an Messstellen und Zählern nötig, deren Daten dann zentral ausgewertet werden müssen. Auch in diesem Sektor spielen verschiedene IKT Systeme eine wichtige Rolle, die Mess- und Zählerdaten erfassen, auslesen, speichern und analysieren müssen. Zählerdaten spielen außerdem auch für die Abrechnung (in Form von Vergütung und Kosten) eine wichtige Rolle.

Im gesamten System jedoch muss auch ein Preis für erbrachte Leistungen festgesetzt werden. Diese Leistungen können sehr unterschiedlich definiert und vergütet werden. Preise für Energie wie für andere Leistungen werden an einem **Markt** gebildet, auf dem verschiedene Akteure Gebote einstellen und auf Angebote bieten. Der Markt ermöglicht es, Geschäftsbeziehungen einzelner Akteure zu ermöglichen, diese zu dokumentieren und gegebenenfalls zu analysieren. Dieser Markt wird wiederum durch IKT Systeme realisiert.

IKT wird außerdem dazu eingesetzt, um Verbraucher und Erzeuger in das Smart Grid einzubinden: Smart Metering Daten können über **Feedbacksysteme** aufbereitet und visualisiert werden und somit zum Energiebewusstsein sowie zur Mobilisierung von Flexibilitäten beitragen.

Die IKT kann möglicherweise einen Beitrag leisten, die Kosten für den Netzausbau etwa durch kontinuierliche **Zustandsbestimmung** im Mittel- und Niederspannungsnetz zu verringern.

Das zukünftige Energiesystem, wie es in den 6 Modellregionen von E-Energy untersucht wurde, besteht aus einer **Vielzahl miteinander kommunizierender IKT Systeme**, die durch ihr Zusammenwirken die gesetzten Ziele erreichen sollen. In jeder der Modellregionen wurden, je nach Zielstellung der Region wie auch der Umgebung in der die Systeme entwickelt wurden, unterschiedliche Lösungen realisiert.

In diesen Realisierungsmöglichkeiten existieren jedoch **gemeinsame Bestandteile**, die in jeder oder zumindest mehreren Realisierungen vorhanden sind. Diese Bestandteile zu identifizieren, eine vereinheitlichte Begrifflichkeit für diese Bestandteile herzustellen und deren Beziehungen formal zu erfassen, ist Ziel der IKT Evaluierung, wie sie in diesem Dokument vorgestellt wird.

2 ÜBERBLICK DER EVALUATION

- *Kapitel 3:* beschreibt eine Modellregion-übergreifenden IKT Architekturvorstellung nämlich die „E-Energy Referenzarchitektur“ und die Abbildung der Einzelvorstellungen auf diese. Das Teilgebiet Architektur versucht die Konzepte der in den Modellregionen erarbeiteten Architekturen zu erfassen und diese auf einer abstrakteren Ebene darzustellen. Von technischen Implementierungsdetails, verwendeten Kommunikationsprotokollen oder anderen Technologien wird an dieser Stelle explizit abstrahiert, um den Komplexitätsgrad zu reduzieren und die Abbildung von konkreten Architekturen zu erleichtern. Ziel des Teilgebiets ist es, die Konzepte aller Modellregionen auf ein gemeinsames Modell abzubilden, das funktionale Entitäten³ und Abhängigkeiten zwischen diesen Entitäten beschreibt. Auch in diesem Bereich werden Konzepte der Modellregionen in ein Modell abgebildet und damit der Zugang zu den einzelnen Modellregionen erleichtert. Grundlage für die verwendeten Entitäten sind die im Teilgebiet Ontologie erarbeiteten Begriffe.
- *Kapitel 4:* widmet sich den wichtigsten Anwendungsfällen, die während der Gesamtlaufzeit des E-Energy Projekts festgestellt worden sind. Die E-Energy Referenzarchitektur ermöglicht, die Beschreibung der Anwendungsfälle so zu gestalten, dass diese auf Referenz- und Modellregion ebene abbildbar sind. Für die Beschreibung der Anwendungsfälle wurden UML 2.0⁴ Sequenzdiagramme⁵ benutzt.
- *Kapitel 5:* beschreibt die Schaffung einer gemeinsamen Konzeptualisierung in Form einer Ontologie und Abbildung Modellregion-spezifischer Konzepte auf diese. Das Teilgebiet Ontologie konzentriert sich auf den Sprachgebrauch der

³ Als Entität (auch Informationsobjekt genannt; englisch entity) wird in der Datenmodellierung ein eindeutig zu bestimmendes Objekt bezeichnet, über das Informationen gespeichert oder verarbeitet werden sollen. Das Objekt kann materiell oder immateriell, konkret oder abstrakt sein. Beispiele: Ein Fahrzeug, ein Konto, eine Person, ein Zustand. (nach Wikipedia:Entität)

⁴ Die Unified Modeling Language (Vereinheitlichte Modellierungssprache), kurz UML, ist eine grafische Modellierungssprache zur Spezifikation, Konstruktion und Dokumentation von Software-Teilen und anderen Systemen. Sie wird von der Object Management Group (OMG) entwickelt und ist sowohl von ihr als auch von der ISO (ISO/IEC 19505 für Version 2.1.2[2]) standardisiert.

⁵ Das Sequenzdiagramm ist ein Verhaltensdiagramm, das eine bestimmte Sicht auf die dynamischen Aspekte des modellierten Systems ermöglicht.

Modellregionen, verwendete Begriffe, deren Hierarchisierung und strukturelle Verbindung. Basierend auf externen Arbeiten an Glossaren innerhalb von IEEE, des IEC oder der DKE werden zentrale, technische Begriffe der Modellregionen auf eine einheitliche Basis abgebildet und damit vergleichbar gemacht. Ziel ist die explizite Modellierung einer gemeinsamen Konzeptualisierung.

- *Kapitel 6:* untersucht eine mögliche Skalierung, der Erkenntnisse aus E-Energy auf Deutschland. Das Kapitel widmet sich insbesondere, den erforderlichen Bandbreiten und den Datenvolumen, die in einem Smart Energy System entstehen können. In Hinblick auf die Bandbreiten werden die Anwendungsfälle spezifiziert, die Bandbreitenbedarf aufweisen. Die ermittelten Anwendungsfälle, werden methodisch durch ein Analyseverfahren, auf ihre Bandbreitentauglichkeit geprüft. Im Hinblick auf die entstehenden Datenvolumen werden diverse Strategien, die in den einzelnen Modellregionen angewendet worden sind, auf ihre Tauglichkeit für verschiedene Szenarien, die in einem flächendeckenden Roll-Out stattfinden würden, geprüft.
- *Kapitel 7:* fasst den Evaluationsauftrag der TUM in Form von Evaluationsfragen zusammen und adressiert diese, auf die einzelnen Modellregionen.

3 DIE E-ENERGY REFERENZARCHITEKTUR – DIE VISION EINES SMART ENERGY SYSTEMS MADE IN GERMANY

Dieses Kapitel sowie eventuell daraus entnommene Teile müssen immer unter Angabe folgender Daten veröffentlicht werden.

Bezeichnung:	E-Energy Referenzarchitektur
Version:	1.0
Veröffentlichungsdatum:	15.11.2013
Herausgeber:	Technische Universität München Fakultät für Informatik Lehrstuhl IV Software & Systems Engineering, Prof. Broy
Autoren:	Maximilian Irlbeck, irlbeck@in.tum.de Vasileios Koutsoumpas, koutsoum@in.tum.de
Kurzbeschreibung:	Die E-Energy Referenzarchitektur basiert auf der Arbeit der IKT Begleitforschung im Förderprojekt E-Energy. Sie umfasst eine Sammlung der wichtigsten Konzepte der E-Energy Modellregionen und fasst diese in einer konsistenten Gesamtarchitektur zusammen.

In diesem Abschnitt beschreiben wir unsere Arbeit an einer E-Energy weiten Referenzvision. Diese Referenzvision basiert auf der Arbeit der Modellregionen, die jeweils unterschiedliche Systeme zur Realisierung eines intelligenten Energiesystems erarbeitet haben. Jede Modellregion hatte unterschiedliche Schwerpunkte, die während des Projekts bearbeitet wurden.

Diese Schwerpunkte wurden maßgeblich durch die Struktur sowie die Lage der Modellregion beeinflusst. Entstanden sind durch diese unterschiedlichen Voraussetzungen sechs unterschiedliche Systeme, die ihren Schwerpunkt auf Teilbereiche des intelligenten Energiesystems verlagern.

Diese Systeme bieten eine Vielzahl an Konzepten und Ideen, wie das intelligente Energiesystem in Zukunft aufgebaut sein kann und funktionieren soll. Manche dieser

Vorstellungen sind zueinander kompatibel und auch herausgelöst aus einer Modellregion von großem Wert. Jedoch gibt es auch Konzepte, die aufgrund der Ausgangslage der Modellregion erst entstanden sind und die in einem übergeordneten Kontext nicht verwendbar sind.

Aufgabe der IKT Begleitforschung war es bereits zum Zeitpunkt ihrer Beauftragung, „ein integriertes, alle Modellvorhaben überspannendes, Architekturbild der eingesetzten und entwickelten IT-Systeme zu gewinnen.“

Diese Aufgabe machte eine Evaluation aller Systeme der Modellregionen erforderlich, um so ein Gesamtbild ableiten zu können. Für diese Aufgabe wurde durch die IKT Begleitforschung ein strukturiertes Vorgehen gewählt, das in mehreren Schritten den Aufbau dieses Architekturbild ermöglicht. Neben einer breiten Evaluation aller Materialien, die der Begleitforschung von den Modellregionen zur Verfügung gestellt wurden, wurden auch Quellen außerhalb von E-Energy in das Architekturbild einbezogen, um so zu ein möglichst umfassendes und allgemeingültiges Ergebnis zu schaffen.

In diesem Bericht können wir zum ersten Mal dieses überspannende Bild präsentieren, das in der Laufzeit der Begleitforschung entstanden ist, die **E-Energy Referenzarchitektur**.

Sie enthält alle relevanten Teile eines intelligenten Energiesystems, so wie es in durch die Modellregionen konzipiert wurde.

Das Kapitel beschreibt zuerst die eingesetzte Methode zur Ableitung einer E-Energy weiten Referenzarchitektur, das konkrete Vorgehen der Begleitforschung und schließlich das Ergebnis des Vorgehens, die E-Energy Referenzarchitektur.

3.1 METHODISCHE GRUNDLAGEN

Dieser Abschnitt schildert zunächst kurz die Grundlagen für das Verständnis der Referenzarchitektur. Dazu gehören die Zielsetzung der Referenzarchitektur, eine Schilderung des Vorgehens als auch eine Erklärung des Aufbaus und der Benutzung der Referenzarchitektur.

3.1.1 ZIELSETZUNG

Ein wesentlicher Auftrag der IKT Begleitforschung im E-Energy Projekt war die begleitende Evaluation der in den Modellregionen zu erarbeiteten Ergebnisse. Ziel der Evaluation war die Einordnung und Unterstützung der Modellregionen, um ein einheitliches Gesamtbild über E-Energy zu erlangen. Die Evaluation sollte dabei helfen, Erfolgsfaktoren zu bestimmen. Durch die im Rahmen der Evaluation erarbeitete abgestimmte, einheitliche und übertragbare Darstellung der jeweiligen Projektergebnisse sollte ein Beitrag zu einem einheitlichen und gemeinsamen Verständnis geleistet werden.

Unsere Grundmotivation besteht darin, die unterschiedlichen, systemischen Vorstellungen der 6 Modellprojekte in einem einheitlichen Modell zu erfassen. Von besonderer Bedeutung war dabei sowohl die Betonung der vorhandenen Unterschiede der Modellprojekte als auch die explizite Modellierung gemeinsamer Vorstellungen.

Die Referenzarchitektur sollte die zentralen Innovationen der Modellregionen beinhalten und die Vision, die in E-Energy entwickelt wurde, in einem einheitlichen System repräsentieren.

Um diese Ziele zu erreichen, war es für uns wichtig, ein grundsätzliches Verständnis der Architektur aufzubauen, wie sie in E-Energy erarbeitet wurde. Aus dieser Motivation heraus, sowie durch Beobachtungen, die wir in E-Energy gemacht haben, haben wir folgende Grundsätze für das Design der Referenzarchitektur aufgestellt:

- Das Hauptziel: Die Vision von E-Energy und seine zentralen IKT Innovationen in einer einheitlichen Architektur repräsentieren.
- Alle wichtigen Rollen und Systeme klar darstellen
- Abstraktion von technischen Details und technischer Realisierung – Konzentration auf die Konzepte der Systeme.
- Verwendung einer klaren Terminologie für die wichtigsten Systemteile.
- Verwendung einer anschaulichen und konsistenten Notation für die Beschreibung der Architektur.
- Einsatz von geeigneten Abstraktionen, um die Systemkomplexität zu verringern.

3.1.2 ÜBERBLICK ÜBER DIE VORGEHENSWEISE

Um die Referenzarchitektur ableiten zu können, wurden die Systeme der einzelnen Modellregionen zu erfasst. Dies erfolgte mittels einer einheitlichen Modellierung, um Interpretationsfehler von vornherein auszuschließen.

Für jede Modellregion sollte ein Modell erstellt werden, das das von der Modellregion erarbeitete System repräsentiert. Aus diesen 6 Einzelmodellen sollte dann in einem nächsten Schritt die Referenzarchitektur abgeleitet werden. Doch um diese beiden Schritte angehen zu können, war es nötig, ein einheitliches, möglichst einfaches Systemmodell für die Modellierung der Modellregionen zu erarbeiten.

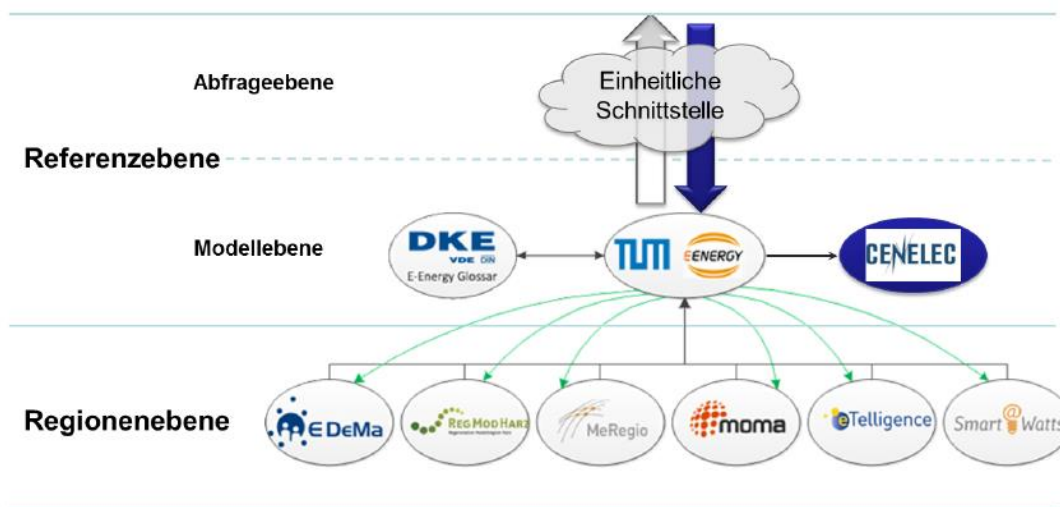


Abbildung 1: Das Zielmodell der Referenzarchitektur

3.1.2.1 VORÜBERLEGUNG IN DER SYSTEMMODELLIERUNG

Da es unsere Zielsetzung war, von technischen Details weitestgehend zu abstrahieren und die jeweiligen konzeptuellen Anteile der 6 erarbeiteten Systeme und deren Begriffe explizit zu machen, haben wir begonnen, eine Ontologie zu modellieren. In dieser Ontologie werden Systembegriffe, wie sie in jeder Modellregion entstanden sind, modelliert und zueinander in Bezug gestellt.

Durch unser Modell haben wir die bisher getrennten Arbeitsbereiche Ontologie und Architektur in ein gemeinsames Modell integrieren, das die Fähigkeit besitzen sollte, sowohl systemische wie auch begriffliche Fragestellungen zu behandeln.

Um sowohl die Unterschiede als auch die Gemeinsamkeiten der Modellprojekte zu erfassen, ist unser Modell in mehrere Ebenen aufgeteilt:

1. Eine Referenzebene, die Referenzbegrifflichkeiten modelliert und

2. eine Regionenebene, die für jede der 6 Modellregionen ein zwar abstraktes, jedoch möglichst vollständiges Systemmodell bereitstellt.

Es war unser Ziel, mit dem Werkzeug der Ontologien die Systeme der einzelnen Modellregionen einheitlich darzustellen. Dazu mussten wir ein einfaches Systemmodell einführen, das es ermöglicht, Systeme ontologisch und einheitlich zu beschreiben.

Unsere Grundüberlegung bestand darin, dass Systeme aus Komponenten, Daten und Funktionen bestehen. Einzelne Komponenten im System tauschen sich innerhalb von Funktionen aus und nutzen dabei Daten. Komponenten können wiederum Subkomponenten enthalten und auch für manche Funktionen existieren Subfunktionen.

Aus diesen Überlegungen heraus haben wir ein einfaches Grundmodell für die Modellierung der Systeme der Modellregionen geschaffen, um so unser Verständnis der Systeme validieren zu können.

3.1.2.2 TECHNISCHE REALISIERUNG DER SYSTEMMODELLIERUNG

Die technische Realisierung des Modells erfolgte in dem vom Institut für Verkehrssicherheit und Automatisierungstechnik der TU Braunschweig entwickelten Webportal iglos. Das Intel-ligente Glossar (iglos) ist ein webbasiertes Terminologiemanagementsystem, das als Ziel hat, Fachsprachen aller Bereiche umfassend zu erfassen und zu integrieren. Iglos wird mit Erfolg für viele bestehende Fachsprachen, zum Beispiel innerhalb des DIN verwendet.⁶

In Vorarbeit durch die TU München wurden zuerst einmal alle Systeme der Modellregionen in iglos modelliert. Hierzu wurden alle bis dahin vorliegenden Quellen der Modellregionen einbezogen, Konzepte extrahiert und dann in einem Systemmodell strukturiert.

Dieses Systemmodell wurde jeder Modellregion zur Überprüfung übermittelt und zwei Dokumente verfasst, die das Evaluationskonzept erklärte (Abbildung 2) als auch die technische Erklärung zur Durchführung des Feedbacks erläuterte (Abbildung 3).

Die Modellregionen bekamen mittels Accounts Zugang zum iglos System und konnten dort die gespeicherten Systembeschreibungen nach ihrer Sichtweise bearbeiten. Für die Bearbeitung der Einträge in iglos wurde ein Prozess durch die IKT Begleitforschung definiert, der in Abbildung 4 dargestellt ist

Jede Modellregion besaß dabei einen von anderen Modellregionen isolierten Arbeitsbereich, indem die Modellregion ihre Systemmodellierung bearbeiten konnte.

⁶ Der Zugang zu iglos ist unter <https://www.iglos.de/iglos/> zu finden.

Den Modellregionen wurde ausreichend Zeit gewährt, um ihre Systemmodelle auf Fehler zu überprüfen und nach ihren Wünschen anzupassen.

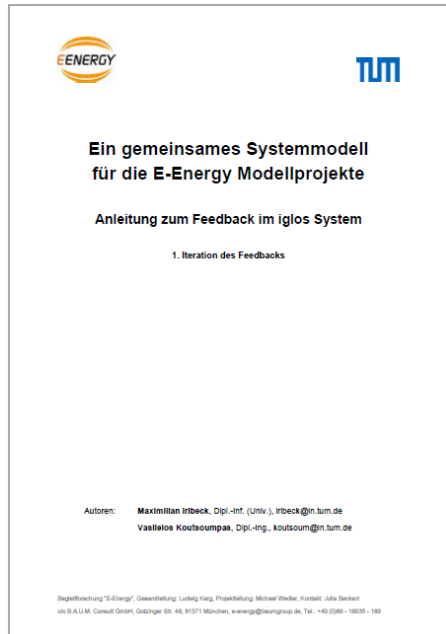


Abbildung 3: Anleitung zum Feedback im iglos System

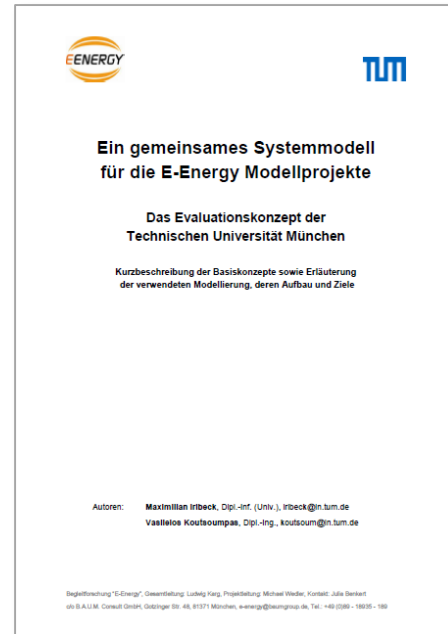


Abbildung 2: Das Evaluationskonzept der Technischen Universität München

Nach Abschluss dieser Phase wurden die 6 Systemmodelle der Modellregionen durch die IKT Begleitforschung finalisiert, um so mit der Arbeit an der Referenzarchitektur zu beginnen.

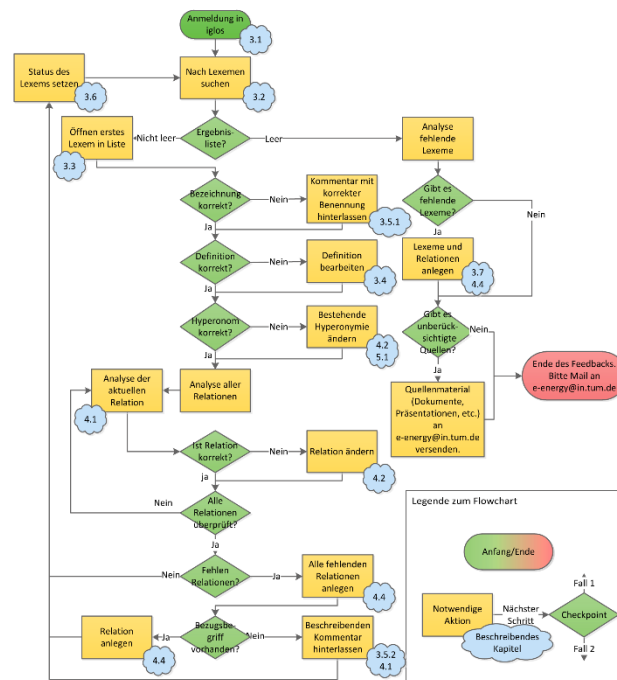


Abbildung 4: Prozess zur Bearbeitung in iglos

3.1.2.3 DIE ARBEIT AN DER REFERENZARCHITEKTUR

Nachdem die Systemmodellierung der 6 Modellregionen abgeschlossen war, wurde die Arbeit an der Referenzarchitektur fortgesetzt. Um aus Konzepten der Modellregionen Referenzkonzepte zu machen, waren folgende Schritte notwendig:

1. Analyse zentraler Konzepte

Die IKT Begleitforschung musste zuerst analysieren, welche Konzepte von zentraler Relevanz für die Referenzarchitektur waren. Hierzu wurde analysiert, inwieweit Konzepte aus den Modellregionen in einen Referenzkontext übertragbar waren oder ob sie alleine im Kontext der Modellregion sinnvoll sind. Zentrale Konzepte wurden aus dem Modell der Modellregion herausgenommen und zum Bestand der Referenzarchitektur hinzugefügt.

2. Analyse ähnlicher Konzepte

Um die Bestandteile zu identifizieren, welche in mehreren Modellregionen vertreten waren, wurde eine Inter-Modellregion-Analyse durchgeführt und sämtliche Konzepte auf Ähnlichkeit verglichen. Ähnliche Konzepte wurden einem Cluster hinzugefügt und dann in den Bestand der Referenzarchitektur übernommen

3. Analyse externer Vorlagen

Um Entwicklungen aus Deutschland wie zum Beispiel im Bereich des Smart Metering das BSI Schutzprofil/Technische Richtlinie und in Europa im Bereich von Architektur das Mandat 490 und SGAM in die Referenzarchitektur zu integrieren, wurden

verfügbare Quellen auf ihre Integrationsfähigkeit hin überprüft, entsprechende Konzepte herausgelöst und in die Referenzarchitektur bestmöglich integriert

4. Analyse auf Kompatibilität

Um ein einheitliches Gesamtbild für die E-Energy Referenzarchitektur zu erreichen, wurden die gesammelten Konzepte auf ihre Kompatibilität hin untersucht. Ein Konzept wurde dann als nicht kompatibel eingestuft, wenn es nach Analyse der IKT Begleitforschung mit anderen Konzepten nicht in einheitliches Bild eingebaut werden konnte. Nichtkompatible Elemente wurden für die Güteanalyse eingeplant, kompatible Elemente in der Referenzarchitektur belassen

5. Güteanalyse

Nichtkompatible Elemente wurden einer Güteanalyse unterzogen. In der Güteanalyse wurde bewertet, welchen Grad an Reife und Ausarbeitung ein Konzept einer Modellregion aufwies, welche grundlegenden Probleme das Konzept nach Aussage der Modellregion zu lösen fähig ist und welchen Beitrag es für das intelligente Energiesystem haben könnte. Nach positiver Güteanalyse wurde durch die IKT Begleitforschung analysiert, ob das Konzept statt eines anderen Konzepts eingesetzt werden könnte oder ob es durch leichte Erweiterung in die Referenzarchitektur integrierbar wäre. Bei negativer Güteanalyse wurde das Konzept verworfen.

6. Normalisierung und Umbenennung nach Terminologievorlage

Die Konzepte, die noch modellregionenspezifische Bezeichner besitzen, wurden durch gängige oder standardisierte Begriffe ersetzt. Sollte weder ein treffender gängiger Begriff noch ein standardisierter Begriff passen, musste ein Begriff erfunden werden.

7. Fehlerkorrektur und Anpassung

Sämtliche Teile der Referenzarchitektur wurden manuellen Reviews unterzogen, um eventuelle Fehler oder Inkonsistenzen aufzudecken. Teilweise wurden durch diesen Schritt kleine Anpassungen der Referenzarchitektur nötig.

8. Validierung durch Anwendung der Referenzarchitektur

Durch die Anwendung der Referenzarchitektur für weitere Anwendungszwecke wurde die Anwendbarkeit überprüft und die Validität der Referenzarchitektur erhärtet.

3.2 DIE E-ENERGY REFERENZARCHITEKTUR - GESAMTÜBERBLICK

Die E-Energy Referenzarchitektur besteht insgesamt aus drei Teilen, wie in Abbildung 5 gezeigt.

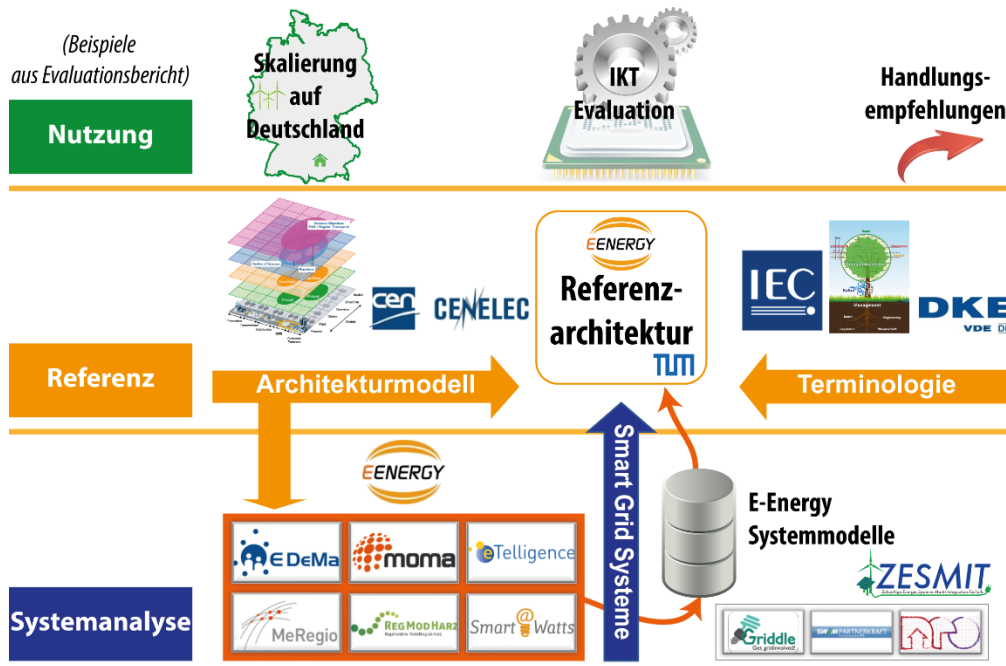


Abbildung 5: Schematischer Überblick über die E-Energy Referenzarchitektur

- (1) Die **Systemanalyseebene**, der die Systemmodelle der Modellregionen enthält
- (2) Die **Referenzebene**, die die E-Energy Referenzarchitektur repräsentiert sowie zugrundeliegende Referenzen zu Architekturmodell und Terminologie
- (3) Die **Nutzungsebene**, die die Anwendung der Referenzarchitektur auf weitere Bereiche ermöglicht

Innerhalb dieses Berichts wird der *Systemanalyse*teil aus Gründen des Umfangs nicht detailliert aufgeführt, jedoch wird der Inhalt des Systemmodells zur Referenzarchitektur in Kapitel 7.3 für die Modellregion-spezifischen Architekturen und Komponenten aufgezeigt.

Der Nutzungsteil wird in den Kapiteln 5, in Kapitel 7 *IK Technologische Evaluation* sowie innerhalb der beiden Kapitel als Handlungsempfehlungen genutzt.

Die Fokussierung dieses Kapitels liegt auf der Schilderung der *Referenzebene*, die aus der Untersuchung der Modellregionen durch die IKT Begleitforschung hervorgegangen ist.

Die Referenzebene benutzt dabei drei verschiedene Sichten auf die Referenzarchitektur in E-Energy:

Die Domänensicht mit Domänenmodell, die Gesamtsystemsicht und die Einzelsystemsicht. Diese Sichten wollen wir in den folgenden Abschnitten erklären.

Die Systemanalyseebene wird ausführlich in Kapitel 5 beschrieben.

3.2.1 DAS E-ENERGY DOMÄNENMODELL

Angelehnt an das European Conceptual Model, hat die IKT Begleitforschung an einem E-Energy Domänenmodell gearbeitet, das die von E-Energy behandelten Domänen beinhaltet. Es schafft eine *Domänensicht* auf die Arbeit, die in E-Energy geleitet wurde.

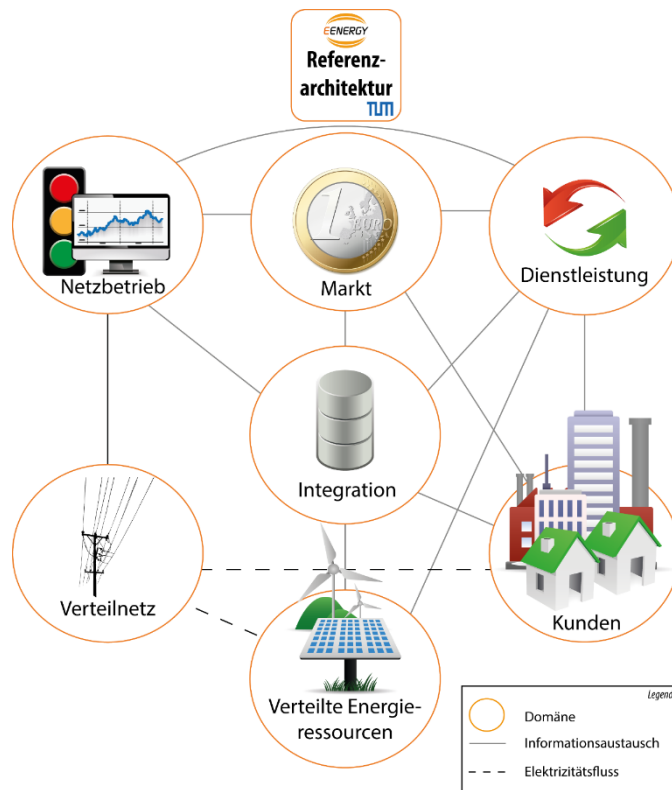


Abbildung 6: Das E-Energy Domänenmodell

Im Modell werden Informations- und Energieflüsse zwischen den Domänen Kunden, Energieressourcen, Verteilnetz, Integration, Dienstleistung, Markt und Netzbetrieb gezeigt.

Die Domänen helfen bei der Einordnung von Systemen und schaffen einen groben Überblick über Abhängigkeiten zwischen den Domänen. Außerdem wird der Kontext der Systeme, in dem sie betrieben werden, durch die Domäne maßgeblich bestimmt.

Im Domänenmodell existieren insgesamt sieben Domänen, die in E-Energy bearbeitet wurden. Im Gegensatz zu anderen Domänenmodellen fehlen die Domänen Großzeuger und Übertragungsnetz, da diese in E-Energy nicht betrachtet wurden. Jede der Domänen enthält eine Menge an Systemen und Rollen.

Die *Kundendomäne* umfasst dabei sämtliche Endkunden aus dem Privat-, Industrie- und Gewerbebereich. Kunden sind mit dem Verteilnetz verbunden und kommunizieren mit den Domänen Dienstleistung, Integration und Markt.

Verteilte Energieressourcen umfassen Anlagen, die dezentral verteilt sind und meist im Verteilnetz angeschlossen sind. Verteilte Energieressourcen sind durch Stromleitungen mit dem Verteilnetz verbunden und kommunizieren mit den Domänen Integration, Dienstleistung und Markt.

Die *Domäne Verteilnetz* umfasst alle Komponenten, die innerhalb des Verteilnetzes eingesetzt werden. Das Verteilnetz kommuniziert mit dem Netzbetrieb.

Die Domäne *Integration* ist dafür zuständig, den Austausch zwischen Systemen zu organisieren und für einen standardisierten Ablauf zu sorgen. Die Domäne Integration ist mit den Domänen Verteilte Energieressourcen, Kunden, Dienstleistung, Markt und Netzbetrieb verbunden.

Die *Dienstleistung* Domäne versammelt Marktrollen, die einen bestimmten Service innerhalb des Energiesystems durchführen. Die Domäne Dienstleistung ist verbunden mit den Domänen Markt, Kunden, Integration, Verteilte Energieressourcen und Netzbetrieb.

Die Domäne *Netzbetrieb* umfasst alle Systeme, die im Bereich des Netzbetreibers eingesetzt werden. Die Domäne ist mit Markt, Dienstleistung, Verteilnetz und Integration verbunden.

Die Domäne *Markt* beinhaltet Systeme, die die Vermarktung regionaler Produkte und Dienstleistungen verwalten und ihren Handel durch Koppelung mit überregionalen Märkten ermöglichen. Ferner beinhaltet die Domäne Markt Systeme, die Prozesse wie Geschäftsanbahnung oder Vertragskündigung und –abschluss erleichtern. Die Markt Domäne ist verbunden mit den Domänen Dienstleistung, Kunden, Integration und Netzbetrieb.

3.2.2 BEZUG ZU SGAM

Um konsistent mit aktuellen europäischen Standards zu sein, benutzt die IKT Begleitforschung den aktuellen europäischen Architekturstandard SGAM. Dies stellt sicher, dass Ergebnisse aus E-Energy auch reibungslos in die europäische Diskussion eingebracht werden können.

**DAS SMART GRID ARCHITECTURE MODEL – SGAM:
DIE WORKING GROUP “REFERENCE ARCHITECTURES” IM MANDAT
M/490**

Basierend auf dem M/490 EU Mandat, wurde an CEN, CENELEC und ETSI der Auftrag zur Erstellung eines Frameworks erteilt, das es europäischen Standardisierungsgremien erleichtern sollte, bestehende Standards zu erweitern als auch die Entwicklung auf dem Gebiet des Smart Grids voranzutreiben.

Eine der Hauptaufgaben des Frameworks besteht in der Erstellung einer technischen Referenzarchitektur für Smart Grids, die laut Definition „funktionale Informationsdatenflüsse zwischen den Hauptdomänen repräsentiert und verschiedene System- und Subsystemarchitekturen integriert.“ (entnommen aus CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group 2012).

Diese Aufgabe wurde innerhalb der Smart Grid Coordination Group von der Working Group „*Smart Grid Reference Architecture*“ übernommen, die drei Hauptergebnisse erarbeitet hat:

- Das „**European Conceptual Model**“, das eine Erweiterung des bekannten NIST Modells um sogenannte DERs (Decentralised Energy Resources, d.h. im Verteilnetz angeschlossene Erzeuger) darstellt und für eine gemeinsame konzeptuelle Auffassung des Gesamtsystems sorgt (siehe Abbildung 7),
- Die „**Architectural Viewpoints**“, die für verschiedene Stakeholdersichten eine feste Anzahl an Abstraktionen auf die Referenzarchitektur bereitstellen und
- Das „**Smart Grids Architecture Model (SGAM) Framework**“, ein multidimensionales Architekturframework, das es ermöglicht, aus verschiedenen Blickwinkeln, sogenannten SGAM Layers, Smart Grid Architekturen zu beschreiben. Innerhalb von SGAM werden auch die Architectural Viewpoints aufgenommen, weswegen sie im Folgenden gemeinsam beschrieben werden.

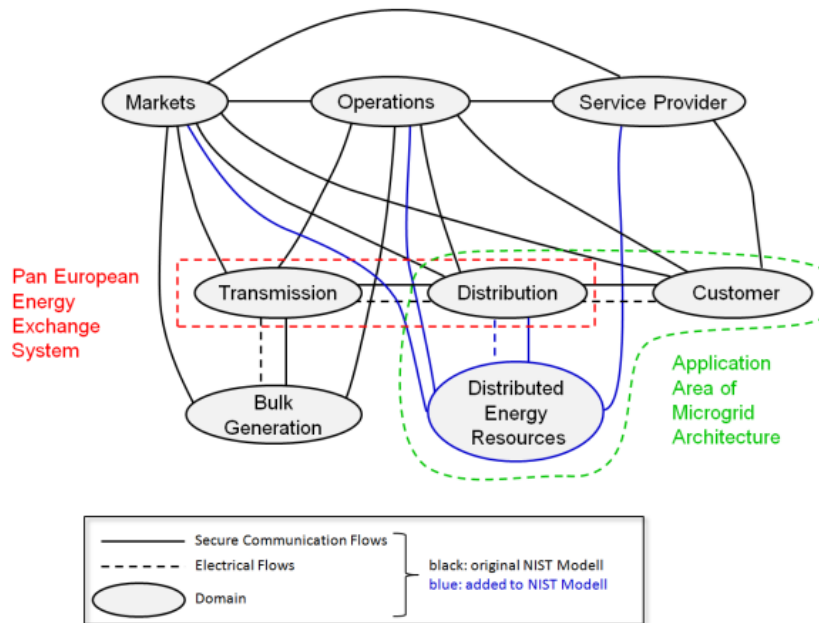


Abbildung 7: Das European Conceptual Model
 (Quelle: CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group 2012)

Den generellen Ordnungsrahmen schafft das in Abbildung 7 dargestellte *European Conceptual Model*, das auch die internationale Kompatibilität sicherstellen soll. Es definiert Bezeichnungen sowie Verbindungen (Kommunikation und Energieaustausch) für einzelne Domänen wie Markets, Transmission oder Bulk Generation. Ferner werden sowohl für das paneuropäische Energieaustauschsystem als auch für Microgrid Architekturen Anwendungsfelder definiert.

Im Zentrum unseres Interesses steht jedoch das Smart Grid Architecture Model, das wir im Folgenden diskutieren möchten.

DIE ELEMENTE DES SGAM FRAMEWORKS

SGAM Interoperability Layers

Ziel des SGAM Frameworks war seit seiner Entwicklung *Interoperabilität* zwischen verschiedenen Systemen zu gewährleisten. Interoperabilität ist nach SGAM die Eigenschaft mehrerer Systeme mittels Informationsaustausch eine gemeinsame Funktion durchführen zu können.

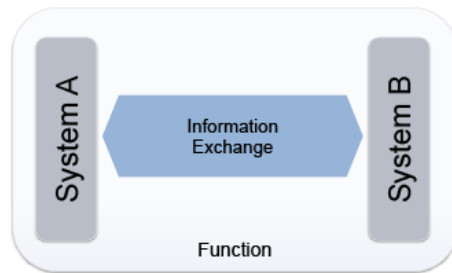


Abbildung 8: Interoperabilität nach SGAM zwischen zwei beliebigen Systemen

Da Interoperabilität auf mehreren Ebenen stattfinden muss, definiert SGAM fünf verschiedene *Interoperability Layer*.

Diese *Interoperability Layer* sind Gruppierungen der sog. *Interoperability Categories*, die im GridWise Architecture Council (GWAC) entwickelt wurden. SGAM definiert fünf verschiedene Layer und deren Abbildung auf die GWAC Kategorien, wie in Abbildung 9 gezeigt ist.

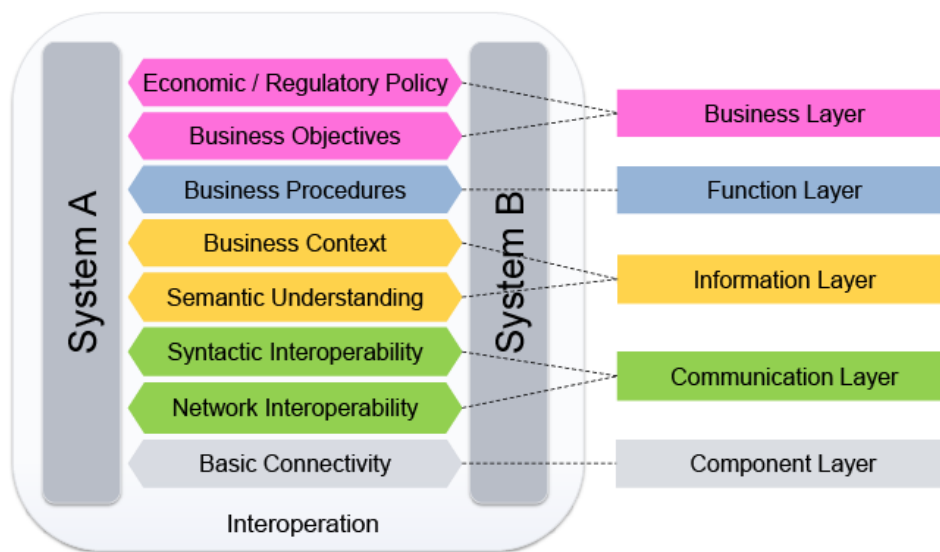


Abbildung 9: Die Gruppierung der GWAC Interoperability Categories in die SGAM Interoperability Layers

Die Smart Grid Plane

Diese einzelnen Ebenen werden in SGAM Framework durch die sogenannte *Smart Grid Plane* durch Domänen und hierarchische Zonen erweitert.

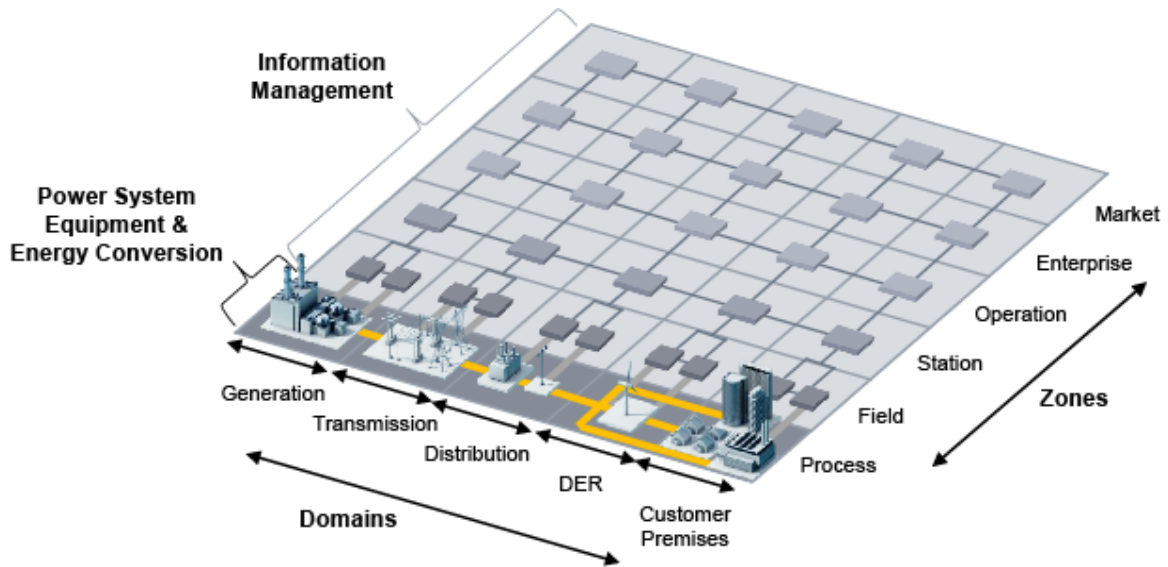


Abbildung 10: Die Smart Grid Plane in SGAM

Der Interoperability Layer und die Smart Grid Plane werden schließlich zum SGAM Framework kombiniert, das aus insgesamt drei Dimensionen besteht, wie in Abbildung 11 dargestellt.

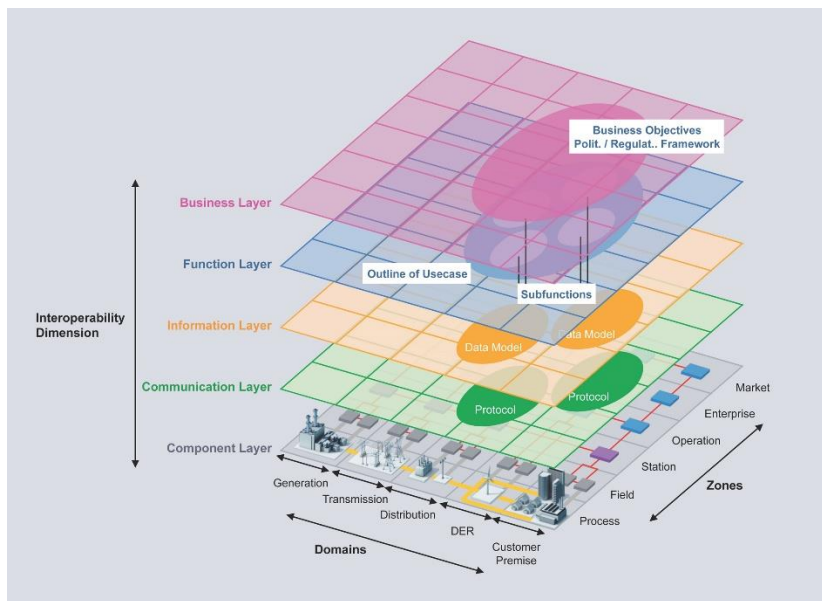


Abbildung 11: Das SGAM Framework bestehend aus Interoperability Layers und Smart Grid Plane

MAPPING DER E-ENERGY REFERENZARCHITEKTUR AUF SGAM

Um den Bezug zu SGAM herzustellen, wurden alle Domänen aus dem E-Energy Domänenmodell auf die Smart Grid Plane aus SGAM übertragen (siehe Abbildung 12).

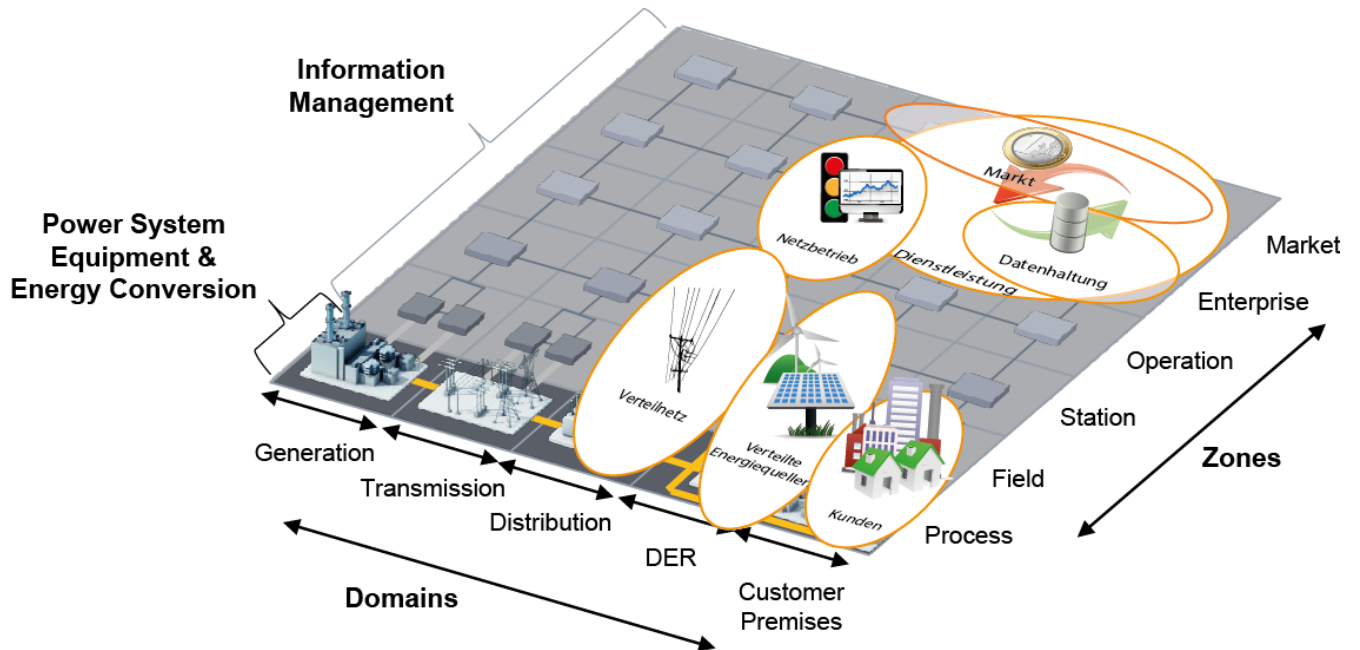


Abbildung 12: Mapping der E-Energy Domänen auf SGAM

Um nun ein Mapping von Systemen innerhalb der E-Energy Referenzarchitektur durchzuführen ist dies durch Zuordnung einer Domäne und dann der Einordnung des Systems in der Smart Grid Plane direkt möglich. Da in der E-Energy Referenzarchitektur sämtliche Anwendungsfälle, Funktionen, Datentypen und Schnittstellen systembezogen sind, lässt sich daraus die SGAM Darstellung leicht wieder ableiten.

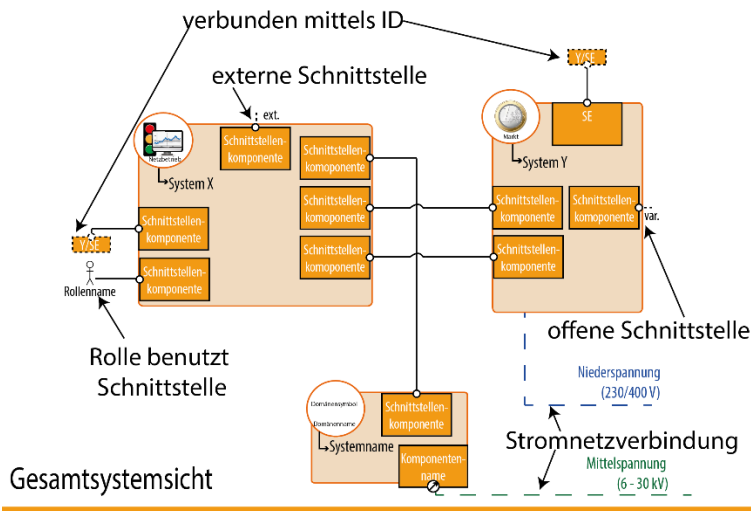
3.3 DIE E-ENERGY REFERENZARCHITEKTUR – WICHTIGE GRUNDLAGEN

Die Gesamtsystemsicht zeichnet sich dadurch aus, dass sie alle in der Referenzarchitektur enthaltenen Systeme enthält, deren logische Kommunikationsschnittstellen untereinander dokumentiert, als auch die Verbindung mit dem physikalischen Stromnetz wiedergibt.

NOTATION DER REFERENZARCHITEKTUR

Jedes System ist dabei einer Domäne zuzuordnen, eine Domäne kann jedoch mehrere Systeme umfassen. Ein System ist aus logischen Komponenten aufgebaut, die untereinander wiederum mittels Kommunikationskanälen verbunden sein können. Ist eine Komponente gleichzeitig Schnittstellenkomponente, ist sie für andere Systeme sichtbar.

Erklärung der verwendeten Notation



Gesamtsystemsicht

Einzelsystemsicht

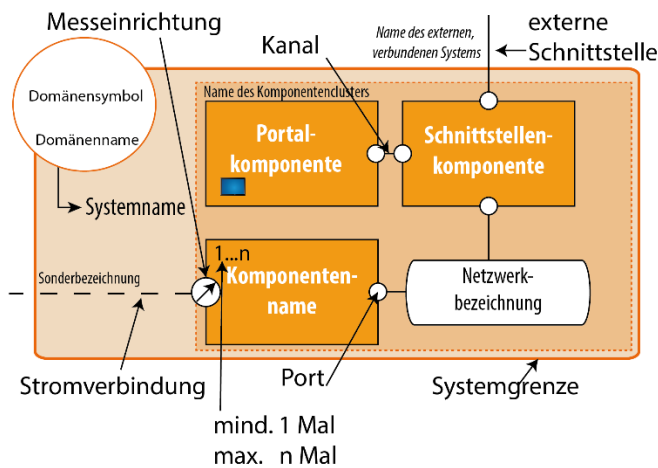


Abbildung 13: Diagramm zur Erklärung der verwendeten Notation in der Referenzarchitektur

Auf Gesamtsystemebene im links gezeigten Diagramm sind drei Systeme zu sehen. Sie sind den Domänen Netzbetrieb (System X), Markt (System Y) und einer nicht weiter definierten Domäne zugeordnet. Das untere System ist mit System X verbunden. System X ist durch zwei Schnittstellen mit System Y verbunden. System X ist durch zwei Schnittstellen mit System Y verbunden. Außerdem existiert eine weitere Schnittstelle, die mittels ID (Hier: Y/SE) verbunden ist. System X ist mit einem externen System verbunden und bietet eine Benutzerschnittstelle für eine Rolle an. System X ist mit der Niederspannung verbunden, das untere System mit der Mittelspannung. System Y hat eine offene Schnittstelle, die anderen Systemen offen steht.

In der Einzelsystemsicht ist das untere System der Gesamtsystemsicht dargestellt. Nun sind alle Komponenten dieses Systems sichtbar nicht nur die Schnittstellenkomponenten. Das System besitzt eine Portalkomponente (=mit Benutzerschnittstelle), eine Messeinrichtung, ein Netzwerk und eine Schnittstelle nach außen zu anderen Systemen. Die Messkomponente ist pro System mindestens einmal vorhanden, maximal n Mal.

Die Gesamtsystemsicht zeigt alle in der Referenzarchitektur vorhandenen Komponenten in einem Diagramm. In den folgenden Einzelsystembeschreibungen werden die einzelnen Systeme näher erklärt.

ÜBER DIE KONZIPIERUNG DER REFERENZARCHITEKTUR

Um ein möglichst breites Bild wiederzugeben, beinhaltet die Gesamtsystemsicht die **maximale IKT Vision** von E-Energy. Das heißt, dass die Bestrebung war, die aus Sicht der IKT Begleitforschung wichtigen Innovationen im Bereich IKT in der Referenzarchitektur zu berücksichtigen.

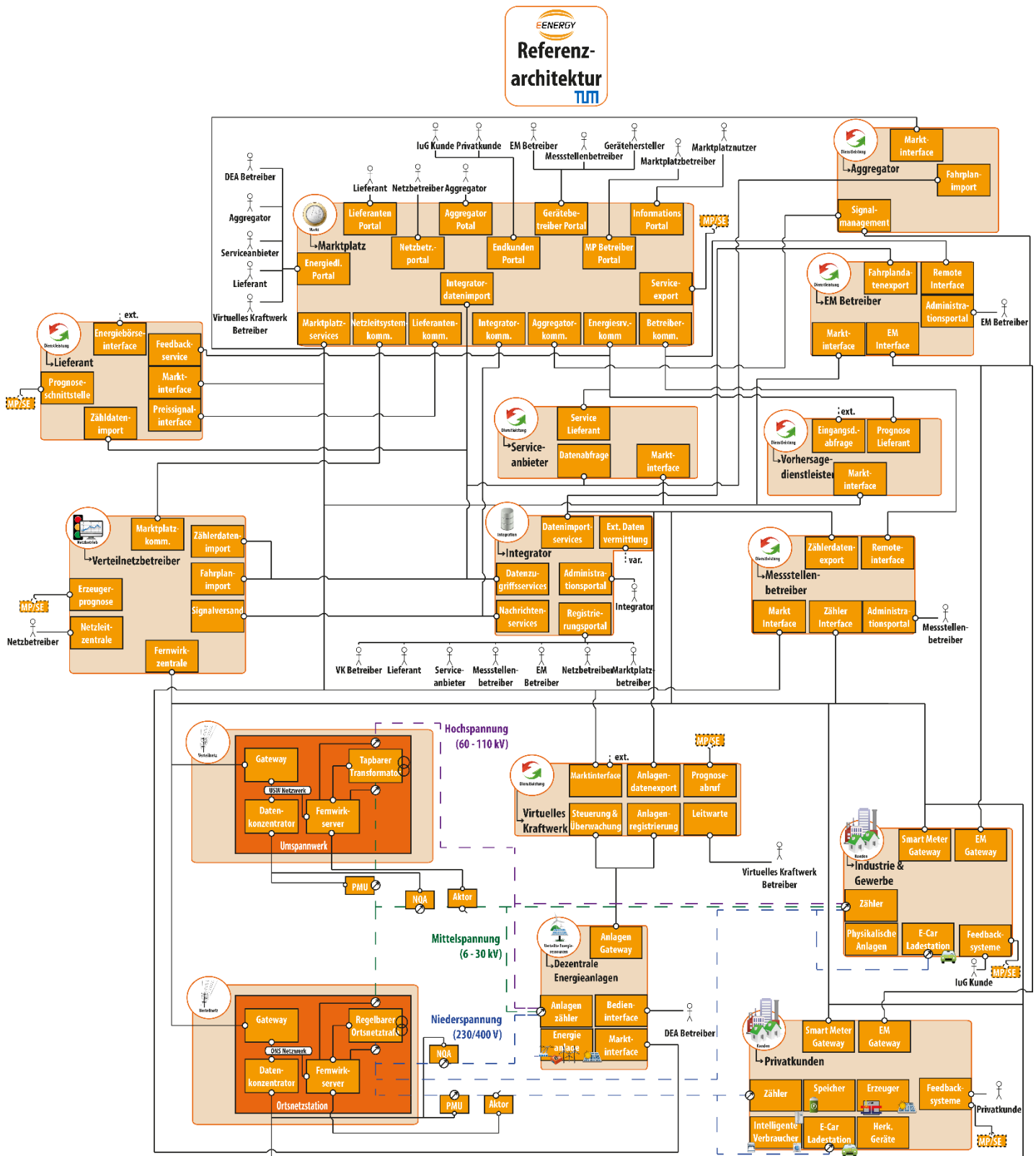
Da Innovationen oftmals nur in einzelnen Modellregion vorhanden waren, wie zum Beispiel das System des Lieferantenwechsels in E-DeMa, beinhaltet die Referenzarchitektur auch oft Systemteile, Funktionen oder Rollen, die nur in einer Modellregion aufgefunden werden konnten. Die Referenzarchitektur ist somit **nicht** die Schnittmenge aller Systeme der Modellregionen, sondern eine Sammlung der wichtigsten IKT Innovationen in den Modellregionen und deren Vereinigung in einem konsistenten System, das die Vision von E-Energy repräsentiert.

Oftmals wurden Innovationen der Modellregionen auf die Referenzarchitektur portiert. Das bedeutet, dass manche Systeme in andere Systeme integriert werden mussten, damit sie im Gesamtsystem von E-Energy Sinn machen. Ein Beispiel ist hier die Vermittlung von virtuellen Kraftwerken und dezentralen Energieanlagen, die in RegMod-Harz von einer Registry durchgeführt wird. Diese wurde als Konzept in den Marktplatz integriert, da der Marktplatz innerhalb der Referenzarchitektur das System mit Vermittlercharakter darstellt.

Für die Bewertung der Einzelsysteme der Modellregionen und deren Repräsentation innerhalb der Referenzarchitektur, wird an dieser Stelle auf das Kapitel 6 verwiesen, das aufzeigt, welche Komponenten in den Modellregionen erarbeitet wurden und wie diese auf die Referenzarchitektur eingeflossen sind.

Außerdem wurden alle Systeme, die in einer der Modellregionen als getrenntes System aufzufinden waren und die aufgrund ihrer Aufgabe auch als eigenständiges System innerhalb der Referenzarchitektur auch als eigenständiges System integriert. Ein Beispiel ist hierfür das System des EM Betreibers, das auf Überlegungen von E-DeMa entstanden ist. Unser vorrangiges Ziel war es, größtmögliche Modularität von Teilsystemen zu erreichen. Dass Systeme der Referenzarchitektur dabei durchaus von einer Marktrolle kombiniert werden können, also dass zum Beispiel ein Verteilnetzbetreiber gleichzeitig als Messstellenbetreiber auftreten kann ist in der Referenzarchitektur eingeschlossen.

3.4 DIE GESAMTSYSTEMSICHT



3.5 DIE EINZELSYSTEMSICHT

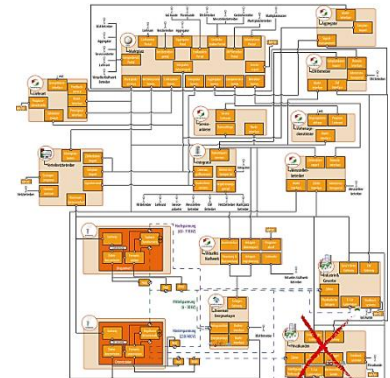
3.5.1 ERKLÄRUNG DER VORLAGE

Name des Systems

Kurzbeschreibung, die einen Überblick über das System gibt

- *Zugeordnete Domäne:*

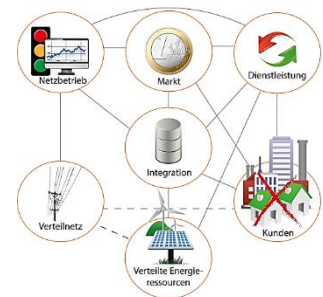
Hier wird begründet, warum das System einer bestimmten Domäne zugeordnet ist.



Systemradar - Einordnung in die Referenzarchitektur

- *Systemkontext:*

Der Kontext erläutert, wo das System in der Realität verortet ist, gibt wichtige Eigenschaften des Systems an und erläutert, welche Rolle das System im Intelligenten Energiesystem hat



Einordnung in das Domänenmodell

- *Oft verwendete Synonyme oder Hyperonyme:*

Hier werden Synonyme wie Hyperonyme (Überklassen), die oftmals für das System verwendet werden, aufgezählt

- *Verwendete Abkürzungen:*

Hier werden mögliche Abkürzungen für das System wiedergegeben.

- *Architektur des Systems:*

<Hier wird eine Grafik gezeigt, die wichtige Komponenten des Systems und deren logische Verknüpfung zeigt.>

- *Allgemeine Beschreibung der Architektur:*

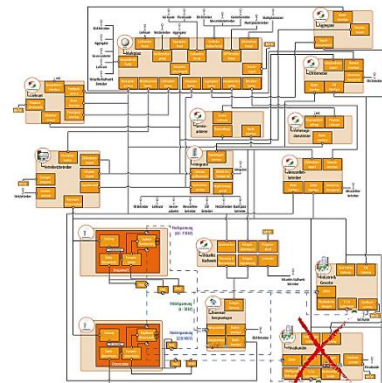
Beschreibung des Architekturdiagramms, Einleitung zu den Komponentenbeschreibungen

- *Beschreibung der Einzelkomponenten*

<i>Name der Komponente</i>		<Ausschnitt aus der Systemarchitektur>
Zweck:	Kurze, stichpunktartige Erläuterung der Aufgaben der Komponente	
Kurzbeschreibung:	Allgemeine Beschreibung der Komponente mit Bezug auf E-Energy	
Schnittstellen (optional)	(1) Auflistung der Schnittstellen unter Berücksichtigung der Kommunikationswege	
Wichtige Datentypen (optional)	1) Auflistung der wichtigsten Datentypen und Unterdatentypen, die von der Komponente genutzt werden	
Wichtige Funktionen:	- Funktionsname (Schnittstellenummer): Beschreibung der Funktion	
Erfahrungen aus den Modellregionen: (optional)	Wenn zu einer Komponente in E-Energy wichtige Erfahrungen gemacht wurden, werden diese an dieser Stelle geschildert.	
Weitere wichtige Quellen: (optional)	Schilderung von wichtigen Zusatzquellen zur Komponente	

3.5.2 HAUSHALTSKUNDE

Die zukünftige Ausstattung eines Haushaltskunden mit Informations- und Kommunikationstechnologie war im zentralen Fokus der E-Energy Modellregionen. Eines der zentralen Ziele war es, Komponenten für den Haushalt zu entwickeln, die dazu in der Lage sind auf Signale von Markt und Netzbetrieb intelligent zu reagieren und die dazu beitragen, das Gesamtsystem durch intelligente Steuerung von Verbrauchern, Speichern und Erzeugern stabil zu halten. Für den Kunden sollte in E-Energy die Verbrauchstransparenz und die Kundenfreundlichkeit erhöht und neue Services angeboten werden.

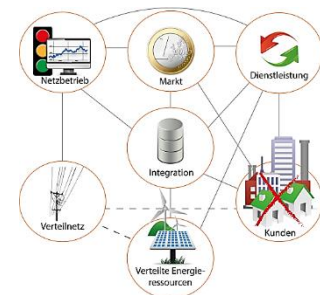


Hierzu wurde eine Vielzahl an neuartigen Geräten entwickelt oder bestehende Geräte angepasst, um in verschiedenen Bereichen des Haushalts eingesetzt zu werden. Diese Geräte umfassen intelligente Stromzähler, Energiemanagementgeräte, weiße Ware, Batterien, Heizungsanlagen, Speicher, Wechselrichter, Blockheizkraftwerke, Kraftwärmekopplungsanlagen und Feedbacksysteme.

Die Ausstattung des Haushaltskunden mit IKT ist in E-Energy durch eine große Vielfalt gekennzeichnet. In der Referenzarchitektur wurde diese Vielfalt auf einige, wichtige Klassen reduziert, um die Komplexität zu beherrschen. Dennoch versuchen wir in diesem Abschnitt, diese Klassen weiter zu erklären und so den Privatkundenbereich verständlich zu machen.

- *Zugeordnete Domäne:*

Das System des Privatkunden befindet sich in der Kundendomäne. Sie ist mit den Domänen Integration, Dienstleistung kommunikativ und physisch mit dem Verteilnetz verbunden.



- *Systemkontext:*

Der Privathaushalt ist sowohl Verbraucher als auch Erzeuger von Energie und im Bereich des Verteilnetzes an das Stromsystem abgeschlossen. Privatkunden sind durch eine große Vielfalt an Wohnverhältnissen ausgezeichnet. Ein Privatkundensystem kann sich je nach Anschlusspunkt auf ein Privathaus, eine Doppelhaushälfte, ein Mehrfamilienhaus, ein Hochhaus oder sogar über einen Wohnblock erstrecken.

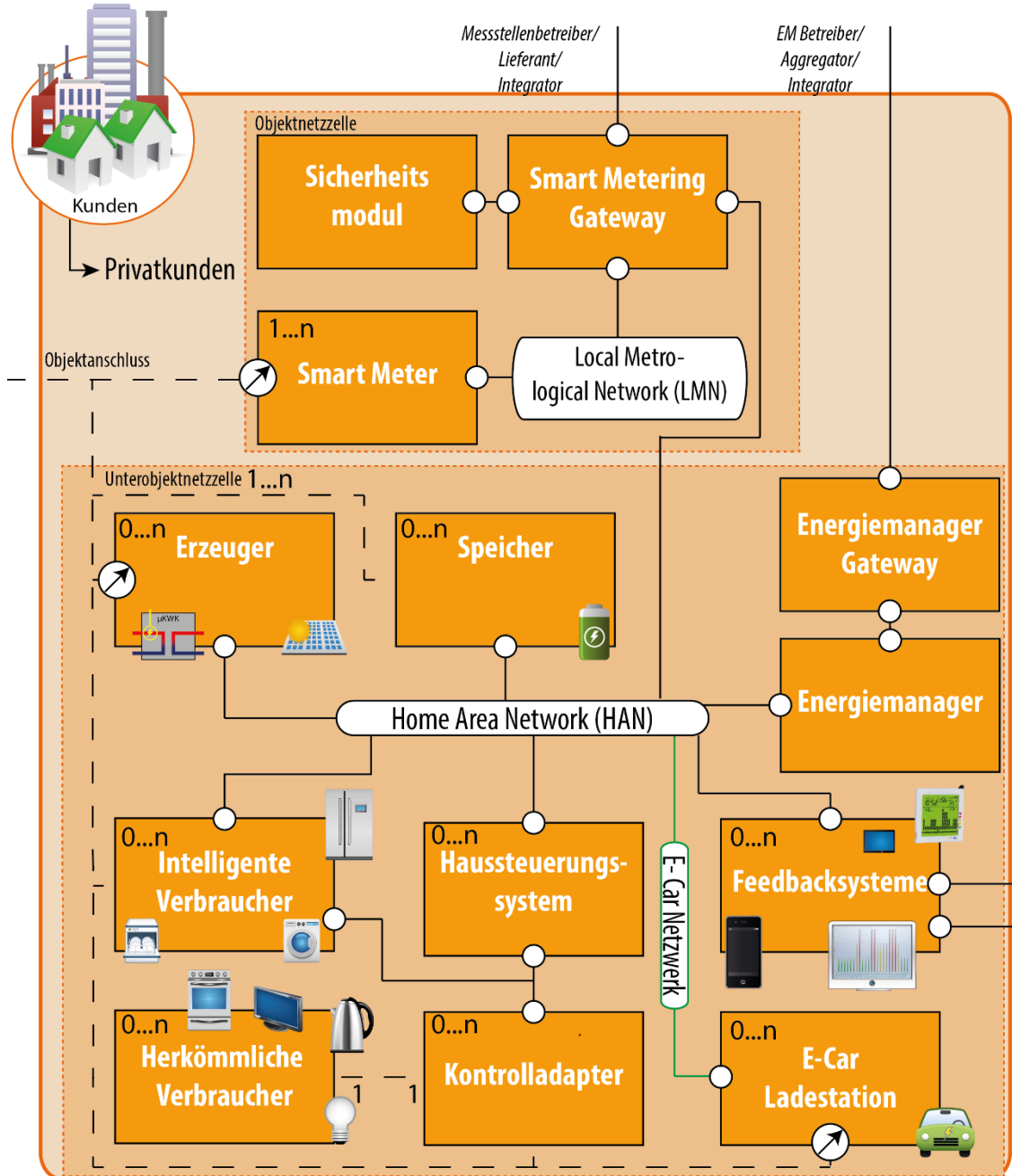
- *Oft verwendete Synonyme oder Hyperonyme:*

Prosumer, Verbraucher, Endkunde, Privatverbraucher, Letztverbraucher, Haushaltskunde

▪ *Verwendete Abkürzungen:*

PS (für Prosumer), PK (für Privatkunde), HHK (für Haushaltskunde)

▪ *Architektur des Systems:*



▪ *Allgemeine Beschreibung der Architektur:*

In jedem Privatkundenobjekt (Haus, Wohnblock, etc.) existiert ein Objektanschluss, der das Objekt mit dem Stromnetz verbindet. Die Objektzelle enthält alle Komponenten, die dem Objektanschluss zuzuordnen sind, im Fall von E-Energy sind dies Komponenten, die das Smart Metering umsetzen. In der Unterobjektzelle, die für jeden Haushalt in einem Objekt besteht, sind alle Komponenten enthalten, die dem Haushalt und dem Energiemanagement zuzuordnen sind. In E-Energy sind das Feedbacksysteme, Energiemanagementgeräte, Home/Building Management Systeme, Haushaltsgeräte, Verbraucher, Speicher und Erzeuger, sowie das HAN, das wiederum aus mehreren verbundenen Netzwerken (z.B. Powerline, Ethernet und WLAN) bestehen kann. Um das Lademanagement von E-Mobility zu ermöglichen, existiert eine Verbindung des HAN mit dem E-Car Netzwerk und der Ladestation, zum Beispiel über Powerline Adapter.

▪ *Beschreibung der Architekturbestandteile:*


<p>SM Gateway/Smart Meter/Sicherheitsmodul:</p>	
Zweck:	Automatisierung der Zählerauslesung, Haushaltsmesswerte
Kurzbeschreibung:	Der Smart Meter ist nicht das Herzstück des Intelligenten Energiesystems, aber ein wichtiger Baustein, der es erlaubt, Prozesse der Zählerauslesung, Abrechnung, Bilanzierung und Tarifübermittlung zu erleichtern. Das Gateway regelt die Kommunikation mit externen Marktakteuren und Geräten, das Sicherheitsmodul kontrolliert den Zugriff auf Funktionen des Smart Meters und stellt eine sichere Authentifizierung sicher. Smart Meter werden von Messstellenbetreibern betrieben und unterliegen als Messstellen der Regulierung.
Schnittstellen	<ol style="list-style-type: none"> (1) Messstellenbetreiber, Lieferant, Integrator (2) Über Local Metrological Network zu Smart Metern verschiedener Sparten (3) Energiemanager, Feedbacksysteme über HAN
Wichtige Datentypen	<ol style="list-style-type: none"> 1) Preissignal 2) Lastgangmessung 3) Messdaten

<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Preissignalübermittlung (1): Tarifliche Informationen werden über den Marktplatz und Messstellenbetreiber an den Smart Meter übergeben. - Messdatenzugriff (3): Messdaten werden im Home Area Network sowohl dem Energiemanager zur Prozessüberwachung als auch dem Feedbacksystem zur Visualisierung und Analyse zur Verfügung gestellt. - Messfunktion(2): Hauptaufgabe des Smart Meter bleibt die Funktion des Zählers für Energie, im Falle eines multispartenfähigen Geräts sogar verschiedener Energieformen (Strom, Gas, Wärme, Wasser) - Messdatenübermittlung (1): Die Messdaten werden in aggregierter Form an den Integrator typischerweise viertelstündlich übermittelt - Sicherheitsmanagement (intern): Das Sicherheitsmodul regelt den Zugriff durch externe Marktrollen und den Messstellenbetreiber durch das Smart Metering Gateway auf die Smart Meter Funktionen. Es stellt die Verschlüsselung und die Integrität der Kommunikation sicher.
<p>Erfahrungen aus den Modellregionen:</p>	<p>Oftmals wurden in Modellregionen Smart Metering Funktionen mit den Funktionen des Energiemanagements in einem physischen Gerät kombiniert. Dennoch wurden beide Geräte immer logisch voneinander getrennt. Es gibt jedoch auch die Möglichkeit, wie in der Referenzarchitektur vorgesehen, Smart Metering und Energiemanagement getrennt voneinander zu realisieren. Welche Bauform sich durchsetzt, ist aus E-Energy heraus nicht abzuschätzen. Zu beachten ist, dass der Installationsort maßgeblich darüber entscheidet, welche Lösung installiert werden kann. Die Gegebenheiten vor Ort machen eine flexible Auslegung der Kommunikationswege nötig.</p> <p>Neuralgische Punkte des Smart Meter Gateways sind die Realisierung der Kommunikation nach außen (BPL, Ethernet, Mobilfunk) als auch die Verbindung mit dem HAN eines Kunden (Funk, Powerline). Beide Kommunikationspfade müssen so realisiert sein, dass</p> <p>Fernab der oftmals bescheinigten Marktreife vieler Smart Meter Modelle traten in den Feldtests der Modellregionen Schwierigkeiten bei der Installation und der Fehlerdiagnose auf. Auch Kommunikationsprobleme wurden von den Modellregionen berichtet. Einzelne Zähler waren plötzlich ohne einen ersichtlichen Grund nicht mehr erreichbar.</p>

<p>Weitere wichtige Quellen:</p>	<p>Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) hat unter https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/smartmeter_node.html Schutzprofile für das Sicherheitsmodul und das Smart Metering Gateway als auch eine Technische Richtlinie verfasst.</p> <div data-bbox="469 479 1251 674" data-label="Diagram"> </div> <p>Ernst & Young haben in einer „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“ Roll-out Szenarien für die Ausrüstung von Privathaushalten mit intelligenten Zählern analysiert und bewertet.</p>
<p>Energiemanager Gateway/Energiemanager:</p>	
<p>Zweck:</p>	<p>Steuerzentrale im Haushalt, energetische Optimierung nach Netz-, Markt-, Wetter- und Verbraucherverhalten</p>
<p>Kurzbeschreibung:</p>	<p>Der Energiemanager ist nötig, um die automatisierte Steuerung von Verbrauchs-, Erzeugungs- oder Speicheranlagen im Haushalt zu erreichen. Diese Steuerfähigkeit wird in E-Energy dazu benutzt, um auf Preis- und Effizienzsignale zu reagieren und somit die Bedürfnisse von Kunden, Markt und Netz in Einklang zu bringen. Er bildet die Brücke zwischen Backendsystemen und dem Kundennetzwerk. Der Energiemanager bietet dem Kunden Komfort- und Effizienzgewinn und verbindet Smart Home Funktionen (Automatisierung, Sicherheit, Assistenz- und Komfortfunktionen) mit der Aufgabe des Energiemanagements, das zum Beispiel zur frühzeitigen Erkennung und Behebung von Engpässen genutzt wird.</p> <p>Um bestimmte Klassen von Geräten zu erfassen, implementiert der Energiemanager verschiedene Gerätemodelle, die er innerhalb der lokalen Optimierung erfassen kann. Je nach Art des Geräts und dessen Steuer- bzw. Prognostizierbarkeit werden unterschiedliche</p>

	<p>Optimierungsstrategien angewendet. Je nach der Fähigkeit, eines Gerätes, sein eigenes Verhalten mitzuteilen, es vorherzusagen als auch es zur Lastverschiebung zu nutzen, kann so ein Modell für verschiedene Geräte erstellt werden, das für die lokale Optimierung eingesetzt werden kann.</p> <p>Energiemanager werden aus unserer Sicht entweder als eigenständige Geräte oder zumindest als Bestandteil von kommerziellen Geräten des Smart Home Sektors erhältlich sein und in der Unterobjektnetzelle installiert werden. Energiemanager unterliegen zwar nicht der Regulierung, müssen aber als zentrales Element der Netzstabilisierung hohen Anforderungen genügen. Die kommunikative Anbindung der Energiemanager an den Haushalt und an externe Kommunikationspartner muss verlässlich sein und sich nicht durch den Kunden beeinflussen lassen.</p>
Schnittstellen	<ul style="list-style-type: none"> (1) Zu Energiemanager, Aggregator oder Integrator (2) Zu Feedbacksystemen, Smart Meter, Intelligenten Geräte, Speicher, Erzeuger, Haussteuerungssystem
Wichtige Datentypen	<ul style="list-style-type: none"> 1) Fahrplan <ul style="list-style-type: none"> a) Istfahrplan b) Kannfahrplan c) Differenzkannfahrplan 2) Effizienzsignal <ul style="list-style-type: none"> a) Virtuelles Effizienzsignal b) Reelles Effizienzsignal 3) Preissignal 4) Serviceinformationen
Wichtige Funktionen:	<ul style="list-style-type: none"> - Intern: Energiemanagement im SmartHome (2) <ul style="list-style-type: none"> o Kommunikation mit Verbrauchern, Speichern und Erzeugern: Die Funktion umfasst die Erkennung und Einrichtung von intelligenten Geräten, den Empfang von anlagenspezifischen Fahrplänen als auch die Steuerung von intelligenten Anlagen auf Grund von Ergebnissen aus lokaler Optimierung über die Protokolle EEBus, KNX, ZigBee, proprietäre herstellereinspezifische Protokolle und IEC 61850 meist für größere Anlagen. Die Steuerung kann entweder durch direkte Kommunikation mit einem intelligenten Verbraucher stattfinden oder durch die Anbindung einer intelligenten Gebäudeautomation geschehen. Zusätzlich kann vom Energiemanager der aktuelle Verbrauch des Geräts abgefragt werden. o Lokale Optimierung (intern):

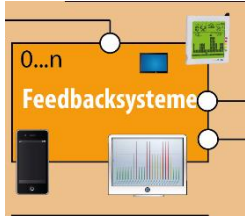
	<p>Optimierung der Fahrpläne intelligenter Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen. Rahmenbedingungen für die Optimierung sind Preis-, Effizienzsignal und Prognosen (Erzeugung, Verbrauch, Wetter), und die Vorgaben des Kunden, die über Steuerungsdisplays von intelligenten Geräte, über ein Home Management System oder Feedbacksysteme dem Energiemanager übermittelt werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Feedbackbereitstellung: Verbrauchs-, Erzeugungs- und Energiemanagementdaten werden für die Visualisierung in den Energy Apps als Feedbacksysteme zur Verfügung gestellt. - Extern: Signalmanagement und Gatewayfunktion (1) <ul style="list-style-type: none"> ○ Versenden des Fahrplans (an EM Betreiber oder Integrator): Ein aggregierter Differenzkannfahrplan wird versendet, den zum Beispiel der Aggregator zu Angeboten bündeln oder der Lieferant zur Beschaffungsoptimierung nutzen kann. ○ Preis- und Effizienzsignale empfangen: Die Preissignale können vom Lieferant über Marktplatz und den EM Betreiber an den Energiemanager übermittelt werden. Das Effizienzsignal, das netzgetriebene Anreize kommuniziert, wird durch den Aggregator versendet. Gemeinsam bilden Effizienz- und Preissignal Eingangsgrößen für die lokale Optimierung und können durch Feedbacksysteme visualisiert werden. ○ Serviceinformationen empfangen und verarbeiten: Wurden auf dem Marktplatz Services durch den Kunden abonniert, können diese vom Energiemanager empfangen und verarbeitet werden, zum Beispiel zur Weitergabe an Feedbacksysteme oder zur Nutzung zur lokalen Optimierung.
<p>Erfahrungen aus den Modellregionen:</p>	<p>Als Middleware für die Realisierung des Energiemanagers wurde in den Modellregionen das Open Source Framework OGEMA eingesetzt oder von Seiten der Modellregionen ein eigenes Framework entwickelt.</p> <p>Von besonderer Wichtigkeit war es, verschiedene Protokolle zur Anbindung von Geräten zur Verfügung zu stellen, um somit flexible Möglichkeiten zum Anschluss zu bieten. Zur Vereinheitlichung dieser verschiedenen Protokolle wurde in E-Energy der EEBus Standard geschaffen, der es erlaubt, Geräte flexibel über Funk, Ethernet oder Powerline anzubinden.</p>

<p>Weitere wichtige Quellen:</p>	<p>Die EEBus Initiative hat ein Whitepaper mit dem Titel "EEBus White Paper 2.0 -focusing on Energy Management and standardization efforts-" herausgegeben, das die Funktionen des Energiemanagement als zukünftigen Mittler zwischen Smart Grid und Smart Building herausstellt.</p>
<p><i>Intelligente Verbraucher:</i></p>	
<p>Zweck:</p>	<p>Komfortfunktionen für den Kunden, Steuerungsmöglichkeit für den EM</p>
<p>Kurzbeschreibung:</p>	<p>Intelligente Verbraucher stellen Geräte da, die ihr geplantes Verbrauchsverhalten dem Energiemanagement kommunizieren als auch im Falle von steuerbaren Geräten Fahrplanänderungen zulassen können. Typische intelligente Verbraucher in E-Energy sind Kühlschränke, Gefrierschränke, Waschmaschinen, Geschirrspüler und Trockner, die über Kommunikationstechnik vom Energiemanager angesteuert werden. Zentrales Ziel dieser Steuerung, die innerhalb des Demand Side Managements durchgeführt wird, ist die Lastverschiebung.</p>
<p>Schnittstellen</p>	<p>(1) Energiemanager über HAN (2) Kunde über Anzeige an Gerät</p>
<p>Wichtige Datentypen</p>	<p>1) Fahrplan a) Istfahrplan b) Kannfahrplan</p>
<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Fahrplanerstellung (intern): Intelligente Geräte haben die Fähigkeit, einen Fahrplan zu erstellen, der ihr Verhalten repräsentiert und Prognosen über das Verhalten enthält. Bei Fahrplänen unterscheidet man in Kannfahrpläne und Istfahrpläne. Kannfahrpläne enthalten Freiheitsgrade und können innerhalb dieser Freiheitsgrade beeinflusst werden. Istfahrpläne repräsentieren das festgesetzte Verhalten eines Verbrauchers, das keinerlei Freiheitsgrade mehr enthält. - Fahrplanübermittlung (1): Intelligente Geräte senden ihren Kannfahrplan (der Fahrplan des Gerätes mit möglichen Freiheitsgraden) an das Energiemanagement, um lokale Optimierung

	<p>unter Berücksichtigung des Preis- und Effizienzsignal zu ermöglichen.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Externe Fahrplanänderung (1): Fahrpläne des intelligenten Verbrauchers können vom Kunden oder vom Energiemanager geändert werden, um dessen Verbrauchsverhalten zu beeinflussen. Es können die Freiheitsgrade von Kannfahrplänen eingeschränkt oder Istfahrpläne (Fahrpläne ohne Freiheitsgrade) für das Gerät festgesetzt werden.
<p><i>Haussteuerungssystem/Kontrolladapter/Herkömmliche Verbraucher:</i></p>	
<p>Zweck</p>	<p>Smart Home Funktionalität, Generische Ansteuerung von Verbrauchern</p>
<p>Kurzbeschreibung:</p>	<p>Die Aufgabe der Intelligenten Gebäudeautomatisierung ist es, die Steuerung von im Haushalt oder Gebäude befindlichen Geräten und Anlagen zu übernehmen und damit zu automatisieren.</p> <p>Dadurch erreicht werden neben diversen Automatisierungsaufgaben, auch Smart Home Funktionen im Bereich der Energieeffizienz, des Komforts, der Assistenz und Gesundheit (vorallem im Bereich des betreuten Wohnens) und im Bereich der Sicherheit.</p> <p>In E-Energy wurden diese Systeme meist für die Steuerung von Verbrauchern eingesetzt, die selbst nicht über eine intelligente Steuerung verfügen. Hierfür standen Schaltsteckdosensysteme als Kontrolladapter und ein passendes Managementsystem zur Verfügung.</p>
<p>Schnittstellen:</p>	<p>(1) Energiemanager über HAN (2) Kunde über Feedbacksystem</p>
<p>Wichtige Datentypen</p>	<p>1) Fahrplan a. Kannfahrplan b. Istfahrplan</p>
<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Kontrolladapter fernsteuern (intern):

	<p>Kontrolladapter können durch die Automatisierung ferngesteuert werden, um zum Beispiel Schaltbefehle zu geben.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Submeterfunktion - Energieverbrauch messen und senden (intern/1): Der Energieverbrauch eines angeschlossenen Geräts kann über den Kontrolladapter ausgelesen und überwacht werden. - Steuerung durch Energiemanager (1): Das Gebäudeautomationssystem kann durch den Energiemanager ferngesteuert werden, indem Fahrpläne übergeben werden - Fahrplanerstellung für Energiemanager (intern): Das Gebäudeautomationssystem übermittelt Kennfahrpläne ausgewählter Verbraucher an den Energiemanager.
<p>Erzeuger:</p>	
<p>Zweck</p>	<p>Dezentrale Erzeugung, Einspeisevergütung, Eigenversorgung</p>
<p>Kurzbeschreibung:</p>	<p>Auch bei Haushaltskunden werden immer häufiger dezentrale Energieerzeugungsanlagen auf Niederspannungsebene installiert. Die Möglichkeiten zur Steuerung von Erzeugung aus PV-Anlagen sind aufgrund ihrer grundsätzlichen Volatilität begrenzt, können jedoch durch den Einsatz von IKT (z.B. intelligente Wechselrichter) flexibilisiert werden. Die Erzeugung aus PV-Anlagen und darüber hinaus Windanlagen kann jedoch mittels Wetterdaten und Zählerdaten der Anlage prognostiziert und in die lokale Optimierung des Energiemanagers eingerechnet werden. µKWK Anlagen sind Erzeuger, die vom Energiemanager gezielt angesteuert werden können.</p>
<p>Schnittstellen:</p>	<p>(1) Energiemanager über HAN</p>
<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Blindleistungsbereitstellung (intern/1): Wechselrichter von Erzeugern können vom Energiemanager dafür benutzt werden, die Erzeugung von Blindleistung zur Spannungsstabilisierung zu steuern. - Steuerung der Erzeugung (1): In speziellen Situationen kann es günstig sein, die erzeugte Energiemenge bewusst zu reduzieren oder zu

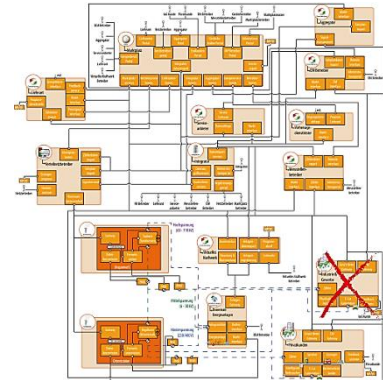
	<p>erhöhen. Diese Fähigkeit von Erzeugern kann vom Energiemanager abgerufen werden. Je nach Erzeugungsanlage ist die Steuerung vollkommen (μKWK Anlage) oder nur teilweise (Solaranlage über Wechselrichter) steuerbar.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Übermittlung von Erzeugungsprognosedaten (1): Erzeuger können dem Energiemanager nötige Daten zur Prognoseerstellung übermitteln, um so die lokale Optimierung zu verbessern. Eventuell abonnierte Services, zum Beispiel zur Wetterprognose, können diese Vorhersage noch verbessern.
Speicher:	
Zweck	Flexibler Puffer für Schwankungen
Kurzbeschreibung:	Als Speicheranlage für Haushaltskunden wurden in E-Energy vereinzelt und bei wenigen Kunden Batteriespeicher eingesetzt, die durch die lokale Optimierung gezielt auf- oder entladen wurden. Dieser lokale Puffer im Haushalt diente dazu, kurzfristige Schwankungen in der lokalen Erzeugung auszugleichen und Überschüsse zu speichern.
Schnittstellen:	(1) Energiemanager über HAN
Wichtige Funktionen:	<ul style="list-style-type: none"> - Übermittlung von Speicherdaten (1): Der lokalen Optimierung werden Daten des Speichers wie Füllstand, Maximalkapazität, Selbstentladerate, Wirkungsgrad, Leistung übermittelt. - Steuerung des Speichers (1): Der Speicher kann über Fahrpläne durch den Energiemanager gesteuert werden.
E-Car Ladestation:	
Zweck:	E-Mobility, Steuerung der Ladezyklen
Kurzbeschreibung:	Das Thema E-Mobilität war in E-Energy kein starker Schwerpunkt, jedoch wurde evaluiert, inwiefern sich auch Ladezyklen in die lokale Optimierung einplanen lassen.

	Die eigentliche Ladeinfrastruktur wurde in den E-Mobility Schwesterprojekten bearbeitet.
Schnittstellen:	(1) Energiemanager über HAN
Wichtige Funktionen:	<ul style="list-style-type: none"> - Lademanagement (1): Der Energiemanager steuert das Lademanagement als Teil der lokalen Optimierung - Fahrplanübermittlung (1): Auch die Ladesäule kann wie andere Geräte Fahrpläne an den Energiemanager übermitteln.
Feedbacksysteme:	
Zweck:	Information des Kunden, Verbrauchstransparenz, Selbstkontrolle, Gerätekonfiguration
Kurzbeschreibung:	<p>Feedbacksysteme spielen eine zentrale Rolle in der Welt des Haushaltskunden. Sie ermöglichen es einerseits dem Kunden, seinen Verbrauch und seine Erzeugung einzusehen, stellt Preissignale optisch dar, um es dem Kunden zu ermöglichen sein Verhalten anzupassen, ermöglichen es aber auch, Einstellungen an Energiemanager und an intelligenten Geräten oder Haussteuerungssystemen vorzunehmen. Für Feedbacksysteme gibt es eine Vielzahl an Endgeräten, die als Benutzerschnittstelle verwendet werden können. Unter anderem kommen dafür mobile Endgeräte (Anwendungen und Apps auf Tablets, Mobiltelefonen und Laptops), speziell angepasste Endgeräte (Energieampeln, Displays) oder Webbrowser zur Darstellung und Bedienung zum Einsatz. Zusätzlich können durch Feedbacksysteme spezielle abonnierte Services (Energetische Optimierung, Informationen des Lieferanten, Wetterdienst, Erzeugungsvorhersage, tarifliche Optimierung) vom Marktplatzt vermittelt und genutzt werden.</p>
Schnittstellen:	<ul style="list-style-type: none"> (1) Energiemanager über HAN (2) Smart Meter über HAN (3) Kunde über Anzeigegeräte (Mobile Geräte, Displays, Browser) (4) Serviceexport des Marktplatzes über WAN

<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Preissignal einsehen (1): Der Kunde wird grafisch über das Preissignal des aktuellen Tages informiert und kann so einsehen, wann welcher Strompreis gilt - Informationen über Stromverbrauch und –erzeugung Der Kunde kann sein Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten hochaufgelöst einsehen - Konfiguration von Energiemanager, intelligenten Geräten und Haussteuerung Über Feedbacksysteme ist es dem Kunden möglich, Konfiguration des Energiemanagers, von intelligenten Geräten als auch der Haussteuerung vorzunehmen. - Serviceimport Über Feedbacksysteme kann der Kunde auf externe Serviceinformationen zugreifen, die er von seinen Anbietern oder Serviceanbietern durch den Marktplatz übermittelt bekommt
<p>Erfahrungen aus den Modellregionen:</p>	<p>Von den Modellregionen wurden vielfältige Feedbacksysteme angewendet. Inter anderem wurden Webapplikationen entwickelt, Stromampeln, Apps für iPad, iPhone und iPod, die im Kundeneinsatz eingesetzt wurden. Eine tiefergehende Evaluation der Feedbacksysteme findet sich im Kapitel 6.</p>

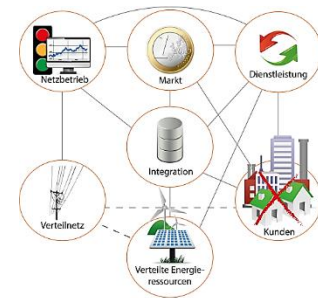
3.5.3 INDUSTRIE- UND GEWERBEKUNDE

Kunden aus der Industrie- und dem Gewerbe verbrauchen einen Großteil des produzierten Stroms. Insofern ist ihr Potential, eine entscheidende Rolle im intelligenten Energiesystem zu spielen als hoch einzuschätzen. Sowohl im Bereich der Energieeinsparung (um Lastspitzen zu senken) als auch im Demand Side Management wurden viele industrielle und gewerbliche Anlagen nie auf diese Fähigkeiten hin untersucht und optimiert. In E-Energy wurden daher auch von vielen Modellregionen Industrie- und Geschäftskunden ausgewählt, die im Besitz von Anlagen mit hohem Potential zur Flexibilisierung sind, wie z.B. Kühllager, Kühlhäuser, Kläranlagen, und ver KWK Anlagen und BHKWs. Es wurde untersucht, welche Rolle die Industrie und das Gewerbe im intelligenten Energiesystem spielen kann und welche IK Technologie nötig war, um sie systemisch einzubinden.



- *Zugeordnete Domäne:*

Das System des Industrie- und Gewerbekunden befindet sich in der Kundendomäne. Sie ist mit den Domänen Integration, Markt und Dienstleistung kommunikativ und physisch mit dem Verteilnetz, dem Mittelspannungsnetz oder dem Hochspannungsnetz (für energieintensive Betriebe – nicht untersucht in E-Energy) verbunden.



- *Systemkontext:*

Industrie- und Gewerbekunden umfassen Kunden, die prinzipiell aus allen Wirtschaftszweigen stammen können und die Anlagen besitzen, die zur Steuerung eingesetzt werden können. Entscheidend für E-Energy war das Potential des Kunden, seine Anlagen im Sinne des Demand Side Managements effektiv nutzen zu lassen als auch die Bereitschaft des Kunden, in bestehende Anlagenprozesse steuernd eingreifen zu lassen. Je nach Ausrüstung und Bestimmungszweck der Anlage ist unterschiedlicher Aufwand nötig, um sie an eine Steuerung anzubinden.

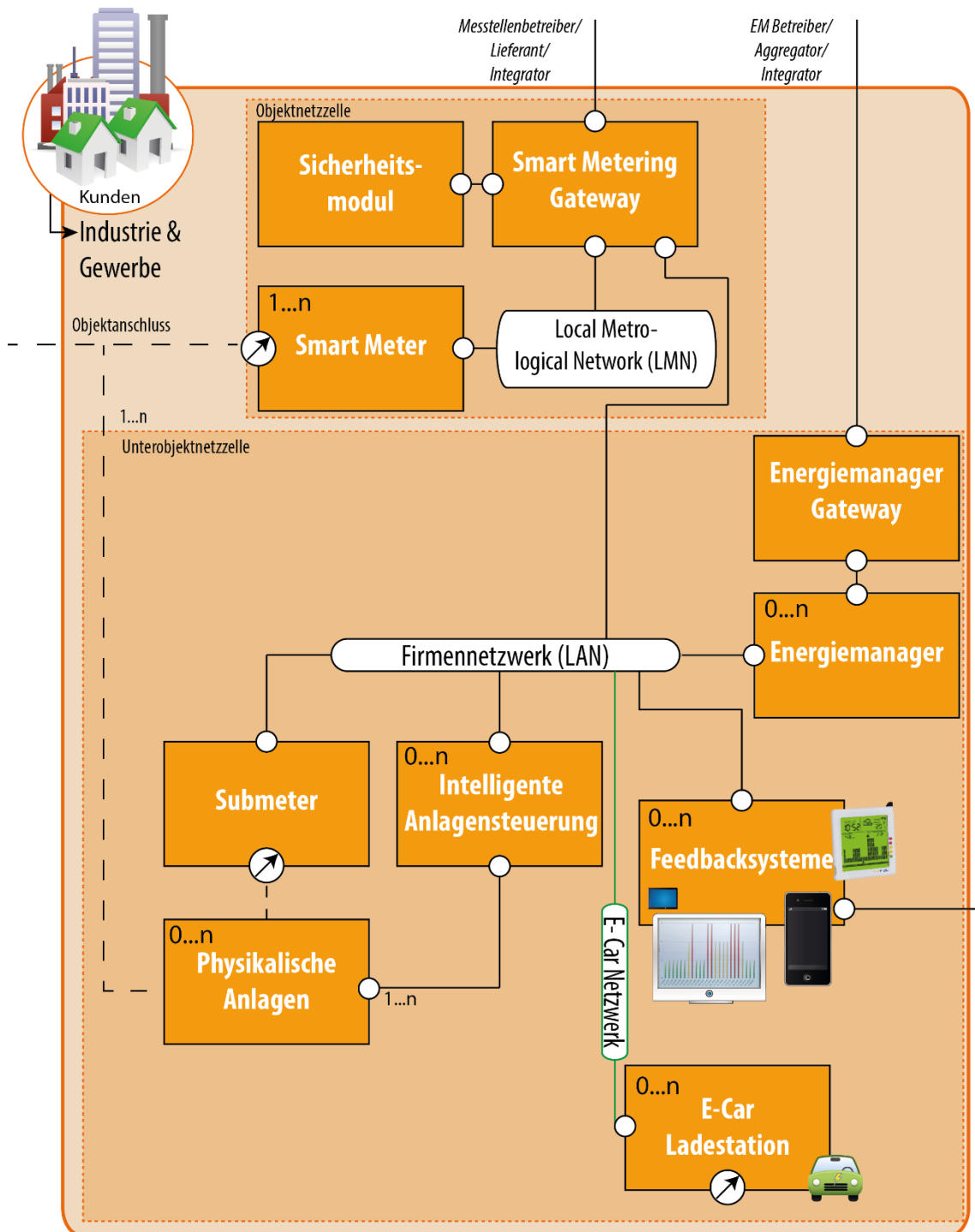
- *Oft verwendete Synonyme:*

Gewerblicher Kunde, Geschäftskunde, Industriekunde

- *Verwendete Abkürzungen:*

Keine bekannt.

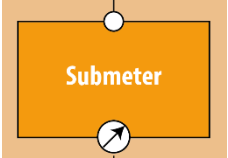
- *Architektur des Systems:*




▪ Beschreibung der Architektur

Die Architektur des Industrie- und Gewerbekunden ist ähnlich zu der Architektur des Privatkunden aufgebaut. Um Redundanzen in der Beschreibung zu vermeiden, gehen wir in der Diskussion der Komponenten nur auf abweichende Komponenten ein.

▪ *Beschreibung* der Komponenten:

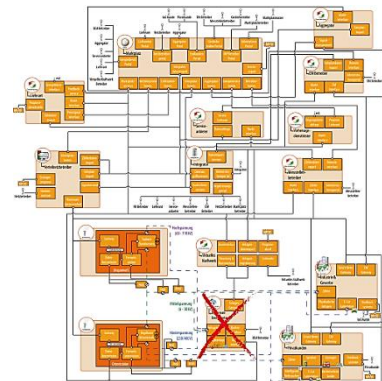
<i>Submeter</i>		
Zweck:	Flexible Messungen einer Anlage, Energieberatungsgrundlage, Visualisierung der Messwerte	
Kurzbeschreibung:	Submeter werden eingesetzt, um an speziellen, neuralgischen Punkten innerhalb einer Anlage Messungen durchzuführen. Diese Messungen können visualisiert und ausgewertet werden und zum Beispiel für die Optimierung des Energieverbrauchs durch Prozessänderungen eingesetzt werden. Submeter liefern auch Erkenntnisse über das Verhalten von Anlagen bei bestimmten Änderungen in deren Steuerung und können somit dazu eingesetzt werden, die Anlage zur Lastverschiebung einzusetzen. Viele Betriebe setzen schon heute auf Submeter, um zum Beispiel die interne Abrechnung und Kostenstellenzuordnung zu bewerkstelligen oder den Verbrauch von Anlagen zu optimieren. In E-Energy wurde der Submeter als flexibles Gerät realisiert, das mehrere Messzange besitzt. Diese Messzangen wurden benutzt, um verschiedene Leitungsstränge zu messen. Der Submeter kann mobil oder stationär eingesetzt werden.	
Schnittstellen	(1) Energiemanager über Firmennetzwerk (2) Feedbacksystem über Firmennetzwerk	
Wichtige Funktionen:	<ul style="list-style-type: none"> - Parallele Messungen (intern) Der Submeter ist fähig, verschiedene Messungen parallel durchzuführen und zu archivieren. Diese Messungen können zur energetischen Optimierung von Prozessen genutzt werden. - Visualisierung/Zugriff der Messdaten (1/2) Der Submeter besitzt die Möglichkeit über eine LAN Schnittstelle einen Zugriff auf die Messdaten sowie deren Visualisierung ermöglicht. 	

	
<p>Intelligente Anlagensteuerung:</p>	
Zweck:	Anlagenspezifischer Adapter, Anlagenüberwachung, Sensorerfassung, Protokollschnittstelle
Kurzbeschreibung:	<p>Die intelligente Anlagensteuerung wird eingesetzt, um den Zugriff auf eine Anlage durch den Energiemanager zu ermöglichen. Hierzu ist, sofern die Anlage nicht bereits über eine digitale Steuerung verfügt, einiger Aufwand nötig. Je nach Anlagentyp muss zuerst festgestellt werden, wie die Anlage gefahren werden kann, welche Steuermöglichkeiten es gibt und welche Werte (zum Beispiel Temperatur) für die Steuerungsmöglichkeiten eine Rolle spielen und durch Sensoren überwacht werden müssen. Viele Anlagen mussten durch eine Schaltprogrammierbare Steuerung (SPS) angesteuert werden. Die intelligente Anlagensteuerung erstellt aus der Erprobung von Steuersignalen und Sensorbeobachtungen ein Modell der Anlage und kann so feststellen, welche Steuermöglichkeiten und Constraints die spezifische Anlage besitzt. Die intelligente Anlagensteuerung stellt die Fähigkeiten der Anlage z. B. mit Hilfe des IEC 61850 Protokolls dem Energiemanager zur Verfügung, so dass deren Fähigkeiten im Rahmen einer lokalen Optimierung eingesetzt werden können.</p>
Schnittstellen	<p>(1) Energiemanager über Firmennetzwerk (oft durch IEC 61850 oder IEC 60870) (2) Physikalische Anlage über Schnittstelle wie SPS</p>
Wichtige Funktionen:	<ul style="list-style-type: none"> - Modellerstellung (2) Die intelligente Anlagensteuerung hat die Fähigkeit, ein Anlagenmodell durch Lernverfahren aufzubauen und somit die Steuerfähigkeiten der Anlage zu erfassen. Beschränkungen der Anlage sowie Zeitpläne werden dabei berücksichtigt. Für manche Anlagen ist die Modellerstellung nicht nötig und kann dadurch auch entfallen. - Anlagenbereitstellung (1) Die intelligente Anlagensteuerung kann dem Energiemanager die Steuerungsfähigkeiten der Anlage bereitstellen, so dass diese im Rahmen der lokalen Optimierung eingeplant werden kann.

	
<i>Physikalische Anlagen:</i>	
Zweck:	Abhängig von Industrie- und Gewerbebezug
Kurzbeschreibung:	Physikalische Anlagen repräsentieren firmenspezifische Anlagen aller Art, die durch eine angepasste Steuerung zur lokalen Optimierung eingesetzt werden können.
Schnittstellen	(1) Intelligente Anlagensteuerung
Erfahrungen aus den Modellregionen:	In E-Energy wurden durch manche Modellregionen Versuche gestartet, Anlagen von LuG Kunden zu steuern. Es wurden hierfür Tiefkühlager, Kühlhäuser, Kläranlagen, Schwimmbäder. Die Aufwände, um einzelne Anlagen steuerbar zu machen

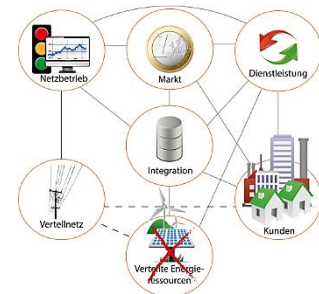
3.5.4 DEZENTRALE ENERGIEANLAGEN

Dezentrale Energieanlagen stellen einen wichtigen Teil des intelligenten Energiesystems dar. Windkraftanlagen, Solaranlagen, oder Biogasanlagen, aber auch andere große Anlagen wie Kühlhäuser können als dezentrale Energieanlage bezeichnet werden. Ebenso werden manchmal Windparks, Solarparks, Wasserkraftwerke als auch Pumpspeicherkraftwerke zur dezentralen Stromversorgung hinzugezählt, allerdings ist hier der Übergang zur zentralen Stromerzeugung aufgrund der Anlagenleistung, gerade bei größeren Anlagen, fließend. Ihre Fähigkeit zur dezentralen Stromerzeugung oder Lastverschiebung macht dezentrale Energieanlagen zu einem wertvollen Baustein im intelligenten Energiesystem. Zusammengefasst in virtuellen Kraftwerken erhöhen sie ihre Effektivität und ihre Vermarktbarkeit.



- *Zugeordnete Domäne:*

Dezentrale Energieanlagen sind der Domäne Dezentrale Energieressourcen zugeordnet. Diese ist mit den Domänen Markt und Dienstleistung kommunikativ und physisch mit dem Verteilnetz, dem Mittelspannungsnetz oder dem Hochspannungsnetz (für große Windparks, zum Beispiel) verbunden.



- *Systemkontext:*

Dezentrale Energieanlagen sind je nach Anlagentyp idealerweise dort zu finden, wo durch Standortgegebenheiten günstige Bedingungen für die Anlage bestehen. Die Besitzverhältnisse der Anlage variieren stark, hängen jedoch mit Anlagengröße und –standort zusammen.

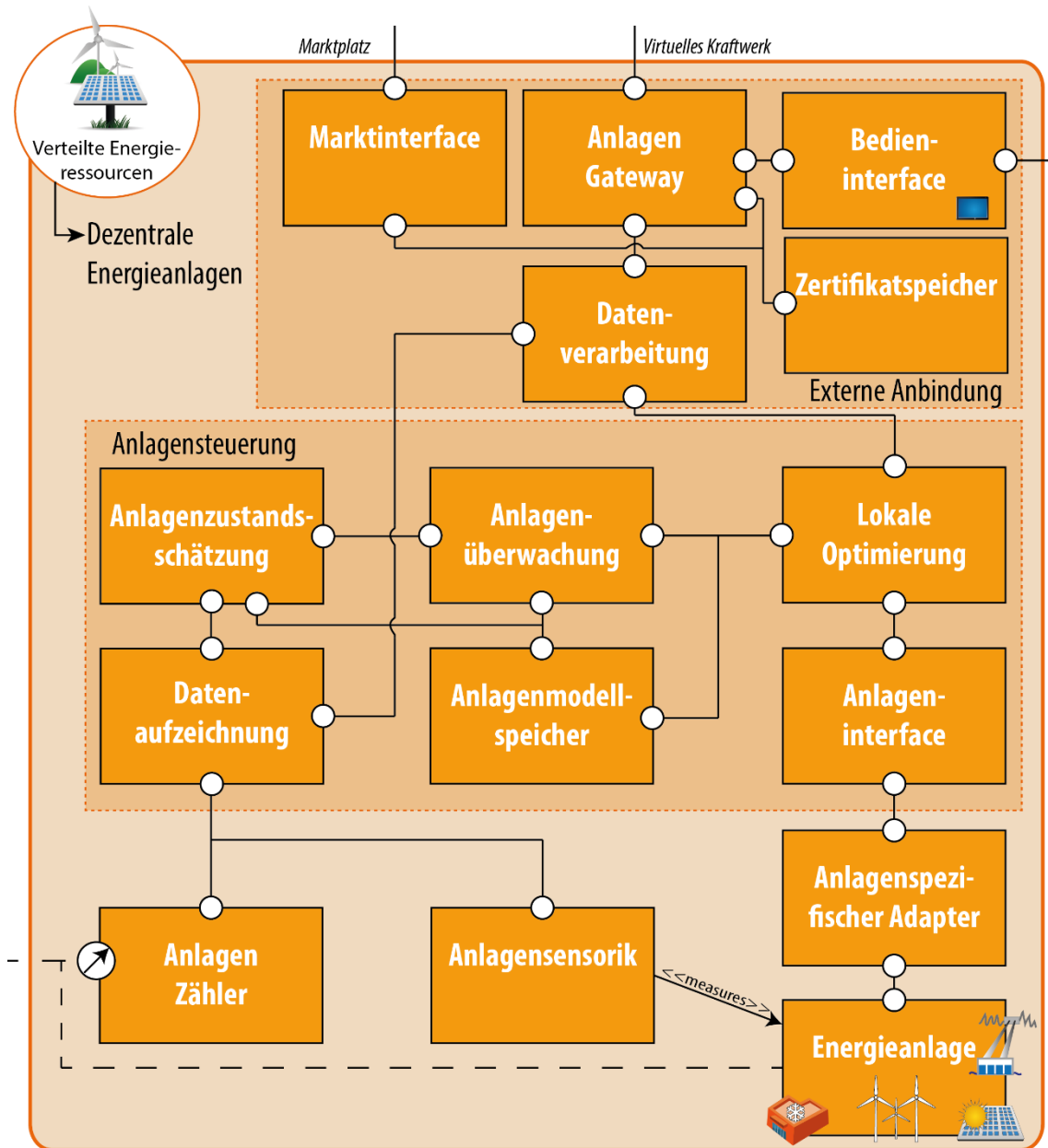
- *Oft verwendete Synonyme oder Hyperonyme:*

Dezentrale Erzeugungsanlagen (als Hyponym) beschränken sich auf Dezentrale Energieanlagen, die ausschließlich Strom erzeugen. Hierunter fallen z.B. keine Pumpspeicherkraftwerke oder Kühlhäuser, die jedoch als dezentrale Energieanlagen aufgefasst werden können.

- *Verwendete Abkürzungen:*

DEA

Architektur des Systems:



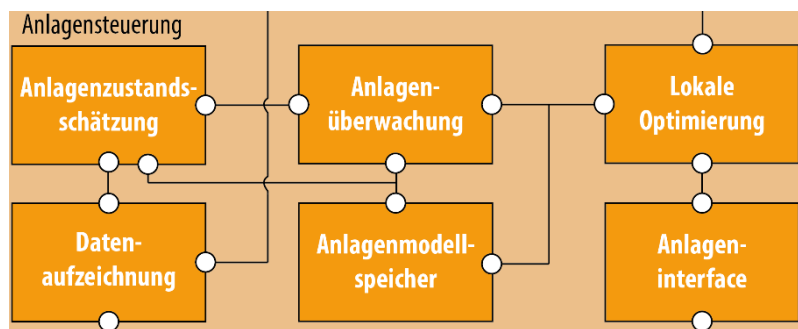
▪ *Allgemeine Beschreibung der Architektur:*

Eine dezentrale Energieanlage setzt sich aus Systemen zur Steuerung der Kommunikation mit virtuellem Kraftwerk und Marktplatz, aus Steuer- und Überwachungssystemen und anlagen-spezifischen Systemen zusammen. Je nach Anlagentyp und deren Anbindung an das virtuelle Kraftwerk gibt es unterschiedliche Steuerziele, die durch die Anlagensteuerung erreicht werden sollen.

▪ *Beschreibung der Einzelkomponenten*

<p><i>Externe Anbindung</i></p>	
<p>Zweck:</p>	<p>Marktkommunikation, Sicherheitsmanagement, Fahrplanüberprüfung, VK Kommunikation, Nutzeranbindung,</p>
<p>Kurzbeschreibung:</p>	<p>Die externe Anbindung der DEA regelt die Kommunikation mit den Marktservices über das Marktinterface als auch mit dem Virtuellen Kraftwerk über das Anlagengateway. Über den Zertifikatspeicher können Kommunikationspartner sicher identifiziert werden, das Bedieninterface ermöglicht es dem Anlagenbetreiber auf wichtige Funktionen zuzugreifen.</p>
<p>Schnittstellen:</p>	<p>(1) Marktservices über Marktinterface (2) Virtuelles Kraftwerk über Anlagen Gateway (3) Anlagenbetreiber über Bedieninterface (4) Lokale Optimierung über Datenverarbeitung (5) Datenaufzeichnung über Datenverarbeitung</p>
<p>Wichtige Datentypen</p>	<p>1) Fahrplan a) Istfahrplan b) Kannfahrplan 2) Zertifikat 3) Anlagenmodell</p>
<p>Wichtige Funktionen:</p>	<p>- Anlagendaten und verfügbare Dienste an Markt- platz übermitteln (1) Verfügbare Dienste der Anlage können bei Ange- botserstellung durch die Anlage an den Marktplatz gesendet werden - Abschlussbestätigung erhalten (1)</p>

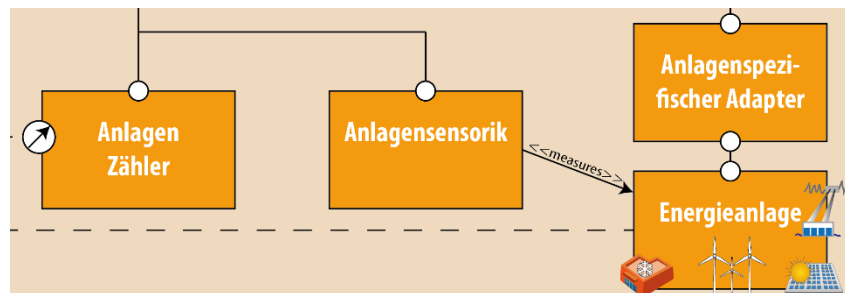
	<p>Das Marktinterface erhält bei Abschluss eines Vertrags die Daten des Virtuellen Kraftwerks.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Registrierung bei Virtuellem Kraftwerk (2) Die Anlage kann sich nach einem Vertragsabschluss am Marktplatz selbständig bei einem Virtuellen Kraftwerk registrieren. - Steuerung und Überwachung der Anlage durch Virtuelles Kraftwerk (2/4/5) Die Anlage kann Fahrpläne an das VK versenden und von diesem Fahrpläne erhalten, die umzusetzen sind. Das Virtuelle Kraftwerk nutzt die Schnittstelle um auf Daten der Anlage zuzugreifen und die Anlage zu überwachen.
--	---



Anlagensteuerung

Zweck:	Lokale Optimierung, Überwachung, Fahrplanumsetzung
Kurzbeschreibung:	<p>Die Anlagensteuerung übernimmt die Steuerung der Anlage nach Vorgabe des Virtuellen Kraftwerks. Zur Steuerung der Anlage gehört auch die Überwachung der eingehenden Sensorwerte, die Interpretation der aktuellen und historischen Sensorwerte aufgrund eines Anlagenmodells und die Zustandsschätzung der Anlage. Zusätzlich sorgt ein Anlageninterface für eine Zugriffsschicht auf die Funktionen der Anlage, die von der Lokalen Optimierung nutzbar sind. Die Anlagensteuerung sollte generisch für mehrere Anlagentypen einsetzbar sein. Für bestimmte Anlagentypen die eine weitgehende Optimierung nach Fahrplanvorgabe nicht unterstützen, können Teile der Anlagensteuerung entfallen.</p>
Schnittstellen:	<p>(1) Anlagenzähler und Anlagensensorik über Datenaufzeichnung (2) Fahrplanverarbeitung über Lokale Optimierung (3) Anlagenspezifischer Adapter über Anlageninterface</p>

	(4) Datenverarbeitung über Datenaufzeichnung
Wichtige Datentypen:	<ol style="list-style-type: none"> 1) Fahrplan <ol style="list-style-type: none"> a) Istfahrplan b) Kannfahrplan 2) Anlagenmodell 3) Sensordaten (anlagenspezifisch) 4) Zählerdaten
Wichtige Funktionen:	<ul style="list-style-type: none"> - Lokale Optimierung (1,2,3): Die lokale Optimierung versucht, den Ertrag der Anlage innerhalb gegebener Parameter zu maximieren. Vorgaben für die Steuerung erhält sie entweder vom Virtuellen Kraftwerk oder durch den Anlagenbetreiber. - Überwachung (1): Die Anlage wird fortwährend auf ihren korrekten Betrieb hin überwacht. Die Überwachung besteht dabei aus der Auswertung von Sensor- und Zählerdaten, der Zustandsschätzung und dem Vergleich mit dem Anlagenmodell. - Datenübermittlung (4) Die Datenaufzeichnung übermittelt Daten über die Datenverarbeitung, die für die Aggregation zuständig ist, an das Virtuelle Kraftwerk - Fahrplannerhalt und -übermittlung (2): Die Anlagensteuerung kann Fahrpläne erhalten und diese versuchen umzusetzen aber auch ihre aktuellen Fahrpläne an das VK übermitteln.



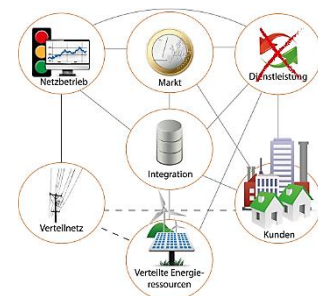
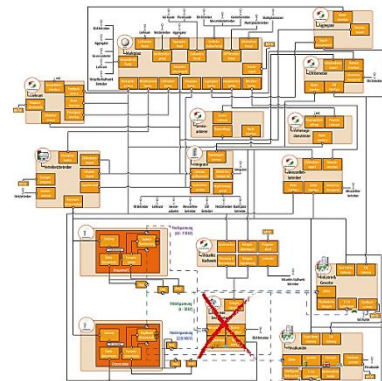
Energieanlage

Zweck:	Energieerzeugung (z.B. PV Anlage, Windturbinen, Biogasanlagen), Energiespeicherung (z.B. Pumpspeicherkraftwerke), Lastverschiebung (Kühlhäuser), Systemdienstleistungen
Kurzbeschreibung:	Energieanlagen wurden in E-Energy als Teile von Virtuellen Kraftwerken und als verteilte Energieressource oder im Bereich des Industrie- und Gewerbekunden betrachtet. Hauptunterschied war hierbei die Organisationsform und die technische

	<p>Anbindung. Während ein Virtuelles Kraftwerk enger an die Energieanlage gekoppelt ist und damit Zugriff auf interne Daten zur Überwachung besitzt, ist eine physikalische Anlage (das Pendant im System des Industrie- und Gewerbekunden) weitestgehend durch das Energiemanagement Gateway nach außen abstrahiert.</p> <p>Ein weiteres Unterscheidungskriterium ist der Anteil an Erzeugern. Während im Konzept der Energieanlage und des Virtuellen Kraftwerk vorallem Erzeuger zum Einsatz kommen, ist dies für den Industrie- und Gewerbekunden eher selten der Fall.</p> <p>Energieanlagen werden über einen anlagenspezifischen Adapter an die Anlagensteuerung angebunden, der das allgemeine Steuerinterface auf eine spezifische Anlagensteuerung umsetzt.</p>
Schnittstellen	<ul style="list-style-type: none"> (1) Anlagen Interface über Anlagenspezifischer Adapter (2) Datenaufzeichnung über Anlagensensorik und Anlagenzähler
Wichtige Datentypen	<ul style="list-style-type: none"> 1) Sensordatum 2) Zählerdaten 3) Steuerbefehle (zum Beispiel über Schaltprogrammierbare Steuerung)
Wichtige Funktionen:	<ul style="list-style-type: none"> - Zähler- und Sensordaten übermitteln (2) Die Datenaufzeichnung kann Zähler- und Sensordaten der Anlage übermittelt bekommen - Steuerbefehle umsetzen (1/intern) Der Anlagenspezifische Adapter setzt Steuerbefehle, die vom Anlageninterface gesendet werden auf die Steuerung der Anlage um

3.5.5 VIRTUELLES KRAFTWERK

Ein Virtuelles Kraftwerk ist eine Zusammenschaltung kleinerer dezentraler Stromerzeugungsanlagen zu einem Verbund mit gemeinsamer Steuerung. In Erweiterung kann ein Virtuelles Kraftwerk auch Lastmanagement betreiben, um auf diese Weise kleinere dezentrale Einzellasten zu bündeln. Durch ihre Struktur mit kleinen Erzeugern bedingt können virtuelle Kraftwerke die bestehenden Netzstrukturen mit zentralen Großkraftwerken nicht vollständig ersetzen. Vielmehr eröffnet das Konzept des virtuellen Kraftwerks die Möglichkeit zur Ergänzung und Optimierung der bestehenden Strukturen des Energieversorgungssystems.



- *Zugeordnete Domäne:*

Virtuelle Kraftwerke sind der Dienstleistungsdomäne zugeordnet. Zuerst mag es naheliegend sein, Virtuelle Kraftwerke der Domäne Verteilte Energieressourcen zuzuordnen. Doch sind Virtuelle Kraftwerke als verwaltende Einheit nicht als Nutzer des Verteilnetzes anzusehen und stellen für sich genommen keine verteilte Energieressource da, da sie prinzipiell standortunabhängig sind. Virtuelle Kraftwerke erbringen eine Dienstleistung, indem sie kleine Anlagen durch Bündelung für den Markt erschließbar machen.

- *Systemkontext:*

Virtuelle Kraftwerke können prinzipiell durch Marktanbieter, die selbst keine eigene Anlage besitzen, aufgebaut werden. Zwar mag es in manchen Fällen sinnvoll sein, aus einem bestehenden Anlagenverbund zu einem virtuellen Kraftwerk zu machen, es ist jedoch auch möglich, diesen Zusammenschluss durch Angebote auf dem Markt zu realisieren.

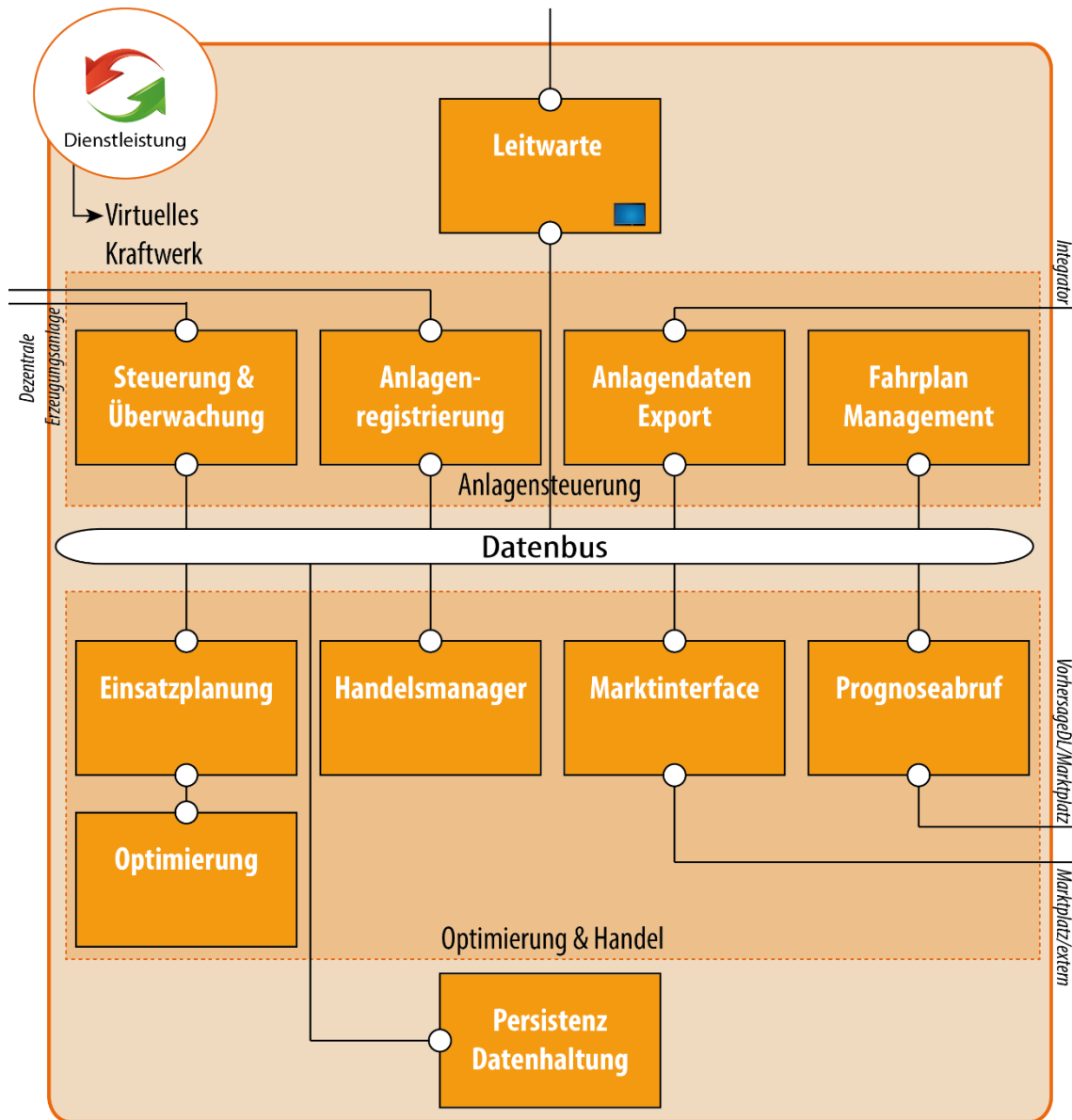
- *Oft verwendete Synonyme oder Hyperonyme:*

Schwarmkraftwerk, DEA Cluster, Kombikraftwerk

- *Verwendete Abkürzungen:*

VK, VPP (Virtual Power Plant), KKW


Architektur des Systems:

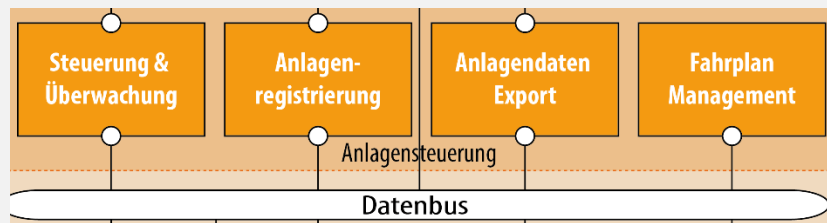


▪ *Allgemeine Beschreibung der Architektur:*

Das Virtuelle Kraftwerk bietet einerseits die Möglichkeit, Anlagen zu erfassen, zu verwalten, zu steuern und zu überwachen (Anlagensteuerung). Andererseits optimiert es seinen internen Betrieb fortwährend unter Einbezug von Prognosen und vermarktet sich in Form von Angeboten auf dem Marktplatz (Optimierung & Handel). Für den Betreiber ist das Management des virtuellen Kraftwerks in Form einer Leitwarte gegeben.

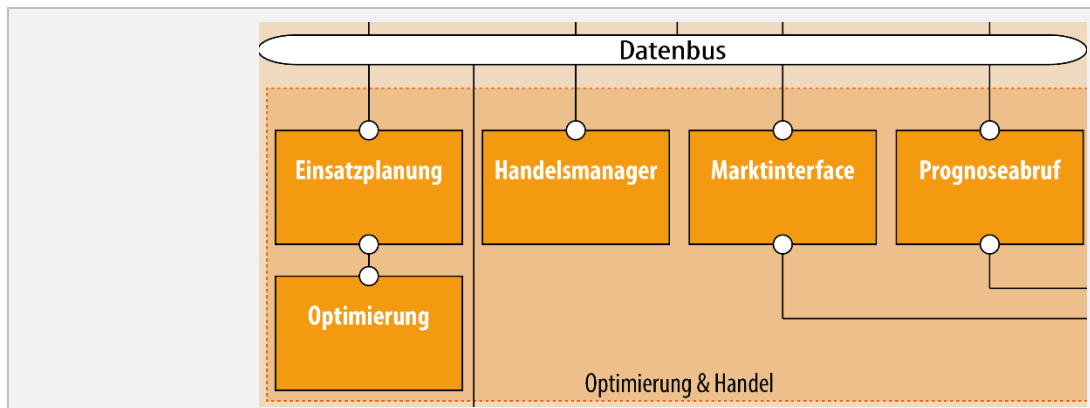
▪ *Beschreibung der Einzelkomponenten*

<p><i>Leitwarte</i></p>	
<p>Zweck:</p>	<p>VK Verwaltung, Betreiberinterface, Steuerung, Monitoring</p>
<p>Kurzbeschreibung:</p>	<p>Die Leitwarte stellt für den VK Betreiber eine Benutzeroberfläche für den Betrieb des virtuellen Kraftwerks zur Verfügung. Er kann auf Anlagendaten zugreifen (Topologie, Anlagentyp, momentane Leistungsabgabe, Nennleistung, historische Daten, etc.), sieht den aktuellen Status des Virtuellen Kraftwerks als Verbund. Er kann über das Marktinterface mögliche Vermarktungsoptionen auf einer Marktplattform entscheiden</p>
<p>Schnittstellen</p>	<p>(1) Handelsmanager über Datenbus (2) Steuerung/Überwachung über Datenbus (3) Einsatzplanung über Datenbus (4) Persistenz Datenhaltung über Datenbus</p>
<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Anlagendatendaten abrufen (2/4): Die Leitwarte hat Zugriff auf die Anlagendaten, die teilweise gespeichert (Anlagenstandort, Nennleistung) oder von der Anlage angefordert werden (Momentane Leistungsabgabe, Sensordaten). Die Daten werden dem Benutzer visualisiert und fortwährend aktualisiert - Vermarktungssicht abrufen (1) Die Leitwarte hat Zugriff auf am Marktplatz und an der Börse abgeschlossene Verkäufe von Energiemengen, Abruf von Leistungen durch andere Marktakteure und hat Einsicht auf die Erlöse, die erzielt werden konnten. Zusätzlich können weitere Angebote auf dem Marktplatz eingestellt werden. - Einsatzplanung einsehen (3) Die aktuelle Einsatzplanung für Anlagen kann über die Leitwarte eingesehen



Anlagensteuerung

Zweck:	Überwachung der Anlagen, Steuermöglichkeit, Datenexport, Fahrplanmanagement
Kurzbeschreibung:	Die Anlagensteuerung ist konzipiert, um die Steuerung der registrierten Anlagen nach Fahrplänen zu realisieren und diese Steuerung zu überwachen. Ferner ermöglicht sie den Export von Anlagendaten (z.B. Standort, aktuelle Fahrpläne) an den Integrator.
Schnittstellen:	<ol style="list-style-type: none"> (1) DEA über Steuerung & Überwachung (2) DEA über Anlagenregistrierung (3) Integrator über Anlagendatenexport (4) Einsatzplanung über Datenbus (5) Marktinterface über Datenbus
Wichtige Datentypen:	<ol style="list-style-type: none"> 1) Fahrplan <ol style="list-style-type: none"> a) Kannfahrplan b) Differenzkannfahrplan c) Istfahrplan 2) Anlagendaten 3) Anlagenregistrierung 4) Messdaten
Wichtige Funktionen:	<ul style="list-style-type: none"> - Anlage überwachen & steuern (1) Aufgrund der aktuellen Fahrpläne im Fahrplanmanagement kann die Anlage überwacht und gesteuert werden - Export von Anlagendaten (3): Um dem Integrator Zugriff auf Anlagen und Fahrpläne zu gewähren, können Anlagendaten exportiert werden - Anlagenregistrierung (2/5) Bei Vertragsabschluss auf dem Markt wird die Registrierung der Anlage durchgeführt - Fahrplanempfang (4): Fahrpläne, die durch die Einsatzplanung aufgrund von Geschäften oder Vertragsabschlüssen auf dem Markt oder der Börse berechnet wurden, werden im Fahrplanmanagement gespeichert.



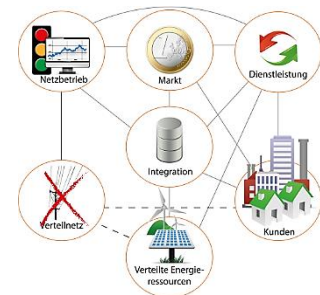
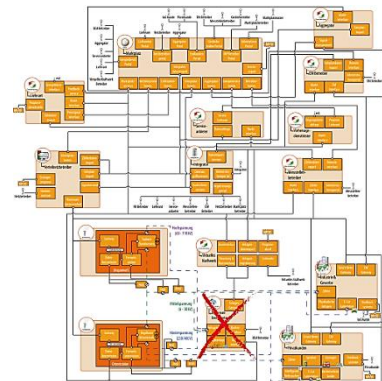
Optimierung & Handel

Zweck:	Optimierung der Einsatzplanung, Handelsabschluss, Portfolioverwaltung, Prognoseabruf für Optimierung
Kurzbeschreibung:	Aufgabe der Optimierung & Handel ist es einerseits, durch Vermarktung der Leistungen des virtuellen Kraftwerks an Marktplatz und Börse für hohe Erlöse zu sorgen, andererseits dann aber die abgeschlossenen Geschäfte durch die zur Verfügung stehenden Anlagen möglichst kosteneffizient zu realisieren. Für die Optimierung werden verschiedene Prognosen zu Rate gezogen, wie zum Beispiel Wettervorhersagen, die das Erzeugungsverhalten erneuerbarer Energieanlagen besser abschätzen zu können oder Preisprognosen, die zukünftige Marktpreise abschätzen. Eine Auflistung von verschiedenen Prognosen und ihre Wirkmechanismen ist in Abschnitt 7.1 zu finden.
Schnittstellen:	<ul style="list-style-type: none"> (1) Energiebörse (extern) über Marktinterface (2) Marktplatz über Marktinterface (3) Serviceexport über Prognoseabruf (4) Fahrplanmanagement über Datenbus
Wichtige Datentypen:	<ul style="list-style-type: none"> 1) Fahrplan <ul style="list-style-type: none"> a) Kannfahrplan b) Istfahrplan c) Differenzkannfahrplan 2) Engpassbehebungsangebot 3) Markttransaktion 4) Vertragsabschluss 5) Wettervorhersage
Wichtige Funktionen:	<ul style="list-style-type: none"> - Börsenhandel (1/2): Strom, der durch das virtuelle Kraftwerk produziert wird, kann an der Energiebörse (Terminmarkt, Day-Ahead-Markt, Intraday-Markt) gehandelt werden. Hierfür wird der durch das Einsatzmanagement errechnete Fahrplan als Grundlage für Gebote genommen und die Gebote

	<p>durch das Marktinterface übermittelt. Im außerbörslichen Handel (OTC-Handel) ist 15 Minuten vor dem Lieferbeginn ein Handelsabschluss möglich. Für den Regelenergiemarkt ist vor allem die Minutenreserve mit Blick auf die Sekundärregelleistung von Interesse</p> <ul style="list-style-type: none">- Engpassangebot erhalten/Engpassbehebungsangebot übermitteln (2/4) Das Virtuelle Kraftwerk erhält bei eingehendem Prioritätssignal beim Marktplatz eine Benachrichtigung und kann darauf ein Behebungsangebot übermitteln.- Einsatzmanagement aufgrund von Handelsgeschäften (intern/1/2/4) Aus abgeschlossenen Geschäften wird der Einsatzplan der Kraftwerke errechnet und mittels Prognose (Preis/Erzeugung/Verbrauch) und technischen Randbedingungen, wie z.B. Speichergrößen, Wirkungsgraden, Anfahrverhalten und Grenzkosten der angeschlossenen Anlagen und Speicher optimiert- Prognoseabruf (3) Das Virtuelle Kraftwerk kann verschiedene Arten von Erzeugungs-, Verbrauchs-, Wetter- oder Preisprognosen von einem externen Vorhersagedienstleister abrufen, der diesen Service über den Marktplatz zur Verfügung stellt.
--	--

3.5.6 ORTSNETZSTATION

Ortsnetzstationen sind neuralgische Punkte innerhalb des Stromnetzes, da hier der Übergang vom Mittelspannungsnetz in das Niederspannungsnetz erfolgt. Insofern sind sie ein geeignete Punkte, umzum Beispiel dezentral Daten von Feldmessseinrichtungen zu konzentrieren. Der Ausbau zu einer smarten Ortsnetzstationen, in der Messdaten aus Mittel- und Niederspannungsnetz zusammenlaufen, konzentriert und ausgewertet und dann automatisiert zur Steuerung des Verteilnetzes mit Hilfe unterschiedlicher Technologien genutzt werden, kann die Auslastungskapazität des Verteilnetzes signifikant erhöhen. Um Engpässen vorzubeugen, können regelbare Ortsnetztransformatoren zum Einsatz kommen.



- *Zugeordnete Domäne:*

Ortsnetzstationen sind dem Verteilnetz zugeordnet. Sie sind kommunikatorisch mit dem Netzbetreiber verbunden und bilden die Schnittstelle zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz.

- *Systemkontext:*

Ortsnetzstationen sind Anlagen, die die Umspannung in die für den Endverbraucher bestimmte Niederspannung vornehmen. Die Platzverhältnisse in manchen ONS machen eine schmale Bauweise für zu verbauende Komponenten nötig.

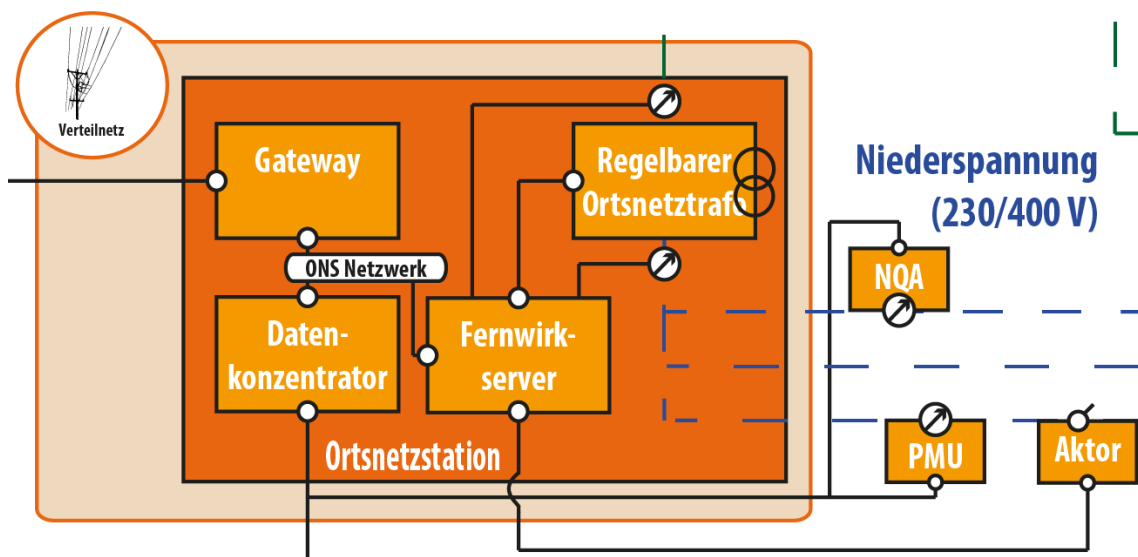
- *Oft verwendete Synonyme oder Hyperonyme:*

Substation, Transformatorenstation, Umspannstation

- *Verwendete Abkürzungen:*

ONS

▪ *Architektur des Systems:*



▪ *Allgemeine Beschreibung der Architektur:*

Die Ortsnetzstation besitzt einen Transformator, der gegebenenfalls regelbar ist. In der Ortsnetzstation werden Daten intern durch ein ONS Netzwerk ausgetauscht. Der Datenkonzentrator dient als lokaler Datenspeicher von Messdaten, die durch die Fernwirkunterstation ausgewertet und in Steuersignal umgewandelt werden können. Verbunden ist die Ortsnetzstation über ein Gateway mit dem Netzbetreiber, der die Komponenten innerhalb der Ortsnetzstation als auch die Feldmesseinrichtungen überwachen und steuern kann.

▪ *Beschreibung der Einzelkomponenten*

<p style="text-align: center;">Niederspannung (230/400 V)</p>	
<p><i>Feldmesssysteme/Aktoren</i></p>	
Zweck:	Netzqualitätsmessung, Netzsteuerung, Messdatenübertragung
Kurzbeschreibung:	Feldmesssysteme werden an sensiblen Punkten im Verteilnetz angebracht, die es erlauben den Zustand des Gesamtnetzes einzuschätzen. Ihre Aufgabe ist es, bestimmte Netzparameter zu messen, im Falle von Phasor Measurement Units (auch: Zeitsynchronisiertes Zeigermessgerät) zum Beispiel wird die komplexe Amplitude von Strom und Spannung zu einem bestimmten Zeitpunkt (Synchrophasor) gemessen. Daraus werden Werte wie Spannung, Phasenwinkel, Netzfrequenz, Frequenzänderung, Dämpfungsgrad, etc. berechnet, diese im Anschluss mit dem Zeitpunkt der Messung verbunden und diese Messdaten an den Datenkonzentrator gesendet.
Schnittstellen:	(1) Datenkonzentrator
Wichtige Funktionen	<ul style="list-style-type: none"> - Messwerte an Datenkonzentrator senden Die Messwerte aus den Feldmesssystem werden an den Datenkonzentrator zur Auswertung übermittelt - Steuerbefehle empfangen Steuerbefehle werden an den Aktor übermittelt und damit zum Beispiel Schaltaktionen ausgelöst

<p>Ortsnetzstation</p>	
<p>Zweck:</p>	<p>Netzüberwachung, Netzstabilisierung, Datenauswertung, Netzregelung</p>
<p>Kurzbeschreibung:</p>	<p>Die Ortsnetzstation beherbergt Fernwirktechnik, die fortwährend das Niederspannungsnetz observiert, die Daten vorgebündelt und an den Netzbetreiber übermittelt. Dieser kann auf den Regelbaren Ortsnetztransformator über das Gateway und den Fernwirkserver zugreifen, um zum Beispiel die Spannung zu stabilisieren</p>
<p>Schnittstellen</p>	<ul style="list-style-type: none"> (1) Verteilnetzbetreiber über Gateway (2) Smart Meter über Datenkonzentrator (bei BPL) (3) Feldmesseinrichtungen über Datenkonzentrator (4) Feldaktoren über Fernwirkserver
<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Stellwerte empfangen und umsetzen (1,4, intern): Die Ortsnetzstation empfängt Stellwerte für den regelbaren Ortsnetztrafo oder Aktoren in der ONS oder im Feld, die umgesetzt werden - Messwertversand (1) Messwerte werden an den Verteilnetzbetreiber versandt - Überwachung und Messwertkonzentrierung (3,2) Der Datenkonzentrator überwacht alle Messeinrichtungen und bündelt die empfangen Daten, bevor sie versendet werden

3.5.7 UMSPANNWERK

Umspannwerke zwischen Mittel- und Hochspannung stellen genauso wie Ortsnetzstationen zentrale Punkte innerhalb des Stromnetzes dar. Das Umspannwerk wurde jedoch in E-Energy nur am Rande betrachtet, weswegen eine umfassende Analyse an dieser Stelle entfällt.

- *Zugeordnete Domäne:*

Das Umspannwerk ist der Verteilnetzdomäne zugeordnet.

- *Systemkontext:*

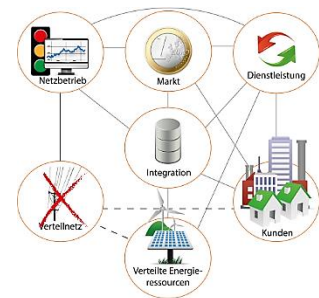
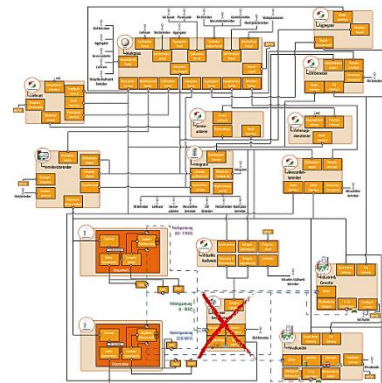
Umspannwerke transformieren Hochspannung in Mittelspannung. Hierfür werden auch tapbare, das heißt stufenweise verstellbare, Transformatoren eingesetzt.

- *Oft verwendete Synonyme oder Hyperonyme:*

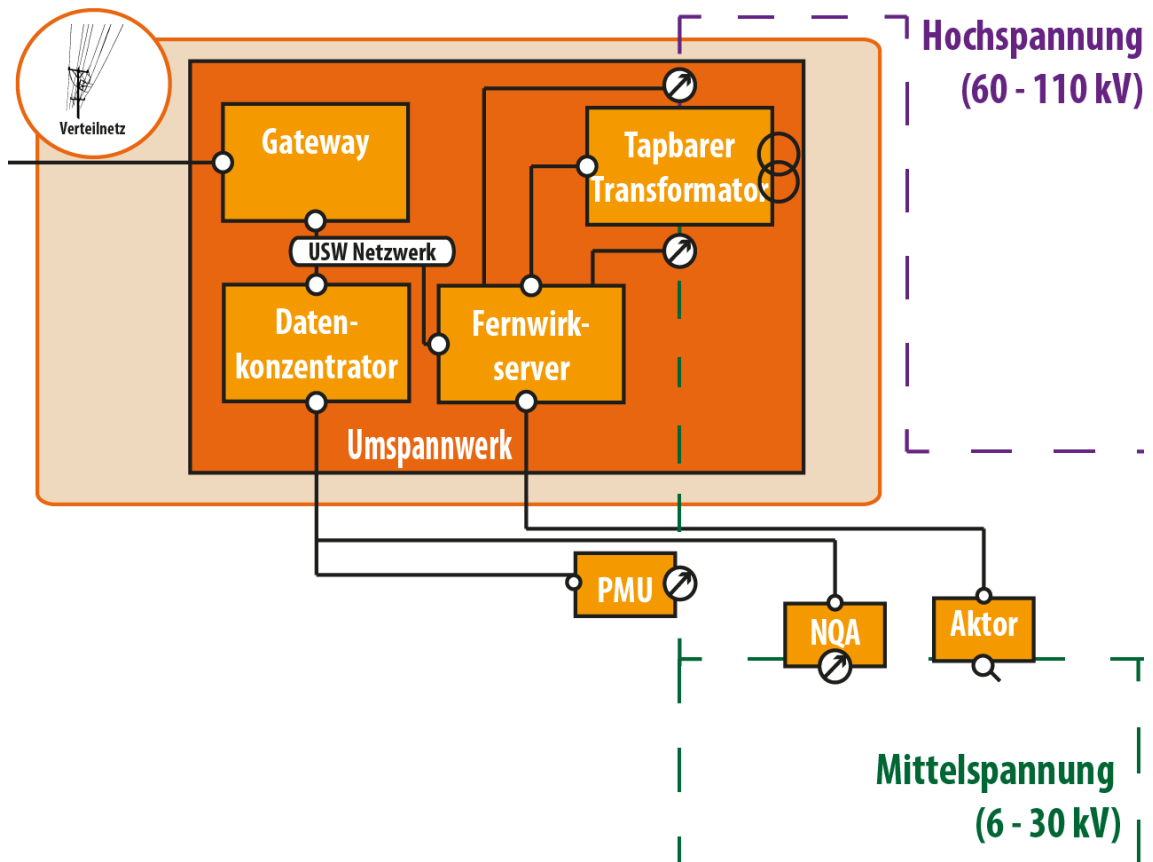
Transformatorstation, Umspannstation

- *Verwendete Abkürzungen:*

UW



- Architektur des Systems:

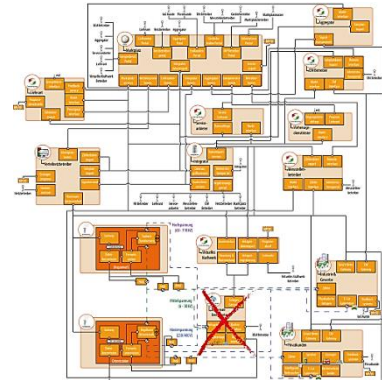


- *Allgemeine Beschreibung der Architektur:*

Wie bereits erwähnt ähnelt die Architektur des Umspannwerks stark der Architektur der ONS. Natürlich existieren Unterschiede zwischen beiden Systemen, zum Beispiel in der Art des Transformators. Jedoch sind beide Systeme schematisch aus Sicht der Architektur, der Funktionen und der Schnittstellen so ähnlich, dass eine gesonderte Diskussion der Bestandteile an dieser Stelle entfällt.

3.5.8 MESSSTELLENBETREIBER

Der Messstellenbetreiber ist für den Betrieb der Smart Meter bei Privat, Industrie- und Gewerbekunden verantwortlich. Hierbei übernimmt er die Aufgabe, die Messstelle technisch zu installieren, ihren Betrieb sicherzustellen und Messdaten anderen Systemen zur Verfügung zu stellen.

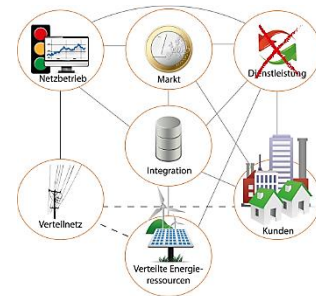


- *Zugeordnete Domäne:*

Der Messstellenbetreiber ist der Dienstleistungsdomäne zugeordnet.

- *Systemkontext:*

Die Rolle des Messstellenbetreibers wird oftmals vom Netzbetreiber eingenommen, durch die Liberalisierung des Messwesens ist dies nicht zwingend erforderlich.



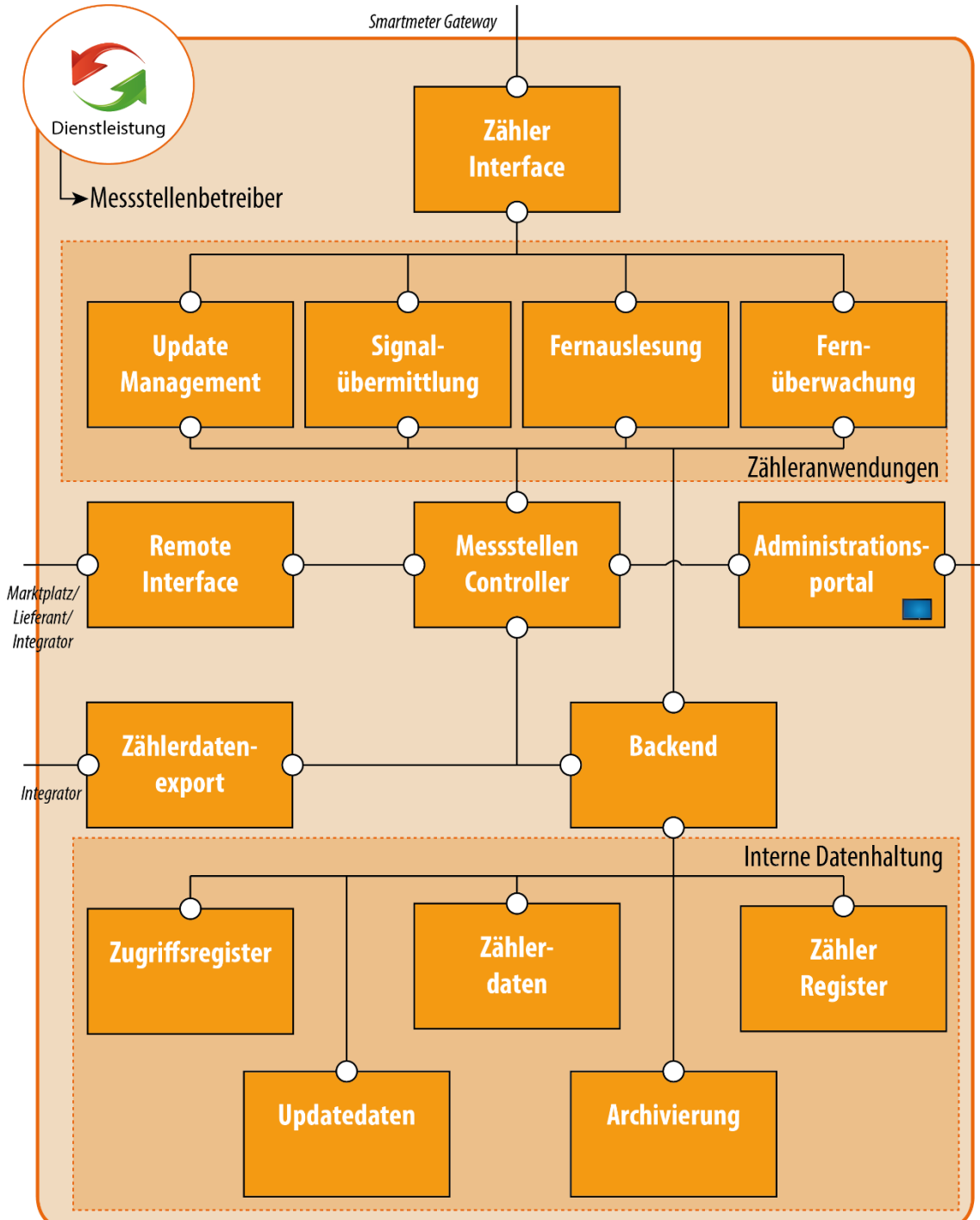
- *Oft verwendete Synonyme oder Hyperonyme:*

Messdienstleister

- *Verwendete Abkürzungen:*

MSB, MDL

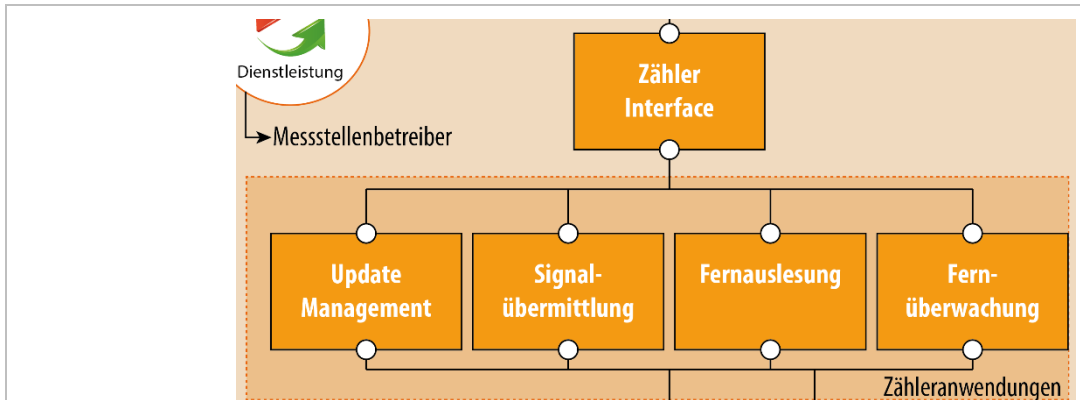
Architektur des Systems:



▪ *Allgemeine Beschreibung der Architektur:*

Das System des Messstellenbetreibers ist einerseits für den reibungslosen Zählerbetrieb verantwortlich, andererseits kann er anderen Marktrollen und deren Systemen Zugang zu den Smart Metern vermitteln.

▪ *Beschreibung der Einzelkomponenten*



Zähleranwendungen & -Interface

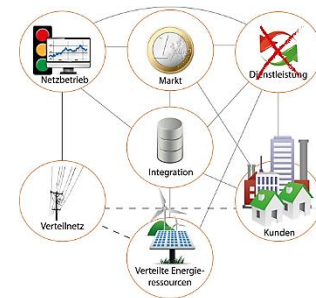
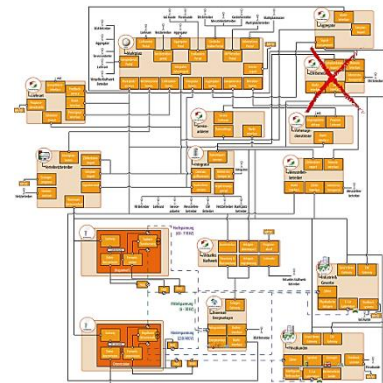
Zweck:	Update Management, Fehlerbehebung, Zählerkommunikation,
Kurzbeschreibung:	Das Zähler Gateway stellt die Verbindung zu den Smart Metern her, den verschiedene Zähleranwendungen dann benutzen können. Diese Anwendungen umfassen das Update Management, die Übermittlung von Preissignalen, die Fernauslesung sowie die Fernüberwachung. Es ist zu beachten, dass alle Vorgänge gemäß den Vorgaben des BSI (Schutzprofil/technische Richtlinie) zu realisieren sind.
Schnittstellen	(1) Smart Meter Gateway über Zähler Interface (2) Messstellen Controller
Wichtige Datentypen	1) Updatepaket 2) Preissignal 3) Lastgangmessung 4) Steuersignal
Wichtige Funktionen:	- Update des Smart Meter/Smart Meter Gateways (1,3) Der MSB kümmert sich um das Update der Smart Meter mit neuer Firmware - Fernauslesung (1,3) Der MSB kann Smart Meter fernauslesen und die Daten abspeichern oder weitervermitteln (z.B. an den Integrator) - Signalübermittlung (1,3)

	<p>Preissignale werden durch den MSB an den Smart Meter übermittelt</p> <ul style="list-style-type: none"> - Fernüberwachung & Steuersignalübermittlung (1,3) <p>Der MSB kann Steuersignale an den MSB senden und seine Funktionsfähigkeit überwachen</p>
	<p><i>Datenhaltung, Zählerdatenexport, Remote Interface & Controller</i></p>
<p>Zweck:</p>	<p>Archivierung, Zählerdatenmanagement, Zugriffsmanagement, Datenübermittlung</p>
<p>Kurzbeschreibung:</p>	<p>Aufgabe dieses Systemteils ist es einerseits Zählerdaten an den Integrator zu übermitteln, den Zugriff auf den Smart Meter zu regeln als auch wichtige Daten zu persistieren</p>
<p>Schnittstellen:</p>	<ol style="list-style-type: none"> (1) Integrator über Zählerdatenexport (2) Marktplatz über Remote Interface (3) Zähleranwendungen über Messstellen Controller (4) Messstellenbetreiber über Administrationsportal
<p>Wichtige Datentypen:</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Updatepaket 2) Preissignal 3) Lastgangmessung 4) Steuersignal
<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Übertragung von Zählerdaten (1): Dem Integrator werden vom MSB Zählerdaten übermittelt - Administrationsoberfläche (4) Der MSB hat die Möglichkeit über ein Portal auf die Administration der des Systems zuzugreifen - Zugriffskontrolle (3)

	<p>Der Messstellen Controller regelt den Zugriff auf alle Funktionen des Systems</p> <ul style="list-style-type: none">- Signalübermittlung (2,4) <p>Preissignale können durch den EM Betreiber, falls keine direkte Kommunikation des Marktplatzes mit den Smartmeter Gateways vorgesehen ist, an diese übermitteln.</p>
--	---

3.5.9 ENERGIEMANAGER BETREIBER

Der Energiemanagerbetreiber ist für den Betrieb der Energiemanager bei Privat, Industrie- und Gewerbekunden verantwortlich. Hierbei übernimmt er die Aufgabe, die Energiemanager technisch zu installieren, ihren Betrieb sicherzustellen und Fahrpläne anderen Systemen zur Verfügung zu stellen. Durch die Wichtigkeit der Aufgaben, wurde der Energiemanager Betreiber als eigene Rolle in der Referenzarchitektur identifiziert. Eine Realisierung dieser Aufgaben durch andere Rollen (Lieferant, Aggregator, Messstellenbetreiber) ist wahrscheinlich, jedoch ist auch die Form eines eigenständigen Energiemanager Betreibers möglich.



- Zugeordnete Domäne:

Der Energiemanager Betreiber ist der Dienstleistungsdomäne zugeordnet.

- Systemkontext:

Der Energiemanager Betreiber ist der Dienstleistungsdomäne zugeordnet.

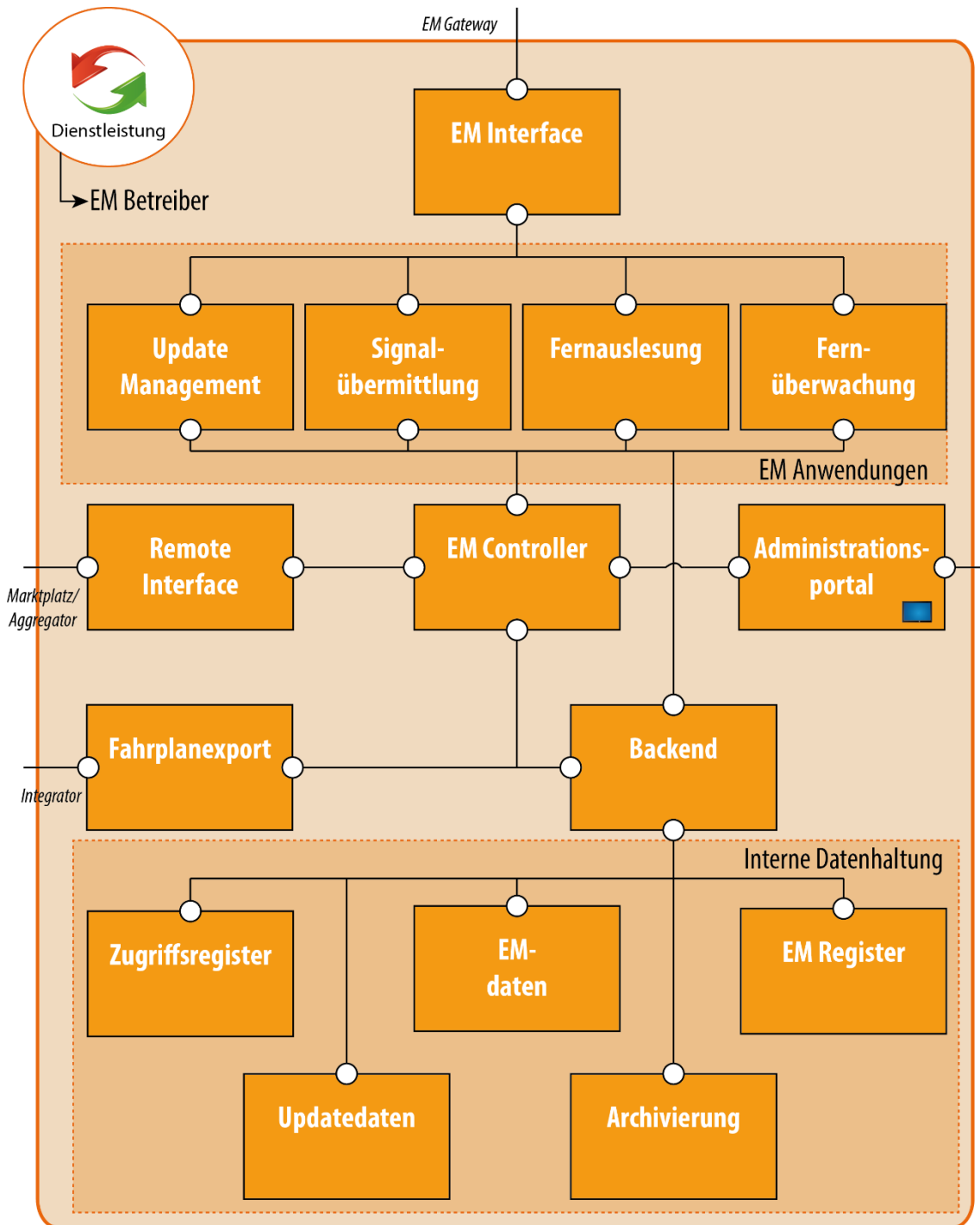
- Oft verwendete Synonyme oder Hyperonyme:

Keine bekannt

- Verwendete Abkürzungen:

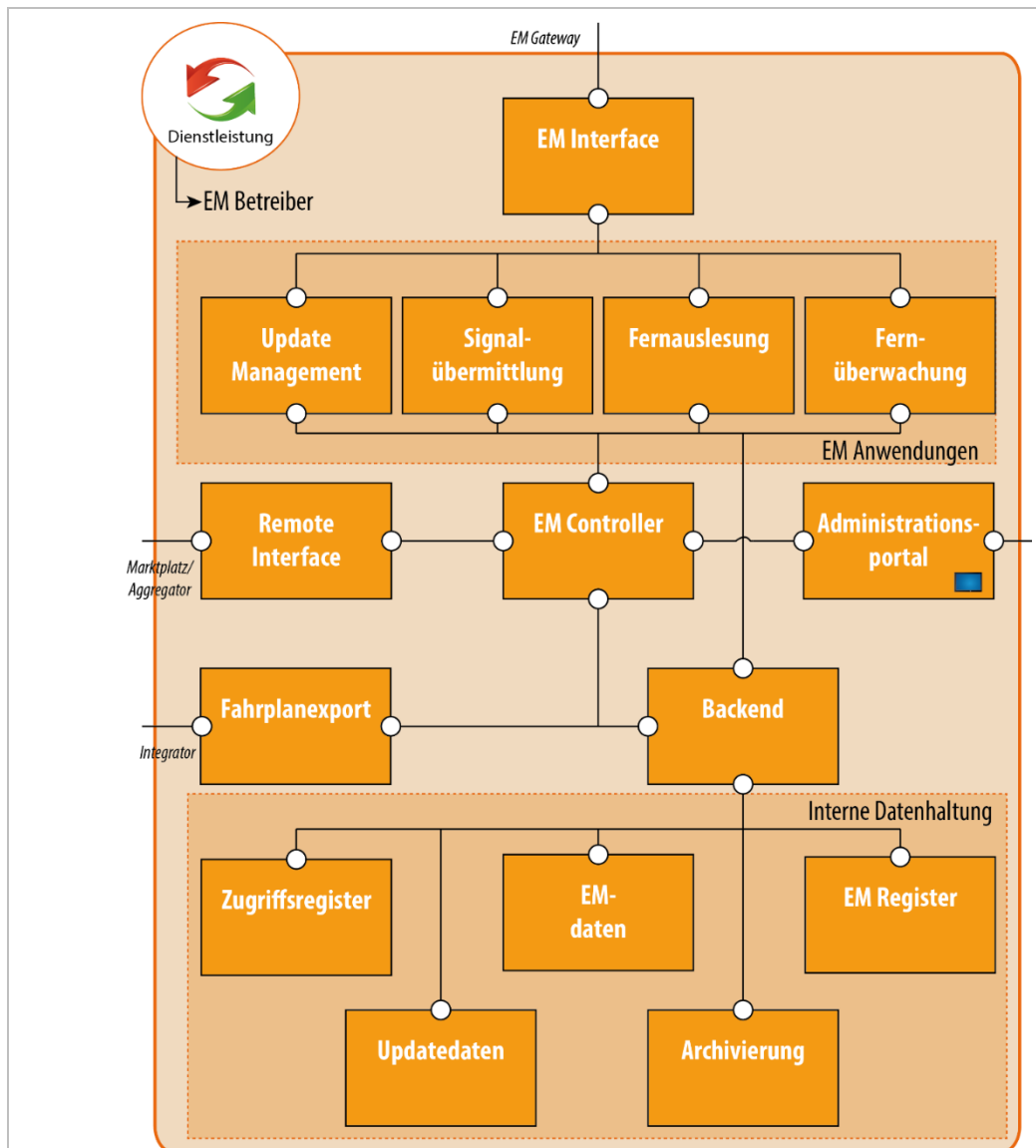
EM Betreiber, EMB

Architektur des Systems:



▪ *Allgemeine Beschreibung der Architektur:*

Die Architektur des EM Betreiber Systems ähnelt stark dem des Messstellenbetreibers. In der Betrachtung wollen wir daher das System als Ganzes erläutern und seine Abweichungen zu dem des Messstellenbetreibers zeigen. Das System des EM Betreibers



EM Betreiber System

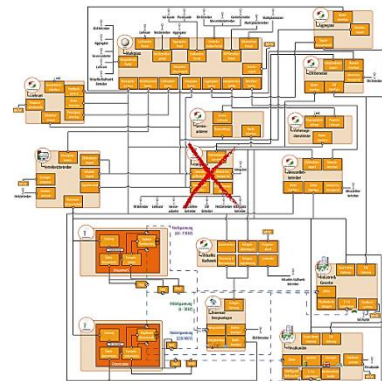
Schnittstellen:	<ul style="list-style-type: none"> (1) Integrator über Fahrplanexport (2) Marktplatz über Remote Interface (3) EM Gateway über EM Interface (4) EM Betreiber über Administationsportal
Wichtige Datentypen:	<ul style="list-style-type: none"> 1) Updatepaket 2) Effizienzsignal 3) Aggregierter Haushaltsfahrplan

	<p>4) Steuersignal 5) Gerätedaten der Energiemanager (EM-Daten)</p>
<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Übertragung von Fahrplandaten: Dem Integrator werden vom EMB Fahrplandaten übermittelt oder ihm Zugriff auf EM Gateways ermöglicht. - Administrationsoberfläche (4) Der EMB hat die Möglichkeit über ein Portal auf die Administration der des Systems zuzugreifen - Zugriffskontrolle (3) Der EM Controller regelt den Zugriff auf alle Funktionen des Systems - Signalübermittlung (2,4) Der EMB hat die Möglichkeit über ein Portal auf die Administration der des Systems zuzugreifen - Update der EM Meters (1,3) Der MSB kümmert sich um das Update der Smart Meter mit neuer Software - Fernauslesung (1,3) Der EMB kann Energiemanager fernauslesen und die Daten weitervermitteln (z.B. an den Intregator) - Signalübermittlung (1,3) Preissignale werden durch den MSB an den Smart Meter übermittelt - Fernüberwachung & Steuersignalübermittlung (1,3) Der EMB kann Steuersignale an die Energiemanager senden (z.B. Reboot) und ihre Funktionsfähigkeit überwachen

3.5.10 INTEGRATOR

Data Access Point Manager, Datenzentrale, Datendrehscheibe – es gibt viele Bezeichnungen für die Vision eines Systems, das für viele andere Systeme wichtige Dienste bereitstellt und den Austausch im Energiesystem organisiert.

Wir haben uns bewusst für den Namen *Integrator* entschieden. Denn die Aufgabe des Integratorsystems ist, es Daten, Dienste und Systeme in das Energiesystem zu integrieren.

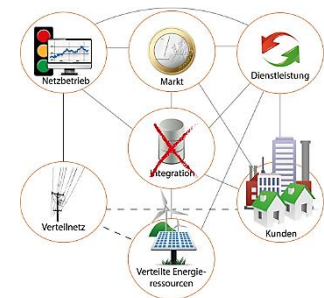


Der Integrator hat die Aufgabe, verschiedenen Systemen einen standardisierten, sicheren Zugriff auf Daten des intelligenten Energiesystems zu bieten als auch verschiedene Datenquellen im Energiesystem zu vermitteln. Marktrolle wird ein Zugriffsrecht auf bestimmte Daten in einem bestimmten Format und einer bestimmten Auflösung zugeordnet. Somit wird sichergestellt, dass jede Marktrolle ausschließlich Zugriff auf die für sie relevanten Daten hat. Dennoch wird über den einheitlichen Zugriffspunkt für eine einheitliche, aktuelle Datenbasis gesorgt, die sich auf verschiedene Systeme und Datenformate anpassen kann.

Integratoren sorgen für den sicheren, standardisierten Datenaustausch, der im zukünftigen Energienetz für viele Anwendungsfälle unverzichtbar ist. Er hat nicht die Rolle eines Datenzentrums, sondern bietet über flexible Import- und Exportservices einen Zugriffspunkt für verschiedene Daten der bei ihm registrierten Marktakteure. Oft benötigte Daten können vom Integrator zur Steigerung der Performanz vorgehalten werden, nur einmal benötigte Daten werden nicht persistiert, sondern bleiben bei ihrer ursprünglichen Datenquelle. Er hat die Fähigkeit über Benachrichtigungsdienste andere Systeme über bestimmte Ereignisse durch Signale zu informieren und somit Ereignisse zu propagieren und mit relevanten Informationen anzureichern.

- Zugeordnete *Domäne*:

Der Integrator ist der Integrationsdomäne zugeordnet und mit sämtlichen Marktakteuren und ihren Domänen verbunden. Das System des Integrators dient somit als Austauschplattform und garantiert einen diskriminierungsfreien Zugriff auf Daten.



- *Systemkontext*:

Das Integrator System hat die Aufgabe, Integrationsarbeit zwischen verschiedenen Systemen zu leisten. Es geht um die Integration von verschiedenen Datenquellen, die Anreicherung der Daten mittels Diensten, um so für eine bestimmte Aufgabe die nötigen Daten in der richtigen Repräsentation liefern zu können. In welcher Marktrolle der Integrator letztendlich auftritt, welches Businessmodell sich für ihn ergibt und wie viele Instanzen des Integrators im Energiesystem bestehen (eventuell durch Spezialisierung auf Untergebiete), kann an dieser Stelle nicht gesagt werden. Die Sinnhaftigkeit des Konzepts wurde in E-Energy durch mehrere Modellregionen gezeigt.

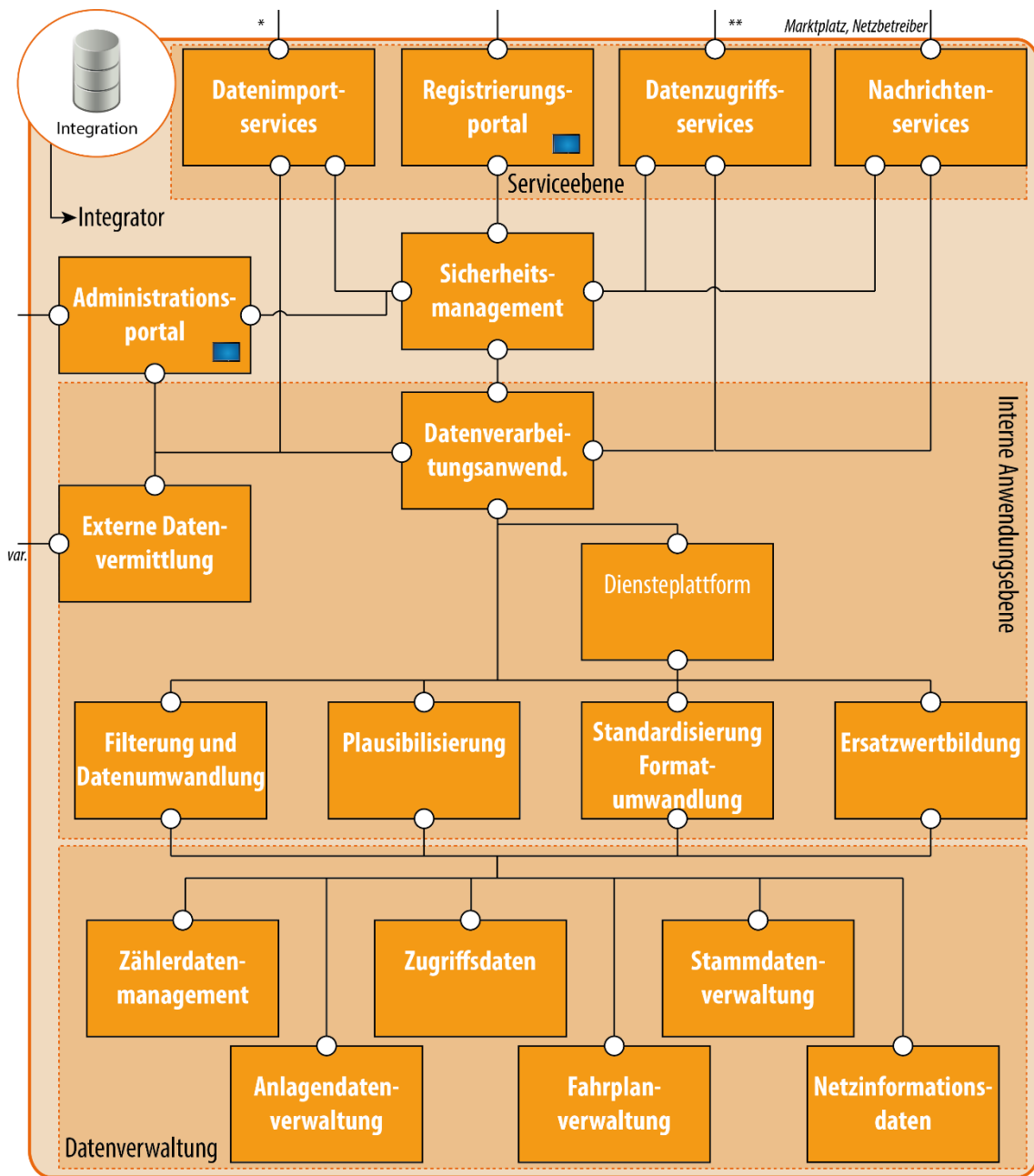
- *Oft verwendete Synonyme oder Hyperonyme*:

Data Access-Point Manager, Datenzentrale

- *Verwendete Abkürzungen:*

DAM

Architektur des Systems:

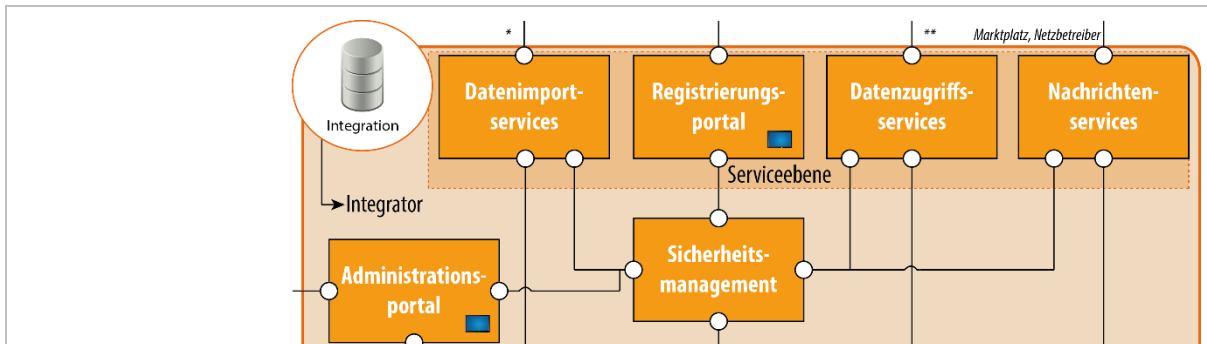


* = EM Betreiber/EM Gateway, Messstellenbetreiber/Smartmeter Gateway, Virtuelles Kraftwerk
 ** = Lieferant, Netzbetreiber, Marktplatz, Serviceanbieter Aggregator

▪ *Allgemeine Beschreibung der Architektur:*

Der Integrator setzt sich aus mehreren Ebenen zusammen. Auf Serviceebene wird die Registrierung einzelner externer Akteure und Datenquellen ermöglicht, der Datenimport und –export sowie der Benachrichtigungsservice realisiert. Das Sicherheitsmanagement, die externe Datenvermittlung und die Datenverarbeitung werden von angeschlossenen Systemteilen erledigt.

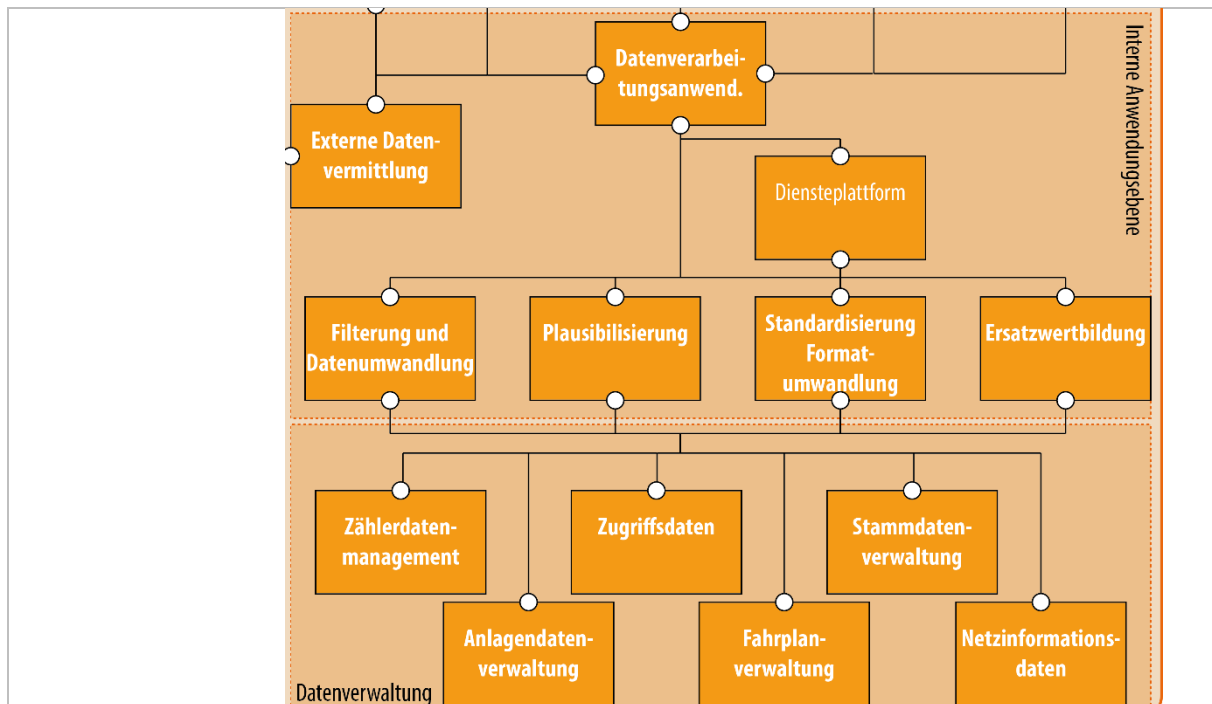
▪ *Beschreibung der Einzelkomponenten*



Serviceebene, Sicherheitsmanagement & Administration

Zweck:	Datenim-/export, Registrierung, Authentifizierung, Authorisierung, Benachrichtigung, Verwaltung
Kurzbeschreibung:	<p>Auf Serviceebene wird die Registrierung einzelner externer Akteure und Datenquellen ermöglicht, der Datenimport und –export sowie der Benachrichtigungsservice realisiert.</p> <p>Diese Schicht ist verbunden mit dem Sicherheitsmanagement, das den Zugriff auf die Datenverarbeitungsanwendungen regelt, Systeme authentifiziert und festlegt, auf welche Daten diese Systeme in welcher Form (z.B. aggregiert, anonymisiert, geclustert) Zugriff haben oder welche Bearbeitungsschritte bei eingehenden Daten zuerst vollzogen werden müssen bevor sie persistiert oder an andere Systeme weitervermittelt werden.</p>
Schnittstellen:	<ol style="list-style-type: none"> (1) EM Betreiber/EM Gateway über Datenimportservices (2) MSB/Smart Meter Gateway über Datenimportservices (3) Virtuelles Kraftwerk über Datenimportservices (4) Lieferant über Datenzugriffsservices (5) Netzbetreiber über Datenzugriffsservices (6) Marktplatz über Datenzugriffsservices (7) Netzbetreiber über Nachrichtenservices (8) Marktplatz über Nachrichtenservices (9) Diverse Marktrollen über Registrierungsportal (10) Integrator über Administrationsportal (11) Datenverarbeitungsanwendungen über Sicherheitsmanagement

<p>Wichtige Datentypen</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Zählermessdaten 2) Fahrplan <ol style="list-style-type: none"> a) Differenzkannfahrplan b) Istfahrplan 3) Stammdaten 4) Netzinformationsdaten 5) Anlagendaten
<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Authentifizierung und Autorisierung (1-8, intern) Jeder eingehende Zugriff (Import, Export, Nachrichten) wird durch die Sicherheitsverwaltung geprüft, authentifiziert und geloggt - Import von Datenquellen (1-3, 11) Fernab von Stammdaten, die über das Registrierungsportal oder durch die externe Datenvermittlung an den Integrator übermittelt werden, existieren zahlreiche Bewegungsdaten (Fahrpläne, Zählerdaten, Anlagenfahrpläne, etc.), die durch den Integrator importiert werden müssen. - Datenzugriff (4-6,3) Der Integrator ermöglicht den Datenzugriff auf seine Bestandsdaten sowie auf Daten, die er importiert oder vermittelt - Benachrichtigungsservices(8,9) Bestimmte Ereignisse (Engpasssituation durch Prioritätssignalübermittlung) erfordern eine Reaktion des Integrators (zum Beispiel Anreicherung des Signals für den Marktplatz) oder machen eine Benachrichtigung weiterer Akteure notwendig sofern sie dafür registriert sind. - Registrierung (9) Über das Registrationsportal können sich verschiedene Marktrolle beim Integrator registrieren, Datenquellen registrieren als auch Stammdaten hinterlegen - Administration (10) Die Administration umfasst das Rechtemanagement für bestimmte Marktrolle, das Management von hinterlegten Anwendungsfällen und deren Verknüpfung mit Daten und deren Repräsentation, das Management von Datenquellen und Datenimports, sowie die externe Datenvermittlung



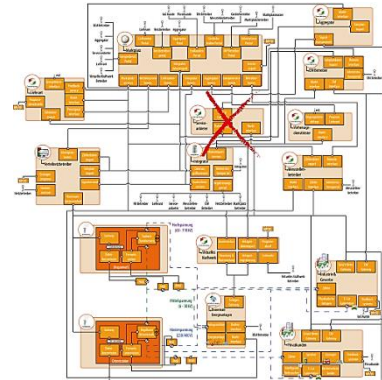
Externe Datenvermittlung, Datenverarbeitung, Datenverwaltung

Zweck:	Datenanalyse, Datenverarbeitung, Standardisierung, Datentransformation, Erweiterte Datendienste, Qualitätssicherung, Vermittlung
Kurzbeschreibung:	Aufgabe dieses Systemteils ist es, die vom Integrator importierten als auch zur Verfügung gestellten Daten zu verwalten, ihre Qualität sicherzustellen, in verschiedenen Datenformaten und -auflösungen auszuliefern, um den zugreifenden Marktakteuren möglichst hochwertige, für ihren Anwendungsfall passenden Daten zur Verfügung zu stellen.
Schnittstellen	(1) Integrator (z.B.) über externe Datenvermittlung (2) Sicherheitsmanagement über Datenverarbeitungsanwendungen
Wichtige Datentypen	1) Lastgangmessung 2) Fahrplan a) Differenzkannfahrplan b) Istfahrplan 3) Stammdaten 4) Netzinformativnsdaten 5) Anlagendaten
Wichtige Funktionen:	- Filterung und Datentransformation (intern) Durch diese Funktion werden z. B. Abfrage-, Filter- und Aggregationsfunktionen zur Verfügung gestellt, um die für den Anwendungsfall passende Repräsentation der Daten zur Verfügung zu stellen

	<ul style="list-style-type: none">- Datenplausibilisierung (intern) Um fehlerhafte Daten aufzufinden, werden Daten einer Plausibilitätsprüfung anhand von Plausibilitätsregeln (sog. Business Rules) unterzogen. Daten, die durch diese überschlagsmäßige Überprüfung nicht annehmbar, einleuchtend und nachvollziehbar sind, werden als fehlerhaft markiert. Es kann nicht immer die Richtigkeit eines Wertes verifiziert werden, sondern es soll eine gegebenenfalls vorhandene offensichtliche Unrichtigkeit erkannt werden.- Formatumwandlung und Standardisierung Um verschiedene Datenquellen zu integrieren als auch um verschiedene Datenszenen beliefern zu können, muss der Integrator verschiedene Datenformate bereithalten, um Import wie Export- Ersatzwertbildung Bei fehlenden oder nicht plausiblen Datenwerten müssen Ersatzwerte bereitgestellt werden. Diese können mittels Interpolation oder Extrapolation ermittelt werden. Für die Ersatzwertberechnung existieren Verfahren wie die Berechnung aus historischen Werten, mit oder ohne Einbezug des Kalendertags (oder einer anderen jahreszeitlichen Referenz) als auch die Berechnung aus Referenzprofilen.- Dienstplattform Die Erweiterbarkeit der Datenverarbeitung um weitere datenbezogene Dienste, die auch für spezielle Datenformate Dienste anbieten können oder sogar neue Datensätze aus bestehenden Daten ermitteln kann- Datenvermittlung Aus unserer Sicht wird es mehr als einen Integrator im Energiesystem geben. Da diese Integratoren sich oft untereinander austauschen sollten, als auch externe Datenquellen importieren müssen, existiert ein Vermittlungsmechanismus. Dieser kann dann verwendet werden, wenn Daten einem Integrator nicht zur Verfügung stehen, jedoch extern importiert werden können, um sie dann einem Marktakteur zu vermitteln.
--	---

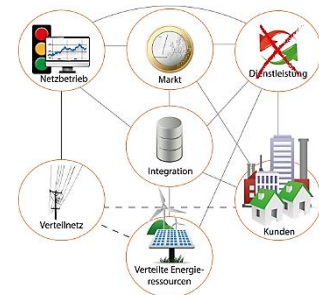
3.5.11 SERVICEANBIETER

Das Angebot an Dienstleistungen für Nutzer des Intelligenten Energiesystems wird zunehmen. Energieeffizienzberatung, Tarifoptimierung, Prozessberatung, Wettervorhersage, Mehrwertdienste, Portfoliooptimierung sind nur wenige Beispiele von Services, die in Zukunft realistisch erscheinen. Um das Serviceangebot zentral zu bündeln und standardisiert zu vermitteln eignet sich der Marktplatz als Vermittlungsplattform für verschiedene Dienstleistungen. Auf dem Marktplatz werden verschiedene Serviceanbieter agieren, die ihre Dienste dort an Geschäfts- wie auch Haushaltskunden anbieten. Das System eines Serviceanbieters muss daher den Abruf eines Services registrieren, auf verschiedene Daten aus externen Quellen oder des Serviceabonnenten (z.B. Zählerdaten) zugreifen, um dann den Service zu erbringen. Hierfür kann eine Koordinierung verschiedener Services erfolgen. Der Abonnent eines Services erhält den Service dann über den Marktplatz übermittelt, was ein flexibles Abonnement ermöglicht.



- Zugeordnete Domäne:

Serviceanbieter sind aufgrund ihres Dienstleistungscharakters der Dienstleistungsdomäne zuzuordnen. Diese Dienstleistung kann an alle anderen Akteure erbracht werden.



- Systemkontext:

Der Systemkontext eines Serviceanbieters variiert je nach der Natur seines Services. Ein Wetterdienstleister muss aus Sensorinformationen (z.B. von Wetterstationen) aktuelle wie zukünftige Wetterinformationen errechnen. Für unterschiedliche Kunden können dabei unterschiedliche Informationen interessant sein, wie die Windstärke, die Wolkenbewegung oder Niederschlagsmengen in einer bestimmten Region. Ein Energieeffizienzberater hat Interesse daran, Verbrauchswerte eines Kunden und durch seine Zustimmung auch Informationen von Fahrplänen zu erhalten. Durch seinen Optimierungsservice kann er den Kunden beraten, welche Einsparoptionen eventuell zur Verfügung stehen.

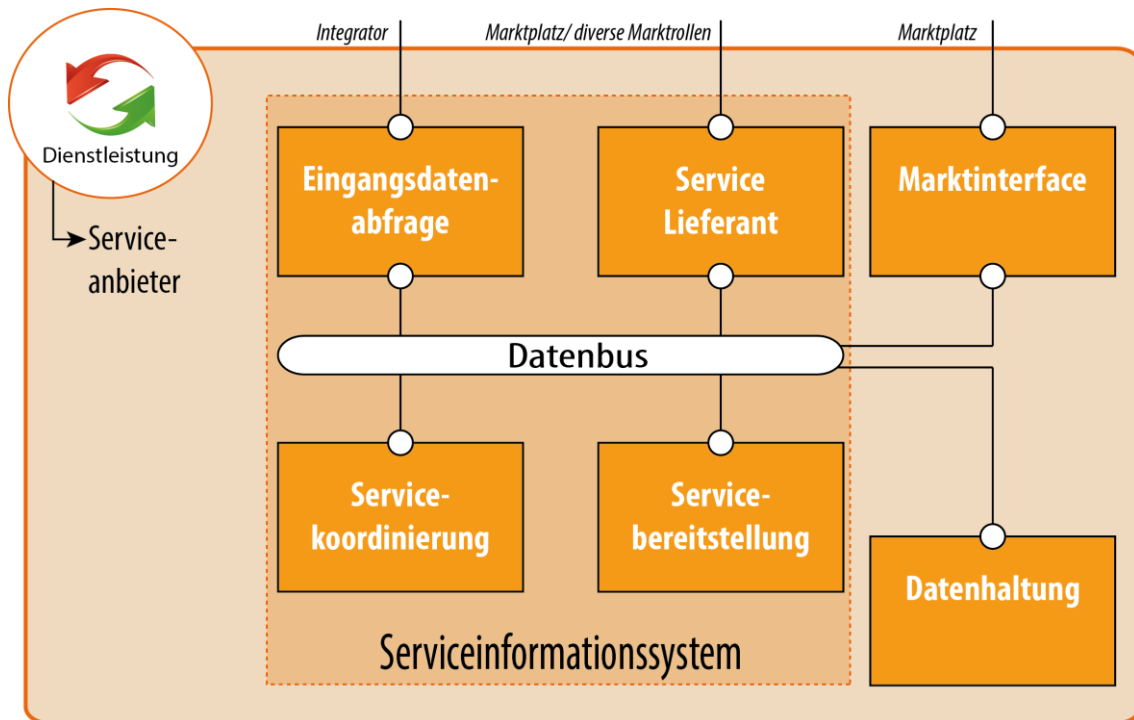
- Oft verwendete Synonyme oder Hyperonyme:

Energiedienstleister, Servicedienstleister, Diensteanbieter, Energieserviceanbieter

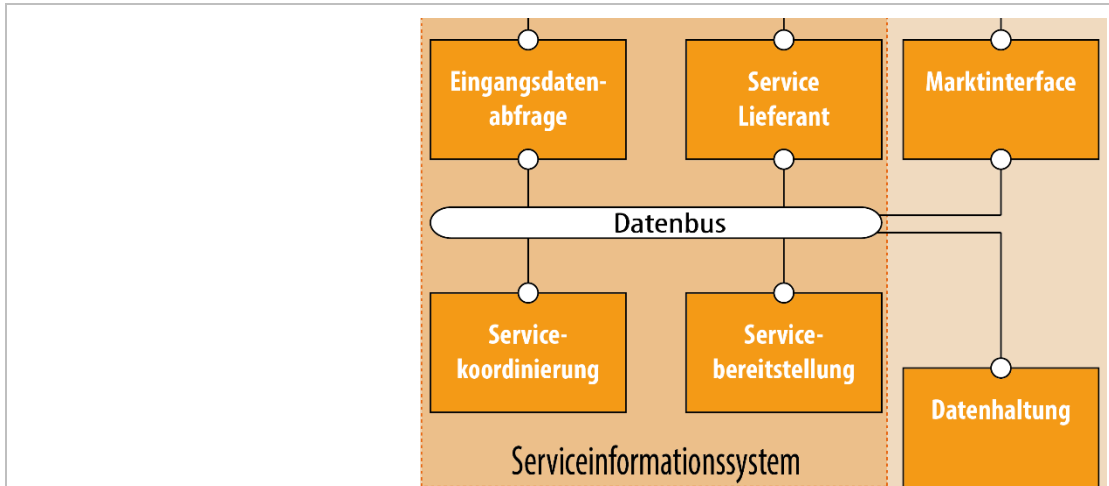
- Verwendete Abkürzungen:

Keine bekannt.

Architektur des Systems:



▪ *Beschreibung der Einzelkomponenten*



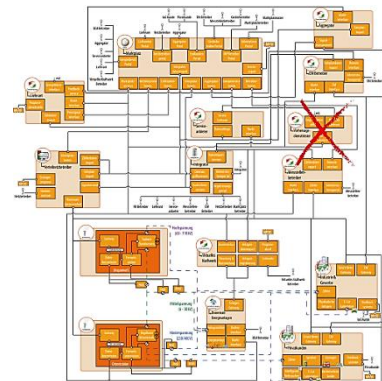
Serviceinformationssystem, Marktinterface

Zweck:	Verwaltung, Koordination, Auslieferung von Services
Kurzbeschreibung:	Der Serviceanbieter wurde in E-Energy als wichtige Rolle identifiziert. Die große Systemvielfalt und vielfältigen Aufgaben verschiedener Serviceanbieter machen eine abstrakte Repräsentation in der Referenzarchitektur nötig. Das System zerfällt in zwei Teile: Das eigentliche Serviceinformationssystem kümmert sich um die Eingangsdatenabfrage, die zur Serviceerstellung benötigt wird, der eigentliche Service wird durch die Servicebereitstellung erstellt und durch den Servicelieferant an die Abonnennten mittels des Marktplatzes ausgeliefert, der Prozess wird durch die Serviekoordinierung angestoßen und gesteuert. Das Marktinterface dient der Angebotserstellung auf dem Marktplatz, der Registrierung und Verwaltung der Serviceabonnements und der Abrechnung.
Schnittstellen	(1) Integrator über Eingangsdatenabfrage (2) Marktplatz über Service Lieferant (3) Marktplatz über Marktinterface
Wichtige Datentypen	1) Serviceinformationen (z.B. Wettervorhersagedaten, Nachrichten, Optimierungsdaten) 2) Abonnennteninformationen 3) Eingangsdaten
Wichtige Funktionen:	- Koordination von Services (intern) Um den Zeitpunkt der Eingangsdatenabfrage, der Serviceberechnung und der Auslieferung zu bestimmen, gibt es die Koordinierungsfunktion

	<ul style="list-style-type: none">- Angebot erstellen (3) Auf dem Marktplatz können Serviceangebote erstellt werden, die von Kunden abonniert werden können- Übermittlung von Services (2) Services können an andere Marktplatztteilnehmer übermittelt werden, indem sie an den Marktplatz übermittelt und dann über den Serviceexport versendet werden.- Serviceberechnung Die eigentliche Serviceberechnung kann je nach Anbieter sehr unterschiedlich geschehen. Es gibt Services, die für potentiell sehr viele Abonnenten erstellt werden können, Individualservices müssen pro Abonnent einzeln berechnet werden. Je nachdem sind unterschiedliche Mechanismen notwendig.
--	---

3.5.12 VORHERSAGEDIENSTLEISTER

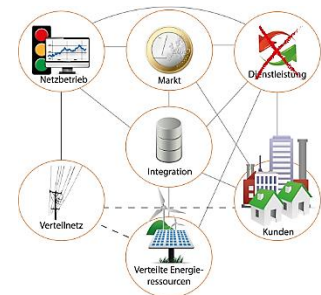
Der Vorhersagedienstleister ist ein spezieller Serviceanbieter, der aber aufgrund seiner Bedeutung für das Energiesystem gesondert beschrieben werden. Vorhersagedienstleister sind dafür verantwortlich, Prognosen für verschiedene Zwecke zu erstellen, die sie anderen Marktakteuren zur Verfügung stellen. Durch die zahlreichen Schwankungen, denen das künftige Energiesystem ausgesetzt sein wird, sind zuverlässige Prognosen von entscheidender Bedeutung. Diese Prognosen werden von verschiedenen Anbietern übernommen, die ihre Angebote als Service auf dem Markt anbieten. Aus dieser Perspektive ist der Vorhersagedienstleister ein Serviceanbieter.



- Zugeordnete *Domäne*:

Der Vorhersagedienstleister ist der Dienstleistungsdomäne zuzuordnen.

- *Systemkontext*:



Prognosesysteme werden für viele Einsatzzwecke benötigt werden. Sowohl die klassische Wettervorhersage als auch z.B. Marktpreis-, Verbrauchs-, Erzeugungs- oder Ereignisvorhersagen (z. B. Auswirkung von Großereignissen, Ferien, Feiertage) sind mögliche Betätigungsfelder für Prognosedienstleister. Dies hat direkten Einfluss auf die Systeme, die für die Prognose eingesetzt werden.

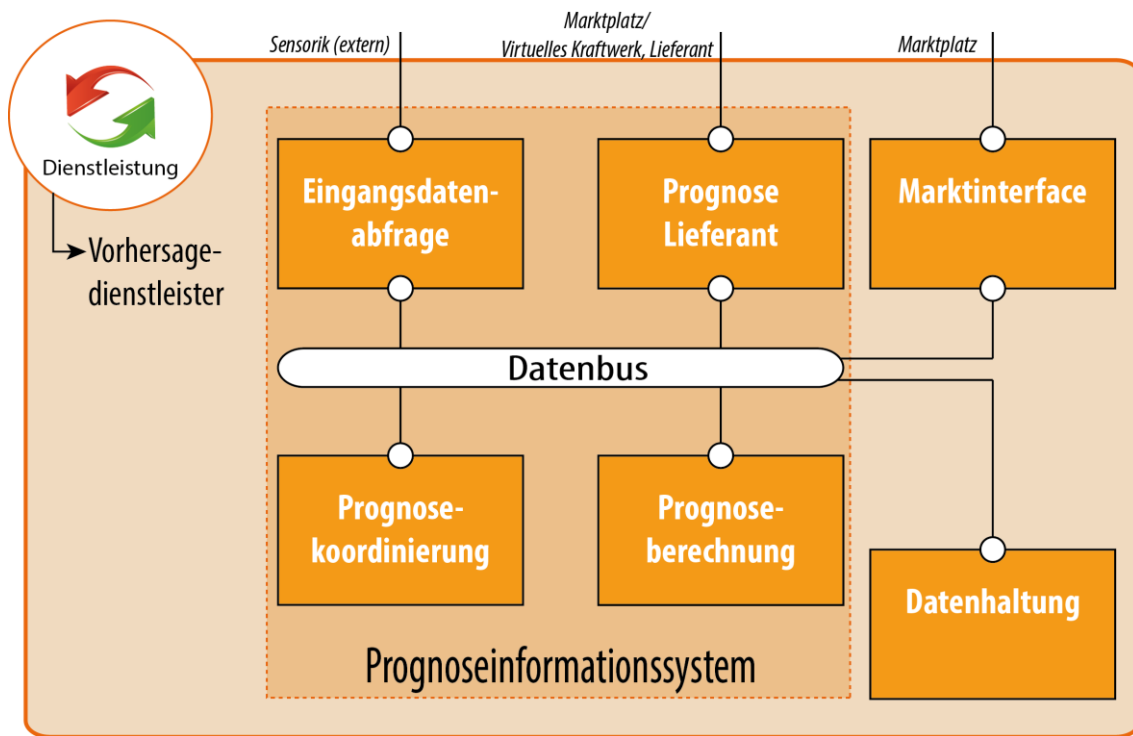
- *Oft verwendete Synonyme oder Hyperonyme*:

Prognoseanbieter, Vorhersagedienst

- *Verwendete Abkürzungen*:

Keine bekannt.

Architektur des Systems:

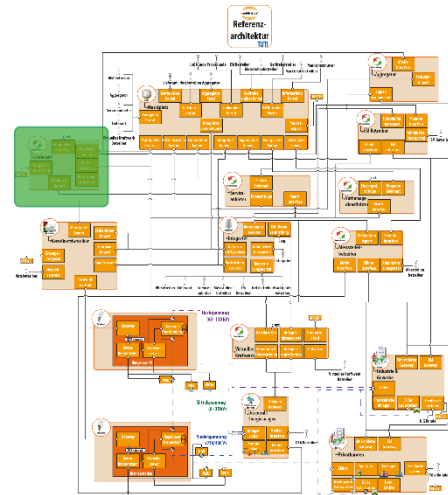


- *Allgemeine Beschreibung der Architektur:*

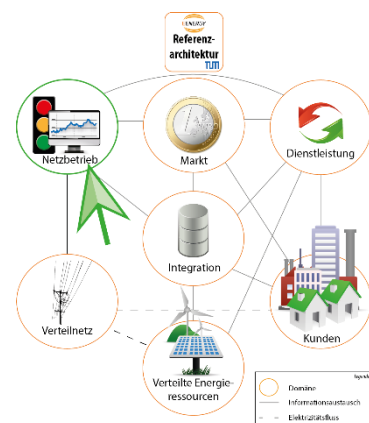
Das System des Prognosedienstleisters ähnelt stark dem des Serviceanbieters. Der Prognosedienstleister bezieht seine Eingangsdaten meist aus externen Quellen wie Wetterstationen oder Sensoren im Fall des Wettervorhersagedienstes. Jedoch ist es auch möglich, dass der Vorhersagedienstleister Daten des Integrators für seine Prognosen benutzen kann. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Komponenten entfällt aufgrund deren ähnlichen Aufgaben.

3.5.13 VERTEILNETZBETREIBER

Der Verteilnetzbetreiber steht vor einer sich verändernden Systemlandschaft. Aufgrund der zunehmenden Dezentralisierung des Stromnetzes ist die Stabilität des Verteilnetzes zunehmend gefährdet. Um trotzdem einen reibungslosen Netzbetrieb und Versorgungssicherheit zu gewähren, ist es nötig, drohende Schwankungen im Netzgebiet frühzeitig zu erkennen und effizient zu beheben. Um diese Aufgabe zu bewerkstelligen, muss der Verteilnetzbetreiber mehr Sensorik und Aktorik in seinem Netzgebiet einsetzen, um das Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten im Verteilnetz genauer zu analysieren, neue Prognosesysteme einsetzen, um Netzengpässe zu erkennen und auch neue Behebungsverfahren einsetzen, um Netzengpässe zu behandeln. All diese Überlegungen haben in E-Energy zu einer Neukonzeption des Systems des Verteilnetzbetreibers geführt. Er ist im System dafür verantwortlich den Netzzustand zu bestimmen und diesen durch Signale zu propagieren.



Drei Netzzustände können unterschieden werden und Ampelfarben zugeordnet werden: Der normale Netzzustand (Ampelfarbe Grün), in dem ein reibungsloser Netzbetrieb möglich ist, der gefährdete Zustand (Ampelfarbe Gelb), in dem Netzengpässe prognostiziert wurden, die nun behoben werden müssen und der kritische Zustand (Ampelfarbe Rot), in dem in einzelnen Netzgebieten Erzeuger oder Verbraucher vom Netz getrennt werden müssen, um so das Netz stabil halten zu können.



- Zugeordnete *Domäne*:

Der Verteilnetzbetreiber ist der Netzbetrieb Domäne zuzuordnen. Diese Domäne kommuniziert mit den Domänen Markt, Dienstleistung und Verteilnetz.

- *Systemkontext*:

Der Verteilnetzbetreiber ist der Betreiber eines bestimmten Netzgebiets. Der Bereich des Netzbetriebs zählt aufgrund seines natürlichen Monopols zum regulierten Sektor, der informativ, buchhalterisch, organisatorisch und rechtlich getrennt vom Stromvertrieb sein muss (Unbundling, §5 EnWG).

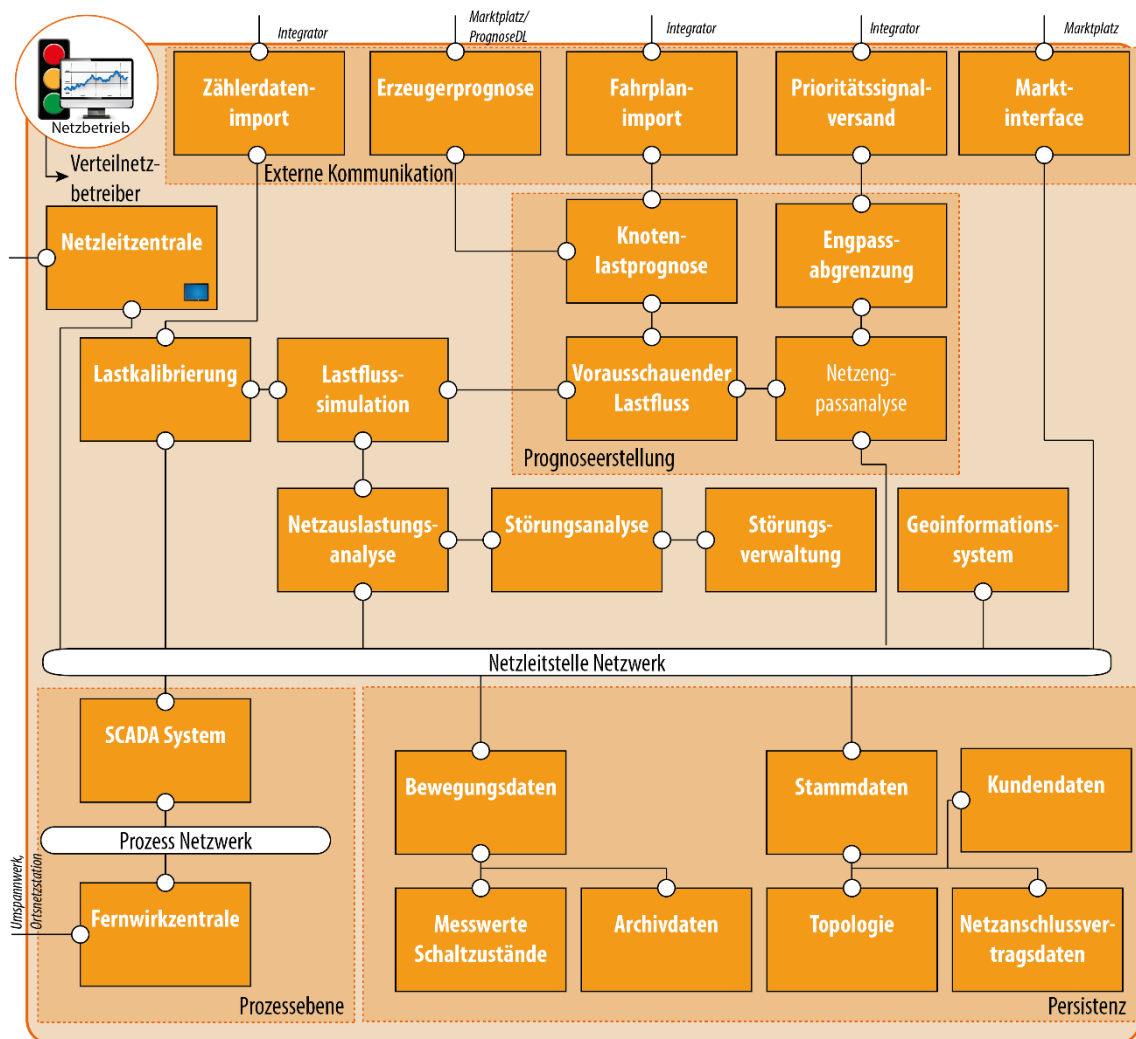
- *Oft verwendete Synonyme oder Hyperonyme*:

Verteilungsnetzbetreiber, Netzbetreiber

- *Verwendete Abkürzungen*:

VNB

Architektur des Systems:

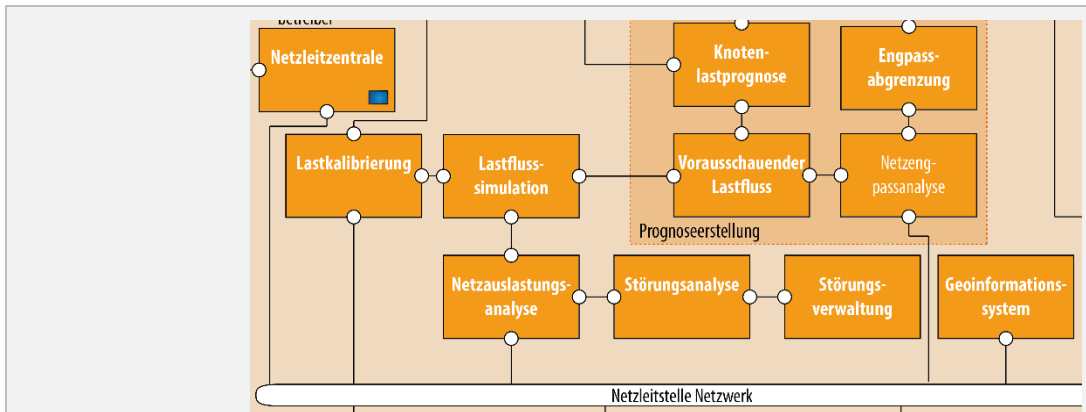


▪ *Allgemeine Beschreibung der Architektur:*

Das System des Verteilnetzbetreibers enthält die Prozessebene, die für die Kommunikation und Steuerung der Feldmesseinrichtungen und –aktoren zuständig ist. Die Persistenz speichert für den Netzbetreiber wichtige Daten zu Anschlüssen, Verträgen, Kunden aber auch dynamische Daten wie Messwerte und Schaltzustände. Neben Systemen, die den aktuellen Netzzustand einschätzen und analysieren, nehmen die Prognosesysteme eine wichtige Position im System ein. Die externe Kommunikation kümmert sich um den Import wichtiger Daten vom Integrator oder Marktplatz oder propagiert das Prioritätssignal.

▪ *Beschreibung der Einzelkomponenten*

<p>SCADA/Prozesskommunikation</p>	
<p>Zweck:</p>	<p>Messdatenabfrage, Steuerung, Überwachung</p>
<p>Kurzbeschreibung:</p>	<p>Die Kontrolle der Netzmesseinrichtungen wird durch die Fernwirkzentrale des Verteilnetzbetreibers bewerkstelligt. Sie kommuniziert mit dem im Netz verteilten Aktoren und Sensoren. Angeschlossen daran sind SCADA Systeme, die das Netz automatisiert überwachen und steuern.</p>
<p>Schnittstellen</p>	<p>(1) Gateway ONS über Kommunikationseinheit (2) Gateway USW über Kommunikationseinheit (3) Feldmesseinrichtungen über Kommunikationseinheit (4) Persistenz über SCADA System (5) Netzleitstelle Netzwerk über SCADA System</p>
<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - SCADA Funktionen (1,2,3,4) Die grundlegenden SCADA Funktionen umfassen ein Mensch-Maschine-Interface zur Bedienung, die Erstellung von Kurvengrafiken, Meldungsverarbeitung/Signalisierung/Alarmierung, Messwert- und, Zählwertverarbeitung und Leittechnische Verriegelungen - Kommunikation mit Fernwirkknoten (1,2,3) Um mit Fernwirkknoten im Verteilnetz (Fernwirkserver z. B.) zu kommunizieren, Sollwerte zu übertragen und Messdaten zu empfangen werden die Fernwirkzentralen eingesetzt - Kopplung mit Fremdsystemen (5) Höherwertige Funktionen der Netzleitebene sind von SCADA entkoppelt, aber dennoch auf die Funktionalität angewiesen



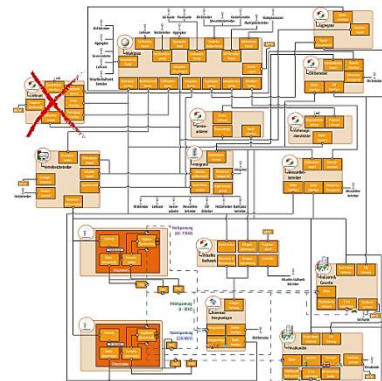
Übergeordnete, interne Prozessverarbeitung

Zweck:	Lastflussberechnung, Netzanalyse, Störungsbehebung, Prognosesysteme, Engpassanalyse, Netzführung
Kurzbeschreibung:	Um sowohl kurzfristig als auch langfristig auf kritische Situationen im Verteilnetz reagieren zu können, müssen Zählerdaten, Fahrpläne als auch Erzeugungprognosen in Prognosen und Simulationen einbezogen werden. Auf der einen Seite müssen fortwährend aktuelle Netzüberlastungen sicher erkannt, aber auch zukünftige Engpässe prognostiziert und behandelt werden. Hierfür werden auch neue Formen der Visualisierung eingesetzt.
Schnittstellen:	<ol style="list-style-type: none"> (1) Zählerdatenimport über Lastkalibrierung (2) Erzeugerprognose über Knotenlastprognose (3) Fahrplanimport über Knotenlastprognose (4) Prioritätssignalversand über Engpassabgrenzung (5) Marktinterface über Netzleitstelle Netzwerk (6) Persistenz über Netzleitstelle Netzwerk (7) SCADA System über Netzleitstelle Netzwerk
Wichtige Datentypen:	<ol style="list-style-type: none"> 1) Aggregierte Fahrpläne 2) Aggregierte Zählerdaten 3) Messdaten 4) Erzeugungprognose 5) Sensitivitätsmatrix 6) Prioritätssignal
Wichtige Funktionen:	<ul style="list-style-type: none"> - Aktuellen Netzzustand bestimmen (1,6,7, intern) Mittels aktueller Zähler- und Messdaten werden zuerst Lasten kalibriert, eine Lastflusssimulation durchgeführt, um dann die Auslastung des Netzes z.B. mittels Kurzschlussrechnung zu berechnen. Wird dabei ein Störfall erkannt, werden Behebungsmaßnahmen eingeleitet (z.B. in Form eines Serviceteameinsatz) - Netzprognose erstellen (2,3,intern)

	<p>Mittels der Fahrpläne, die durch den Integrator übermittelt werden und einer Erzeugungsprognose können eine Knotenlastprognose und ein vorausschauender Lastfluss simuliert werden.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Engpassabgrenzung und –behebung (4,5) Aus der Netzprognose werden Engpässe errechnet, diese nach Kritikalität sortiert und eine Sensitivitätsmatrix für den Versand als initiales Prioritätssignal erstellt - Visualisierung in Netzleitzentrale (6,7) Die Netzleitzentrale visualisiert die Ergebnisse der Simulationen im Netzgebiet und verwendet eine topologische Färbung, um Netzengpässe im Netzgebiet zu visualisieren
<div style="text-align: center;"> </div> <p>Externe Kommunikation</p>	
<p>Zweck:</p>	<p>Eingangsdatenimport, Prioritätssignalversand, Marktkommunikation</p>
<p>Kurzbeschreibung:</p>	<p>Der Verteilnetzbetreiber ist auf externe Kommunikation angewiesen, um sowohl Daten zu importieren als auch Signale zu übermitteln. Die externe Kommunikation regelt die Kommunikation</p>
<p>Schnittstellen (optional)</p>	<ol style="list-style-type: none"> (1) Integrator über Zählerdatenimport (2) Integrator über Fahrplanimport (3) Integrator über Prioritätssignalversand (4) Marktplatz über Marktinterface (5) Marktplatz/Vorhersagedienstleister
<p>Wichtige Datentypen (optional)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Aggregierte Fahrpläne 2) Aggregierte Zählerdaten 3) Erzeugungsprognose 4) Prioritätssignal 5) Sensitivitätsmatrix
<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Fahrplanimport (2) - Zählerdatenimport (1) - Prognoseabruf (5) - Prioritätssignalversand (3) - Marktkommunikation (4)

3.5.14 LIEFERANT

Die Aufgabe des Lieferanten ist es, Endkunden mit Strom zu beliefern. Er muss an Energiebörsen von Energieerzeugern Strom beziehen, um ihn an seine Kunden vertreiben zu können. Er stellt dem Kunden Tarife bereit, der einen Strompreis zu einem bestimmten Tageszeitpunkt festlegt. Basierend auf dem vom Kunden gewählten Tarif und auf Zählerdaten kann der Lieferant eine Abrechnung erstellen. Diese Abrechnung basiert überwiegend auf dem manuellen Ablesen des Zählerstands, was von einem Messdienstleister übernommen wurde, teils aus der Fernauslesung.



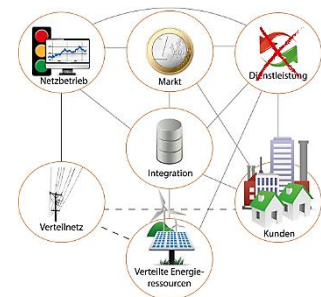
Durch den Umstand, dass Strombezugspreise auch innerhalb eines Tages schwanken, gibt es für Lieferanten die Möglichkeit, ihr Tarifsystem diesem Umstand anzupassen. Diese sogenannten variablen Tarife erfordern jedoch eine genauere Erfassung des Stromverbrauchs der Kunden und eine Übermittlung des aktuellen Tarifs an den Kunden. Im intelligenten Stromnetz wird diese Aufgabe durch das Smart Meter Gateway übernommen. Die genauere Erfassung des Kundenverbrauchs bietet für den Lieferanten die Möglichkeit, seine Beschaffung besser zu planen und damit Kosten zu senken.

- *Zugeordnete Domäne:*

Der Lieferant ist der Dienstleistungsdomäne zugeordnet.

- *Systemkontext:*

Lieferanten sind an Energiemärkten (z.B. der Energiebörse) tätig, die jedoch außerhalb der E-Energy Referenzarchitektur liegen. Dennoch ist es für den Lieferanten möglich, regionalen Strom zum Beispiel von virtuellen Kraftwerken zu beziehen und an den Kunden zu vermarkten.



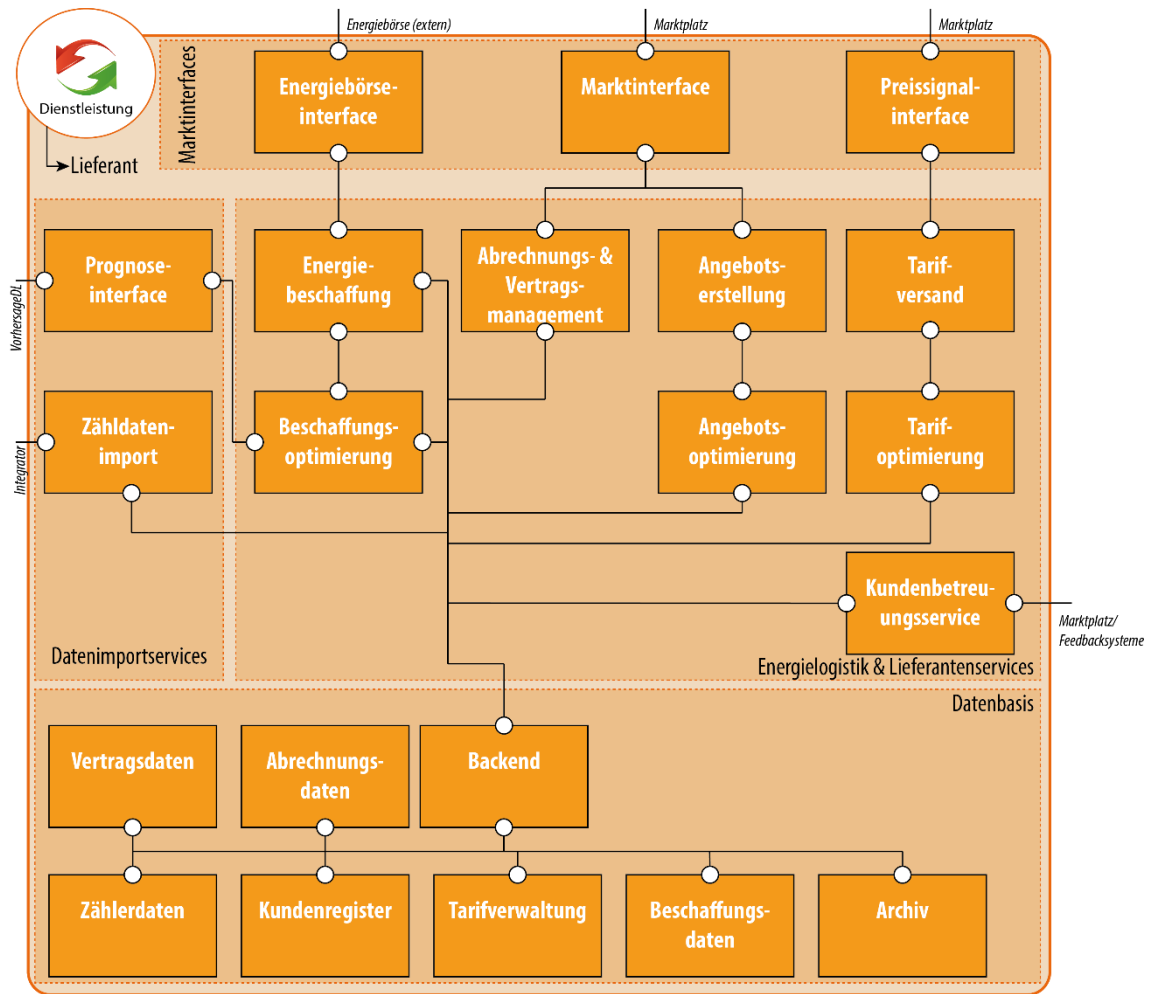
- *Oft verwendete Synonyme oder Hyperonyme:*

Stromanbieter, Stromvertrieb, Energieversorgungsunternehmen, Energieversorger

- *Verwendete Abkürzungen:*

EVU (Energieversorgungsunternehmen)

Architektur des Systems:



▪ *Allgemeine Beschreibung der Architektur:*

Beschreibung des Architekturdiagramms, Einleitung zu den Komponentenbeschreibungen

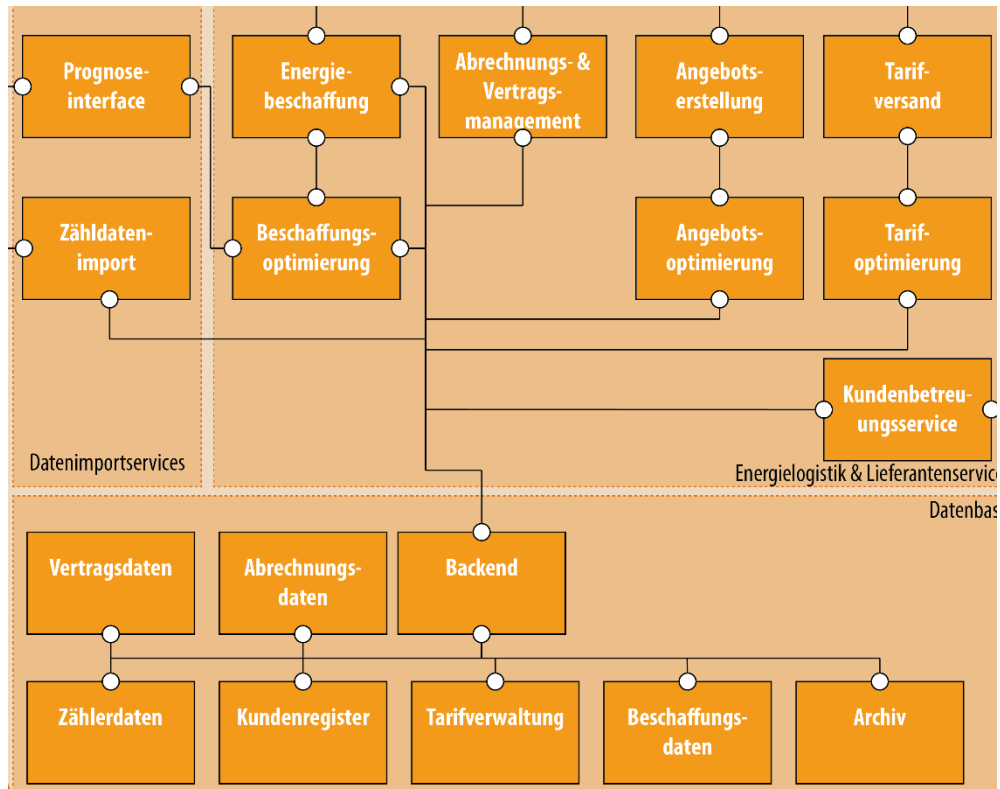
▪ *Beschreibung der Einzelkomponenten*



Marktinterfaces

Zweck:	Handelskommunikation, Preissignalübermittlung,
Kurzbeschreibung:	Die Marktinterfaces dienen der Kommunikation mit verschiedenen Handelsplattformen aber auch zur Übermittlung des Preissignals-
Schnittstellen (optional)	<ul style="list-style-type: none"> (1) Energiebörse über Energiebörseinterface (2) Marktplatz über Marktinterface (3) Marktplatz über Preissignalinterface (4) Tarifversand über Preissignalinterface (5) Angebotsverwaltung über Marktinterface (6) Energiebeschaffung über Energiebörseinterface
Wichtige Datentypen (optional)	<ul style="list-style-type: none"> 1) Energiebörsegebot 2) Energiebörsegebotsübermittlung 3) Preissignal 4) Marktbenachrichtigung <ul style="list-style-type: none"> a) Vertragsabschluss/-kündigung b) Tarifwechsel 5) Abrechnung
Wichtige Funktionen:	<ul style="list-style-type: none"> - Börsenhandel (1): Lieferanten können an der Energiemärkten (Terminmarkt, Day-Ahead-Markt, Intraday-Markt und auch OTC-Handel und Regelleistungsmarkt) aktiv werden, um Strom zu kaufen - Preissignal übermitteln (3): Das Preissignal, das den Tarif des nächsten Tages oder eine Intraday Tarifänderung enthält, wird an den Marktplatz zur Registrierung und Übermittlung an die Kunden versendet - Lieferantenangebot übermitteln (2): Auf dem B2C Marktplatz können neue Lieferantenangebote eingestellt werden, die Kunden zur Annahme vorgestellt werden - Tarifangebot ändern (2): Der Lieferant kann sein Tarifangebot ändern und neue Tarifsyste am Marktplatz einstellen

- **Marktplatzhandel (2):**
Auch am Marktplatz kann der Lieferant neue Lieferverträge abschließen und Strom einkaufen



Energielogistik, Datenimport & Lieferantenservices

Zweck:	Datenimport, Angebotsoptimierung, Abrechnung, Beschaffungsoptimierung, Tarifversand, Kundeninformation
Kurzbeschreibung:	Die Energielogistik kümmert sich um das Beschaffen von Energie, um die Angebotserstellung, die Tarifikalkulation. Zusätzlich bietet der Lieferant Services zur Kundenbetreuung an und beizst Schnittstellen zum Zählerdatenimport als auch ein Prognoseinterface
Schnittstellen	<ul style="list-style-type: none"> (1) Integrator über Zählerdatenimport (2) Marktplatz/Vorhersagedienstleister über Prognoseinterface (3) Marktplatz/Feedbacksystem über Kundenbetreeungsservice (4) Energiebörseinterface über Energiebeschaffung (5) Marktinterface über Abrechnungs- und Vertragsmanagement (6) Marktinterface über Angebotserstellung (7) Preissignalinterface über Tarifversamd

<p>Wichtige Datentypen (optional)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Preissignal 2) Tarif 3) Lieferantenangebot 4) Abrechnung 5) Lieferantenvertrag 6) Liefervertrag 7) Börsenangebot 8) Börsenangebotsbestätigung 9) Prognose 10) Zählerdaten 11) Kundeninformation
<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Zählerdatenimport (1): Der Import von Zählerdaten dient einerseits der Beschaffungsoptimierung, andererseits der Verbesserung des Lieferantenservice als auch zur Abrechnungsüberprüfung und -nachweis - Prognoseimport (2): Prognosen (Preis, Verbrauch, Erzeugung) werden zur Beschaffungsoptimierung als auch zur Verbesserung des Kundenservices herangezogen - Beschaffungsoptimierung und Börsenhandel (intern, 4): Basierend auf der Analyse von Zählerdaten und der Prognosen werden Handelsmengen als auch Handelszeitpunkt optimiert und eine Kostensenkung abgestrebt - Lieferantenangebotsverwaltung (5,6): Der Lieferant kann Angebote auf den Marktplatz stellen (zum Beispiel zielgruppenorientiert) und wird vom Marktplatz über Abschlüsse informiert - Tarifverwaltung (intern, 7): Der Lieferant legt für verschiedene Tarife Strompreise und Sondermodalitäten fest (z.B. Maximalbezugsmengen, Anreizmechanismen). In Form eines Preissignals werden Tarife mindestens am Tag vor ihres Gültigkeitsbereichs versandt. Zusätzlich wird bei Intraday Änderungen ein erneutes Preissignal versandt - Kundeninformationsservice (3) Ähnlich wie ein Serviceanbieter versendet der Lieferant an seine Kunden Informationen zu seinem Angebot, die der Kunde dann automatisch zugestellt bekommt und zum Beispiel per Feedbacksystem anzeigen lassen kann

3.5.15 AGGREGATOR

Der Aggregator entspricht einer vollkommen neuen Marktrolle im Energiesystem, deren Ziel es ist, durch Zusammenschluss kleinerer steuerbarer Einheiten, Systemdienstleistungen zu ermöglichen. Aggregatoren helfen Kunden dabei, ihre Flexibilität in Zeiten schwankender Erzeugung zu vermarkten und dadurch das Netz stabil zu halten. Im Engpassmanagement spielt der Aggregator daher eine sehr wichtige Rolle.

Erst durch die Funktion des Aggregators werden die separierten Energie- und Flexibilitätsangebote geringerer Leistung zu vermarktungsfähigen Portfolios zusammengefasst und aufgewertet. Man spricht in diesem Kontext auch von einer „Veredelung von Einzelleistungen“. Über den Aggregator können diese Stromgüter nun an den überregionalen Märkten angeboten werden.

- Zugeordnete *Domäne*:

Der Aggregator ist der Dienstleistungsdomäne zuzuordnen.

- *Systemkontext*:

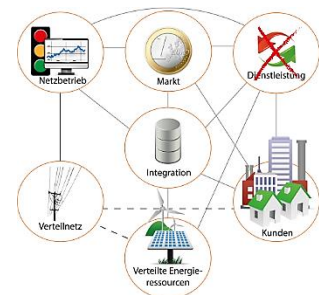
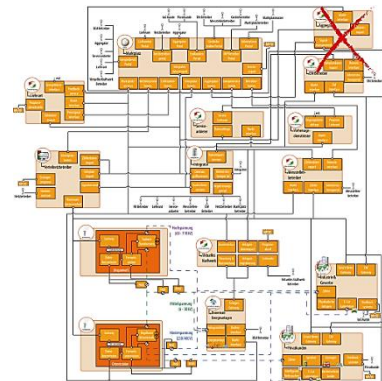
Das System des Aggregators befindet sich als Mittler zwischen Endkunden, Marktplatz und Verteilnetzbetreiber. Er versucht in seiner Rolle Angebote auf dem Marktplatz zu erstellen, die auf den Kannfahrplänen von Kunden basieren. Er vermarktet damit die Flexibilität seiner Kunden und deren Bereitschaft, ihre Flexibilität zur Verfügung zu stellen. Auch virtuelle Kraftwerke könnten zum Kundenkreis des Aggregators gehören, auch wenn diese Option in der Referenzarchitektur nicht berücksichtigt ist.

- *Oft verwendete Synonyme oder Hyperonyme*:

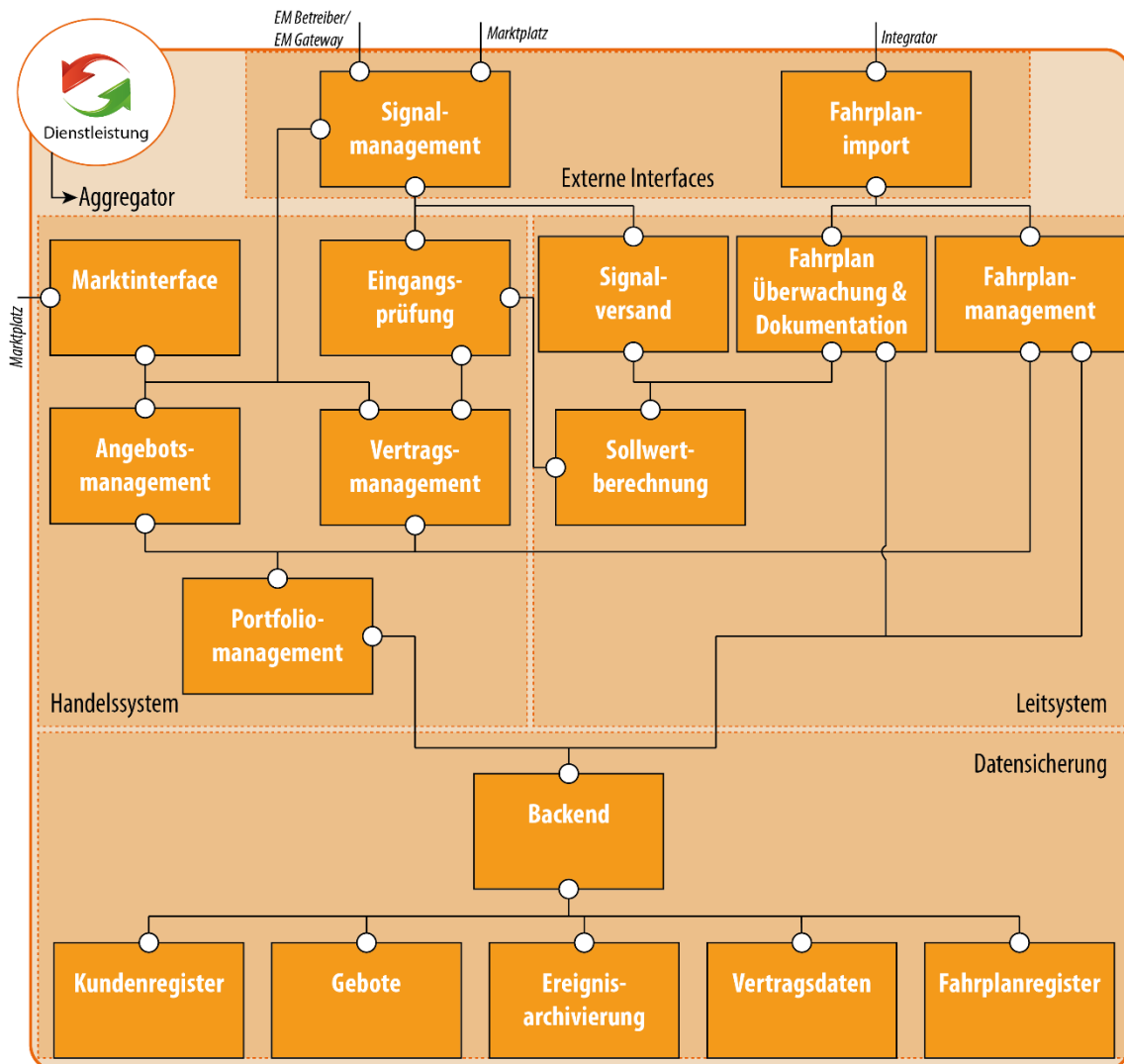
Demand Side Manager, Poolkoordinator, Flexibility Manager

- *Verwendete Abkürzungen*:

Keine bekannt



Architektur des Systems:

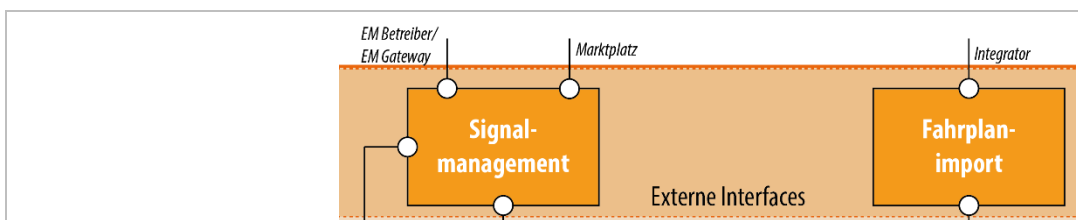


▪ *Allgemeine Beschreibung der Architektur:*

Das Aggregatorsystem besteht aus

- dem Leitsystem, das technisches System für die Planung und Umsetzung von Aggregatorangeboten zuständig ist,
- dem Handelssystem, das als wirtschaftliches System Verträge verwaltet, Angebote verwaltet als auch das Portfolio des Aggregators übernimmt und
- den externen Interfaces, die Signale vom Marktplatz erhalten und an EM Betreiber oder EM Gateways versenden und den Fahrplanimport realisieren

▪ *Beschreibung der Einzelkomponenten*



Externe Interfaces

Zweck:	Fahrplanimport, Signalempfang, Signalübermittlung
Kurzbeschreibung:	Die externen Schnittstellen importieren Fahrpläne vom Integrator oder kümmern sich um den Empfang oder den Versand von Signalen
Schnittstellen	<ol style="list-style-type: none"> (1) EM Gateway/Em Betreiber über Signalmanagement (2) Marktplatz über Signalmanagement (3) Integrator über Fahrplanimport (4) Angebotsmanagement über Signalmanagement (5) Eingangsüberprüfung über Signalmanagemen (6) Signalversand über Signalmanagement (7) Fahrplanüberwachung und –dokumentatiob über Fahrplanimport (8) Fahrplanmanagement über Fahrplanimport (9) Fahrplamanagement über Portfoliomanagement
Wichtige Datentypen	<ol style="list-style-type: none"> 1) Effizienzsignal <ol style="list-style-type: none"> a) Virtuelles Effizienzsignal b) Reelles Effizienzsignal 2) Fahrplan <ol style="list-style-type: none"> a) Kannfahrplan b) Istfahrplan
Wichtige Funktionen:	- Fahrplanimport (3): Der Aggregator kann auf Fahrpläne seiner Kunden auf dem Integrator zugreifen und diese für Analysen benutzen

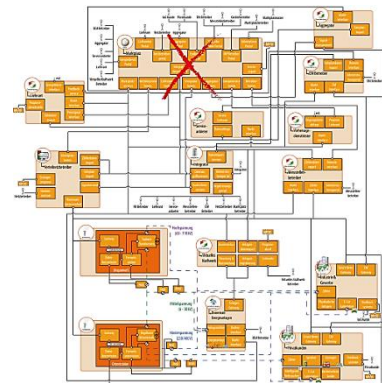
	<ul style="list-style-type: none"> - Signalversand (1): Der Aggregator hat die Möglichkeit, virtuelle oder reelle Effizienzsignale an seinen Kunden zu versenden - Signalempfang (2): Vom Marktplatz erhält der Aggregator Signale im Falle, dass sein Engpassbehebungsangebot angenommen wurde
<p><i>Aggregator Handelssystem</i></p>	
<p>Zweck:</p>	<p>Angebotserstellung, Vertragsmanagement, Portfolioverwaltung, Abrechnung</p>
<p>Kurzbeschreibung:</p>	<p>Das Handelssystem des Aggregators kümmert sich um die Erstellung von Angeboten, die aus dem aktuellen Portfolio des Aggregators erstellt werden und Fahrpläne seiner Kunden einbeziehen.</p>
<p>Schnittstellen</p>	<ol style="list-style-type: none"> (1) Marktplatz über Marktinterface (2) Signalmanagement über Angebots- oder Vertragsmanagement (3) Signalmanagement über Eingangsprüfung (4) Sollwertberechnung über Eingangsprüfung (5) Fahrplanmanagement über Angebotsmanagement (6) Fahrplanüberwachung und -dokumentation über Portfoliomanagement
<p>Wichtige Datentypen</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Aggregatorangebot 2) Aggregatorvertragsabschluss 3) Engpassbehebungsangebot 4) Fahrplan <ol style="list-style-type: none"> a) Kannfahrplan b) Istfahrplan 5) Effizienzsignal <ol style="list-style-type: none"> a) Initiales Effizienzsignal 6) Kundendaten (EM Ausrüstung, z.B:) 7) Kundenvertragsdaten

<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Aggregatorangebot einstellen (1): Der Aggregator stellt ein Angebot am B2C Marktplatz ein, in dem er beschreibt, an welche Kundengruppe er sich mit dem Angebot richtet und welche Konditionen er damit verbindet für die Bereitstellung von Flexibilität als auch für deren Abruf - Engpassbehebungsangebot erstellen (1): Basierend auf der Information des Marktplatzes kann der Aggregator ein virtuelles Effizienzsignal erstellen und alle Kannfahrpläne seiner Kunden zu einem Angebot bündeln. - Signaleingang prüfen (2,3,4): Der Aggregator überprüft eingehende Signale, indem er bestehende Verträge, bestehende Angebote und das gesamte Portfolio mit dem eingehenden Signal vergleicht, um dann die Sollwertberechnung zu starten - Abrechnungserstellung (1,5,6) Aus den dokumentierten Schaltvorgängen durch den Energiemanager, dem Angebot auf dem Marktplatz als auch den Vertrag mit dem Kunden kann der Aggregator eine Abrechnung erstellen
<p><i>Aggregator Leitsystem</i></p>	
<p>Zweck:</p>	<p>Signalübermittlung an Kunden, Fahrplankommunikation, Überwachung und Abrechnung</p>
<p>Kurzbeschreibung:</p>	<p>Das Leitsystem übermittelt das Effizienzsignal an den Endkunden und erhält Fahrpläne der Kunden des Integrators. Je nach Typ des Effizienzsignals reagiert der eingebaute Energiemanager und schickt aktuelle Kannfahrpläne und sperrt den betroffenen Zeitslot oder er berechnet mittels lokaler Optimierung Istfahrpläne. Das Leitsystem kümmert sich um die Überwachung der Einhaltung des Fahrplans und dokumentiert den Ablauf für eine spätere Abrechnung.</p>

<p>Schnittstellen</p>	<p>(1) Fahrplanimport über Fahrplanmanagement (2) Fahrplanimport über Fahrplan Überwachung & Dokumentation (3) Signalmanagement über Signalversand (4) Eingangsprüfung über Sollwertberechnung (5) Angebotsmanagement über Fahrplanmanagement (6) Portfoliomanagement über Fahrplan Überwachung und –dokumentatio</p>
<p>Wichtige Datentypen (optional)</p>	<p>1) Fahrplan a) Kannfahrplan b) Istfahrplan 2) Effizienzsignal a) Virtuelles Effizienzsignal b) relles Effizienzsignal 3) Kundendaten (EM Ausrüstung, z.B.) 4) Kundenvertragsdaten</p>
<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Sollwertberechnung (4,3): Bei Annahme des Angebots des Aggregators wird für jeden Kannfahrplan ein Sollwert festgelegt, der durch den Energiemanager erreicht werden soll, um das Angebot zu erfüllen - Versand des virtuellen Effizienzsignals (3): Das virtuelle Effizienzsignal fordert den Kunden auf, seinen Kannfahrplan im aktuell betroffenen Zeitslot zu senden und diesen für die Veränderung zu sperren - Versand des realen Effizienzsignals (3): Das reelle Effizienzsignal, das bei Abruf des Angebots versendet wird, macht für jeden Kunden den Kannfahrplan zu einem Istfahrplan, der durch den Sollwert des Aggregators und durch die lokale Optimierung bestimmt wird. - Fahrplanimport (1): Der Fahrplanimport holt vom Integrator für einen bestimmten Zeitslot und eine Kundenauswahl deren aktuelle Kannfahrpläne ab - Überwachung und Dokumentation der Angebotsrealisierung (2): Die Schalthandlung des Energiemanagers wird vom Aggregator überwacht und auf Erfüllung des Angebots hin überprüft. Der Vorgang wird dokumentiert um später für die Abrechnung verwendet zu werden. - Kannfahrplananalyse (5,6): Übermittelte Fahrpläne werden auf ihre Charakteristika hin analysiert, um daraus Angebote erstellen zu können, die an den Marktplatz gesendet werden.

3.5.16 MARKTPLATZ

Der Marktplatz ist die zentrale Handelsplattform im intelligenten Energiesystem. Er ermöglicht, die Vertragsanbahnung, den Handel von Energie und Energiedienstleistungen, von Produkten wie auch von Services. Er bietet durch verschiedene Portale einen Zugang für alle Marktrolle und auf sie zugeschnittene Benutzeroberflächen. Über Benachrichtigungsservices leitet der Marktplatz Informationen über Handlungsoptionen, abgeschlossene Geschäfte und Verträge, Signale und Serviceinformationen an angeschlossene Systeme weiter, um sie über einen Vorgang zu informieren. Der Marktplatz unterstützt die Abrechnung, schafft durch eine einheitliche Repräsentation von Angeboten für Transparenz, erleichtert den Anbieterwechsel, ermöglicht regionalen Handel mit regional produziertem Strom, bietet Zusatzservices wie das Buchen eines Handelsagenten oder schafft Liquidität durch den Einsatz von börsengekoppelten Marketmakern. Dieses große Funktionsspektrum macht den Marktplatz zu einem der zentralen Systeme, das wie der Integrator den Austausch zwischen Systemen, den marktlichen Austausch zwischen Marktakteuren gestaltet. Als unabhängige Instanz garantiert er den diskriminierungsfreien Zugriff für alle Marktrolle und schafft Sicherheit für Vertragsabschlüsse, Angebote und Produkte.

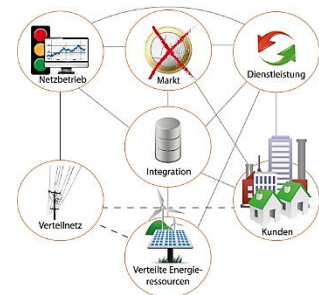


- *Zugeordnete Domäne:*

Der Marktplatz ist der Markt domäne zugeteilt und steht für Akteure aller anderen Domänen offen.

- *Systemkontext:*

Der Betrieb des Marktplatzes wird durch den Marktplatzbetreiber, einer neuen Rolle im Energiesystem, durchgeführt. Für Deutschland wird es mehrere Marktplätze geben, die jeweils für einen regionalen Markt sorgen werden. Inwieweit sich diese Marktplätze hierarchisch organisieren lassen, wie ihre Kopplung erfolgt oder auch wie sie auf das Bundesgebiet verteilt werden könnten, wurde in E-Energy nicht umfassend geklärt. Zwar scheint es naheliegend, Marktplätze anhand der Netzhierarchie zu organisieren, also zum Beispiel für ein Mittelspannungsnetz und alle angeschlossenen Netze einen Marktplatz zu etablieren, doch ist offen, ob diese technisch getriebene Verteilung wirklich vorteilhaft für einen funktionierenden Handel ist. Ein mögliches Szenario wäre, dass wenige zentrale Marktplätze entstehen, die jedoch regionalen Handel forcieren und diesen durch Anreizmechanismen unterstützen.



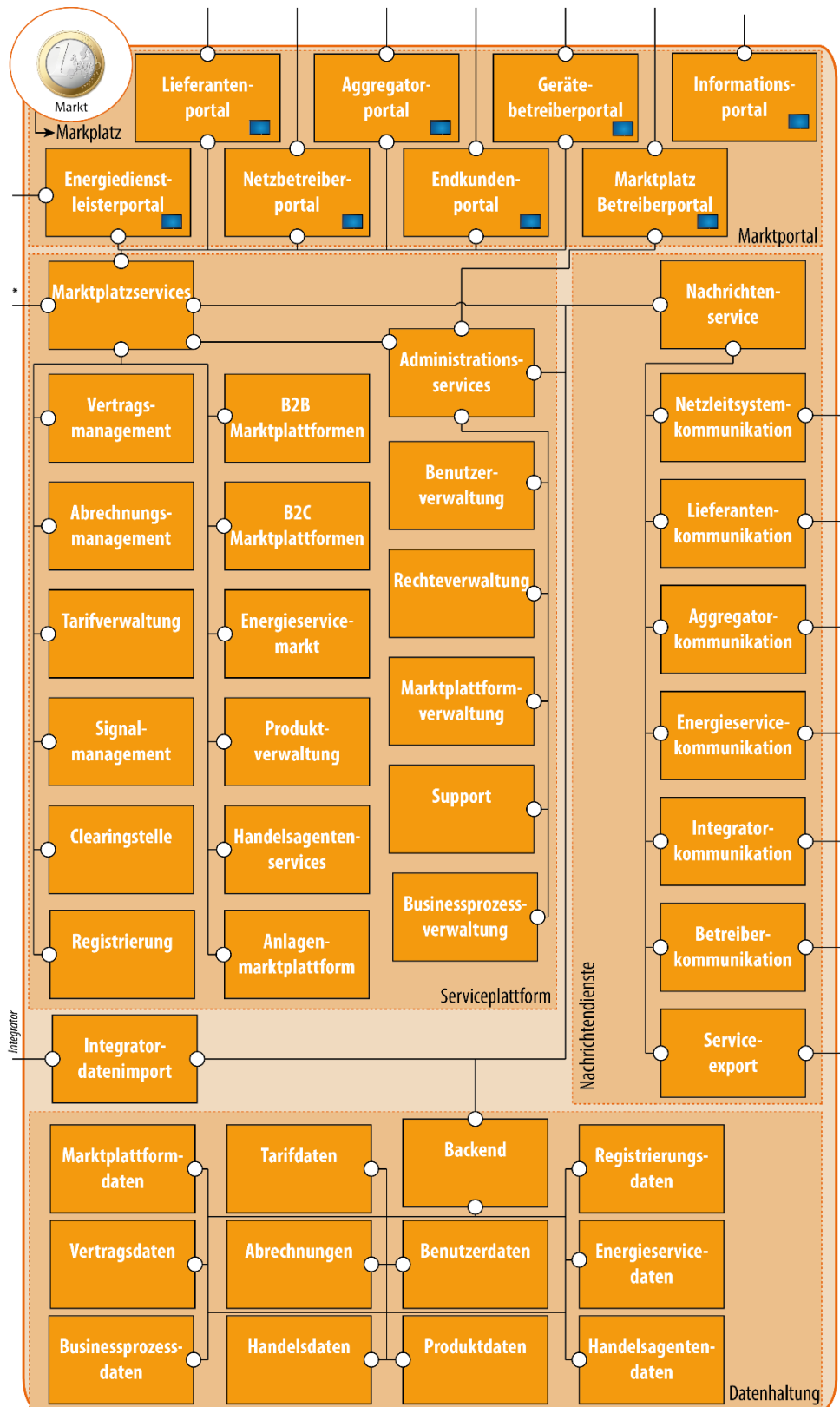
- *Oft verwendete Synonyme oder Hyperonyme:*

Markt, E-Energy Marktplatz, Marktplattform, Handelsplatz

- *Verwendete Abkürzungen:*

MP (eher selten gebraucht)

Architektur des Systems:



* = Netzbetreiber, EM Betreiber, Messstellenbetreiber, Aggregator, Lieferant, Servicedienstleister, Vorhersagedienstleister, Virtuelles Kraftwerk

▪ *Allgemeine Beschreibung der Architektur:*

In der Architektur des Marktplatzes spiegelt sich seine umfassende Funktionsvielfalt wieder. Grob lässt sich der Marktplatz neben der Datenhaltung, die für alle Teile als Persistenz dient, in drei Teile unterteilen.

Das Marktportal schafft für Marktakteure eine auf ihre Bedürfnisse angepasste Benutzeroberfläche, die nach der Registrierung die Funktionen der Serviceplattform zugreifbar macht. Auf der Benutzeroberfläche werden unter anderem Benachrichtigungen (z.B. Angebotsbestätigung, Vertragsabschluss, Tarifwechsel, Serviceabonnement), bestehende Verträge, Such- und Vertragsanbahnungsfunktionen oder Rechnungsmanagement zur Verfügung gestellt.

Die Serviceplattform bietet die zentralen Services des Marktplatzes für Endkunden wie Businesskunden und ermöglicht durch Zusatzservice einen standardisierten Betrieb, ein einheitliches Vertragsmanagement sowie die Erleichterung von Businessprozessen wie Abrechnung, Clearing oder Vertragsabschluss. Diese Services können durch die Hinterlegung verschiedener Businessprozesse an die Bedürfnisse der Unternehmen angepasst werden und werden vom Marktplatzbetreiber administriert. Viele der Services bieten eine Schnittstelle für sogenannte Marktinterfaces, die in vielen Systemen implementiert werden und den automatisierte Zugriff auf Marktfunktionen erlauben.

Die Datenbasis wird neben marktplatzeigenen Daten durch fortwährenden Datenaustausch mit Integratoren realisiert.

Die Nachrichtendienste schließlich ermöglichen den systemischen Austausch zwischen verschiedenen Systemen untereinander, falls dieser Austausch auf am Markt geschlossenen Verträgen basiert. Sie dienen aber auch dem Empfang von Signalen, wie dem Prioritätssignal, und deren Behandlung durch marktbasierete Angebote. Außerdem werden über Nachrichtendienste angeschlossene Systeme über für sie relevante Änderungen in Verträgen und geschäftlichen Beziehungen zwischen Marktakteuren informiert.

Das Angebot des Marktplatzes ist umfangreich, daher wäre es vorstellbar, dass Teile der Funktionen in andere Systeme ausgelagert werden, solange die Prinzipien der des diskriminierungsfreien Zugangs, der Transparenz sowie der Standardisierung erhalten bleiben.

▪ *Beschreibung der Einzelkomponenten*

<p>Marktportal</p>	
<p>Zweck:</p>	<p>Webzugriff für Marktakteure, Benutzeroberfläche, Rollenspezifische Aufmachung, Zugriff auf relevante Marktfunktionen</p>

<p>Kurzbeschreibung:</p>	<p>Das Marktportal bietet für Lieferanten, Aggregatoren, Gerätebetreiber, Netzbetreiber, Endkunden und für den Marktplatzbetreiber eigene Portale. Außerdem existieren noch ein Energiedienstleisterportal, das von virtuelles Kraftwerk Betreibern, DEA Betreibern, Serviceanbietern, Lieferanten und Aggregatoren genutzt wird um vielfältige Energiedienstleistungen auszutauschen. Für allgemeine Portalfunktionen (Support, News, ect.) sowie zur Information dient ein Informationsportal, das für alle Marktnutzer verfügbar ist.</p>
<p>Schnittstellen</p>	<ol style="list-style-type: none"> (1) Marktplatzservices über alle Portale (2) Administrationsservices über Marktplatz Betreiberportal (3) Lieferant über Lieferantenportal (4) Aggregator, Lieferant, Virtuelles Kraftwerk Betreiber, DEA Betreiber, Serviceanbieter über Energiedienstleisterportal (5) Aggregator über Aggregatorenportal (6) Verteilnetzbetreiber über Netzbetreiberportal (7) EM Betreiber, Messstellenbetreiber, Gerätehersteller über Gerätebetreiberportal (8) Privatkunde, Gul Kunde über Endkundenportal (9) Marktplatzbetreiber über Marktplatzbetreiberportal (10) Marktnutzer über Informationsportal
<p>Wichtige Funktionen:</p>	<p>Allgemeine Funktionen (3-9, 10):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Registrierung als Marktrolle - Benutzerdaten einsehen und ändern - Benachrichtigungsfunktion bei Änderung der Vertragslage - Vertragsmanagement - Angebotsmanagement - Serviceangebot suchen - Serviceangebot abonnieren <p>Lieferantenfunktionen (3):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tarifmodell ändern - Lieferantenangebot einstellen - Liefervertrag abschließen mit VK - Rahmenvertrag abschließen - Abrechnungsmanagement <p>Energiedienstleistungsfunktionen (4):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Virtuelles Kraftwerk Angebot erstellen (VK) - DEA registrieren (DEA Betreiber) - VK Vertrag abschließen (DEA Betreiber) - VK Liefervertrag abschließen (Lieferant) - Serviceangebot erstellen (Serviceanbieter) - Systemdienstleistungsangebot erstellen (VK, Aggregator) - Handel mit Market Maker (VK, Aggregator) <p>Aggregatorfunktionen (5):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Aggregatorangebot erstellen

	<ul style="list-style-type: none">- Rahmenvertrag abschließen- Flexibilitätsangebot erstellen (Erzeugung/Verbrauch)- Rahmenvertrag abschließen- Abrechnungsmanagement Verteilnetzbetreiberfunktionen (6) <ul style="list-style-type: none">- Rahmenvertrag abschließen/kündigen- Rahmenverträge verwalten- Systemdienstleistung abrufen Gerätebetreiberfunktionen (7) <ul style="list-style-type: none">- EM Betrieb anbieten (EM Betreiber)- Messstellenbetrieb anbieten (MSB)- Vertrag über Messstellenbetrieb schließen (MSB)- Vertrag über EM Betrieb schließen (EM Betreiber)- Intelligente Verbraucher, Speicher, Erzeuger anbieten (Gerätehersteller) Endkundenfunktionen (8): <ul style="list-style-type: none">- Suchen von Lieferantenangeboten- Abschluss von Lieferantenverträgen- Kündigung von Lieferantenverträgen- Suchen von Aggregatorangeboten- Abschluss von Aggregator Dienstleistungsvertrag- Kündigung von Aggregator Dienstleistungsvertrag- Wahl/Wechsel eines Messstellenbetreibers- Wahl/Wechsel eines EM Betreibers Marktplatzbetreiberfunktionen (9) <ul style="list-style-type: none">- Benutzermanagement- Rechtemanagement- Businessprozessverwaltung- Handelsmanagement- Vertragsmanagement- Support
--	--

<p><i>Serviceplattform</i></p>	
<p>Zweck:</p>	<p>Marktplatzservices, Handel, Verwaltung, Administration</p>
<p>Kurzbeschreibung:</p>	<p>Die Serviceplattform realisiert die Dienste, die entweder durch die Marktplatzservices externen Marktinterfaces angeboten werden oder über die Portale den Markttrollen zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich existieren marktplatzinternet Verwaltungsmechanismen, Administrationsservices als auch eine Verbindung zu den Nachrichtendiensten des Marktplatzes.</p>
<p>Schnittstellen (optional)</p>	<p>(1) Aggregator über Marktplatzservices (2) Lieferant über Marktplatzservices (3) Virtuelles Kraftwerk über Marktplatzservices (4) DEA über Marktplatzservices (5) Serviceanbieter/Vorhersagedienstleister über Marktplatzservices (6) Messstellenbetreiber über Marktplatzservices (7) EM Betreiber über Marktplatzservices (8) Portal über Marktplatzservices (9) Nachrichtenservice über Marktplatzservices</p>
<p>Wichtige Funktionen:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Vertragsdokumentierung - Angebotsdokumentierung - Vertragsüberprüfung - Signalverarbeitung (Preissignal/Prioritätssignal/Effizienzsignal) - Abrechnungserstellung - Registrierung - DEA Registrierung - Vertragsanbahnung - Suchdienste für Angebote

	<ul style="list-style-type: none"> - Buchung von Handelsagent - Engpassbehebungsmechanismus - Serviceangebotsdienste - Produktangebotsdienste - Marktplattformdienste (Market Maker) - Anlagenvermittlungsservice - VK Registrierung
<p><i>Nachrichtendienste</i></p>	
<p>Zweck:</p>	<p>Benachrichtigungsdienste, Nachrichtenempfang, Nachrichtenübermittlung</p>
<p>Kurzbeschreibung:</p>	<p>Die Nachrichtendienste sind dazu da, Nachrichten von Systemen zu empfangen und diese in Marktaktionen umzuwandeln (z.B. Prioritätssignal), diese an andere Systeme zu verteilen oder Systeme über Marktaktionen zu unterrichten.</p>
<p>Schnittstellen (optional)</p>	<ol style="list-style-type: none"> (1) Verteilnetzbetreiber über Netzleitsystemkommunikation (2) Lieferant über Lieferantenkommunikation (3) Aggregator über Aggregatorkommunikation (4) Serviceanbieter über Energieservicekommunikation (5) Integrator über Integratorkommunikation (6) EM Betreiber über Betreiberkommunikation (7) Messtellenbetreiber über Betreiberkommunikation (8) Diverse Systeme über Serviceexport

Wichtige Funktionen:	<ul style="list-style-type: none">- Übermittlung des initialen Effizienzsignals (3)- Übermittlung des Preissignals (2,7)- Erhalt des Erweiterten Prioritätssignals (5)- Mitteilung des Lieferantenwechsels/Lieferantenvertragabschluss (1,5,7)- Mitteilung des Aggregatorwechsels/Aggregatorvertragsabschluss (3,5,6)
-----------------------------	---

4 DIE E-ENERGY ANWENDUNGSFÄLLE

In Kapitel 3 wurde die „*E-Energy Referenz Architektur*“ vorgestellt. Die erarbeitete Architektur, stellt eine statische Sicht (View), auf das Gesamtsystem dar. In diesem Kapitel, erweitern wir diese Architektur, so dass dynamische Abläufe darstellbar sind. Für die Beschreibung dynamischer Abläufe haben wir uns für UML 2.0 entschieden. Die Unified Modeling Language (Vereinheitlichte Modellierungssprache), kurz UML, ist eine grafische Modellierungssprache zur Spezifikation, Konstruktion und Dokumentation von Software-Teilen und anderen Systemen. Sie wird von der Object Management Group (OMG) entwickelt und gepflegt, und ist sowohl von ihr als auch von der ISO (ISO/IEC 19505 für Version 2.1.2) standardisiert. Im Sinne einer Sprache definiert UML dabei Bezeichner für die meisten bei einer Modellierung wichtigen Begriffe und legt mögliche Beziehungen zwischen diesen Begriffen fest. Wir konzentrieren uns, auf die dynamischen Interaktionen eines Systems. Deshalb, benutzen wir die UML Sequenzdiagramme, welche Verhaltensdiagramme sind, die eine bestimmte Sicht auf die dynamischen Aspekte des modellierten Systems, zeigen. Ein Sequenzdiagramm ist eine grafische Darstellung einer Interaktion und beschreibt den Austausch von Nachrichten zwischen Ausprägungen mittels Lebenslinien. Für ein besseres Verständnis, der in diesem Kapitel vorgestellten Sequenzdiagramme, kann der Leser im Anhang A: Notation der Sequenzdiagramme eine ausführliche Beschreibung, der benutzten Notation, finden.

Die Erfahrung aus E-Energy hat gezeigt, dass die Abbildung von einzelnen Systemkomponenten auf einer Referenzarchitektur, zu einem besseren Systemverständnis führt. Des Weiteren haben wir im Laufe des Projekts, festgestellt, dass nicht nur Komponenten und Systemteile auf einer Referenzebene abgebildet werden können, sondern viel mehr auch Prozesse und Abläufe. So ist z.B. das Auslesen eines Smart Meters, kein Modellregion-spezifischer Ablauf, sondern eher ein Ablauf, der Bestandteil eines intelligenten Energiesystems ist. Die konkrete Umsetzung des Anwendungsfalls, kann zwar von Modellregion zu Modellregion variieren, aber die Umsetzung sollte in jeder Modellregion zu finden sein.

In folgender Abbildung, wird die dynamische- und die statische Sicht der Referenzarchitektur dargestellt. Beide Sichten, sind über Funktionsabbildungen verknüpft, somit kann man von der einen Sicht zur anderen wechseln. Diese Eigenschaft, hat sich als sehr wichtig erwiesen, denn sie erlaubt uns, von einer statischen Beschreibung eines Systems, einen Einblick auf die Dynamischen Aspekte zu erhalten. Diese Eigenschaft wird auch in Kapitel 6, für die Spezifikation der bandbreiten-relevanten Anwendungsfälle, benutzt.

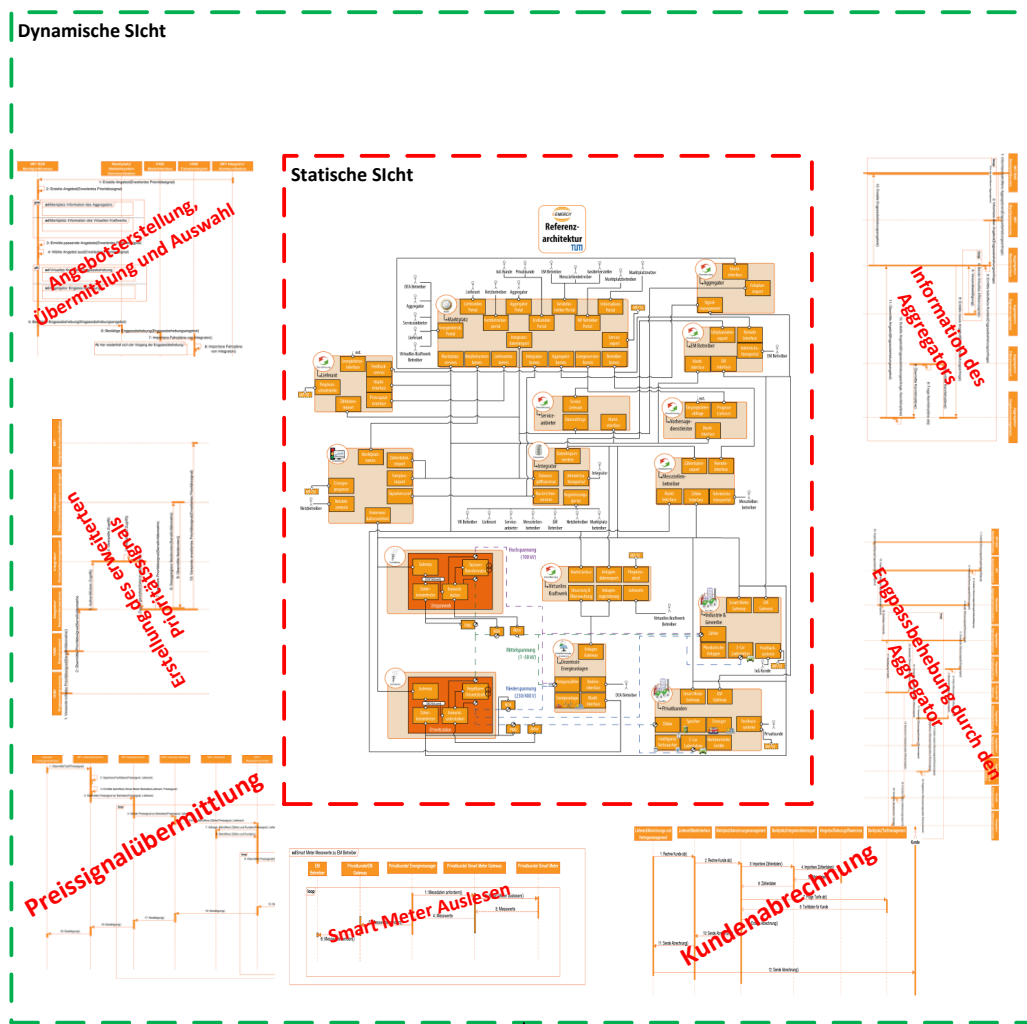


Abbildung 14 Referenzarchitektur dynamische- und statische Sicht (View)

Wir geben hier eine ausführliche Beschreibung der identifizierten Referenz-Anwendungsfälle, die aus der Analyse und den Vergleich der 6 E-Energy Modellregionen, abgeleitet worden sind. Für eine einheitliche Darstellung dieser Anwendungsfälle, erklären wir im Folgenden, die Bedeutung der einzelnen Felder:

- **Allgemeine Beschreibung:** Kurze Beschreibung des Anwendungsfalls
- **Sequenzdiagramm des Usecases:** Die Sequenzdiagramme, können je nach Anwendungsfall, sehr komplex werden und somit ist deren Darstellung, nicht immer möglich. Aus diesem Grund sind im Anhang, alle Diagramme nochmals im A3 Format abgebildet.
- **Beschreibung des Sequenzdiagramms:** Die Beschreibung erfolgt in einer tabellarischen Form, in der jeweils Teilabläufe gruppiert und erklärt werden.
- **Trigger des Usecases:** Hier wird erklärt, wer den Anwendungsfall auslöst
- **Ausführungshäufigkeit:** Wie oft der Anwendungsfall vorkommt
- **Vorbedingungen:** Was muss vor der Ausführung gelten
- **Nachbedingungen:** Was gilt nach der Ausführung
- **Beteiligte Domänen:** Interaktion des Anwendungsfalls mit anderen Domänen

4.1 USECASE: PREISSIGNALÜBERMITTLUNG

▪ ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Die Preissignalübermittlung ermöglicht die Übermittlung von Tarifinformationen vom Lieferanten an seine Kunden.

▪ SEQUENZDIAGRAMM DES USECASES:

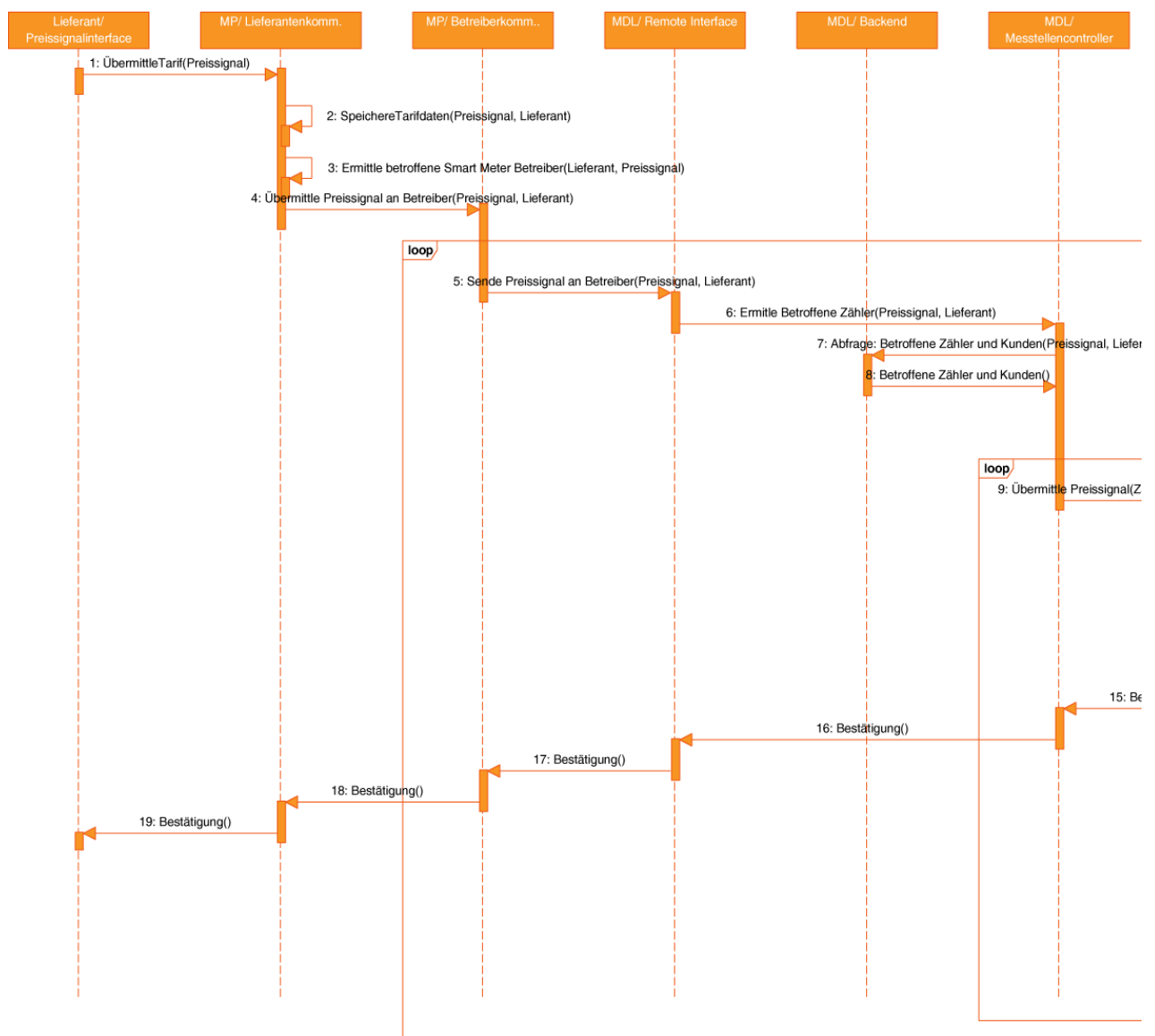


Abbildung 15: Sequenzdiagramm Preissignalübermittlung – Teil 1

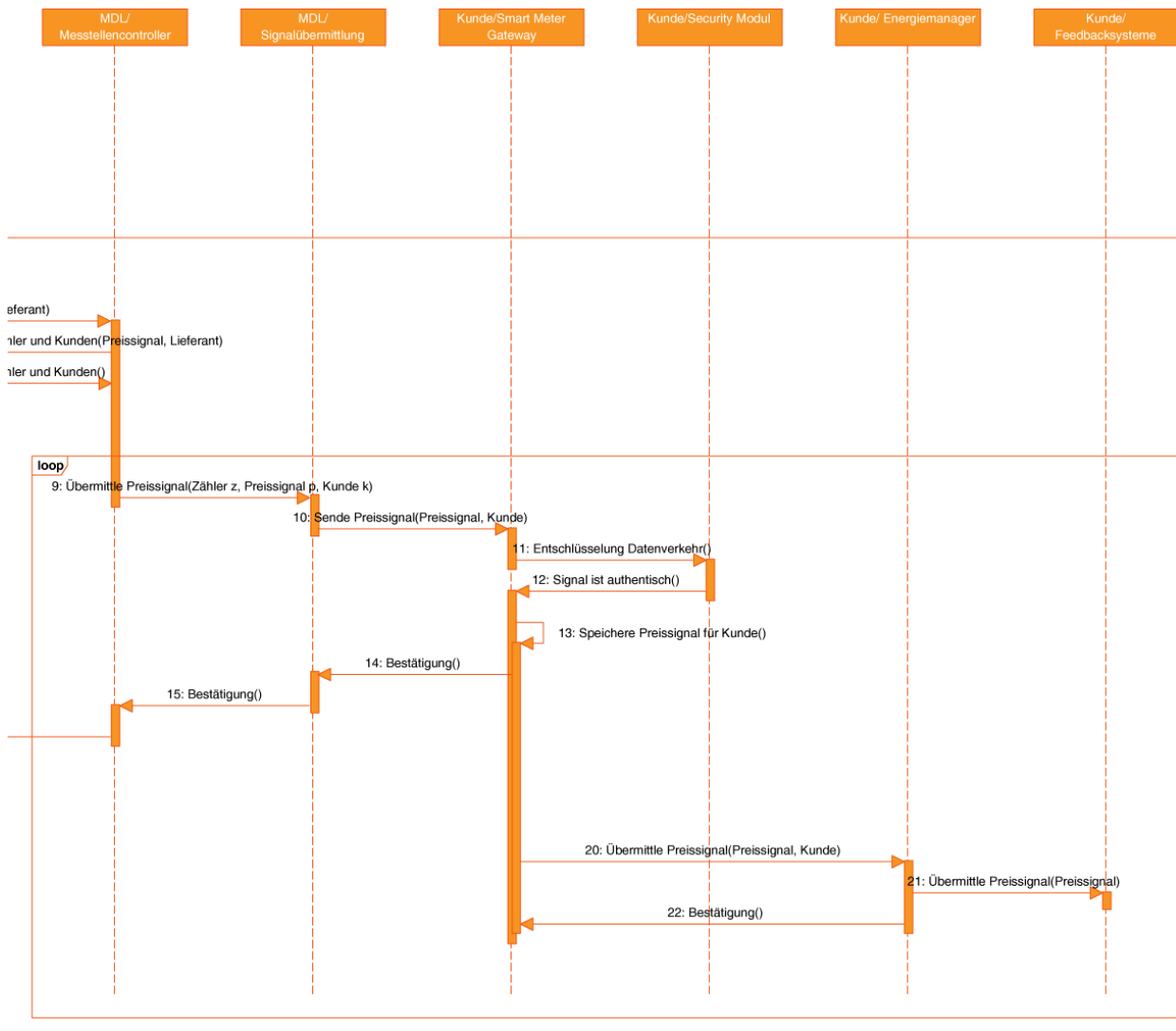


Abbildung 16: Sequenzdiagramm Preissignalübermittlung – Teil 2

■ **BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMS:**

Tabelle 1: Use Case Preissignalübermittlung

Nachrichten	Beschreibung
1	Vom System des Lieferanten wird das Preissignal an den Marktplatz übermittelt.
2-4	Der Marktplatz ermittelt alle Kunden, die vom Preissignal betroffen sind und übermittelt das Preissignal an verschiedene Messstellenbetreiber.
5-8	Der Messstellenbetreiber seinerseits ermittelt, welche Zähler vom Preissignal betroffen sind und bereitet den Versand des Preissignals vor.

9-15	Das Preissignal wird an einen Kunden versendet, der zuerst die Gültigkeit der Nachricht und des Absenders prüft, dann die enthaltenen Informationen speichert, dem Energiemanager und Feedbacksystemen, falls vorhanden, übermittelt und schließlich den Erhalt bestätigt.
16-19	Der Marktplatz als auch der Lieferant werden darüber in Kenntnis gesetzt, dass das Preissignal erfolgreich versendet wurde.

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Der Usecase wird vom Lieferanten mindestens einmal täglich aufgerufen und dem Kunden Tarifinformationen des jeweils folgenden Tags übermittelt. Außerdem wird der Usecase immer dann durchgeführt, wenn Strompreise durch den Lieferanten geändert werden und dies seinen Kunden mitgeteilt werden muss.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

1. Jeder am Usecase beteiligte Kunde muss einen gültigen Liefervertrag mit dem Lieferanten am Marktplatz abgeschlossen haben.
2. Der Lieferant muss einen gültigen Tarif am Marktplatz definiert haben, der mit dem Preissignal verknüpft ist.
3. Jeder am Usecase beteiligte Kunde muss den durch das Preissignal betroffene Tarif ausgewählt haben

▪ **NACHBEDINGUNGEN :**

Jeder Smart Meter, der einem Kunden zugeordnet ist, der vom Preissignal betroffen ist, muss die aktuellen Tarifinformationen des Kunden erhalten haben.

▪ **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Markt, Dienstleistung, Kunden

4.2 USECASE: BETRIEB VON VIRTUELLEN KRAFTWERKEN

ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Virtuelle Kraftwerke müssen durch attraktive Angebote am Marktplace um neue Dezentrale Energieanlagen werben, so dass diese dem Verbund beitreten. Dieser Anwendungsfall beschreibt die Angebotserstellung wie –annahme sowie den Beitritt einer Dezentralen Energieanlage zu einem Virtuellen Kraftwerk.

SEQUENZDIAGRAMM DES USECASES:

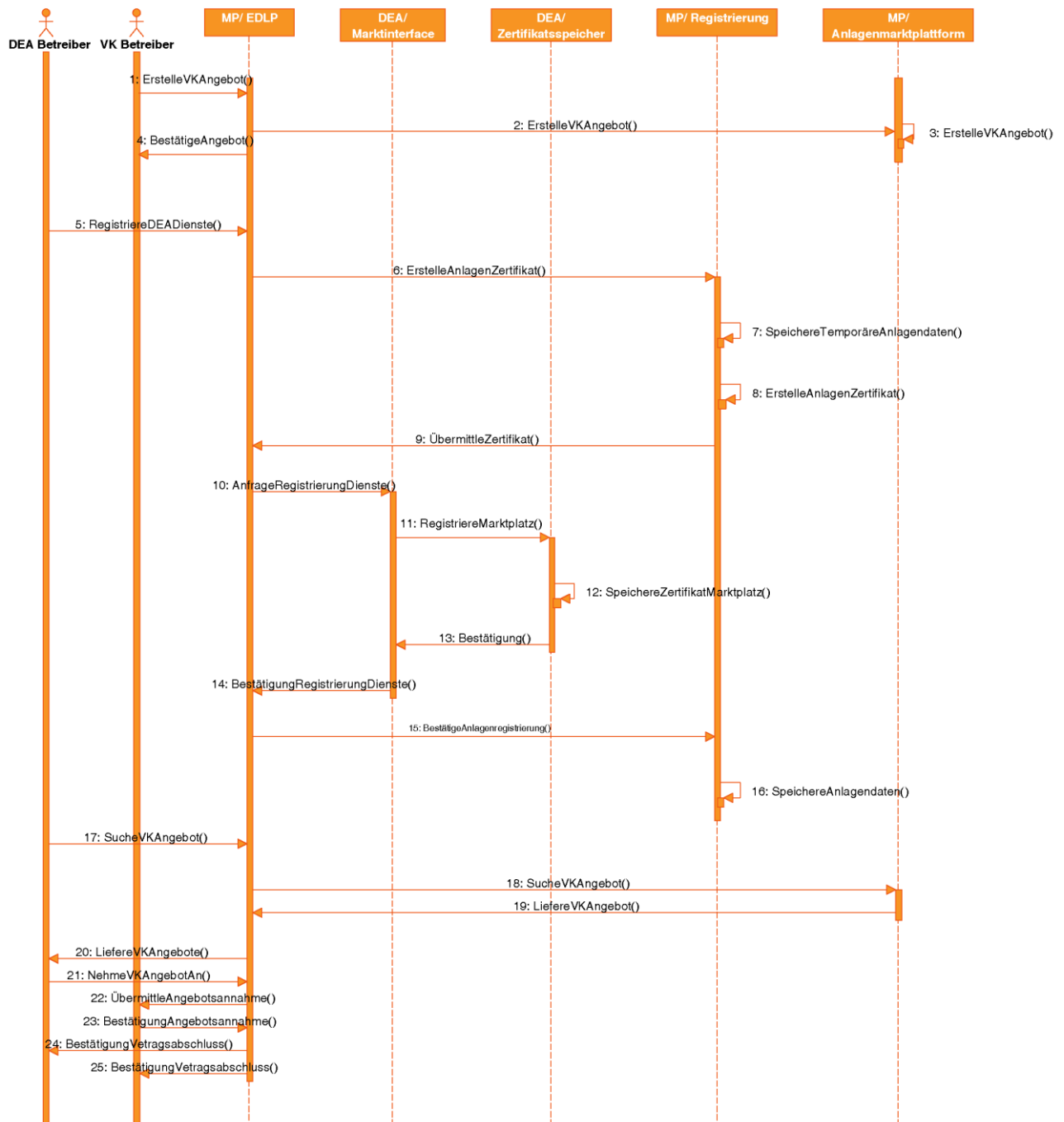


Abbildung 17: Sequenzdiagramm Betrieb von virtuellen Kraftwerken –Teil 1

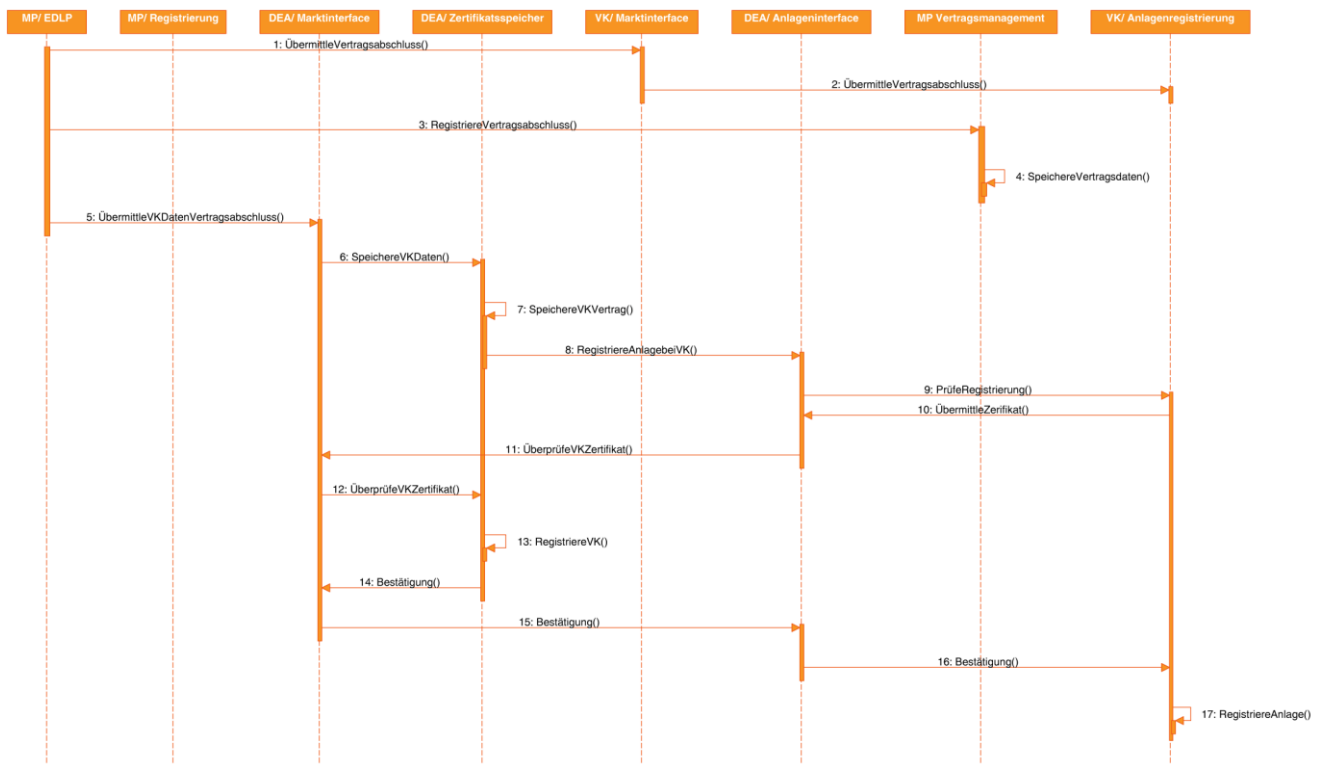


Abbildung 18: Sequenzdiagramm Betrieb von virtuellen Kraftwerken - Teil 2

■ **BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMMS:**

Tabelle 2: Use Case Betrieb von virtuellen Kraftwerken Teil 1

Nachrichten	Beschreibung
1-4	Das Virtuelle Kraftwerk erstellt ein Angebot für potentielle DEAs. Das Angebot wird auf der Anlagenmarktplattform gespeichert.
5	Der DEA Betreiber registriert seine Anlage am Marktplatz.
6-9	Der Marktplatz registriert die Anlagendaten bis zu einer weiteren technischen Überprüfung temporär und erstellt ein Zertifikat, das mit dem Rootzertifikat des Marktplatzes signiert ist.
10-14	Der Marktplatz sendet das erstellte Zertifikat mit einer Registrierungsanfrage an die DEA. Die DEA registriert daraufhin das Zertifikat des Marktplatzes in ihrem Zertifikatsspeicher und bestätigt die Dienste, die am Marktplatz für die Anlage fortan registriert sind (z.B. Stromerzeugung, Blindleistungskompensation).

15-16	Der Marktplatz bestätigt die vollständige Registrierung der Anlage und legt diese in der Registrierung ab. Die Anlage und ihre Dienste sind somit mit dem DEA Betreiber verknüpft.
17-20	Der DEA Betreiber sucht nach passenden Angeboten auf dem Energiedienstleistungsportal, die zu den Diensten seiner DEA passen. Der Marktplatz liefert passende Angebote
21-25	Der DEA Betreiber nimmt ein Angebot eines Virtuellen Kraftwerks an und bietet diesem Dienste seiner Anlage fortan durch einen Vertragsabschluss am Marktplatz an. Der VK Betreiber wird über diesen Vorgang informiert.

Tabelle 3: Use Case Betrieb von virtuellen Kraftwerken Teil 2

Nachrichten	Beschreibung
1-4	Das Virtuelle Kraftwerk wird über den Vertragsabschluss am Marktplatz informiert und vorab die Vertragsdaten übermittelt.
5-7	Die DEA erhält über das Marktinterface vom Marktplatz die Vertragsdaten mit dem Virtuellen Kraftwerks und legt diese im Zertifikatsspeicher ab.
8-9	Die DEA registriert sich beim Virtuellen Kraftwerk und übermittelt ein Zertifikat, das sie authentifiziert.
10-17	Das Virtuelle Kraftwerk übermittelt sein Zertifikat, um die Registrierung zu vervollständigen. Die DEA überprüft das Zertifikat und bestätigt dann den Abschluss der Registrierung. Daraufhin wird die Anlage als Teil des Virtuellen Kraftwerks registriert.

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Der Usecase wird ausgeführt, wenn ein Angebot eines Virtuellen Kraftwerks von einer DEA wahrgenommen wird.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

1. Das Virtuelle Kraftwerk ist am Marktplatz registriert.
2. Die Daten des Virtuellen Kraftwerks sind am Marktplatz bereits hinterlegt.

▪ **NACHBEDINGUNGEN :**

Das Virtuelle Kraftwerk kann auf die registrierten Dienste der DEA zurückgreifen und diese Dienste einsetzen, um einerseits sein Portfolio für den Handel am Markt zu optimieren, andererseits aber auch die einzelne dezentrale Energieanlage im Verbund optimieren.

- **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Markt, Dienstleistung, Verteilte Energieressourcen

4.3 USECASE: LIEFERANTENWECHSEL

▪ ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Um den Wettbewerb am Markt zu fördern, muss es für Endkunden möglich sein, flexibel den Lieferanten wechseln zu können. Hierzu muss zuerst ein bestehender Liefervertrag aufgekündigt werden und ein neuer Liefervertrag abgeschlossen werden, der Vorgang registriert und alle beteiligten Marktakteure, davon unterrichtet werden.

▪ SEQUENZDIAGRAMM DES USECASES:

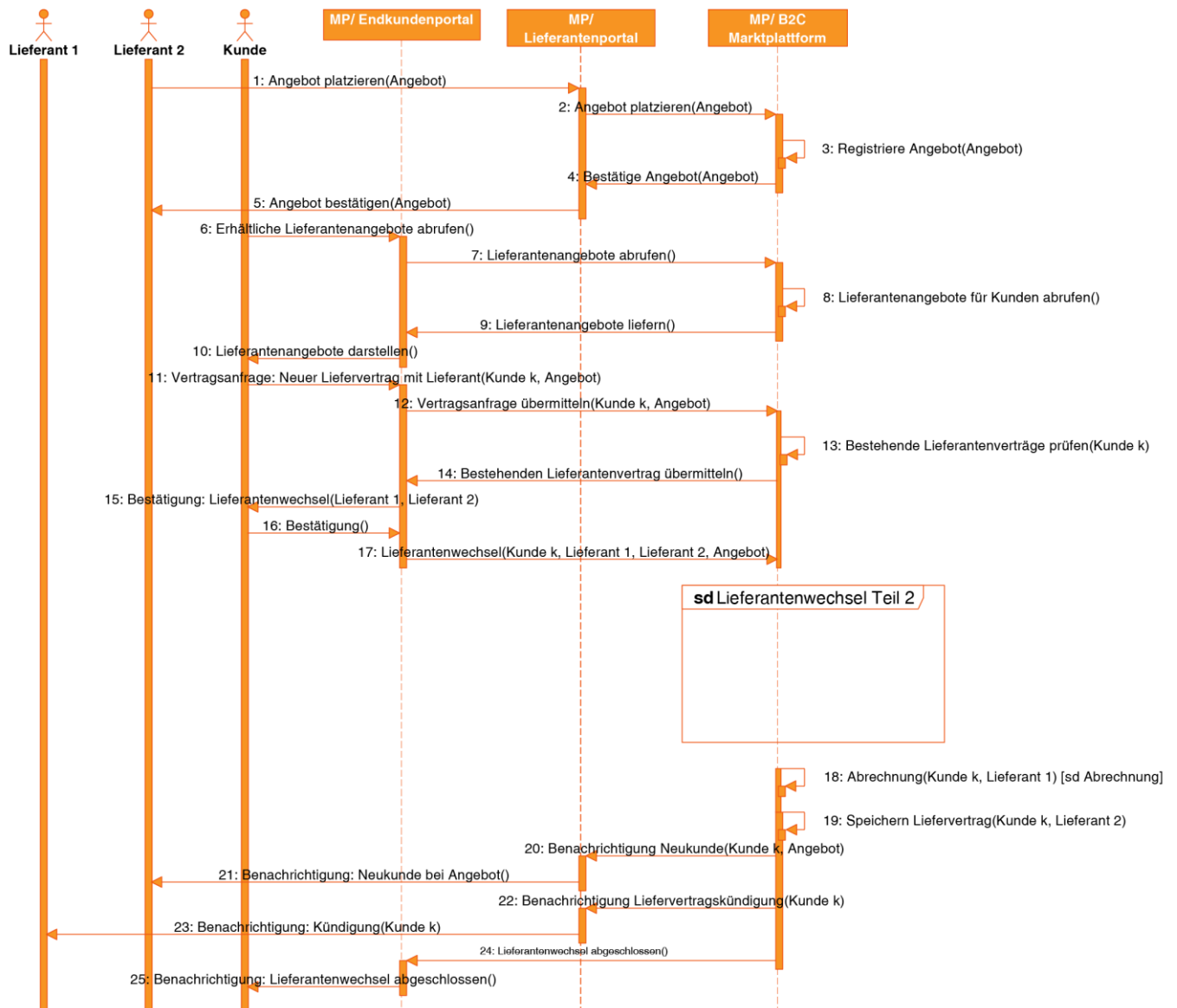


Abbildung 19: Sequenzdiagramm Lieferantenwechsel Teil 1

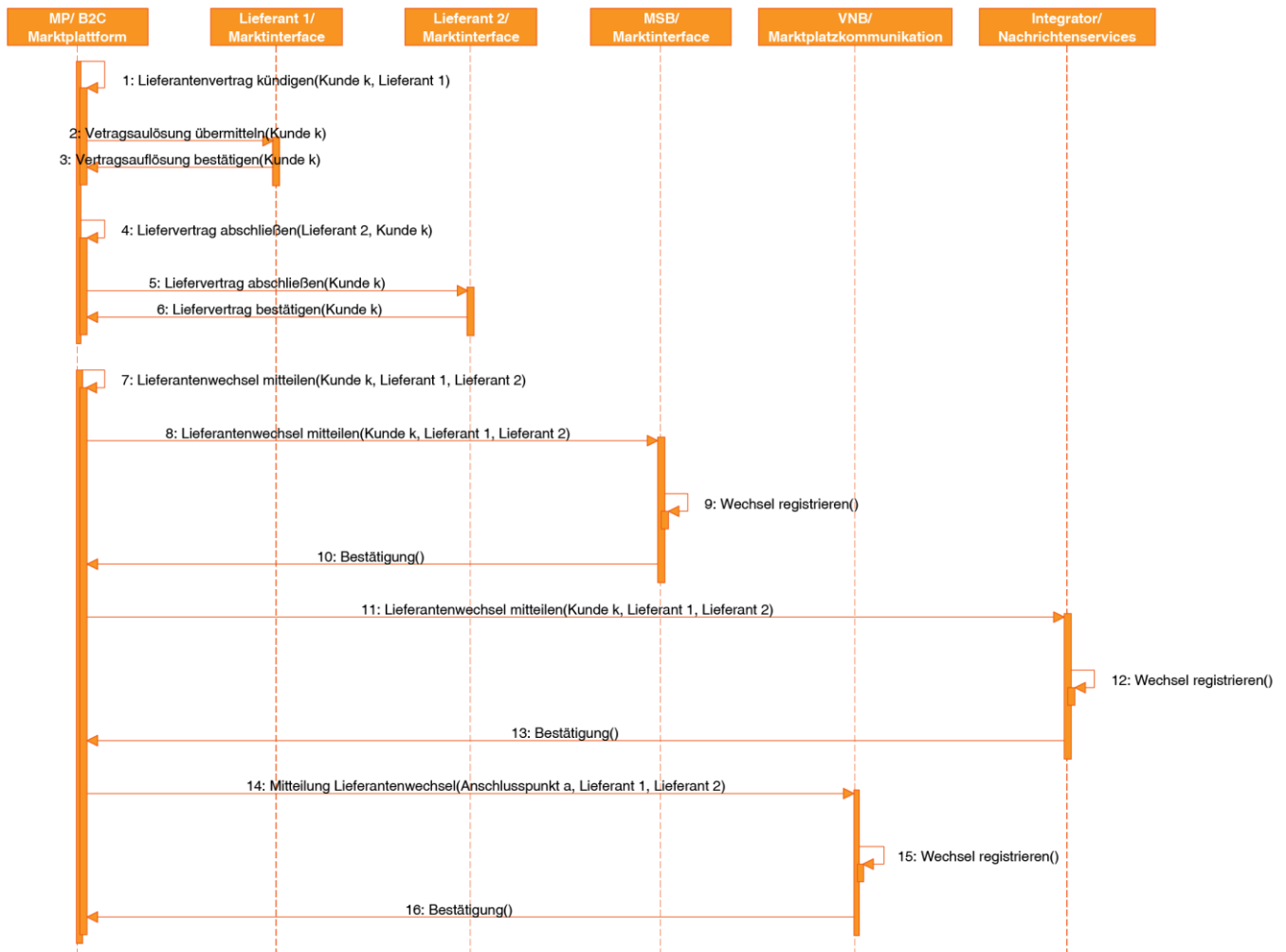


Abbildung 20: Sequenzdiagramm Lieferantenwechsel Teil 2

▪ **BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMMS:**

Tabelle 4: Use Case Lieferantenwechsel Teil 1

Nachrichten	Beschreibung
1-5	Ein Lieferant (Lieferant 2) hinterlegt auf der B2C Plattform, auf die er durch das Lieferantenportal Zugriff hat, ein neues Lieferangebot.
6-10	Ein Kunde (Privat- oder IuG Kunde) mit aktuellem Liefervertrag mit Lieferant 1 sucht durch das Endkundenportal nachpassenden Lieferangeboten von Lieferanten.

11-12	Der Kunde stellt eine Vertragsanfrage bei einem der Angebote, die zur Überprüfung an die B2C Plattform übermittelt wird.
13-15	Nach erfolgreicher Überprüfung bestehender Verträge des Kunden wird der Kunde zur Bestätigung des Lieferantenwechsels aufgefordert.
15-17	Nachdem der Kunde den Lieferantenwechsel bestätigt hat, wird der Lieferantenwechsel durch den Marktplatz eingeleitet (siehe Teil 2)
18	Für Lieferant 1 und Kunde k wird eine Endabrechnung erstellt (siehe Use-case „Abrechnung“), so dass offene Leistungen noch abgerechnet werden können.
19-25	Der neue Liefervertrag wird durch den Marktplatz registriert und Kunde k, Lieferant 1 und Lieferant 2 auf ihren Portalen davon unterrichtet.

Tabelle 5: Use Case Lieferantenwechsel Teil 2

Nachrichten	Beschreibung
1-3	Der bestehende Liefervertrag von Kunde k mit Lieferant 1 wird aufgelöst, indem das Marktinterface des Lieferanten 1 kontaktiert wird und die Auflösung des Vertrags mitgeteilt wird. Das Marktinterface bestätigt den Vorgang.
4-6	Nachdem der bestehende Liefervertrag aufgelöst wurde, wird dem Marktinterface von Lieferant 2 der Vertragsabschluss mit Kunde k mitgeteilt und die Vertragsdetails übermittelt.
7-16	In einem Unterprozess werden beteiligte Marktrolle über deren Marktinterfaces vom Lieferantenwechsel des Kunden k von Lieferant 1 zu Lieferant 2 unterrichtet und mit den für sie relevanten Daten versorgt.

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Der Lieferantewechsel wird durch den Kunden initiiert und mit einem neuen Lieferanten, der ein gültiges Angebot auf dem Marktplatz gespeichert hat ein neuer Liefervertrag abgeschlossen.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

1. Der Kunde muss einen gültigen Liefervertrag mit einem Lieferanten (hier: Lieferant 1) besitzen.

2. Der neue Lieferant (hier: Lieferant 2) muss ein für den Kunden abrufbares Lieferangebot auf dem Marktplatz hinterlegt haben.
3. Der Kunde muss berechtigt sein, den bestehenden Liefervertrag aufzulösen und einen neuen Vertrag abzuschließen.
4. Lieferant 1 und 2 und deren Systeme sind am Marktplatz registriert und besitzen einen gültigen Rahmenvertrag.

▪ **NACHBEDINGUNGEN :**

Nach der Durchführung des Usecases existiert ein neuer Liefervertrag zwischen Kunde k und Lieferant 2. Der bestehende Liefervertrag mit Lieferant 1 wurde aufgelöst und unbezahlte Leistungen von Lieferant 1 an den Kunden k in Rechnung gestellt.

▪ **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Markt, Integration, Netzbetrieb, Dienstleistung, Kunden

4.4 USECASE: AGGREGATORWECHSEL

- ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Aggregatoren bündeln als neue Marktrolle Leistungen zu qualifizierten Produkten. Zu diesem Zweck müssen sie auch Verträge zu Endkunden unterhalten. Dieser Usecase beschreibt den Ablauf bei Wechsel des Aggregators durch einen Endkunden. Aufgrund der Struktur des Marktplatzes ähnelt der Ablauf stark dem Lieferantenwechsel, es gibt jedoch auch ein paar Unterschiede.

- SEQUENZDIAGRAM DES USECASES:

Abbildung 21: Sequenzdiagramm Aggregatorwechsel Teil 1

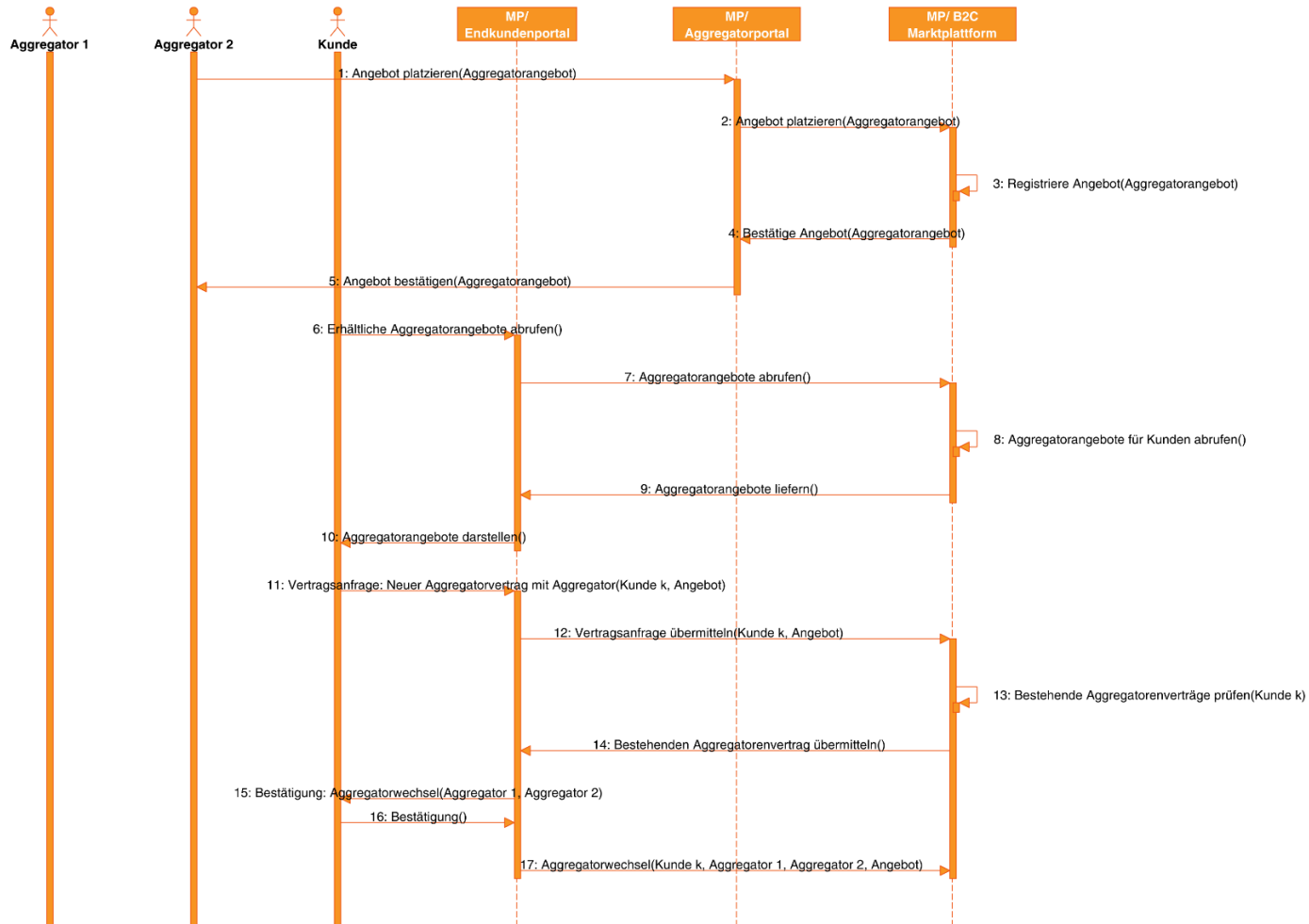
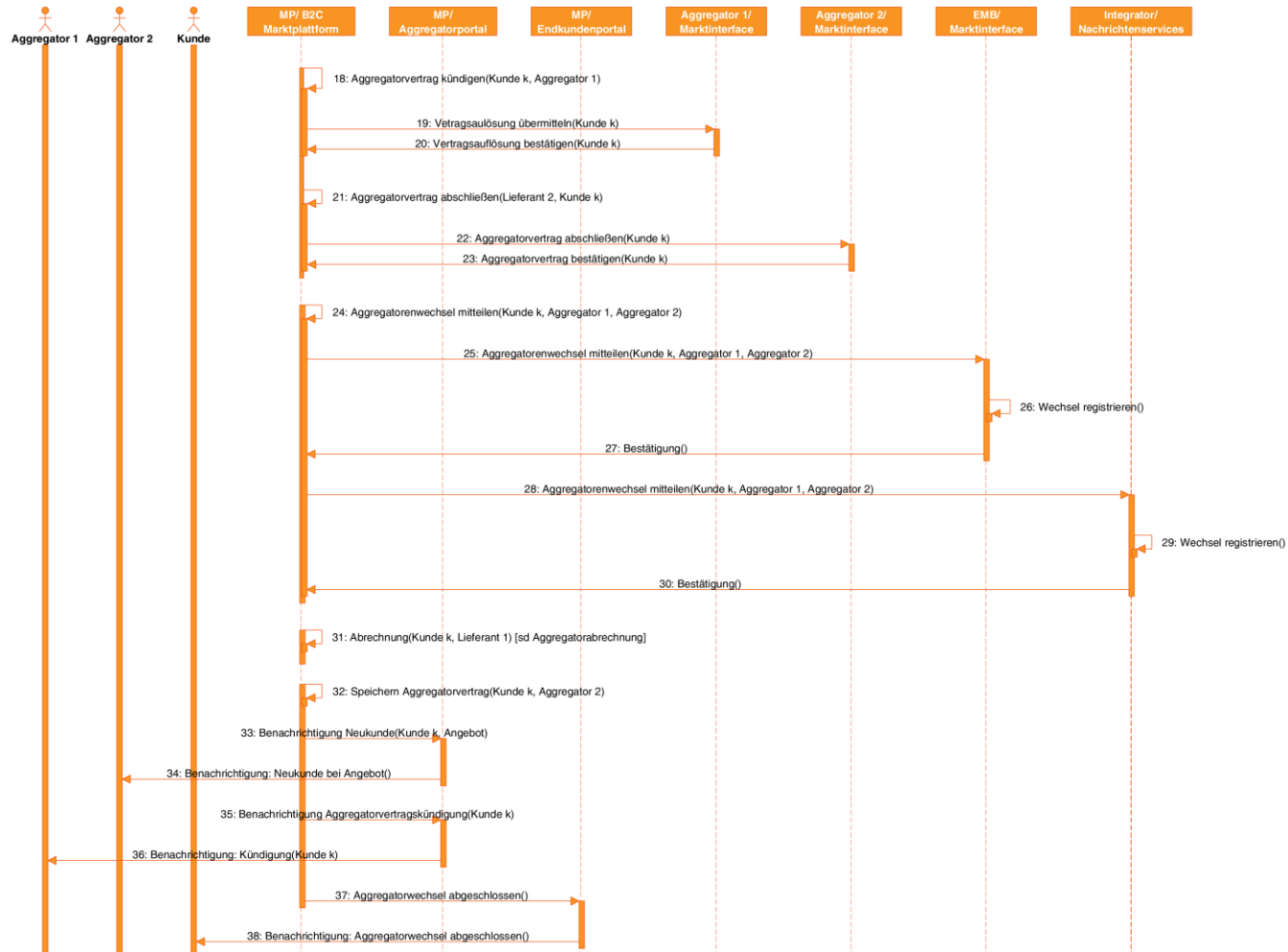


Abbildung 22: Sequenzdiagramm Aggregatorwechsel Teil 2



▪ **BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMMS:**

Tabelle 6: Use Case Aggregatorwechsel

Nachrichten	Beschreibung
1-5	Ein Aggregator (Aggregator 2) hinterlegt über das Aggregatorenportal auf der B2C Plattform ein neues Aggregatorangebot für Endkunden. Es enthält die Vergütungsoptionen für die Bereitstellung von Dienstleistungen wie Lastverschiebung oder Stromerzeugung (inklusive Fahrplanübermittlung) als auch wenn diese tatsächlich abgerufen werden (durch das Effizienzsignal, z.B.).
6-10	Ein Kunde (Privat- oder IuG Kunde) mit aktuellem Aggregatorenvertrag mit Aggregator 1 sucht über das Endkundenportal nach passenden Angeboten, um seine Dienstleistungen durch einen Aggregator vermarkten zu lassen. Der Marktplatz stellt ihm eine Auswahl an passenden Aggregatorangeboten zur Verfügung, unter anderem das Angebot von Aggregator 2.
11-12	Der Kunde entscheidet sich, das Angebot von Aggregator 2 wahrzunehmen und zu diesem Aggregator zu wechseln. Der Kunde stellt eine Vertragsanfrage beim der Angebot von Aggregator 2, die zur Überprüfung an die B2C Plattform übermittelt wird.
13-15	Nach erfolgreicher Überprüfung bestehender Aggregatorverträge des Kunden wird der Kunde zur Bestätigung des Aggregatorenwechsels aufgefordert.
15-17	Nachdem der Kunde den Wechsel bestätigt hat, wird der Aggregatorenwechsel durch den Marktplatz eingeleitet.
18-23	Der Marktplatz teilt den Marktinterfaces der beiden Aggregatoren mit, dass der Vertrag mit Kunde k entweder gekündigt (Aggregator 1) oder geschlossen wurde (Aggregator 2). Der Marktplatz speichert den neuen Vertragsstatus und loggt den Vorgang.
24-30	Der Marktplatz unterrichtet den EM Betreiber des Kunden als auch den Integrator vom Vertragswechsel des Kunden k zu Aggregator 2. Beide Systeme stellen ihr Rechtemanagement um, so dass Aggregator 1 keine Zugriffsrechte auf Kunde k hat und nun Aggregator 2 diese Rechte künftig gemäß des neuen Vertrags zugewiesen werden.

31	Für den Aggregator 1 wird ein Endabrechnungsvorgang gestartet, um nicht bezahlte Leistungen abzurechnen und somit die Vertragsauflösung abzuschließen.
32-38	Der Vertrag wird nun im Vertragsmanagement abgespeichert und der neue Vertragsstatus über das Aggregatorportal an Aggregator 1 und 2 und über das Endkundenportal an Kunde k mitgeteilt.

▪ TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:

Der Usecase wird durch den Endkunden gestartet, wenn dessen bestehende Vertragsbedingungen dies zulassen.

▪ VORBEDINGUNGEN:

1. Der Energiemanager des Kunden wurde beim Marktplatz registriert (z.B. durch dessen EM Betreiber) und dessen verfügbare Dienste hinterlegt.
2. Der Kunde besitzt einen gültigen Aggregatorvertrag mit Aggregator 1.
3. Aggregator 1 und 2 und deren Systeme sind am Marktplatz registriert und besitzen einen gültigen Rahmenvertrag.
4. Der neue Aggregator (hier: Aggregator 2) muss ein für den Kunden abrufbares Aggregatorangebot auf dem Marktplatz hinterlegt haben.
5. Der Kunde muss berechtigt sein, den bestehenden Aggregatorvertrag aufzulösen und einen neuen Vertrag abzuschließen.

▪ NACHBEDINGUNGEN :

Nach Abschluss des Anwendungsfalls besteht ein neuer Aggregatorvertrag zwischen Kunde k und Aggregator 2, der bestehende Vertrag mit Aggregator 1 wurde erfolgreich aufgelöst. Aggregator 2 besitzt Zugriffsrechte auf Fahrplandaten des Kunden im Integrator, die durch das EM Gateway des Kunden oder indirekt durch dessen EM Betreiber an den Integrator übermittelt wurden.

▪ BETEILIGTE DOMÄNEN:

Markt, Integration, Netzbetrieb, Dienstleistung, Kunden

4.5 USECASE: NETZENGPASSBEHEBUNG

▪ ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Im neuen Energiesystem können Netzengpässe die Stabilität des Stromnetzes gefährden. Um Engpässe frühzeitig zu erkennen und diese vor ihrem Auftreten zu beheben, beschreibt dieser Anwendungsfall in mehreren Schritten die marktbasierende Behandlung des Engpasses, der zuvor vom Netzbetreiber gemeldet wurde. Unter Beteiligung des Aggregators und des Virtuellen Kraftwerks, die Angebote zur Behebung des Engpasses am Markt abgeben, kann der Engpass schrittweise behoben werden. Da dieser Anwendungsfall aus vielen Schritten (insgesamt 89) besteht, war es nötig, ihn in 7 Anwendungsfälle aufzuteilen.

▪ SEQUENZDIAGRAM DES USECASES:

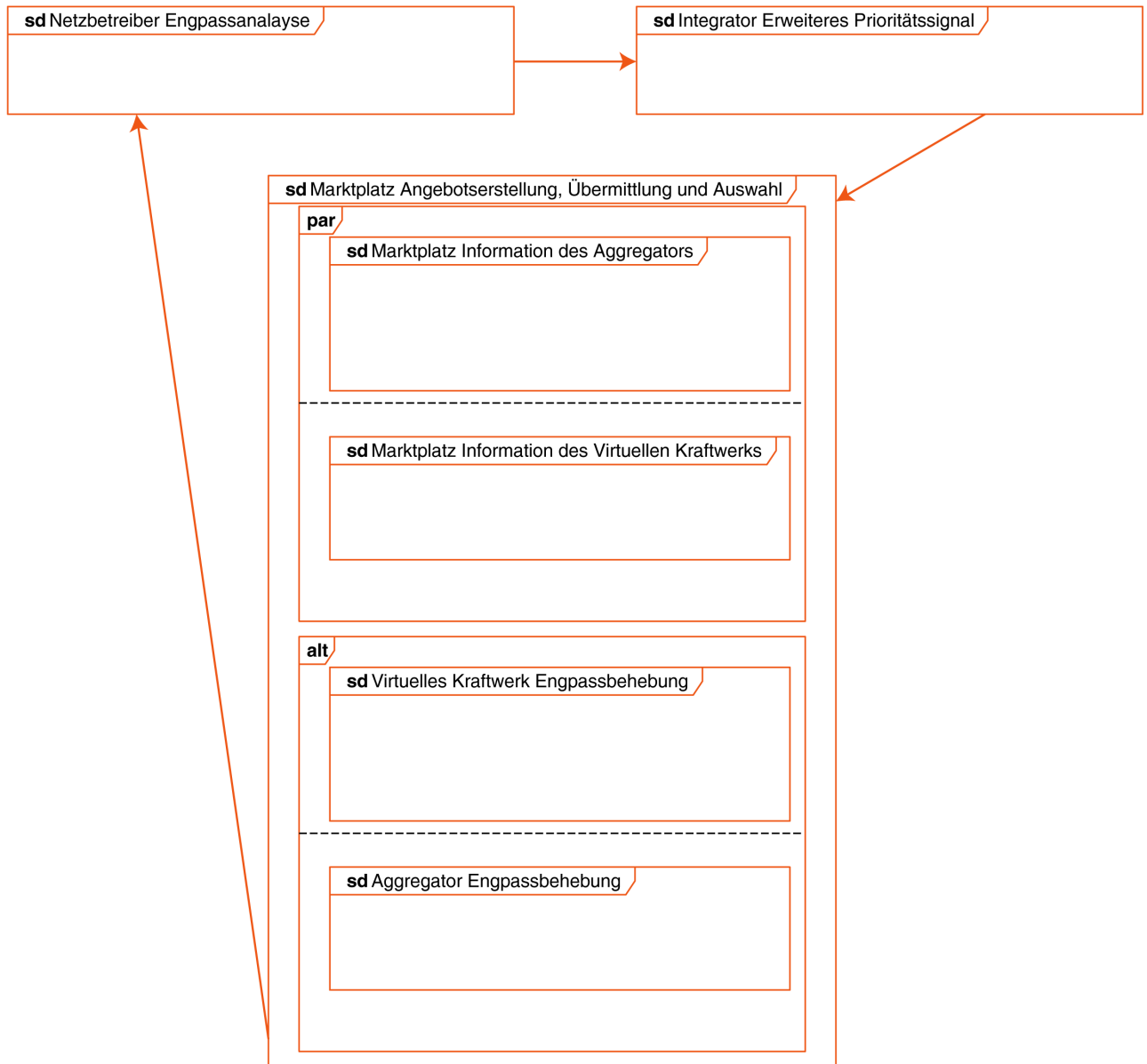


Abbildung 23: Sequenzdiagramm Netzengpassbehebung

▪ **BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMS:**

Tabelle 7: Use Case Netzengpassbehebung

Sequenzdiagramm	Beschreibung
Netzbetreiber Engpassanalyse	Die Engpassanalyse erfolgt vom Netzbetreiber, der Prognosedaten, Fahrpläne und aktuelle Messungen zur Engpassprognose benutzt und betroffene Knoten in seinem Netzgebiet identifiziert. Er

	<p>bewertet die Kritikalität einzelner Netzengpässe und übermittelt ein initiales Prioritätssignal mit einer Sensitivitätsmatrix an den Integrator zur Anreicherung mit weiteren Informationen.</p>
<p>Integrator Erweitertes Prioritätssignal</p>	<p>Der Integrator übernimmt die Informationen des Netzbetreibers und deaggregiert aufgrund seiner Datenbasis Netzinformationen, so dass aus dem Prioritätssignal ein am Markt handelbares Angebot erstellt werden kann.</p>
<p>Marktplatz Angebots-erstellung, Übermittlung und Auswahl</p>	<p>Der Marktplatz erhält vom Integrator das Prioritätssignal, mit dessen Hilfe er ein Angebot zur Engpassbehebungsanfrage erstellt. Diese Informationen übermittelt er an alle Marktakteure, die fähig sind zur Engpassbehebung beizutragen, im Falle des Anwendungsfalles das virtuelle Kraftwerk und der Aggregator. Diese werden in zwei weiteren Anwendungsfällen informiert und zur Gebotsabgabe aufgefordert. Der Marktplatz wählt aufgrund der gebotenen Informationen des Netzbetreibers das beste Angebot aus und fordert das System des betroffenen Marktakteurs dazu auf, die gebotenen Leistungen umzusetzen. Dem Integrator werden daraufhin aktuelle Fahrpläne von allen Anlagen, die durch die Engpassbehebung betroffen sind, gesendet. Der Netzbetreiber bekommt diese Information zur Verfügung gestellt und kann erneut den Prozess der Engpassanalyse beginnen.</p>
<p>Information des Aggregators</p>	<p>Alle Aggregatoren im Netzgebiet werden durch den Marktplatz von der Engpassbehebungsaufforderung unterrichtet. Jeder Aggregator wiederum sendet ein virtuelles Effizienzsignal an alle Energiemanager, worauf diese dem Integrator Kannfahrpläne zusenden, die durch den Aggregator abgefragt werden. Aus diesen Kannfahrplänen, die mögliche Flexibilitäten enthalten, kann der Aggregator ein Angebot zur Engpassbehebung erstellen, das er dem Marktplatz übermittelt.</p>
<p>Information des Virtuellen Kraftwerks</p>	<p>Alle Virtuellen Kraftwerke, die zur Behebung des Engpasses in Frage kommen, werden vom Marktplatz von der Engpassbehebung unterrichtet. Das Virtuelle Kraftwerk ermittelt intern die Möglichkeiten zur Behebung des angegebenen Engpasses beizutragen. Daraus erstellt es ein Angebot, das dem Marktplatz übermittelt wird.</p>
<p>Virtuelles Kraftwerk Engpassbehebung</p>	<p>Falls ein Virtuelles Kraftwerk zur Engpassbehebung ausgewählt wurde, wird diesem eine Bestätigung des Angebots zugesendet. Das virtuelle Kraftwerk errechnet aufgrund der Bestätigung einen</p>

optimalen Einsatz seiner Anlagen und erstellt daraufhin neue Fahrpläne, die an angeschlossene DEAs weiterversendet werden und in der Überwachung registriert werden.

Aggregator Engpassbehebung

Im Fall, dass ein Angebot eines Aggregators ausgewählt wurde, wird von der Signalverwaltung des Marktplatzes ein Effizienzsignal erstellt, das Details über die Angebotsannahme und die betroffenen Netzpunkte enthält. Der Aggregator prüft dieses Signal und errechnet aufgrund seines Angebots eine Sollwertvorgabe, die er in Form eines realen Effizienzsignals an die Energiemanager (unter Umständen unter Beteiligung des EM Betreibers und Marktplatzes) weiterleitet.

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Der Usecase wird vom Verteilnetzbetreiber ausgelöst, wenn ein Netzengpass prognostiziert wird.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

1. Am Marktplatz müssen Aggregatoren und Netzbetreiber, deren verfügbare Systeme und Dienstleistungen angemeldet sind, die im Bereich des Verteilnetzes des betroffenen Verteilnetzbetreibers agieren können.
2. Rahmenverträge zu den Aggregatoren und Virtuellen Kraftwerken müssen vor dem Anwendungsfall geschlossen sein, um zum Beispiel die Abrechnung der Dienstleistung zu regeln.
3. Der Verteilnetzbetreiber muss den Netzengpass mit genügend Vorlaufzeit prognostizieren, so dass eine marktbasierende Regelung des Engpasses noch möglich ist.

▪ **NACHBEDINGUNGEN :**

Nach Ablauf des Anwendungsfalles wurde ein Angebot auf dem Marktplatz ausgewählt und durch einen der Akteure umgesetzt. Dies beinhaltet auch, dass die Fahrpläne in der Datenbasis des Integrators aktualisiert wurden, so dass diese durch den Verteilnetzbetreiber zu einer erneuten Netzengpassanalyse herangezogen werden können.

▪ **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Netzbetrieb, Markt, Dienstleistung, Kunden, Verteilte Energieressourcen, Verteilnetz

4.6 USECASE: ENGPASSANALYSE

▪ ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Innerhalb des Anwendungsfalls „Netzengpassbehebung“ muss zuerst durch den Verteilnetzbetreiber eine Netzengpassanalyse durchgeführt werden, die sich aus Prognosedaten (Erzeugung, Verbrauch), Fahrplänen, aktuellen Messdaten aus dem Verteilnetz und von Smart Metern speisen. In mehreren Schritten werden durch den Verteilnetzbetreiber potentielle Netzengpässe errechnet, diese Netzknoten zugeordnet, deren Kritikalität bewertet und eine Sensitivitätsmatrix errechnet, die dem Integrator in Form eines Prioritätssignals zur weiteren Anreicherung mit Informationen übermittelt wird.

▪ SEQUENZDIAGRAM DES USECASES:

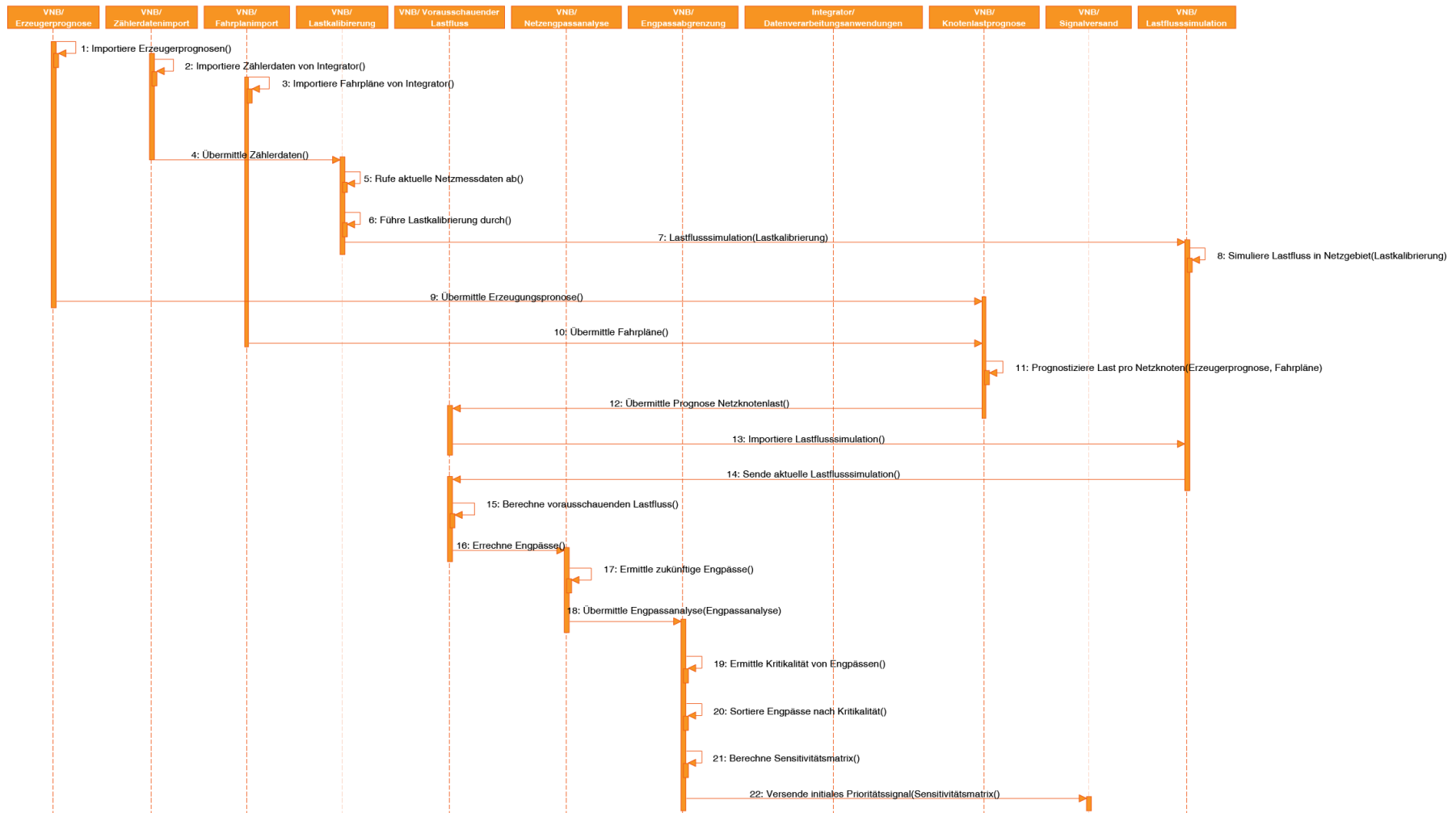


Abbildung 24: Sequenzdiagramm Engpassanalyse

▪ **BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMMS:**

Tabelle 8: Usecase Engpassanalyse

Nachrichten	Beschreibung
1-3	Der Netzbetreiber importiert Prognosen über die Erzeugung von einem Servicedienstleister, aktuelle Fahrplan- und Zählerdaten vom Integrator, als Grundlage für die Prognose der Netzengpassanalyse
4-6	Mit Hilfe von aktuellen Zähler- und Messdaten wird eine Lastkalibrierung durchgeführt und damit die Grundlage für weitere Analysen gelegt.
7-8	Die Lastkalibrierung wird genutzt, um folgend eine Lastflusssimulation im Netzgebiet durchzuführen.
9-11	Die Fahrpläne, die Auskunft über das Verhalten von vielen Verbrauchern und Erzeugern in der Zukunft beinhalten, sowie Erzeugungsprognosen werden unter Hinzunahme von Informationen über gemeldete Anlagen und deren topologische Verteilung auf das Netzgebiet dazu benutzt, die Last für einzelne Netzknoten zu berechnen.
12-15	Der vorausschauende Lastfluss simuliert aufgrund der Datenlage für einzelne Netzknoten eine Prognose für den entstehenden Lastfluss im Netzgebiet.
16-18	Die Engpassanalyse kann aus dieser Simulation potentielle Engpässe erkennen und übermittelt die Ergebnisse der Analyse an die Engpassabgrenzung.
19-22	Die Engpassabgrenzung analysiert die prognostizierten Engpässe auf ihre Kritikalität, das betroffene Netzgebiet und ermittelt so eine Sortierung der Engpässe und stellt so die Grundlage für deren Lösung. Diese Sortierung ist wichtig, um kritische Engpässe zuerst behandeln zu können. Aus den Ergebnissen der Engpassabgrenzung wird eine Sensitivitätsmatrix errechnet, die über ein Prioritätssignal an den Integrator geliefert wird.

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Die Netzengpassanalyse wird fortwährend durch den Netzbetreiber durchgeführt, um Netzengpässe frühzeitig zu erkennen und zu behandeln.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

1. Aktuelle Messwerte wurden durch den Netzbetreiber aus seinem Verteilnetz abgefragt und im System hinterlegt.
2. Die Analyse des Netzengpasses wurde frühzeitig genug durchgeführt, um potentielle Netzengpässe rechtzeitig beheben zu können.

- **NACHBEDINGUNGEN:**

Nach Durchführung des Anwendungsfalls wurde ein Prioritätssignal an den Integrator versendet, das Grundlage für die Erstellung eines Angebots

- **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Netzbetrieb, Integration

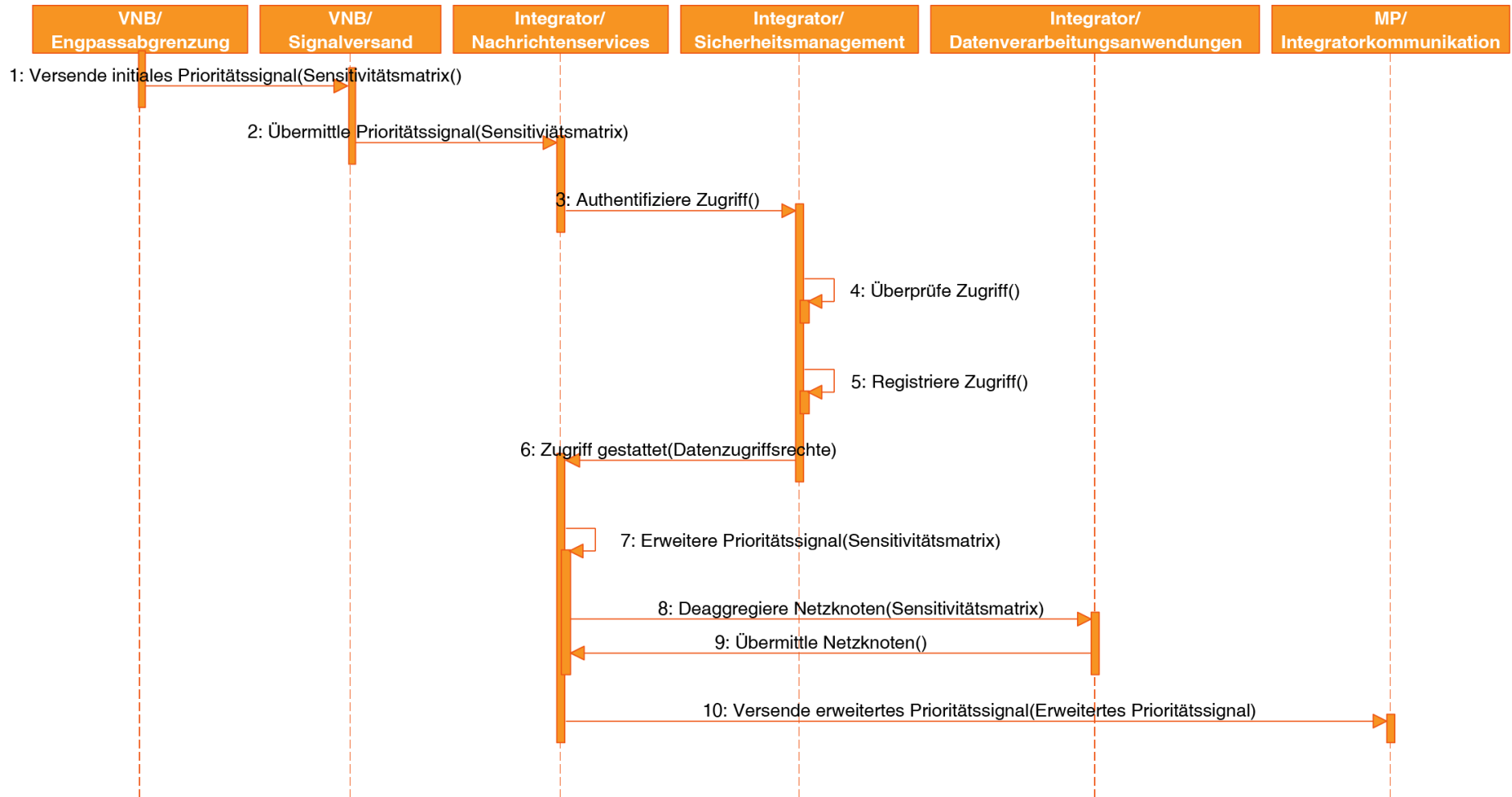
4.7 USECASE: ERSTELLUNG DES ERWEITERTEN PRIORITÄTSSIGNALS

▪ ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Der Integrator empfängt durch den Netzbetreiber ein Prioritätssignal, das Informationen über den Netzengpass enthält wie betroffene Netzknoten, Typ des Netzengpasses und Informationen über die Kritikalität und Sensitivität. Der Integrator deaggregiert die Daten, so dass sie einzelnen Anschlusspunkten zugeordnet werden können und so ermittelt werden kann, wie diese den Netzengpass beheben könnten. Der Integrator übermittelt die Ergebnisse in Form eines erweiterten Prioritätssignals an den Marktplatz.

▪ SEQUENZDIAGRAM DES USECASES:

Abbildung 25: Sequenzdiagramm Erstellung des erweiterten Prioritätssignals



▪ **BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMMS:**

Tabelle 9: Usecase Erstellung des erweiterten Prioritätssignals

Nachrichten	Beschreibung
1-2	Der Verteilnetzbetreiber schickt das initiale Prioritätssignal an den Integrator.
3-6	Der Integrator überprüft den Zugriff durch den Verteilnetzbetreiber mit Hilfe des Sicherheitsmanagement und entscheidet auf dieser Grundlage über die Verarbeitungslogik. Er registriert den Vorgang zur Dokumentierung.
7-9	Der Integrator deaggregiert mit Hilfe seiner Datenbasis die Informationen, die im Prioritätssignal enthalten sind und erweitert das Signal um genauere Informationen zu einzelnen Netzknoten, die für den Netzbetreiber nicht zugänglich sind. Aus diesen Informationen erstellt der Integrator ein erweitertes Prioritätssignal.
10	Der Integrator sendet das erweiterte Prioritätssignal an den Marktplatz zur Integratorkommunikation, wo es weiterverarbeitet wird.

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Der Anwendungsfall wird immer dann gestartet sobald der Integrator ein Prioritätssignal durch den Netzbetreiber erhält.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

1. Der Netzbetreiber, der das Prioritätssignal versendet, muss beim Integrator registriert und für die Durchführung des Vorgangs autorisiert sein.
2. Der Integrator besitzt die notwendigen Daten, um die im Prioritätssignal enthaltenen Information zu deaggregieren und somit für die Erstellung eines Angebots am Markt- platz bereitzustellen.

▪ **NACHBEDINGUNGEN :**

Der Marktplatz erhält ein erweitertes Prioritätssignal, das ihn befähigt, ein Angebot zu erstellen.

▪ **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Integration, Markt

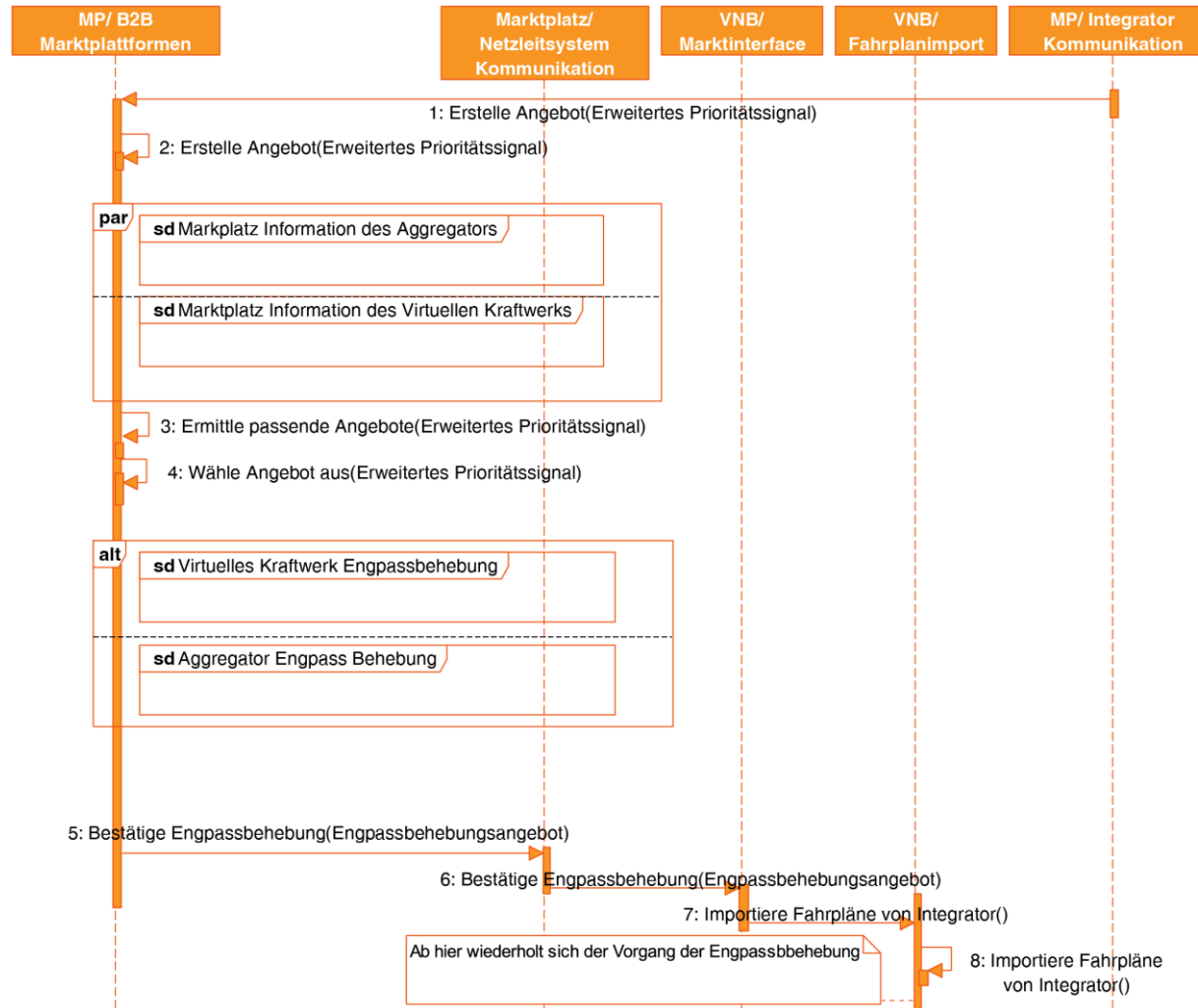
4.8 USECASE: ANGEBOTSERSTELLUNG, ÜBERMITTLUNG UND AUSWAHL

▪ ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Der Marktplatz erhält vom Integrator das erweiterte Prioritätssignal, das er zur Angebotserstellung benutzt. Passende Aggregatoren und Virtuelle Kraftwerke werden über das Angebot informiert (separate Anwendungsfälle), das beste Angebot durch den Marktplatz ausgewählt und dann zur Durchführung an das Virtuelle Kraftwerk oder den Aggregator weitergegeben und dem Netzbetreiber die Engpassbehebung mitgeteilt.

▪ SEQUENZDIAGRAM DES USECASES:

Abbildung 26: Sequenzdiagramm Angebotserstellung, Übermittlung und Auswahl



▪ **BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMS:**

Tabelle 10: Usecase Angebotserstellung, Übermittlung und Auswahl

Nachrichten	Beschreibung
1-2	Nach Erstellung eines Angebots aus dem erweiterten Prioritätssignals auf der B2B Plattform, werden vom Engpass betroffene Aggregatoren und Virtuelle Kraftwerke über den Vorgang informiert (siehe Usecases „Information des Aggregators“ und „Information des Virtuellen kraftwerks“).
3-4	Aus bestehenden und neu hinzugekommenen Aneboten wird das auf Grundlage des Prioritätssignals beste Angebot ermittelt und angenommen. Der betroffene Akteur wird über die Annahme seines Anebots in Kenntnis gesetzt.
5-6	Der Netzbetreiber wird über die Engpassbehebung in Kenntnis gesetzt.
7-8	Der Netzbetreiber importiert die aktualisierten Fahrpläne vom Integrator und startet eine neue Engpassanalyse.

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Bei Eintreffen eines neuen erweiterten Prioritätssignals wird der Vorgang am Marktplatz gestartet.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

1. Es gibt Aggregatoren oder Virtuelle Kraftwerke am Marktplatz deren Portfolio die Behebung des Engpasses oder dessen Minderung ermöglichen.
2. Der Marktplatz erhält

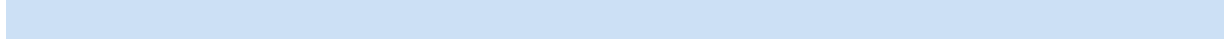
▪ **NACHBEDINGUNGEN :**

Nach Ablauf des Anwendungsfalls wurde das Angebot des Verteilnetzbetreibers durch ein Virtuelles Kraftwerk oder Aggregator angenommen und umgesetzt. Die Fahrpläne in der Datenbasis des Integrators wurden aktualisiert.

▪ **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Markt, Netzbetrieb

In untergeordneten Anwendungsfällen zusätzlich: Integration, Dienstleistung, Verteilte Energieressourcen.



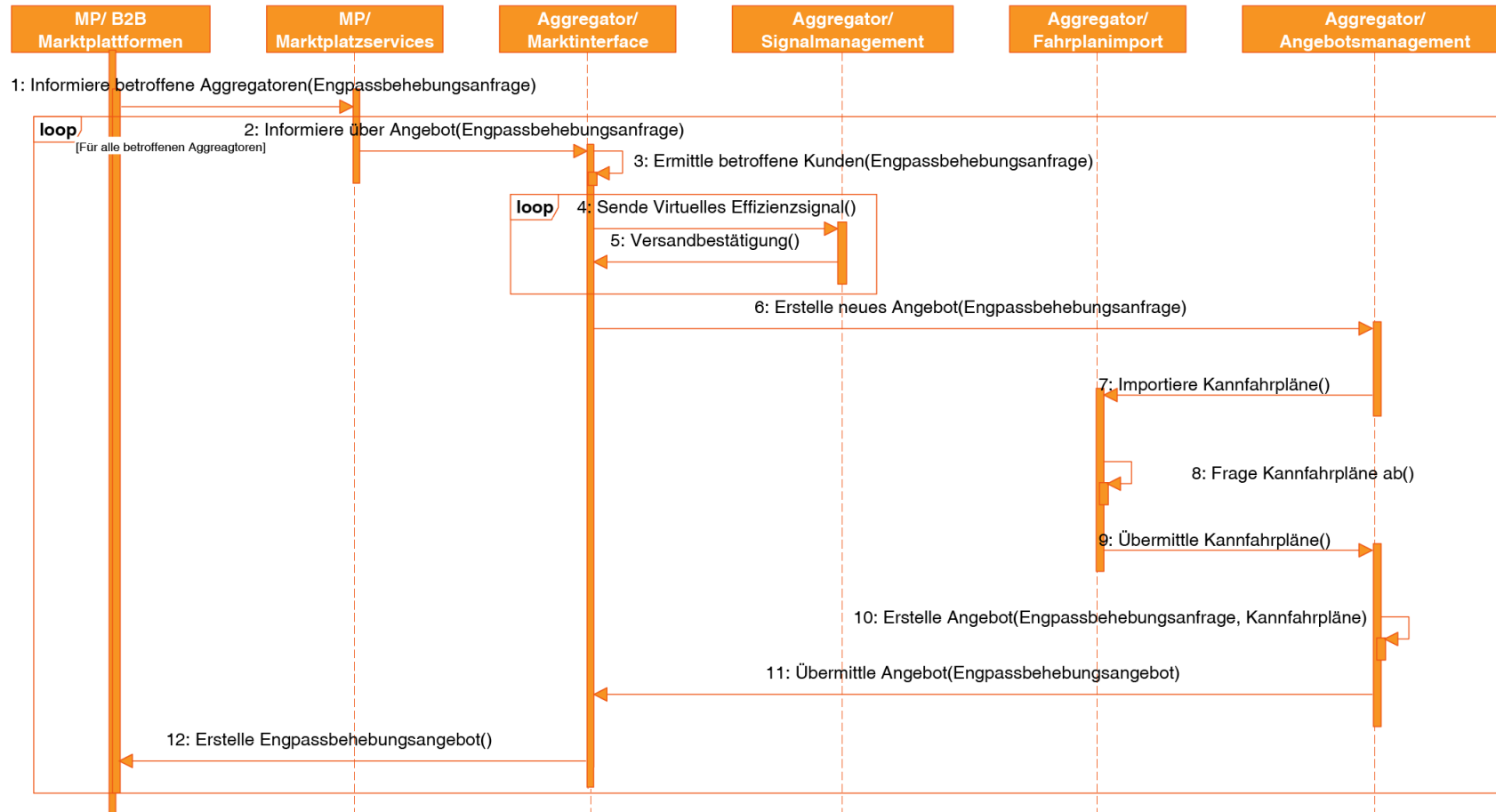
4.9 USECASE: INFORMATION DES AGGREGATORS

- ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Der Aggregator wird vom Marktplatz darüber informiert, dass ein Netzengpassbehebungsangebot auf der B2B Plattform vorliegt, was der Aggregator nutzt, um Dienste seiner Kunden zur Behebung des Netzengpasses abzufragen.

- SEQUENZDIAGRAM DES USECASES:

Abbildung 27: Sequenzdiagramm Information des Aggregators



▪ **BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMS:**

Tabelle 11: Usecase Information des Aggregators

Nachrichten	Beschreibung
1-2	Der Marktplatz informiert die Aggregatoren über das Engpassbehebungsangebot und übermittelt relevante Informationen
3-5	Der Aggregator sendet ein virtuelles Effizienzsignal an alle Kunden, die über einen Dienst verfügen, der zur Lösung des Engpass beitragen kann. Die Kunden werden bei Erhalt des Virtuellen Effizienzsignals dazu aufgefordert ihre aktuellen Kannfahrpläne an den Integrator zu schicken.
6-12	Nachdem die Kannfahrpläne importiert wurden, wird ein Engpassbehebungsangebot erstellt und an den Marktplatz übertragen.

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Eine neue Engpassbehebungsanfrage wurde auf der B2B Marktplattform erstellt.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

Der Aggregator muss am Marktplatz registriert sein.

▪ **NACHBEDINGUNGEN :**

Der Aggregator hat ein Engpassbehebungsangebot am Marktplatz gestellt.

▪ **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Markt, Dienstleistung

Im Anwendungsfall abstrahiert: Kunden, Integrator

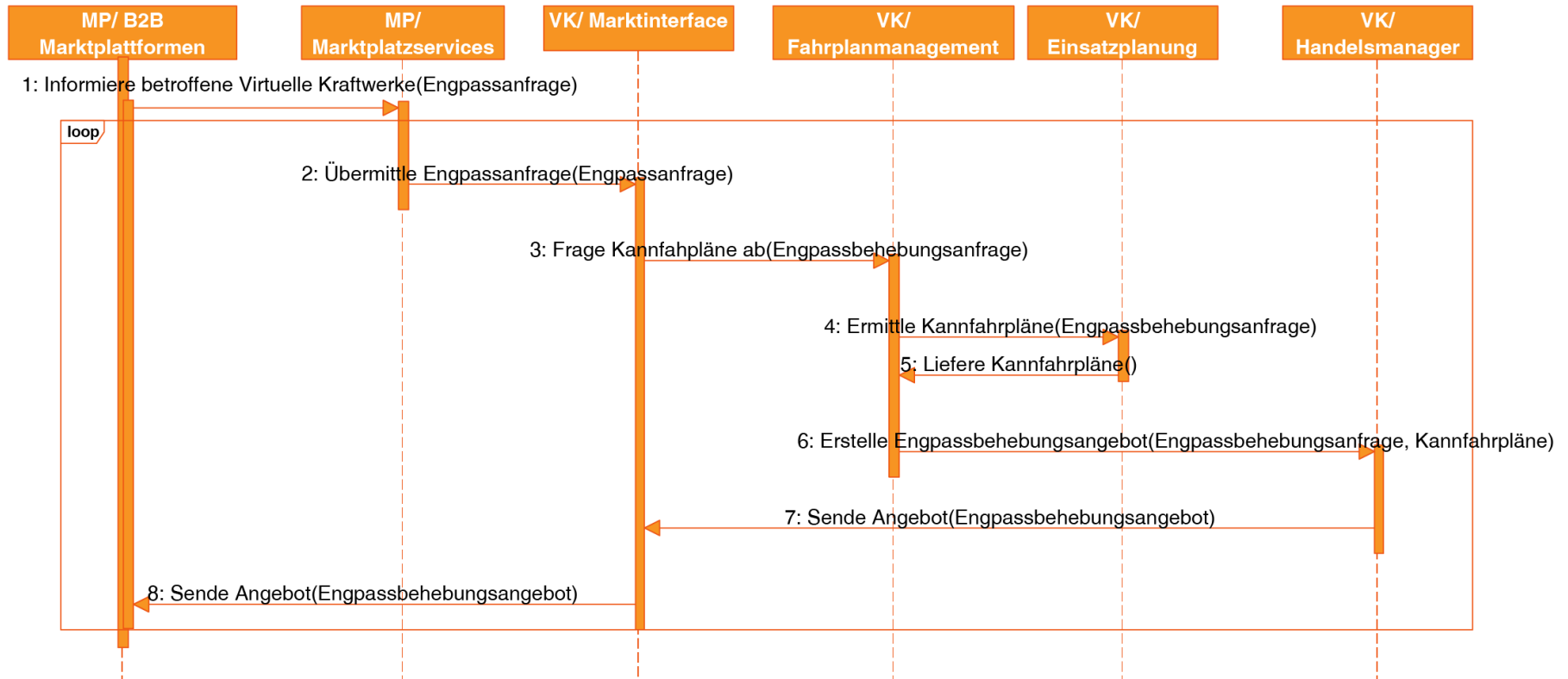
4.10 USECASE: INFORMATION DES VIRTUELLEN KRAFTWERKS

- ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Das Virtuelle Kraftwerk wird vom Marktplatz darüber informiert, dass ein Netzengpassbehebungsangebot auf der B2B Plattform vorliegt, was das Virtuelle Kraftwerk nutzt, um Dienste seiner Kunden zur Behebung des Netzengpasses abzufragen.

- SEQUENZDIAGRAM DES USECASES:

Abbildung 28: Sequenzdiagramm Information des Virtuellen Kraftwerks



▪ **BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMS:**

Tabelle 12: Usecase Information des Virtuellen Kraftwerks

Nachrichten	Beschreibung
1-2	An alle betroffenen Virtuellen Kraftwerke werden Informationen zum Engpass durch den Marktplatz übermittelt.
3-5	Das Virtuelle Kraftwerk fragt aktuelle Kannfahrpläne der zugehörigen DEAs ab.
6-8	Das Virtuelle Kraftwerk erstellt ein Engpassbehebungsangebot, das mögliche Leistungen enthält, für den Marktplatz.

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Auf der B2B Plattform wurde eine neue Engpassbehebungsanforderung gestellt.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

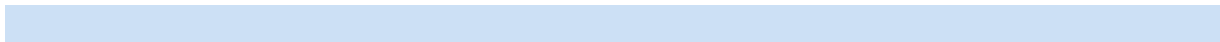
Das Virtuelle Kraftwerk muss am Marktplatz registriert sein.

▪ **NACHBEDINGUNGEN :**

Das Virtuelle Kraftwerk hat ein Engpassbehebungsangebot am Marktplatz gestellt.

▪ **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Markt, Dienstleistung



4.11 USECASE: ENGPASSBEHEBUNG DURCH DAS VIRTUELLE KRAFTWERK

- ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Falls das Engpassbehebungsangebot eines Virtuellen Kraftwerks durch den Marktplatz ausgewählt wurde, wird das Virtuelle Kraftwerk darüber informiert und leitet durch eine Neuberechnung der Fahrpläne die Behebung des Engpasses mit seinen Mitteln ein.

- SEQUENZDIAGRAM DES USECASES:

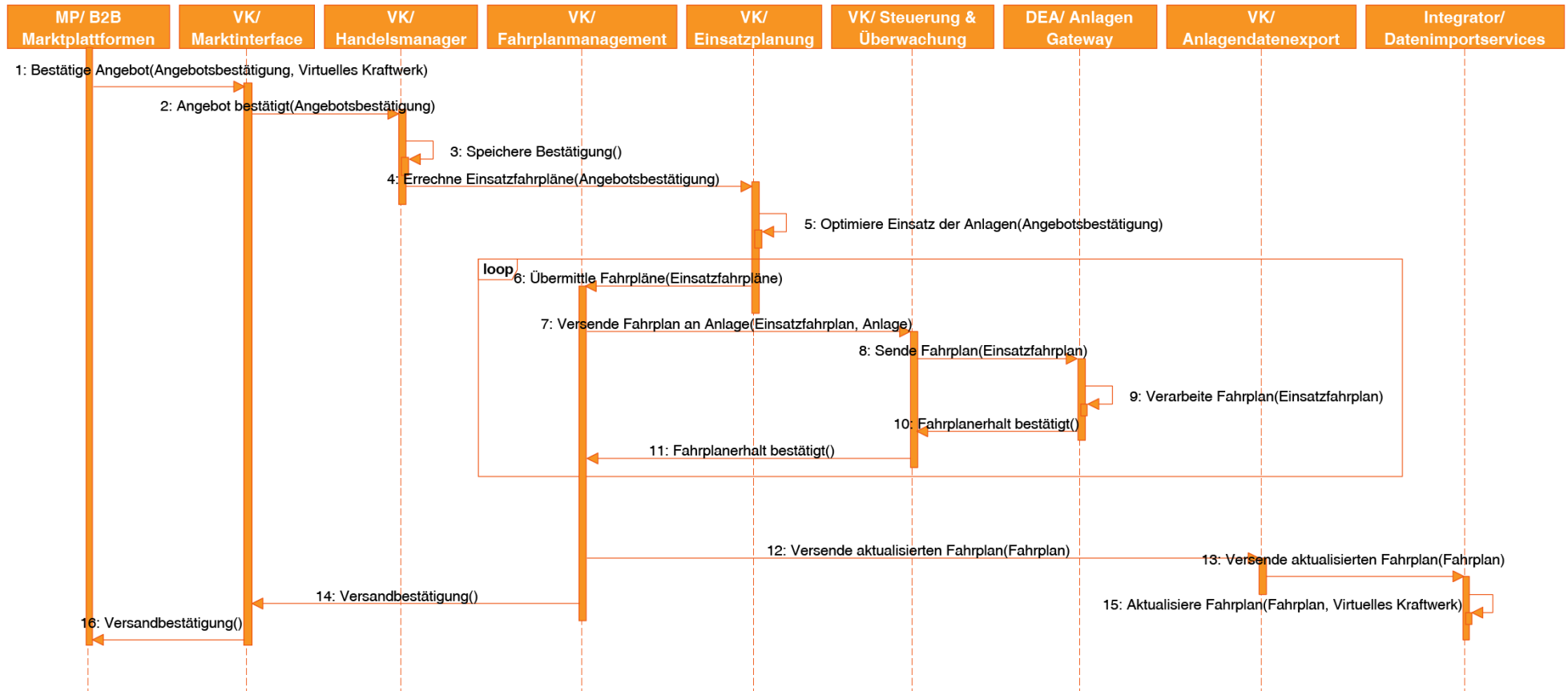


Abbildung 29: Sequenzdiagramm Engpassbehebung durch das Virtuelle Kraftwerk

▪ **BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMMS:**

Tabelle 13: Usecase Engpassbehebung durch das Virtuelle Kraftwerk

Nachrichten	Beschreibung
1-3	Das Virtuelle Kraftwerk wird über die Annahme seines Angebots informiert.
4-5	Das Virtuelle Kraftwerk errechnet neue, optimierte Einsatzpläne für die DEAs, die es ansteuern kann
6-11	Allen angeschlossenen Anlagen werden die aktualisierten Fahrpläne zur Durchführung übermittelt.
12,13,15	Das Virtuelle Kraftwerk versendet die aktualisierten Ist-Fahrpläne an den Integrator.
14,16	Das Virtuelle Kraftwerk informiert den Marktplatz über die Durchführung des Angebots.

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Der Anwendungsfall wird ausgeführt, wenn ein Engpassbehebungsangebot von einem Virtuellen Kraftwerk vom Marktplatz ausgewählt und angenommen wurde.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

Das Virtuelle Kraftwerk hat ein Engpassbehebungsangebot auf der B2B Plattform gestellt.

▪ **NACHBEDINGUNGEN :**

Das Angebot des Virtuellen Kraftwerks wurde durchgeführt.

▪ **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Markt, Dienstleistung, Verteilte Energieressourcen

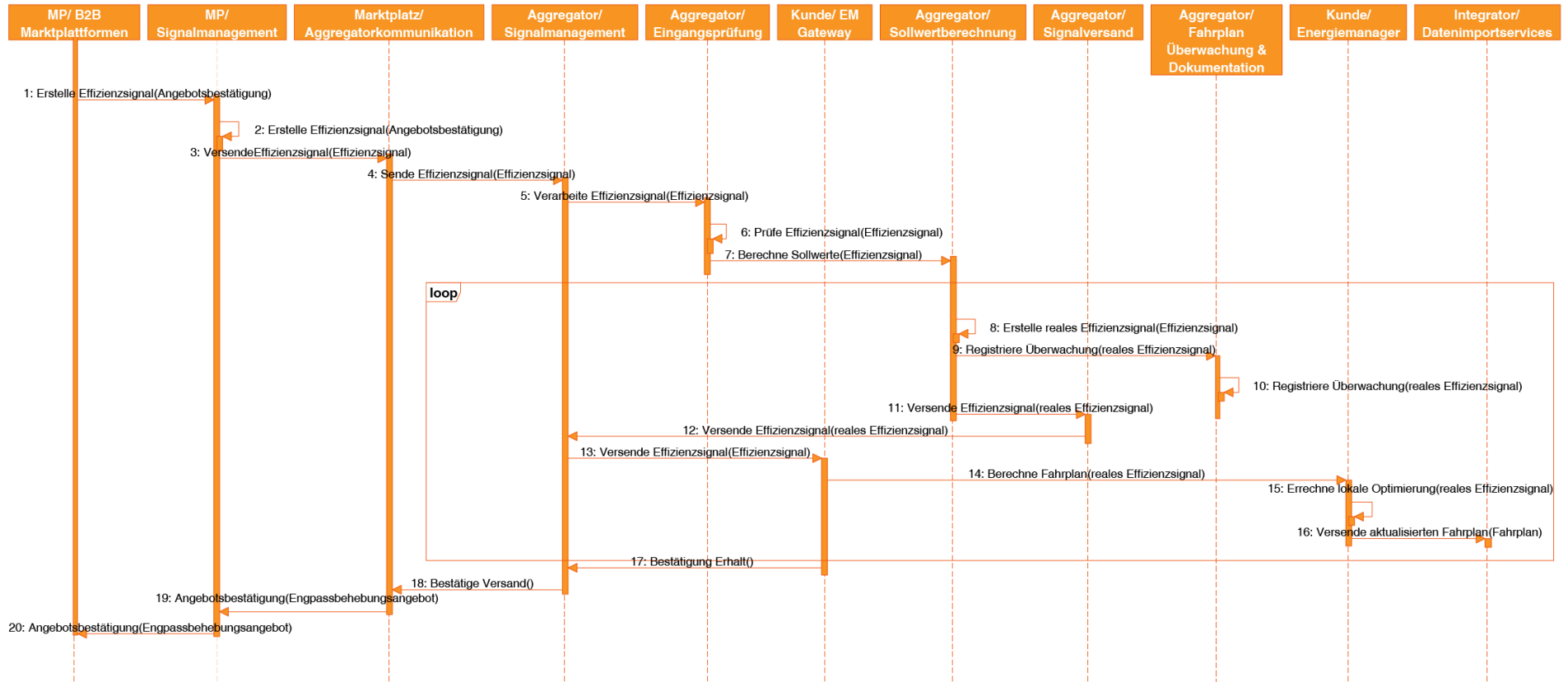
4.12 USECASE: ENGPASSBEHEBUNG DURCH DEN AGGREGATOR

- ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Bei Annahme eines Angebots von einem Aggregator erstellt der Marktplatz ein reelles Effizienzsignal und übermittelt dies an den Aggregator, der es an seine Kunden weitersendet. Die Kunden aktualisieren ihre Fahrpläne durch lokale Optimierung und versenden sie an den Integrator. Am Ende bestätigt der Aggregator die Durchführung des Angebots.

- SEQUENZDIAGRAM DES USECASES:

Abbildung 30: Sequenzdiagramm Engpassbehebung durch den Aggregator



▪ **BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMMS:**

Tabelle 14: Usecase Engpassbehebung durch den Aggregator

Nachrichten	Beschreibung
1-4	Der Marktplatz kontaktiert das Signalmanagement und erstellt ein reelles Effizienzsignal, das er an den Aggregator weiterleitet.
5-7	Nach Eingangsüberprüfung des Signals berechnet der Aggregator Sollwerte für die Erreichung des Angebots.
8	Für jeden Kunden, der an der Engpassbehebung beteiligt ist, erstellt der Aggregator ein reelles Effizienzsignal, das den Energiemanager zu einer lokalen Optimierung der angeschlossenen Verbraucher, Erzeuger und Speicher (siehe Anwendungsfall) auffordert.
9-10	Die Überwachung der Angebotserfüllung wird innerhalb des Aggregators registriert.
11-17	Das reelle Effizienzsignal wird versendet, woraufhin der Energiemanager eine lokale Optimierung durchführt und die resultierenden Ist-Fahrpläne an den Integrator übermittelt.
18-20	Der Aggregator meldet dem Marktplatz die Durchführung des Angebots.

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Der Anwendungsfall wird ausgeführt, wenn ein Angebot eines Aggregators zur Engpassbehebung durch den Marktplatz ausgewählt wurde.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

Der Aggregator hat auf der B2B Marktplattform des Marktplatzes ein Engpassbehebungsangebot gestellt.

▪ **NACHBEDINGUNGEN :**

Der Aggregator hat alle Energiemanager durch ein reelles Effizienzsignal informiert. Der Integrator hat die aktualisierten Ist-Fahrpläne der Energiemanager erhalten.

▪ **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Markt, Dienstleistung, Integration, Kunden

4.13 USECASE: KUNDENABRECHNUNG

▪ ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Der Use Case Kundenabrechnung beschreibt den Vorgang, wie ein Kunde abgerechnet wird.

▪ SEQUENZDIAGRAMM DES USECASES:

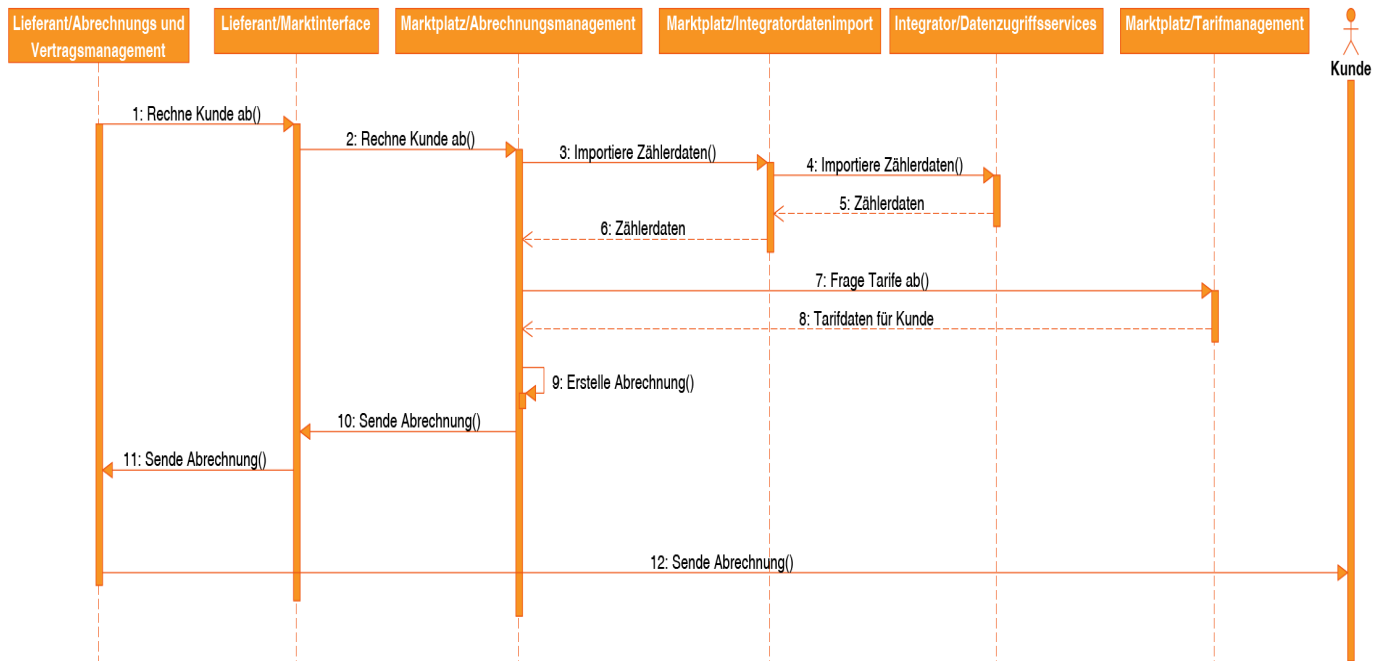


Abbildung 31: Sequenzdiagramm Kundenabrechnung

▪ BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMMS:

Tabelle 15: Usecase Kundenabrechnung

Nachrichten	Beschreibung
1-2	Der Lieferant stößt diesen Use Case über das Abrechnungs- und Vertragsmanagement an. Der Lieferant kommuniziert über das Marktinterface mit dem Markt und benutzt dabei das Marktplatz Abrechnungsmanagement.
3-6	Über das Abrechnungsmanagement werden die Zählerdaten des Kunden angefordert, die auf dem Integrator gespeichert sind.
7-8	Das Abrechnungsmanagement besorgt sich, die relevanten Tarifdaten des Kunden über das Tarifmanagement.

9	Tarifdaten und Zählerdaten werden vom Abrechnungsmanagement benutzt, um die Abrechnung für den Kunden zu erstellen.
10-11	Die Abrechnung wird vom Abrechnungsmanagement des Markplatzes zurück zum Abrechnungs- und Vertragsmanagement des Lieferanten geschickt.
12	Das Abrechnungs- und Vertragsmanagement des Lieferanten, ist letztendlich dafür zuständig, die erstellte Abrechnung an den Kunden weiterzuleiten

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Der Use Case wird in der Regel vom Lieferanten über das Abrechnungs- und Vertragsmanagement einmal monatlich aufgerufen.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

Der Kunde hat einen existierenden Vertrag mit dem Lieferanten abgeschlossen.

▪ **NACHBEDINGUNGEN :**

Die Kundenabrechnung wird über dem Marktplatz erstellt und dem Kunden zugewiesen.

▪ **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Kunden, Dienstleistung, Markt, Integrator

4.14 USECASE: SMART METERS AUSLESEN

▪ ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Der Use Case Smart Meter auslesen ermöglicht die Übertragung von Messwerten von Privat-, Industrie- und Gewerbekunden zu den entsprechenden Betreibern. Der folgende Use Case beschreibt nur das Auslesen des Smart Meters eines Privatkunden und die Übertragung der Messwerte zu dem Betreiber des Energiemanagers. Er wird als Unter-Use-Case betrachtet, der später für die Beschreibung der lokalen Optimierung benutzt wird. Die Use Cases für Industrie- und Gewerbekunden lassen sich einfach von diesem Use Case ableiten und werden deshalb nicht separat dargestellt.

Bemerkungen: Des Weiteren werden die Messwerte auch von der Domäne Integration benutzt, indem die Daten dort gespeichert werden und für weitere Systemteilnehmer zu Verfügung gestellt werden. Diese Use Cases können als Services, die angeboten werden verstanden werden und sollten nicht mit diesem Use Case verwechselt werden, wo es um die physikalische Auslesung eines Smart Meters geht. Beide Anwendungsfälle haben zwar die gleiche Nachbedingung aber die Vorbedingungen und der Ablauf variieren.

▪ SEQUENZDIAGRAMM DES USECASES:

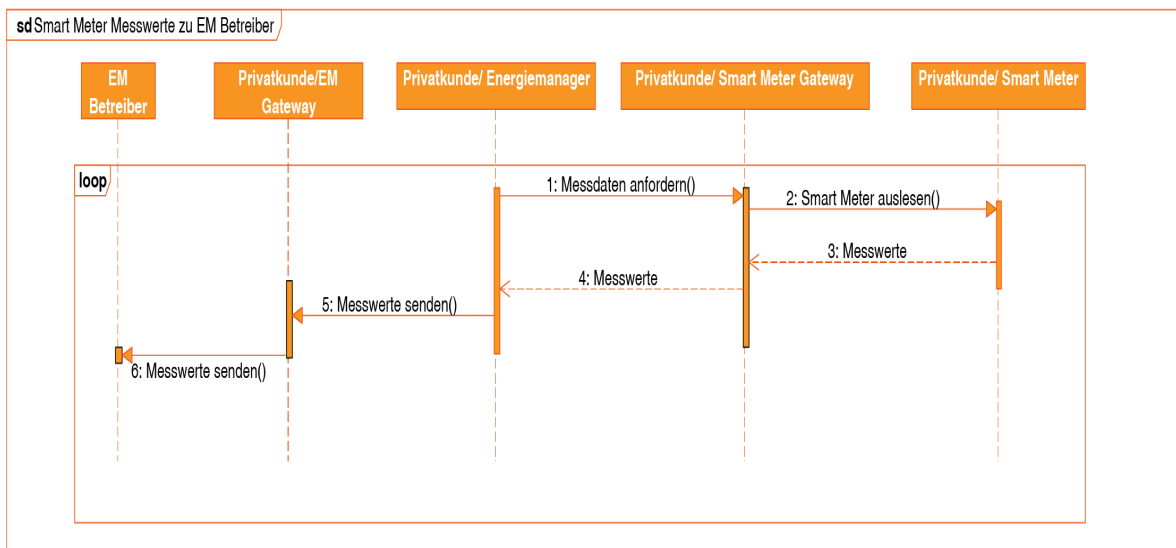


Abbildung 32: Sequenzdiagramm Smart Meter auslesen

▪ BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMMS:

Tabelle 16: Usecase Smart Meter auslesen

Nachrichten	Beschreibung
1	Die Messdaten werden vom Energiemanager angefordert über das Smart Meter Gateway.
2-4	Über das Smart Meter Gateway wird der tatsächliche Smart Meter eines Kunden ausgelesen und die Messwerte werden wieder über das Smart Meter Gateway zurück an den Energiemanager geleitet.
5-6	Der Energiemanager übermittelt die Messwerte über das Energiemanager Gateway an den Betreiber des Gateways
loop(1-6)	Zu beachten ist das die Nachrichten von 1-6 in einer Wiederholungsschleife (loop) beinhaltet sind und somit wird der Nachrichtenablauf 1-6 stets wiederholt

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Der Use Case wird vom Energiemanager in einem 5-20 Minuten Takt (abhängig von der Modellregion) gestartet und dient zur Übertragung der aktuellen Messwerte. Der Use Case kann unter anderem auch manuell getriggert werden vom Messstellenbetreiber.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

1. Es liegen keine technische (Gerätestörungen, Kommunikationsprobleme) Störungen vor.
2. Jeder Privatkunde hat einen installierten Smart Meter
3. Der Smart Meter kommuniziert mit den Betreiber über das Smart Meter Gateway

▪ **NACHBEDINGUNGEN :**

Der Smart Meter liefert die Messwerte, für den eingestellten Takt.

▪ **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Kunden, Dienstleistung

4.15 USECASE: LOKALE OPTIMIERUNG DER ENDGERÄTE

▪ ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Es handelt sich hier um einen Unter- Use-Case, der von der Lokalen Optimierung benutzt wird. In diesem Anwendungsfall wird dargestellt, wie die lokale Optimierung zwischen Energiemanager und intelligentes Endgerät erfolgt.

▪ SEQUENZDIAGRAMM DES USE CASES:

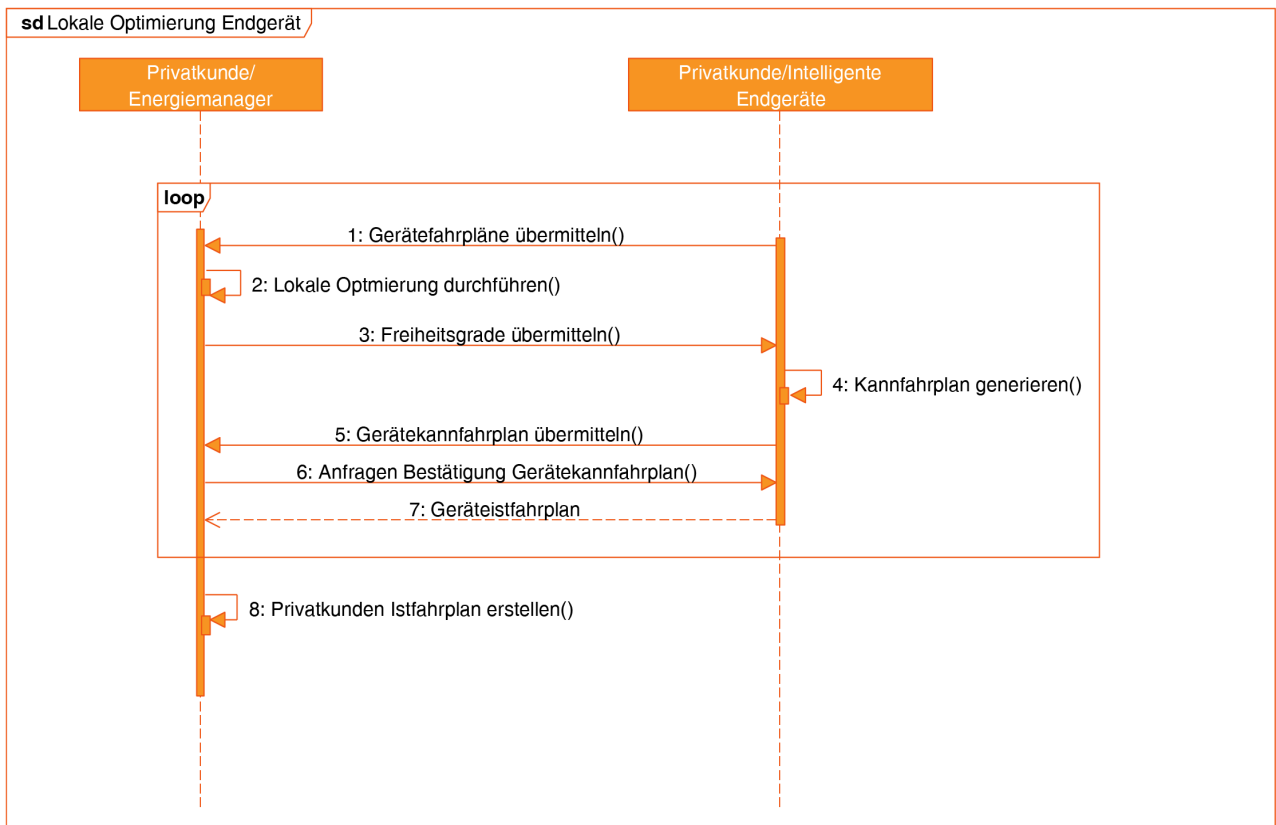


Abbildung 33: Sequenzdiagramm Lokale Optimierung der Endgeräte

▪ BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMMS:

Tabelle 17: Usecase Lokale Optimierung der Endgeräte

Nachrichten	Beschreibung
1	Ein intelligentes Endgerät (z.B. intelligente Waschmaschine, Spülmaschine, Trockner) übermittelt seinen Gerätefahrplan an den Energiemanager.

2	Der Energiemanager führt die lokale Optimierung durch und berücksichtigt dabei Preissignale, Effizienzsignale, Erzeugungsprognosen, Verbrauchsprognosen, aktuelle Zählwerte und Gerätefahrpläne. Die lokale Optimierung basiert auf Optimierungsalgorithmen die auf dem Energiemanager ausgeführt werden. Durch die lokale Optimierung werden die Freiheitsgrade für ein bestimmtes Endgerät ermittelt.
3-4	Die ermittelten Freiheitsgrade werden dem Endgerät zugesendet und das Gerät erstellt daraus seinen Kannfahrplan.
5-7	In diesen Schritten wird der Gerätefahrplan zwischen Energiemanager und Endgerät abgestimmt und letztendlich erhält der Energiemanager den Istfahrplan vom Endgerät.
Loop(1-7)	Die Schritte 1-7 sind in einer Wiederholungsschleife beinhaltet. Das bedeutet dass diese Schritte für jedes intelligente Endgerät im Haushalt wiederholt wird, bis der Istfahrplan für jedes Endgerät erstellt worden ist.
8	Als letzter Schritt werden alle Istfahrpläne der einzelnen Endgeräte betrachtet und es wird der Istfahrplan des Privatkunden erstellt.

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Der Use Case kann von den Endgeräten ausgelöst werden. Immer wenn ein Fahrplan für ein Endgerät erstellt wird, übermittelt das Endgerät den Fahrplan an den Energiemanager. Die Ausführungshäufigkeit des Use Cases hängt von dem Verhalten des Kunden ab und kann somit nicht festgesetzt werden. In der Regel sollte dieser Use Case mehrmals täglich bei den meisten Kunden stattfinden. Eine bidirektionale Kommunikation ist möglich, so dass auch der Energiemanager diesen Use Case ansteuern kann. Das passiert insbesondere, wenn der Energiemanager externe Signale erhält. Bei einem Preissignal muss der Energiemanager in der Lage sein die lokale Optimierung selbst anzusteuern. Das Preissignal wird in der Regel einmal täglich verschickt und hat eine Gültigkeit von 24 Stunden. Effizienzsignale können auch eine lokale Optimierung auslösen. Diese Signale sind aber vom Netzzustand abhängig und deren Häufigkeit kann nicht exakt spezifiziert werden. Ein Effizienzsignal entsteht z.B. wenn ein Netzengpass im System festgestellt wird.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

Das Endgerät ist steuerbar und hat gewisse Flexibilität. Ein nicht steuerbares Endgerät wird bei der lokalen Optimierung nicht betrachtet.

Die Endgeräte sind lokal über ein Gateway mit einem Energiemanager verbunden.

- **NACHBEDINGUNGEN :**

Das Endgerät und der Energiemanager haben einen optimierten Fahrplan, der auch umzusetzen ist.

- **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Kunden, Dienstleistung

4.16 USECASE: LOKALE OPTIMIERUNG

- ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Dieser Use Case ermöglicht die lokale Optimierung, im Sinne einer optimalen Steuerung der Endgeräte. Aufgabe der lokalen Optimierung ist es, für jeden Haushalt einen optimalen Fahrplan zu ermitteln, diesen bestmöglich zu realisieren und eine für den Kunden akzeptable Reaktion auf das Effizienzsignal zu gewährleisten.

- SEQUENZDIAGRAMM DES USECASES

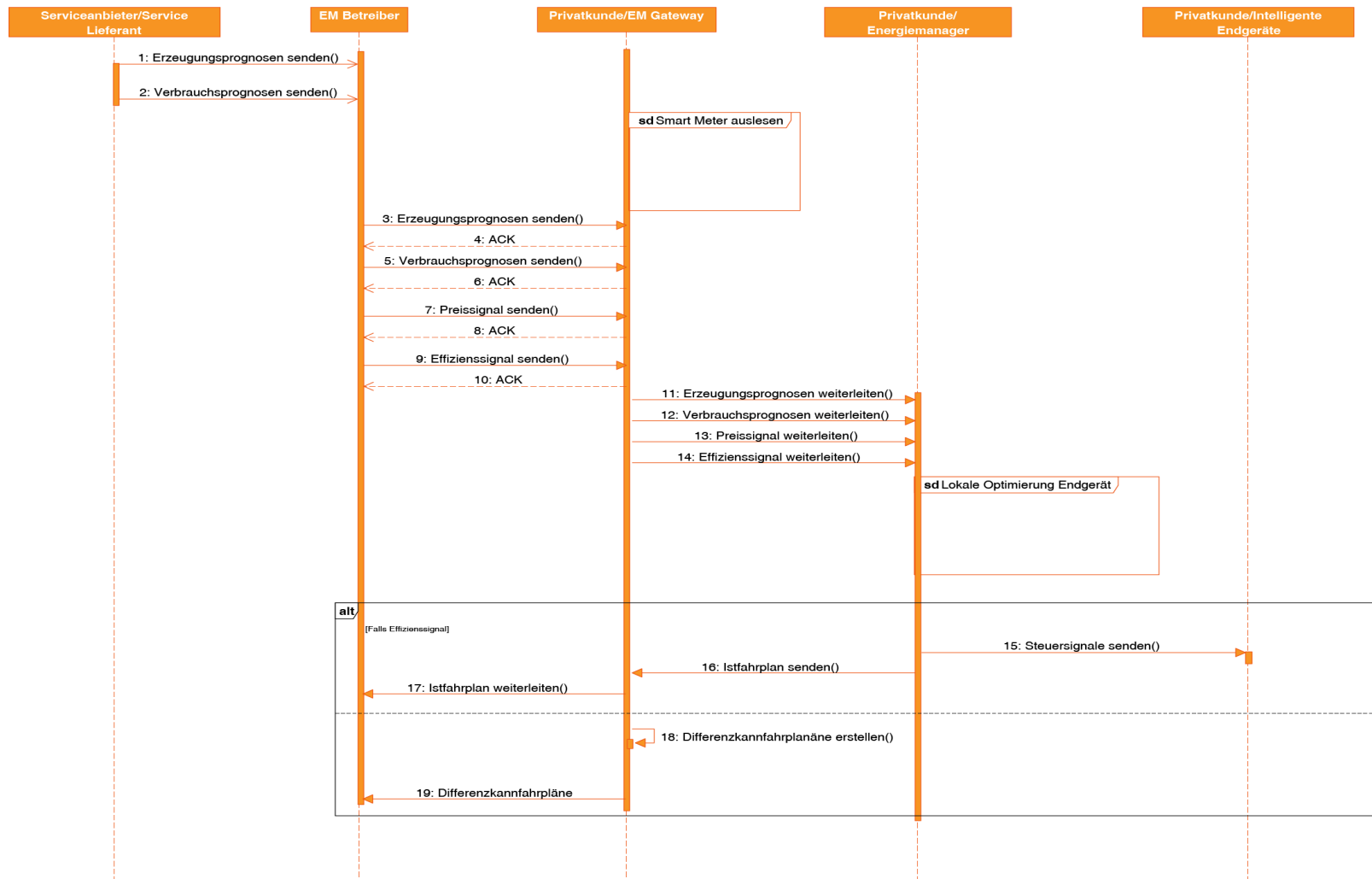


Abbildung 34: Sequenzdiagramm Lokale Optimierung

▪ **BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMMS:**

Tabelle 18: Use Case Lokale Optimierung

Nachrichten	Beschreibung
1-2	Der Energiemanager Betreiber erhält vom Serviceanbieter Erzeugungsprognosen und Verbrauchsprognosen.
sd: Smart Meter auslesen	Siehe Abbildung 32: Sequenzdiagramm Smart Meter auslesen und Tabelle 16: Usecase Smart Meter auslesen. Der Energiemanager erhält die aktuellen Zählerdaten.
3-14	Erzeugungsprognosen, Verbrauchsprognosen, Zählerdaten, Preissignal und Effizienzsignal werden dem Energiemanager übermittelt. Diesen Daten werden benötigt um die Endgeräte lokal zu optimieren. Der Optimierungsalgorithmus der als Software auf dem Energiemanager installiert ist benötigt diese Eingaben, um einen Optimalen Fahrplan für jeden Haushalt zu erstellen.
sd:Lokale Optimierung Endgeräte	Siehe Abbildung 33: Sequenzdiagramm Lokale Optimierung der Endgeräte und Tabelle 17: Usecase Lokale Optimierung der Endgeräte. Ausgabeergebnis der lokalen Optimierung sind die optimalen Fahrpläne für jeden Haushalt. Hier ist zu beachten, dass ein optimaler Fahrplan nicht gleich kostengünstigster Fahrplan bedeutet. Dies gilt ins besonders wenn Effizienzsignale vorhanden sind, dann werden optimale Fahrpläne ermittelt um mit einer bestimmten Netzsituation optimal umzugehen, wie z.B. im Falle eines Netzengpasses.
15-19	<p>Hier gibt es zwei Alternativen:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Falls ein Effizienzsignal vorhanden ist werden die optimierten Fahrpläne vom Energiemanager auch umgesetzt. Dies erfolgt mittels Steuersignale zwischen Energiemanager und Endgeräte. 2. Falls kein Effizienzsignal vorhanden ist werden am Energiemanager die Differenzkannfahrpläne erstellt und über das Energiemanager Gateway zurück an dem Energiemanager Betreiber geschickt.

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Der Use Cases wird beim Erhalten eines Preissignals oder eines Effizienzsignals ausgeführt. Preissignale werden in der Regel einmal täglich verschickt und haben eine Gültigkeit von 24

Stunden. Effizienzsignale sind von der Netzsituation abhängig und entstehen dynamisch, somit kann die Ausführungshäufigkeit ausgehend vom Effizienzsignal nicht exakt ausgerechnet werden.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

1. Der Energiemanager hat eine intakte Kommunikation zu den Endgeräten im Haushalt
2. Der Energiemanager ist über das Energiemanagergateway erreichbar und kann somit Steuerbefehle (Preis- oder Effizienzsignale) annehmen.

▪ **NACHBEDINGUNGEN :**

Ein optimaler Fahrplan für jeden Haushalt wird erstellt. Optimal bedeutet nicht, wie oben bereits erklärt auch gleich Kostengünstigster, sondern optimal für Netz und Kunden. Im Fall einer Netzengpassbehebung, wird der Fahrplan ausgeführt, der am besten für die Netzengpassbehebung geeignet ist. Bei allen anderen Fällen, wird nach Preissignal gesteuert.

▪ **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Kunden, Dienstleistung, Netzbetrieb

4.17 USECASE: SERVICE ABONNIEREN

ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Dieser Use Case ermöglicht das Abonnieren eines Services, über den Marktplatz. Ein Service wäre z.B. der Prognoseabruf. Für dieses Beispiel müsste man den Prognoseservice abonnieren und nach dem abschließen eines Servicevertrags, könnte man diesen Service entsprechend des ausgewählten Tarifs nutzen.

SEQUENZDIAGRAMM DES USECASES:

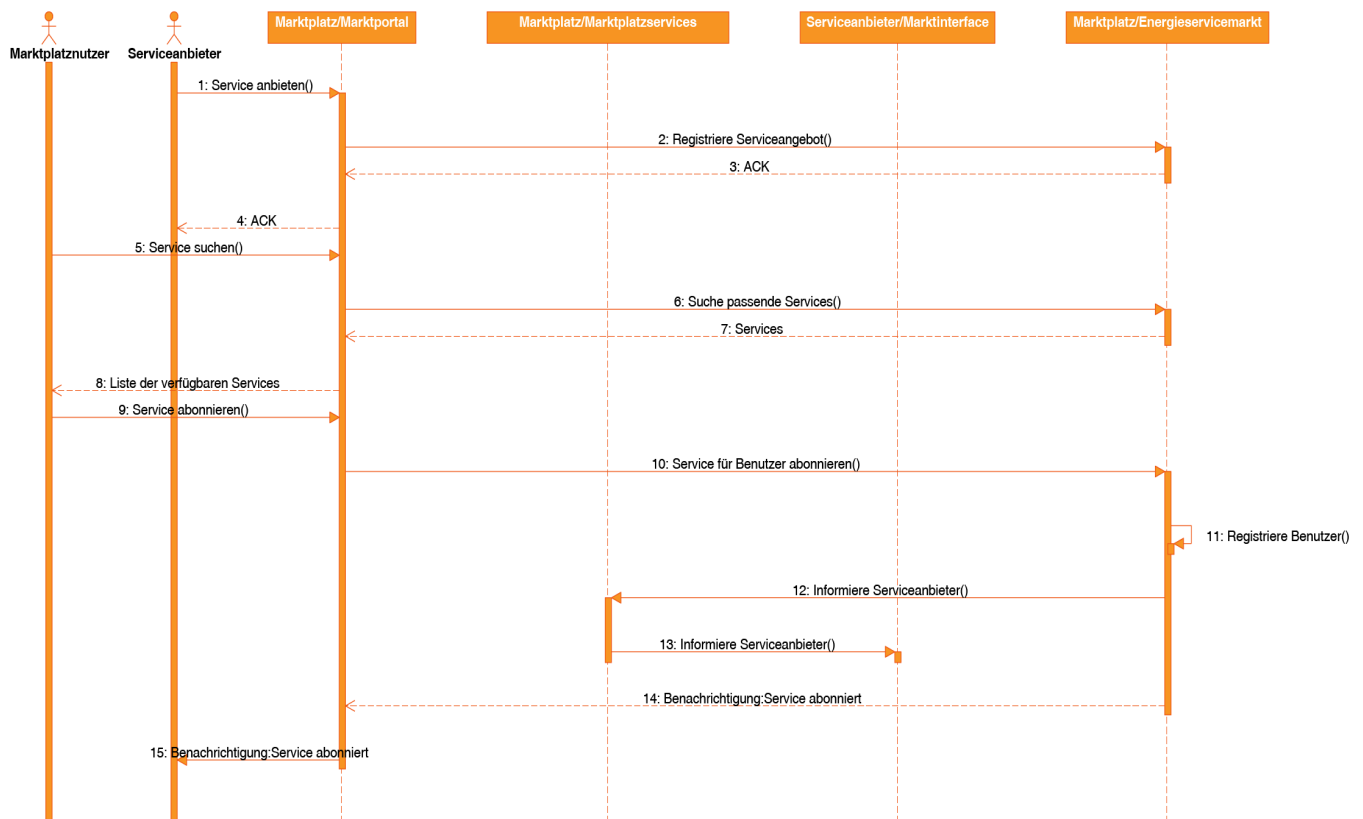


Abbildung 35: Sequenzdiagramm Service Abonnieren

BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMMS:

Tabelle 19: Usecase Service abonnieren

Nachrichten	Beschreibung
1	Ein Serviceanbieter muss erstmals einen Service über das Marktplatzportal anbieten.

2-4	Über das Marktplatzportal wird der Service auf dem Energieservicemarkt registriert.
5-8	Ein Marktplatznutzer kann über das Marktportal Services suchen und eine Übersicht der existierenden Services erhalten die natürlich für seine Rolle freigegeben sind.
9-15	Aus der erhaltenen Serviceliste kann sich ein Marktplatznutzer dazu entscheiden einen bestimmten Service zu abonnieren. Das Abonnieren eines Services folgt auch über das Marktportal. Der Benutzer wird über den Energieservicemarkt registriert. Und der entsprechende Serviceanbieter wird über die Erstellung eines neuen Abonnements über das Marktinterface zu dem Serviceanbieter informiert.

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Der Use Cases wird vom Marktplatznutzer ausgelöst. Die Häufigkeit des Use Cases hängt von das Verhalten des Marktplatznutzers ab und kann somit nicht exakt ausgerechnet werden.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

1. Der Serviceanbieter ist am Marktplatz registriert
2. Der Serviceanbieter ist dazu berechtigt neue Angebote am Marktplatz zu erstellen
3. Der Marktplatznutzer ist auf dem Marktplatz registriert und dazu berechtigt neue Services zu abonnieren.

▪ **NACHBEDINGUNGEN :**

Ein Marktplatznutzer abonniert einen Service und wird somit zum Servicenutzer.

▪ **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Markt, Dienstleistung, Integrator

4.18 USECASE: SOFTWARE AKTUALISIERUNG DER ENERGIEMANAGER

- ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Der Use Case ermöglicht die Fernaktualisierung, der Gerätefirmware der installierten Energiemanager.

- SEQUENZDIAGRAMM DES USE CASES

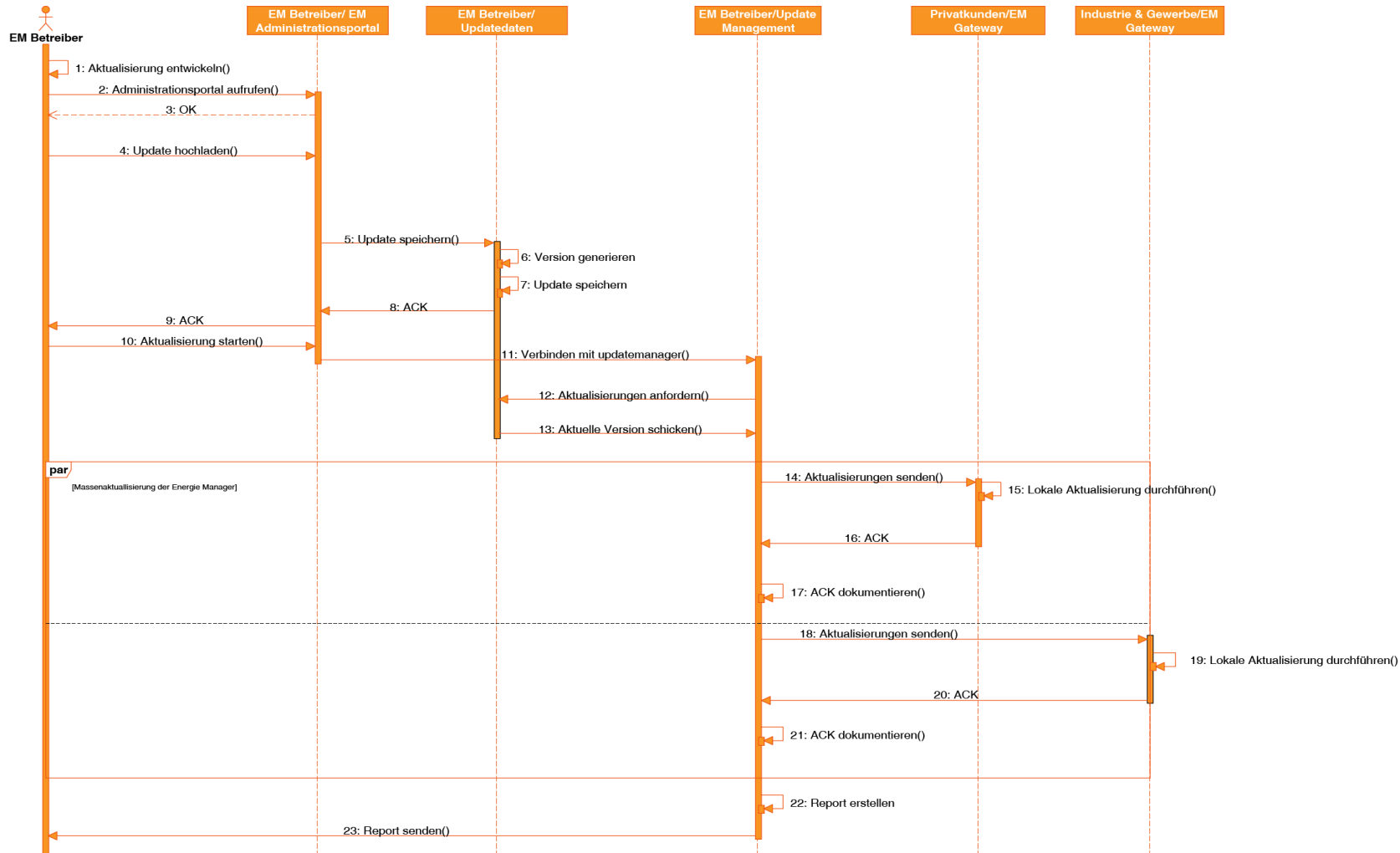


Abbildung 36: Sequenzdiagramm Software AktualisierungBeschreibung des Sequenzdiagramms:

Tabelle 20: Usecase Software Aktualisierung

Nachrichten	Beschreibung
1	Der Energiemanager Betreiber ist zuständig für die einwandfreie technische Funktion der installierten Hardware. Hierzu muss die Firmware öfters aktualisiert werden um Bugs zu beseitigen oder neue Funktionalität hinzuzufügen. Die Aktualisierungen werden von dem Betreiber entwickelt und erstmals lokal auf ihre fehlerfreie Funktion geprüft. Ist eine Aktualisierung entwickelt worden wird sie vom Betreiber zur Verfügung gestellt
2-9	Über das Energiemanager Administrationsportal wird die entwickelte Aktualisierung dem Energiemanager übermittelt. Der Energiemanager ist selbst zuständig für die Versionierung der verfügbaren Aktualisierungen. Dies variiert von Modellregion zu Modellregion. In der Regel ist eine Versionierung notwendig um ein Rollback anstoßen zu können. Sobald die Version und die Aktualisierung auf dem Energiemanager gespeichert worden ist, wird der Betreiber über den Erfolg oder nicht Erfolg der Aktion informiert.
10	Der Aktualisierungsprozess wird nach dem hochladen der aktuellen Firmware vom Energiemanager Betreiber separat angestoßen. Der Anstoß des Aktualisierung Prozesses erfolgt auch über das Administrationsportal.
11-13	Das Administrationsportal leitet die Aufgabe dem Update Management weiter. Das Update Management fordert jetzt die aktuellste Version der gespeicherten Firmware an.
14-21	Das Update Management startet in diesen Schritten eine parallele Massenfunktion in der die aktualisierte Firmware an alle Energiemanager (Privat-, Industrie- und Gewerbekunden) über das Energiemanager Gateway übermittelt wird. Jeder Energiemanager ist nach erhalten der aktuellen Firmware selbst zuständig für die Installation. Die lokale Installation der Firmware wird im Normalfall von einem Neustart des Gerätes gefolgt und einer Rückmeldung die den Status der Aktualisierung bestätigt (erfolgreich, fehlgeschlagen, usw).
22	Aus den ganzen Rückmeldungen wird beim Update Management ein Report erstellt der die Massenfunktion bewertet und detaillierte Informationen dazu gibt.
23	Letztendlich wird der erstellte Report vom Update Management zurück zum Betreiber geschickt der den Aktualisierungsprozess angestoßen hat.

Der Betreiber kann jetzt anhand des erhaltenen Reports weitere Aktionen durchführen, diese Aktionen sind in diesem Use Case nicht beinhaltet. Solche Aktionen wären z.B. das rauschicken eines Technikers der die Fehlgeschlagenen Ferninstallationen vor Ort überprüft.

▪ TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:

Der Use Case wird vom Energiemanager-Betreiber angestoßen. Die Ausführungshäufigkeit des Use Cases kann nicht pauschal spezifiziert werden, da eine Aktualisierung immer dann stattfindet, wenn sie benötigt wird. Die Behebung eines Fehlers, Bugs oder eine Funktionalitätserweiterung, bestimmt die Ausführungshäufigkeit. In der Regel sollte der Use Case nicht öfter, als einmal monatlich angestoßen werden.

▪ VORBEDINGUNGEN:

Der Energiemanager ist über das Energiemanager-Gateway erreichbar und kann somit Aktualisierungen annehmen.

▪ NACHBEDINGUNGEN :

Die Firmware aller installierten Energiemanager bei Privat- und Industriekunden, wird aktualisiert.

▪ BETEILIGTE DOMÄNEN:

Kunden, Dienstleistung

4.19 USECASE: SOFTWARE AKTUALISIERUNG DER SMART METER

- ALLGEMEINE BESCHREIBUNG:

Der Use Case ermöglicht die Fernaktualisierung, der Gerätefirmware der installierten Smart Meter

- SEQUENZDIAGRAMM DES USE CASES

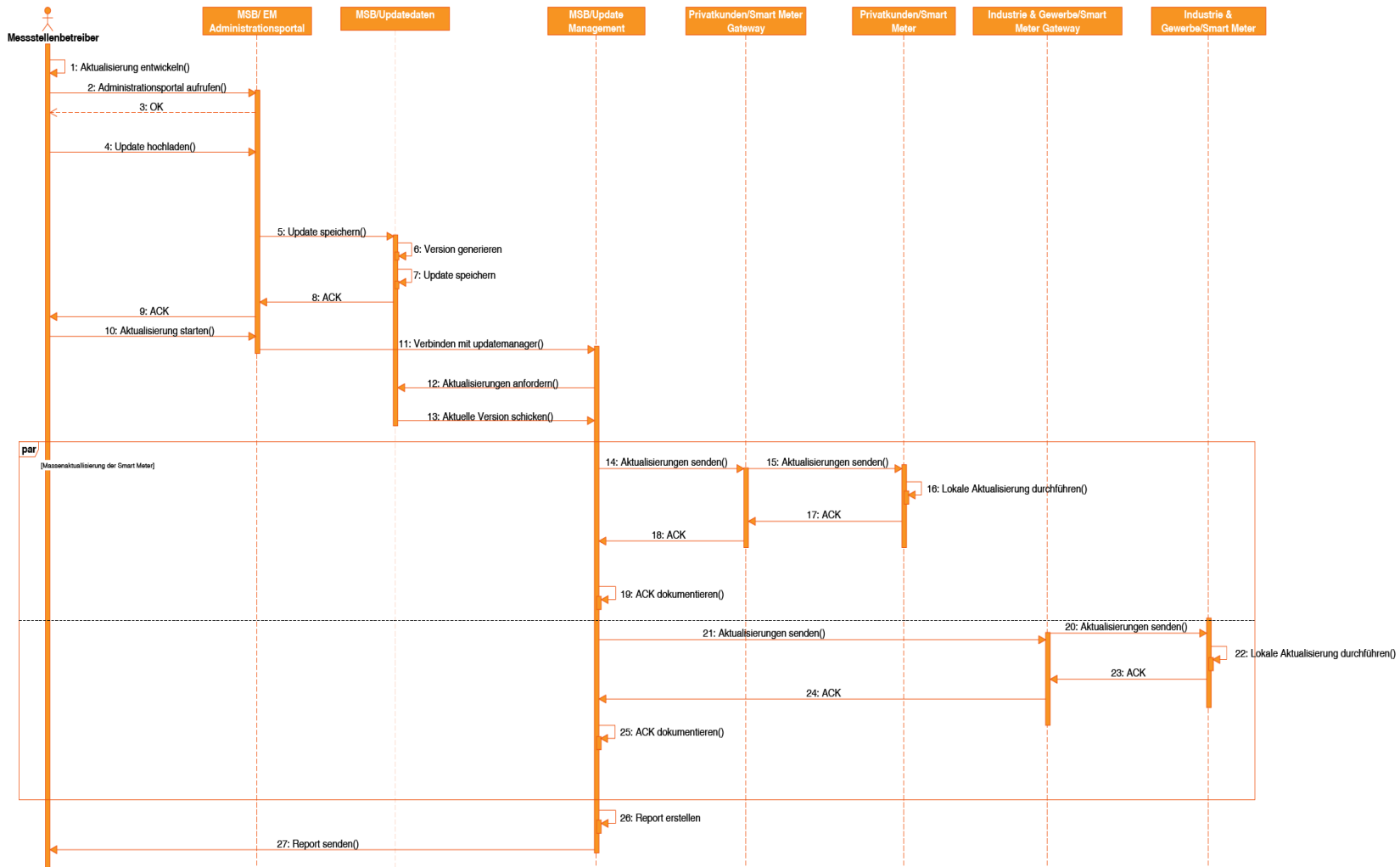


Abbildung 37: Sequenzdiagramm Software Aktualisierung Smart Meter

▪ **BESCHREIBUNG DES SEQUENZDIAGRAMMS:**

Tabelle 21: Usecase Software Aktualisierung der Smart Meter

Nachrichten	Beschreibung
1	Der Messstellenbetreiber ist zuständig für die einwandfreie technische Funktion der installierten Smart Meters. Hierzu muss die Firmware öfters aktualisiert werden um Bugs zu beseitigen oder neue Funktionalität hinzufügen. Die Aktualisierungen werden von dem MSB entwickelt und erstmals lokal auf ihre fehlerfreie Funktion geprüft. Ist eine Aktualisierung entwickelt worden wird sie vom MSB zur Verfügung gestellt.
2-9	Über das MSB Administrationsportal wird die entwickelte Aktualisierung übermittelt. Der MSB ist selbst zuständig für die Versionierung der verfügbaren Aktualisierungen. Dies variiert von Modellregion zu Modellregion. In der Regel ist eine Versionierung notwendig um ein Rollback anstoßen zu können. Sobald die Version und die Aktualisierung auf dem MSB/Updatedaten gespeichert worden ist, wird der MSB über den Erfolg oder nicht Erfolg der Aktion informiert.
10	Der Aktualisierungsprozess wird nach dem hochladen der aktuellen Firmware vom MSB separat angestoßen. Der Anstoß des Aktualisierungsprozesses erfolgt auch über das Administrationsportal.
11-13	Das Administrationsportal leitet die Aufgabe dem Update Management weiter. Das Update Management fordert jetzt die aktuellste Version der gespeicherten Firmware an.
14-21	Das Update Management startet in diesen Schritten eine parallele Massenfunktion in der die aktualisierte Firmware an alle Smart Meter(Privat-, Industrie- und Gewerbekunden) über das Smart Meter Gateway übermittelt wird. Jeder Smart Meter ist nach erhalten der aktuellen Firmware selbst zuständig für die Installation. Die lokale Installation der Firmware wird im Normalfall von einem Neustart des Gerätes gefolgt und einer Rückmeldung die den Status der Aktualisierung bestätigt (erfolgreich, fehlgeschlagen, usw).

22	Aus den ganzen Rückmeldungen wird beim Update Management ein Report erstellt der die Massenfunktion bewertet und detailierte Informationen dazu gibt.
23	Letztendlich wird der erstellte Report vom Update Management zurück zum MSB geschickt der den Aktualisierungsprozess angestoßen hat. Der Betreiber kann jetzt anhand des erhaltenen Reports weitere Aktionen durchführen, diese Aktionen sind in diesem Use Case nicht beinhaltet. Solche Aktionen wären z.B. das rauschicken eines Technikers der die Fehlgeschlagenen Ferninstallationen vor Ort überprüft.

▪ **TRIGGER DES USECASES/ AUSFÜHRUNGSHÄUFIGKEIT:**

Der Use Case wird vom Messstellenbetreiber angestoßen. Die Ausführungshäufigkeit des Use Cases kann nicht pauschal spezifiziert werden, da eine Aktualisierung dann stattfindet, wenn sie benötigt wird. Die Behebung eines Fehlers, Bugs oder eine Funktionalitätserweiterung bestimmt die Ausführungshäufigkeit. In der Regel sollte der Use Case nicht öfter als einmal monatlich angestoßen werden.

▪ **VORBEDINGUNGEN:**

Ein Smart Meter muss über das Smart Meter Gateway erreichbar sein, um Aktualisierung empfangen zu können.

▪ **NACHBEDINGUNGEN :**

Die Firmware aller installierten Smart Meter bei Privat- und Industriekunden, wird aktualisiert.

▪ **BETEILIGTE DOMÄNEN:**

Kunden, Dienstleistung

5 EINE STANDARDISIERTE TERMINOLOGIE FÜR E-ENERGY

5.1 MOTIVATION

Die Schaffung einer einheitlichen Terminologie für einen jungen Fachbereich wie das Smart Grid stellt eine wichtige, jedoch auch mit zahlreichen Hindernissen verbundene Tätigkeit dar. Dennoch erwies sich schon beim Start von E-Energy, dass die verschiedenen Auffassungen von Grundbegriffen und ihrer Bedeutung den fachlichen Austausch im Forschungsbereich Smart Grid behindern könnten.

Da eine unreife Terminologie auch weitreichende Folgen auf die Entwicklung von IT Systemen hat, stand eine Untersuchung der Terminologie im Interesse der IKT Begleitforschung. Die Schaffung eines gemeinsamen Verständnisses zwischen den Modellregionen stand im Zentrum der Arbeit.

Die Einigung auf eine gemeinsam genutzte Terminologie hat dabei viele Vorzüge. Denn Terminologien definieren, in welcher Weise Begriffe in einem Fachbereich genutzt werden und machen dieses Wissen für Benutzer der Terminologie zugänglich. Dies führt zu einem gemeinsamen Verständnis von Begriffen in einem Fachbereich und erleichtert zahlreiche Tätigkeiten.

In vielen bestehenden Fachbereichen, in denen IT Systeme eingesetzt werden, ist dieses gemeinsame Verständnis gegeben, da zentrale Begriffe und deren Bedeutung für Fachexperten weitgehend geklärt sind. Jedoch im Falle von forschungsintensiven, jungen Sektoren, in denen neue, innovative Systeme erforscht und entwickelt werden, ist dieses Fachvokabular nicht gegeben. Da sich das Fachvokabular noch nicht ausreichend konsolidiert hat, existieren zahlreiche Begriffe, deren Bedeutung oftmals nicht klar definiert ist.

Der Forschungs- und Fachbereich Smart Grid ist ein besonders sensibler Bereich, da er sich mit der Zukunft des Stromnetz befasst. Systeme, die in diesem Kontext entwickelt werden, müssen sich zum Beispiel mit den Fachbereichen der Energie- und Automationstechnik, der Energiewirtschaft oder Regelungs- und Messtechnik befassen. Jeder dieser Fachbereiche besitzt ein individuelles Fachvokabular, dessen Verständnis für die Systementwicklung notwendig ist. Die Systementwicklung in diesem Umfeld erfordert ein hohes Fachverständnis der beteiligten Domänen, der Aufgabenstellung des Systems innerhalb der Domänen und des technischen Umfelds.

Für das Smart Grid entwickelte Systeme werden dabei aus einer bestimmten Motivation heraus entwickelt. Jedes dieser Systeme besitzt ein eigenes Vokabular, um Systemteile, Funktionen, Datenstrukturen oder andere im Systemkontext wichtigen Konzepte zu benennen. Viele der Bezeichnungen werden bereits durch die Visionierung eines Systems eingeführt und betreffen daher oftmals ein noch nicht entwickeltes Systems.

Im Bereich des Smart Grid waren und sind Systemvisionen enorm wichtig, um Lösungsideen zu erörtern, das Umfeld des Systems zu verstehen als auch die Wirkung von verschiedenen Systemen einzuschätzen. Doch kann das verwendete Vokabular dabei zum Hindernis im gegenseitigen Austausch werden.

Dieser Austausch findet beim Thema Smart Grid auf breiter Ebene statt. Da das Smart Grid eines der wichtigsten Infrastruktursysteme und seine zukünftige Gestaltung betrifft, ist ein umfangreicher Austausch von Fachexperten und Entscheidungsträgern nötig. Dieser Austausch betrifft unter anderem neuartige Systeme, Funktionen und Rollen im Energiesystem.

In E-Energy war zentrale Aufgabe der Modellregionen, Systeme für das Smart Grid zu konzipieren und ihren Einsatz zu evaluieren. Im Interesse der Begleitforschung lag es, Begriffe, die im Systemumfeld der Modellregionen entstanden sind, zu dokumentieren, Unterschiede zu identifizieren und Gemeinsamkeiten abzuleiten. Es ging dabei weniger um die definitive Festlegung auf einen standardisierten Begriffsapparat, sondern vielmehr die unterschiedlichen Begriffe in Bezug zu setzen.

In diesem Kapitel wollen wir die Arbeit dokumentieren und deren Ergebnisse zeigen.

5.2 PROBLEMBESCHREIBUNG

Wenn Akteure während der Systementwicklung unterschiedliche Vorstellungen von Begriffen zentraler Systemelemente besitzen, kann dies leicht zu Missverständnissen in der Kommunikation zwischen einzelnen Akteuren führen. Diese Missverständnisse treten oftmals zuerst nicht explizit zu Tage und können in einem vermeintlichen Einverständnis der Akteure enden, dessen Nichtvorhandensein sich erst spät im Systementwicklungsprozess zeigen kann.

Dadurch, dass Systemteile, Systemfunktionen und Abhängigkeiten oftmals nicht explizit und einheitlich definiert und allgemein Benennungen innerhalb des Systems nur implizit erfasst werden, können solche Missverständnisse entstehen. Dies ist hinderlich bei der Schaffung einer gemeinsamen Systemvision, wie sie unter anderem für den Entwurf, die Implementierung sowie die Spezifizierung von konkreten Systemen notwendig ist. Von besonderer Bedeutung ist diese Einigung beim Entwurf von Referenzstrukturen, die für eine Klasse von Systemen eine einheitliche Vorstellung prägen wollen.

Erst durch eine Einigung auf gemeinsam genutzte Begrifflichkeiten und deren Bedeutung, sowie die Festlegung von Beziehungen zwischen Begriffen, kann die effektive Kommunikation einzelner Akteure auf einer formalen Basis sichergestellt werden.

Um diese explizite Formalisierung einer gemeinsamen Konzeptualisierung durchzuführen, bietet sich das Modellierungswerkzeug der Ontologien an. Diese wollen wir im kommenden Abschnitt kurz einführen.

5.3 MODELLIERUNGSWERKZEUG: ONTOLOGIEN

Allgemein bezeichnet der Terminus **Ontologie** (griechisch ὄν, *on*, „seiend“, als Partizip Prä-sens zu εἶναι, *einai*, „sein“, und λόγος, *logos*, „Lehre, Wort“) eine Disziplin der theoretischen Philosophie. In der Ontologie geht es in einer allgemeinen Begriffsverwendung um Grundstrukturen der Wirklichkeit. Dieser Gegenstandsbereich ist weitgehend deckungsgleich mit dem, was nach traditioneller Terminologie „allgemeine Metaphysik“ genannt wird. Dabei wird etwa eine Systematik grundlegender Typen von Entitäten (Gegenstände, Eigenschaften, Prozesse) und ihrer strukturellen Beziehungen diskutiert.⁷

Im spezielleren Sinne bezeichnen Ontologien in der Informatik hingegen explizite formale Spezifikationen einer gemeinsamen Konzeptualisierung⁸. Außerdem werden „Ontologien [...] in der Informatik [als] meist sprachlich gefasste und formal geordnete Darstellungen einer Menge von Begrifflichkeiten und der zwischen ihnen bestehenden Beziehungen in einem bestimmten Gegenstandsbereich [...]“ aufgefasst.⁹

Ontologien im Sinne der Informatik dienen somit dazu, in einem bestimmten Gegenstandsbereich ein gemeinsames Ordnungssystem zu definieren und durch formale Modellierung explizit eine gemeinsame Sichtweise auf diesen Gegenstandsbereich zu definieren.

Ontologien benutzen zu diesem Zweck Begriffsklassen, Relationen zwischen Begriffsklassen und Instanzen.

5.4 BESCHREIBUNG DES VORGEHENS

Im letzten Zwischenbericht wurden die Voruntersuchung sowie die Realisierung des Tools Ontologie beschrieben. Außerdem wurde ein Prozess definiert, um die verwendeten Begriffe für jede Modellregion in Form einer Ontologie zu modellieren.

Im letzten Zwischenbericht wurde ein Konzept definiert, wie– für verschiedene Modellregionen eine Ontologie erstellt werden kann, wie in Abbildung 38 gezeigt.

⁷ Nach <http://de.wikipedia.org/wiki/Ontologie>

⁸ Nach T. R. Gruber: “A translation approach to portable ontologies”. In: Knowledge Acquisition, Band 5, Nummer 2, Seite 199–220, 1993

⁹ Nach [http://de.wikipedia.org/wiki/Ontologie_\(Informatik\)](http://de.wikipedia.org/wiki/Ontologie_(Informatik))

Der vorgestellte Prozess wurde weiterverfolgt, jedoch wurden Anpassungen an der Struktur der Ontologie vorgenommen. In der Erfassung hat sich gezeigt, dass die bisherige Auswertungsstrategie einige Nachteile aufwies. Ein Beispiel für eine solche Ontologie ist in Abbildung 39 für MeRegio dargestellt.

Durch die sehr allgemeine Ausrichtung der Ontologien, war es schwierig, unter den einzelnen Modellregionen Unterschiede auszumachen. Zwar wurde zum Beispiel modelliert, dass die Steuerbox Verbraucher steuert und der Haushalt Verbraucher enthält, jedoch war der Wert dieser Modellierung zum Zwecke der Evaluierung und dem Herausbilden von Unterschieden zwischen Modellregionen nicht zielführend.

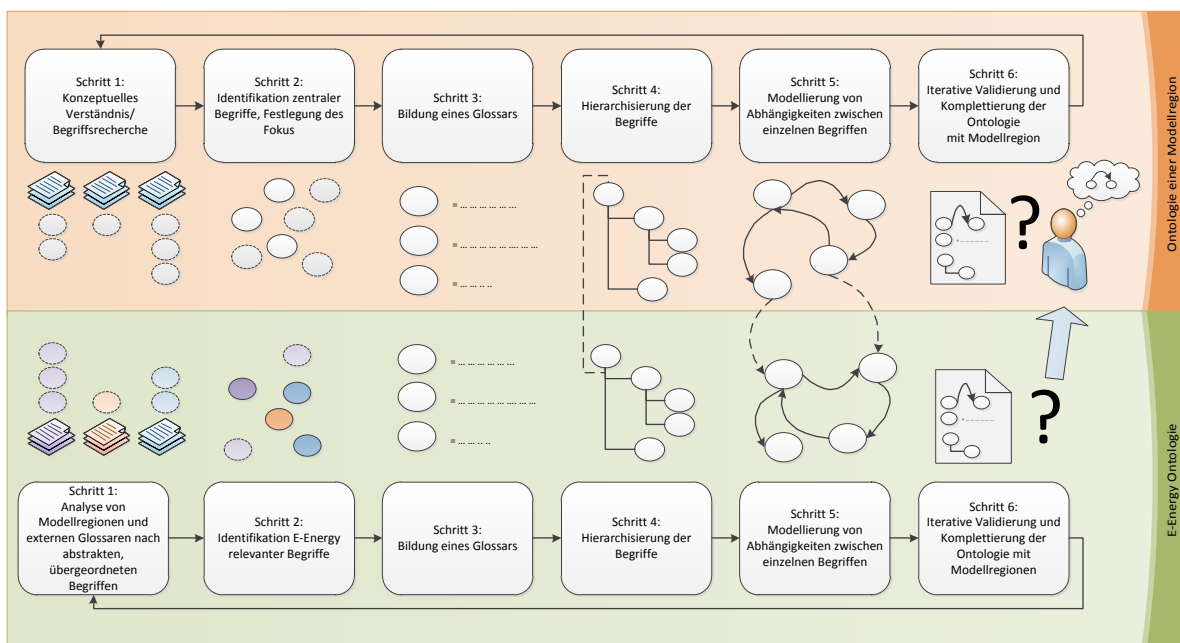


Abbildung 38: Iteratives Vorgehen zur Erarbeitung von Ontologien auf den verschiedenen Hierarchiestufen (aus Zwischenbericht entnommen)

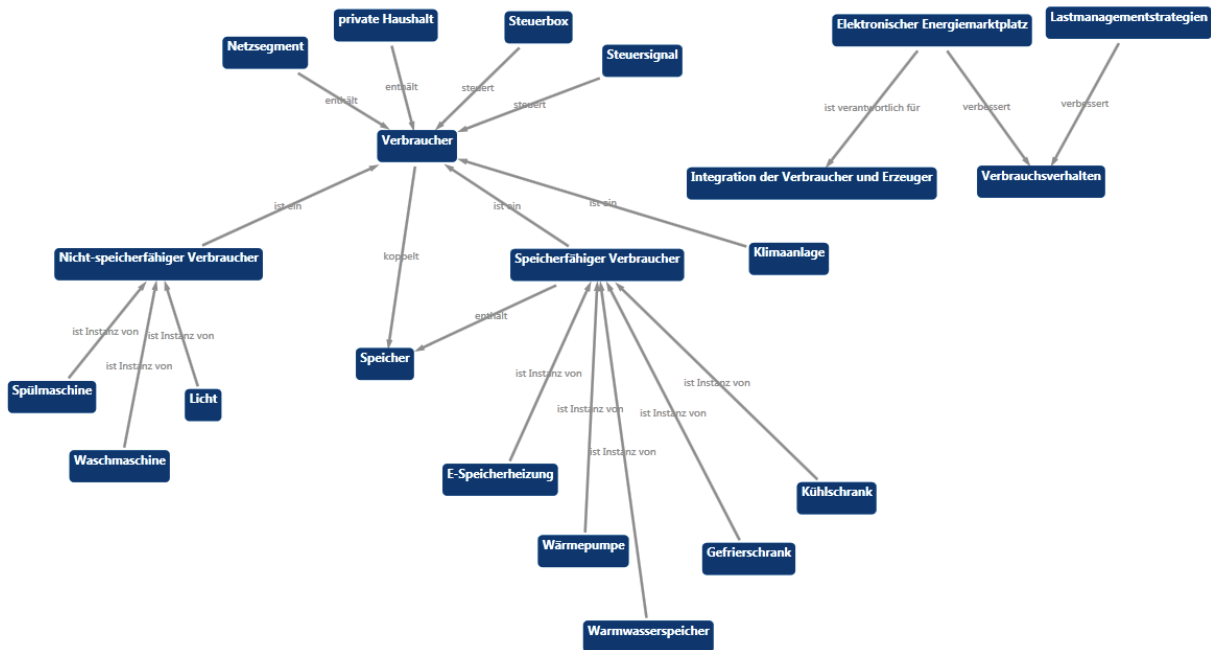


Abbildung 39: Ausschnitt aus der Ontologie für MeRegio aus der Voruntersuchung (Screenshot aus Ontologiee)

Dennoch wurde die geleistete Arbeit als Input für das DKE Arbeitskreis GAK 111.0.5 „Begriffe zum intelligenten Energiesystem“ geliefert, wo sie als Teil des DKE Glossars weiterbestehen. Innerhalb dieses Gremiums ist die TU München auch nach E-Energy vertreten und hat dort maßgeblich an der Einführung des Terminologieverwaltungssystems *iglos*¹⁰ des Instituts für Verkehrssicherheit und Automatisierungstechnik der Technischen Universität Braunschweig mitgewirkt.

Der Arbeitskreis entwickelt eine Vorlage für einen Eintrag in das Internationale Elektrotechnische Wörterbuch (Electropedia)¹¹. Der Input der IKT Begleitforschung aus den Untersuchungen der Modellregionen wird dabei eine wichtige Rolle spielen. Auch die Verknüpfung von Begriffen und ein navigierbares Vokabular stellt im Rahmen des IEV eine Innovation dar.

¹⁰ Iglos – das intelligente Glossar, mehr Informationen unter <http://www.iglos.de/>

¹¹International Electrotechnical Vocabulary der IEC. Kurz: IEV online - <http://www.electropedia.org/>

Für die Arbeit der IKT Begleitforschung wurde ein spezifischerer Weg gegangen. Zwar wurde das ursprüngliche Vorgehen beibehalten, jedoch stärker auf die Systemwelt der Modellregionen ausgerichtet.

Um die Systeme der Modellregionen zu erfassen, wurde ein einfaches Systemmodell zugrunde gelegt (Abbildung 40).

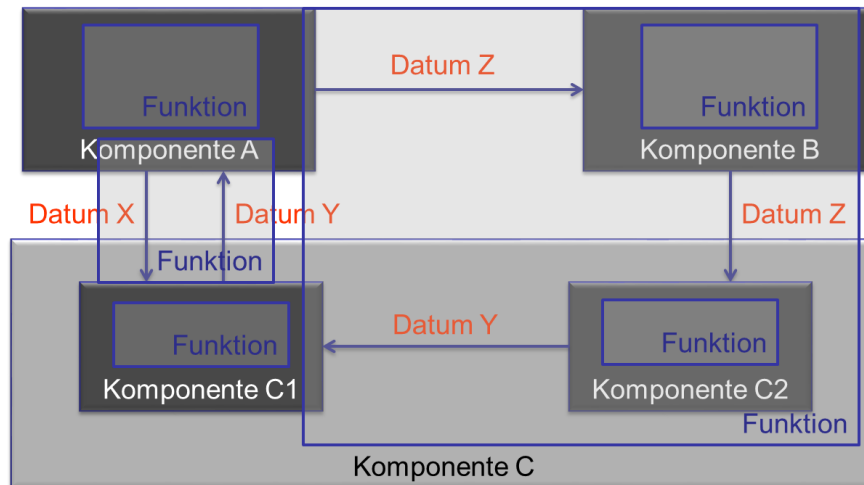


Abbildung 40: Zugrundeliegendes Systemmodell für die Modellierung der Modellregionen

Ein System besteht aus Komponenten, die über Schnittstellen verbunden sind und die darüber Daten austauschen, eine Komponente kann dabei auch Subkomponenten beinhalten. Funktionen beschreiben Interaktionsmuster zwischen Komponenten und nutzen dabei Daten. Eine Funktion kann Unterfunktionen besitzen, Daten können Subdaten enthalten.

Basierend auf diesen Überlegungen wurde ein Metamodell für die zu erstellenden Ontologien erstellt (Abbildung 41). Das Metamodell sollte dabei nur die grundsätzlichen Informationen des Systemmodells enthalten, um für alle Modellregionen anwendbar zu sein. Von Schnittstellen zum Beispiel wurde abstrahiert, da für diese oftmals keine prägnante Benennung existiert.

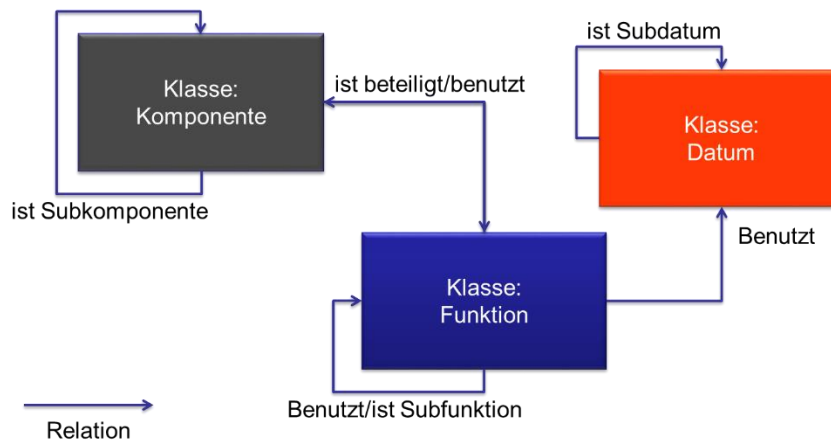


Abbildung 41: Das Metamodell für die Modelle der Modellregionen

Aus den Unterlagen, die uns von den einzelnen Modellregionen vorlagen, wurden Informationen zu Komponenten, Daten und Funktionen extrahiert und diese zu einem Modell unter Verwendung der Relationen des Metamodells verknüpft.

Als Modellierungstool wurde hierfür das bereits erwähnte Webtool **iglos** genutzt, da es viele nützliche Funktionen für die Evaluierung enthielt:

1. Iglos ist online verfügbar und kann daher von den Modellregionen als auch von der Begleitforschung genutzt werden
2. Iglos bietet eine integrierte Nutzer- und Rechteverwaltung
3. Iglos bietet die Möglichkeit über sog. Instanzen getrennte Bereiche zu definieren, die nur für einzelne Nutzer zugänglich sind, die sich jedoch später verknüpfen lassen
4. Da GAK 111.0.5 auch auf iglos zugreift, sind Ergebnisse der Untersuchung später auch für die Normierung /Standardisierung verfügbar
5. Iglos wird vom DIN zur Terminologieverwaltung eingesetzt und hat dort seinen Nutzen bereits bewiesen
6. Das Metamodell und die Modelle der Modellregionen konnten mit iglos unter Verwendung von Lexemen¹² und Relationen abgebildet werden
7. Durch eine Kommentarfunktion, Quellenverwaltung, Bearbeitungsstatus und eine grafische Ansicht der Ontologie hatte iglos ein umfangreiches Funktionspektrum zu bieten

¹²Entnommen aus <http://de.wikipedia.org/wiki/Lexem/>: Lexem (abgeleitet von griech. lexis ‚Wort‘) ist ein Fachausdruck der Sprachwissenschaft (Linguistik), insbesondere der Semantik und der Lexikologie. Er bezeichnet eine sprachliche Bedeutungseinheit, die von der konkreten Form (Morphologie) und der syntaktischen Funktion abstrahiert.

- Durch späteren Export in OWL war die Komptabilität in der Ontologieverwaltung gewährleistet.

In Abbildung 42 ist gezeigt, wie ein Lexem in iglos aussieht und wie ein vollständig bearbeiteter Eintrag für eine Modellregion aussieht. Nicht jeder Eintrag konnte derart vollständig gestaltet werden, da für manche Begriffe keine ausreichenden Informationen vorlagen.

The screenshot shows the 'iglos' application interface. On the left is a 'Filterung' sidebar with various filters like 'Sprache', 'Instanz', 'Varietät', etc. The main area displays the details for the lexeme 'Übermittlung des Effizienzsignals (de) [1]'. It includes a description in German explaining the process of signal transmission between a virtual and a real efficiency signal. Below the text is a 'Relation' diagram showing a central node 'Übermittlung des Effizienzsignals' connected to 'Funktion' (E-Energy Systemmodell), 'EnBW Steuerbox' (MeRegio Systemmodell), 'Effizienzsignal' (MeRegio Systemmodell), and 'EnBW Backend' (MeRegio Systemmodell). At the bottom, there is a table of relationships:

hashHyperonym	Funktion (E-Energy Systemmodell)
involvesComponent	EnBW Backend (MeRegio Systemmodell); EnBW Steuerbox (MeRegio Systemmodell)
usesDatatype	Effizienzsignal (MeRegio Systemmodell)

Abbildung 42: iglos Ansicht für das Lexem "Übermittlung des Effizienzsignals" aus der Modellregion MeRegio







Dennoch wurde für jede Modellregion eine Instanz erstellt. Leider wurde die Erstellung eines Modells für die Modellregion RegModHarz gestoppt, da die Quellenlage zu Systembegriffen nicht ausreichte, um zum Zeitpunkt der Evaluation ein ausreichend detailliertes Modell zu erstellen.

Nach Erstellung der Systemmodelle wurde den Modellregionen das Ergebnis zur Kommentierung und Bearbeitung übergeben. Ziel der Systemmodelle war es für die Schaffung einer Referenzarchitektur zu dienen. Die weitere Verarbeitung der Systemmodelle, um daraus eine Referenzarchitektur abzuleiten, ist in Kapitel 3 beschrieben.

5.5 ERGEBNISSE DER UNTERSUCHUNG

Ergebnis der terminologischen Untersuchung der Modellregionen waren 544 erfasste Begriffe, die über das iglos System weiterhin zur Nutzung verfügbar sind. Zwar traten während der Kommentierungsphase durch die Modellregionen unerfreulicherweise zahlreiche technische Probleme auf. Dies war durch die Entwicklung einer neuen Version des iglos Systems bedingt, doch die Unterstützung durch die Technische Universität Braunschweig war vorbildlich, so dass die meisten Probleme schnell behoben werden konnten.

Tabelle 22: Ergebnisse der Terminologie Evaluation

Modellregion	Erfasste Begriffe	Davon Komponenten	Davon Funktionen	Davon Daten
 EDeMa	124	50	54	20
 eTelligence	87	44	30	13
 MeRegio	130	45	63	22
 moma	65	27	30	8
 Smart@Watts	138	54	58	26
 REGMODHARZ Regenerative Modellregion Harz	*13	*	*	*
∅	109	44	47	18
Σ	544	220	235	89

¹³ * leider war für RegModHarz zum Zeitpunkt der Evaluation die Quellenlage nicht ausreichend genug, um ein vollständiges Systemmodell zu erstellen

Anteil	100%	40%	43%	16%
---------------	------	-----	-----	-----

Die weitere Planung sieht vor, die Begrifflichkeiten im Rahmen des GAK 111.0.5 zu nutzen oder bei Interesse auch anderen Initiativen zu Verfügung zu stellen. Dazu muss das Repository weiter konsolidiert und um externe Glossare erweitert zu werden.

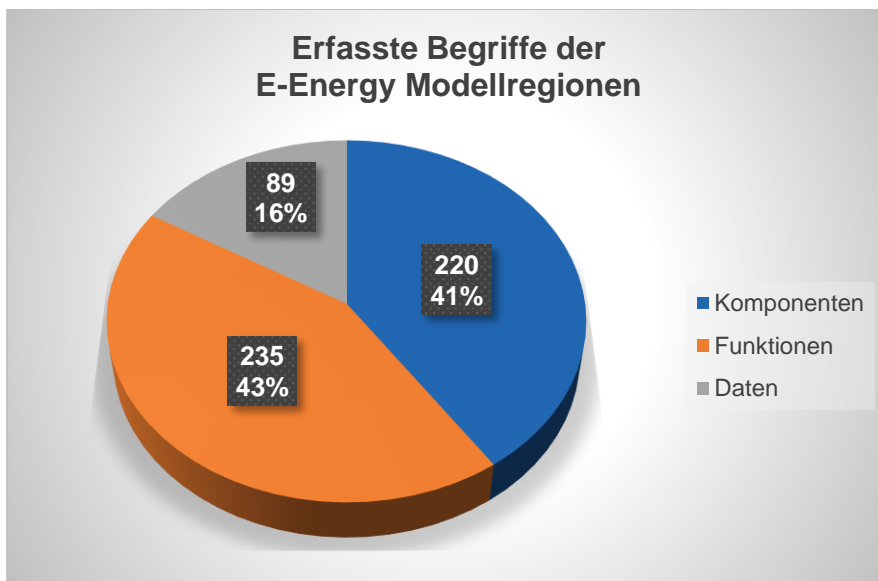


Abbildung 43: Die erfassten Begriffe aller E-Energy Modellregionen

5.6 HANDLUNGSEMFEHLUNGEN

An dieser Stelle sei nachdrücklich auf die Bedeutung des Fachbereichs Terminologie hingewiesen. Aus Sicht der IKT Begleitforschung ist es sinnvoll im Sinne der IT Systementwicklung weiter an einer einheitlichen, deutschen Terminologie für intelligente Energiesysteme zu arbeiten und dabei möglichst viele Akteure zu involvieren.

Das Ergebnis einer solchen Initiative sollte eine normierte Terminologie sein, die über die Nutzung von Relationen von Begriffen auch für die Erstellung von Anforderungsdokumenten, Systemspezifikationen und Systemdokumentationen genutzt werden kann. Hier kann bereits auf die Ergebnisse des GAK 111.0.5 aufgebaut und die aufgebauete Kompetenz zur Erstellung eines derartigen intelligenten Glossars genutzt werden.

6 SKALIERUNG VON E-ENERGY AUF DEUTSCHLAND

Die heutigen Energiesysteme stehen vor einem großen strukturellen Wandel. Der zuwachsende Einsatz von erneuerbaren Energiequellen wie Wind- und Photovoltaikanlagen deren Einspeisung fluktuierend erfolgt und somit schwieriger prognostizierbar ist als bei fossilen Erzeugungsanlagen, bringt neue Herausforderungen für das gesamte Energiesystem mit sich. Die Netzstabilität bei einer signifikant höheren Anzahl an Einspeisern zu gewährleisten ist in zunehmendem Maße nur noch durch den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien möglich¹⁴.

Unter dem Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien ist die Verwendung von intelligenten Geräten wie z.B. intelligenten Stromzähler, intelligenten Energiemanager und intelligenten Haushaltsgeräten zu verstehen. Um die Netzstabilität zu gewährleisten, ist der Einsatz von solchen Geräten notwendig, um eine gezielte Steuerung zu erlangen und somit bei Bedarf entsprechende Verbraucher/Erzeuger an/aus zu schalten. Für diese Steuerung stellt die Kommunikation allerdings einen kritischen Punkt dar, da eine schnelle und sichere Datenübertragung eine notwendige Voraussetzung zur Realisierung eines intelligenten Energiesystems ist.

Dieses Kapitel widmet sich insbesondere dem Aufbau intelligenter Energiesysteme. Die Methode, die Kernpunkte und die Voraussetzungen aus der Sicht des Bandbreitenbedarfs für den Aufbau eines solchen intelligenten Energiesystems ist der Schwerpunkt dieses Kapitels. Die Grundlagen und die Methode für die Analyse eines bestehenden intelligenten Energiesystems werden ausführlich dargestellt und bilden somit den Hintergrund für eine Bandbreitenanalyse. Die Beschreibung des Ansatzes/Methode abstrahiert von den Modellregion spezifischen Implementierungsdetails, um einen allgemein anwendbaren Ansatz vorzuschlagen, der unabhängig von der Testumgebung, Anwendung finden kann und somit breit anwendbar ist. Die Abstrahierung von den Modellregion spezifischen Implementierungsdetails bedeutet keineswegs, dass deren Ergebnisse ignoriert werden, sondern vielmehr, dass sie zusammengeführt werden, um eine allgemeingültige Methode zu definieren die uns erlaubt Skalierungseffekte mit denen auf realen Betrieb zu rechnen ist, zu untersuchen.

Dieses Kapitel ist folgendermaßen strukturiert: In Kapitel 6.1 wird die Methodik für die Erstellung von Bandbreite-Analysen im Detail vorgestellt. Der erarbeitete Prozess für ein methodisches Vorgehen für die Erstellung solcher Analysen ist der Hauptbeitrag in diesem Kapitel. In Kapitel 6.2 werden die Anwendungsfälle spezifiziert, für die eine Bandbreiten-Analyse in Betracht kommt. In Kapitel 6.3 werden die spezifizierten Anwendungsfälle kategorisiert, hierarchisiert und nach Signifikanz sortiert. In Kapitel 6.4 werden die verfügbaren Breitbandtechnologien vorgestellt und deren Verfügbarkeit

¹⁴Wik, Diskussionsbeitrag, Aufbau intelligenter Energiesysteme - Bandbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb

und Kosten auf landesweiter Ebene geprüft. Eine Landeskarte mit den verfügbaren Technologien die als Referenz für die Breitbandanalysen benutzt wird, ist der wesentliche Beitrag dieses Kapitels. Kapitel 6.5 widmet sich der Grundfrage, ob die zu erwartenden Datenmengen kompatibel sind mit den zur Verfügung stehenden Bandbreiten der Übertragung. Hierfür wird für jeden spezifizierten Anwendungsfall eine Bandbreitenanalyse erstellt und ausgeführt. Die Ergebnisse werden in Form von Steckbriefen, in einem einheitlichen Format dargestellt, das den direkten Vergleich aller Anwendungsfälle in Hinblick auf deren Breitbandanforderungen ermöglicht. Basierend auf den Steckbriefen wird eine Methode eingeleitet, die das Erstellen von Anwendungsspezifischen Szenarien erlaubt und deren Auswertung. Kapitel 6.5.11 widmet sich den Datenvolumina, die bei einem flächendeckenden Roll-Out entstehen können. Einerseits wird analysiert, mit welcher Menge an Daten für Szenarien eines großen Dorfes, einer kleinen Stadt und einer großen Stadt zu rechnen ist. Andererseits werden diverse Auslese-Strategien (Sekundentakt, Minutentakt, 5-Minutentakt, 15-Minutentakt) verglichen und deren Auswirkungen auf das erzeugte Datenvolumen nachgeforscht. Letztendlich werden die ermittelten Datenvolumen mit bestehenden Datenbanktechnologien abgeglichen, um der Grundfrage, ob die existierenden Datenbanklösungen mit den ermittelten Datenvolumen kompatibel sind, nachzuforschen.

6.1 BESCHREIBUNG DES ANSATZES

6.1.1 DER BANDBREITEN-ANALYSE PROZESS

Der vorgeschlagene Ansatz für die Durchführung von Bandbreiten-Analysen basiert auf der erarbeiteten „*E-Energy Referenzarchitektur*“ für Smart Energy Systems made in Germany und den darauf erarbeiteten Konzepten. Eine generische Methode für die Durchführung solcher Analysen und die Entwicklung von Szenarien für den Aufbau von intelligenten Energiesystemen, die auf Referenzebene anwendbar ist, wird in diesem Absatz eingeführt. In der Abbildung 44: Prozess für Bandbreitenanalysen wird der Prozess und das Konzept für die Erstellung der Bandbreiten-Analysen schematisch dargestellt. Auf der ersten Ebene ist der generische Prozess für die Bandbreiten-Analysen dargestellt. Dieser Prozess besteht aus Fünf eigenständigen Teilschritten:

1. Im ersten Schritt wird die erarbeitete „*E-Energy-Referenzarchitektur*“ benutzt, um die einzelnen Anwendungsfälle abzuleiten, in denen eine Datenübertragung auftritt und somit Bedarf für eine Bandbreitenanalyse besteht. Beispiele für solche Anwendungsfälle sind das Auslesen eines intelligenten Stromzählers, ein Lieferantenwechsel oder die Kundenabrechnung. Die vollständige Spezifikation dieser Anwendungsfälle gibt eine globale Übersicht der Komponenten, die Daten austauschen, und erlaubt somit die Auswertung der einzelnen Anwendungsfälle und deren involvierten Komponenten. Die erarbeiteten E-Energy Anwendungsfälle (siehe Kapitel 4) dienen hier als Ausgangspunkt.
2. Der zweite Schritt dient zur Vereinfachung der Darstellung, indem die spezifizierten Anwendungsfälle kategorisiert und hierarchisiert werden. Ein Beispiel hierfür ist das Zusammenbringen aller Anwendungsfälle, die das Auslesen eines intelligenten Stromzählers involvieren, oder aller Anwendungsfälle, die zur Information des Kunden dienen. Des Weiteren unterscheiden wir zwischen Anwendungsfällen, die eine vorgegebene Ausführungshäufigkeit haben wie z.B. das Auslesen eines Smart Meters und Anwendungsfällen, deren Ausführungshäufigkeit nicht pauschal spezifiziert werden kann. Solche Anwendungsfälle wie z.B. die Lokale Optimierung oder eine Netzengpassbehebung, haben keinen vordefinierten Ausführungszeitpunkt, sondern werden von bestimmten Ereignissen ausgelöst.
3. In diesem Schritt liegt der Schwerpunkt darin, die konkreten Anwendungsfälle zu analysieren und in ihren elementaren Bausteinen zu zerlegen, um eine Berechnung des zu übertragenden Datenvolumens zu ermöglichen. Die Schwierigkeit in diesem Schritt besteht darin eine exakte Schätzung für jeden Anwendungsfall zu leisten. Für die Abschätzung des Datenvolumens per Anwendungsfall liegt uns eine Studie von Wik-Consult vor, wo bereits Basisdatenvo-

lumen für bestimmte Anwendungsfälle ausgerechnet worden sind. Weiter dienen die Berichte der einzelnen Modellregionen als Quelle für die Verfeinerung dieser Datenvolumina.

4. Hier wird die Häufigkeit aller spezifizierten Anwendungsfälle festgelegt. Beispiel hierfür wäre, wie oft ein Smart Meter ausgelesen wird. Für die Festlegung der einzelnen Ausführungshäufigkeiten benutzen wir die Erkenntnisse aus den E-Energy Modellregionen. Die Schwierigkeit in diesem Schritt besteht darin die Häufigkeit für die Ereignisbasierte Anwendungsfälle festzulegen. Für diese Anwendungsfälle muss erforscht werden 1. Welches Ereignis den Anwendungsfall auslöst? und 2. Mit welcher Häufigkeit dieses Ereignis auftritt.
5. Im letzten Schritt werden die gesammelten Anwendungsfälle mit den ausgerechneten Datenvolumen, der Häufigkeit des Kommunikationsvorganges, sowie noch anderen Bandbreiten-relevanten Eigenschaften aggregiert, um den Bandbreitenbedarf auszurechnen.

6.1.2 DIE ABSTRAKTE EBENE

In der Abbildung 44: Prozess für Bandbreitenanalysen wird auf der ersten Ebene der generische Bandbreitenanalyse-Prozess dargestellt. Hier ist zu beachten insbesondere für die Teilschritte 3 und 4, dass die errechneten Datenvolumen und Ausführungshäufigkeiten Schätzungen sind, die wir aus den Erfahrungen mit den Modellprojekten gemacht haben. Diese Anhaltswerte für Datenvolumen und Ausführungshäufigkeiten, ermöglichen eine Hochrechnung auf Deutschland, um bestimmte Handlungsempfehlungen davon ableiten zu können. So wird z.B. für einen bestimmten Anwendungsfall die Ausführungshäufigkeit pro Modellregion ermittelt und daraus wird ein Mittelwert errechnet, der für die Hochrechnung auf Deutschland benutzt wird.

6.1.3 DIE KONKRETE EBENE

In der Abbildung 44: Prozess für Bandbreitenanalysen wird auf der zweiten Ebene der konkrete Bandbreiten-Analyse Prozess, der auf jeder Modellregion separat anwendbar ist, dargestellt. Der Prozess, der angewendet wird, ist der gleiche wie beim generischen Vorgehen mit den einzigen Unterschied, dass für die Teilschritte 3 und 4 die konkreten Werte jeder Modellregion benutzt werden. Hier ist zu betonen, dass die TUM als Evaluationsziel den generischen Prozess verfolgt, um die Skalierung auf landesweite Ebene zu untersuchen.

6.1.4 SKALIERUNG AUF DEUTSCHLAND

Um eine potenzielle Skalierung auf Deutschland zu überprüfen, müssen die existierenden Breitbandtechnologien analysiert werden und die einzelnen Anwendungsfälle darauf überprüft werden. Analysen existierender Breitbandtechnologien wurden in der

Wik-Studie¹⁵ sowie auch in der „Koste-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“ von Ernst & Young¹⁶ durchgeführt und werden in diesem Bericht als Ausgangspunkt für die Skalierung auf Deutschland verwendet.

¹⁵ WIK, Diskussionsbeitrag, „Aufbau intelligenter Enegiesysteme-Bandbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb“, März 2013

¹⁶ Ernst & Young, „Koste-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013

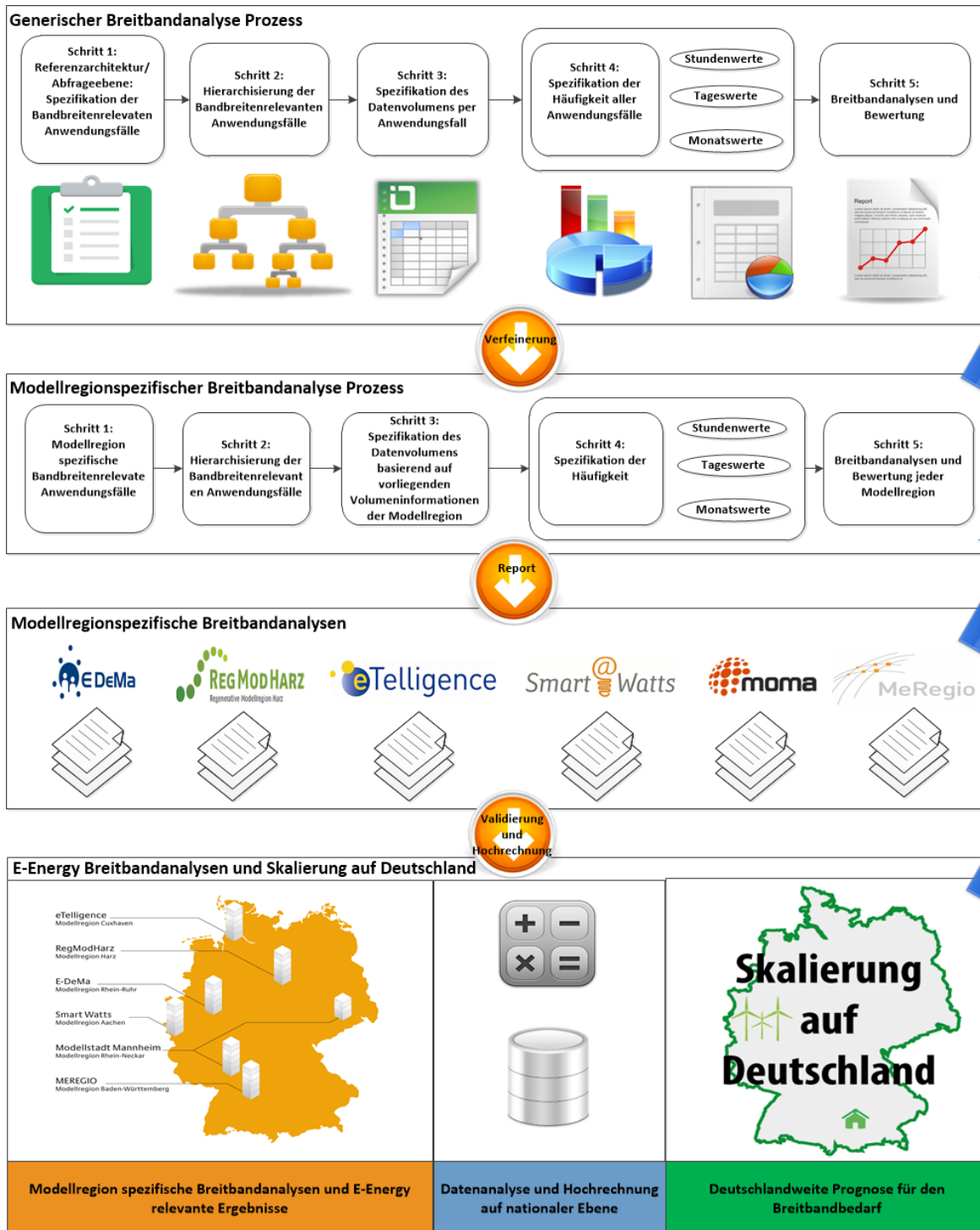


Abbildung 44: Prozess für Bandbreitenanalysen

6.2 SPEZIFIKATION DER ANWENDUNGSFÄLLE

Für die Spezifikation der Anwendungsfälle des intelligenten Energiesystems, die eine Kommunikation mit den Zählern oder mit anderen intelligenten Komponenten benötigen, benutzen wir die erarbeitete „E-Energy Referenzarchitektur“. Diese Architektur wurde während der gesamten Laufzeit des E-Energy Projekts gewartet und kontinuierlich aktualisiert und ist somit auf den Stand der letzten Berichte der einzelnen Modelregionen. Die „E-Energy Referenzarchitektur“ bietet zwei Sichten, die statische- und die dynamische Sicht. Die statische Sicht wird für die Systembeschreibung des Gesamt- wie auch der involvierten Teilsysteme benutzt und ist auf die statischen Aspekte (Struktur, Schnittstellen, Datentypen, Eigenschaften, usw.) eines Systems ausgerichtet. Die Dynamische Sicht ist auf die Darstellung der einzelnen Abläufe, die im System stattfinden, ausgerichtet. Die zwei Sichten sind wiederum miteinander über Abbildungen verknüpft. Dies ist eine sehr besondere Eigenschaft der „E-Energy Referenzarchitektur“, die das Erstellen von Abfragen (Queries) ermöglicht. Eine Abfrage wäre z.B: wo existiert in einem Smart Energy System Kommunikationsbedarf? Diese Abfrage richtet sich an die statische Sicht der Referenzarchitektur und kann über eine statische Analyse ermittelt werden, z.B. über die

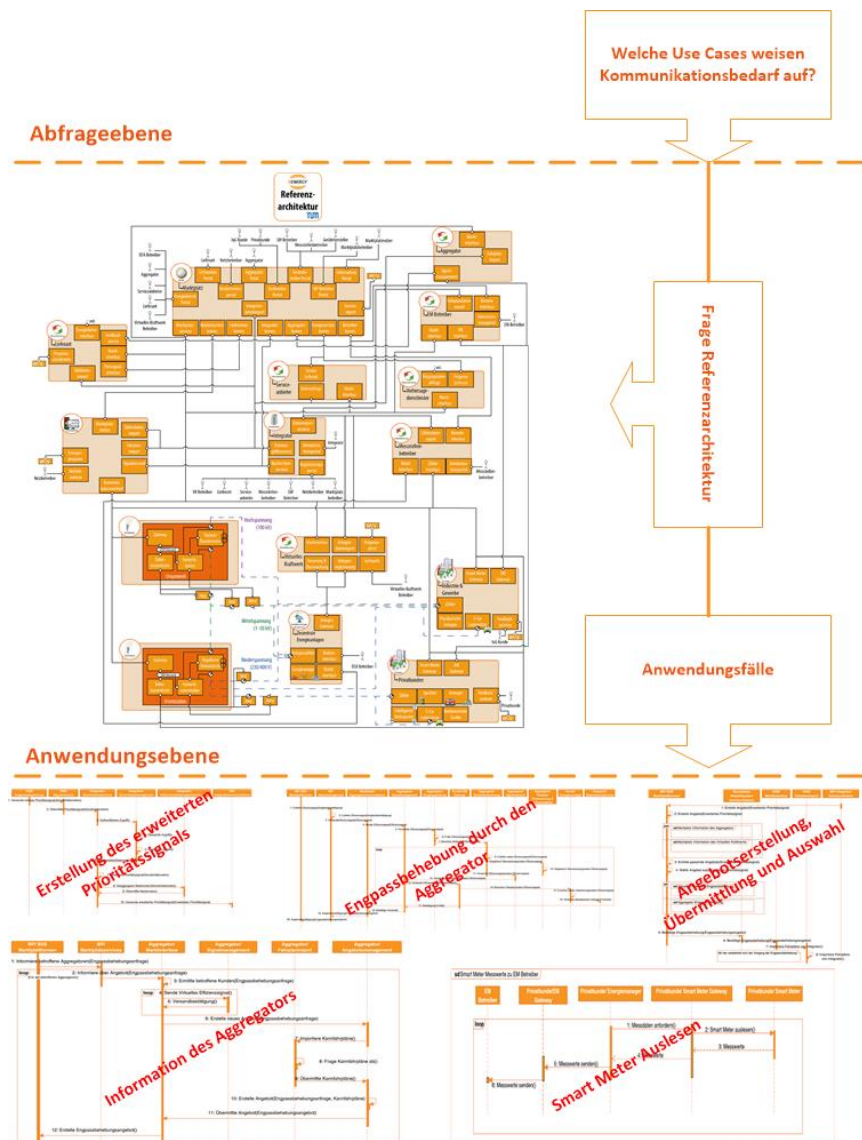


Abbildung 45: Spezifikation der Anwendungsfälle für die Bandbreitenanalyse

sind wiederum miteinander über Abbildungen verknüpft. Dies ist eine sehr besondere Eigenschaft der „E-Energy Referenzarchitektur“, die das Erstellen von Abfragen (Queries) ermöglicht. Eine Abfrage wäre z.B: wo existiert in einem Smart Energy System Kommunikationsbedarf? Diese Abfrage richtet sich an die statische Sicht der Referenzarchitektur und kann über eine statische Analyse ermittelt werden, z.B. über die

Schnittstellendefinition jeder Komponente. Das Resultat dieser Abfrage wäre eine Liste aller Komponenten, die diese Eigenschaft erfüllen. Die Verknüpfung mit der dynamischen Sicht, erlaubt der Referenzarchitektur eine erweiterte Abfrage zu erstellen wie z.B. welche dynamischen Abläufe existieren, bei denen Komponenten beteiligt sind die Kommunikationsbedarf haben. Diese Abfrage würde uns eine Liste mit allen Anwendungsfällen die Kommunikationsbedarf aufweisen zurückgeben. Der vor demonstrierte Abfrage-Mechanismus wird wie in Abbildung 45 zu sehen ist auf zwei Ebenen realisiert. Die Abfrageebene erlaubt uns beliebige Abfragen zu erstellen und auf diese Weise die Referenzarchitektur abzufragen, ähnlich wie es bei den Datenbanken funktioniert. Die Anwendungsebene zeigt uns welche dynamischen Abläufe mit unserer Abfrage verknüpft sind. Für die Ableitung der einzelnen bandbreitenrelevanten Anwendungsfälle benutzen wir die Abfrageebene, um gewünschte Ergebnisse zu erhalten, wie in der Abbildung schematisch dargestellt wird und es hier auch vor demonstriert wurde. Die E-Energy Anwendungsfälle (Dynamische Sicht) wurden ausführlich in Kapitel 4 beschrieben: Jedoch werden wir für die Bandbreiten-Analyse nur eine Teilmenge der Gesamtanwendungsfälle betrachten.

6.3 KATEGORISIERUNG DER E-ENERGY ANWENDUNGSFÄLLE

Die erarbeiteten „E-Energy Anwendungsfälle“ werden wesentlich in drei Typen eingeordnet:

1. *Typ 1: Zeit-basierte Anwendungsfälle:*

Hier handelt es sich, um alle Anwendungsfälle, die einen vorgegeben zeitlichen Ablauf haben. Solche Anwendungsfälle haben eine vordefinierte Ausführungshäufigkeit wie z.B. das Auslesen eines Smart Meters. Die Ausführungshäufigkeit kann zwar von Modellregion zu Modellregion variieren, muss aber in der Regel einen festgelegten zeitlichen Ablauf haben. Die Zusammenführung von solchen Anwendungsfällen erlaubt uns eine Sicht (View) des Systems zu erhalten, in der die zeitlichen Abläufe des Gesamtsystems dargestellt werden (dynamische Sicht).

2. *Typ 2: Ereignis-basierte Anwendungsfälle:*

Die Ereignis-basierten Anwendungsfälle haben keine vorgegebene zeitliche Abhängigkeit und treten immer dann auf, wenn ein bestimmtes Ereignis im System vorkommt. Bei diesen Anwendungsfällen ist es sehr schwer einen tatsächlichen zeitlichen Ablauf darzustellen und deshalb reden wir von Ausführungshäufigkeits-Prognosen. Diese Prognosen basieren 1. auf die Identifikation der Ereignisse, die einen bestimmten Anwendungsfall auslösen können und 2. auf Erscheinungsprognosen, die eine Schätzung zu der Erscheinung jedes Ereignisses geben. Ein Beispiel für eine Erscheinungsprognose wäre eine Lastgangprognose, basierend auf so einer Prognose könnte eine Netzengpassbehebung prognostiziert werden, ohne dass diese wirklich stattfindet. Der Anwendungsfall der Netzengpassbehebung kann zu diesem Typen zugeordnet werden, da ein Netzengpass von bestimmten Ereignissen im System ausgelöst wird. Die Ereignisse die diesen Anwendungsfall auslösen, können wiederum variieren und werden deshalb in Teilkategorien eingeordnet:

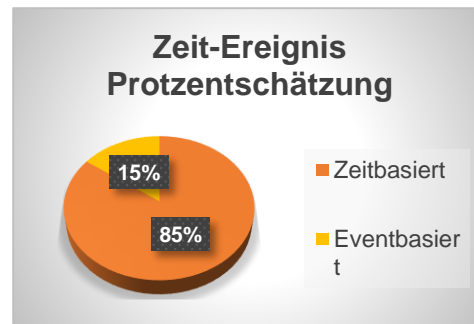
- *Physikalische Ereignisse:* Das sind Ereignisse, die in der physikalischen Welt des Systems passieren und nicht beeinflusst werden können. Das Scheitern der Sonne, der starke Wind, das Beschädigen eines Transformators von einem Verkehrsunfall sind nur ein paar Beispiele für solche Ereignisse.
- *System Ereignisse:* Das sind Ereignisse, die im System selbst stattfinden.
- *Benutzerverhalten:* Das Verhalten der Beteiligten im System kann Konsequenzen auf das Verhalten des Gesamtsystems haben. Die gleichzeitige Abschaltung aller Energiemanager im Haushalt, würde

das intelligente Energiesystem wie ein konventionelles Energiesystem aussehen lassen.

Die Auslösung eines ereignisbasierten Anwendungsfalls hat meistens mehrere Ursachen an denen mehrere Ereignisse beteiligt sind und deshalb sprechen wir von Prognosen und Schätzungen.

3. Typ 3: Hybride Anwendungsfälle:

Hybride Anwendungsfälle wie der Name hybrid schon andeutet, sind Anwendungsfälle, die beiden Typen (Ereignis-basiert und Zeit-basiert) zugeordnet werden können. Sie stellen somit einen eigenen Typen dar. Viele Anwendungsfälle haben zwar eine zeitlich definierte Ausführungshäufigkeit, werden aber auch von bestimmten Ereignissen ausgelöst. Somit handelt es sich, um hybride Fälle, die getrennt betrachtet werden müssen. Bei diesen Fällen ist sehr wichtig eine Prozentschätzung einzuführen, mit der man den hybriden Anwendungsfall richtig abschätzen kann. So gibt es z.B. Anwendungsfälle die zeitlich alle 15 Minuten stattfinden können, aber auch manuell 10-20mal am Tag ausgeführt werden. In diesem Fall handelt es sich um einen hybriden Anwendungsfall, der zu 85% als zeitlich betrachtet werden kann und zu 15% als ereignisbasiert. Diese Prozentschätzung kann nicht exakt spezifiziert werden für jeden Anwendungsfall, aber eine grobe Schätzung ist meistens ausreichend, um einen Anwendungsfall richtig einzuordnen, auch wenn sich aus dieser groben Prozentschätzung nur der dominierende Typ eines Hybriden Anwendungsfalls ergibt.



Des Weiteren lassen sich die E-Energy Anwendungsfälle in folgenden Kategorien einordnen:

- Anwendungsfälle, wo Datenübertragung zur Information des Kunden stattfindet.
- Anwendungsfälle, wo Datenübertragung zur Abrechnung eines Kunden stattfindet.
- Anwendungsfälle, wo Datenübertragung zur Übermittlung von Produkt- und Tarifangeboten stattfindet.
- Anwendungsfälle, wo Datenübertragung zur Steuerung und Regelung stattfindet.
- Sonstige Anwendungsfälle, wo Datenübertragung stattfindet.

Die Kategorisierung und Typenzuordnung der E-Energy Anwendungsfälle wird in folgender Grafik veranschaulicht.

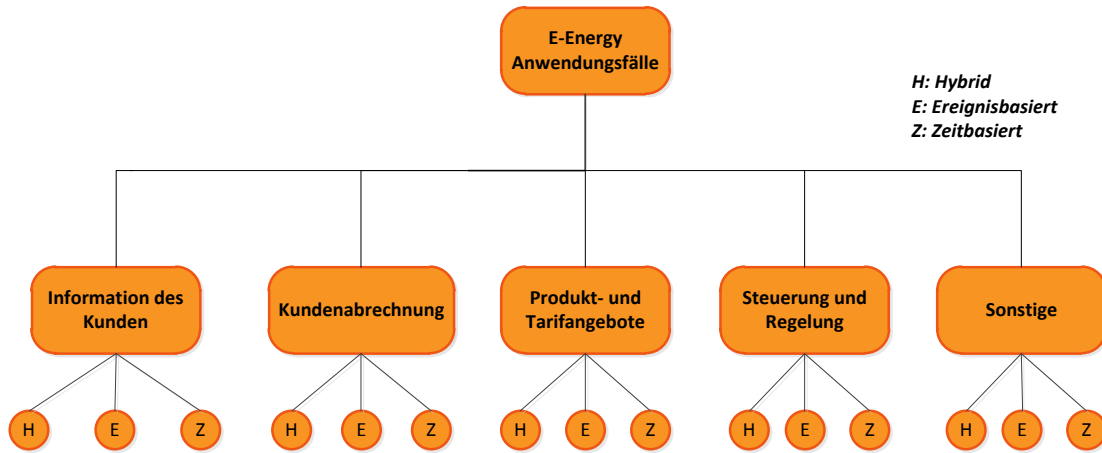


Abbildung 46: Kategorisierung und Typisierung der E-Energy Anwendungsfälle

Tabelle 23: Kategorisierung und Auswahl der breitbandrelevanten „E-Energy Anwendungsfälle“

Anwendungsfall	Typ			Bandbreiten- Bedarf/Analyse	Signifikanz, Beschreibung und Kommentare
	Zeitba- siert	Ereignis- basiert	Hyb- rid		
Kategorie 1: Anwendungsfälle zur Information des Kunden					
Preissignalübermittlung			X	Ja/Ja	Die Preissignalübermittlung wird zur Information und Steuerung der Kunden eingesetzt. Der Anwendungsfall wird als sehr wichtig eingeschätzt für die Funktion des intelligenten Energiesystems.
Kategorie 2: Anwendungsfälle zur Abrechnung eines Kunden					
Kundenabrechnung			X	Ja/Ja	Die Kundenabrechnung ist wesentlicher Bestandteil des intelligenten Energiesystems. Der Anwendungsfall wird zwar nicht sehr oft ausgeführt, trotzdem wird für diesen Anwendungsfall der Bandbreiten-Bedarf ermittelt.
Kategorie 3: Anwendungsfälle zur Übermittlung von Produkt- und Tarifangeboten					

Information des Aggregators	X	Ja/Ja	Für die Erstellung eines Angebots, wird die Lokale Optimierung vom Aggregator angestoßen. Die Energiemanager der Kunden führen die Lokale Optimierung der Endgeräte aus und übermitteln die Fahrpläne dem Integrator. Diese Fahrpläne werden vom Aggregator benutzt, um ein Angebot auf dem Markt zu erstellen.
Information des Virtualen Kraftwerks	X	Ja/Nein	Dieser Anwendungsfall, verläuft ähnlich zu den Anwendungsfall Information des Aggregators. Somit wird dieser Anwendungsfall nicht separat analysiert.
Lieferantenwechsel	X	Ja/Ja	Bei diesen Anwendungsfall kann sich der Kunde, über hinterlegte Angebote am Markt, erkundigen. Die Auswahl eines Angebots erfordert bidirektionale Kommunikation zwischen Lieferant und Kunden.
Aggregatorwechsel	X	Ja/Nein	Ähnlich wie bei dem Lieferantenwechsel.
Kategorie 4: Anwendungsfälle zur Steuerung und Regelung			
Preissignalübermittlung	X	Ja/Ja	Wurde bereits bei Information des Kunden betrachtet.

Netzengpassbehebung	X		Ja/Nein	Siehe Lokale Optimierung (real)
Engpassanalyse		X	Ja/Nein	Siehe Lokale Optimierung (virtuell)
Erstellung des erweiterten Prioritätssignals		X	Ja/Nein	-
Engpassbehebung durch das Virtuelle Kraftwerk	X		Ja/Nein	Die Engpassbehebung durch das virtuelle Kraftwerk ist ein sehr wichtiger Anwendungsfall, der öfters im Verlauf eines Tages auftritt. Allerdings ist die Folge dieses Anwendungsfalles, die Netzengpassbehebung, die als separater Anwendungsfall für die Bandbreiten-Analyse betrachtet wird.
Engpassbehebung durch den Aggregator	X		Ja/Nein	Ähnlich wie bei Engpassbehebung durch das virtuelle Kraftwerk.
Smart Meter auslesen		X	Ja/Ja	Die Auslesung der intelligenten Stromzähler, ist einer der wichtigsten Anwendungsfällen, auf den mehrere andere Anwendungsfälle aufbauen. Eine Bandbreiten-Analyse ist hier erforderlich.
Lokale Optimierung der Endgeräte		X	Nein/Ja	Die lokale Optimierung der Endgeräte findet in jedem Haushalt mehrmals am Tag statt. Da der Datenaustausch nur lokal zwischen Endgeräten und

			Energiemanager stattfindet, besteht hier kein Bandbreiten-Bedarf.
Lokale Optimierung	X	Ja/Ja	Die Lokale Optimierung findet mehrmals am Tag statt. Es wird zwischen realen und virtuellen Optimierung unterschieden. Bei der realen, wird ein Effizienzsignal zu allen Energiemanager übertragen, das die Lokale Optimierung der Endgeräte anstoßt. Die Energiemanager antworten bei Empfang eines Effizienzsignals, mit den ermittelten Fahrplänen. Ähnlich wird bei der virtuellen Optimierung nur die Kannfahrpläne übermittelt, ohne dass eine tatsächliche Steuerung der Endgeräte erfolgt. Die Lokale Optimierung wird für die Netzengpassbehebung benutzt.
Angebotserstellung, Übermittlung und Auswahl	X	Ja/Nein	Der Anwendungsfall beschreibt die Erstellung eines Angebots für eine eventuelle Netzengpassbehebung. Der Anwendungsfall ist erforderlich, damit eine Netzengpassbehebung stattfinden kann. Somit wird er auch als sehr wichtig eingestuft.

Kategorie 5: Sonstige Anwendungsfälle

Software Aktualisierung der Energiemanager	X	Ja/Ja	Ein seltener, aber notwendiger Anwendungsfall für die Aktualisierung der Firmware.
Software Aktualisierung der Smart Meter	X	Ja/Ja	Ähnlich wie bei der Aktualisierung der Energiemanager.
Software Aktualisierung der Endgeräte	X	Ja/Nein	Ähnlich wie bei der Aktualisierung der Energiemanager.
Betrieb von Virtuellen Kraftwerken	X	Ja/Nein	Der Betrieb von virtuellen Kraftwerken beschreibt die Kommunikation zwischen einer DEA und dem virtuellen Kraftwerk. Eine bidirektionale Kommunikation zwischen den Akteuren ist hier erforderlich.
Service Abonnieren	X	Nein/Nein	Das Abonnieren von Services verlangt eine bidirektionale Kommunikation zwischen den beteiligten Akteuren. Der Service Anbieter informiert den Kunden über Angebote. Der Kunde entscheidet sich, für ein oder mehrere Angebote und schließt einen Vertrag ab, mit dem Service Anbieter. Der Kunde wird nach Vertragsabschluss, als Service-Nutzer betrachtet.

6.4 BREITBANDTECHNOLOGIEN

Der Einsatz unterschiedlicher Technologie ermöglicht einen schnellen und qualitativen Ausbau der Breitbandinfrastruktur, angepasst an die lokalen Gegebenheiten, wie beispielsweise Topographie und Siedlungsstruktur. Derzeit existiert bereits eine Vielzahl an Technologien wie z.B. DSL, UMTS, Funk, WLAN (siehe Tabelle 24: Übertragungstechnologien im Weitverkehrsnetz für eingesetzte Breitbandtechnologien in Deutschland), die eine zuverlässige Breitbandversorgung gewährleisten¹⁷. In diesem Abschnitt möchten wir den Hintergrund der existierenden Breitbandtechnologien vorstellen und je nach Verwendungszweck diese einordnen.

6.4.1 DRAHTGEBUNDENE ÜBERTRAGUNGSTECHNOLOGIEN

DSL (DIGITAL SUBSCRIBER LINE)¹⁸

BESCHREIBUNG

Digital Subscriber Line, kurz DSL, ist eine Breitbandtechnologie bei der Daten mit einer hohen Übertragungsrate von zurzeit 1Mbit/s bis 50Mbit/s über einfache Kupferleitungen gesendet und empfangen werden können. Damit verfügt die Technologie über eine ausreichende Übertragungskapazität, um die Daten mehrerer Zählrichtungen über einen einzelnen Hausanschluss in aggregierter Form zu übertragen sowie die erforderlichen Fernwartungen und/oder Updates auf dem SMGW durchzuführen. Auch können Daten bidirektional und in Echtzeit übertragen werden. Ferner wird auf Basis einer durchgängigen, transparenten TCP/IP-Kommunikationsinfrastruktur die TLSVerschlüsselung von DSL unterstützt und somit eine sichere Kommunikation zwischen SMGW und externen Marktteilnehmer gewährleistet.¹⁹

VERFÜGBARKEIT

DSL kann im Prinzip jeder nutzen, der einen analogen oder ISDN-Telefonanschluss besitzt. Die Verfügbarkeit ist in Ballungsräumen weitgehend flächendeckend. Angebotslücken in der DSL-Versorgung gibt es vor allem in ländlichen Gebieten.

KOSTEN

¹⁷ BMWI, <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Technologie/breitbandtechnologien.html>

¹⁸ BMWI, <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Technologie/dsl.html>, 2012

¹⁹ Ernst & Young, Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, 2013, S. 45.

In der Regel werden Telefonanschluss und DSL-Zugang aus einer Hand bereitgestellt. Kleinere Anbieter vermarkten meist die Angebote großer Telefongesellschaften und sind somit mit deren Telefonangeboten kompatibel. Die Kosten variieren je nach Anbieter und setzen sich aus einer Einrichtungs- und einer monatlichen Grundgebühr zusammen.

GLASFASER BZW. LICHTWELLENLEITER (LWL)²⁰

BESCHREIBUNG

Glasfasern sind lange, dünne Fasern, die aus geschmolzenem, hoch reinem Quarzglas hergestellt werden. Bei der Datenübertragung über Glasfaser werden die Daten als Lichtsignale codiert und durch optische Leitungen gesendet. Signale können in Glasfasern im Vergleich zu Kupferkabeln mit bis zu 40 Gigabit pro Sekunde deutlich schneller und verlustärmer übertragen werden. Glasfasern sind damit ideal um große Datenmengen schnell zu übertragen. Zudem zeigt sich die Datenübertragung in Glasfaserkabeln als unempfindlich gegenüber elektromagnetischen Störungen und bietet eine höhere Abhörsicherheit als andere Leitungsnetze.

VERFÜGBARKEIT

In erster Linie wird Glasfaser für Datenfernleitungen (Backbone) verwendet oder für die Anbindung großer Unternehmen an das öffentliche Kommunikationsnetz. Für private Endnutzer ist das Internet über Glasfaserfaserkabel bisher nur an einigen wenigen Orten in Deutschland verfügbar.

KOSTEN

Theoretisch kommt Glasfaser auch für private Haushalte in Frage, wird für diesen Markt aber noch selten angeboten. Direkte Glasfaser-Anbindungen eignen sich besonders für Firmen mit großem Datenaufkommen. Die Hauptkosten entstehen durch die Bereitstellung der nötigen Infrastruktur und nicht für die eigentliche Datenübertragung.

Jedoch setzen in Regionen mit Glasfaserinfrastruktur gerade regionale Anbieter auf Breitband-Angebote per Glasfaser. Nach dem Motto "DSL ist heute, morgen ist Glasfaser", bauen einige Telekommunikationsunternehmen ihre Glasfasernetze aus. In München, Köln und Hamburg sind bereits Internet-Zugänge mit Übertragungsraten von bis zu 100 Megabit pro Sekunde verfügbar. Je nach Anzahl der angeschlossenen Haushalte variieren die Preise für diese Technologie zwischen 29,95 Euro und 39,95 Euro.

²⁰ BMWI, <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Technologie/glasfaser-lichtwellenleiter.html>, 2012

TV-KABEL²¹

BESCHREIBUNG

Breitbandinternet über das Kupferkoaxialkabel wird den Kunden üblicherweise über das bestehende TV-Kabelnetz angeboten. Das Koaxialkabel besteht aus einem Kupferkern und einem abschirmenden Kupfermantel. Die TV-Kabelnetze sind dadurch hinsichtlich Störanfälligkeit, Reichweite und Kapazität um einiges leistungsfähiger als die für DSL genutzten klassischen Telefonnetze aus Draht. Der Datenübertragungsstandard DOCSIS (Data Over Cable Service Interface Specification) legt Modulationsverfahren, Frequenzen und Schnittstellen fest, die den Betrieb eines rückkanalfähigen Koaxialkabelnetzes gewährleisten, was sowohl den Empfang als auch das Senden von Daten über den Kabelanschluss möglich macht.

Beim derzeit überwiegend eingesetzten DOCSIS-Standard 3.0 können die Datenraten im Download mehr als 100 Megabit pro Sekunde betragen. Für den Empfang und das Versenden der Daten per TV-Kabel ist ein spezielles Kabelmodem notwendig, welches von den Anbietern passend zu deren Systemen bereitgestellt wird. Der Anschluss erfolgt an die umgerüstete und gemessene Multimediadose für das Kabelfernsehen.

VERFÜGBARKEIT

Nach Branchenangaben können rund 24 Mio. Haushalte in Deutschland über einen TV-Kabelanschluss mit Internetzugängen versorgt werden (von insgesamt 28 Mio. Haushalten, die an TV-Kabelnetze anschließbar sind).

KOSTEN

Die Kabelanbieter bieten Übertragungsraten über 100 Megabit pro Sekunde an, wobei die laufenden Kosten nicht höher als bei DSL-Zugängen sind. Zusatzangebote, wie HDTV und Telefonie, sind gegen Aufpreis buchbar.

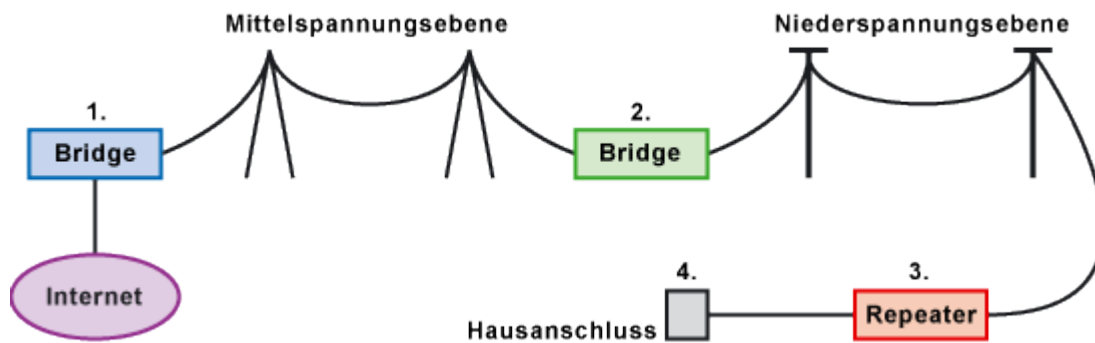
In der Regel ist für die Bereitstellung eines Internetzugangs ein Vertrag für den TV-Kabelanschluss Voraussetzung. Damit können für den Nutzer weitere Kosten anfallen. Das TV-Signal kann allerdings bei manchen Anbietern auf Anfrage gesperrt werden, wodurch Kunden die Kosten für einen TV-Kabelanschluss sparen.

6.4.2 DATENÜBERTRAGUNG ÜBER DAS STROMNETZ

Das PLC-Netzmodell kennt vier Geräteklassen. Es gibt je eine Bridge zwischen Internet und Mittelspannungsnetz (~10 kV) des Energieversorgers, sowie zwischen Mittelspannungsnetz und Niederspannungsnetz (230 V). Dann gibt es noch einen

²¹ BMWI, <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Technologie/tv-kabel.html>, 2012

Repeater im Niederspannungsnetz beim Endkundenanschluss. Auf der physikalischen Ebene wird mit Notches gearbeitet, um die empfindlichen Kurzwellenanwendungen vom Powerline-Signal fern zu halten. Die Übertragung findet auf Basis von OFDM statt. Es nutzt 1.536 Subträger und erreicht maximal 8 Bit/s/Hz. 200 MBit/s belegen mindestens 25 MHz im Kurzwellenspektrum.



SCHMALBAND-POWERLINE (PLC)²²

BESCHREIBUNG

Powerline Communications (PLC) oder auch Digital Powerline (DPL) ist der Oberbegriff für die Übertragung von Daten über das Stromkabel. Dabei werden die stromführenden Kabel parallel zur Energieversorgung auch zur Datenübertragung genutzt.

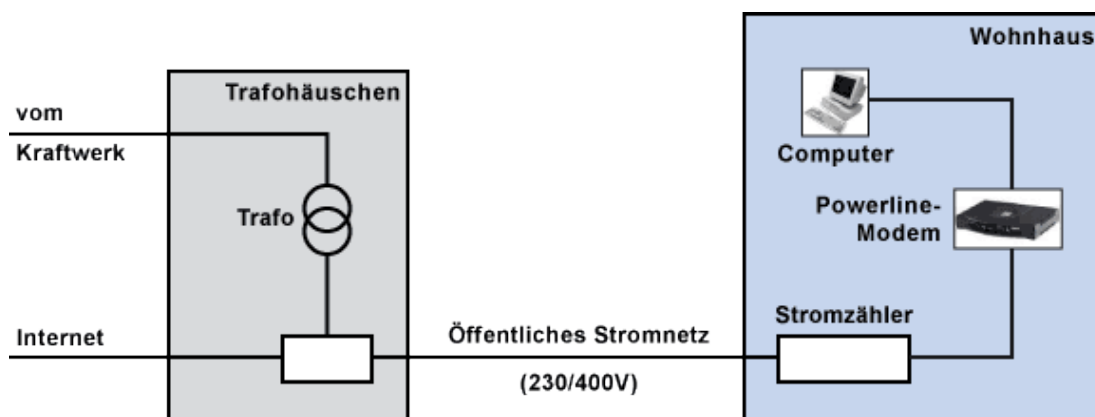


Abbildung 47 Schmalband Powerline Technologie

²² Elektronik Kompendium, <http://www.elektronik-kompendium.de/sites/kom/0310061.htm>

Die Datensignale werden im Trafohäuschen eingespeist und von dort über das öffentliche Stromnetz bis zu den Häusern übertragen. Dort werden die Signale vor dem Stromzähler abgegriffen und nach dem Stromzähler wieder in das Hausnetz eingespeist. Der innerhalb der EU verwendbare Frequenzbereich, ist in CENELEC EN 50065, auf 9kHz bis 148kHz festgelegt.

VERFÜGBARKEIT

PLC hat sich in den letzten Jahren im In-House Bereich, zu einer attraktiven Alternative für die Übertragung von In-House Daten, entwickelt. Über der Verfügbarkeit von PLC Lösungen, für die Übertragung von Daten außerhalb eines Haushaltes liegen uns derzeit keine Informationen vor.

KOSTEN

Um Powerline einsetzen zu können sind zusätzliche Installationen notwendig. Es muss ein Filter in die Stromverteilerkästen eingebaut werden. Danach kann störungsfrei das vorhandene Stromnetz zu Kommunikationszwecken eingesetzt werden. Leider müsste dazu das gesamte Stromnetz umgebaut werden. Die Investitionskosten für diese Erweiterungen sind kaum bezahlbar.

BREITBAND-POWERLINE (BPL)

BESCHREIBUNG

Ähnlich wie Schmalband-Powerline. Auf Grund der verschiedenen Wellenlängen und Bandbreiten der Übertragungssignale, wird zwischen Breitband-PLC und Schmalband-PLC, unterschieden. Das Übertragungsband für BPL liegt üblicherweise zwischen 1MHz und maximal 80MHz.

VERFÜGBARKEIT

Eine Deutschlandweite Verfügbarkeit dieser Technologie konnte nicht ermittelt werden.

6.4.3 DRAHTLOSE ÜBERTRAGUNG

UMTS/HSPA²³

BESCHREIBUNG

UMTS steht für "Universal Mobile Telecommunications System". Es hat sich als mobile Breitbandtechnik etabliert. Die Datenübertragungsraten betragen 384 Kilobit pro

²³ BMWI, <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Technologie/umts-hspa.html>

Sekunde beim Download und 64 Kilobit pro Sekunde beim Upload, wobei die Übertragungsraten sinken, wenn sich der Abstand zum Funkmast vergrößert oder die Anzahl der Nutzer in der Funkzelle zunimmt.

Inzwischen sind mit den Erweiterungen HSPA (High Speed Packet Access) und LTE (Long Term Evolution) leistungsfähigere Übertragungsverfahren verfügbar, mit denen wesentlich höhere Datenraten erzielt werden. Unter idealen Bedingungen sind bei HSPA im Download bis zu 42,2 Megabit pro Sekunde und im Upload bis zu 5,8 Megabit pro Sekunde erreichbar.

UMTS bzw. HSPA kann über mobile Endgeräte mit entsprechender Ausstattung genutzt werden. Diese suchen in der Regel bevorzugt nach dem schnelleren HSPA-Netz. Ist dieses nicht verfügbar, greifen die Endgeräte auf ein UMTS- oder GPRS-Signal mit geringerer Bandbreite zurück.

VERFÜGBARKEIT

UMTS bzw. HSPA ist in allen großen Städten und Ballungsräumen verfügbar. Bereits 2010 betrug die UMTS-Netzabdeckung gemessen an der Bevölkerung in Deutschland zwischen 65 und 82 Prozent (Bundesnetzagentur Jahresbericht 2010). In Regionen ohne leitungsgebundene Zugangstechnologien sind UMTS bzw. HSPA als alternative Breitbandverbindung geeignet.

KOSTEN

UMTS- bzw. HSPA-fähige Handys oder Laptopkarten sind oftmals in Verbindung mit entsprechenden Mobilfunkverträgen erhältlich. Die Kosten können sich aus einem Grundpreis und von übertragenden Datenvolumen abhängigen Preis zusammensetzen. Im Grundpreis kann aber auch ein bestimmtes Datenvolumen enthalten sein. Bei häufiger Nutzung empfiehlt sich eine Datenflatrate. Einige Anbieter ermöglichen die Nutzung auch ohne Grundgebühr und Vertrag. Die Abrechnung erfolgt dann mit einer Prepaidkarte nach Zeiteinheiten.

WLAN²⁴

BESCHREIBUNG

WLAN steht für "Wireless Local Area Network". Dieses Netzwerk ermöglicht einen lokalen, drahtlosen Zugang zum Internet über Funk. Es wird in der Regel für kurze Strecken genutzt und innerhalb von Wohnungen oder Gebäudekomplexen eingesetzt. Dabei erzeugen Antennen kleine Funknetze, sogenannte "Hotspots". Sie decken einen Radius von etwa 100 Metern ab.

²⁴ BMWI, <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Technologie/wlan.html>

WLAN kann zur Anbindung unterversorgter Regionen oder für kostengünstige Verbindungen zwischen Standorten als Richtfunk eingesetzt werden. Dabei sind unter optimalen Bedingungen Reichweiten von bis zu 15 Kilometern realisierbar. Diese sind jedoch abhängig von der jeweils eingesetzten Antenne und topographischer Gegebenheit des Geländes.

WLAN nutzt das in vielen Ländern lizenzfreie 2,4 Gigahertz-Band. Das hat dazu geführt, dass diese Technologie weltweit verbreitet ist. Seit der technischen Spezifikation IEEE802.11a ist optional auch das Frequenzband um fünf Gigahertz lizenzfrei nutzbar.

Im Fünf-Gigahertz-Band sind durch die höhere Bandbreite von 450 Megahertz mehr Kanäle nutzbar. Dadurch ist das Netzwerk flexibler und resistenter gegenüber anderen Funknetzen. Insgesamt können so 19 Kanäle überlappungsfrei genutzt werden. WLAN im Fünf-Gigahertz-Band wird deswegen häufig in Industriekomplexen oder in dicht besiedelten Gebieten verwendet. Außerdem ist es für Richtfunkstrecken durch die schmalere Richtcharakteristik weniger anfällig für Hindernisse.

Die derzeit maximale Übertragungsgeschwindigkeit bei WLAN beträgt bis zu 300 Megabit pro Sekunde (IEEE 802.11n). Da die Daten von Dritten empfangen werden können, sollten Verschlüsselungs-Technologien (z.B. WPA) eingesetzt werden. Der kabellose Netzanschluss ist sowohl mit mobilen als auch mit stationären Computern möglich. Inzwischen sind auch Hardwaregeräte wie Drucker oder Scanner WLAN-tauglich. Für den Internetzugang über WLAN benötigt der Computer eine WLAN-Karte.

VERFÜGBARKEIT

Über die "Hotspots" erhalten die Nutzer unterwegs (in Hotels, auf Flughäfen, in Restaurants) einen bequemen Breitband-Internetzugang. Häufig werden auch private "WLAN-Hotspots" eingerichtet, die zur öffentlichen Nutzung frei stehen. Per Funk kann die sogenannte "letzte Meile" zwischen Verteilerkasten und Wohnungsanschluss überbrückt werden.

KOSTEN

In Deutschland existiert neben den privaten WLAN-Zugängen eine große Zahl öffentlicher "Hotspots". Besucher können diese mit einem WLAN-tauglichen Notebook teilweise kostenfrei, teilweise auch gebührenpflichtig nutzen. Momentan kommen viele neue Angebote hinzu.

RICHTFUNK²⁵

²⁵ BMWI, <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Technologie/richtfunk.html>

BESCHREIBUNG

Eine drahtlose und räumlich ausgerichtete Fernübertragung von Datensignalen zwischen mehreren Stationen nennt man Richtfunk. Allgemein ist Richtfunk eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung, d.h. dass die Daten über eine Distanz zwischen zwei Punkten direkt übertragen werden. Zur zentralen Vernetzung vieler Standorte wird Punkt-zu-Mehrpunkt-Richtfunk eingesetzt.

Grundsätzlich kann die Signalübertragung über zwei Methoden erfolgen. Beim optischen Richtfunk, werden die digitalen Daten mittels Licht übertragen. Beim Mikrowellen-Richtfunk erfolgt der Signaltransport über elektromagnetischen Wellen. Richtfunkverbindungen lassen sich schnell und kostengünstig aufbauen und bieten - auf Mikrowellenbasis - Übertragungsraten bis zu einem Gigabit pro Sekunde. Optische Richtfunksysteme haben zwar aufgrund atmosphärischer und umweltbedingter Signaleinflüsse eine kürzere Reichweite, können jedoch mehr als zwei Gigabit pro Sekunde übertragen.

Die für den Mikrowellen-Richtfunk genutzten Antennen zeichnen sich durch eine Richtcharakteristik aus. Die Funkwellen werden gebündelt in eine Richtung übertragen, wobei üblicherweise eine Sichtverbindung zwischen den Antennenanlagen besteht. Dadurch können schon bei geringer Sendeleistung Entfernungen von mehreren Kilometern überbrückt werden.

Richtfunknetze können im lizenzpflichtigen oder lizenzfreien Spektrum genutzt werden. Während im lizenzierten Frequenzbereich jeder Teilnehmer feste Frequenzen exklusiv nutzt, teilen sich die Teilnehmer im lizenzfreien Frequenzband (wie bspw. WLAN bei 2,4 GHz und 5,4 GHz) die Bandbreite. Lizenzierte Richtfunkstrecken werden nach Eigenschaften wie Übertragungsweg oder Funkfrequenz qualifiziert und müssen bei der Bundesnetzagentur angemeldet werden.

Aufgrund der Leistungsfähigkeit der Richtfunktechnologie wird diese auch zur Anbindung von örtlichen Telekommunikationsnetzen an größere Netzknoten genutzt. Die Datenübertragung wird bis hin zu den örtlichen Kabelverzweigern funkbasiert durchgeführt. Die Weiterleitung der Daten an die Haushalte erfolgt dann bspw. über WLAN oder leitungsgebunden über DSL.

LTE²⁶

BESCHREIBUNG

LTE (Long Term Evolution) ist ein neuer, weltweiter Mobilfunkstandard. Durch verbesserte Modulationsverfahren und die Nutzung verschiedener Bandbreiten bietet

²⁶ BMWI, <http://www.zukunft-breitband.de/DE/Technologie/long-term-evolution.html>

LTE Datenraten von bis zu 100 Megabit pro Sekunde und ermöglicht zudem eine flexiblere Verteilung der Übertragungskapazitäten.

LTE ist für den Einsatz in unterschiedlichen Frequenzbereichen konzipiert. Bei Verwendung der Frequenzen um 800 MHz eignet er sich ideal für eine flächendeckende, drahtlose Breitbandversorgung, d.h. einen schnellen Zugang zum Internet insbesondere auch im ländlichen Bereich. Die Frequenzbereiche bei 1,8 GHz, 2 GHz und 2,6 GHz unterstützen vor allem die Bereitstellung von schnellen Breitbanddiensten in Städten.

Eine Vielzahl von Herstellern bietet bereits LTE-fähige Smartphones, Notebooks und Router an. Auch werden von den Mobilfunkbetreibern je nach Vertrag passende Endgeräte bereitgestellt.

VERFÜGBARKEIT

Der Netzausbau hat 2010 begonnen und wird flächendeckend weitergeführt. Für 14,1 Mio. Haushalte in Deutschland war LTE Mitte 2012 verfügbar. Das entspricht ca. 35 % der Haushalte. Ca. 10,1 Mio. Haushalte haben die Möglichkeit, LTE mit Bandbreiten über 6 Megabit pro Sekunde zu nutzen. Oft kann auf bestehende Infrastrukturen der UMTS-Netze zurückgegriffen werden, was den Ausbau vielerorts vereinfachen und beschleunigen kann. Der Frequenzbereich um 800 MHz dient vorrangig der Erschließung von bisher unversorgten Gebieten (sogenannte "weiße Flecken") mit drahtlosen Breitbandanbindungen von mindestens 1 Megabit pro Sekunde. Die dazu formulierten Versorgungsaufgaben sind mittlerweile in allen Bundesländern erfüllt. Darüber hinaus ist LTE bereits in vielen Städten verfügbar.

KOSTEN

Die monatlichen Kosten sind geringfügig höher als die vergleichbarer Kabel- oder DSL-Zugänge. Zudem sind sie abhängig von Art und Umfang der Dienstnutzung und können entsprechend variieren, wobei die mobilfunktypische Tarifgestaltung sowohl die abrufbare Datenrate als auch das zu übertragende Datenvolumen berücksichtigt.

Tabelle 24: Übertragungstechnologien im Weitverkehrsnetz²⁷

	Drahtgebundene Technologien			Übertragung über Stromnetz			Drahtlose Technologien			
	DSL	Glasfaser	Kabelmodem	PLC	BPL	EDGE/GPRS/GSM	UMTS/HSDPA	LTE	CDMA	Satellit
<i>Datenübertragungsrates</i>	1Mbit/s bis 50Mbit/s	bis zu 40Gbit/s	bis zu 120Mbit/s	100Kbit/s – 3Mbit/s	1-10 Mbit/s	DL: 220Kbit/s UL:110Kbit/s	<ul style="list-style-type: none"> UMTS <ul style="list-style-type: none"> DL:384Kbit/s UL:64Kbit/s HSDPA <ul style="list-style-type: none"> DL:14,4Mbit/s UL:5,8Mbit/s 	DL:350Mbit/s UL:75Mbit/s	DL: 3,1Mbit/s UL:1,8Mbit/s	<ul style="list-style-type: none"> Endverbraucher <ul style="list-style-type: none"> DL: bis 18Mbit/s UL: bis 6Mbit/s Prof. Nutzer <ul style="list-style-type: none"> DL: bis 50Mbit/s UL bis 20Mbit/s
<i>Verfügbarkeit zur Nutzung</i>	ca. 38 Mio Haushalte	ca. 1Mio. Haushalte	ca. 24-28 Mio. Haushalte	k.A.	k.A.	ca. 39 Mio. Haushalte	ca. 33 Mio. Haushalte	ca. 13 Mio. Haushalte	k.A.	k.A.
<i>Tatsächliche Nutzung</i>	ca. 23,4 Mio. Haushalte	ca. 166.000 Haushalte	ca. 3 Mio. Haushalte	k.A.	k.A.	ca. 3,2 Mio. Nutzer – nur EDGE/GPRS	ca. 29 Mio. Nutzer	ca. 150.000 Nutzer	k.A.	ca. 41.000 Haushalte
<i>Kostenbewertung</i>										

²⁷ Ernst & Young, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“, 2013

6.4.4 BREITBANDTECHNOLOGIEN ZUSAMMENFASSUNG

Zum Jahresende 2012 war in Deutschland für insgesamt 99,7 Prozent aller Haushalte ein Breitbandanschluss mit einer Geschwindigkeit von mindestens 1 Mbit/s verfügbar²⁸. Dieser Wert wird als Basiswert für die flächendeckenden Bandbreiten-Analysen der E-Energy Anwendungsfälle benutzt.



Im Rahmen der Breitbandstrategie wurde vom BMWI ein ehrgeiziges Ziel gesetzt: Bis 2014 sollen für 75 Prozent der Haushalte Anschlüsse mit Übertragungsraten von mindestens 50 Megabit pro Sekunde zur Verfügung stehen - bis 2018 wird eine flächendeckende Verfügbarkeit solcher Bandbreiten angestrebt. Inzwischen haben über 50 Prozent der Haushalte Zugang zu Bandbreiten von mindestens 50 Megabit pro Sekunde.



²⁸ BMWI, Breitbandstrategie, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Digitale-Welt/Digitale-Infrastrukturen/breitband.html>



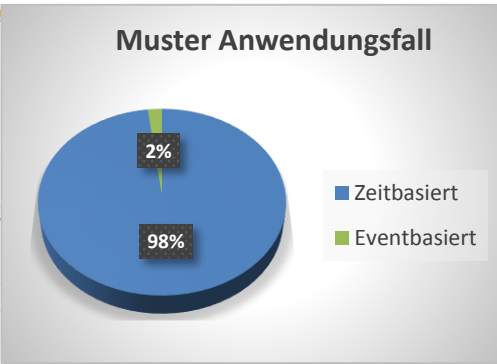
6.5 BANDBREITENANALYSE-STECKBRIEFE

Die Steckbriefe dienen dazu die wichtigsten Informationen eines Anwendungsfalls, in Bezug auf die Bandbreiten, kurz und Übersichtlich zu gestalten. Des Weiteren erlaubt das einheitliche Format der Steckbriefe, mehrere Anwendungsfälle nebeneinander zu stellen und ermöglicht somit einen direkten Vergleich.

6.5.1 DIE NOTATION DER STECKBRIEFE

Wir erklären die Notation der Steckbriefe anhand des dargestellten Mustersteckbriefs in Tabelle 25: Muster Steckbrief. Diese Notation wird im gesamten Kapitel weiter benutzt, um solche Steckbriefe für jeden Bandbreiten-relevanten Anwendungsfall einheitlich darzustellen.

Steckbrief: Muster-Anwendungsfall

	Anwendungsfall	Zeit-Ereignis Relation	
			
Bandbreitenrelevante Eigenschaften			
Typ:	Hybrid	Zeitliche Häufigkeit	stündlich
Datenvolumen	1Byte	Ereignis Häufigkeit	selten
Steuerbar:	Ja	Anzahl der Kommunikationsbeteiligten	Hoch

	<p>Kommunikations- art Extern</p>
<p>Spezifikation der zeitlichen Abläufe</p>	
<p>Lorem ipsum dolor sit amet, consetetur sadipscing elitr, sed diam nonumy eirmod tempor invidunt ut labore et dolore magna aliquyam erat, sed diam voluptua.</p>	
<p>Spezifikation der auftretenden Ereignisse</p>	
<p>Lorem ipsum dolor sit amet, consetetur sadipscing elitr, sed diam nonumy eirmod tempor invidunt ut labore et dolore magna aliquyam erat, sed diam voluptua.</p>	
<p>Spezifikation des zu übertragenden Datenvolumens</p>	
<p>Lorem ipsum dolor sit amet, consetetur sadipscing elitr, sed diam nonumy eirmod tempor invidunt ut labore et dolore magna aliquyam erat, sed diam voluptua.</p>	
<p>Ampel-Skala Bewertung des normal Anwendungsfalls</p>	
<p>The diagram illustrates a traffic light scale for evaluating a normal application case. It consists of five vertical scales, each representing a different criterion. The scales are: <ul style="list-style-type: none"> Typ: Levels are Ereignis (Exp(0)), Zeit (Exp(0)), and Hybrid (Exp(1)). A value of 0.25 is indicated. Zeitliche Häufigkeit: Levels are Jahr (Exp(0)), Monat (Exp(1)), Tag (Exp(2)), Stunde (Exp(3)), and Minute (Exp(4)). A value of 1 is indicated. Datenvolumen: Levels are Byte (Exp(1)), Kbyte (Exp(2)), Mb (Exp(3)), and Gb (Exp(4)). A value of 0.83 is indicated. Steuerbar: Levels are Ja (Exp(1)), Semi (Exp(2)), and Nein (Exp(4)). A value of 0-1 is indicated. Betroffene Kommunikationseinheiten: Levels are Sehr niedrig (Exp(0)), Niedrig (Exp(1)), Mittel (Exp(2)), Hoch (Exp(3)), and Sehr hoch (Exp(4)). A value of 0,94 is indicated. A dashed line connects the Hybrid level (Exp(1)) of 'Typ', the Minute level (Exp(4)) of 'Zeitliche Häufigkeit', the Gb level (Exp(4)) of 'Datenvolumen', the Ja level (Exp(1)) of 'Steuerbar', and the Hoch level (Exp(3)) of 'Betroffene Kommunikationseinheiten'. This line ends at a traffic light icon showing a yellow light, indicating a warning level. </p>	
<p>Ampel-Skala Bewertung des extrem Anwendungsfalls</p>	

Abbildung 48: Ampel-Skala Bewertung des Muster-Anwendungsfalls (Normalfall)

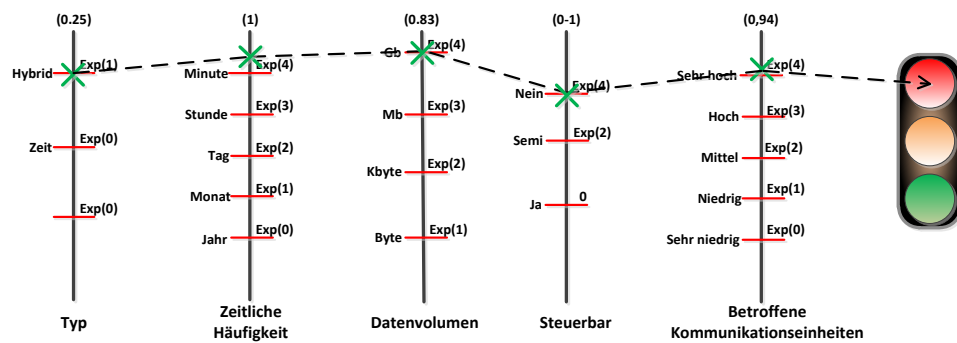


Abbildung 49: Ampel-Skala Bewertung des Muster-Anwendungsfalls (Extremfall)

Sonstiges
<p>Lorem ipsum dolor sit amet, consetetur sadipscing elitr, sed diam nonumy eirmod tempor invidunt ut labore et dolore magna aliquyam erat, sed diam voluptua.</p>
Eignung für flächendeckenden Einsatz und Handlungsempfehlungen
<p>Lorem ipsum dolor sit amet, consetetur sadipscing elitr, sed diam nonumy eirmod tempor invidunt ut labore et dolore magna aliquyam erat, sed diam voluptua.</p>

Tabelle 25: Muster Steckbrief

DER STECKBRIEF HEADER

- **Anwendungsfall:** In diesem Feld wird ein minimiertes Sequenzdiagramm des Anwendungsfalls dargestellt. Das minimierte Sequenzdiagramm dient auch als Querverweis zu der detaillierten Beschreibung des Anwendungsfalls.
- **Zeit-Ereignis Relation:** Dieses Feld gibt die prozentuelle Relation zwischen ereignisbasierten und zeitlichen Abläufen, in einem Hybriden Anwendungsfall.
- **Die Ampel:** Die Ampel dient als Indikator für die Relevanz eines Anwendungsfalls im Hinblick auf die Breitbandanforderungen.
 - *Rot:* Anspruchsvoller Anwendungsfall
 - *Orange:* Neutraler Anwendungsfall
 - *Grün:* Anspruchloser Anwendungsfall

DER STECKBRIEF BODY

BREITBANDRELEVANTE EIGENSCHAFTEN

- **Typ:** Ein Anwendungsfall kann vom Typen her *ereignisbasiert*, *zeitbasiert* oder *hybrid* sein.
- **Zeitliche Häufigkeit:** Wie oft ein zeitlicher Ablauf stattfindet (Einheit: *sec*).
- **Ereignis Häufigkeit:** Wie oft ein bestimmtes Ereignis auftritt (Einheit: *sec*).
- **Datenvolumen:** Das Datenvolumen das Übertragen wird für eine Ausführung des Anwendungsfalls (Einheit: *Bytes*).
- **Steuerbar:** Ob der Anwendungsfall sich steuern bzw. verschieben lässt (*Ja/Nein*)
- **Kommunikationsart:** Ob die Datenvolumenübertragung im Haushalt stattfindet oder eine externe Übertragung notwendig ist (*In-House, Extern*)
- **Anzahl der Kommunikationsbeteiligten:** Die Anzahl der Endgerät die an einer Datenübertragung beteiligt sind (Einheit: *Nummer*).

SPEZIFIKATIONEN

- **Spezifikation der zeitlichen Abläufe:** Textuelle Beschreibung
- **Spezifikation der auftretenden Ereignisse:** Textuelle Beschreibung
- **Spezifikation des zu übertragenden Datenvolumens:** Textuelle Beschreibung

DIE AMPEL-SKALA BEWERTUNG

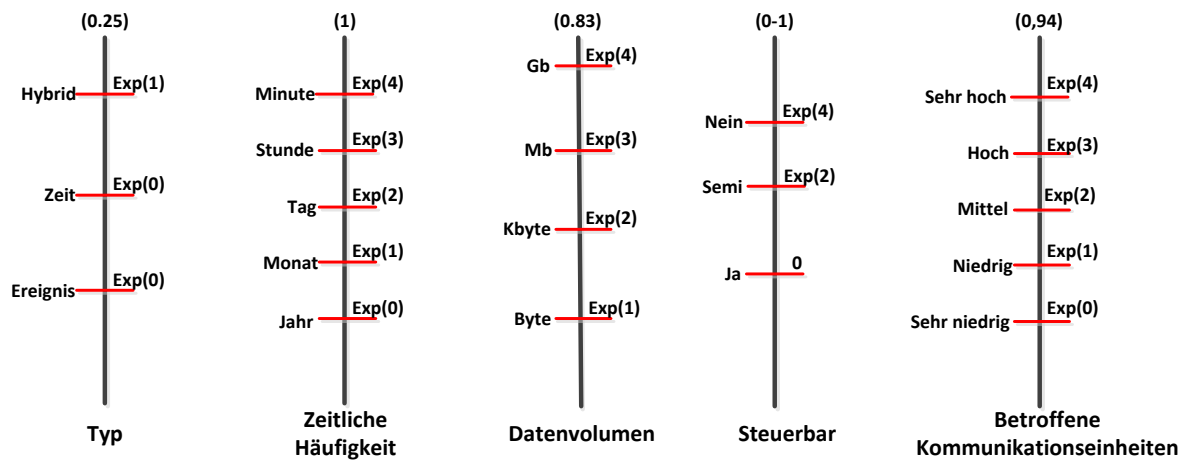
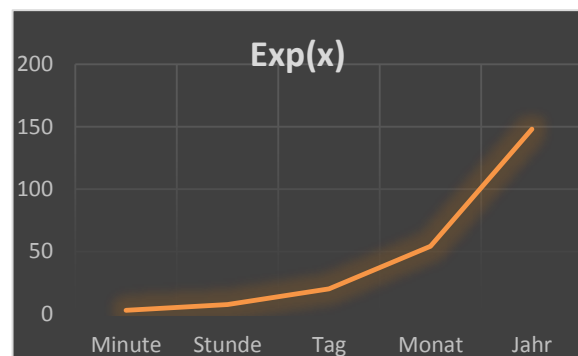
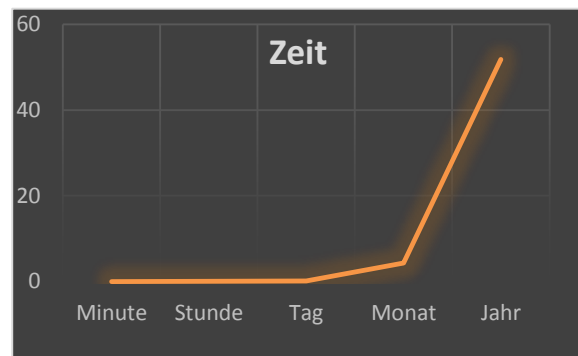


Abbildung 50: Die Ampel-Skala für die Bewertung der Anwendungsfälle

Für die Beurteilung, ob ein Anwendungsfall anspruchsvoll, neutral oder anspruchslos ist, benutzen wir eine graphische Methode die wir hier in Kürze vorstellen. Wie in der Abbildung 50 zu sehen ist sind mehrere Faktoren für die Bewertung eines einzigen Anwendungsfalls notwendig. Das Zusammenspiel dieser Faktoren entscheidet, ob ein Anwendungsfall eine Rote, Orange oder Grüne Farbe erhält.

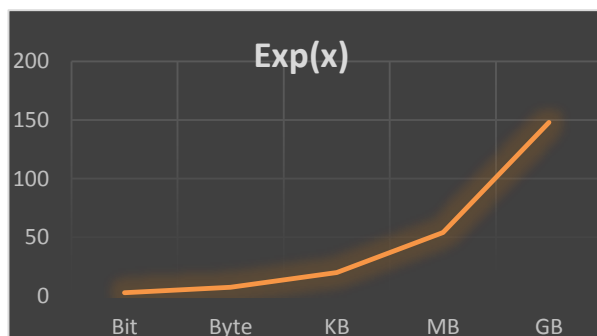
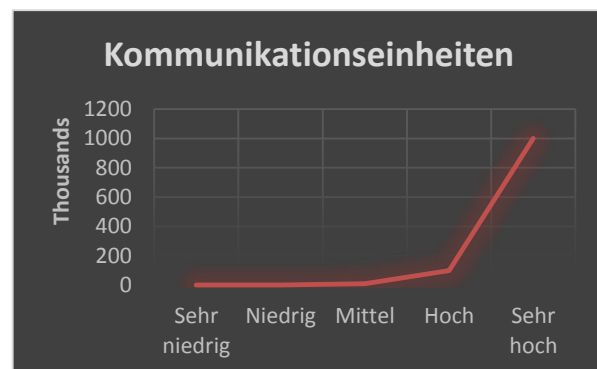
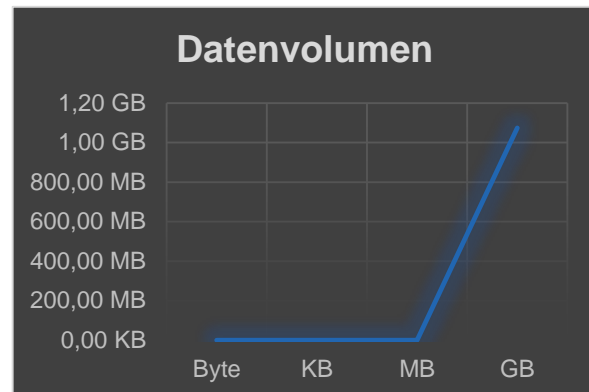
DIE EINZELNEN SKALEN IM ÜBERBLICK

- Typ-Skala:** Der Typ hat einen sehr geringen Einfluss auf die Gesamtbewertung. Die Zahl (0,25) über der Skala wie in der Abbildung 50 zu sehen ist, signifiziert die Gewichtung dieser Skala. Hybride Typen sind anspruchsvoller als zeitbasierte oder ereignisbasierte Typen, da sich die zeitliche Häufigkeit beider Typen schwieriger errechnet.
- Zeitliche Häufigkeit-Skala:** Diese Skala ist sehr wichtig für die Beurteilung, ob ein Anwendungsfall anspruchsvoll ist oder nicht. Deshalb hat diese Skala auch eine Gewichtung von (1). Die Abstände zwischen Minute, Stunde, Tag, Monat und Jahr werden in der Abbildung dargestellt. Diese Funktion lässt sich mit einer exponentiellen Funktion annähern, deren Wertebereich die natürlichen Zahlen zwischen 0 und 4 beinhaltet [0-



4]. So erhält ein Anwendungsfall, in dem jährlich Daten übertragen werden, eine Punktezahl von $\text{Exp}(0)$. Ein Anwendungsfall der monatlich ausgeführt wird, erhält eine Punktezahl von $\text{Exp}(1)$. Ein Anwendungsfall der täglich ausgeführt wird, erhält eine Punktezahl von $\text{Exp}(2)$. Für Stunden errechnet sich eine Punktezahl von $\text{Exp}(3)$ und für Minuten eine Punktezahl von $\text{Exp}(4)$.

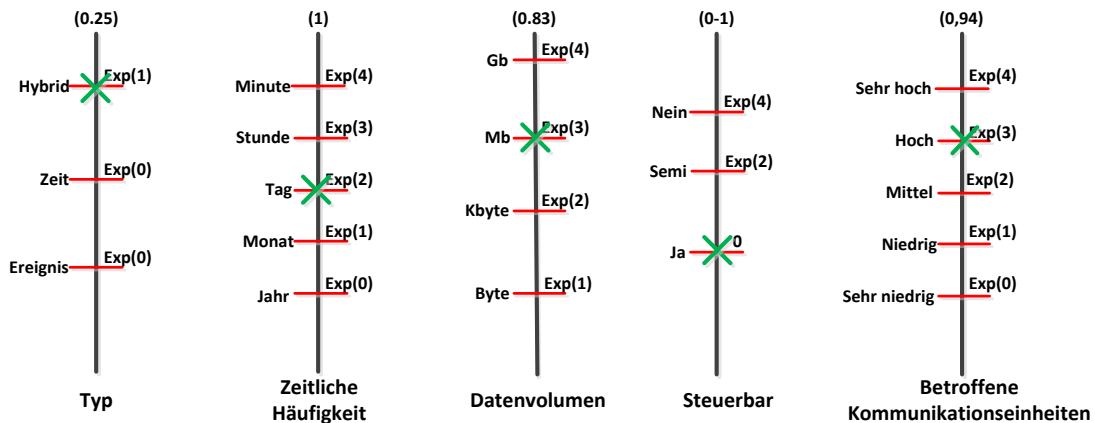
- **Datenvolumen-Skala:** Das Datenvolumen stellt auch einen sehr wichtigen Faktor dar mit einer Gewichtung 0,83. Die Abstände zwischen Byte, KB, MB und GB lassen sich auch hier mit einer exponentiellen Funktion annähern. So gibt es bei dieser Skala für Bytes eine Punktezahl von $\text{Exp}(1)$, für KB eine Punktezahl von $\text{Exp}(2)$, für MB eine Punktezahl von $\text{Exp}(3)$ und für GB eine Punktezahl von $\text{Exp}(4)$.
- **Betroffene Kommunikationseinheiten-Skala:** Die Anzahl der Endgeräte die aktiv an einer Datenübertragung teilnehmen hat auch einen fast gleichgewichtigen Einfluss wie die zeitliche Häufigkeit. Deshalb kriegt dieser Skala eine Gewichtung von (0,94). Auch hier lässt sich die Anzahl der Kommunikationseinheiten mit einer Exponentialfunktion nähern. So gibt es bei dieser Skala für Sehr niedrig eine Punktezahl von $\text{Exp}(0)$, für Niedrig eine Punktezahl von $\text{Exp}(1)$, für Mittel eine Punktezahl von $\text{Exp}(2)$, für Hoch eine Punktezahl von $\text{Exp}(3)$ und für Sehr hoch eine Punktezahl von $\text{Exp}(4)$.
- **Steuerbar-Skala:** Für diese Skala war es nicht möglich eine Gewichtung zu definieren, die allgemeingültig für alle Anwendungsfälle ist. Deshalb hat diese Skala eine variable Gewichtung, die pro Anwendungsfall angepasst wird.



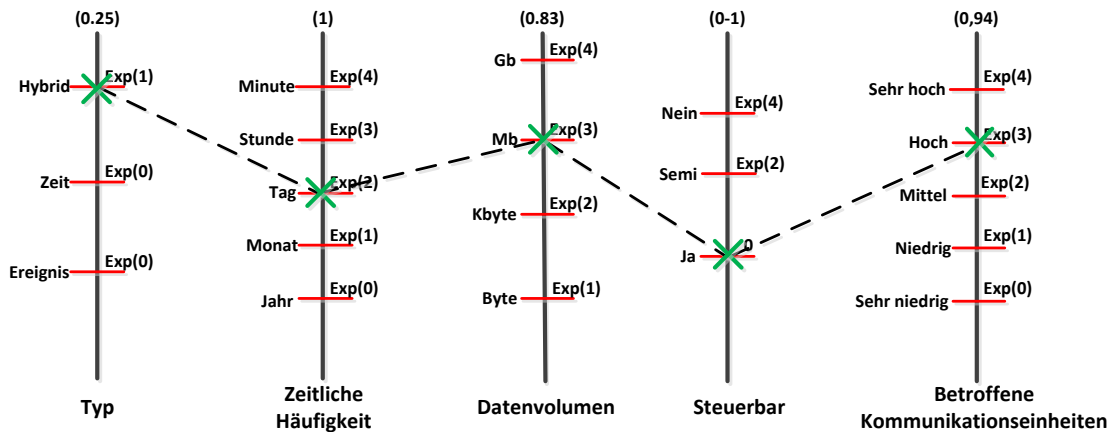
Für die einzelnen Gewichtungen der Skalen ist hier zu betonen, dass diese Werte empirisch ausgewählt wurden. Eine formale Methode für die Abschätzung der Gewichtungen, ist nicht Gegenstand dieses Abschlussberichtes.

DIE ANWENDUNGSFALL-BEWERTUNG

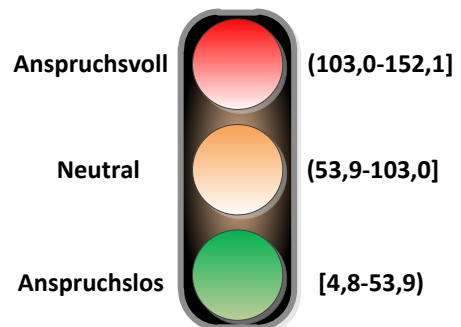
Für jeden Bandbreite-relevanten Anwendungsfall, werden die ermittelten Werte für den Normal- und den Extremfall auf die Ampel-Skala aufgetragen, wie in folgender Abbildung für einen Muster-Anwendungsfall veranschaulicht wird.



Die Markierungen auf jeder einzelnen Skala entsprechen den ermittelten Werten und werden im nächsten Schritt miteinander verbunden, um die Skala-Linien Bewertung zu erzeugen. Diese Linie stellt den Verlauf der einzelnen Bewertungen dar.



Der Linienverlauf zeigt die erreichten Punkte pro Skala. Alle Punkte werden zuerst mit der Gewichtung der entsprechenden Skala multipliziert und danach werden die Punkte jeder Skala zu einem Endergebnis zusammengeführt. Als letzter Schritt muss die erreichte Totalpunktzahl einem Ampelsignal zugeordnet werden, wie in folgender Abbildung zu sehen ist.

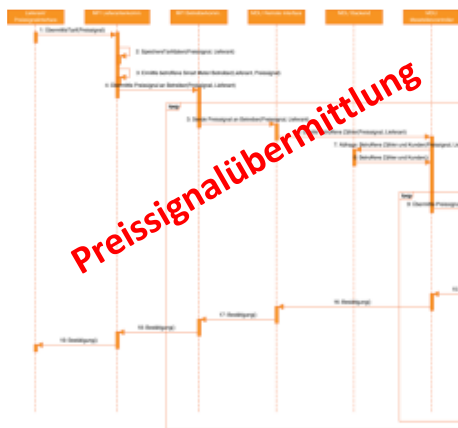


6.5.2 STECKBRIEF - PREISSIGNALÜBERMITTLUNG

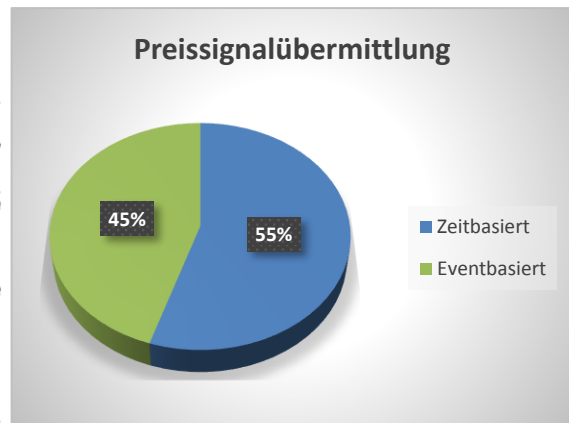
Steckbrief: Preissignalübermittlung



Anwendungsfall



Zeit-Ereignis Relation



Bandbreitenrelevante Eigenschaften

Typ:	<i>Hybrid</i>	Zeitliche Häufigkeit	<i>1xTäglich</i>
Datenvolumen	<i>5-150KB</i>	Ereignis Häufigkeit	<i>Täglich bis Monatlich</i>
Steuerbar:	<i>Nein</i>	Anzahl der Kommunikationsbeteiligten	<i>Hoch-Sehr Hoch</i>
Kommunikationsart	<i>Extern</i>		

Spezifikation der zeitlichen Abläufe

Der Use Case wird mindestens einmal täglich vom Lieferanten ausgelöst, um den Kunden Tariffinformationen des folgenden Tages zu übermitteln. Das Preissignal hat in der Regel eine Gültigkeit von 24 Stunden.

Spezifikation der auftretenden Ereignisse

Wenn die Strompreise beim Lieferanten geändert werden, vor allem bei dem Abschluss von flexiblen Tarifen, kann das öfters vorkommen, muss der Lieferant seinen Kunden dies mitteilen. Dieses Ereignis hat eine Erscheinungshäufigkeit von monatlich bis zu täglich.

Spezifikation des zu übertragenden Datenvolumens

Das Empfangen des Preissignals inkl. Protokoll Overhead und Rückmeldungsbestätigung benötigt ein Datenvolumen von wenigen KB bis wenige hundert KB, je nach Strategie und Informationen, die zum Kunden übertragen werden. Das Gesamtdatenvolumen wird somit auf 5KB - 150KB geschätzt. In der Wik-Studie wird ein Datenvolumen von 50KB für die Information des Kunden angenommen.

Ampel-Skala Bewertung des normal Anwendungsfalls

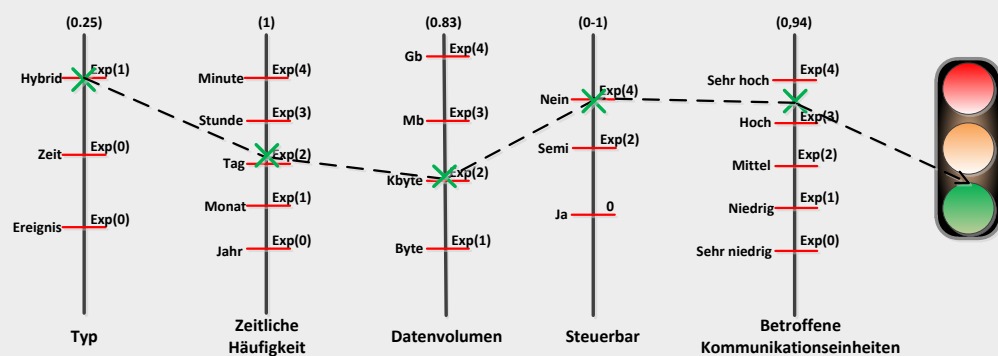


Abbildung 51: Ampel-Skala Bewertung - Preissignalübermittlung (Normalfall)

Ampel-Skala Bewertung des extrem Anwendungsfalls

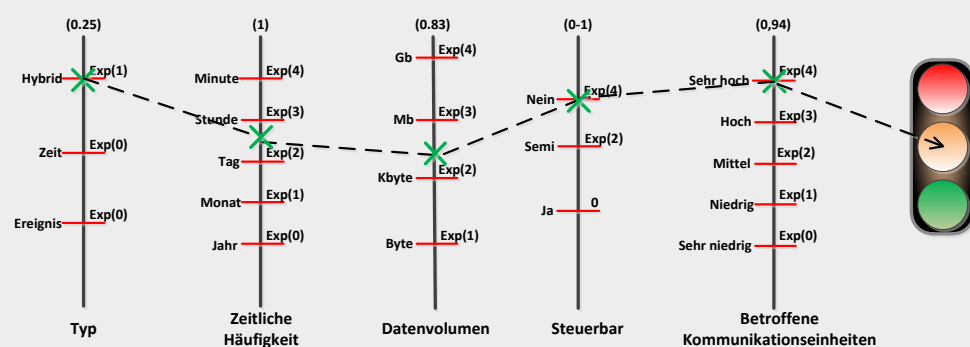


Abbildung 52: Ampel-Skala Bewertung - Preissignalübermittlung (Extremfall)

Sonstiges

-

Eignung für flächendeckenden Einsatz und Handlungsempfehlungen

Die Preissignalübermittlung wie auch aus der Ampel-Skala Bewertung zu entnehmen ist, stellt keine besonderen Anforderungen im Hinblick auf die benötigte Bandbreite. Im Extremanwendungsfall wird ein Gesamtdatenvolumen von 150KB übertragen. Mit einer Breitbandverbindung von einem 1Mbit/s, wird das Datenvolumen innerhalb von 1.2 sec übertragen.

Tabelle 26: Steckbrief - Preissignalübermittlung

6.5.3 STECKBRIEF-KUNDENABRECHNUNG

Steckbrief: Kundenabrechnung

	Anwendungsfall	Zeit-Ereignis Relation
	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p style="color: red; font-size: 2em; transform: rotate(-30deg); opacity: 0.5;">Kundenabrechnung</p> </div> <div style="text-align: center;"> </div> </div>	
Bandbreitenrelevante Eigenschaften		
Typ:	<i>Hybrid</i>	Zeitliche Häufigkeit <i>täglich bis monatlich</i>
Datenvolumen	<i>ca. 500 Byte-2MB</i>	Ereignis Häufigkeit <i>täglich bis monatlich</i>
Steuerbar:	<i>Ja</i>	Anzahl der Kommunikationsbeteiligten <i>Hoch</i>
Kommunikationsart	<i>Extern</i>	
Spezifikation der zeitlichen Abläufe		
<p>Nach § 40 (3) EnWG sind Lieferanten verpflichtet, Letztverbrauchern eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Letztverbrauchern, deren Verbrauchswerte über einen Smart Meter ausgelesen werden, ist eine monatliche Verbrauchsinformation, die auch die Kosten widerspiegelt, kostenfrei bereitzustellen²⁹. Eine tägliche oder sogar stündliche Abrechnung der Kunden, wäre in Zukunft je nach ausgewählten Tarif möglich.</p>		

²⁹ WIK, Diskussionsbeitrag, Aufbau intelligenter Energiesysteme - Bandbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb, März 2013

	Spezifikation der auftretenden Ereignisse
	<p>Die Kundenabrechnung kann auch als Ereignis auftreten, das vom Lieferanten ausgelöst wird. Bei einem Lieferantenwechsel müsste der Kunde erstmals abgerechnet werden, bevor der Vertrag mit dem Lieferanten aufgelöst werden kann. Je nach Tarif kann es vorkommen, dass der Kunde ereignisbasiert abgerechnet werden muss. Aus diesem Grund hat die Ereignishäufigkeit eine gleiche Gewichtung mit der zeitlichen.</p>
	Spezifikation des zu übertragenden Datenvolumens
	<p>Folgende Daten werden für eine Abrechnung ausgelesen³⁰:</p> <p>Marktpartneridentifikation; Zählpunktbezeichnung; Vollständige Zähler-/Geräte-Nummer (Geräte-ID); Anzahl Zählwerke; Anzahl der Stellen je Zählwerk; Datum der Zählerstandsermittlung (Zeitstempel); Art der Zählerstandsermittlung; Zählerstände mit OBIS-Kennzahlen; Statusinformation und Zählwerkskennzeichnung am Gerät; Verbrauchsmengen mit zugehörigem Zeitbereich (Ermittlungszeitraum), [kWh] ohne Nachkommastellen, gerundet; Wandlerfaktor, wenn Messstelle mit Wandlern.</p> <p>Beim Steckbrief – Smart Meter auslesen, haben wir für eine Auslesung des Smart Meter, ein Datenvolumen von 500 Byte -1KB angenommen. Die aggregierten Daten ist das eigentliche Datenvolumen, das bei diesem Anwendungsfall übertragen wird. Wir schätzen die Daten, die für die Abrechnung benötigt werden auf 500 Byte. Dieses Datenvolumen wird vom Integrator zum Marktplatz übertragen. Der Marktplatz erstellt die Kundenabrechnung und schickt diese dem Lieferanten zurück. Der Lieferant muss jetzt noch seinen Kunden informieren und leitet ihm die Abrechnung weiter.</p>
	Abhängigkeiten von anderen Anwendungsfällen
	<p>Die Kunden Abrechnung hat als Voraussetzung, dass die Verbrauchsdaten des Kunden bereits auf dem Integrator gespeichert sind.</p>
	Ampel-Skala Bewertung des normal Anwendungsfalls

³⁰ WIK, Diskussionsbeitrag, Aufbau intelligenter Energiesysteme - Bandbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb, März 2013

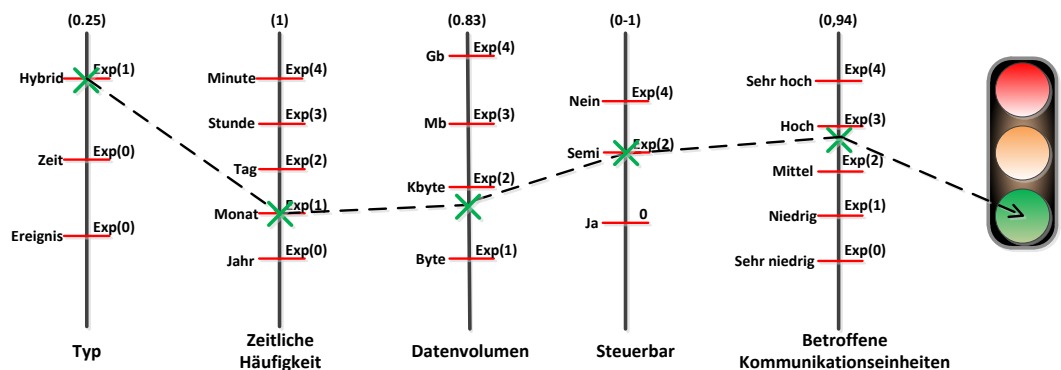


Abbildung 53: Ampel-Skala Bewertung - Kundenabrechnung (Normalfall)

Fazit:

Die Kundenabrechnung stellt keine wirkliche Herausforderung für das Kommunikationsnetz dar. Des Weiteren findet der Datenaustausch zwischen Systemen statt, wo eine Breitbandtechnologie von mindestens 100Mbit/sec angenommen werden kann (von Dienstleister zu Dienstleister). Die Kommunikation zum Endkunden beinhaltet die Abrechnung, die hochgeschätzt einen Wert von 1KB maximal aufweist. Sogar mit einer Verbindung von 1Mbit/sec ist dieses Datenvolumen in 8sec übertragen. Betont sei hier, dass diese 8 sec, die Downloadzeit des Kunden ist. Die Uploadzeit der Abrechnung vom Lieferanten, ist mit einer Breitbandverbindung von 100Mbits/sec in 0,08 sec zu schaffen. Auch wenn mehrere, wenn nicht alle Kunden gleichzeitig abgerechnet werden ist bei der Annahme, dass 100.000 Kunden gleichzeitig abgerechnet werden, ein Datenvolumen von 47MB zu übertragen, dass in 3,8sec übertragen wird. Des Weiteren lässt sich die Kundenabrechnung bis zu einem gewissen Grad steuern. So können z.B. Kunden, in Blöcke abgerechnet werden.

Ampel-Skala Bewertung des extrem Anwendungsfalls

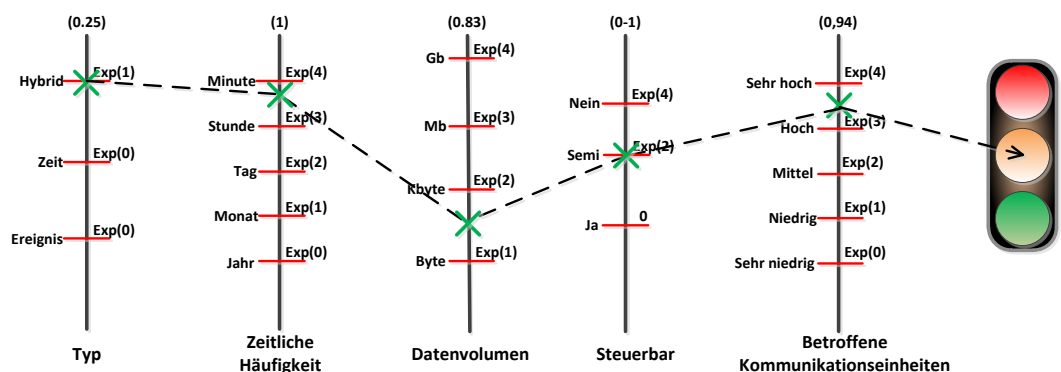


Abbildung 54: Ampel-Skala Bewertung Kundenabrechnung (Extremfall 1)

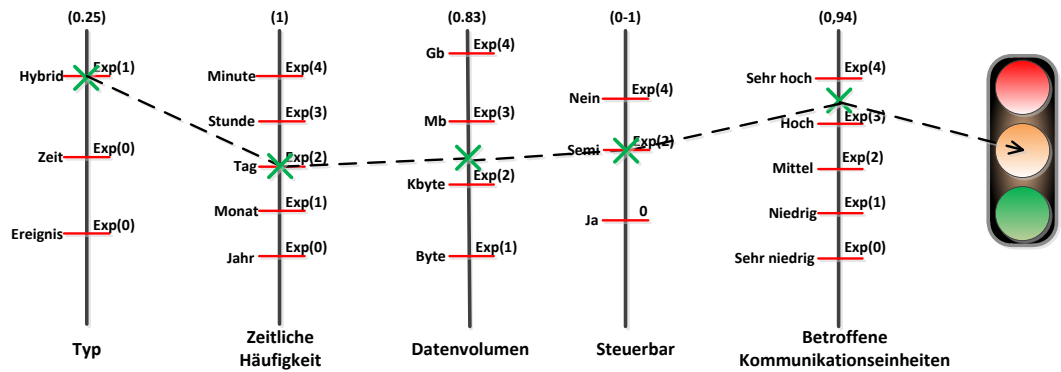


Abbildung 55: Ampel-Skala Bewertung - Kundenabrechnung (Extremfall 2)

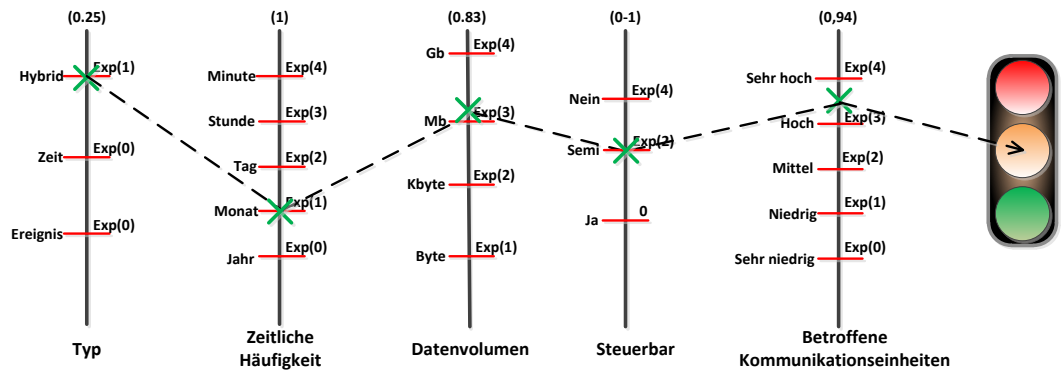


Abbildung 56: Ampel-Skala Bewertung - Kundenabrechnung (Extremfall 3)

Fazit:

Im Extremfall nehmen wir an, dass die Abrechnungsdaten nicht aggregiert auf dem Integrator gespeichert werden. In diesem Fall müssen alle Messwerte seit letzter Abrechnung, separat übertragen werden. Da kommen bei einer 15-Minutentakt-Auslesestrategie und bei einer monatlichen Abrechnungsstrategie, 1,37 MB pro Kunde zusammen. Zu betonen ist hier, dass der Datenaustausch zwischen Dienstleister stattfindet (Integrator, Marktplatz, Lieferant). Für solche Systeme ist anzunehmen, dass Breitbandtechnologien von mindestens 100Mbps/sec zur Verfügung stehen. Bei der Anwendung einer anderen Strategie, z.B. wenn der Kunde im Minutentakt abgerechnet wird, dann steigt zwar die Ausführungshäufigkeit, aber die Datenvolumen, die übertragen werden sinken und somit gibt es einen Ausgleich, wie in den Abbildungen deutlich zu sehen ist.

	Sonstiges
	-
	Eignung für flächendeckenden Einsatz und Handlungsempfehlungen

<p>Auch die Kundenabrechnung ist so gestaltet, dass nur Dienstleister, bei der Erstellung involviert sind (Lieferant, Markt). Der Kunde erhält nach erfolgreicher Abrechnung auf dem Marktplatz eine Bestätigung, die wie wir gezeigt haben keine besondere Herausforderung darstellt.</p>
--

6.5.4 STECKBRIEF-INFORMATION DES AGGREGATORS

Steckbrief: Information des Aggregators

	Anwendungsfall	Zeit-Ereignis Relation	
Bandbreitenrelevante Eigenschaften			
Typ:	Ereignis	Zeitliche Häufigkeit	-
Datenvolumen	100 Byte	Ereignis Häufigkeit	mehrmals/täglich
Steuerbar:	Nein	Anzahl der Kommunikationsbeteiligten	Hoch-Sehr Hoch
Kommunikationsart	Extern		
Spezifikation der zeitlichen Abläufe			-
Spezifikation der auftretenden Ereignisse			Jedes Mal, wo eine Engpassbehebungsanfrage, auf der B2B Marktplattform erstellt wird.
Spezifikation des zu übertragenden Datenvolumens			

Ein Prioritätssignal wird erstellt und zu allen Energiemanager der Endkunden verschickt. Bei diesem Prioritätssignal, handelt es sich um einen Steuerungsbefehl, der auf 100 Byte geschätzt wird. Zu beachten ist hier, dass dieser Steuerungsbefehl, die lokale Optimierung beim Endkunden auslöst. Die erzeugten Fahrpläne werden beim Integrator gespeichert und werden, im Steckbrief-Lokale Optimierung, separat betrachtet.

Ampel-Skala Bewertung des normal Anwendungsfalls

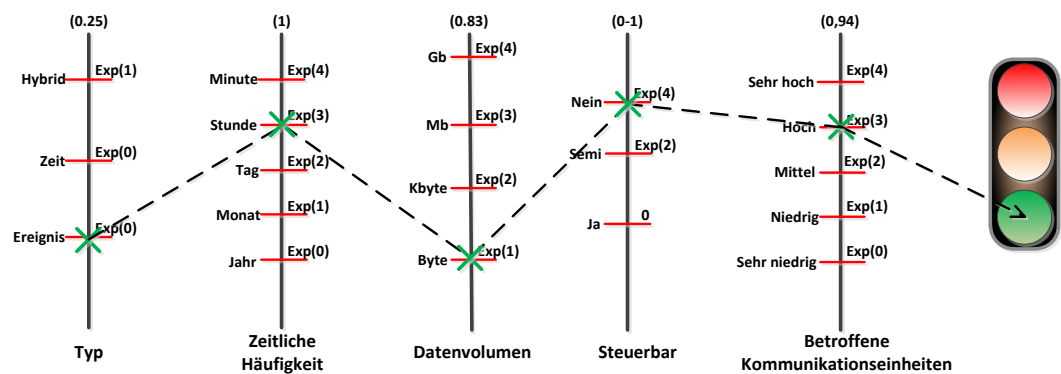


Abbildung 57: Ampel-Skala Bewertung - Information des Aggregators (Normalfall)

Sonstiges

Abhängigkeit zur lokalen Optimierung

Eignung für flächendeckenden Einsatz und Handlungsempfehlungen

Die Information des Aggregators ist ein Anwendungsfall, der hauptsächlich auf der Dienstleistungsebene stattfindet. Der Aggregator analysiert die Kundenfahrpläne und erstellt darauf ein Netzengpassbehebungsangebot. Um die aktuellen Fahrpläne zu erhalten, muss der Aggregator ein virtuelles Signal an alle Energiemanager übersenden. Die Übertragung des virtuellen Effizienzsignals an die Energiemanager, wie auch der Fahrpläne, wird separat im Steckbrief-Lokale Optimierung betrachtet. Das extra Datenvolumen, das hier in Betrachtung kommt, ist das Angebot, das vom Aggregator zum Marktplatz übermittelt wird. Auch bei einer groben Schätzung von 5MB pro Angebot, ist dieses Datenvolumen, mit den existierenden Breitbandtechnologien leicht zu kontrollieren.

6.5.5 STECKBRIEF - LIEFERANTENWECHSEL

Steckbrief: Lieferantenwechsel

Anwendungsfall

Zeit-Ereignis Relation

Bandbreitenrelevante Eigenschaften

Typ:	Ereignis	Zeitliche Häufigkeit	-
Datenvolumen	100 Byte	Ereignis Häufigkeit	wöchentlich-jährlich
Steuerbar:	Nein	Anzahl der Kommunikationsbeteiligten	sehr niedrig
Kommunikationsart	Extern		

Spezifikation der zeitlichen Abläufe

-

Spezifikation der auftretenden Ereignisse

Im Jahr 2009 wechselten im Strombereich rund 2,2 Mio. Haushalte ihren Lieferanten und sorgten somit für einen (relativ geringen) zusätzlichen Daten- und Kommunikationsaufwand³¹. Der Lieferantenwechsel wird vom Kunden ausgelöst. Ein Lieferantenwechsel hat zur Folge, dass der Kunde abgerechnet wird, somit der bestehende Vertrag aufgelöst werden kann (Siehe Steckbrief-Kundenabrechnung). Die Erscheinungshäufigkeit dieses Anwendungsfalls wird auf wöchentlich eingeschätzt.

Spezifikation des zu übertragenden Datenvolumens

Das Datenvolumen, das bei diesem Anwendungsfall übertragen wird, variiert je nach Umsetzung. Für die Abrechnung ist das Datenvolumen und Bandbreitenbedarf bereits erklärt worden. Je nach Strategie, kann es jetzt dazu kommen, dass die Informationen des Lieferanten direkt zum Kunden übertragen werden. Ein Tarifangebot schätzen wir auf 500 Byte ab. Ein Anhaltswert, der auch in der WIK-Studie als Ausgangspunkt dient³². Bei der ersten Variante handelt es sich allerdings nicht um einen Lieferantenwechsel, sondern nur um einen Tarifwechsel, den wir unter diesem Steckbrief betrachten. Bei einer zentralen Architektur, kann der Kunde auf den Portalen der Lieferanten sich über neue Tarife informieren. Das Datenvolumen, das während dieses Datenaustausches stattfindet, wird auf wenige KB geschätzt.

Ampel-Skala Bewertung des normal Anwendungsfalls

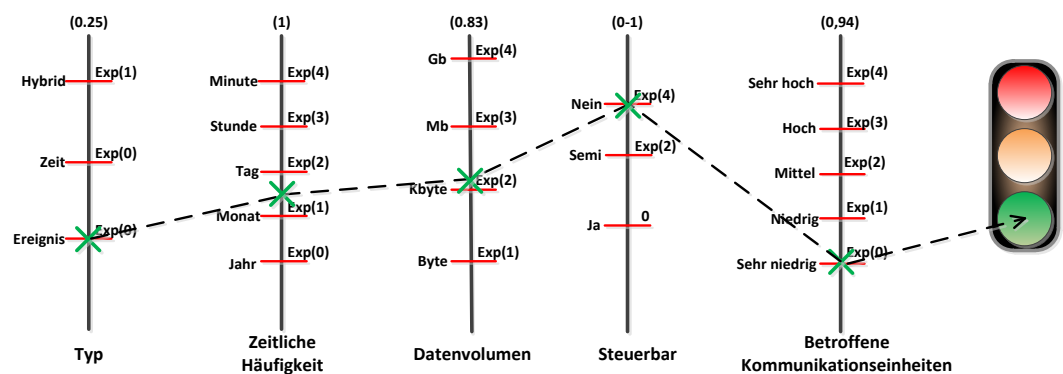


Abbildung 58: Ampel-Skala Bewertung des Lieferantenwechsels (Normalfall)

Ampel-Skala Bewertung des extrem Anwendungsfalls

³¹ BNetza, 2010

³² WIK, Diskussionsbeitrag, März 2013

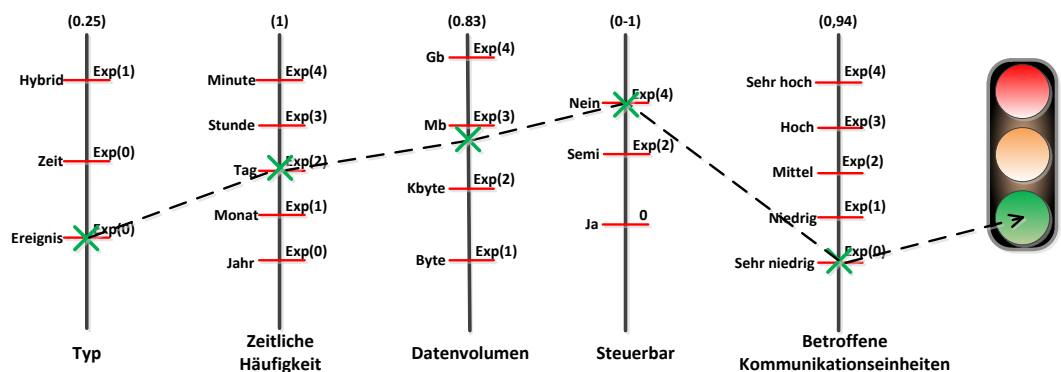


Abbildung 59: Ampel-Skala Bewertung des Lieferantenwechsels (Normalfall)

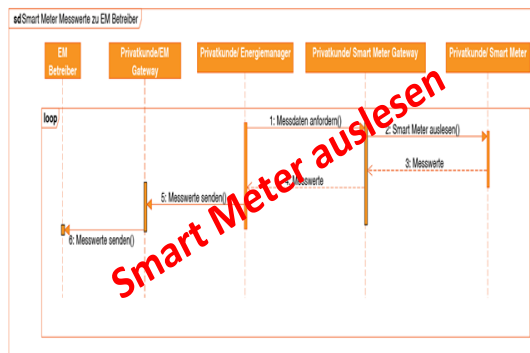
Sonstiges
-
Eignung für flächendeckenden Einsatz und Handlungsempfehlungen
<p>Der Lieferantenwechsel, stellt keine neuen Herausforderungen für das Energiesystem der Zukunft. Das Datenvolumen, das zu übertragen ist, ist sehr gering und die Häufigkeit ist auch selten. Auch im Extremfall ist bei diesem Anwendungsfall, kein besonderer Bandbreitenbedarf fest zu stellen.</p>

6.5.6 STECKBRIEF - SMART METER AUSLESEN

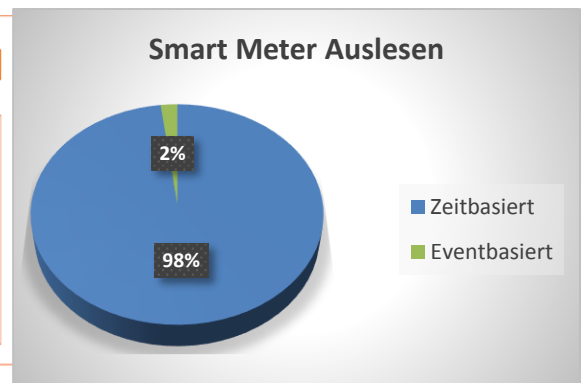
Steckbrief: Smart Meter Auslesen



Use Case Diagram



Zeit-Ereignis Relation



Breitbandrelevante Eigenschaften

Typ:	Hybrid	Zeitliche Häufigkeit	1-15 Minutentakt
Datenvolumen	ca. 1KByte	Ereignis Häufigkeit	selten/Täglich
Steuerbar:	Nein	Anzahl der Kommunikationsbeteiligten	Hoch-Sehr Hoch
Kommunikationsart	Extern		

Spezifikation der zeitlichen Abläufe

Die Auslesung der Smart Meter erfolgt in der Regel in einem 15-Minutentakt. Es kann aber auch Anwendungsfälle geben bei denen eine Bereitstellung der Messdaten in Echtzeit gefordert wird. In diesem Fall ist sogar eine Auslesung im Sekundentakt vorstellbar.

Spezifikation der auftretenden Ereignisse

Das Auslesen des Smart Meters kann auch manuell gesteuert werden vom Messstellenbetreiber. Allerdings tritt dieser Fall eher selten auf und wird somit für die Breitbandanalyse nicht berücksichtigt.

Spezifikation des zu übertragenden Datenvolumens

Die Messwerte die vom Smart Meter ausgelesen werden haben ein Datenvolumen von ca. 1KByte. In der Wik Studie wird als Anhaltswert ein Datenvolumen von 300 Byte geschätzt. Unter Sonstiges in diesem Steckbrief haben wir einen Beispielsmesswert von Smart Watts dargestellt der inkl. Protokolloverheads ein Datenvolumen von 522Bytes aufweist.

Ampel-Skala Bewertung des normal Anwendungsfalls

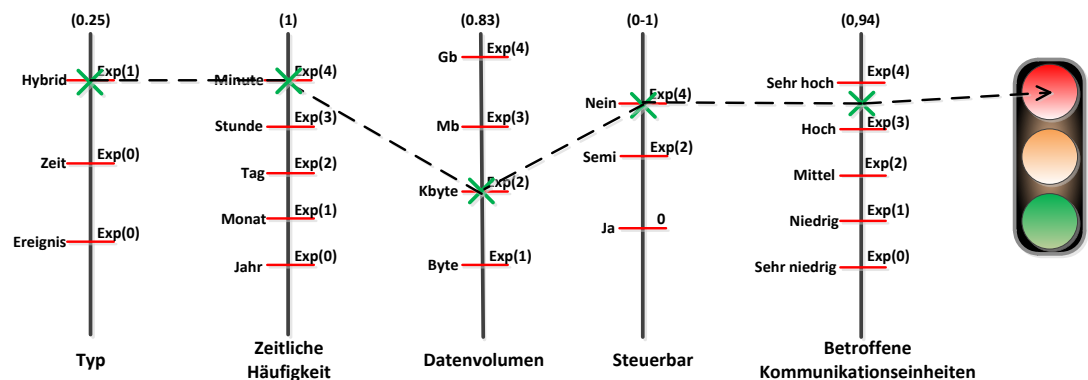


Abbildung 60: Ampel-Skala Bewertung - Smart Meter Auslesen (Normalfall)

Fazit:

Der Anwendungsfall ist einer der wichtigsten und kritischsten, denn auf das Auslesen des Smart Meters basiert der Aufbau des ganzen intelligenten Energiesystems. Der Anwendungsfall hat eine sehr große Ausführungshäufigkeit (15-Minutentakt) und beteiligt jeden Haushalt mit einem installierten Smart Meter. Die Datenpakete die vom Smart Meter über das Smart Meter Gateway zum Messstellenbetreiber übertragen werden haben zwar eine sehr geringes Datenvolumen, aber die sehr hohe Häufigkeit und die sehr große Anzahl an betroffene Kommunikationseinheiten resultieren in einer roten Ampel in unseren Ampel-Skala Bewertungssystem. Des Weiteren lässt sich der Anwendungsfall nicht steuern bzw. zeitlich verschieben und somit ist die rote Ampel ein Indikator, dass der Anwendungsfall hohen Anforderungen hat.

Ampel-Skala Bewertung des extrem Anwendungsfalls

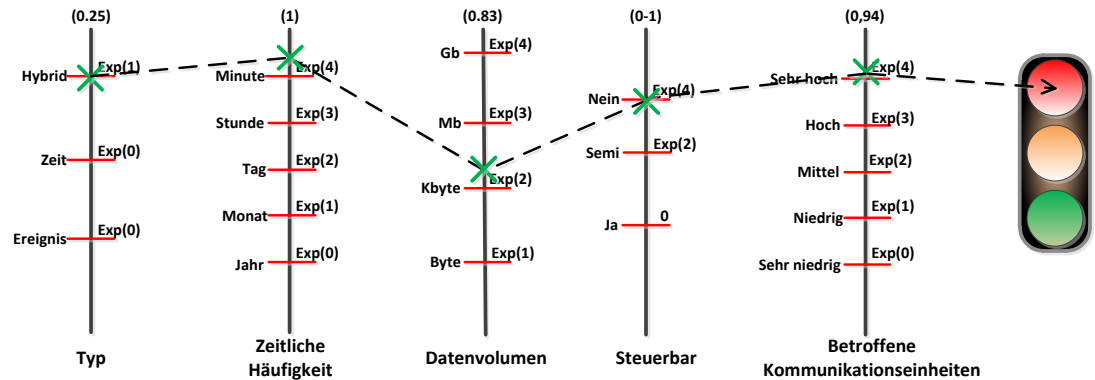


Abbildung 61: Ampel-Skala Bewertung - Smart Meter Auslesen (Extremfall)

Fazit:

Ein Extremfall würde auftreten, wenn in sehr kurzen Zeitabständen Messwerte abgefragt werden. In diesem Fall wäre eine Auslesung des Smart Meters im Sekundentakt und würde die Anforderungen des Anwendungsfalls noch größer machen.

Sonstiges

Beispiel einer SML Nachricht³³

```
No. Time Source Destination Protocol Length Info
2069 11:23:01.154534 192.168.0.93 93.159.251.27 TCP 522 51477 > 7259 [PSH, ACK]
Seq=1 Ack=1 Win=5840 Len=456 TSval=9916 TSecr=596254799

Frame 2069: 522 bytes on wire (4176 bits), 522 bytes captured (4176 bits)

Ethernet II, Src: ArrowCen_04:37 (00:50:c2:a6:04:37), Dst: D-Link_ae:0a:b8
(00:0d:88:ae:0a:b8)

Internet Protocol Version 4, Src: 192.168.0.93 (192.168.0.93), Dst: 93.159.251.27
(93.159.251.27)

Transmission Control Protocol, Src Port: 51477 (51477), Dst Port: 7259 (7259), Seq:
1, Ack: 1, Len: 456
```

³³ Smart Watts, Konsortialbericht, „Steigerung der Selbstregelfähigkeit des Energiesystems durch die „intelligente Kilowattstunde“ und das Internet der Energie“, 2011

```
Data (456 bytes)
0000 1b 1b 1b 1b 01 01 01 01 76 05 00 00 00 00 62 01 .....v.....b.
0010 62 00 72 63 01 01 76 01 01 05 00 00 00 00 08 05 b.rc..v.....
0020 00 50 c2 a6 04 37 01 01 63 47 89 00 76 05 00 00 .P...7..cG..v...
0030 00 01 62 01 62 00 72 63 04 01 79 82 04 2a 39 39 ..b.b.rc..y..*99
0040 30 34 35 33 38 30 30 30 30 30 36 30 30 30 30 0453800000600000
0050 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 30 31 31 30 72 000000000000110r
0060 62 02 65 4d f8 79 f7 62 00 71 07 81 81 c7 86 18 b.eM.y.b.q.....
0070 01 72 62 02 65 4d f8 79 f4 62 15 7b 75 07 00 00 .rb.eM.y.b.{u...
0080 01 00 00 ff 62 07 52 00 65 4d f8 79 f4 01 75 07 ...b.R.eM.y.u.
0090 00 00 60 01 09 ff 62 ff 52 00 0b 30 39 34 35 30 ..`...b.R..09450
00a0 30 31 36 30 39 01 75 07 01 00 01 07 ff ff 62 1b 01609.u.....b.
00b0 52 fe 05 33 37 39 38 01 75 07 01 00 01 08 00 ff R..3798.u.....
00c0 62 1e 52 fd 65 06 de d4 e7 01 75 07 01 00 15 07 b.R.e.....u.....
00d0 ff ff 62 1b 52 00 02 30 01 75 07 01 00 29 07 ff ..b.R..0.u...)..
00e0 ff 62 1b 52 fe 05 33 37 39 38 01 75 07 01 00 3d .b.R..3798.u...=
00f0 07 ff ff 62 1b 52 00 02 30 01 75 07 01 01 60 2a ...b.R..0.u...`*
0100 01 ff 62 ff 52 00 82 03 39 39 30 34 35 33 38 30 ..b.R...99045380
0110 30 30 30 30 36 30 30 30 30 30 30 30 30 30 0000600000000000
0120 30 30 30 30 30 30 31 31 30 01 75 07 01 01 60 2a 000000110.u...`*
0130 15 ff 62 ff 52 00 62 00 01 75 07 01 01 60 2a 88 ..b.R.b.u...`*.
0140 ff 62 0a 52 f9 66 01 16 93 bc 59 01 75 07 81 81 .b.R.f....Y.u...
0150 c7 82 03 ff 62 ff 52 00 04 45 53 59 01 01 84 09 ....b.R..ESY....
0160 30 45 02 20 1b 72 b3 56 5e 44 c9 79 8c 22 e7 31 0E. .r.V^D.y".1
0170 d1 88 f3 4a 60 a6 61 41 2b 44 3b 48 c6 c7 01 fa ...J`.aA+D;H....
0180 84 83 67 45 02 21 00 a6 fd 24 40 87 24 85 49 e8 ..gE.!...$@.$$.I.
0190 01 7f 8f a2 72 46 ac fb df ad ca bf 59 c9 21 c5 ....rF.....Y.!.
01a0 9b 84 0f e7 f4 28 49 63 2f d8 00 76 05 00 00 00 .....(Ic/..v....
01b0 02 62 01 62 00 72 63 02 01 71 01 63 c4 fe 00 00 .b.b.rc..q.c....
01c0 1b 1b 1b 1b 1a 01 ee de .....
Data: 1b1b1b1b0101010176050000000062016200726301017601...
```

[Length: 456]

Bemerkung

Die Messwerte haben eine zentrale Rolle bei vielen Anwendungsfällen und werden somit von vielen Teilsystemen benutzt. Die Kundenabrechnung, Die Erzeugung von Lastprognosen, die lokale Optimierung sind nur wenige Beispiele wo Messwerte benutzt werden. Diese Messwerte werden nicht von jedem Anwendungsfall in ich Echtzeit abgefragt, sondern werden beim Integrator gespeichert und über Services an weitere Systembeteiligte angeboten. Deshalb wird das Auslesen des Smart Meters als eigenständiger Anwendungsfall dargestellt, der wiederum von anderen Anwendungsfällen benutzt wird.

Eignung für flächendeckenden Einsatz und Handlungsempfehlungen

Zum Jahresende 2012 war in Deutschland für insgesamt 99,7 Prozent aller Haushalte ein Breitbandanschluss mit einer Geschwindigkeit von mindestens 1 Mbit/s verfügbar³⁴. Dieser Wert wird als Basis für eine flächendeckende Analyse benutzt. Die Ampel-Skala Bewertung gibt bereits eine erste Auskunft wie wichtig dieser Anwendungsfall für eine flächendeckende Anwendung ist.

Bei einem Datenvolumen von 1KByte pro Messung und einer Messungsstrategie im Sekundentakt ist eine Übertragung von 8,2Kbit/s als dauerlast anzunehmen. Dies macht 0,8% vom Basiswert 1Mbit/s. Auch diese Werte stellen keine besondere Herausforderung für die bestehende Infrastruktur und sind sogar ohne den flächendeckenden Ausbau von anderen Breitbandtechnologien wie z.B. Glasfaser, LTE usw. zu schaffen.

Tabelle 27: Steckbrief - Smart Meter Auslesen

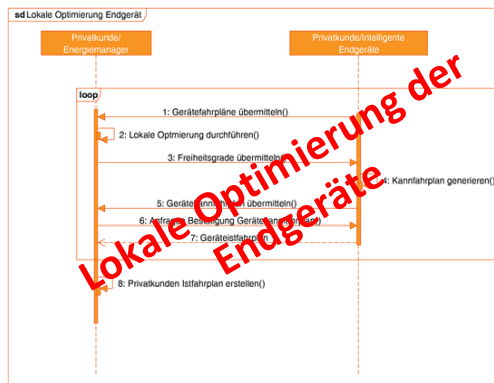
³⁴ BMWI, Breitbandstrategie, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Digitale-Welt/Digitale-Infrastrukturen/breitband.html>

6.5.7 STECKBRIEF - LOKALE OPTIMIERUNG DER ENDGERÄTE

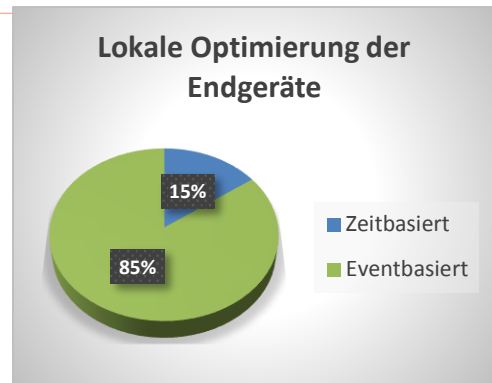
Steckbrief: Lokale Optimierung der Endgeräte im Haushalt



Use Case Diagram



Zeit-Ereignis Relation



Breitbandrelevante Eigenschaften

Typ:	<i>Hybrid</i>	Zeitliche Häufigkeit	min. 1xTäglich
Datenvolumen	<i>25Kbyte/Haushalt</i>	Ereignis Häufigkeit	mehrmals/Täglich
Steuerbar:	<i>Nein</i>	Anzahl der Kommunikationsbeteiligten	Sehr Niedrig
Kommunikationsart:	<i>In-House</i>		

Spezifikation der zeitlichen Abläufe

Die Lokale Optimierung findet mindestens 1x täglich statt, wenn der Energiemanager ein Preissignal erhält wird die lokale Optimierung angestoßen. Ein solches Preissignal hat in der Regel eine Gültigkeit von 24 Stunden.

Spezifikation der auftretenden Ereignisse

Der Anwendungsfall wird von Ereignissen angestoßen die eine lokale Optimierung der Endgeräte im Haushalt benötigen. Mögliche Ursachen wären:

- Eine Netzengpassbehebung
- Eine Netzengpassanalyse

Das Ereignis ist unabhängig von den Ursachen und bleibt immer das gleiche, so können wir das Optimierungsereignis definieren, das immer dann auftritt, wenn ein neues Effizienzsignal (real oder virtuell) am Energiemanager ankommt.

Die Häufigkeit des Ereignisses hängt von den Ursachen ab und variiert von 2x täglich bis mehrmals täglich. Es ist sogar mit einer Zunahme der Ereignishäufigkeit zu rechnen, ins besondere, mit der zukünftigen Einbindung von Elektroautos wird eine Netzengpassbehebung mehrmals täglich notwendig sein. Ein Anhaltswert für die Optimierungshäufigkeit wäre 3-6xtäglich.

Das Optimierungsereignis kann zwar vom Auslöser des Effizienzsignals gesteuert werden, macht aber keinen Sinn für den In-House Bereich. Der Energiemanager ist darauf eingestellt, wenn er ein reelles oder virtuelles Effizienzsignal erhält die lokale Optimierung anzustoßen.

Ein weiteres Ereignis, das eine In-House Kommunikation verursacht ist die Erstellung oder Änderung eines Fahrplans an einem Endgerät. Eine Änderung am Fahrplan eines intelligenten Endgerätes erfolgt immer dann, wenn das Endgerät neu Konfiguriert wird im Bezug zu seiner Steuerung. Ein Anhaltswert für die Erscheinungshäufigkeit des Ereignisses wäre 1-5xTäglich pro Endgerät. Eigentlich stellt der Kunde sein Gerät so ein, dass das Gerät sich nach seinem Bedarf verhält und dann wird immer wieder der gleiche Fahrplan benutzt, sodass eine Übertragung von 1xTäglich ausreichen würde.

Spezifikation des zu übertragenden Datenvolumens

Für diesen Anwendungsfall konzentrieren wir uns nur auf die In-House Kommunikation. Die Übertragung von Preissignalen, Effizienzsignalen und Fahrplänen vom Energiemanager zum MSB und vice versa wird in einem separaten Use Case betrachtet.

Die Größe eines Fahrplans wird auf 1-4Kb geschätzt.

Für die Abstimmung der Gerätefahrpläne zwischen Energiemanager und Endgerät werden die Freiheitsgrade vom Energiemanager zum Endgerät übermittelt die

auf 1Kb geschätzt werden und für Bestätigungsnachrichten werden jeweils 100Byte angenommen³⁵.

Ampel-Skala Bewertung des normal Anwendungsfalls

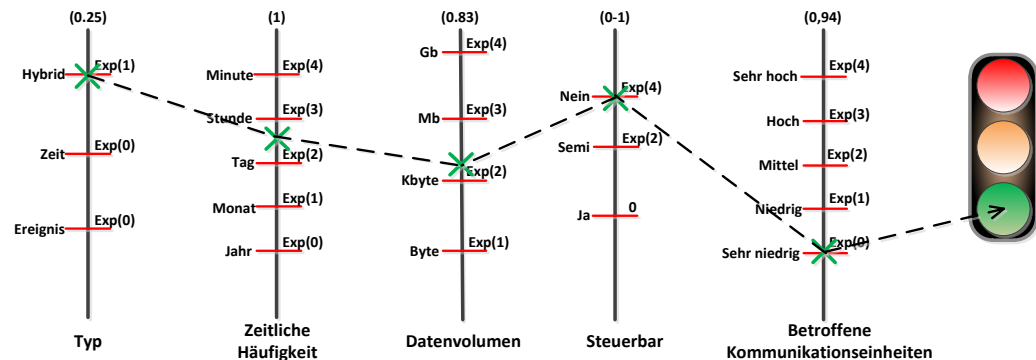


Abbildung 62: Ampel-Skala Bewertung - Lokale Optimierung der Endgeräte (Normalfall)

Fazit: Die Lokale Optimierung der Endgeräte im Haushalt stellt überhaupt keine Bandbreitenrelevante Herausforderung dar. Der Anwendungsfall findet im In-House Bereich statt und somit ist der Normalisierungsfaktor der Skala Steuerbar auf 0 zu setzen. Die Datenvolumen die ausgetauscht werden sind relativ klein, die aggregierten (zeitbasierte und ereignisbasierte) Erscheinungshäufigkeiten des Anwendungsfalls sind im normal Bereich, die ausgetauschten Datenvolumen sind gering und die betroffenen Kommunikationseinheiten sind sehr niedrig, da nur die intelligenten Endgeräte im Haushalt betrachtet werden.

Ampel-Skala Bewertung des extrem Anwendungsfalls

³⁵ WIK, Diskussionsbeitrag, Nr. 372 „Aufbau intelligenter Energiesysteme - Bandbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb“, März 2013

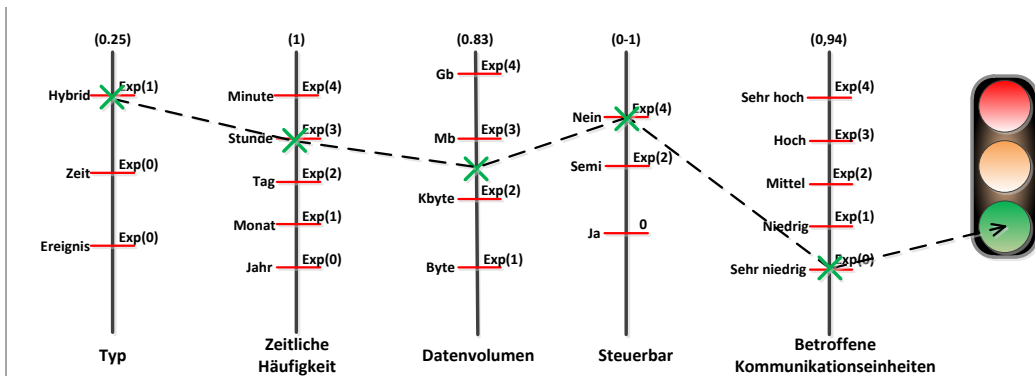


Abbildung 63: Ampel-Skala Bewertung - Lokale Optimierung der Endgeräte (Extremfall)

Fazit: Auch im Extremfall wo Fahrpläne stündlich ausgetauscht werden und das Datenvolumen mehrere KB erreichen kann bleibt die Bewertung des Anwendungsfalls im grünen Bereich.

Sonstiges

Eignung für Flächendeckenden Einsatz und Handlungsempfehlungen

Dieser Anwendungsfall stellt für einen flächendeckenden Einsatz keine besondere Herausforderung dar. Im Extremfall werden für alle intelligente Endgeräte (Anhaltswert 5 Geräte/Haushalt) die Fahrpläne optimiert. Pro Gerät und pro Optimierung ist ein Datenvolumen von ca. 5KByte inkl. Bestätigungsnachrichten und Protokolloverheads. Dies ergibt ein Gesamtdatenvolumen von 25KByte für die parallele lokale Optimierung von 5 Endgeräten. Das Datenvolumen und die Übertragungshäufigkeit stellen überhaupt keine Herausforderung für die Inhouse Kommunikation.

6.5.8 STECKBRIEF - LOKALE OPTIMIERUNG

Steckbrief: Lokale-Optimierung

	Anwendungsfall	Zeit-Ereignis Relation	
	<p style="color: red; font-size: 2em; transform: rotate(-30deg); opacity: 0.5;">Lokale Optimierung</p>	<div style="border: 1px solid gray; padding: 10px;"> <p style="text-align: center;">Lokale Optimierung!</p> <p style="text-align: center;"> ■ Zeitbasiert ■ Eventbasiert </p> </div>	
Bandbreitenrelevante Eigenschaften			
Typ:	Hybrid	Zeitliche Häufigkeit	mehrmals/täglich
Datenvolumen	200 Byte - 1KB	Ereignis Häufigkeit	mehrmals/täglich
Steuerbar:	Nein	Anzahl der Kommunikationsbeteiligten	Hoch-Sehr hoch
Kommunikationsart	Extern		
Spezifikation der zeitlichen Abläufe			
Die lokale Optimierung findet täglich bei Erhalt eines Preissignals statt.			
Spezifikation der auftretenden Ereignisse			
Bei einem virtuellen oder realen Effizienzsignals, wird die lokale Optimierung angestoßen. Es wird angenommen, dass dies öfters (2-8) an einem Tag vorkommt. Vor allem mit dem Ausbau des intelligenten Energiesystems, wird eine Netzengpassanalyse oder Netzengpassbehebung ein sehr kritischer Anwendungsfall.			

Spezifikation des zu übertragenden Datenvolumens

Der Energiemanager übermittelt die Kannfahrpläne bei einem virtuellen Effizienzsignal und die Istfahrpläne bei einem realen Effizienzsignal. Das Datenvolumen eines Fahrplans wird auf 1KB geschätzt. In der Regel dürfte das Datenvolumen sehr geringer sein, da die eigentliche Optimierung lokal beim Energiemanager stattfindet. Somit wäre es möglich nur die Verschiebbare Last per Energiemanager-ID zu kommunizieren. Ein solches Datenpaket sollte nicht größer als 200 Byte sein.

Ampel-Skala Bewertung des normal Anwendungsfalls

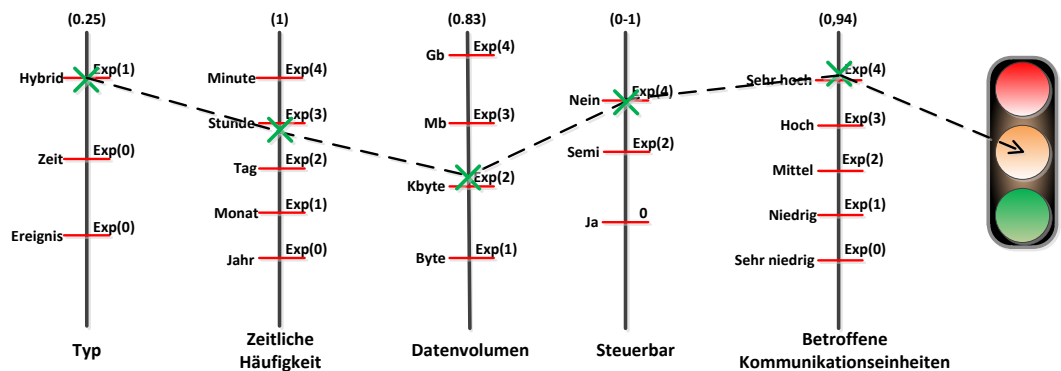


Abbildung 64: Ampel-Skala Bewertung der lokalen Optimierung (Normalfall)

Ein Optimierter Fahrplan, der vom Energiemanager eines Kunden zum MSB übertragen wird hat ein hochgeschätztes Datenvolumen von 1KB. Dies wird mit 1Mbit/sec in 8 sec übertragen. Bei einer Größe von 200 Byte ist das sogar in 2 sec zu schaffen.

Ampel-Skala Bewertung des extrem Anwendungsfalls

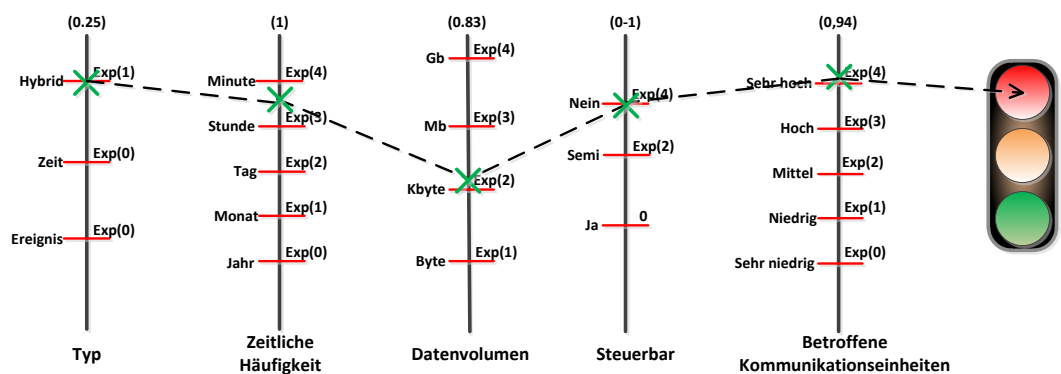


Abbildung 65: Ampel-Skala Bewertung der lokalen Optimierung (Extremfall)

	<p>Bei einer halbstündlichen Regelungsstrategie wird dieser Anwendungsfall anspruchsvoll, worauf auch die rote Ampel, der Ampel-Skala Bewertung hindeutet. Dies bedeutet, dass vor allem bei nicht stabilen Netzsituationen, ist die Netzengpassanalyse eine Häufige Aktion die durchgeführt werden muss. Der Bandbreitenbedarf ändert sich nicht im Vergleich zu den Normalfall.</p>
	<i>Sonstiges</i>
	<p>Die lokale Optimierung ist ein sehr zentraler Anwendungsfall, von dem sogar mehrere Anwendungsfälle die Komplexität erben. Die Anwendungsfälle Information des Aggregators und Information des virtuellen Kraftwerks haben die gleichen Bandbreitenanforderungen wie die lokale Optimierung (virtuelles Effizienzsignal). Die Anwendungsfälle Netzengpassbehebung durch den Aggregator oder Netzengpassbehebung durch das Virtuelle Kraftwerk haben auch die gleichen Bandbreitenanforderungen, wie die lokale Optimierung (reales Effizienzsignal).</p>

6.5.9 STECKBRIEF - SOFTWARE AKTUALISIERUNG DER ENERGIEMANAGER

Steckbrief: Software Aktualisierung der Energiemanager



Use Case Diagram

Zeit-Ereignis Relation

Software Aktualisierung

0%
100%

- Zeitbasiert
- Eventbasiert

Breitbandrelevante Eigenschaften

Typ:	<i>Ereignisbasiert</i>	Zeitliche Häufigkeit	-
Datenvolumen	<i>ca. 1-10 Mb</i>	Ereignis Häufigkeit	<i>1xMonatlich bis 1xJährlich</i>
Steuerbar:	<i>Ja</i>	Anzahl der Kommunikationsbeteiligten	<i>Hoch-Sehr Hoch</i>

Spezifikation der zeitlichen Abläufe

-

Spezifikation der auftretenden Ereignisse

Der Anwendungsfall wird von Ereignissen angestoßen die eine Aktualisierung der Firmware des Energiemanagers benötigen. Mögliche Ursachen wären:

- Die Behebung eines Fehlers (Bug)
- Die Bereitstellung neuer Funktionalität
- Die Umsetzung neuer Protokolle

Das Ereignis ist unabhängig von den Ursachen und bleibt immer das gleiche, so können wir das Aktualisierungsereignis definieren, dass immer auftritt wenn eine neue Firmware zu Verfügung steht.

Die Häufigkeit des Ereignisses hängt von den Ursachen ab und variiert von 1xMonatlich bis 1xJährlich. Allerdings kann dieser Anwendungsfall gesteuert werden und dann ausgeführt, wenn die Netz Bedingungen am besten dafür geeignet sind.

Spezifikation des zu übertragenden Datenvolumens

Das Datenvolumen für eine Software Aktualisierung eines Energiemanagers wird aus eigener Recherche auf ca. 1-10Mb geschätzt. Existierende Energiemanager auf dem Markt darunter auch Energiemanager die im E-Energy Projekt zum Einsatz gekommen sind haben eine Firmware die dem geschätzten Datenvolumen entsprechen. Des Weiteren ist der Wert von 10Mb in der Wik Studie³⁶ als Anhaltswert für die Wartung von Netzapplikationen festgelegt worden.

Ampel-Skala Bewertung des normal Anwendungsfalls

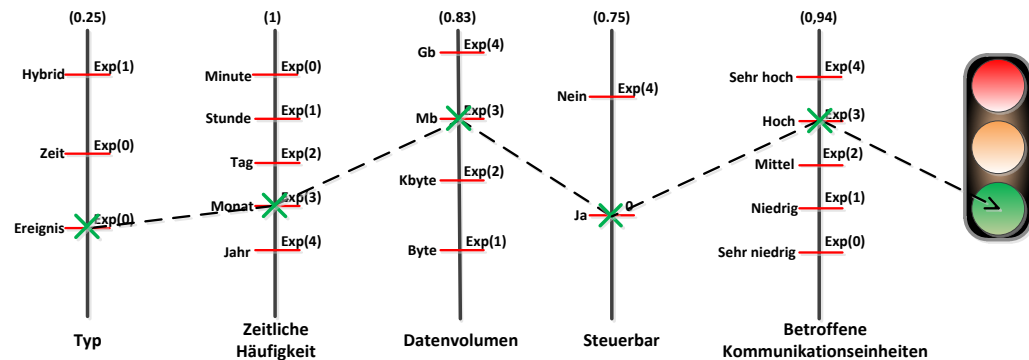


Abbildung 66: Ampel-Skala Bewertung - Software Aktualisierung der Energiemanager

³⁶ WIK, Diskussionsbeitrag Nr. 372, „Aufbau intelligenter Energiesysteme Banbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb“

Fazit: Im Normalfall stellt dieser Anwendungsfall keine Herausforderung für das Kommunikationsnetz dar. Die Aktualisierung der Energiemanager findet eher selten statt. Es werden zwar große Datenpakete ausgetauscht und es sind viele Kommunikationseinheiten beteiligt aber die Tatsache das die Ausführung des Anwendungsfalls gesteuert werden kann und dann erst ausgelöst wird, wenn der Breitbandbedarf am geringsten ist (z.B. nachts) sorgt für eine grüne Farbe in unserem Ampel-Skala Bewertungssystem. Des Weiteren wird bei Software Aktualisierungen zwischen kritischen und nicht kritischen Aktualisierungen unterschieden und die wirklich kritischen haben eine noch geringere Erscheinungshäufigkeit, etwas was die erreichte Punktezahl nochmals verbessern würde.

Ampel-Skala Bewertung des extrem Anwendungsfalls

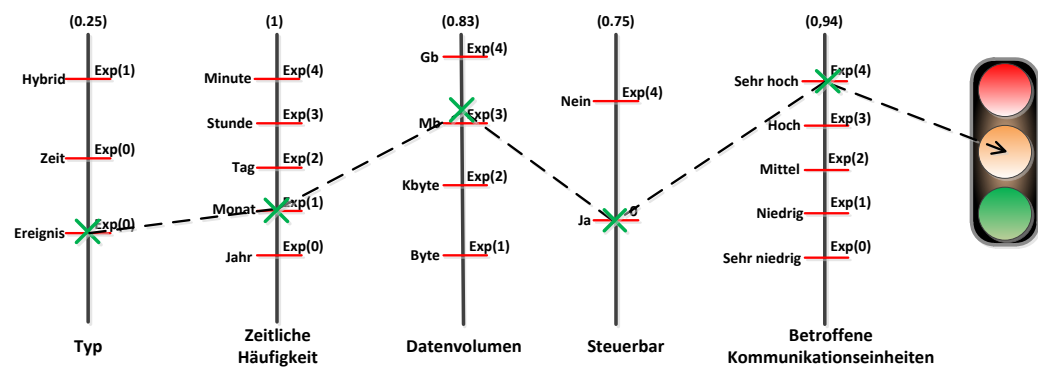


Abbildung 67: Ampel-Skala Bewertung - Software Aktualisierung der Energiemanager (Extremfall)

Fazit: Ein Extremfall zu den es kommen könnte, wäre wenn mit der Aktualisierung der Energiemanager auch die intelligenten Endgeräte im Haushalt mit aktualisiert werden müssten. In diesen Fall erhöht sich das maximale Datenvolumen auf 50Mb mit der Annahme das jeder Haushalt im Schnitt von 5 intelligenten Endgeräten verfügt die eine Aktualisierung benötigen und jede Aktualisierung hat ein maximal Datenvolumen von 10Mb. Die Anzahl der beteiligten Kommunikationseinheiten würde auch somit auf 5xNormalwert steigen. Auch in diesem Fall erreicht der Use Case eine neutrale Bewertung im Ampel-Skala Bewertungssystem und stellt somit keine besondere Herausforderung für das existierende Kommunikationsnetz.

Sonstiges

Eignung für Flächendeckenden Einsatz und Handlungsempfehlungen

Zum Jahresende 2012 war in Deutschland für insgesamt 99,7 Prozent aller Haushalte ein Breitbandanschluss mit einer Geschwindigkeit von mindestens 1 Mbit/s verfügbar³⁷. Dieser Wert wird als Basis für eine flächendeckende Analyse benutzt. Die Ampel-Skala Bewertung gibt bereits eine erste Auskunft für eine flächendeckende Eignung.

Für diese Analyse benutzen wir den extremen Anwendungsfall, indem ein Gesamtdatenvolumen von 50MB übertragen wird. Mit einer Bandbreite von 1Mbit/s würde die vollständige Übertragung aller Aktualisierungen (Energiemanager und intelligente Endgeräte) 400sec dauern. Kritisch dabei ist, dass die Downloadzeit der Aktualisierungen die Messübertragung nicht behindert. Die doch etwas lange Downloadzeit von 400sec (6min und 40sec) könnte mit anderen kritischen Anwendungsfällen überlappen. Dieses Verhalten lässt sich aber leicht kontrollieren, da der Anwendungsfall steuerbar ist. So könnte man die Übertragung der Aktualisierungen in Teilschritten durchführen. Als erstes könnte man immer nur eine Aktualisierung/Endgerät versenden. Des Weiteren könnte man noch die einzelnen Aktualisierungen in Pakete zerlegen (z.B. 1MB) die beim Endgerät wieder zusammengesetzt werden. Diese Pakete können in beliebigen Schritten versendet werden und somit würde die Übertragungszeit pro Datenpaket auf 8Sec sinken. Das zusammensetzen der Pakete beim Endgerät und die lokale Installation der Aktualisierung haben keinen Einfluss auf die Bandbreite. Dieses Verhalten lässt sich mit Software auf den intelligenten Endgeräten leicht umsetzen und somit stellt dieser Anwendungsfall keine besondere Herausforderung für einen flächendeckenden Einsatz.

Tabelle 28: Steckbrief - "Software Aktualisierung der Energiemanager"

³⁷ BMWI, Breitbandstrategie, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Digitale-Welt/Digitale-Infrastrukturen/breitband.html>

6.5.10 STECKBRIEF - SOFTWARE AKTUALISIERUNG DER SMART METER

Steckbrief: Software Aktualisierung der Smart Meter



Use Case Diagram



Zeit-Ereignis Relation



Breitbandrelevante Eigenschaften

Typ:	<i>Ereignisbasiert</i>	Zeitliche Häufigkeit	-
Datenvolumen	<i>ca. 1-10 Mb</i>	Ereignis Häufigkeit	<i>1xMonatlich bis 1xJährlich</i>
Steuerbar:	<i>Ja</i>	Anzahl der Kommunikationsbeteiligten	<i>Hoch-Sehr Hoch</i>

Spezifikation der zeitlichen Abläufe

-

Spezifikation der auftretenden Ereignisse

Der Anwendungsfall wird von Ereignissen angestoßen die eine Aktualisierung der Firmware der Smart Meter benötigen. Mögliche Ursachen wären:

- Die Behebung eines Fehlers (Bug)
- Die Bereitstellung neuer Funktionalität
- Die Umsetzung neuer Protokolle

Das Ereignis ist unabhängig von den Ursachen und bleibt immer das gleiche, so können wir das Aktualisierungsereignis der Smart Meter definieren, dass immer auftritt wenn eine neue Firmware zu Verfügung steht.

Die Häufigkeit des Ereignisses hängt von den Ursachen ab und variiert von 1xMonatlich bis 1xJährlich. Allerdings kann dieser Anwendungsfall gesteuert und dann ausgeführt, wenn die Netzbedingungen am besten dafür geeignet sind.

Spezifikation des zu übertragenden Datenvolumens

Das Datenvolumen für eine Software Aktualisierung eines Smart Meters wird aus eigener Recherche auf ca. 1-10MB geschätzt. In der Regel ist so eine Firmware 1-2Mb groß. Nichtsdestotrotz gibt es Smart Meter die auch gleichzeitig als Stromampel eingesetzt werden und zusätzliche Funktionen und Apps bieten. Diese Geräte haben auch eine größere Firmware und deshalb sind in unserer Schätzung von 1-10MB beide Typen inbegriffen. Existierende Smart Meter Produkte auf dem Markt darunter auch Smart Meter die im E-Energy Projekt zum Einsatz gekommen sind, haben eine Firmware die dem geschätzten Datenvolumen entsprechen. Des Weiteren ist der Wert von 10Mb in der Wik Studie³⁸ als Anhaltswert für die Wartung von Netzapplikationen festgelegt worden.

Ampel-Skala Bewertung des normal Anwendungsfalls

³⁸ WIK, Diskussionsbeitrag Nr. 372, „Aufbau intelligenter Energiesysteme Bandbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb“

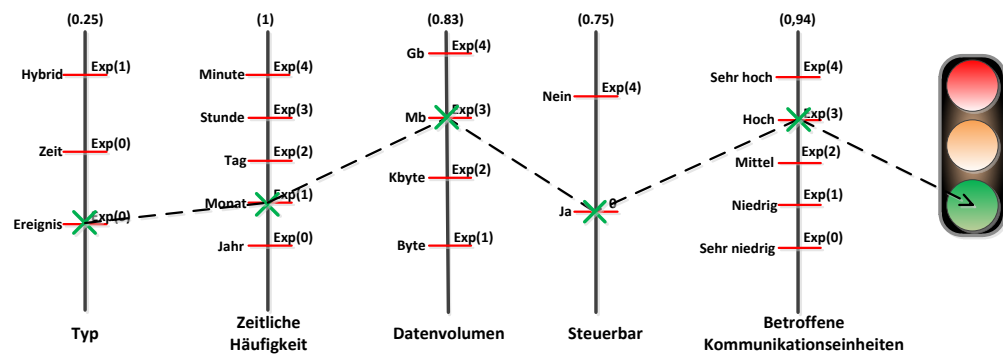


Abbildung 68: Ampel-Skala Bewertung - Software Aktualisierung der Smart Meter

Fazit: Im Normalfall stellt dieser Anwendungsfall keine Herausforderung für das Kommunikationsnetz dar. Die Aktualisierung der Smart Meter findet eher selten statt. Es werden zwar große Datenpakete ausgetauscht und es sind viele Kommunikationseinheiten beteiligt, aber die Tatsache das die Ausführung des Anwendungsfalls gesteuert werden kann und dann erst ausgelöst wird wenn der Breitbandbedarf am geringsten ist (z.B. nachts), sorgt für eine grüne Farbe in unserem Ampel-Skala Bewertungssystem. Des Weiteren wird bei Software Aktualisierungen zwischen kritischen und nicht kritischen Aktualisierungen unterschieden und die wirklich kritischen haben eine noch geringere Erscheinungshäufigkeit, etwas was die erreichte Punktezahl nochmals verbessern würde.

Ampel-Skala Bewertung des extrem Anwendungsfalls

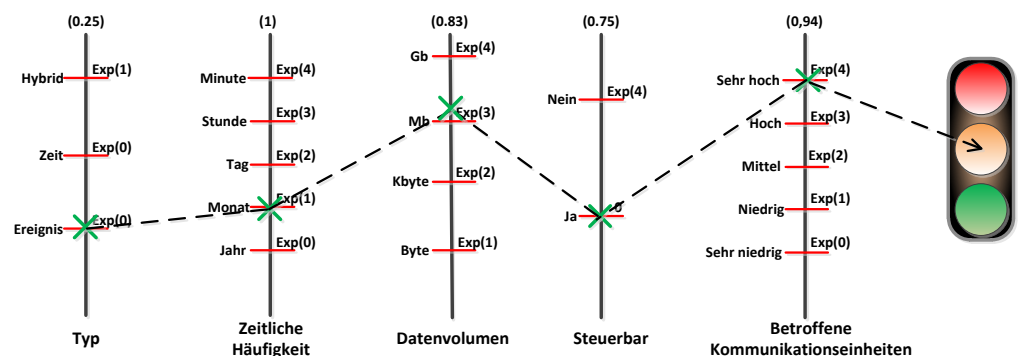


Abbildung 69: Ampel-Skala Bewertung - Software Aktualisierung der Smart Meter (Extremfall)

Fazit: Ein Extremfall zu den es kommen könnte, wäre wenn mit der Aktualisierung der Smart Meter auch die intelligenten Endgeräte im Haushalt mit aktualisiert werden müssten. In diesen Fall erhöht sich das maximale Datenvolumen

auf 50Mb mit der Annahme das jeder Haushalt im Schnitt über 5 intelligente Endgeräte verfügt die eine Aktualisierung benötigen und jede Aktualisierung hat ein maximal Datenvolumen von 10MB. Die Anzahl der beteiligten Kommunikationseinheiten würde somit auf 5xNormalwert steigen. Auch in diesem Fall erreicht der Use Case eine neutrale Bewertung im Ampel-Skala Bewertungssystem und stellt somit keine besondere Herausforderung für das existierende Kommunikationsnetz.

Sonstiges

-

Eignung für Flächendeckenden Einsatz und Handlungsempfehlungen

Zum Jahresende 2012 war in Deutschland für insgesamt 99,7 Prozent aller Haushalte ein Breitbandanschluss mit einer Geschwindigkeit von mindestens 1 Mbit/s verfügbar³⁹. Dieser Wert wird als Basis für eine flächendeckende Analyse Benutz. Die Ampel-Skala Bewertung gibt bereits eine erste Auskunft für eine flächendeckende Eignung.

Für diese Analyse Benutzen wir den extrem Anwendungsfall, indem ein Gesamtdatenvolumen von 50MB übertragen wird. Mit einer Bandbreite von 1Mbit/s würde die vollständige Übertragung aller Aktualisierungen (Smart Meter und intelligente Endgeräte) 400sec dauern. Kritisch dabei ist, dass die Downloadzeit der Aktualisierungen die Messübertragung nicht behindert. Die doch etwas lange Downloadzeit von 400sec (6min und 40sec) könnte mit anderen kritischen Anwendungsfällen überlappen. Dieses Verhalten lässt sich aber leicht kontrollieren, da der Anwendungsfall steuerbar ist. So könnte man die Übertragung der Aktualisierungen in Teilschritten durchführen. Als erstes könnte man immer nur eine Aktualisierung/Endgerät versenden. Des Weiteren könnte man noch die einzelnen Aktualisierungen in Pakete zerlegen (z.B. 1MB) die beim Endgerät wieder zusammengesetzt werden. Diese Pakete können in beliebigen Schritten versendet werden und somit würde die Übertragungszeit pro Datenpaket auf 8Sec sinken. Das zusammensetzen der Pakete beim Endgerät und die lokale Installation der Aktualisierung haben keinen Einfluss auf die Bandbreite. Dieses Verhalten lässt sich mit Software auf den intelligenten Endgeräten leicht umsetzen und somit stellt dieser Anwendungsfall keine besondere Herausforderung für einen flächendeckenden Einsatz.

³⁹ BMWI, Breitbandstrategie, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Digitale-Welt/Digitale-Infrastrukturen/breitband.html>

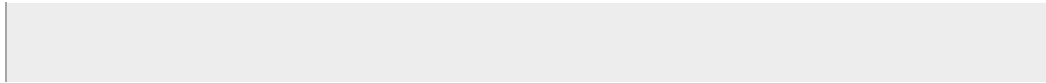


Tabelle 29: Steckbrief - Software Aktualisierung der Smart Meter

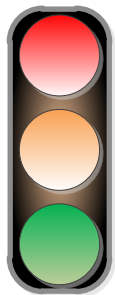
6.5.11 STECKBRIEF-ANWENDUNGSSPEZIFISCHES SZENARIO

Die Steckbriefe können weiter benutzt werden, um anwendungsspezifische Szenarien zu beschreiben und zu analysieren. Die Erstellung und Erfassung aller möglichen Szenarien, die in einem intelligenten Energiesystem vorkommen, ist nicht Gegenstand dieses Berichts. Wir demonstrieren in diesem Abschnitt, wie solche Szenarien mit den existierenden Steckbriefen analysiert werden können, anhand eines Szenarios, das aus den Erfahrungen mit den Modellregionen resultiert.

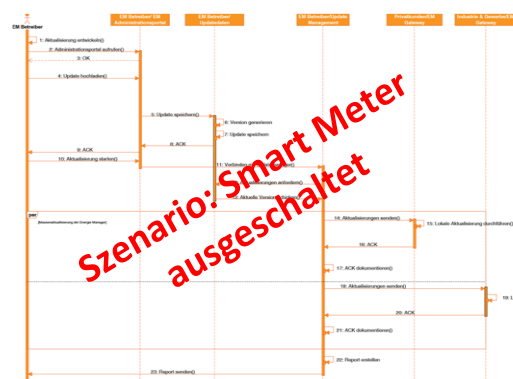
Steckbrief: Szenario einer Massenübertragung bei einem Smart Meter

Szenario Beschreibung

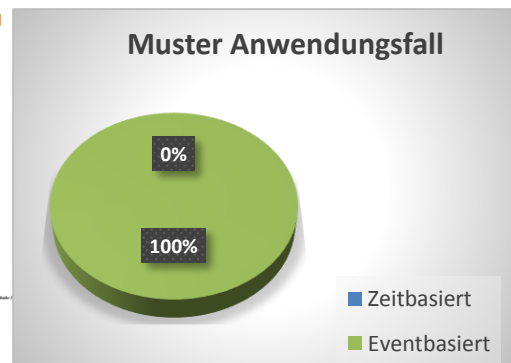
Das Verhalten der Kunden, hat einen bestimmten Einfluss auf die Funktion des Gesamtsystems. Das intelligente Energiesystem basiert darauf, dass die Smart Meter in regelmäßigen Zeitintervallen ausgelesen werden. Jetzt kommt es dazu, wenn ein Kunde sein Modem über die Nacht ausschaltet, dass keine Messdaten übertragen werden. Die nicht Erreichbarkeit des Privatkunden, stellt zwar keine Gefahr für das Netz oder die Funktion des Systems dar. Nichtsdestotrotz, kommt es aber bei einer Einschaltung des Geräts zu einer Massenübertragung, bei der die gesamten Messdaten auf einmal übertragen werden. Dieses Szenario wurde auch bei den Modellregionen in E-Energy festgestellt. Die existierenden Steckbriefe, können benutzt werden, um eine Auswertung dieses Szenarios zu erstellen.



Szenario



Zeit-Ereignis Relation



Bandbreitenrelevante Eigenschaften

	Typ:	Ereignisbasiert	Zeitliche Häufigkeit	-
	Datenvolumen	1Byte	Ereignis Häufigkeit	selten
	Steuerbar:	Nein	Anzahl der Kommunikationsbeteiligten	niedrig-hoch
	Kommunikationsart	Extern		
Spezifikation der zeitlichen Abläufe				
-				
Spezifikation der auftretenden Ereignisse				
<p>Der Kunde schaltet das Kommunikationsmodem für längere Zeit aus. Die Ereignishäufigkeit ist eher selten. Nichtsdestotrotz, kommt es mehrmals dazu, wenn z.B. ein Kunde in den Urlaub fährt, dass das Gerät sogar für längere Zeit ausgeschaltet bleibt.</p>				
Spezifikation des zu übertragenden Datenvolumens				
<p>Um das Datenvolumen für dieses Szenario festzulegen, greifen wir auf den Steckbrief-Smart Meter auslesen zurück.</p> <p>Off-Zeit 8 Stunden: 32KB</p> <p>Off-Zeit 1 Woche: 672KB</p> <p>Off-Zeit 1 Monat: 2,68MB</p>				
Ampel-Skala Bewertung des Szenarios				

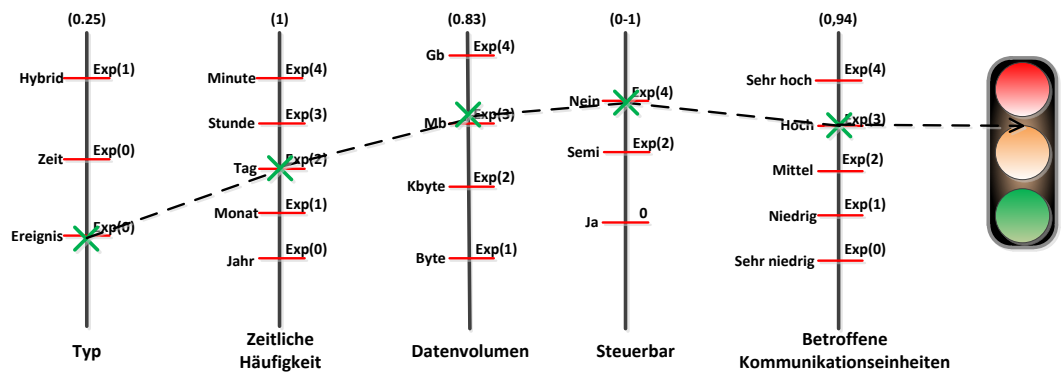


Abbildung 70: Ampel-Skala Bewertung eines Szenarios

Fazit:

Für die Übertragung von 2,68MB mit einer Übertragungsrate von 1Mbit/sec, sind 21,5 sec notwendig.

Sonstiges

6.5.12 BANDBREITEN HANDELSEMPFEHLUNGEN

Die in dem Kapitel 6.4 vorgestellten Breitbandtechnologien, sowie die untersuchten Anwendungsfälle haben gezeigt, dass ein flächendeckender Roll-Out mit den existierenden Technologien weit aus möglich ist. Während unseren Untersuchungen haben wir drei wesentliche Kommunikationsarten identifiziert:

- In-House: Die In-House Kommunikation, umfasst die Kommunikation die innerhalb eines intelligenten Haushaltes stattfindet. Die lokale Optimierung der Endgeräte ist ein Anwendungsfall, der zu dieser Kommunikationsart gehört. Für den In-House Bereich ist technologisch gesehen kein Handlungsbedarf notwendig, für einen flächendeckenden Roll-Out. Technologien wie BPL, Bluetooth, WIFI sorgen für eine sichere und schnelle Datenübertragung im In-House Bereich.
- D2D: Dienstleister zu Dienstleister stellt eine Kommunikationsart dar, da viele Anwendungsfälle tatsächlich nur auf dieser Ebene stattfinden. So ist die Erstellung der Kundenabrechnung eine D2D Kommunikation, in der nur Dienstleister involviert sind. Zur Erklärung des Verlaufs, rechnet der Lieferant seine Kunden über den Marktplatz ab. Der Marktplatz erstellt die Kundenabrechnung, nach dem er die Verbrauchsdaten vom Integrator angefordert hat. Die Kommunikation Lieferant-Markt, Markt-Integrator und Markt-Lieferant sind D2D Kommunikationen. Die Analyse der D2D Anwendungsfälle, hat gezeigt, dass mit der Auswahl der richtigen Technologie, keine Gefahr besteht, die einen flächendeckenden Roll-Out verhindern könnte. Dienstleister sollten nur höchstleistungs-Breitbandtechnologien einsetzen, wie z.B. Glasfasern, VDSL, Satellit oder LTE.
- Extern (D2C): Diese Kommunikationsart betrifft Kunden, die mit Dienstleistern Daten austauschen müssen. Die Kommunikationsart ist wesentlich die, die am meisten Handlungsbedarf aufweist. Zwar ist ein flächendeckender Roll-Out, mit einer Übertragungsrate von 1Mbit/sec per Haushalt, weitaus möglich, wie die untersuchten Anwendungsfälle gezeigt haben. Städtisch (22,23 Mio. Haushalte) gibt es eine 100% Deckung, halbstädtisch (13,44 Mio. Haushalte) 98,9% und ländlich (4,22 Mio. Haushalte) 94,8%⁴⁰.


Eine umfangreiche Untersuchung der existierenden Breitbandtechnologien und deren Einsatztauglichkeit im Smart Grid Bereich, wurde von der Modellregion Edema⁴¹ gemacht. Die wichtigsten Ergebnisse im Hinblick auf die Bandbreiten werden hier nochmals dargestellt:

⁴⁰ WIK, Diskussionsbeitrag, Aufbau intelligenter Energiesysteme - Bandbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb, März 2013

⁴¹ E-DeMa, Abschlussbericht, Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy Marktplatz der Zukunft, Juli 2013

Um die E-DeMa-Zielvorgaben zur Laststeuerung und Erfassung der Messdaten in den Modellregionen und künftigen Szenarien zu realisieren, ist eine durchgehende leistungsfähige Kommunikationsinfrastruktur von den Endgeräten bis hin zu den Systemen des Aggregators und Marktplatzes erforderlich. Da nur durch zuverlässige und echtzeitfähige Informationen hinsichtlich der Einsatzfähigkeit der Einspeiseanlagen und Haushaltsgeräte das gewünschte Einspeise- und Lastmanagement erfolgen kann, wurden verschiedene Kommunikationskonzepte, mittels derer die Informationen zwischen dem Aggregator und den jeweiligen Haushalten bzw. Geräten übertragen werden, im Rahmen des Projektes analysiert und bewertet. Mit Blick auf das Szenario 2020 muss hier festgestellt werden, dass in einer Vielzahl von Haushalten eine entsprechende Infrastruktur nachzurüsten ist, was im Gebäudebestand notwendigerweise mit Eingriffen in die Substanz und entsprechenden Kosten einhergehen wird. Daher erscheint insbesondere der Einsatz von (wenig invasiven) Funktechnologien für die Inhouse-Vernetzung und als Zugangnetz sehr attraktiv. Jedoch zeigen aktuelle Untersuchungen, dass die derzeit verfügbaren Technologien die hohen Anforderungen an die Smart-Grid-IKT-Infrastrukturen nur unzureichend erfüllen. Zum einen sind die Anforderungen an Zuverlässigkeit, Echtzeitfähigkeit, Robustheit und Verfügbarkeit im Vergleich zu aktuellen kommerziellen Kommunikations- und Mobilfunknetzen höher, zum anderen wird ein deutlich höheres Maß an Sicherheit, Vertraulichkeit, Integrität und Nachweisbarkeit der Daten gefordert, was zu einer Einschränkung der Nutzbarkeit bestehender Systeme führt. In zahlreichen Referenzprojekten werden aus ebendiesen Gründen dedizierte und damit exklusiv genutzte Infrastrukturen eingesetzt, die für den angestrebten Einsatz mit begrenzter Teilnehmerzahl geeignet sind, aber im Hinblick auf einen Massenroll-out auf Restriktionen im Hinblick auf Verfügbarkeit und technische Leistungsfähigkeit stoßen.

Die in Deutschland zur Verfügung stehenden kabelgebundenen Zugangstechnologien (DSL, DOCSIS, FTTx) können generell die Anforderungen erfüllen, die für ein Smart Grid von Bedeutung sind. Die Parameter Latenz und Datenrate sind nicht nur für die Smart-Grid-Kommunikation ausreichend dimensioniert, sondern ermöglichen auch die gleichzeitige Nutzung von Verschlüsselung/VPN und Maintenance-Funktionen. Bauartbedingt haben kabelgebundene Zugangstechnologien kein Problem bei der Gebäudedurchdringung und bieten auch eine hohe Reichweite. Je nach Abschirmung sind sie gegenüber äußeren Störeinflüssen unempfindlicher. Durch den teilweise flächendeckenden Ausbau in Deutschland (technologieabhängig) könnte somit der Großteil der Haushalte für ein Smart Grid erschlossen werden. Im Szenario 2012 ist die Verfügbarkeit gegenüber den Funktechnologien höher.



DSL als dominierende Breitbandtechnologie in Deutschland ist geeignet für ein Smart Grid, wie sich in den hier vorliegenden Untersuchungen gezeigt hat. Die gebotene Bandbreite und vor allem die hohe zeitliche und geographische Verfügbarkeit machen es prädestiniert als Zugangstechnologie. Für die Ausrüstung von Bestandssystemen bieten sich insbesondere drahtlose Funknetzwerke an, da diese eine kostengünstige, zuverlässige und ausgereifte Lösung darstellen. Die Reichweite der verschiedenen Funktechnologien wird im Wesentlichen durch die vorhandene Dämpfung, Rauschstärke und Interferenzen beeinflusst, die insbesondere für die kommunikationstechnischen Komponenten (Smart Meter, IKT-Gateway2, etc.) in den Untergeschossen der Haushalte einen limitierenden Faktor darstellt. Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen den Einfluss der Baumaterialien und Installationsorte der Komponenten bei der Verwendung unterschiedlicher Technologien in verschiedenen Frequenzbereichen.

Auf Basis der Funkfeldmessungen und der Simulationsergebnisse im Rahmen des Projektes wurden die erreichbaren Systemparameter verschiedener Funktechnologien untersucht. Ein Vergleich der Weitverkehrsfunktechnologien zeigt, dass sowohl der Frequenzbereich, als auch die Robustheit und Toleranz gegenüber Bitfehlern die Leistungsfähigkeit einer Technologie bestimmen. So schnitten die Funktechnologien in niedrigen Frequenzbereichen deutlich besser ab als Technologien in höheren Frequenzbereichen.

Die aktuelle PLC-Systemauswahl, im Inhouse-Bereich, d.h. CENELEC A-Band PLC im Access-Bereich und HomePlug AV 1.0 im Inhouse-Bereich, stellt grundsätzlich eine Möglichkeit dar, bedarf aber im Hinblick auf zukünftige Anwendungen zusätzlicher Optimierungen. Die Ressourcen des schmalbandigen PLC-Systems sind nicht ausreichend dimensioniert, um schon über den Smart-Metering-Zweig Energiemanagement-Funktionalitäten betreiben zu können. Alternativ zu dem verwendeten BPLC-System für die Kommunikation zwischen Gateway und weißer Ware sind für künftige Szenarien Ressourcen-optimierte Technologien, insbesondere im Hinblick auf den aktuellen Leistungsverbrauch, denkbar.

6.6 DATENVOLUMEN ANALYSE

Dieses Kapitel widmet sich den Datenvolumina die während des Betriebs eines intelligenten Energiesystems entstehen können und ermittelt die Herausforderungen an Datenspeicherungstechnologien. Die Datenvolumenanalyse konzentriert sich auf den Anwendungsfall des Smart Meter Auslesen, indem enorme Daten erzeugt werden und die auch für weitere Verarbeitung von anderen Teilsystemen benutzt werden. Die Messdaten werden vom Integrator (in E-Energy oft als Datenzentrale bezeichnet) gespeichert und betrieben. Der Integrator speichert nicht nur die Messwerte, sondern auch Fahrpläne, Stammdaten, Netzinformationsdaten und Anlagendaten die in dieser Analyse nicht betrachtet werden, da das erzeugte Datenvolumen von diesen Datentypen im Vergleich zu dem Datenvolumen das von dem Auslesen der intelligenten Stromzähler entsteht, sehr gering ausfällt. Ziel der Analyse ist eine Skalierung der erzeugten Datenvolumina auf Deutschlandweite Fläche zu überprüfen und einen Abgleich mit existierenden Speicherungstechnologien durchzuführen. Des Weiteren werden verschiedenen Auslesestrategien (Sekundentakt, Minutentakt, 5-Minutentakt, Viertelstündiger Takt) der Smart Meter analysiert und in Bezug gesetzt.

6.6.1 DATENVOLUMENANALYSE SETUP DES ANWENDUNGSFALLS SMART METER AUSLESEN

Um eine möglichst exakte Schätzung anzugeben an Messdaten die im Laufe der Zeit gesammelt werden, vergleichen wir 4 Auslese-Strategien der intelligenten Zähler:

- **Sekundentakt:** Eine Auslesung der Zähler im Sekundentakt wurde zwar in E-Energy im Feldtest nicht erprobt, dennoch wäre es zukünftig möglich eine solche Auslesestrategie zu benutzen für die Abrechnung der Kunden in Echtzeit, ähnlich wie es derzeit im Mobilfunknetz funktioniert.
- **Minutentakt:** Auch Anwendungsszenarien mit diesem Takt wären in Zukunft denkbar.
- **5-Minutentakt:** Mit diesem Takt wurde z.B. der Feldtest bei MeRegio durchgeführt.
- **15-Minutentakt:** Dieser Takt wurde bei den meisten Modellregionen als Anhaltswert für den Feldtest benutzt.

Für die Skalierung auf Deutschland haben wir 4 Szenarien unter Betrachtung genommen:

- **Großes Dorf:** 10.000 installierte intelligente Zähler
- **Kleine Stadt:** 100.000 installierte intelligente Zähler
- **Große Stadt:** 1.000.000 installierte intelligente Zähler
- **Landesweit:** Installierte Zähler bei einem flächendeckenden Roll-Out

Anhaltswert für das Datenvolumen einer Messung pro Smart Meter ist der Wert von 1KB (1024Byte) aus dem Steckbrief des Anwendungsfalls Smart Meter Auslesen zu entziehen.

6.6.2 DATENBANKTECHNOLOGIEN IM ÜBERBLICK

	Kleine Datenbank (SDB)	Mittlere Datenbank (MDB)	Große Datenbank (LDB)	Sehr große Datenbank (VLDB)
<i>Architektur</i>	Zentral	Zentral, Verteilt	Verteilt	Verteilt, mehrere Clouds
<i>Server</i>	1			
<i>Datenbank Administratoren</i>	Kein DBA benötigt	1 DBA benötigt	2-5 DBA benötigt	5+ DBA benötigt
<i>Datenbankeinträge</i>	<10 ⁵ Einträge	10 ⁵ -10 ⁸ Einträge	10 ⁸ -10 ¹² Einträge	>10 ¹² Einträge
<i>Datenvolumen</i>	<20GB	20GB-60GB	60GB-1TB	<1TB
<i>Performanz</i>	Nicht kritisch	Nicht kritisch	Kritisch	Sehr kritisch
<i>IT-Lösungen</i>	Open Source (SQL-Lite, MySQL)	Open Source und Kommerziell	Kommerziell (z.B. SQL, Oracle)	Kommerziell mit Beratungssupport
<i>Kosten für Betrieb</i>	Keine – sehr gering	Gering-Mittel	Hoch	Sehr Hoch
<i>Beispiels-Anwendungen</i>	Home Anwendungen			Facebook, Google Indexes

<i>Abkürzungen</i>	SDB	MDB	LDB	VLDB
--------------------	-----	-----	-----	------

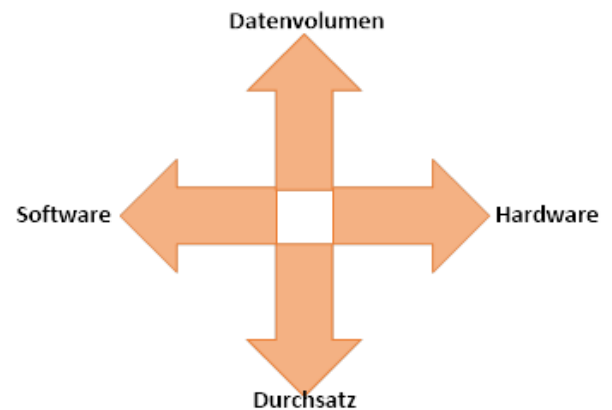
Tabelle 30: Datenbanktechnologien im Überblick

SDB = Small DataBase, MDB = Medium DataBase, LDB = Large DataBase, VLDB = Very Large DataBase

6.6.3 DIE FAKTOREN DIE EINE GROÖE DATENBANK AUSMACHEN

Eine Definition für große Datenbanken zu geben ist nicht immer leicht und das ist so weil die Technologie sich sehr rasch weiterentwickelt. Ein Datenvolumen von einem 1GB war vor 20 Jahren ein enorm großer Wert, was heute als sehr klein betrachtet wird. Des Weiteren ist der Term große Datenbank immer relativ zu dem Zweck wofür diese Datenbank eingesetzt wird. Eine Datenbank die auf einer Festplatte auf einem Home-PC installiert wird, kann als groß bezeichnet werden, aber als handlich wenn die gleiche Datenbank auf einer SSD (Solid State Disk) Festplatte eingespielt wird und sogar als schnell wenn sie direkt auf der RAM (Random Access Memory) geladen wird. Die Größe einer Datenbank kann eher als das Zusammenspiel der Faktoren die in der folgenden Abbildung dargestellt werden, verstanden werden.

- **Datenvolumen:** Die Menge der Daten, die von der Anzahl der Datensätze, Tabellen, Terabyte / Petabytes, usw. definiert werden.
- **Hardware:** Das Ausführen einer sogar kleinen Datenbank auf einem sehr eingeschränkten Server hat als Folge, dass die Datenbank als sehr groß erscheint.
- **Software:** Die Implementierung der Datenbank, wie auch die Datenbankmanagementsysteme die für den Betrieb benutzt werden. Die Software kann einen enormen Einfluss auf die Performanz und den Durchsatz der Datenbank haben.
- **Durchsatz:** Eine kleine Datenbank die mehrere Millionen Anwender bedienen soll, wird als eine sehr große Datenbank erscheinen.



6.6.4 DIE SEKUNDENTAKT-STRATEGIE

In der Tabelle 31 Erzeugtes Datenvolumen werden die Messwerte dargestellt die im Laufe eines Jahres mit einer Sekundentaktstrategie entstehen können.

Sekundentakt Strategie				
	Dorf	Kleine Stadt	Große Stadt	Landesweit
Minute	614,40 MB	6,14 GB	61,44 GB	2,46 TB
Stunde	36,86 GB	368,64 GB	3,69 TB	147,46 TB
Tag	884,74 GB	8,85 TB	88,47 TB	3,54 PB
Woche	6,19 TB	61,93 TB	619,32 TB	24,77 PB
Monat	26,54 TB	265,42 TB	2,65 PB	106,17 PB
Jahr	322,93 TB	3,23 PB	32,29 PB	1,29 EB

Tabelle 31 Erzeugtes Datenvolumen mit einer Sekundentakt Auslese-Strategie

Wie in der Abbildung deutlich zu erkennen ist erzeugt die Sekundentaktstrategie enormes Datenvolumen bereits für ein großes Dorf mit 10.000 installierten intelligenten Zähler. Für eine große Stadt wird im Minutenbereich Datenvolumen von über 3TB erzeugt. Mit der Annahme, dass die Daten mindestens ein Monat gespeichert werden müssen (z.B. für Kundenabrechnungen, Lastprognosen usw.) wird im Laufe eines Monats ein Gesamtvolumen von

über 2PB für eine große Stadt erzeugt und somit ist hierfür bereits eine VLDB Datenbank

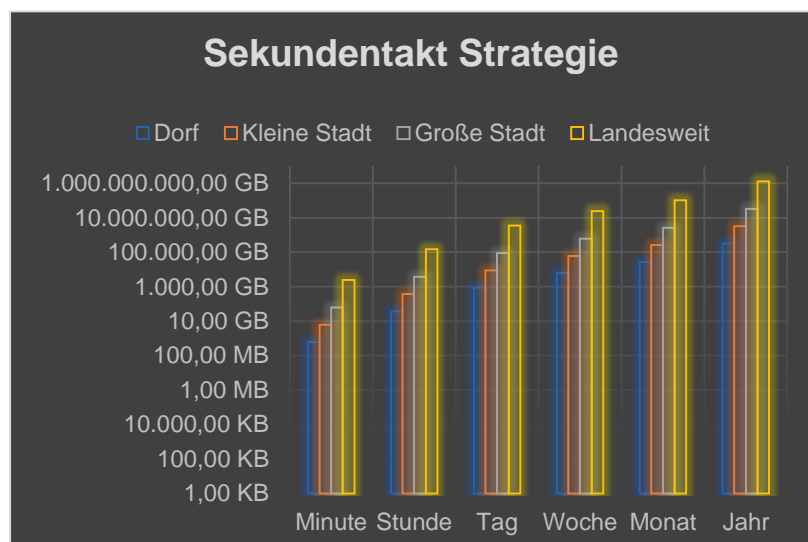


Abbildung 71: Datenvolumenanalyse Sekundentaktstrategie

einzusetzen. In der folgenden Tabelle werden die erforderlichen Datenbanktechnologien je Anwendungsbereich für die Sekundentaktstrategie dargestellt. Aus der Tabelle resultiert, dass für eine Sekundentaktstrategie nur VLDB Lösungen in Frage kommen, egal ob die Daten jährlich oder sogar nur monatlich gespeichert werden.

	<i>Dorf</i>	<i>Kleine Stadt</i>	<i>Große Stadt</i>
<i>DBT für Monat</i>	VLDB	VLDB	VLDB
<i>DBT für Jahr</i>	VLDB	VLDB	VLDB

6.6.5 DIE MINUTENTAKT-STRATEGIE

In der Tabelle 32 werden die Messwerte dargestellt die im Laufe eines Jahres mit einer Minutentaktstrategie entstehen können.

<i>Minutentakt Strategie</i>				
	Dorf	Kleine Stadt	Große Stadt	Landesweit
<i>Minute</i>	10,24 MB	102,40 MB	1,02 GB	40,96 GB
<i>Stunde</i>	614,40 MB	6,14 GB	61,44 GB	2,46 TB
<i>Tag</i>	14,75 GB	147,46 GB	1,47 TB	58,98 TB
<i>Woche</i>	103,22 GB	1,03 TB	10,32 TB	412,88 TB
<i>Monat</i>	442,37 GB	4,42 TB	44,24 TB	1,77 PB
<i>Jahr</i>	5,38 TB	53,82 TB	538,21 TB	21,53 PB

Tabelle 32: Erzeugtes Datenvolumen mit einer Minutentakt Auslese-Strategie

Wie in der Abbildung zu sehen ist entstehen auch für eine Minutentaktstrategie enorme Datenvolumen. Für ein großes Dorf würde für die Speicherung der Messwerte in einem Monat ein Gesamtvolumen von 442GB erzeugt werden. Für dieses Szenario würde noch eine große Datenbank ausreichen (LDB). Für alle anderen Szenarien liegt das erzeugte Datenvolumen weit über 1TB und somit würden nur VLDB Lösungen in Frage kommen. Im direkten

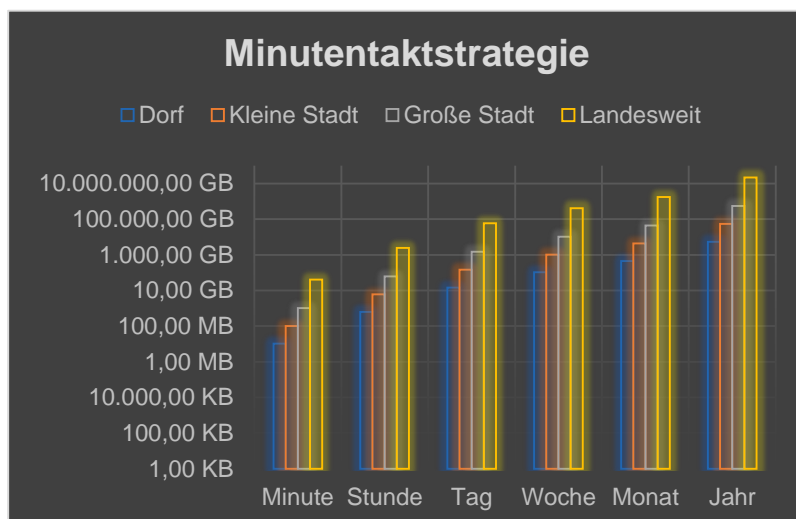


Abbildung 72: Datenvolumenanalyse Minutentaktstrategie

Vergleich zur Sekundentaktstrategie ist ein Datenvolumenersparnis von 98,33% zu beobachten. In der folgenden Tabelle werden die erforderlichen Datenbanktechnologien je Anwendungsbereich für die Minutentaktstrategie dargestellt. Aus der Tabelle resultiert, dass auch für eine Minutentaktstrategie nur VLDB Lösungen in Frage kommen.

	<i>Dorf</i>	<i>Kleine Stadt</i>	<i>Große Stadt</i>
<i>DBT für Monat</i>	LDB	VLDB	VLDB
<i>DBT für Jahr</i>	VLDB	VLDB	VLDB

6.6.6 DIE 5-MINUTENTAKT-STRATEGIE

In der Tabelle 33 werden die Messwerte dargestellt die im Laufe eines Jahres mit einer 5-Minutentaktstrategie entstehen können. Eine solche Strategie wurde von der Modellregion Me-Regio im Feldtest erprobt. Aus diesen Grund haben wir auch den Feldtest von MeRegio als Anwendungsszenario mit aufgenommen.

5-Minutentakt Strategie					
	Feldtest	Dorf	Kleine Stadt	Große Stadt	Landesweit
Stunde	12,29 MB	122,88 MB	1,23 GB	12,29 GB	491,52 GB
Tag	294,91 MB	2,95 GB	29,49 GB	294,91 GB	11,80 TB
Woche	2,06 GB	20,64 GB	206,44 GB	2,06 TB	82,58 TB
Monat	8,85 GB	88,47 GB	884,74 GB	8,85 TB	353,89 TB
Jahr	107,64 GB	1,08 TB	10,76 TB	107,64 TB	4,31 PB

Tabelle 33: Erzeugtes Datenvolumen mit einer 5-Minutentakt Auslese-Strategie

Wie in der Abbildung zu sehen ist sinkt deutlich das Datenvolumen in Vergleich zu den bis jetzt vorgestellten Auslese-Strategien. Der MeRegio Feldtest ist sogar mit einer mittleren Datenbank zu schaffen (MDB), auch wenn Daten über ein ganzes Jahr hinaus gespeichert werden. Auch ein großes Dorf lässt sich mit einer MDB verwalten. Für eine kleine Stadt würde eine große Datenbank ausreichen, wobei für eine große Stadt wieder eine VLDB Lösung erforderlich ist. Im Feldtest

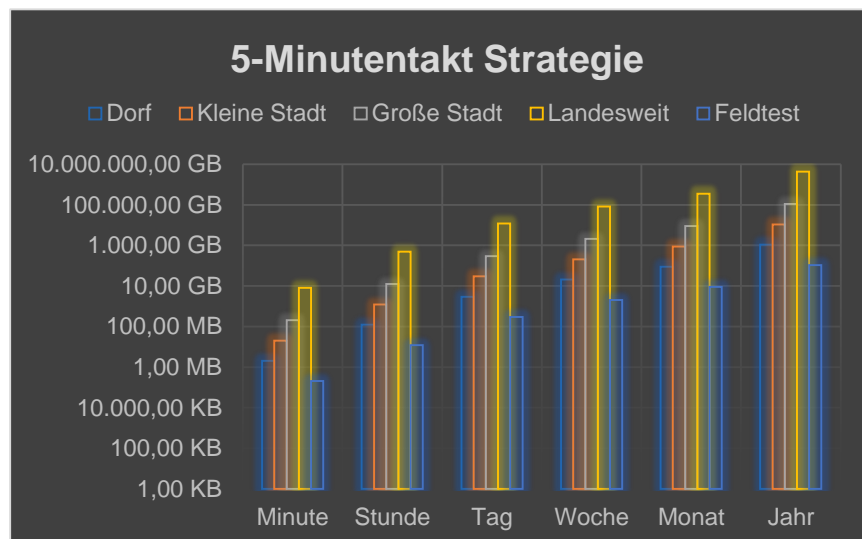


Abbildung 73: Datenvolumenanalyse 5- Minutentaktstrategie

wird ein Datenvolumen erzeugt das ca. 0,083% des Gesamtvolumens einer großen Stadt entspricht oder 0,79% des Gesamtdatenvolumens eines großen Dorfs über ein ganzes Jahr hinaus. Auch die durchgeführten Feldtests von den anderen Modellregionen bewegen sich auf dieser Skala. In der folgenden Tabelle werden die erforderlichen Datenbanktechnologien je Anwendungsbereich für die 5-Minutentaktstrategie dargestellt. Aus der Tabelle resultiert, dass für eine 5-Minutentaktstrategie deutlich mehrere Alternativen und Entscheidungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen. Im Vergleich zu den anderen Strategien besteht hier viel mehr Freiraum und Flexibilität in Hinblick zu der Auswahl einer optimalen Datenbanktechnologie. Zu betonen ist, dass die Auswahl einer passenden Datenbanktechnologie einen kritischen Punkt darstellt, in dem unter anderem auch Performanz-, Effizienz- und Kostenfaktoren widerspiegelt werden.

	<i>Feldtest</i>	<i>Dorf</i>	<i>Kleine Stadt</i>	<i>Große Stadt</i>
<i>DBT für Monat</i>	SDB	MDB-LDB	LDB	VLDB
<i>DBT für Jahr</i>	SDB	LDB	VLDB	VLDB

6.6.7 DIE 15-MINUTENTAKT STRATEGIE

In der Tabelle 34 werden die Messwerte dargestellt die im Laufe eines Jahres mit einer 15-Minutentaktstrategie entstehen können. Eine solche Strategie wurde von den meisten Modellregionen im Feldtest erprobt. Aus diesen Grund haben wir auch den Feldtest von Smart Watts als Anwendungsszenario mit aufgenommen. In Smart Watts Feldtest wurden 420 Haushalte mit intelligenten Stromzähler ausgerüstet.

15-Minutentakt Strategie					
	Feldtest	Dorf	Kleine Stadt	Große Stadt	Landesweit
Stunde	1,72 MB	40,96 MB	409,60 MB	4,10 GB	163,84 GB
Tag	41,29 MB	983,04 MB	9,83 GB	98,30 GB	3,93 TB
Woche	289,01 MB	6,88 GB	68,81 GB	688,13 GB	27,53 TB
Monat	1,24 GB	29,49 GB	294,91 GB	2,95 TB	117,96 TB
Jahr	15,07 GB	353,89 GB	3,54 TB	35,39 TB	1,42 PB

Tabelle 34 Erzeugtes Datenvolumen mit einer 15-Minutentakt Auslese-Strategie

Wie in der Abbildung zu sehen ist bietet die 15-Minutentaktstrategie die größte Flexibilität in Hinblick auf die Auswahl von existierenden Datenbanktechnologien. Bemerkenswert ist das für den Feldtest ein Gesamtdatenvolumen von ca. 15GB über ein ganzes Jahr hinaus erzeugt wird. Dieses Szenario ist sogar mit einer Open Source Lösung umsetzbar. Ein großes Dorf wiederum lässt sich mit einer MDB Lösung relativ gut dar-

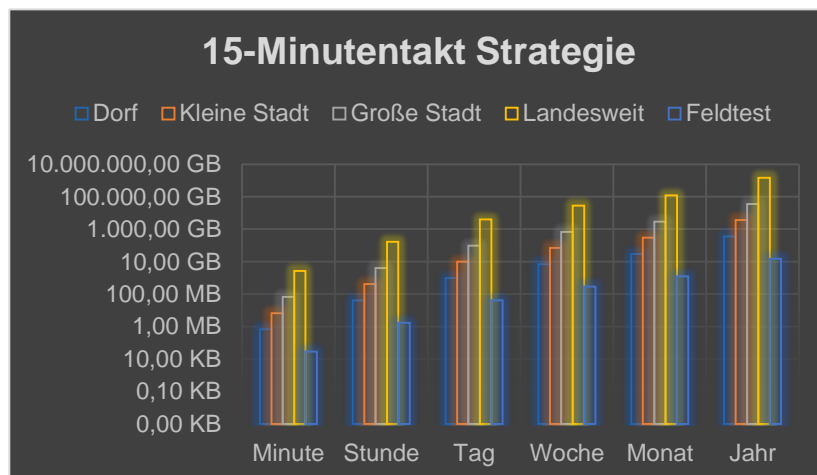


Abbildung 74: Datenanalyse 15-Minutentaktstrategie

stellen. In der folgenden Tabelle werden die erforderlichen Datenbanktechnologien je Anwendungsbereich für die 15-Minutentaktstrategie dargestellt. Aus der Tabelle resultiert, dass für eine 15-Minutentaktstrategie die meisten Entscheidungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen.

	<i>Feldtest</i>	<i>Dorf</i>	<i>Kleine Stadt</i>	<i>Große Stadt</i>
<i>DBT für Monat</i>	SDB	MDB	LDB	VLDB
<i>DBT für Jahr</i>	SDB	MDB	VLDB	VLDB

6.6.8 DATENVOLUMENANALYSE EINES GROßEN DORFES

In der Abbildung ist das Prozentdiagramm für die analysierten Auslese-Strategien dargestellt. Dieses Diagramm beschreibt die prozentuelle Auswirkung jeder Auslese-Strategie in Hinblick auf das erzeugte Gesamtdatenvolumen. Wie deutlich zu sehen ist die Sekundentakt-Strategie die dominierende Strategie mit einen Prozentsatz von ca. 98%.

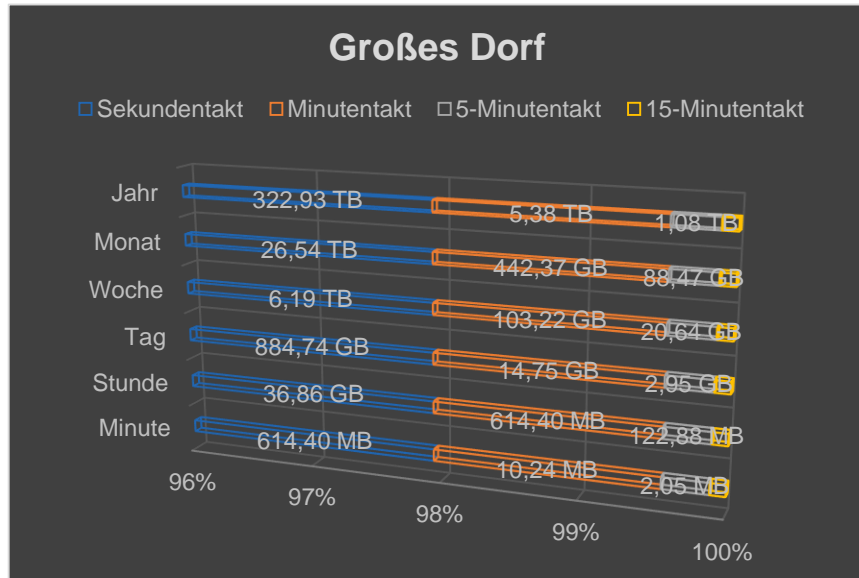


Abbildung 75: Prozentdiagramm der Datenvolumenanalyse eines großen Dorfes

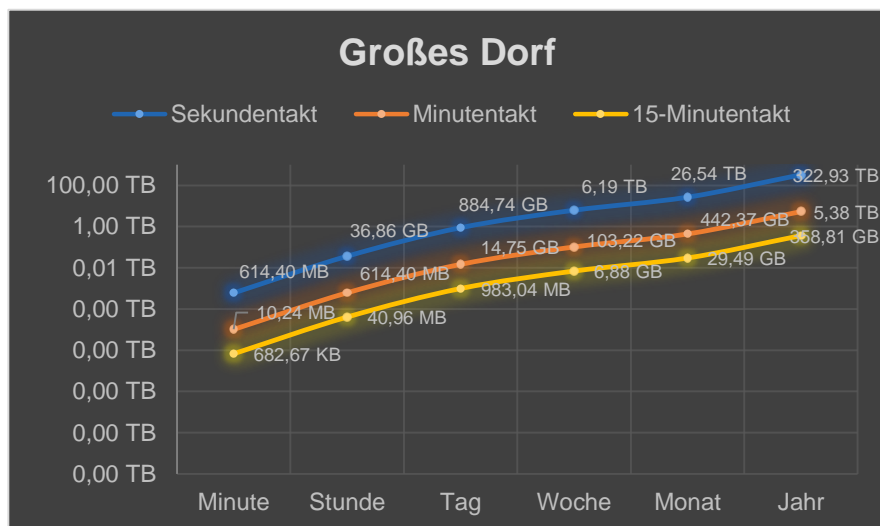


Abbildung 76: Liniendiagramm der Datenvolumenanalyse eines großen Dorfes

6.6.9 DATENVOLUMENANALYSE EINER KLEINEN STADT

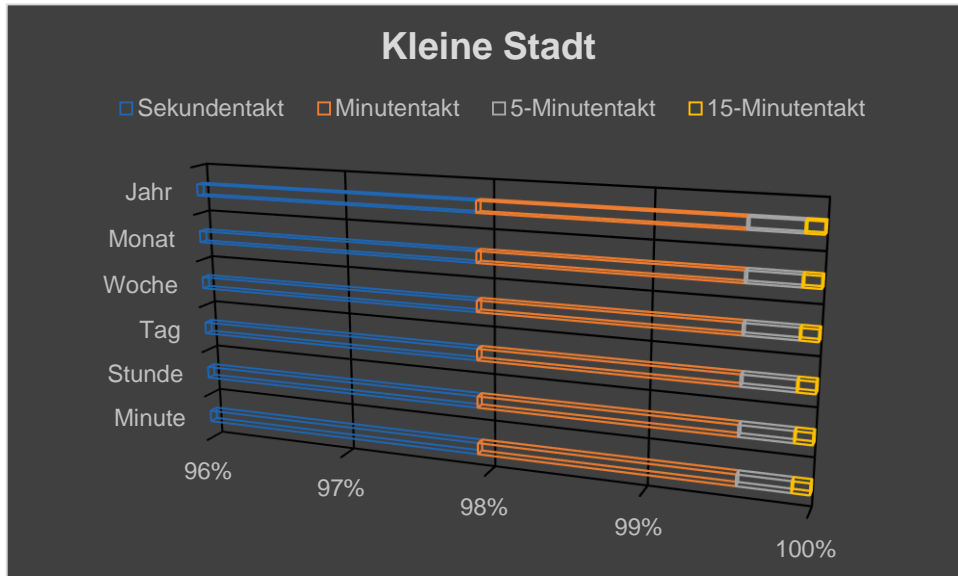


Abbildung 77: Prozentdiagramm der Datenvolumenanalyse einer kleinen Stadt

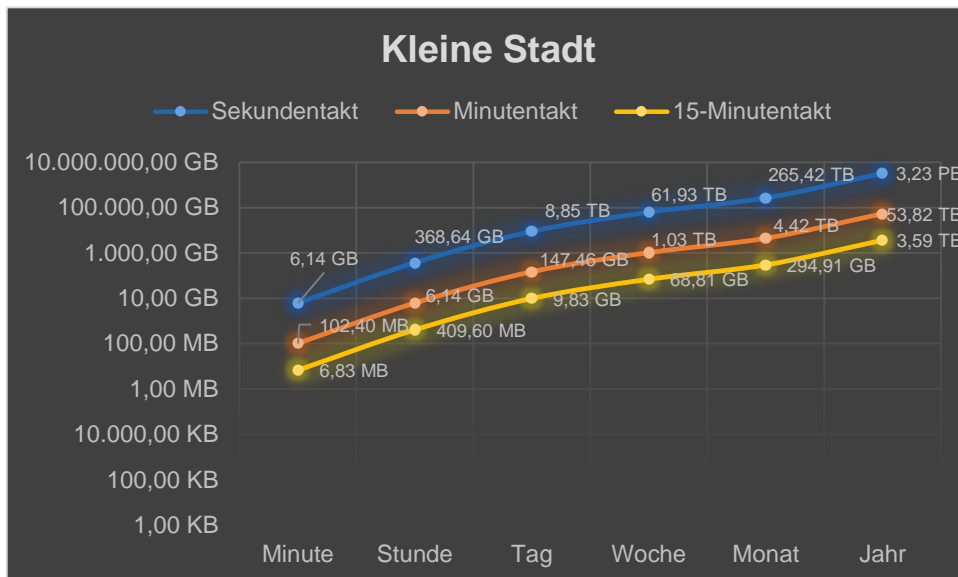


Abbildung 78: Liniendiagramm der Datenvolumenanalyse einer kleinen Stadt

6.6.10 DATENVOLUMENANALYSE EINER GROßEN STADT

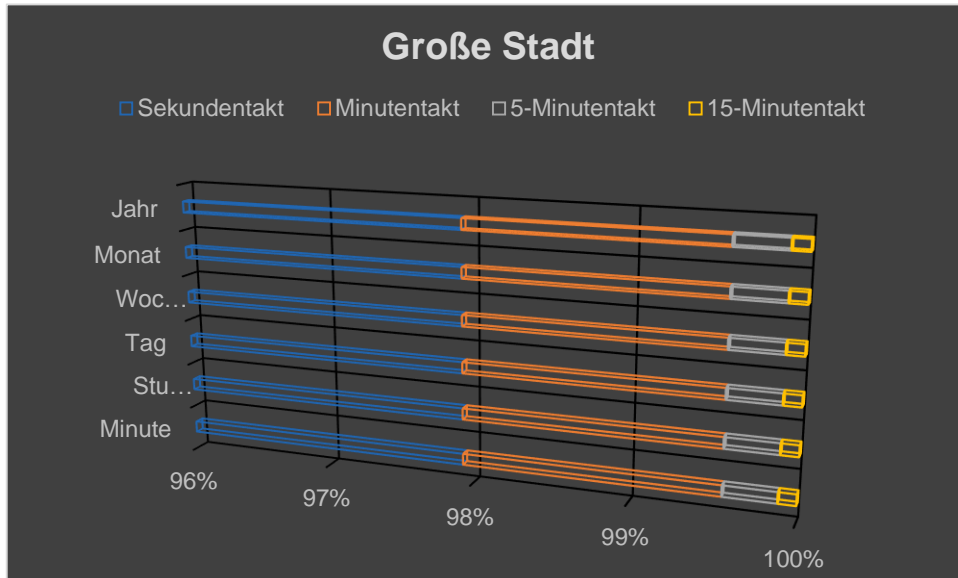


Abbildung 79: Prozentdiagramm der Datenvolumenanalyse einer großen Stadt

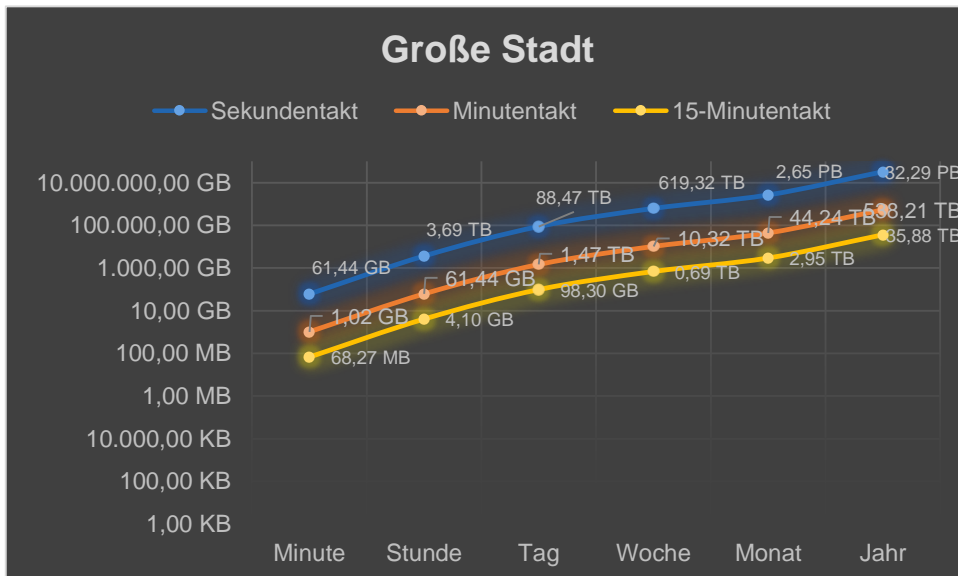


Abbildung 80: Liniendiagramm der Datenvolumenanalyse einer großen Stadt

6.6.11 DATENVOLUMENANALYSE LANDESWEITE SKALIERUNG

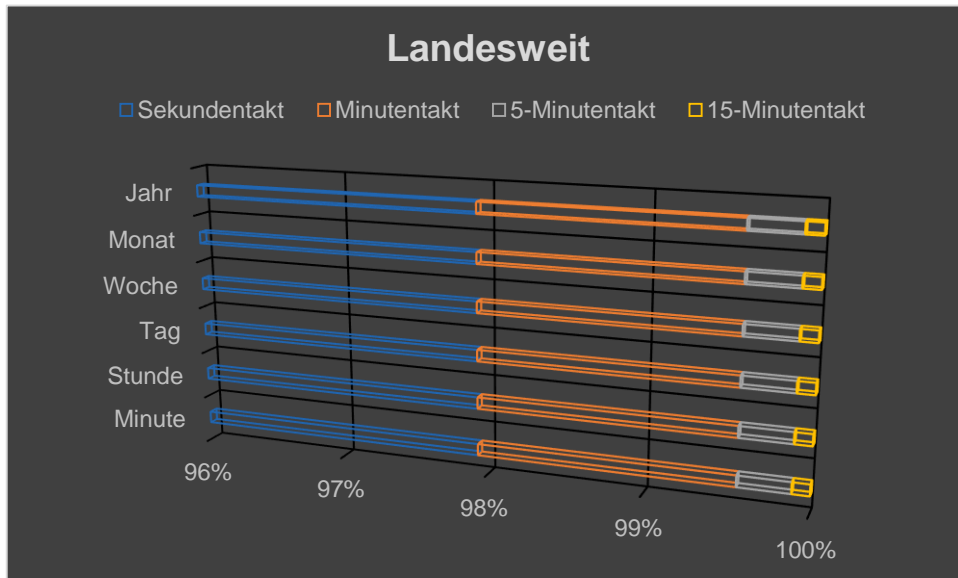


Abbildung 81: Prozentdiagramm der Datenvolumenanalyse landesweit

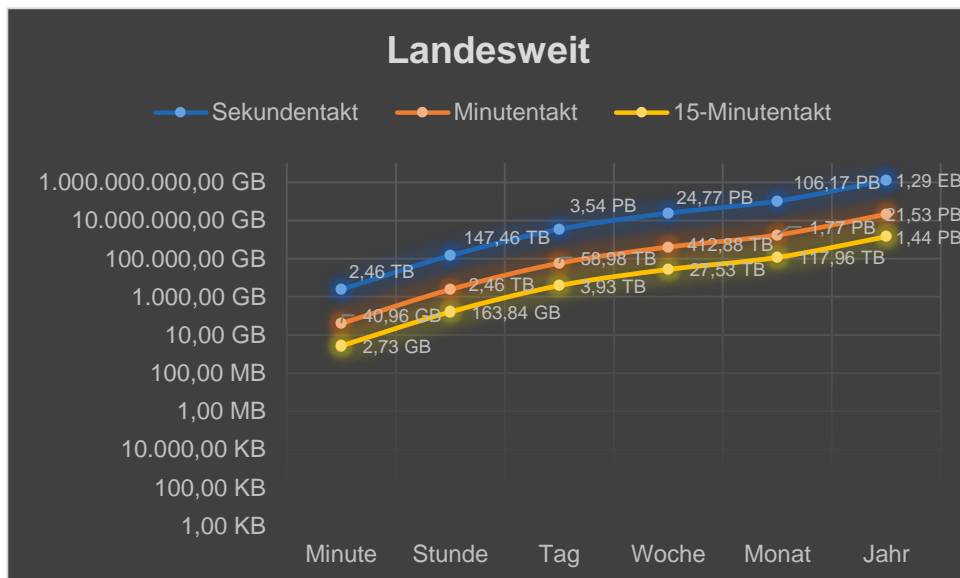
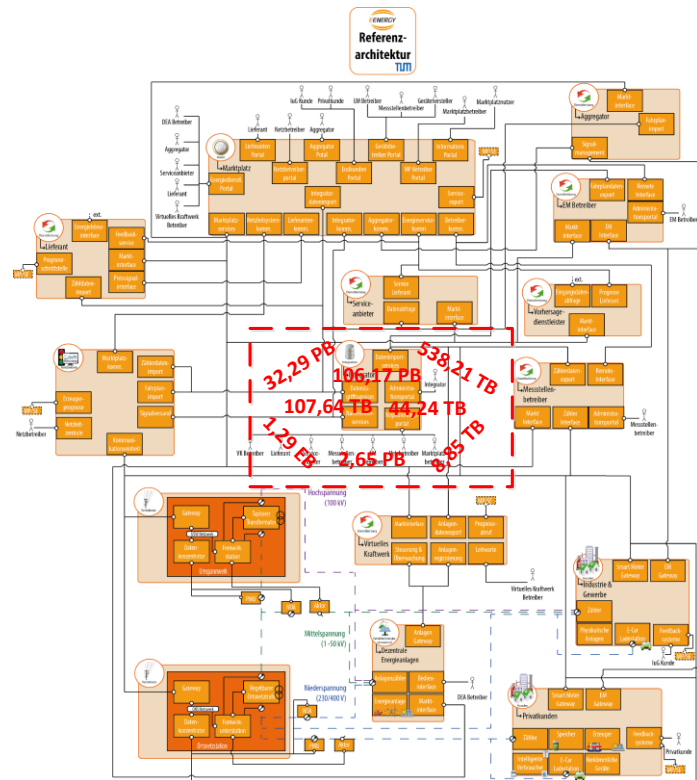


Abbildung 82: Liniendiagramm der Datenvolumenanalyse landesweit

6.6.12 DATENVOLUMINA HANDELSEMPFEHLUNGEN

Der Integrator stellt eine vollkommen neue Rolle im Energiesystem dar und hat dabei eine sehr kritische Aufgabe für den erfolgreichen Ausbau von intelligenten Energiesystemen. Siehe Kapitel 3.5.10 für eine ausführliche Beschreibung des Systems-Integrator und seinen Funktionen. Aus unserer Datenvolumenanalyse ist hervorzuziehen, dass der Integrator das System ist, das mit den errechneten Datenvolumen umgehen muss. Unsere Datenvolumenanalyse basiert nur auf Messdaten die vom Auslesen der intelligenten Stromzähler entstehen. Nichtsdestotrotz muss der Integrator auch mit weiteren Datentypen umgehen können wie Fahrpläne (Istfahrpläne und Differenzkannfahrpläne), Stammdaten, Netzinformationsdaten und Anlagendaten, die wiederum Datenvolumen erzeugen das gespeichert und bereitgestellt werden muss. Die Fahrpläne wie auch die Messdaten sind kritische Systemdaten die per Abruf zu Verfügung stehen müssen. Fahrpläne und Messdaten werden von sehr vielen darunter auch sehr kritischen Anwendungsfällen benutzt wie z.B. für die lokale Optimierung oder die Kundenabrechnung. So ist der Integrator mit der Aufgabe konfrontiert die benötigten Daten stets bereit zu halten und kurzfristig auslegen zu können. Um dieser Aufgabe entgegen zu kommen sind viele Faktoren aus multiplen Domänen zu beachten. Einerseits steht die Herausforderung für die Experten der Energiedomäne sinnvolle Strategien für die Speicherung und Verwaltung der Daten zu entwickeln. Hier steht im Vordergrund erweiterte Datenmodelle und Strategien zur Verwaltung von Daten zu spezifizieren, in denen unter anderem betrachtet wird, welche Daten wirklich gespeichert werden müssen, wie lange müssen diese Daten im System verfügbar sein, wie schnell müssen die Daten bereitgestellt werden nach einer Anfrage, welche Auslese Strategie ist zu verfolgen usw. Andererseits steht für die Experten der IKT-Domäne die Herausforderung den Umgang mit solchen großen Datenvolumina technisch realisierbar zu gestalten. Bei einer technischen Realisierung handelt es nicht nur um die Speicherung des erzeugten Datenvolumens die wie wir im letzten Kapitel gezeigt haben keine wirkliche Herausforderung darstellt, sondern vielmehr um die effiziente und sichere Nutzung dieser Daten. Sicherheitskonzepte und technische Lösungen die eine



sichere, effektive und effiziente Bereitstellung der Daten ermöglichen sind noch zu spezifizieren.

Aus Sicht des Software und Systems Engineering handelt es sich um ein sehr kritisches System, da der Ausfall der Systemkomponente-Integrator zu einem kompletten Systemausfall führen könnte. Bei genaueren Betrachtung der Systemschnittstellen des Integrators, ist festzustellen, dass dieses System mit sehr vielen anderen Systemen interagiert und somit sind sehr viele Teilsysteme von der störungsfreien Funktion des Integrators abhängig. Handlungsbedarf besteht hier vor allem bei der Spezifikation der technischen Anforderungen. Standardisierte Systemanforderungen des Systems Integrator würden den flächendeckenden Ausbau solcher Systeme wesentlich vereinfachen in Form eines standardisierten Vorgehens. In einer solchen Standardisierung würden erstmals die festgelegten Anforderungen von den Experten der Energiedomäne in technischen Anforderungen umgesetzt wie z.B. die Reaktionszeit des Integrators für eine Fahrplananfrage. Des Weiteren würden in einer solchen Standardisierung die Schnittstellen des Integrators so spezifiziert, dass die Austauschbarkeit der Systemkomponente Integrator gewährleistet wäre. Ein erster Schritt in die Richtung ist die von der TUM entwickelte Referenzarchitektur für intelligente Energiesysteme in der die Systeme erstmals einheitlich beschrieben werden, abstrahiert von den ganzen technischen Implementierungsdetails jeder Modellregion. Allerdings ist hier zu betonen, dass der Weg von einer Referenzarchitektur bis hin zu einer technischen Standardisierung jeder Systemkomponente eine große Herausforderung darstellt und sehr viel Handlungsbedarf darin besteht.

7 IK TECHNOLOGISCHE EVALUATION

7.1 EVALUATIONSFRAGEN

Unser Evaluationsauftrag beinhaltet die Adressierung von 10 Fragen, die in unserer Beauftragung als Analysegegenstand definiert wurden. Im ersten Abschnitt der IK Technologischen Evaluation wollen wir uns der Beantwortung dieser Fragen widmen.

7.1.1 EVALUATIONSFRAGE 1

Entsprechen die realisierten Übertragungsprotokolle und Datenbanklösungen dem Stand der Technik?

Die realisierten Übertragungsprotokolle als auch Datenbanken werden in Kapitel 5 ab Seite 177 umfassend dargestellt und die in E-Energy eingesetzten Technologien verglichen. Sowohl die eingesetzten Datenbanklösungen als auch die Übertragungsprotokolle entsprechen dem Stand der Technik, jedoch ist vom Einsatzfall abhängig, welche Lösung eingesetzt werden kann.

7.1.2 EVALUATIONSFRAGE 2

Welcher Weg ist zielführender: hochstandardisierte Lösungen für Übertragungsprotokolle und Firmware (z. B. für SmartMeter) oder offene Protokolle und Software-Lösungen?

Die Diskussion um Standardisierung und ihre Rolle gegenüber dem Einsatz von offenen Lösungen betrifft die gesamte Softwarebranche. Die Frage wird in Kapitel 7.3 je nach Bedarf der untersuchten Komponenten, für jede Modellregion adressiert.

7.1.3 EVALUATIONSFRAGE 3

Welche Standards sollten in IKT Lösungen für Virtuelle Kraftwerke und IKT-Marktplätze für Stromversorgung zum Einsatz kommen bzw. welche Standards sind wie weiter zu entwickeln?

Das Feld der Standardisierung und Normung wurde bereits 2010 in der DKE Normungsroadmap breit analysiert und im Jahr 2012 aktualisiert.

Da hier auch eine große Unterstützung der E-Energy Modellregionen erfolgte, sei an dieser Stelle auf die entsprechenden Dokumente der DKE verwiesen. Innerhalb von E-Energy wurde von der Fachgruppe Interoperabilität die nötige Standardisierung umfassend beleuchtet und in einem Abschlussbericht verfasst. Auch hier wurde der Normierungs- und Standardisierungsbedarf, der aus E-Energy heraus ermittelt wurde, analysiert und notwendige Schritte beschrieben.

7.1.4 EVALUATIONSFRAGE 4

Mit welchen Skalierungseffekten ist zu rechnen beim Übergang von Modellumgebungen auf realen Betrieb? Sind die dann zu erwartenden Datenmengen kompatibel mit den zur Verfügung stehenden Bandbreiten der Übertragung und den Datenbankmodellen?

Die Skalierungseffekte werden im Kapitel 5 umfassend besprochen und Aussagen über die Übertragbarkeit der E-Energy Systeme auf Deutschland analysiert. Ausgehend von zentralen Anwendungsfällen werden dabei Datenmengen und Bandbreiten abgeschätzt und somit eine Einschätzung der Skalierungseffekte gegeben.

7.1.5 EVALUATIONSFRAGE 5

Kommen in ausreichendem Maße innovative Lösungen der künstlichen Intelligenz (z. B. bei den Prognoseverfahren für Virtuelle Kraftwerke) zum Einsatz?

Um diese Frage zu beantworten, muss zuerst die Gegenfrage gestellt werden: Was ist künstliche Intelligenz?⁴²

Das Forschungsgebiet der künstlichen Intelligenz stellt kein abgeschlossenes Forschungsgebiet dar. In der KI werden Techniken aus verschiedenen Disziplinen verwendet, ohne dass diese eine Verbindung miteinander haben. In die KI sind dabei unter anderem Ergebnisse der Psychologie, Neurologie und Neurowissenschaften, der Mathematik und Logik, Kommunikationswissenschaft, Philosophie und Linguistik eingeflossen.

Im Verständnis des Begriffs künstliche Intelligenz spiegelt sich oft die aus der Aufklärung stammende Vorstellung vom „Menschen als Maschine“ wider, dessen Nachahmung sich die sogenannte starke KI zum Ziel setzt: eine Intelligenz zu erschaffen, die wie der Mensch kreativ nachdenken sowie Probleme lösen kann und die sich durch eine Form von Bewusstsein beziehungsweise Selbstbewusstsein sowie Emotionen auszeichnet. Die Ziele der starken KI sind nach Jahrzehnten der Forschung weiterhin visionär.

Im Gegensatz zur starken KI geht es der schwachen KI darum, konkrete Anwendungsprobleme zu meistern. Insbesondere sind dabei solche Anwendungen von Interesse, zu deren Lösung nach allgemeinem Verständnis eine Form von „Intelligenz“ notwendig zu sein scheint. Letztlich geht es der schwachen KI somit um die Simulation intelligenten Verhaltens mit Mitteln der Mathematik und der Informatik, es geht ihr nicht um Schaffung von Bewusstsein oder um ein tieferes Verständnis von Intelligenz.

Für E-Energy ist somit nur die sog. schwache KI von Interesse. Um nun einschätzen zu können, ob die in E-Energy entwickelten Systeme „in ausreichendem Maße innovative Lösungen

⁴² Quellen entnommen aus: http://de.wikipedia.org/wiki/Künstliche_Intelligenz

der künstlichen Intelligenz“ zum Einsatz bringen, muss definiert werden, welche Art von Verhalten als intelligent bezeichnet werden kann.

Es gibt in der KI mehrere Dimensionen für intelligentes Verhalten, die für die Einstufung von Verhalten eingesetzt werden können. Je mehr dieser Merkmale eine Anwendung erfüllt, desto intelligenter ist sie. Eine Anwendung, die auf dieser Skala als intelligent eingestuft werden kann, wird eher der KI als einer anderen Disziplin der Informatik zugeordnet werden können. Die Dimensionen umfassen:

1. Die Fähigkeit zur Verarbeitung beliebiger Symbole (nicht nur Zahlen).
2. Der Aufbau eines inneren Modells der äußeren Welt.
3. Die Fähigkeit zu einer zweckentsprechenden Anwendung des Wissens.
4. Die Fähigkeit, die im gespeicherten Wissen enthaltenen Zusammenhänge aufzudecken, d. h. logisch schlussfolgern zu können.
5. Die Fähigkeit zur Verallgemeinerung (Abstraktion) und zur Spezialisierung (d. h. zu Anwendung allgemeiner Zusammenhänge auf konkrete Sachverhalte).
6. Das Vermögen, erworbenes Wissen und vorhandene Erfahrung auf neue, bisher unbekannte Situationen zu übertragen.
7. Die Fähigkeit, sich planvoll zu verhalten und entsprechende Strategien zum Erreichen der Ziele bilden zu können.
8. Anpassungsfähigkeit an verschiedene, u.U. sich zeitlich ändernde Situationen und Problemumgebungen.
9. Lernfähigkeit, verbunden mit dem Vermögen, partiellen Fortschritt oder Rückschritt einschätzen zu können.
10. Die Fähigkeit, auch in unscharf bzw. unvollständig beschriebenen oder erkannten Situationen handeln zu können.
11. Die Fähigkeit zur Mustererkennung (Besitz von Sensoren) und zur aktiven Auseinandersetzung mit der Umwelt (Besitz von Effektoren).
12. Über ein Kommunikationsmittel von der Komplexität und Ausdrucksfähigkeit der menschlichen Sprache verfügen.

In E-Energy wurden Methoden der KI eingesetzt, die die Dimensionen 1, 2, 3, 8, 11 betreffen. Somit kann gesagt werden, dass auf den Einsatz der künstlichen Intelligenz vermehrt Wert gelegt wurde.

Doch sei nun an dieser Stelle kurz dargestellt, welche Verfahren der künstlichen Intelligenz in E-Energy zum Einsatz gekommen sind.

In folgender Abbildung sind dabei Hot Spots innerhalb der Referenzarchitektur aufgezeigt, an denen künstliche Intelligenz in den Modellregionen zum Einsatz gekommen ist.

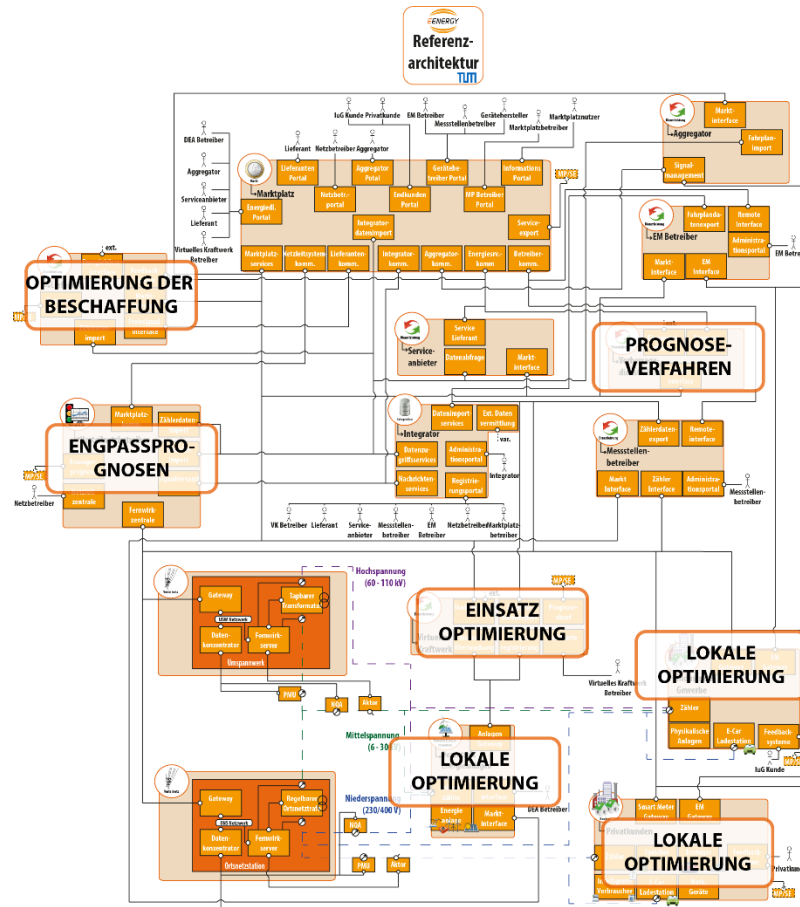


Abbildung 83: Hot Spots im Einsatz der Künstlichen Intelligenz

Man kann bei den in E-Energy eingesetzten Verfahren, die Methoden der künstlichen Intelligenz einsetzen, prinzipiell unterscheiden zwischen Prognoseverfahren und Optimierungsverfahren. Prognoseverfahren werden dazu eingesetzt, um als Eingabe für Optimierungsverfahren zu dienen. Eine Preisprognose zum Beispiel kann für die Einsatzoptimierung einer dezentralen Energieanlage sehr hilfreich sein, wenn der Erlös maximiert werden soll.

Im Bereich der Prognoseverfahren, die auch in der Evaluationsfrage bereits anklingen, hat zum Beispiel die Modellregion RegModHarz verschiedene Prognosen untersucht. In ihrer Untersuchung wurden Preisprognosen, Stromlastprognosen, Wärmebedarfsprognosen, Wind- und PV Leistungsprognosen als auch Wetterprognosen untersucht.

Für Preisprognosen zeigte sich, dass bereits mit zeitreihenbasierten statistischen Methoden verwendbare Prognosen erzielen lassen, die aber durch Fundamentalanalysen weiter verbessert werden können. Ergänzende Betriebssimulationen sind laut den Erkenntnissen der Modellregion gut geeignet, um für einen Anwendungsfall die Eignung bestimmter Preisprognosen zu zeigen.

Für Stromlastprognosen wurde ein autoregressives Modell mit externen Variablen entwickelt, um für virtuelle Kraftwerke Lastprognose mit einem Prognosehorizont von wenigen Stunden

bis zu mehreren Tagen erstellen zu können. Es zeigte sich, dass das Lastprognosemodell nur den beschreibbaren Teil der Last prognostizieren kann, nicht aber zufällig auftretende Ereignisse, die auf regelmäßigen Mustern basieren, was der Lastprognose Grenzen setzt. Je größer das Vorhersagegebiet ist, umso besser ist die Prognose, da sich lokale, zufällige Einflüsse herausmitteln.

In der Wärmebedarfsprognose wurde abgeschätzt, welchen Wärmebedarf eine Verbrauchergruppe in einem Zeithorizont von wenigen Tagen aufweisen wird. Diese Prognose wird für Anlagen mit gekoppeltem Strom/Wärmesystem eingesetzt, um sie stromorientiert zu fahren.

In der Wind- und PV-Leistungsprognose wurde eine Erzeugerliste für den LK Harz erstellt, in der sämtliche Erzeugungsanlagen des Jahres 2008 berücksichtigt sind. Als Leistungsmessdaten wurden Zähler- und SCADA Daten von zwei Windparks erfasst. Die Einspeisedaten anderer Windparks wurden mithilfe eines Hochrechnungsalgorithmus generiert. Darauf wurde die Datenbasis gereinigt und unplausible Daten entfernt. Für die meteorologische Vorhersage wurden die Wind Vorhersagedaten der Wettermodelle COSMO-EU und COSMO-DE verwendet. Für die Ist Werte der PV Einspeisung wurden die Globalstahlungsdaten von SODA verwendet, die durch den Satelliten METEOSAT berechnet wurden.

Die Windleistungsprognosen wurden basierend auf künstlichen neuronalen Netzen (KNN) erstellt. Diese lieferten Folgetags- und Kurzfristprognosen. Es zeigte sich, dass Windleistungsprognosen mit einem Horizont von einer Stunde deutlich besser sind als für den Folgetag. In der PV-Prognose zeigte sich, dass diese deutlich besser sind als Windprognosen (aufgrund der immer genauen Nachtprognosen) und PV Prognosen für den LK Harz bessere Ergebnisse lieferten als für einzelne Anlagen.

Im Bereich der Optimierung ist oft eine Optimierung von Fahrplänen durchzuführen. Die erfolgt in virtuellen Kraftwerken, bei Endkunden durch den Energiemanager und durch Dezentrale Erzeugungsanlagen Auch hier hat die Modellregion RegModHarz an einer Lösung gearbeitet. Die Berechnung eines Fahrplans erfolgt in einer gemischt-ganzzahlig linearen Optimierung. In die Optimierung fließen dabei verschiedene Parameter ein, wie in folgender Grafik dargestellt.

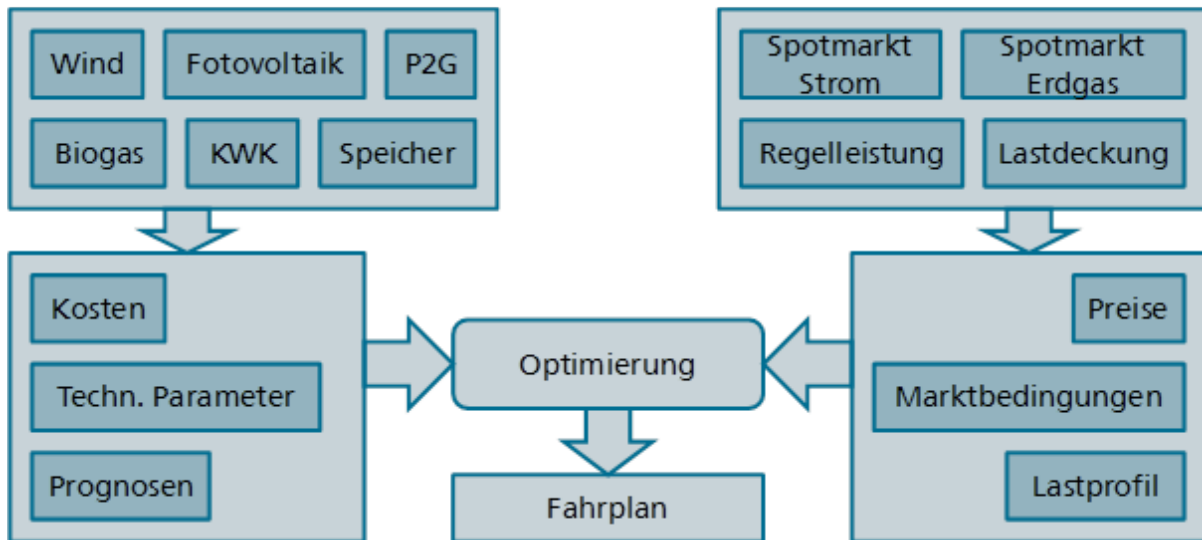


Abbildung 84: Ablauf der Simulation in einer rollierenden Einsatzplanung
(Quelle: RegModHarz)

Dies sei nur als Ausschnitt gegeben, um zu zeigen, welche Methoden der künstlichen Intelligenz in E-Energy angewendet wurden.

Als Fazit kann geschlossen werden, dass in verschiedenen Bereichen von E-Energy ausreichend Methoden der künstlichen Intelligenz eingesetzt wurden.

7.1.6 EVALUATIONSFRAGE 6

Sind die Benutzer-Interfaces der Erzeuger- und Verbraucherportale mit zeitgemäßen Web-Technologien realisiert und benutzerfreundlich gestaltet?

Diese Frage wird in den Modellregionen-spezifischen Betrachtungen in Abschnitt 7.3 erläutert.

7.1.7 EVALUATIONSFRAGE 7

Lassen sich die entwickelten Lösungen (beispielsweise zum Umgang mit großen Datenmengen) verallgemeinern und aus dem konkreten Anwendungsgebiet herauslösen? Wie lassen sich in den Modellprojekten entwickelte Methoden und Prozesse formalisieren und (ggf. auch außerhalb des E-Energy-Feldes) weiter verwenden?

Die entwickelten Lösungen lassen sich verallgemeinern und auch in einem anderen Kontext einsetzen. Die Verallgemeinerung und Formalisierung der Konzepte der Modellregionen haben wir in Kapitel 3 gezeigt, indem wir eine Referenzarchitektur aus den Innovationen und

Visionen der Modellregionen erarbeitet haben. Unter der Überschrift „Adressierung der Evaluationsfragen auf die Modellregionen“ in Abschnitt 7.3 analysieren wir die Übertragbarkeit modellregionspezifischer Komponenten in einen breiteren Kontext.

7.1.8 EVALUATIONSFRAGE 8

Sind die verwendeten Software- und Hardware-Module auf dem Stand der Technik und leistungsfähig?

Diese Frage wird im Abschnitt 7.3 für jede Modellregion adressiert.

7.1.9 EVALUATIONSFRAGE 9

Welches Maß an Kompatibilität und Interoperabilität ist gewährleistet?

Diese Frage wird im Abschnitt 7.3 für jede Modellregion adressiert.

7.1.10 EVALUATIONSFRAGE 10

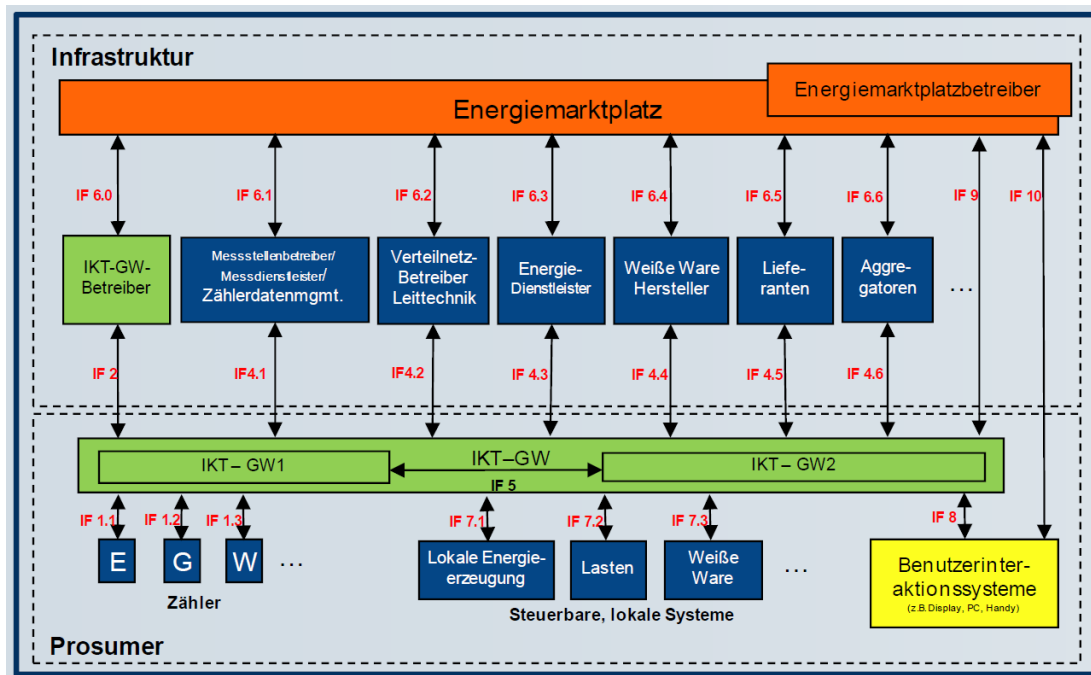
Welches Sicherheitskonzept wird verfolgt? Erfüllen die Datenübertragungswege und – protokolle Sicherheitsanforderungen beispielsweise des Datenschutzes oder der Authentizität eines Absenders?

Diese Frage wird im Abschnitt 7.3 für jede Modellregion adressiert.

7.2 ARCHITEKTUREN DER MODELLREGIONEN IM ÜBERBLICK

Tabelle 35: Architekturen der Modellregionen

In dieser Tabelle geben wir einen Überblick der Architekturen, die in den einzelnen Modellregionen konzipiert worden sind. Diese Übersicht dient auch zur Argumentation, über eine Modellregion-übergreifende Referenzarchitektur. Wie aus den einzelnen Architekturen zu sehen ist, lassen sich Modellregion-spezifischen Konzepte, zwar auf deren Architektur abbilden, aber ein direkter Vergleich der einzelnen Systemkomponenten aller Modellregionen, lässt sich sehr schwer, wenn überhaupt ableiten. Manche Modellregionen haben sehr Abstrakte Architekturen entwickelt, wobei wiederum andere Modellregionen auf einer sehr konkreten Ebene, ihre Systeme beschreiben. Die E-Energy Referenzarchitektur ermöglicht uns, einzelne Komponenten der Modellregionen, auf unsere erarbeitete Referenzarchitektur abzubilden und somit ein besseres Systemverständnis zu erlangen.



Beschreibung

Die von der Modellregion benannte Darstellung E-DeMa Referenzarchitektur untergliedert sich in insgesamt 4 Teilsystembereiche. Diese Systembereiche umfassen:

- **Energiemarktplatzsysteme**
Innerhalb dieser Gruppe sind Systeme des Marktes und der Marktplatzbetreiber zusammengefasst
- **Nutzer des Energiemarktplatzes**
Diese Systemgruppe wird von Systemen gebildet, die sich am Energiemarkt beteiligen als auch Schnittstellen der IKT Gateways nutzen. Diese sind z.B. Zählersystem, steuerbare, lokale Systeme (Weiße Ware, Lokale Energieerzeugung), Verteilnetzbetreiber (VNB), Aggregatoren, etc.
- **IKT-Gatewaybetreibersysteme**
Im Hoheitsbereich der IKT-Gateway Betreiber liegen Systeme, die die Kommunikationsinfrastruktur zu den IKT-Gatewaysystemen anbieten, Firmware Aktualisierungen sowie Administration und Parametrisierung eines IKT-Gateways durchführen. Hierunter fallen die IKT Gateways 1 und 2, deren Funktion im nächsten Kapitel erläutert wird.
- **Benutzerinteraktionssysteme**
Prosumer können über diese Systemgruppe auf den E-DeMa Energiemarktplatz zugreifen.



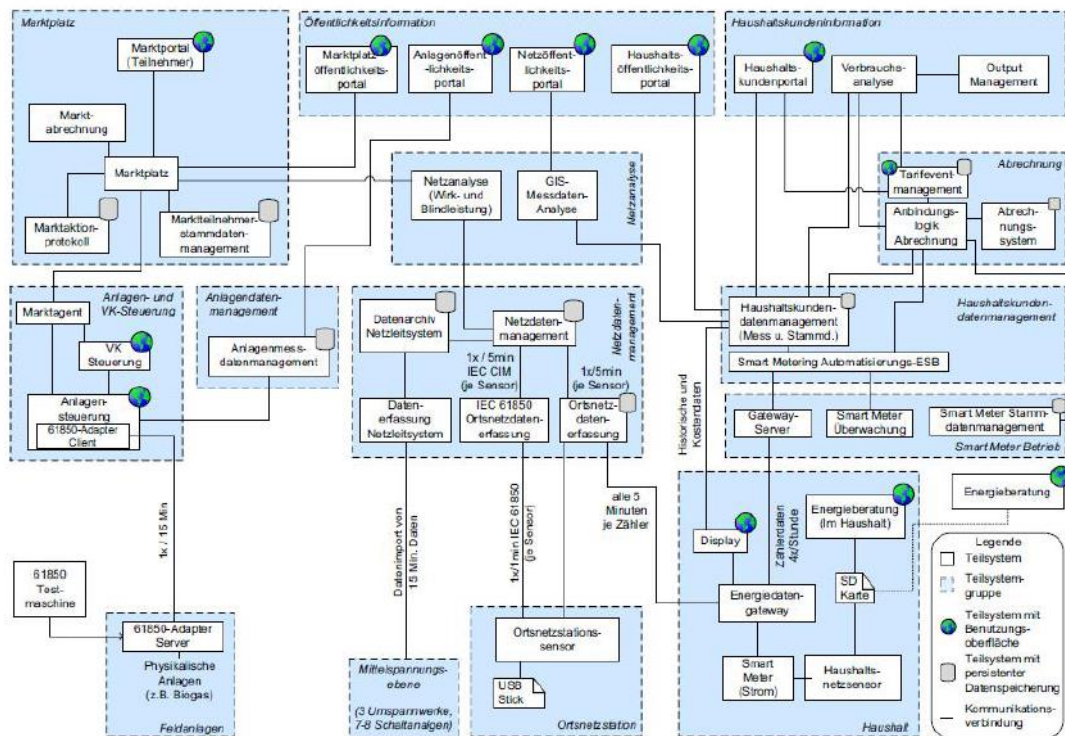
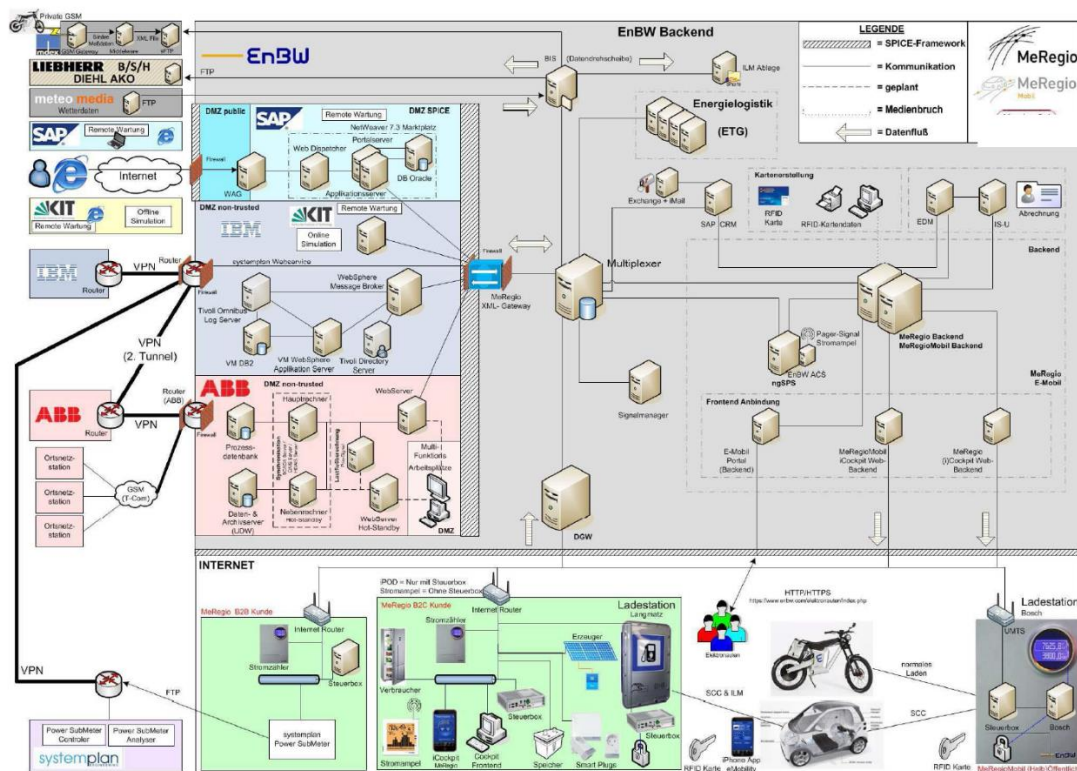


Abbildung 4: Teilsysteme der eTelligence-Softwarearchitektur mit ihren logischen Verknüpfungen

Beschreibung

Vielen Bestandteilen der eTelligence-IKT lag eine „event driven architecture“ (EDA, übersetzt etwa „ereignisgetriebene Architektur“) zugrunde. Bei diesem Konzept wurden architekturweit Ereignisse erkannt, verteilt und verarbeitet. Ereignisempfänger verarbeiteten die Ereignisse zeitnah nach dem Empfang und gaben sie nach demselben Prinzip wieder weiter. Dabei sollten Ereignisse idealerweise umfassend genug sein, um direkt ohne Nachfragen beim Sender verarbeitet werden zu können. Auf diese Weise wurde eine effiziente Ereignisverarbeitung in einem Schritt ermöglicht. Diese Architektur war eine Voraussetzung für die lose Kopplung der Teilsysteme der Smart-Grid-IKT-Infrastruktur, wodurch höhere Datendurchsätze und eine höhere Fehlertoleranz bei überschaubaren Kosten erreicht und damit eine höhere Verfügbarkeit des gesamten Smart Grids sichergestellt werden konnte. Um eine lose Kopplung bei der Kommunikation zu erreichen, kam in EDAs oft Messaging Middleware mit Publish-Subscribe-Logik zum Einsatz. All diese Konzepte begünstigen einerseits lose Kopplung und Interoperabilität, andererseits Parallelisierung, Skalierbarkeit und Latenzminimierung. Ein Beispiel für diese ereignisgetriebene Verarbeitung befand sich bei der sofortigen Bepreisung von Verbräuchen: Ein Stromzähler erzeugte durch eine (zeitbasierte) Messung ein Ereignis. Dieses Ereignis wurde an ein zentrales Kommunikationssystem übermittelt, welches eine parallele, standardisierte Weiterübermittlung an

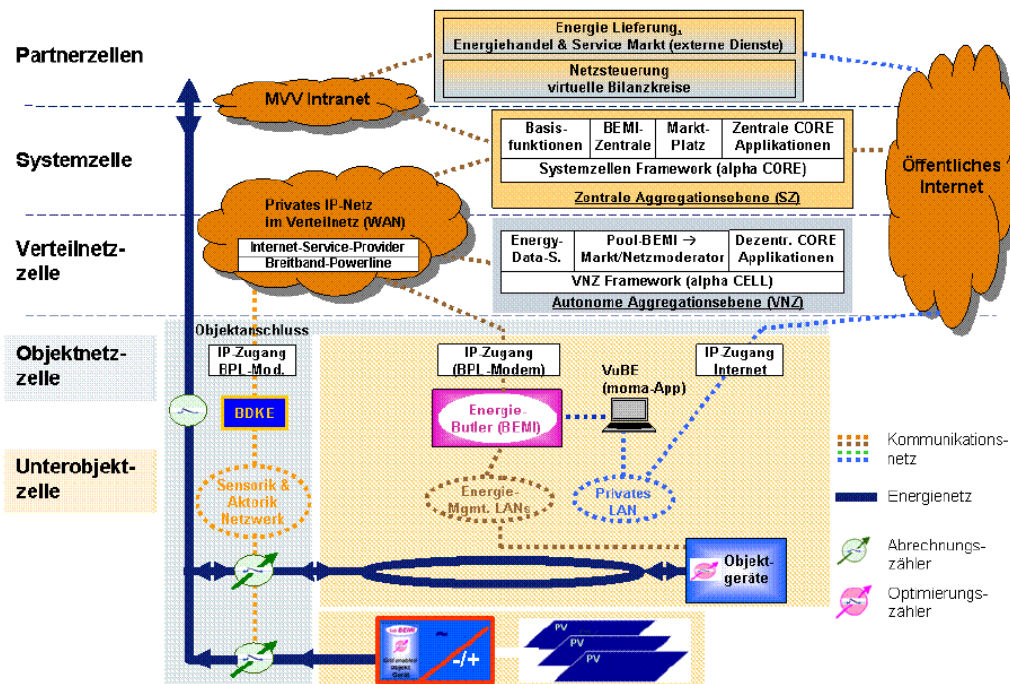
mehrere Systeme, wie beispielsweise die Abrechnung, Archivierung und Infrastrukturüberwachung, weitergibt. Die Infrastrukturüberwachung verwendet eine Ereignisverarbeitungs-komponente, die bei jedem eingehenden Ereignis eine Auswertung durchführt und regelmäßig eine Zusammenfassung über den Zustand der Infrastruktur als neues Ereignis verteilt. Durch die parallele und sofortige Verarbeitung der Daten standen neue Informationen kurzfristig zur Verfügung. Dies kam dem Prinzip entgegen, dass aktuellere Informationen einen höheren Wert als ältere Informationen haben.



Beschreibung

Das Konzept von MeRegio ist auf dem Zusammenspiel von vier Kerngebieten aufgebaut. Diese Kerngebiete umfassen das Netzführungssystem, das Demand Side Management, den Marktplatz und die Welt des Stromabnehmers inklusive Smart Metering und Energiemanagement. Als Drehschreibe um Daten zwischen einzelnen Sys-

temen auszutauschen agiert die CORE-Plattform, die vor allem die Datenhaltung übernimmt und benötigte Daten in passender Form an andere Systeme weiterleitet und zentrale Services bereitstellt.

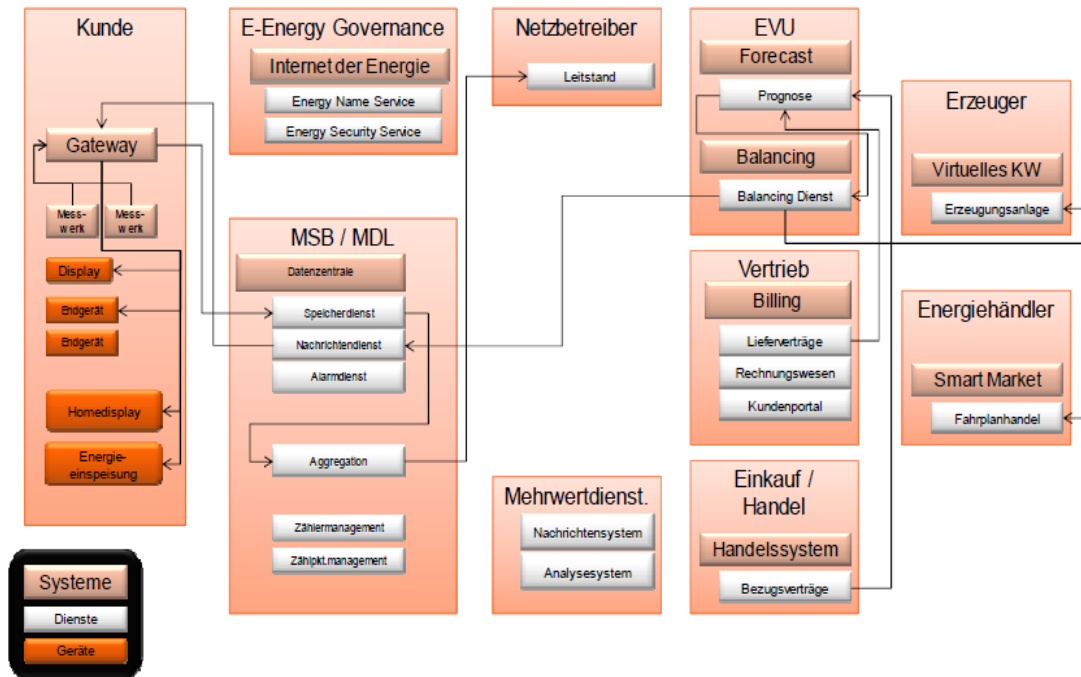


Die fachlichen Systeme des moma Gesamtsystems lassen sich in die drei nachfolgenden Gruppen unterteilen:

- 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
- Dem von der PPC entwickelten Energy Data Server (EDS), welcher in den Verteilnetzzellen beheimatet ist und von dort über in der Objektnetz-zelle 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

Smart @ Watts

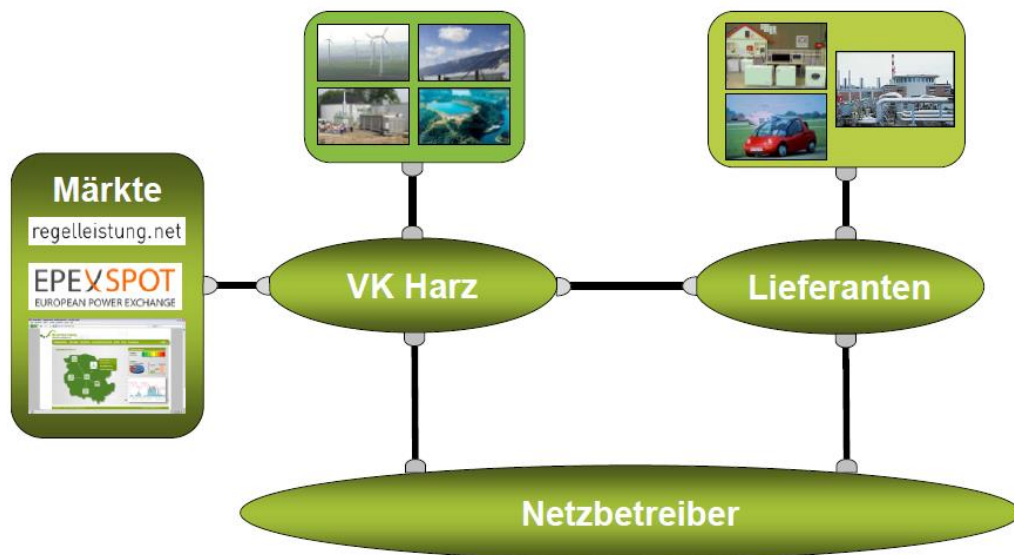


Beschreibung

Smart Watts hat für ihre Umgebung eine Referenzarchitektur bereitgestellt, in der mehrere Teilsysteme die als Komponenten der Gesamtarchitektur betrachtet werden können miteinander agieren, um das Gesamtsystem darzustellen. Diese Teilsysteme sind in der Modellregion so aufgeteilt, dass sie gleichzeitig in autonome Teilprojekte eingeteilt werden können und somit auch individuell analysiert und evaluiert werden können. In den Spezifikationsphasen wurde einerseits fokussiert auf die in den Teilprojekten entwickelten Teilsysteme und andererseits auf die grundlegenden Mechanismen des Zusammenwirkens sowie der Schnittstellen. Dazu wurden zunächst Anwendungsfälle definiert, die ausgehend von den spezifischen Anwendungsfällen der Teilsysteme teilprojektübergreifend zusammengefasst wurden. Diese konsolidierte Liste bildete die Ausgangsbasis für die weiteren Spezifikationen und Absprachen zwischen den Teilprojekten.

Die Zusammenwirkung der Teilsysteme hat sich auf eine gemeinsam erarbeitete Basis ergeben und somit ist die Gesamtarchitektur (siehe Abbildung) für das Gesamtsys-

tem Smart Watts entstanden. Hieraus wurden die Schnittstellen abgeleitet, für die Datenformate vereinbart wurden. Entsprechend war es Teil der ersten beiden Phasen, Schnittstellen zu definieren, sowie die Erarbeitung von Nachrichten-Formaten durchzuführen. Diese wurden in XML modelliert, bzw. SML wo dies sinnvoll ist. Damit kommen an den entsprechenden Stellen Erweiterungen von etablierten Industriestandards zum Einsatz, die eine spätere Integration in weitere Systeme erleichtert.

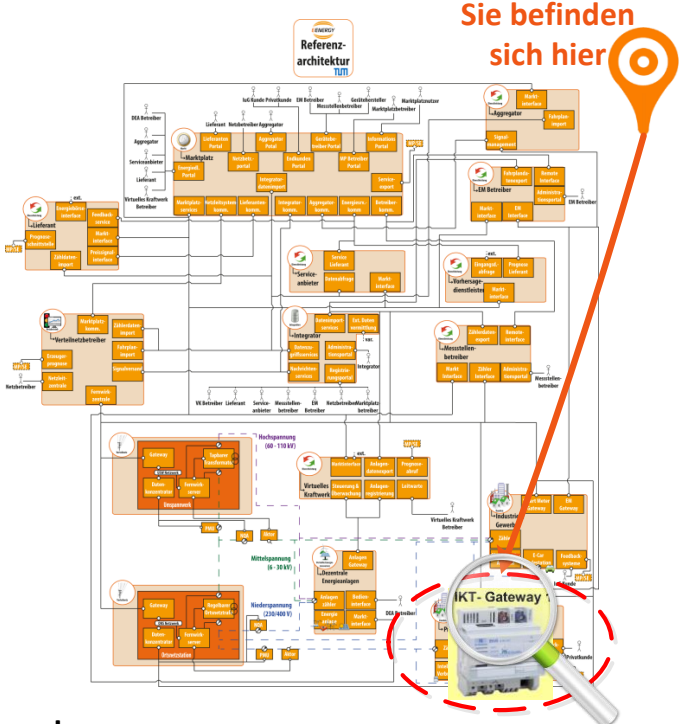
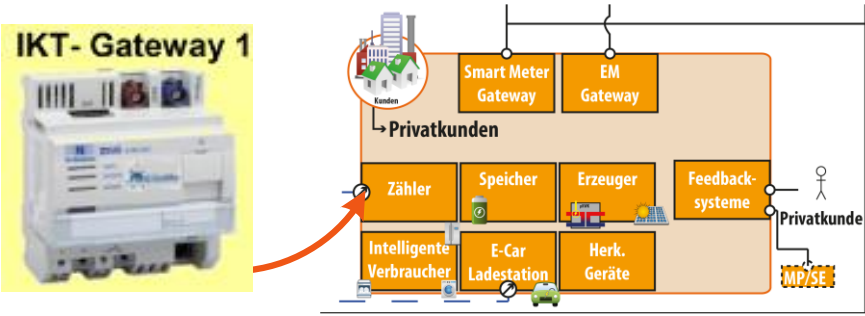


Virtuelle Kraftwerke bestehen aus einer Zusammenschaltung verschiedener dezentraler Energieeinheiten, wie Biogasanlagen oder Windkraftanlagen, die zentral von einer Leitstelle aus überwacht und gesteuert werden. Auch die Bereitstellung von Prognosen der volatilen Erzeuger erfolgt über die Leitstelle. Virtuelle Kraftwerke erleichtern die Markt- und Netzintegration von dezentralen Energieeinheiten. Über die Leitstelle des virtuellen Kraftwerks Harz (VK Harz) wurden einzelne Betriebsführungskonzepte realisiert, indem die angeschlossenen Anlagen über die Leitstelle gesteuert wurden. An das VK Harz wurden nur Anlagen angeschlossen, deren Wirkleistung zentral über die Leitstelle gesteuert werden konnte, wie z.B. Biogasanlagen, eine Brennstoffzelle oder ein Windpark.

7.3 ADRESSIERUNG DER EVALUATIONSFRAGEN AUF DIE MODELL-REGIONEN

7.3.1 E-DEMA

BESCHREIBUNG ZENTRALER SYSTEMKOMPONENTEN

K	<p>IKT Gateway 1/Smart Meter</p>
	<p>Referenzabbildung</p>
	<p>Referenzebene</p>  <p>Modellregionenebene</p> 

	Allgemeine Beschreibung
	<p>Das IKT-GW 1 – teilweise auch als Smart Meter bezeichnet - ist das Gateway für Privathaushalte und geschäftliche Kunden ohne komplexe Steuerfunktionen für Lasten und dezentrale Energie-Erzeugungs-Anlagen (DEA): Über zwei Schaltkontakte könnten im Haushalt zwei Gruppen von Stromkreisen zum Lastabwurf geschaltet werden.⁴³ In einem zukünftigen Szenario soll das Gateway bei allen Kunden installiert werden. Es basiert technisch auf der Hardware eines leicht modifizierten Multi Utility Communication⁴⁴ (MUC) Systems, wie es durch den FNN/VDE⁴⁵ spezifiziert wurde. Da das Gateway mas-sentauglich sein muss, wurde auf eine möglichst billige Produktionsweise geachtet. Es wird sowohl für geschäftliche wie private Kunden eingesetzt. Das IKT GW 1 soll auch in Ortsnetzstationen zur Mess- und Zähldatenerfassung eingesetzt werden.</p>
	<p>Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i></p>
	<p>Da das IKT Gateway auf einer etablierten, im Feld erprobten und normierten Basis (MUC) aufbaut, ist davon auszugehen, dass der Ansatz sowohl plausibel, als auch durch die Einhaltung etablierter Standards zukunftssicher ist. Die Skalierbarkeit muss sich noch im Feldtest beweisen, es ist aber davon auszugehen, dass das Gerät auch in größeren Stückzahlen die gesetzten Ziele erreicht. Sicherheitsüberlegungen wurden bei der Entwicklung explizit adressiert und dokumentiert. Die Einbeziehung externer Sicherheitsstandards wurde geleistet.</p>

⁴³ Nach E-DeMa Konsortialbericht 2009, Seite 22

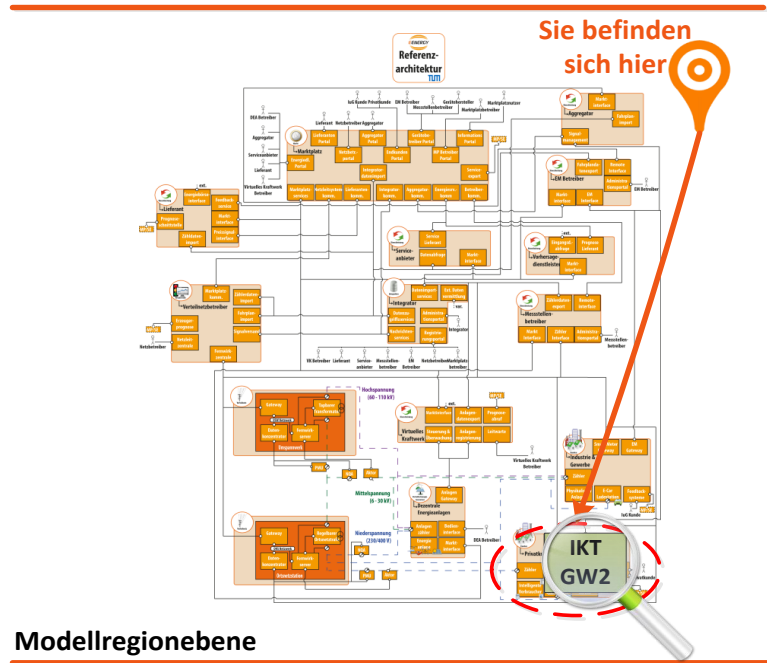
⁴⁴ Siehe http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/messwesen/documents/fnn_1h-muc_1-01_2011-07-04.pdf

⁴⁵ FNN = Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE

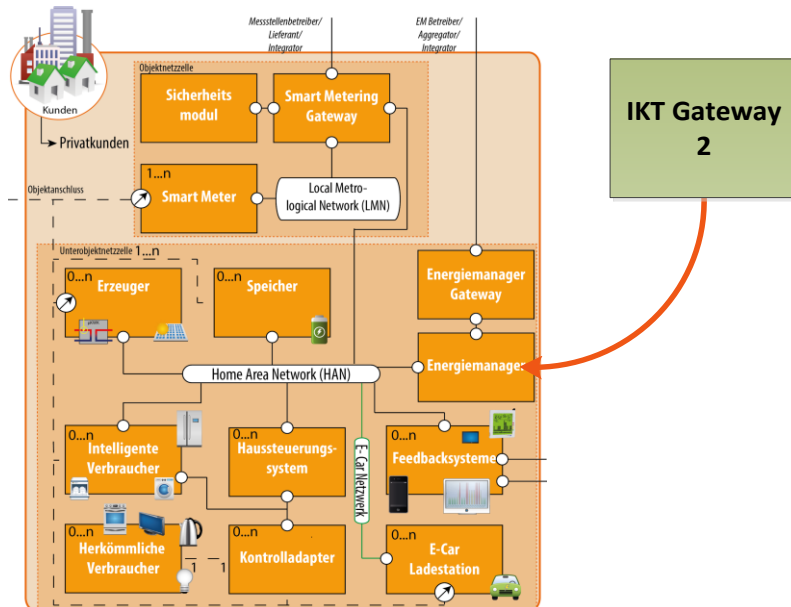


IKT Gateway 2/Smart Gateway

K	IKT Gateway 2/Smart Gateway
	Referenzabbildung



Modellregionenebene



	Allgemeine Beschreibung
	<p>Das IKT-Gateway 2, auch Smart Gateway genannt, ist eine Erweiterungskomponente zum IKT-Gateway 1 und besitzt Mess- und Steuerfunktionen für Verbraucher, Speicher und stromerzeugende Systeme. ⁴⁶ Es ermöglicht die weitergehende Einbindung des Prosumers in das E-DeMa System, indem es Steuermöglichkeiten für Aggregatoren, Vertragsverwaltung, Energiemanagement und eine einheitliche Steuerung über den Webbrowser ermöglicht. Technische Plattform bietet der MPC 20 von Digital Logic, als Betriebssystem kann durch den Einsatz von OSGi Windows oder Linux eingesetzt werden.</p>
	<p>Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i></p>
	<p>Das IKT Gateway 2 ist ein erweiterbares, auf flexiblen Softwarekomponenten basierendes System, das aktuelle Standards (IEC 61850, CIM, SML/wM-Bus) betriebssystemunabhängig umsetzt und eine Vielzahl von Funktionen realisiert. Derzeit befindet sich das System in der zweiten Testphase, bevor es sich im Feldtest beweisen muss. In diesem Feldtest wird sich die Kundenakzeptanz zeigen, ein entscheidender Faktor für die Breitenwirkung des hinter dem Gateway stehenden Konzepts. Das IKT GW 2 spielt eine wichtige Rolle für das Konzept von E-DeMa. Erst wenn Kunden dazu bereit sind, die Funktionen des Gateways effektiv zu nutzen (z.B. zur Lastverschiebung mittels SmartStart), werden viele Ziele der Modellregion möglich. Positiv hervorzuheben ist jedoch, dass sich das Gateway durch seine explizite Erweiterungsmöglichkeit auf die Bedürfnisse des Kunden auch nachträglich anpassen lässt. Der Ansatz erscheint insgesamt plausibel und durchdacht. Die Skalierbarkeit hängt, wie bereits erwähnt, stark von der Kundenakzeptanz ab. Sicherheitsbedürfnisse des Gateways wurden im Projekt analysiert und entsprechend umgesetzt. Die Datensicherheit umfassend Verschlüsselung und Authentifizierung ist mittels individuell generierter Client-Zertifikate für jedes Kunden-Gateway gewährleistet. Auch Updateprozesse wurden nach Aussage von E-DeMa abgesichert (um die Manipulation durch Fremdsoftware zu vermeiden) und die Unsichtbarkeit des Gateways im Internet gewährleistet. Diese beiden Sicherheitsmaßnahmen sind aus unserer Sicht unumgänglich</p>

⁴⁶ Nach E-DeMa Konsortialbericht 2009, Seite 24

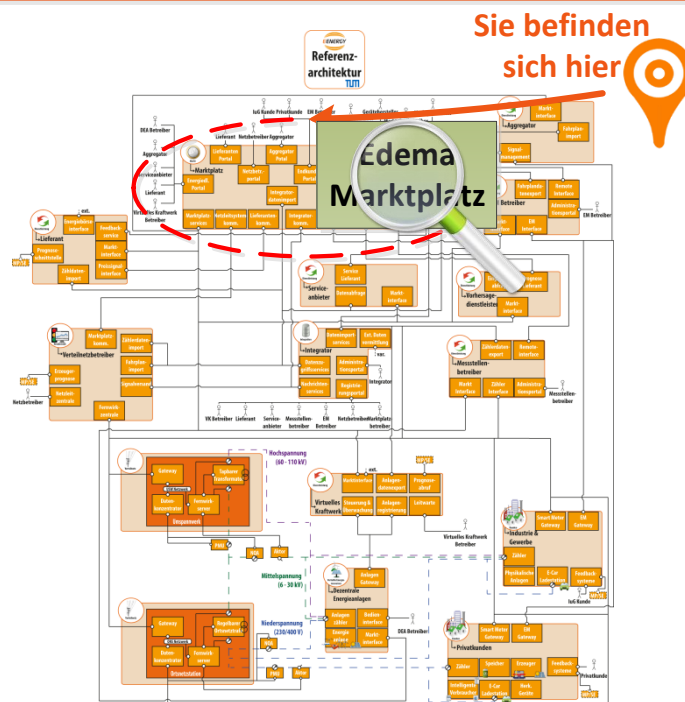
<p>für jedes Gerät ähnlicher Bauart. Durch eine Zertifizierung von externen Softwarekomponenten sowie ein Rechte- und Zugriffsmanagement für einzelne Softwarekomponenten soll die Integrität des Gateways</p>
--



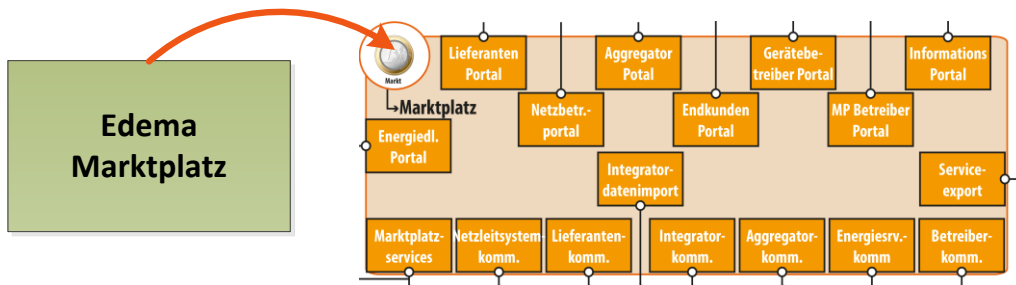
E-DeMa Marktplatz/ E-Energy Marktplatz

K	E-DeMa Marktplatz
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung
<p>Der E-DeMa Marktplatz – auch oft mit E-Energy Marktplatz bezeichnet – stellt die zentrale Plattform innerhalb des gesamten E-DeMa Systems dar. Der E-DeMa-Marktplatz ist primär ein Marktplatz für elektrischen Strom, die Marktplatz-Plattform dient als zentrale Informationsschnittstelle („Informationsdreh-scheibe“) für die Marktteilnehmer und schafft dadurch Möglichkeiten für vereinfachte Prozesse und bessere Transparenz, um eine höhere Energieeffizienz und Wertschöpfung für die Marktteilnehmer zu erreichen.⁴⁷ Der Marktplatz verwaltet Verträge sowohl im Sektor des B2C als auch im B2B Bereich und ermöglicht – im Vergleich zu heute – Vertragswechsel zu vereinfachen und zu beschleunigen. Als Kommunikationsplattform der Marktakteure dient der Marktplatz zur Vertragsanbahnung zwischen einzelnen Akteuren. Er realisiert Aggregatorfunktionen, erlaubt die Analyse von Zählerdaten, dient der Rechnungsstellung, realisiert die Authentifizierung und hält Stammdaten. Der Marktplatz selbst ist unter Einsatz von JBoss Seam implementiert, die Kommunikation mit externen Systemen erfolgt über den Java Message Service (JMS).</p>
Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i>
<p>Der E-DeMa Marktplatz nimmt ohne Zweifel die zentrale Rolle im Konzept von E-DeMa ein. Er ermöglicht durch seine Funktionen die Realisierung des Gesamtkonzepts, wie es durch E-DeMa angestrebt wird. Als zentrale Daten- und Kommunikationsplattform – fast jeder der definierten Use Cases innerhalb von E-DeMa involviert den Marktplatz als handelnden Akteur – mit umfangreichen Anforderungen ist der E-DeMa Marktplatz nach unserer Auffassung die Komponente mit dem höchsten Implementierungsaufwand innerhalb des Gesamtkonzepts. Durch die Involvierung in viele Aktivitäten und deren Datenflüsse spielt Performanz gerade für diese Komponente eine übergeordnete Rolle. Es lässt sich an dieser Stelle noch nicht abschätzen, ob die Skalierbarkeit auf große Benutzergruppen gegeben ist. Da alle Akteure innerhalb von E-DeMa auf die Dienste des Marktplatzes zugreifen müssen, sind dessen Benutzbarkeit, Transparenz und Benutzerakzeptanz ein weitere wichtige Faktoren für den Erfolg des Marktplatzes. Zu einem großen Teil erscheint das Konzept in sich plausibel, doch warum manche Teilfunktionen unter Einbeziehung des Marktplatzes realisiert worden sind (Bestellung/Austausch von IKT Gateways), erscheint nicht klar. Auch sind die Systemgrenzen des Marktplatzes bis jetzt nicht klar</p>

⁴⁷ Nach E-DeMa Konsortialbericht 2009, Seite 44

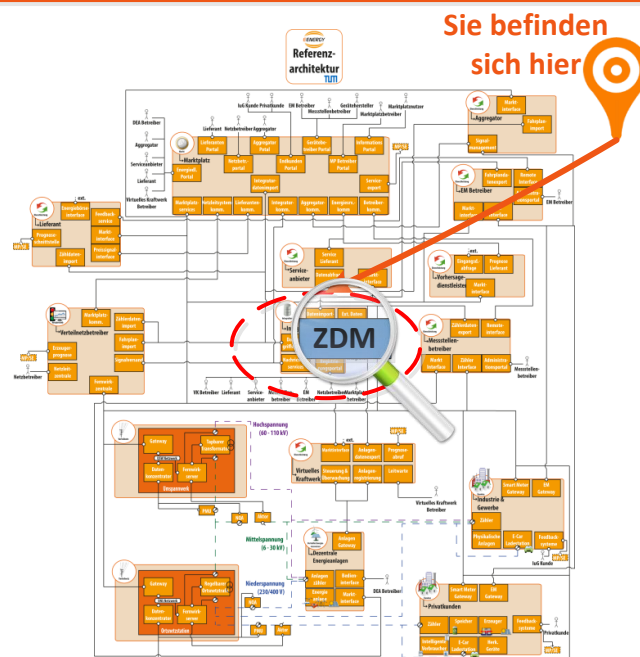
ersichtlich. Äußerst positiv zu bewerten sind die Bemühungen, trotz der zentralen Rolle des Marktplatzes, die weitestgehende Autonomie aller abhängigen Systeme bei Ausfall des Marktplatzes sicherzustellen. Die Implementierung nutzt gängige, offene Technologien zur Realisierung der beschriebenen Funktionalitäten. Aufgrund der zentralen Rolle sind Sicherheitsaspekte für den Marktplatz von besonderer Wichtigkeit.



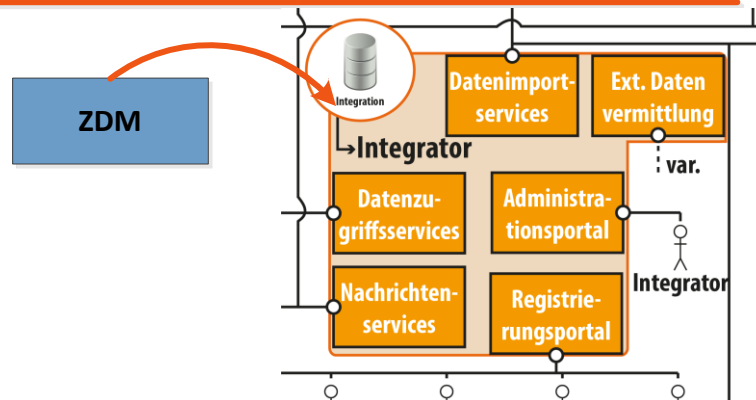
Zählerdatenmanagementsysteme (ZDM)

K	Zählerdatenmanagementsystem
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionebene



Allgemeine Beschreibung
<p>Zählerdatenmanagementsysteme, oftmals auch mit ZDM abgekürzt, sind Middleware, die aus der Masse an Zählerdaten nutzbare Informationen für unterschiedliche Anwendungen in nachgelagerten Systemen der Akteure aufbereiten und dem E-Energy-Marktplatzsystem (z.B. Abrechnung, Prognose) zur Verfügung stellen.⁴⁸ Zählerdaten müssen dazu fernausgelesen, plausibilisiert und je nach Anwendungszweck aggregiert oder – aus Gründen des Datenschutzes – pseudonymisiert werden. Zentrale Aufgabe des Zählerdatenmanagement besteht daher darin, Zählerdaten auszulesen und diese für unterschiedliche Zwecke aufzubereiten. Die Anforderungen der zukünftigen Produkte erfordern hierbei einen höheren Detaillierungsgrad als bisher in der Energiewirtschaft üblich. Von unterschiedlichen Akteuren werden unterschiedliche Anforderungen an Zählerdatenmanagementsysteme gesetzt und daher auch unterschiedliche Systeme eingesetzt.</p> <p>Messstellenbetreiber / Messdienstleister müssen Rohmessdaten verarbeiten, um Prozesse bei Installation, Betrieb und Wartung automatisieren zu können. Verteilnetzbetreiber versuchen Zählerdaten zu plausibilisieren, das heißt bei ungültigen Werten automatisch Ersatzwerte zu bilden und damit die Daten für nachgelagerte Systeme aufzubereiten, als auch die Daten selbst zu Netzanalysen verwenden zu können. Zählerdaten werden außerdem zur Rechnungserstellung, zur Verbrauchs-/Erzeugungsdatenvisualisierung sowie für Wechselprozesse und Prognosesysteme verwendet. Zählerdaten werden von Smart Metern aber auch von Ortsnetzstationen gesammelt und gespeichert.</p> <p>Aufgrund dieses Aufgabenspektrums wurde in E-DeMa eine modulare ZDM Architektur erarbeitet.</p> <p>Diese Vorstellung wurde für zukünftige Zählerdatenmanagementsysteme entwickelt. Aufgrund diverser Gründe wurden für den Modellversuch die bereits vorhandenen Systeme EnergyIP und eCount/eCollect zur Verwendung durch die Modellregion angepasst, basierend auf einer Deltaanalyse, die für beide Systeme durchgeführt wurde. Es werden Daten von MUC und AMIS Zählern ausgelesen und an den Marktplatz sowie dem Netzleitsystem zur Lastprofilabfrage weitergegeben. Hierzu wurden Adapter implementiert, um die Daten nutzbar zu machen.</p>

⁴⁸ Nach E-DeMa Konsortialbericht 2009, Seite 55

Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i>
<p>Zählerdatenmanagementsysteme der Zukunft müssen umfangreichen Anforderungen genügen. Diese Anforderungen wurden von E-DeMa analysiert und in Spezifikationen umgesetzt. Es liegt jedoch in der Zukunft, diese Anforderungen auch konkret in Systemen umzusetzen. Bisherige Realisierungen erweitern bestehende Lösungen um zusätzliche Adapter, um so den Feldtest zu ermöglichen. Welche Funktionen in Zukunft in Zählerdatenmanagementsysteme einfließen, hängt auch stark von datenschutzrechtlichen Überlegungen und somit auch vom regulatorischen Umfeld ab. Zählerdaten können für vielfältige Analysen – wie dargestellt – verwendet werden und sind für viele Prozesse innerhalb eines Smart Grids eine wichtige Datengrundlage. Aus heutiger Sicht ist jedoch noch nicht erkennbar, in welche Richtung die Entwicklung ablaufen wird. Im Falle von E-DeMa wurde ein erstes Konzept vorgelegt, das viele Einsatzzwecke für Zählerdaten vorsieht. Aus Sicht der IKT spielt Performanz für Zählerdatenmanagementsysteme eine zentrale Rolle, diese Überlegung wurde in E-DeMa durch eine explizite Orientierung der Spezifikation auf dieses Kriterium hin Rechnung getragen, um die Skalierbarkeit zukünftiger Systeme zu realisieren. Die weitere Entwicklung im Sektor der Zählerdatenmanagementsysteme ist an dieser Stelle nicht weiter prognostizierbar. Jedoch steht fest, dass Zählerdaten besonders schützenswerte Daten darstellen und daher nicht unachtsam behandelt werden dürfen.</p>

7.3.2 ETELLIGENCE

BESCHREIBUNG ZENTRALER SYSTEMKOMPONENTEN



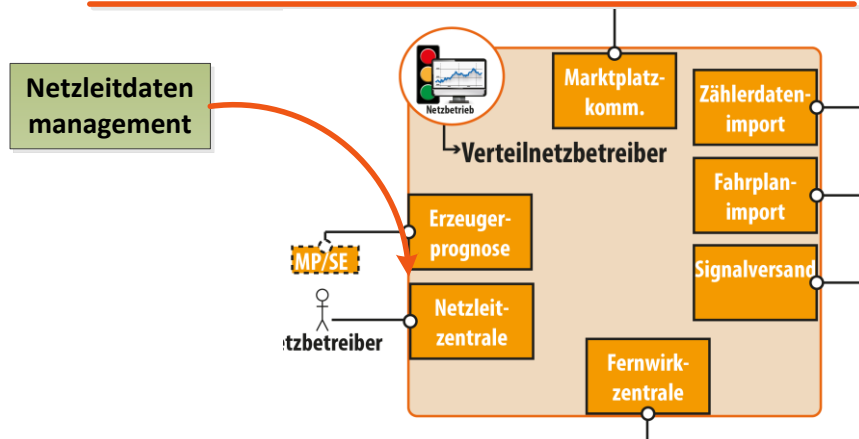
Netzanalyse/Netzdatenmanagement

K	Netzanalyse/Netzdatenmanagement
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene

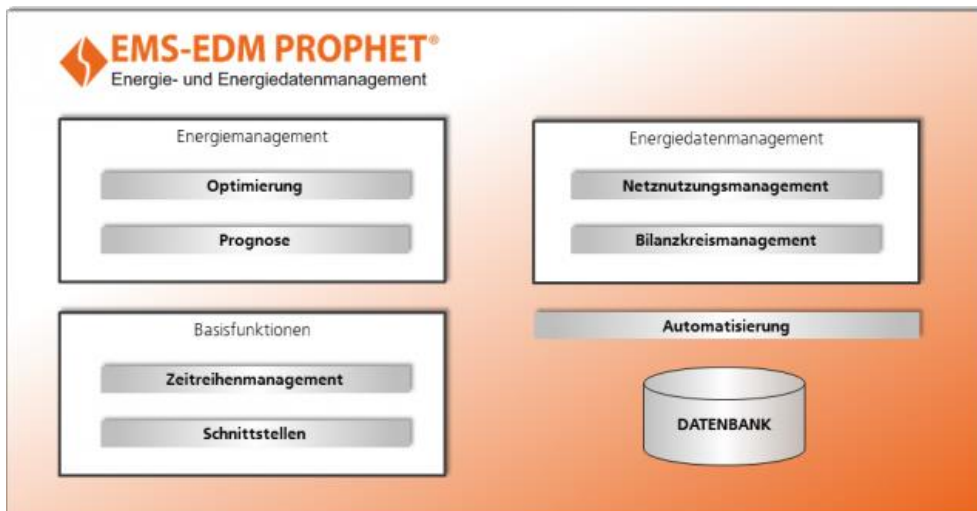


Allgemeine Beschreibung

Während das Netzdatenmanagement verantwortlich ist, Messdaten zu sammeln und zu verwalten, kann die Netzanalyse Prognosen für Wirk- und Blindleistungsflüsse errechnen, Optimierungen für Anlagen durchführen und durch den Netzmarktagenten Netzprodukte handeln.

In der Verantwortlichkeit des Netzdatenmanagements liegen ca. 350 in eTelligence vorhandene Messpunkte in Haushalten und Ortsnetzstationen, deren Daten erfasst und für andere Systeme bereitgestellt werden müssen. Hinzu kommen Messdaten von Umspannwerken, die aus dem Netzleitsystem PRINS eingelesen und gespeichert werden müssen. Die erfassten Daten werden für Systeme innerhalb der Geschäftsprozessebene wie Prognose- und Simulationssysteme für Netzzustände zusammen mit dem Geoinformationssystem (GIS), die mittels der erfassten Daten Lasten im Verteilnetz zeitlich und räumlich visualisieren können.

Die Netzanalyse baut zentral auf der Softwarelösung EMS-EDM PROPHET⁴⁹, das von Fraunhofer auf, das viele der benötigten Funktionen bereits bietet.



Zusätzlich wurde ein Netzmarktagent geschaffen, dessen zentrale Aufgabe die Kommunikation zwischen den Optimierungswerkzeugen des Netzbetreibers auf der einen und dem Marktplatz auf der anderen Seite ist. Es wurde versucht, gezielt Blindleistung zur Netzstabilisierung einzukaufen. Dieser Prozess wurde auch mit der Abwasserreinigungsanlage (ARA) Cuxhaven getestet. Dabei wurde festgestellt, dass für diese Anlage die Bereitstellung von Blindleistung zu

⁴⁹ Entwickelt vom Fraunhofer AST, <http://www.edm-prophet.de/>

keiner Reduktion der Wirkleistungseinspeisung führt, was jedoch keine auf alle Anlagentypen verallgemeinerbare Beobachtung darstellt.



Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen

In diesem System laufen Daten mehrerer Messpunkte zusammen, die für die Einschätzung des gesamten Netzzustandes eine wichtige Basis bilden. Insbesondere für den Verteilnetzbetreiber bilden diese Daten die Grundlage für Netzprognosen und damit auch die Grundlage, um drohende Netzengpässe frühzeitig zu erkennen. Insofern stellt dieses System eine wichtige zentrale Datenbasis dar. Skalierbarkeitsbetrachtungen sollten in Betracht gezogen werden, auch in Hinblick auf das Auslesen von Netzmessdaten unterschiedlicher Systeme, die im Netz Messungen durchführen. In eTelligence wird hier auf die Vielseitigkeit und die Performanz eines ESBs gebaut, um Daten dezentral verteilter Messpunkte auszulesen. Sicherheitsrichtlinien wurden in den Dokumenten „Informationssicherheit innerhalb von eTelligence für die Instanziierungsarchitektur“ und „Beschreibung schutzrelevanter Aspekte in eTelligence“ betrachtet.

Die Netzanalyse schafft es durch den Marktplatz, an relevante Systemdienstleistungen zu gelangen, die zum Beispiel durch Blindleistung zur Behebung von Netzengpässen führen. Kombiniert bilden beide Komponenten eine Möglichkeit für Netzbetreiber durch aktives Netzmanagement, Engpässe durch Einkauf von Blindleistung oder langfristige Verträge mit Anlagen und deren Fernsteuerung zu reduzieren.



Haushaltsdatenmanagement

K	Haushaltsdatenmanagement
	Referenzabbildung
	<p>Referenzebene</p> <p>Modellregionenebene</p>
	Allgemeine Beschreibung

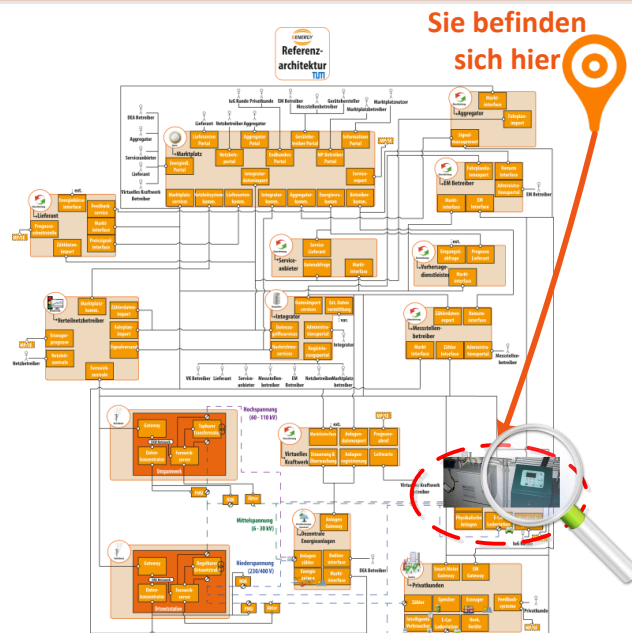
	<p>Das Haushaltsdatenmanagement ist für die Speicherung von Haushaltsdaten verantwortlich, die durch Smart-Meter erhoben wurden. Diese werden als Zeitreihen von Messungen der erbrachten Arbeit als auch in Form von Kosten gesichert. Aufgrund der zu erwartenden Datenmenge in realen Szenarien (GByte bis TByte), die zwar in eTelligence mit 650 Feldtestkunden bei einer Auflösung von ¼ Stunde nicht zu erwarten sind, wurde der Bedarf einer auf Skalierung ausgelegten Lösung erkannt. Daher wurde für das Haushaltsdatenmanagement eine Entkopplung zwischen Lese- und Schreibzugriffen vorgesehen, als auch eine asynchrone Aufnahme der Daten in mehrere Datenbanken.</p>
	<p>Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i></p>
	<p>Die Smart Metering Daten privater Haushalte sind ein besonders schützenswertes Gut, da sie Rückschlüsse auf das Verhalten einzelner Verbrauchern erlauben. Daher ist besonders die Sicherstellung der Datensicherheit als auch des Datenschutzes dieser haushaltsbezogenen Daten ein unerlässlicher Schritt. In eTelligence wurden zu dieser Angelegenheit Verfahrensbeschreibungen an den niedersächsischen Beauftragten für Datenschutz übergeben und von diesem nicht beanstandet. Dies ist ein erster Schritt, sicherzustellen, dass Zählerdaten datenschutzrechtlich abzusichern. Sicherheitsrichtlinien wurden im Dokument „Informationssicherheit innerhalb von eTelligence für die Instanziierungsarchitektur“ dokumentiert und Schutzparameter innerhalb des Dokuments „Beschreibung schutzrelevanter Aspekte in eTelligence“ erfasst. Skalierbarkeitsfragestellungen wurden von eTelligence explizit adressiert. Diese sollen auf Datenbankseite gelöst werden, durch Entkopplung der Lese- und Speicheranfragen innerhalb unterschiedlicher Datenbanken. Ob dieses Konzept skalierbare Lösungen zulässt, muss auf technischer Ebene überprüft werden.</p>



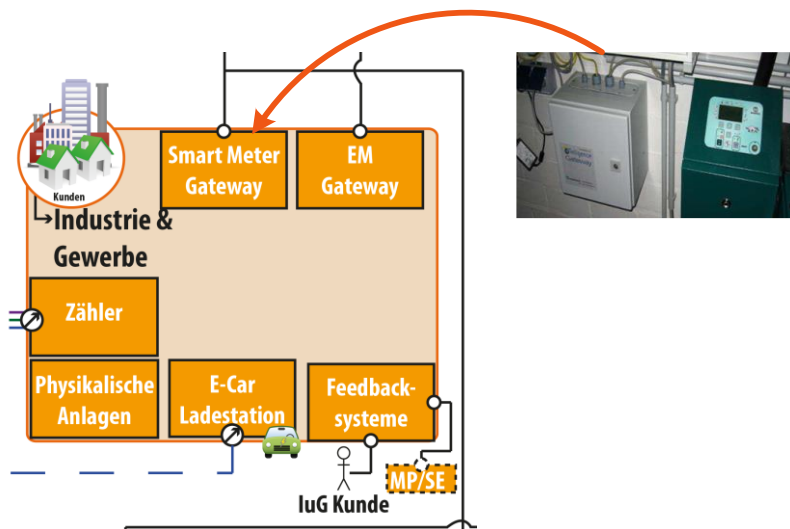
eTelligence Gateway

K	eTelligence Gateway
	Referenzabbildung Industrie

Referenzebene



Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung
<p>Als Energiemanagementsystem für Erzeuger und Verbraucher mittlerer Größe wird in eTelligence das eTelligence Gateway eingesetzt. Das eTelligence Gateway umfasst folgende Funktionen⁵⁰:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Energiemanagementsystem und Generierung hardwarenaher Steuerungssignale▪ Prognosemodule für thermische und elektrische Lastprognosen▪ Optimierer für die steuerbaren dezentralen Geräte und Komponenten▪ kommunikative Anbindung, standardisierte Kommunikationsschnittstellen▪ Framework zur Verknüpfung aller Teilmodule <p>Es wird vorallem für Anlagen mit Kraft-Wärme Kopplung eingesetzt. Das Gateway kann die lokale Betriebsführung der dezentralen Einheiten so gestalten, dass Handels- bzw. Dienstleistungsprodukte für die eTelligence-Marktplattform zur Verfügung gestellt werden können. Dies wird einerseits durch Modellierung der Anlage realisiert, die auf der Analyse von historischen wie aktuellen Messwerten basiert. Diese Modellierung erlaubt es, von technisch-physikalischen Merkmalen der Anlagen zu abstrahieren und in Abhängigkeit äußerer Parameter, Last- und Erzeugungskurven zu prognostizieren. Dies ermöglicht es nun, Freiheitsgrade für Marktprodukte ermitteln zu können und diese am Markt anzubieten und damit zu vermarkten.</p>

⁵⁰ Nach eTelligence Abschlussbericht, Seite 53

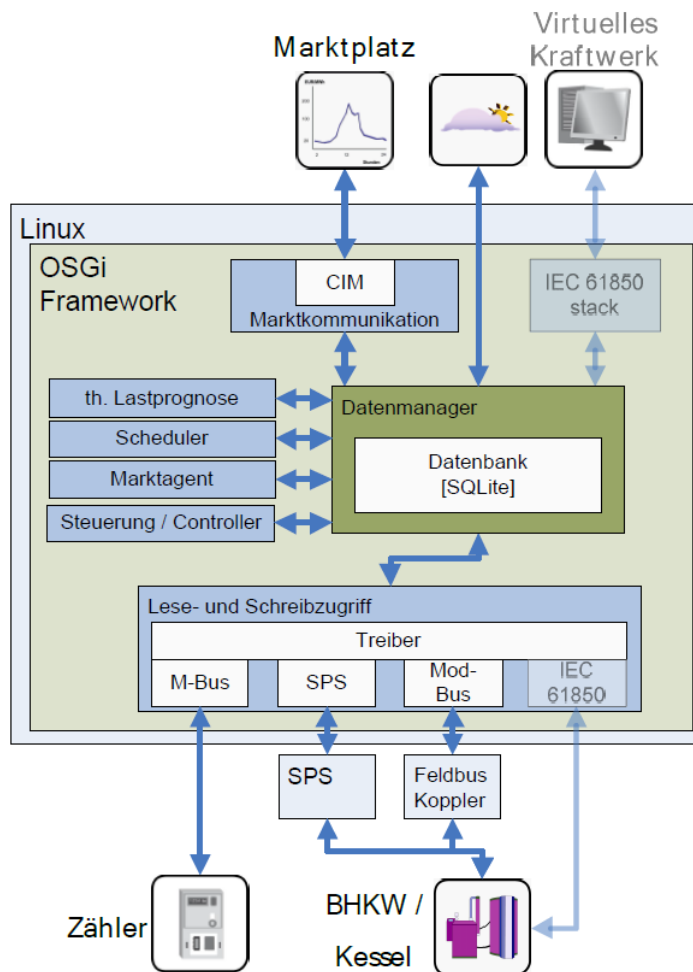
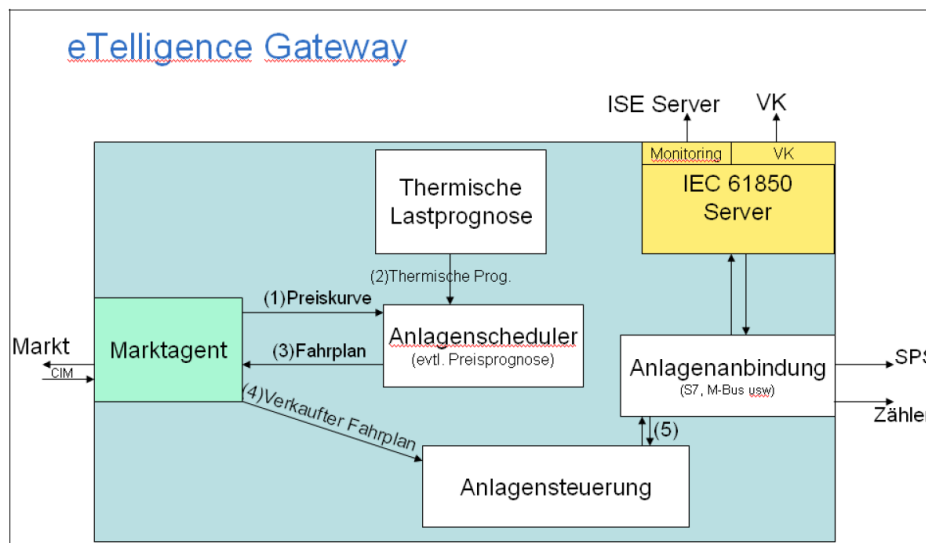
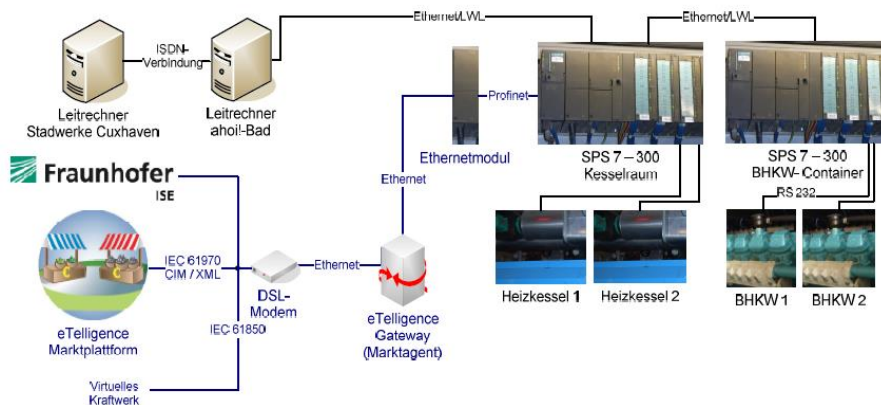


Abbildung 85: Die schematische Softwarearchitektur des Gateways

Die Anlage kann dann mittels Beeinflussung der äußeren Parameter wie gewünscht gefahren werden, hierzu ist eine Steuermöglichkeit der meist speicherprogrammierbaren Steuerungen (SPS) nötig. Das eTelligence Gateway ermöglicht es dann die Potentiale der Anlage am eTelligence Markt in Geld umzusetzen. Hierzu wird innerhalb des eTelligence Gateways ein Marktagent eingesetzt, der Preiskurven des Marktes an einen Scheduler weitergibt. Dieser wiederum ermittelt unter Einbeziehung einer thermischen Prognose der Anlage einen Fahrplan der Anlage, der aufgrund eines Optimalitätskriteriums, zum Beispiel im Sinne einer Preisoptimierung, erstellt wurde. Die Fahrpläne können dann durch den Marktagenten am Markt verkauft werden und dann zur Umsetzung an die Anlagensteuerung weitergegeben werden. Die abstrakten Modellparameter sind dabei konform nach IEC 61850 modelliert. Für die technische Realisierung des Gateways wurde die Plattform Soekris Engineering net4801 eingesetzt, die Softwarearchitektur wurde als OSGi Framework

realisiert. Als Hardwareplattform wurden für das Gateway schlanke und energieeffiziente Mikroprozessorsysteme auf Basis der x86- und ARM-Architektur verwendet. Diese Systeme haben ausreichend Speicher und Rechenleistung, um auch komplexe Aufgaben wie lokale Prognose und Optimierung zu übernehmen. Gleichzeitig haben sie einen geringen Eigenverbrauch von max. 5 W.

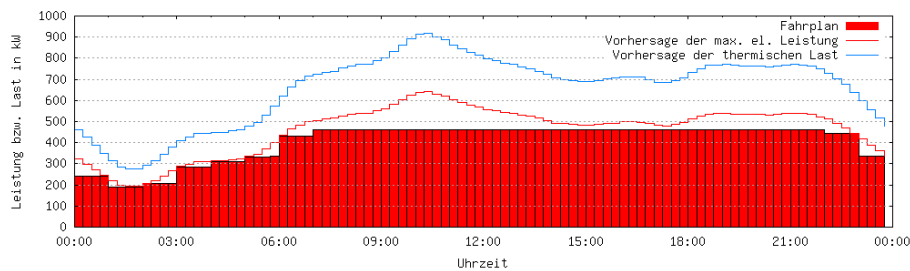


Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen

Das eTelligence Gateway ist eine der zentralen Innovationen aus eTelligence. Es koppelt verschiedene Anlagen mit dem Markt und ermöglicht die Flexibilitäten, die verschiedene Anlagen aufweisen, zuerst sichtbar und danach handelbar zu machen. Es können prinzipiell Anlagen jeder Größe durch das

Konzept auf gleiche Weise vollautomatisch vermarktet werden. Dadurch ist das Konzept mit einem hohen Skalierungspotential ausgestattet.

Kernkomponente des Konzepts ist das Modul „Scheduler“. Dieses bietet den Service Fahrplanoptimierung über sein Interface an, um dem Modul „Marktagent“ Fahrpläne für Strommengen zu liefern, die dieser dann in einem Gebotsverfahren am Marktplatz anbieten kann. Die Fahrpläne beinhalten beispielsweise Zeitabschnitte, erlaubte Leistungsbereiche oder Strommengen, wie in folgender Abbildung dargestellt.



eTelligence schildert, dass für die Prognose thermischer und elektrischer Lasten bzw. Erzeugungen ein Regressionsverfahren gewählt wurde. Es wird auf das gängige Verfahren einer gemischt ganzzahlig lineare Programmierung unter Anwendung von Branch&Bound gesetzt. Dieser Ansatz erscheint plausibel, um das Maximierungsproblem zu lösen. Über Laufzeiten der Lösung auf der gewählten Hardwarearchitektur kann keine Aussage getroffen werden. Jedoch hat sich der Einsatz der eTelligence Gateways in der Praxis bereits bewährt.

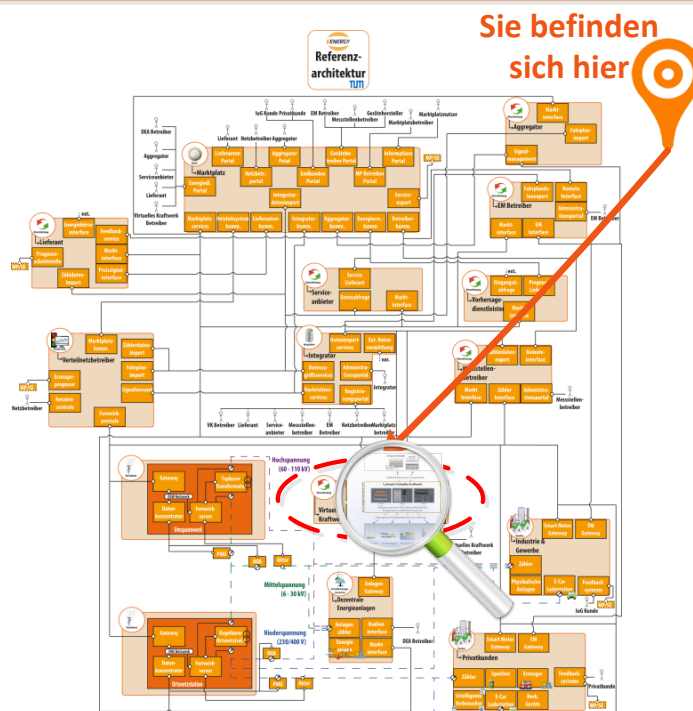
Das Gerät hält sich an gängige Standards wie die Modellierung nach IEC 61850 und ist in sich plausibel. Sicherheitsfragestellungen wurden innerhalb einer Bedrohungsanalyse in der Unterlage „Informationssicherheit innerhalb von eTelligence für die Instanziierungsarchitektur“ erfasst.



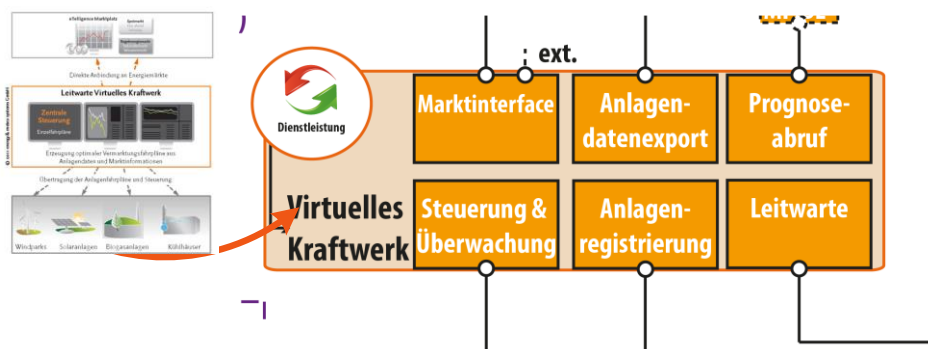
Virtuelles Kraftwerk (VK)

K	Virtuelles Kraftwerk (VK)
	Referenzabbildung

Referenzebene

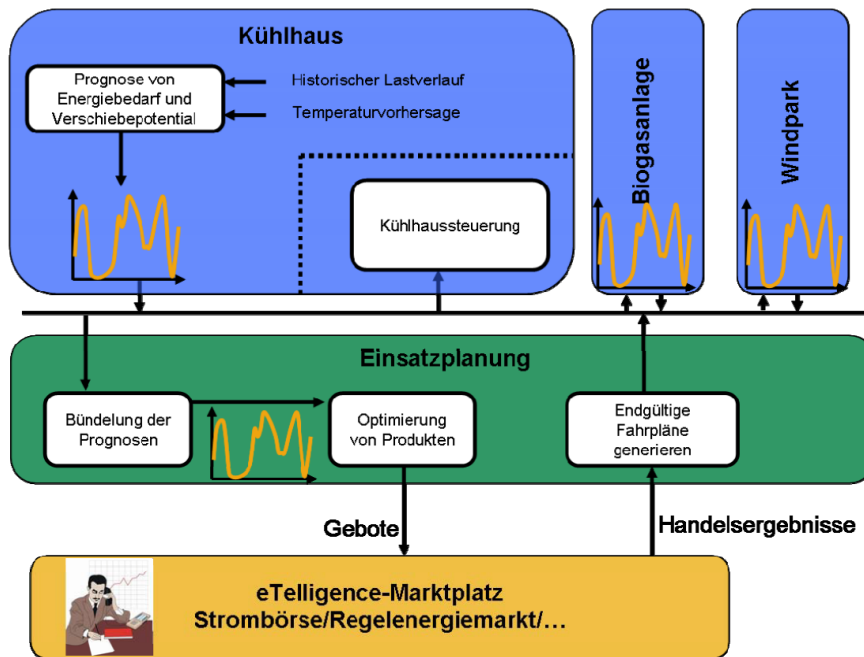


Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung

Das Virtuelle Kraftwerk in eTelligence besteht aus mehreren dezentralen Anlagen, wobei der Fokus in eTelligence auf Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung und regelbaren Verbrauchern liegt.⁵¹ Für die einzelnen Einheiten wird auf Basis historischer Lastverläufe und aus Vorhersagen relevanter Eingangsgrößen eine Prognose über den Leistungsverlauf in der näheren Zukunft erstellt. Diese Prognose wird der zentralen Einsatzplanung zur Verfügung gestellt, welche unter Berücksichtigung aller Prognosen entsprechende Gebote an Energiemärkten einstellt. Mit den Handelsergebnissen erstellt sie endgültige Fahrpläne, welche dann an die Steuerungen der einzelnen Einheiten übermittelt werden. Diese sorgen dann dafür, dass die Fahrpläne lokal eingehalten werden.



Für das Virtuelle Kraftwerk wurden das Datenmanagement, die Kommunikationsanbindung, technische und betriebsbedingte Randbedingungen in der Einsatzplanung, Steuerkonzepte, standardisierte, handelbare Produkte für das VK und die Day-Ahead Einsatzplanung breit untersucht und Funktionsmuster erstellt. Verschiedene Übersichten der Anlagentypen und Informationen darüber, der Gebote, die für Day-Ahead oder Intra-day (also Redispatch) abgegeben

⁵¹ Nach eTelligence Abschlussbericht, Seite 64

<p>werden können (unter Auswahl, ob auch der Verkauf von Regelenergie berücksichtigt werden soll), als auch eine Preisübersicht, die den Preisverlauf von An- und Verkaufspreisen für Strom zeigen.</p>
<p>Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i></p>
<p>Das Virtuelle Kraftwerk wurde in eTelligence zu einem Hauptbeitrag im Gesamtkonzept und großem Erfolg ausgebaut. Sowohl in Offline Tests als auch im realen Einsatz hat die entwickelte IKT ihre Einsatzreife bewiesen. Anfängliche Schwächen im Konzept oder der Implementierung wurden gut erkannt und durch entsprechende Gegenmaßnahmen erfolgreich behoben. Die erfolgreiche Anbindung verschiedener Anlagen in das VK kann ohne Zweifel als großer Erfolg und Fortschritt auf dem Weg zum Smart Grid bezeichnet werden. Die Integration der Kühlhäuser und ihrer besonderen Voraussetzungen und die gezielte Steuerung, um Prognosefehler auszugleichen zeigen, zu was das Konzept imstande ist. Auch komplexe Anlagenanforderungen konnten durch das Konzept gut bewältigt werden.</p> <p>Das Virtuelle Kraftwerk in Verbindung mit dem eTelligence Gateway ist aus genannten Gründen daher als einer der Haupterfolge in E-Energy im Bereich IKT anzuerkennen. Das Konzept, wie es eTelligence vorgestellt hat, ist schlüssig, sicher, erprobt und einsatzbereit.</p>

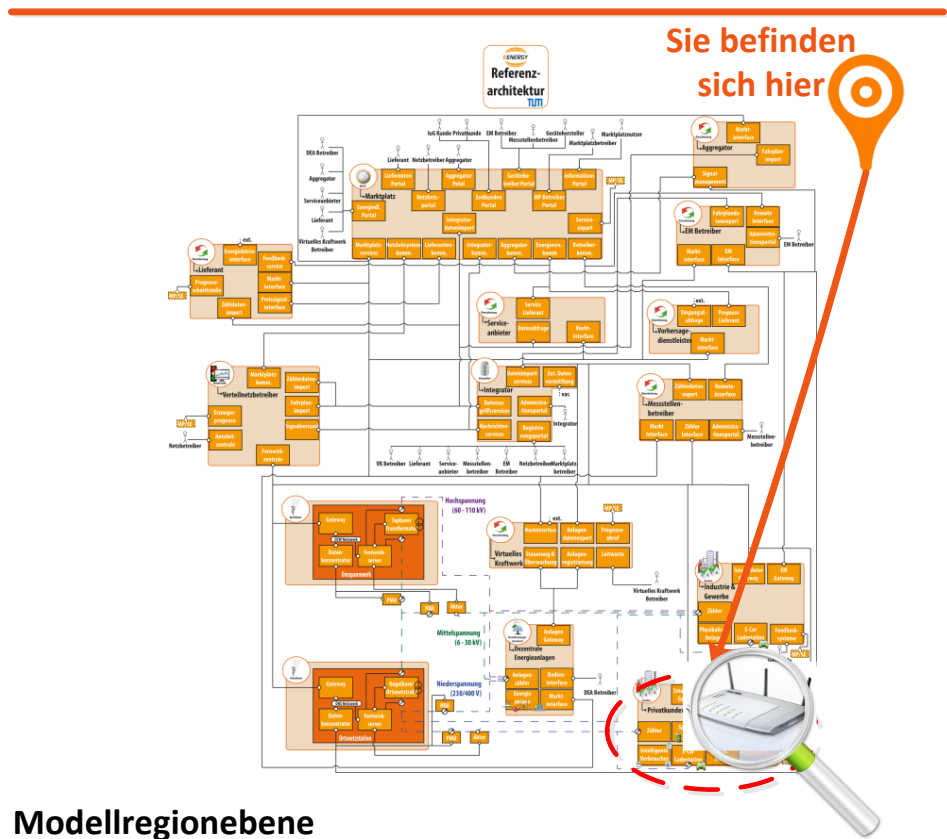


Energie Gateway/EWE Multibox

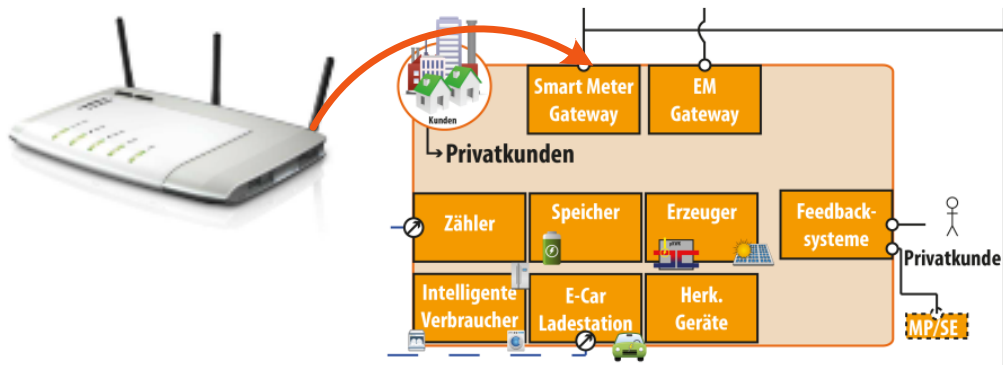
K

Energiedatengateway/eTelligence Multibox

Referenzabbildung



Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung
<p>Aufgabe des Energiedatengateways ist es, sowohl in Einfamilienhäusern, als auch in Mehrfamilienhäusern und kleinen Gewerbebetrieben, die kontinuierliche Erfassung des Stromverbrauchs zu ermöglichen⁵² In eTelligence wird dazu die eTelligence Multibox eingesetzt, die auf einer AVM Fritz!Box 7270 NGN (Next Generation Network-fähig) basiert. Für diese Plattform wurde eine eigene Firmware entwickelt, die die eTelligence Funktionen umsetzt. Bestehende Anschlüsse der Fritzbox können weiterhin verwendet werden. Für die Kommunikation zwischen Energiedatengateway und dem zentralen Gateway Server wurde das Smart Message Language Protokoll (SML) verwendet und diese Verbindung über L3VPN abgesichert. Der Gateway Server hat die Aufgabe, die Konfiguration der Multibox durchzuführen. Es wurden TCP/IP fähige Zähler mit Kommunikationsmodul an die Multibox durch devolo Adapter auf Basis von PLC verbunden. Zählerwerte wurden ¼ stündlich über den Backbone der EWE Tel über einen Permanent Virtual Channel (PVC) gesichert übertragen, nach der Verarbeitung in den Backend-Systemen mit Kosten und CO₂-Emissionswerten bewertet und anschließend in den Feedbacksystemen dargestellt. Die zentralen Aufgaben des Energiedatengateways im Projekt eTelligence waren:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ das Auslesen der Zähler,▪ die Sendung von Zählerdaten für Backend-Systeme auf Basis von Standards,▪ die Bereitstellung von Verbrauchsdaten, auch für die Berechnung von Preis- und Umweltzeitreihen in der Displaydarstellung sowie▪ die Echtzeit-Darstellung der abgenommenen elektrischen Leistung. <p>Insbesondere hinsichtlich der Netzinfrastruktur im WAN- bzw. LAN-Bereich im Haushalt wurden von Seiten des Telekommunikationsnetzbetreibers folgende Prozesse unterstützt, die remote durchgeführt wurden:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Überwachung des Gateways▪ Gateway-Firmware-Update und –Konfiguration

⁵² Nach eTelligence Abschlussbericht, Seite 35

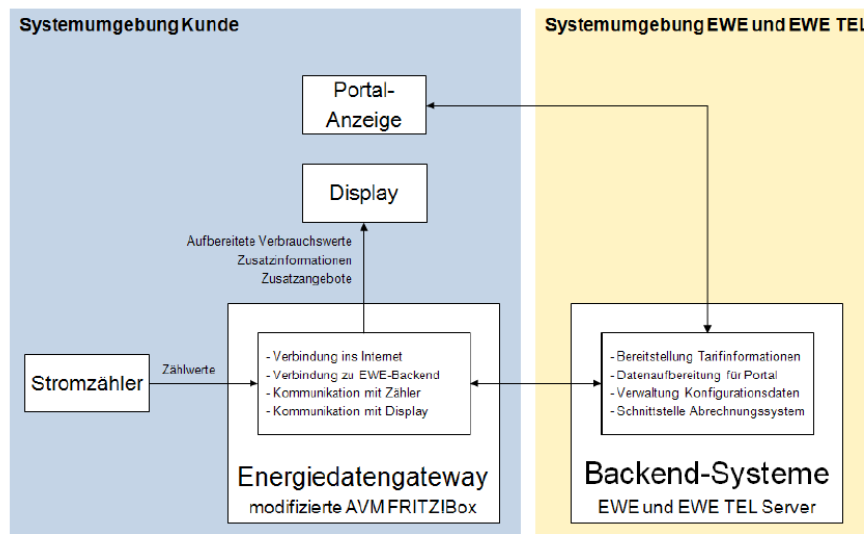


Abbildung 86: Da Energiedatengateway im Zusammenspiel mit den Backend Systemen

Als Zähler wurden EasyMeter Q3DA1004 mit EasyX-Kommunikationsmodul, Landis+Gyr ZMF120 mit LAN-Kommunikationsmodul, Frötec Multiflex mit Kommunikationsmodul, QNE eTriX mit integrierter Kommunikationseinheit eingesetzt.

Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen

eTelligence berichtete von Problemen mit der Verarbeitung fehlerhafter Messwerten, die entweder durch Messfehler oder durch Ausfälle von Messgeräten oder Kommunikationsstrecken verursacht sein können. Diese Beobachtung deckt sich mit der Beobachtung anderer Modellregionen. Sowohl die Filterung als auch die Ersatzwertbildung gestalteten sich sehr aufwendig. Das Requirements Engineering beim Aufbau ähnlicher Systeme sollte unbedingt Fehlerfälle besser berücksichtigen, die in diesem Fall auftraten. Zählerausfälle scheinen ein häufiger vorkommendes Problem gewesen zu sein. Sicherheitsanforderungen wurden in ausreichendem Maße umgesetzt. Da auch von defekten hochauflösenden Smart Metern im Feldtest berichtet wurde, muss der Reifegrad dieser Hardware grundsätzlich hinterfragt werden.



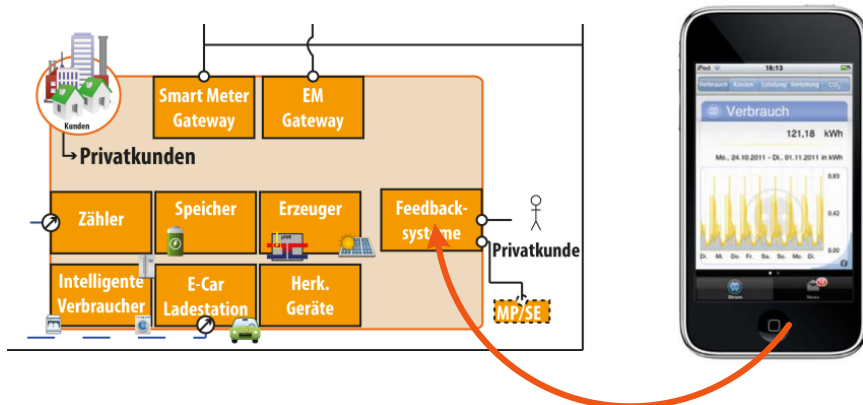
Feedbacksysteme

K	Feedbacksysteme
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung

In eTelligence wurden drei Arten von Feedbacksystemen entwickelt. Einerseits das Haushaltskundenportal, das ein über das Internet zugänglicher, geschützter Bereich des eTelligence Portals ist.. In diesem Portal kann sich der Kunde über seinen Energieverbrauch informieren, momentane Verbrauchswerte werden jedoch nicht dargestellt. Das Mobile Display für das Energiedatengateway bestand aus einem Apple iPod Touch, der mit einer App ausgerüstet wurde, die zur Darstellung des Momentanverbrauch und Analyse von historischen Daten der jeweils letzten sieben Tage zur genutzt wurde. Außerdem wurde das Gerät zur Anzeige von eTelligence Nachrichten und der Benachrichtigung bei Tarif Events genutzt. Als drittes Feedbacksystem diente eine monatliche Verbrauchsinformation, das in Form eines Papierdokuments dem Kunden zugestellt wurde.

Meine Energiedaten

Wissen Sie eigentlich, wie viel Energie Sie verbrauchen? Die nachstehenden Analysefunktionen helfen Ihnen Ihre Energiedaten immer genau im Blick zu behalten: Sie können Analysen für jeden beliebigen Zeitpunkt und jede beliebige Zeitspanne abrufen und haben so einen umfassenden Überblick zu Ihrem Stromverbrauch, der Kostenstruktur und dem CO₂-Ausstoß, den Ihre Stromnutzung mit sich bringt. eTelligence wünscht Ihnen viel Spaß beim Analysieren!

Durchschnitt:
0,08 kWh pro 1/4 Stunde

< Januar 2012

Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

Tag in 1/4 Stunden

Tag

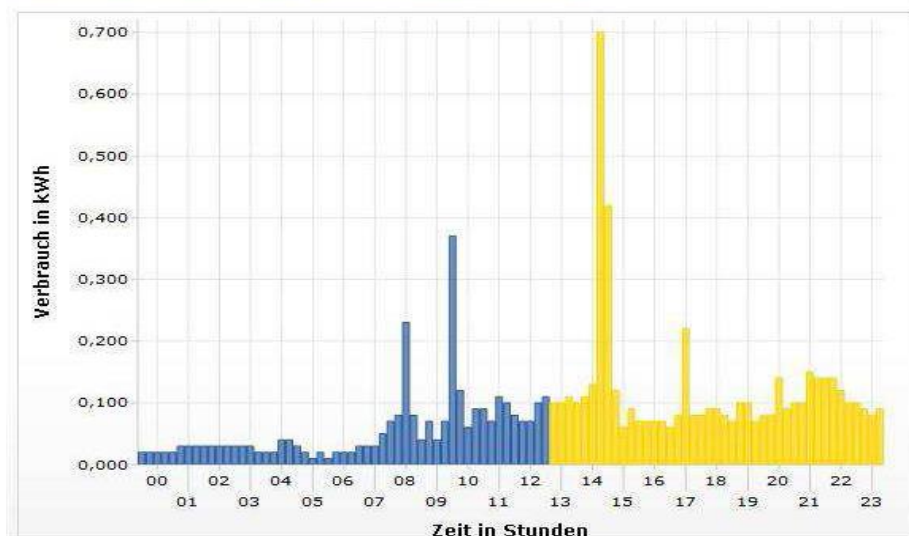
Woche

Monat

Jahr

« vorheriger Tag in 1/4 Stunden

nächster Tag in 1/4 Stunden »



	Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i>
	<p>Die verwendete Technologie zur Realisierung der Benutzeroberfläche ist auf dem neuesten Stand der Technik. Die Benutzerfreundlichkeit kann durch die IKT Begleitforschung nicht eingeschätzt werden, da die Feedbacksysteme nur Feldtestkunden zugänglich waren und zusätzliche Informationen über die Benutzeroberfläche nicht erhältlich sind. Die Konzeption eines Displays für das Energiedatenmanagement in Form eines mobilen Geräts, das auch für andere Zwecke genutzt werden kann ist eine gute Lösung und scheint eine tragfähige Lösung zur Visualisierung der Zählerdaten zu sein.</p>



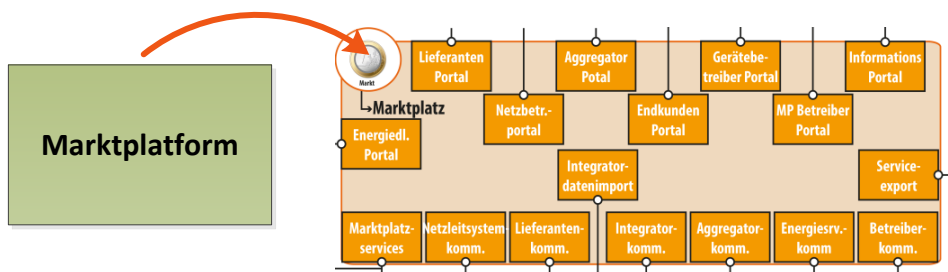
Marktplattform

K	Marktplattform
	Referenzabbildung

Referenzebene



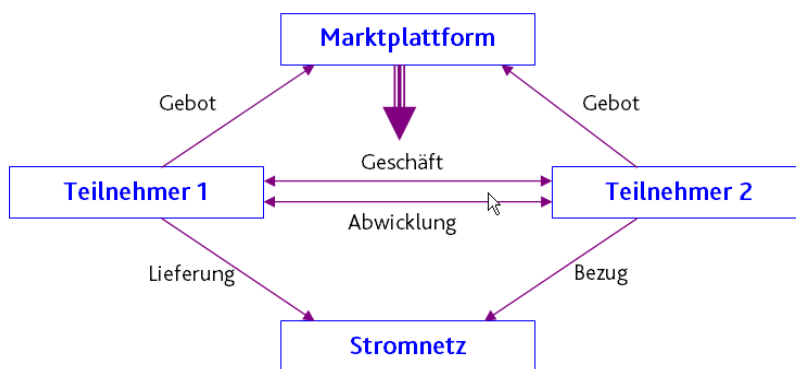
Modellregionenebene



	Allgemeine Beschreibung
--	--------------------------------

Hauptaufgabe der Marktplattform ist die Vernetzung unterschiedlicher Akteure und die Integration von Anlagen (Blockheizkraftwerke, z.B.), Verteilnetzbetreiber und virtuellen Kraftwerken in einem umfassenden Handelssystem. Durch den Handel der neuen Marktteilnehmer sollte eine verbesserte Anpassung zwischen Angebot und Nachfrage erreicht werden. Dieses geschieht dadurch, dass dezentrale Erzeuger ihre Produktion und Verbraucher ihre Abnahme nach dem Marktpreis ausrichten, was sie bisher, z. B. aufgrund der zu jeder Stunde identischen Vergütungs- bzw. Abnahmehöhe, nicht getan haben. Verteilnetzbetreiber sollen als Marktteilnehmer am Marktplatz agieren, um eine Optimierung des Verteilnetzes zu erreichen und Verlustenergie einkaufen zu können.⁵³

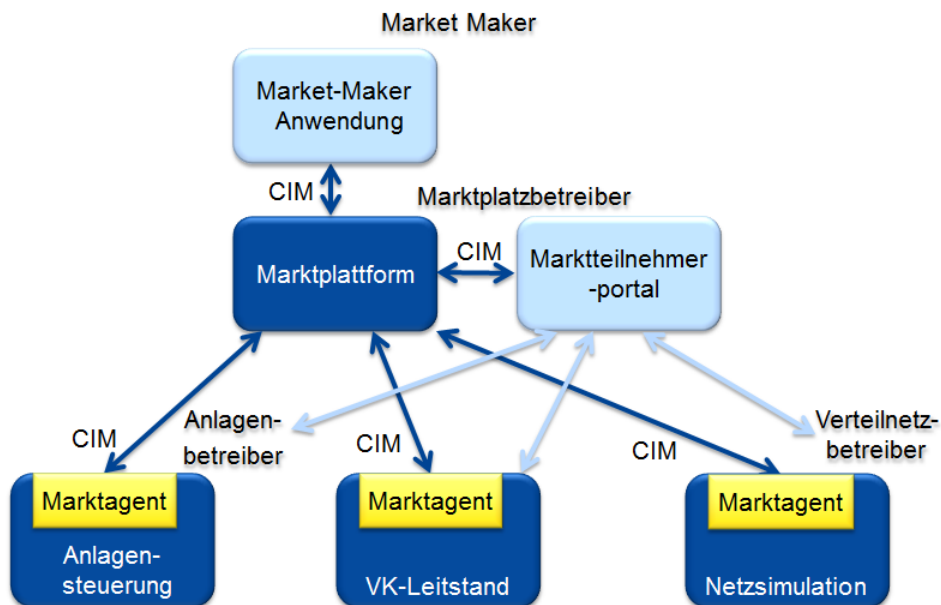
Der Marktplatz wurde als bilaterale Handelsplattform konzipiert, die weder der BaFin unterliegt, noch durch ein schwergewichtiges Design aufwartet.



Bei der Entwicklung des Marktplatzes wurde bewusst darauf geachtet, bestehende Hemmnisse zu reduzieren, die zurzeit der Marktteilnahme kleiner Anlagen entgegenstehen, und den Handel innovativer Produkte (z. B. Blindleistung) zu betrachten. Dabei wurde untersucht, inwieweit ein solcher Markt mit den heutigen (regulatorischen) Rahmenbedingungen vereinbar ist.⁵⁴

⁵³ eTelligence Abschlussbericht, S. 25

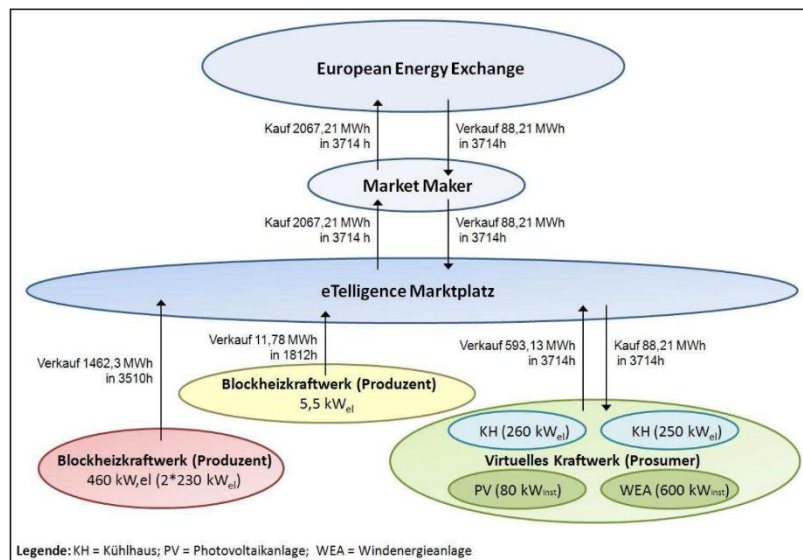
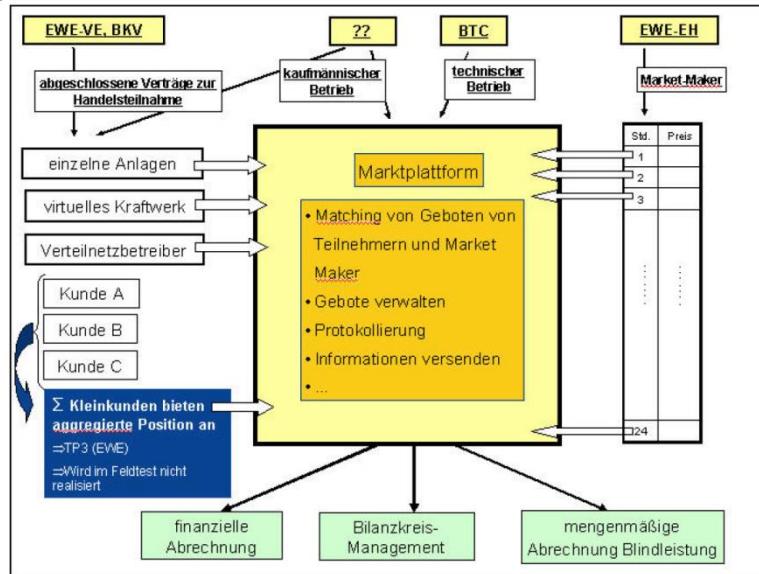
⁵⁴ eTelligence Abschlussbericht, S. 25



Die Handelsplattform, die von EWE und BTC betrieben wird und mittlerweile sogar in die Geschäftsprozesse von EWE integriert ist, setzt einen Market Maker als immer verfügbaren Handelspartner ein. Hauptsächlich mit diesem schließen vordefinierte Marktakteure bilaterale Kauf- und Verkaufsverträge ab. Die Marktplattform bringt dabei Angebot und Nachfrage zusammen.

Am eTelligence-Marktplatz kann Wirkleistung oder Blindleistung gehandelt werden. Wirkleistung als bekanntere von beiden wird auch auf vielen anderen Marktplätzen gehandelt. Blindleistung spielt vor allem für den Netzbetreiber eine wichtige Rolle. Ein Handel mit dieser Leistung kann dazu führen, Netzausbau zu vermeiden oder zeitlich nach hinten zu verschieben. Wirkleistung entspricht den an der European Energy Exchange (EEX) gehandelten Produkten, ist jedoch am eTelligence-Markt auch in geringere Mengen handelbar. Energie wird als verbindlicher Fahrplan verkauft, d.h. als eine pro Zeiteinheit durchschnittlich zu erbringende Wirkleistung, die in Kilowattstunden (kWh) angegeben wird. Bei Blindleistung handelt es sich ebenfalls um ein Fahrplanprodukt. Dies bedeutet, dass innerhalb jedes Zeitintervalls eines Fahrplans eine mittlere Blindleistung zu liefern ist.

Für die Kommunikation von Geboten zwischen dem eTelligence-Marktplatz wurde eine Sprache auf Basis einer kontextfreien Grammatik definiert und anschließend auf das CIM (Common Information Model) abgebildet.



Als Softwaremodule wurden am Marktplatz die Marktplattform als zentrale Handelsplattform zur Annahme von Anfragen und Nachrichten der Marktteilnehmer, die Market Maker Anwendung, das Marktteilnehmerportal und die Marktagenten implementiert.

Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen

Die Marktplattform dient dem bilateralen Austausch von Marktakteuren. Anders als bei anderen Modellregionen wurde die Marktplattform schlank realisiert, jedoch auch unter realen Bedingungen getestet. Die Entwicklung des Market Makers zur Steigerung der Liquidität am Marktplatz kommt dabei eine

besondere Bedeutung zu, das durch passende Algorithmen in geeigneter Weise gestaltet werden muss.

Ob sich das schlanke Marktdesign in der realen Umsetzung durchsetzt ist noch nicht abzusehen. Die Möglichkeit, Blindleistung am Marktplatz zu handeln, ist jedoch eine praktikable Möglichkeit, Verteilnetzbetreibern eine Möglichkeit zum Engpassmanagement an die Hand zu geben.

Der Marktplatz konnte sein volles Potential in der Realität aufgrund der geringen Teilnehmerzahl und regulatorischen Hindernissen nicht zeigen, da zum Beispiel eine Teilnahme des Verteilnetzbetreibers – ein Eckpunkt des Marktkonzepts- nicht möglich war. Daher wurde der Markt auch simuliert betrieben, um so dennoch verschiedene Handelsmöglichkeiten austesten zu können.

Die meisten der gesteckten Ziele hat der eTelligence Marktplatz erreicht. Vor allem hat die IT es ermöglicht, Geschäftsprozesse vollständig zu automatisieren, sowie ein Day-Ahead Handel realisiert werden.

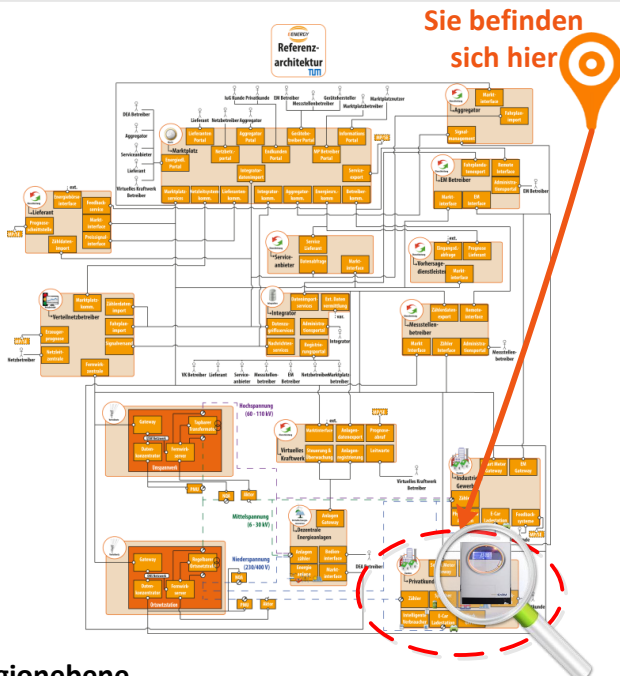
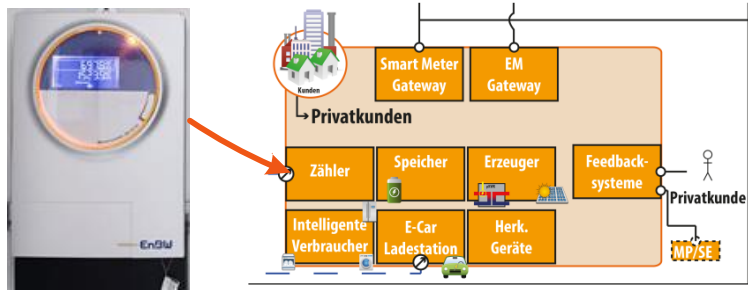
Diese Erfolge sprechen für die Einsatzreife der Komponente, auch wenn zahlreiche Hindernisse, die jedoch unabhängig von der eingesetzten IKT sind, bestehen bleiben. Inwieweit der Marktplatz auf andere Regionen skalierbar ist, ist aus jetziger Sicht noch offen. Doch sollten die Initiativen aus dem eTelligence Marktplatz wahrgenommen und im Sinne eines Gesamtkonzepts umgesetzt werden.



7.3.3 MEREGIO

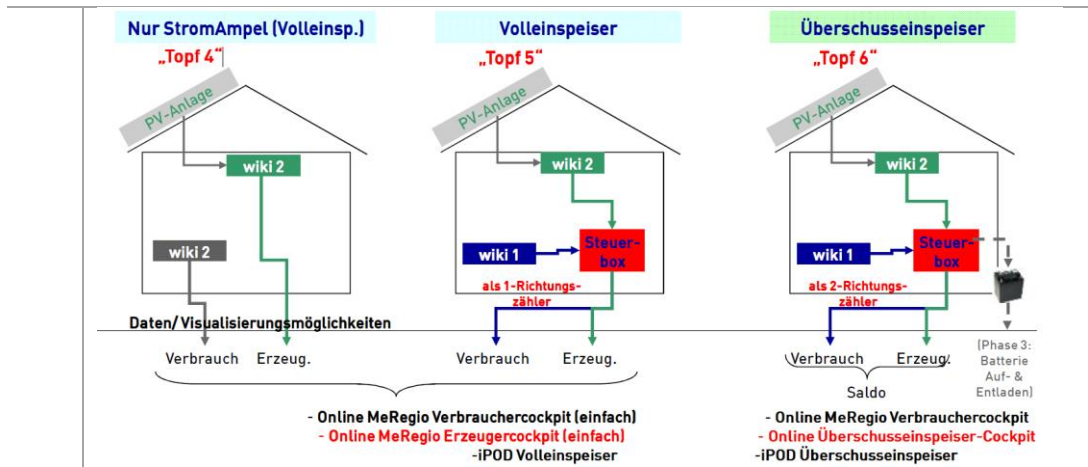
BESCHREIBUNG ZENTRALER SYSTEMKOMPONENTEN



EnBW Intelligenter Stromzähler (ISZ)

K	EnBW Intelligenter Stromzähler (ISZ)
	Referenzabbildung
	<p>Referenzebene</p>  <p style="color: red; font-weight: bold;">Sie befinden sich hier</p> <p>Modellregionenebene</p> 

Allgemeine Beschreibung	
<p>Der intelligente Stromzähler (ISZ) ermöglicht es, sowohl Verbrauchswerte als auch Netzparameter zu messen. Er fungiert als Smart Meter in der Modellregion. In MeRegio wurden für diese Aufgabe zwei unterschiedliche Modelle verwendet. Einerseits der von EnBW eigenentwickelte Ein-Richtungszähler Wiki 2 als auch der zwei-richtungsfähige Stromzähler Wiki 1. Der erstere Zähler wird auch außerhalb von MeRegio bei EnBW innerhalb des Standard-Produkts „EnBW Intelligenter Stromzähler“ verwendet.</p> <p>Der Wiki 2 verfügt über 4 Register, ein separates Kommunikationsmodul und eine interne Datenspeicherfähigkeit von bis zu 80 Tagen.</p>	
wiki 1 Zähler (Landis&Gyr ZMD 300)	wiki 2 Zähler (EnBW Eigenentwicklung)
	
<ul style="list-style-type: none"> > Eigentlich für Industrie- und Gewerbekunden als Lastgangzähler gedacht > Bei MeRegio auch für Privatkunden, da er zusätzliche Messdaten wie Blindleistung, cos Phi etc. liefert: <ul style="list-style-type: none"> > als 1-Richtungszähler bei Topf 3 und 5 > als 2-Richtungszähler bei Kunden mit Überschusseinspeisung (also m-KWK Anlagen oder PV ab Baujahr 2009) (Topf 6) 	<ul style="list-style-type: none"> > Seit 2008 „Standard“ Zähler für das EnBW Privatkunden-Strom-produkt „Intelligenter Stromzähler“ mit monatlicher Abrechnung > Offiziell von EnBW im Markt eingeführt bei mehreren tausend (nicht-MeRegio) Kunden installiert > Bei MeRegio seit 2010 im Einsatz als: <ul style="list-style-type: none"> > Hauptzähler bei Topf 1, 2, 3 und 4 > Erzeugungszähler an sämtlichen dezentralen Erzeugungsanlagen (PV, m-KWK...) (Topf 4-6)
<p>Beide Zählertypen werden per Powerline an einen kundeneigenen DSL Router angeschlossen und melden 5-15 Minuten Zählerwerte an die EnBW Backend Systeme.</p> <p>Der Wiki 1 besitzt ebenfalls 4 Register, hat aber zusätzlich die Fähigkeit, spezielle Zusatzwerte neben der reinen Leistungsmessung wie Spannung, Stromstärke oder $\cos(\varphi)$ zu erfassen. Diese Werte werden zur Netzanalyse durch ABB genutzt. Diese Zählervariante ist vor allem für Kunden mit Überschusseinspeisung erforderlich und wird aufgrund der Zusatzfähigkeiten auch bei Kunden ohne dezentrale Erzeugungsanlagen eingesetzt. Innerhalb von MeRegio wurde der Zähler um eine Anbindungsmöglichkeit der Steuerbox per Ethernet erweitert.</p> <p>Die Zählerdaten werden über die die Steuerbox an die EnBW Backendsysteme verteilt. Der Multiplexer routet die Daten an die relevanten Systeme weiter. Die Zählerdaten werden 15 minütig über die Steuerbox an die EnBW Backend Systeme übermittelt.</p>	



Für B2C Kunden werden beide Zählervarianten verwendet, für B2B Kunden (10-13) nur der Wiki 1 Zähler mit Steuerbox, ergänzt durch den Power Submeter. Darüber hinaus wird bei B2B zusätzlich der sogenannte Sym2 Zähler eingesetzt.

Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - *Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen*

Der intelligente Stromzähler wurde in beiden Produktvarianten innerhalb von EnBW bei vielen Kunden produktiv eingesetzt und konnte damit umfangreich bereits im Vorfeld evaluiert werden. MeRegio berichtete auch, dass der reine Einbau des intelligenten Stromzählers und der Steuerbox auch dank der mehrjährigen Erfahrung mit dem Standardprodukt Intelligenter Stromzähler in fast allen Fällen reibungslos ablief

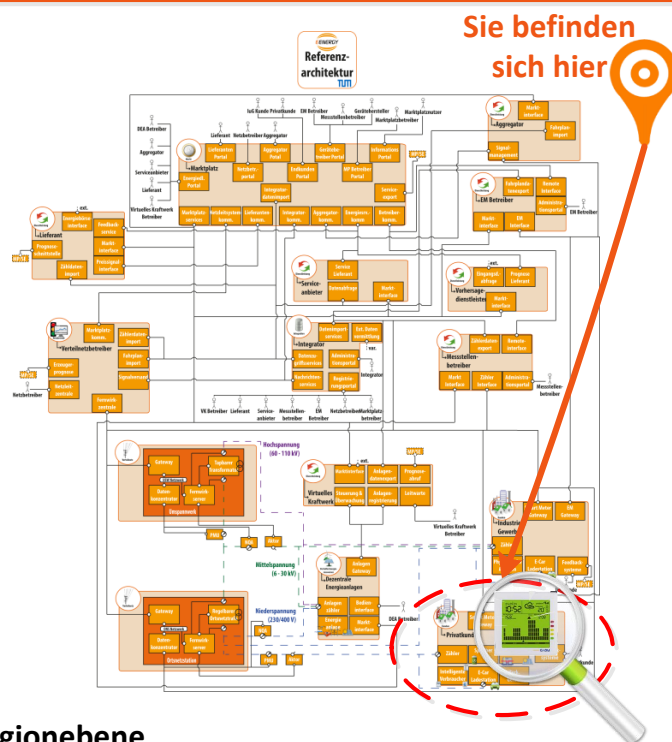
Aufgrund der Praxiserfahrung mit mehreren Tausend Kunden, ist genauso wie im Zwischenbericht geschildert, davon auszugehen, dass die Konzeption sowohl einsatztauglich, skalierbar und sicher funktioniert. Ein Problem könnte eventuell noch dabei entstehen, wenn Zählerdaten in großem Umfang über das öffentliche Internet verschickt werden. Hier können keine Leistungsgarantien abgegeben werden, was die Skalierbarkeit negativ beeinträchtigen würde. Die übertragenen Datenmengen sollten aus unserer Einschätzung heraus keinen Bandbreitenprobleme bereiten.



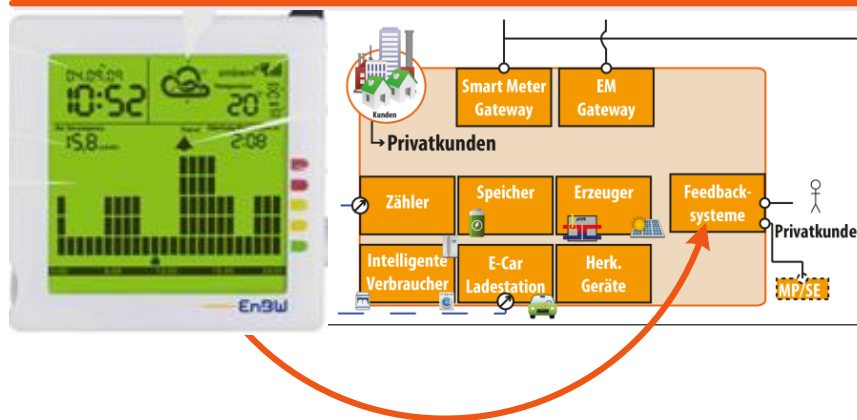
EnBW Stromampel

K	EnBW Stromampel
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionebene

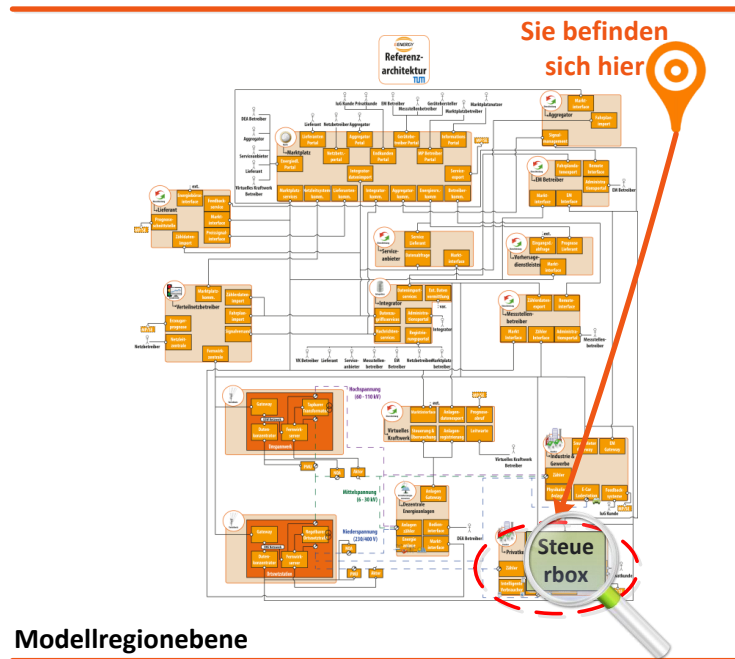


	Allgemeine Beschreibung
	<p>Die Stromampel ist ein Display, das dem Kunden bereits um 18:00 Uhr den dreistufigen Fahrplan des folgenden Tages vermittelt. Dieser wird in Form eines Balkendiagramms dargestellt, wie auf nebenstehender Abbildung zu erkennen ist. Je nachdem, welcher Tarif aktuell herrscht, färbt sich die Stromampel rot (Tarif Normalstrom), gelb (Tarif Sparstrom) oder grün (Tarif Superstrom). Zusätzlich werden Preistrends im Vorhinein und das aktuelle Wetter angezeigt. Die Stromampel ist vor allem für die Optimierung manueller Tätigkeiten wie Fernsehen, Kochen oder Bügeln gedacht, die nicht steuerfähige Verbraucher beinhaltet. Auf diesem Weg soll ein Bewusstsein der Kunden für Strompreise geschaffen und ein Umdenken im Stromverbrauch geschaffen werden. Die Stromampel wurde aus dem Vorprojekt „Preissignale an der Steckdose“ übernommen. Sie ist per Funk mit einem EnBW ACS Server verbunden und erhält von dort ein Pagersignal. Sie wird an alle MeRegio Kunden verteilt. Die Ampel reagiert auf Preissignale.</p>
	<p>Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i></p>
	<p>Die Stromampel ist ein geeignetes Mittel, nicht technik-affinen Kunden ein preisbewussteres Bewusstsein zu vermitteln. Die Anreizmaßnahmen sind nach Berichten von MeRegio erfolgreich. Das Konzept der Stromampel ist aus unserer Sicht prinzipiell übertragbar, Skalierbarkeits- oder Sicherheitsaspekte sind für dieses rein passive System nicht vorrangig gegeben.</p> <p>Leider kam es innerhalb von MeRegio immer wieder zu Ausfällen der Stromampel. Das kann an der Entscheidung liegen, dass ein Pagersignal zur Anbindung benutzt wurde.</p>

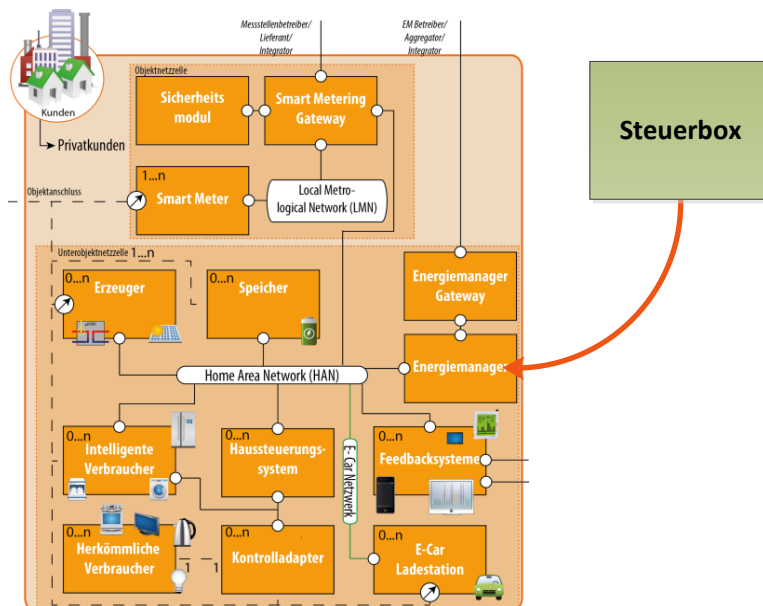


MeRegio Steuerbox

K	MeRegio Steuerbox
	Referenzabbildung

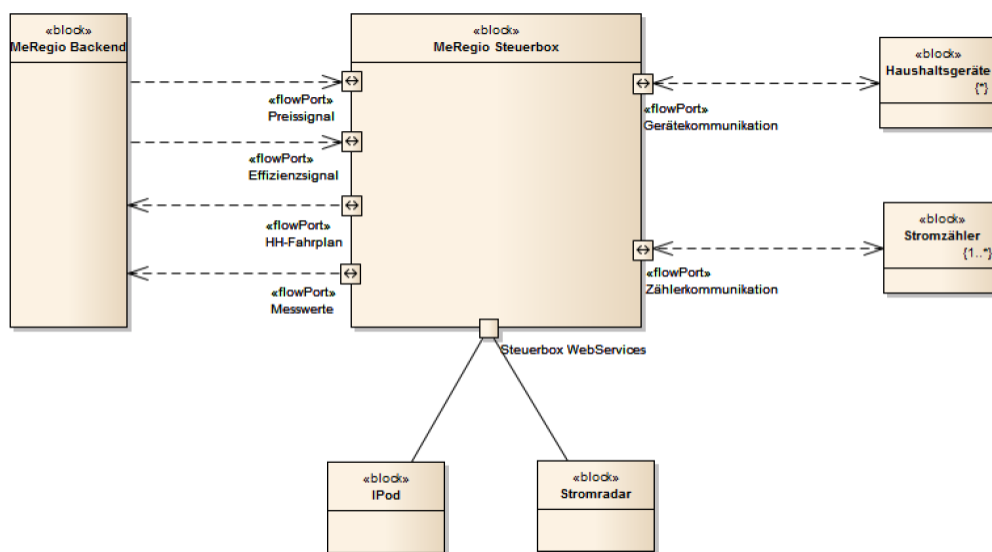


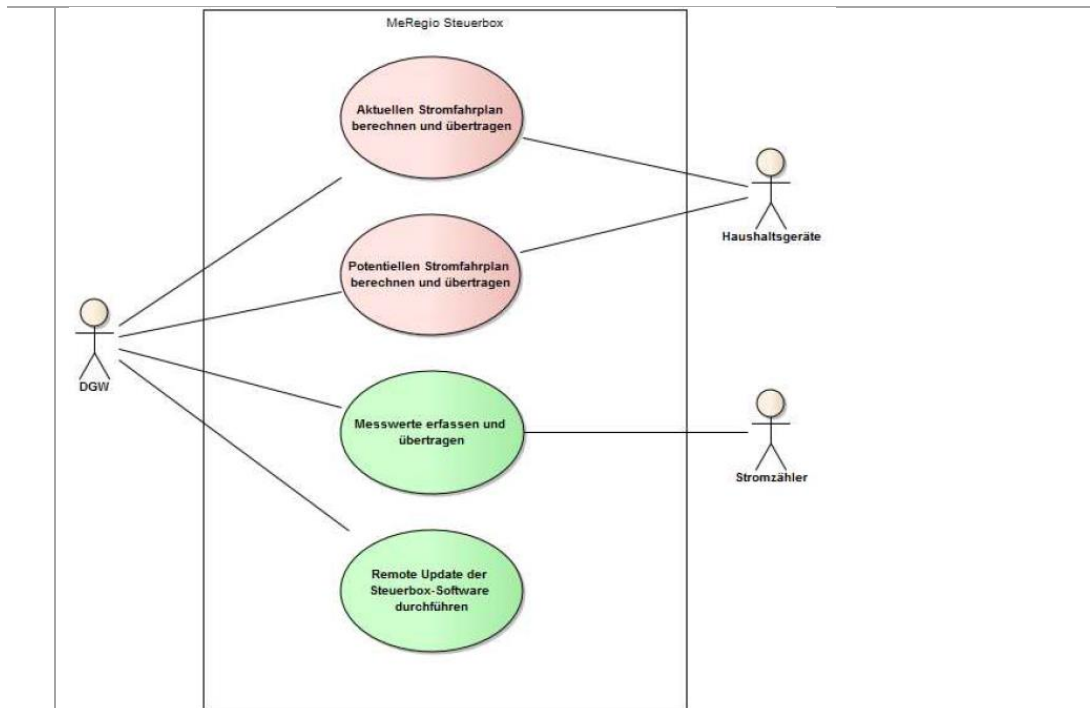
Modellregionenebene



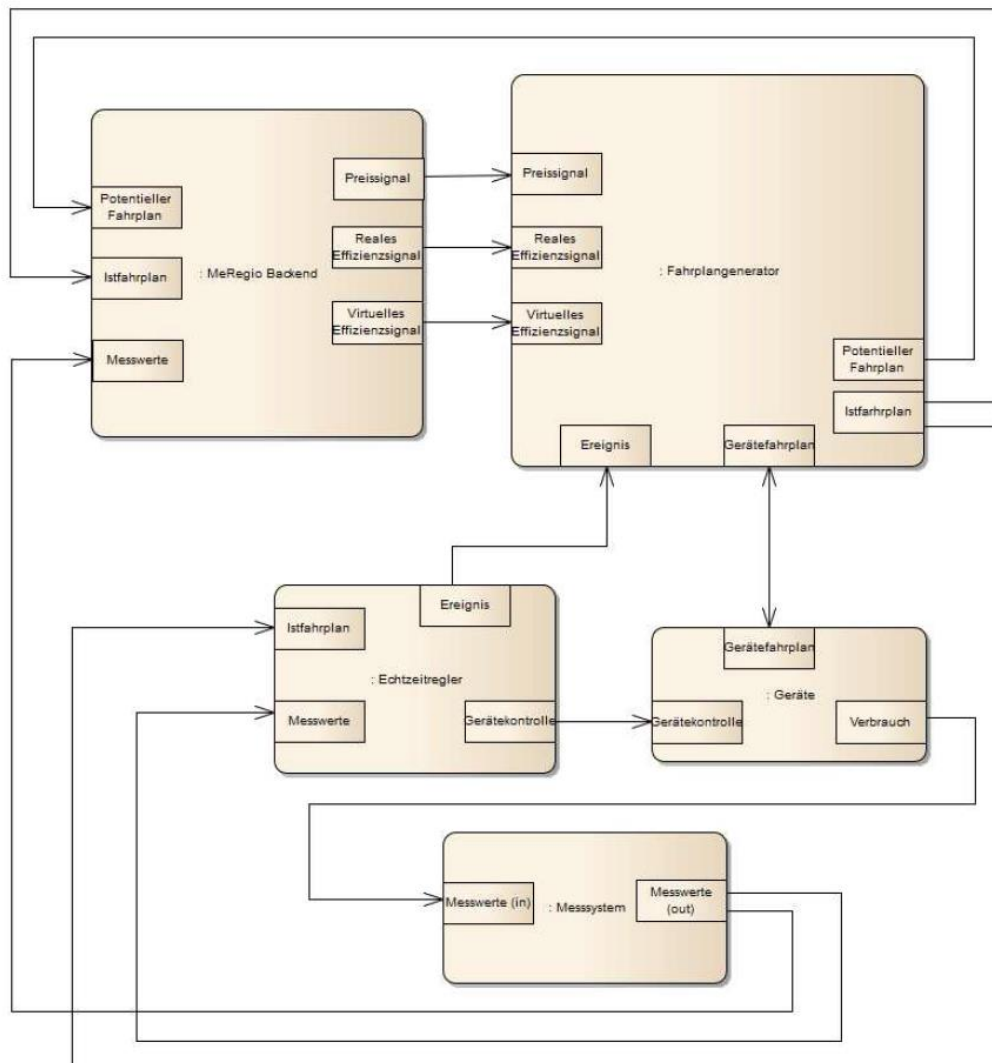
Allgemeine Beschreibung

Aufgabe der Steuerbox ist es, zentrale Funktionen des Smart Home und Energiemanagement zu ermöglichen und auf Preis- und Effizienzsignale zu reagieren. Die Steuerbox versucht durch Einsatz eines lokalen Optimierungsalgorithmus die einzelnen Verbraucher oder Erzeuger geeignet anzusteuern und deren Effizienz lokal zu steigern. Hierzu verfügt die Steuerbox über Schnittstellen nach innen (Haushaltsgeräte, Stromzähler, Stromradar, iPod) und nach außen (MeRegio Backend).





Das Messsystem erfasst Messwerte von Zählern und Geräten und stellt diese für die interne Verarbeitung bereit. Außerdem leitet das Messsystem die Messwerte an das Backend weiter, die dieses für seine Aufgaben benötigt. Die Software für das Messsystem von MeRegio beruht auf dem Messsystem im Kommunikationsmodul des ISZ, wurde aber im Rahmen von MeRegio um Treiber zur Erfassung der Daten von weiteren Zählern und Geräten erweitert. Bei den Messdaten wird unterschieden zwischen solchen, die in regelmäßigen Intervallen ans Backend übertragen werden (in MeRegio sind dies 5 Minuten) und solchen, die in höherer Frequenz (typischerweise 1 sec) erfasst und nur lokal verwendet werden. Alle Messdaten werden in einer lokalen Datenbank abgespeichert, wobei die Sekundendaten für 48 Stunden vorgehalten werden, die an das Backend übertragenen Daten für mindestens 90 Tage.



Wichtig für das Verständnis der Steuerbox sind einerseits die verschiedenen Signaltypen, andererseits der lokale Optimierungsansatz.

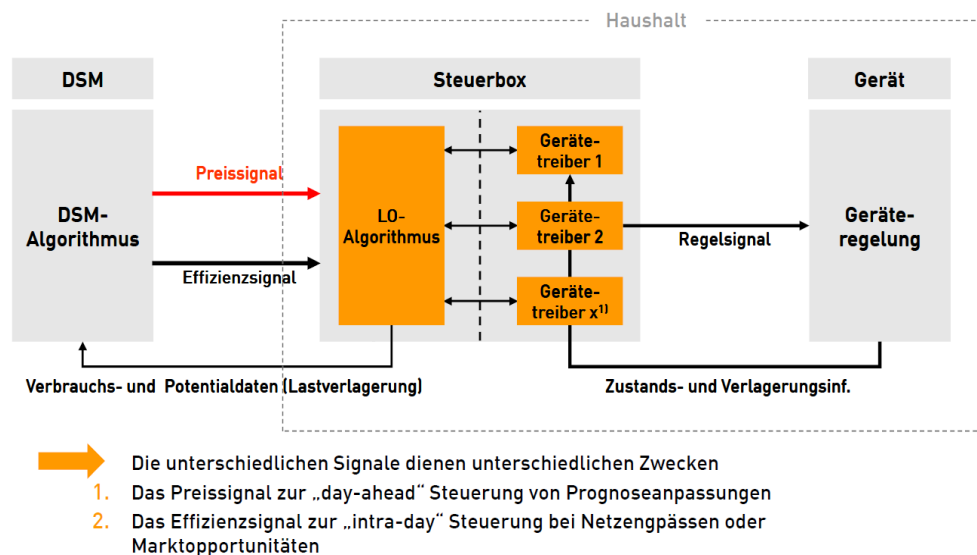
Das Preissignal wird einen Tag im Voraus bis spätestens 18 Uhr ebenfalls an die Steuerbox versendet und gibt den Day ahead Tarif des nächsten Tages an. Das Effizienzsignal wird für Intraday Anfragen zu möglichen Lastverschiebungen oder Fahrplananpassungen benutzt z.B. in Folge eines drohenden Netzengpasses.

Preissignal	Reales Effizienzsignal (Priossilal = 0)	Virtuelles und reales Effizienzsignal (Priossilal > 0)
<ul style="list-style-type: none"> > Das Backend sendet täglich zwischen 13:00 und 16:00 Uhr das Strompreissignal für den kommenden Tag > Sobald die Steuerbox das neue Preissignal erhält, wird eine neue Optimierung angestoßen 	<ul style="list-style-type: none"> > Beim Prioritätensignal = 0 handelt es sich um einen Notfall, bei dem alle Zählpunkte umgehend ein entsprechendes Effizienzsignal zur Korrektur erhalten müssen 	<ul style="list-style-type: none"> > Beim Prioritätensignal > 0 wurde für die nähere Zukunft (1..4 Stunden) ein Engpass der Energiemenge prognostiziert, der durch die gezielte Auswahl an Zählpunkten und die Optimierung von Effizienzsignalen korrigiert werden soll
<p>Antwort Ist-Fahrplan</p>	<p>Antwort Ist-Fahrplan</p>	<p>Antwort Ist-Fahrplan & Differenzkanfahrpläne</p>

Unter die angesteuerten Geräte fallen, wie in obiger Grafik zu sehen ist, verschiedene Typen von Geräten, die an die Steuerbox mittels RS232, RS485 oder USB angeschlossen werden können. Momentan wird die Ansteuerung der Anlagen über eigene Gerätetreiber bewerkstelligt, in Zukunft sollen aber auch einzelne Geräte exemplarisch über den EEBus angebunden werden.

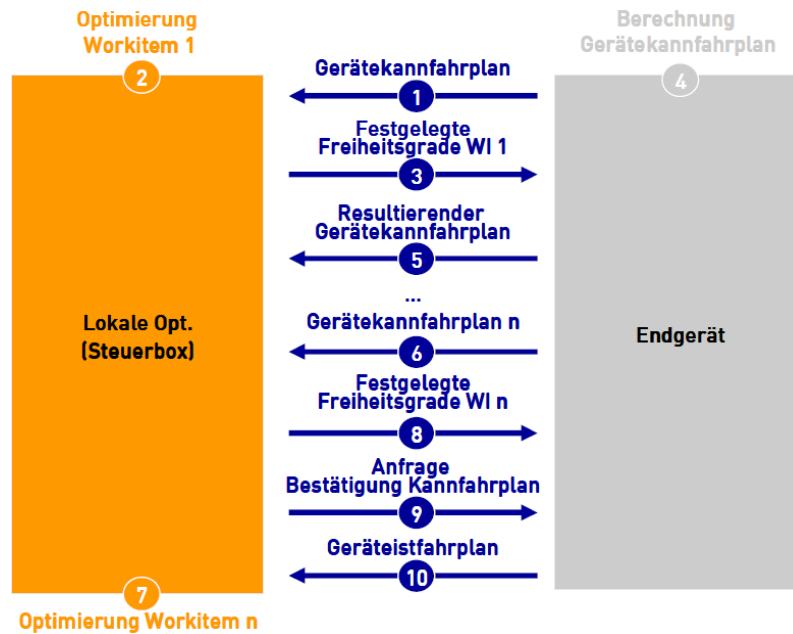
Geräte können auch über Smart Home Systeme wie das ebenfalls im Test eingesetzte „Joonior“ von Diehl Ako gesteuert werden. In diesem Szenario werden Smart Plugs eingesetzt, die von der Steuerbox gezielt angesteuert werden.

Kunden können über iPod den spätesten Endzeitpunkt, also die Frist, angeben, in der das Gerät die Tätigkeit beendet haben muss. Das jeweilige Gerät wird insoweit von der Steuerbox optimiert, als dass es zum günstigsten Zeitpunkt gestartet wird.



Die lokale Optimierung übermittelt auch Verbrauchs- und Potentialdaten an den Demand Side Manager, dieser kann diese Informationen nutzen, um damit zu

handeln oder das Potential dem Netz zur Verfügung zu stellen. In unten stehender Abbildung ist das allgemeine Prinzip der lokalen Optimierung abgebildet.



Falls Speichersysteme im Haushalt vorhanden sind, werden diese in das Konzept miteinbezogen und selbsterzeugter oder besonders günstiger Strom für den späteren Verbrauch oder die Einspeisung in das Netz gespeichert.

Die Steuerbox wird sowohl für B2C als auch für ausgewählte B2B Kunden eingesetzt. Hier wird die Ansteuerung größerer Anlagen umgesetzt und deren lokale Optimierung nach ähnlichen Prinzipien wie im B2C Bereich umgesetzt.

Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen

Vor allem das Prinzip der lokalen Optimierung wird durch die Steuerbox in sehr umfangreicher und intelligenter Weise umgesetzt. Das Konzept wirkt sehr durchdacht und die explizite Praxisorientierung anhand von Use Cases, die mittels der Steuerbox umgesetzt werden (u.a. Joonior Geschirrspüler, Liebherr Gefrierschrank, stationäre Batteriesysteme, KWK Anlage) erhärten den Eindruck der Praxistauglichkeit. Im Gesamtkonzept von MeRegio spielt die Steuerbox eine sehr zentrale Rolle, da sie der Kundenwelt durch lokale Optimierung Vorteile schafft und die erkannten Flexibilitäten handelbar macht. Datensicherheit wird durch SSL Verschlüsselung und Zertifikate angestrebt, ein Sicherheitskonzept wurde erstellt.

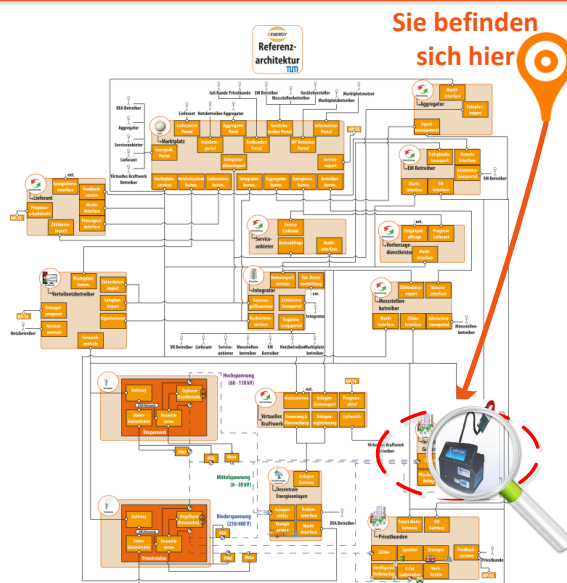
MeRegio berichtete, dass oftmals Verbindungsprobleme zwischen Steuerbox und iCockpit aufgetreten sind. Nach dem Start des MeRegio iCockpit versucht die Applikation per UPnP die Steuerbox im Netzwerk des Kunden auszumachen. Da die Netzwerkumgebungen von Kunde zu Kunde sehr unterschiedlich sind, wurde die Suchlogik sukzessive ausgebaut und verbessert. Diese Beobachtung deutet darauf hin, dass gerade bei Geräten im Bereich des Kunden die Voraussetzungen verschiedener Kunden noch genauer untersucht werden müssen.



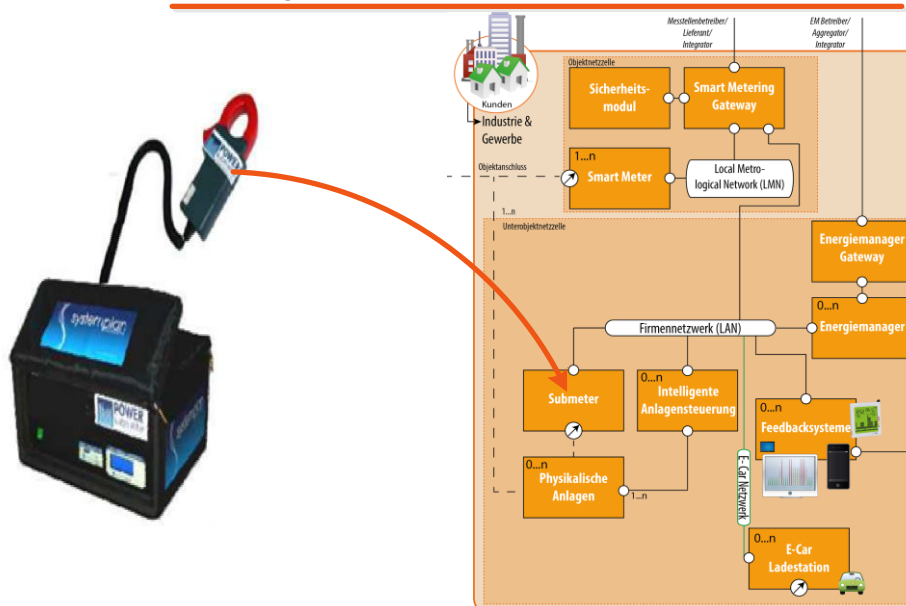
Systemplan Powersubmeter

K	Systemplan Powersubmeter
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionebene



Allgemeine Beschreibung	
	<p>Der Powersubmeter ist ein mobiles Messgerät, das auch durch seine 19“ Bauweise einfach in einen bestehenden Schrank stationär eingebaut werden kann. Ein weiterer Vorteil ist die Anbindung des Messgeräts in das Firmennetz zur Visualisierung der Messwerte vor Ort. Er hat die Möglichkeit mehrere Messungen unterschiedlicher Art durchzuführen, abzuspeichern auszuwerten und zu versenden.⁵⁵ Das System ist für den temporären wie auch dauerhaften Messeinsatz geeignet und bietet die Möglichkeit mittels unterschiedlichster Sensorik mehrere Parameter wie z.B. Leistung, Temperatur oder Durchfluss gleichzeitig hochauflösend zu erfassen. Der PowerSubmeter kann mit der passenden Sensorik einfach per Plug&Play, und ohne Stillstände und Werkzeug in Betrieb genommen werden.</p> <div style="display: flex; align-items: center;">  <div style="margin-left: 20px;"> <p>Spezifikationen Power Submeter®</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Stromzangen ■ Display mit Echtzeitanzeige ■ 19“ Rack Einbaumöglichkeit ■ Datenspeicherung auf SD-Karte ■ 32 Stück 4-20mA Analogeingänge ■ 32 Stück Digitaleingänge ■ RS 232 Schnittstelle / USB Schnittstelle ■ Ethernet Anschluss ■ Online und offline Messung </div> </div>
Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen	
	<p>Der Powersubmeter wird zu Beratungszwecken eingesetzt als auch zur Prozessüberanalyse. Seine Aufgabe ist es, industriellen Kunden ihr Verbrauchsverhalten aufzuzeigen und gegebenenfalls zu optimieren. Dies stellt einen interessanten Schritt in Richtung Energieeffizienz dar, da der Powersubmeter die oftmals sehr komplexen Vorgänge innerhalb von industriellen Fertigungsprozessen im Hinblick auf Stromverbrauch sichtbar macht. Dadurch können Kunden ihre Prozesse besser verstehen und die oftmals verborgenen</p>

⁵⁵ Nach MeRegio Konsortialbericht 2010, Seite 35

„Stromschlucker“ in den Fokus nehmen. Das System liefert einen wichtigen Beitrag für das Thema der Energieeffizienz im industriellen Umfeld.

MeRegio berichtete von einem Erfolg des Konzepts. Durch die Betreuung der Messungen mit dem PowerSubmeter und die regelmäßige Energieberatung der B2B Kunden und der öffentlichen Einrichtungen fand ein kontinuierlicher Erfahrungsaustausch statt. Die Möglichkeit der Reduzierung der Stromkosten durch unterschiedliche Preissignale und die entsprechende Verschiebung der Lasten (Stromverbrauch) wurde sehr positiv aufgenommen.

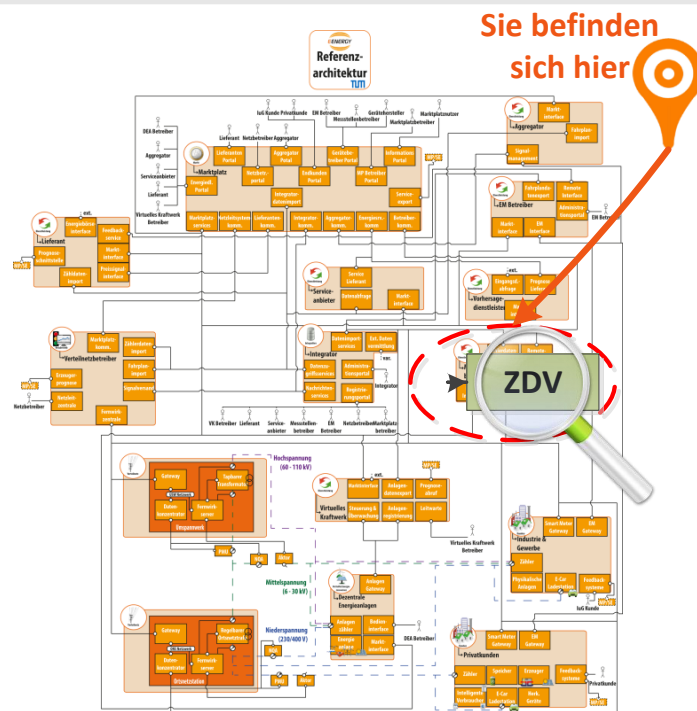
Da der industrielle Sektor auch in Zukunft für das Energiesystem von Interesse sein wird, ist davon auszugehen, dass Konzepte wie das Powersubmeter und eine angeschlossene Beratung Konjunktur haben könnten.



Intelligente Stromzähler Online/ZDV

K	Intelligente Stromzähler Online/ZDV
	Referenzabbildung

Referenzebene

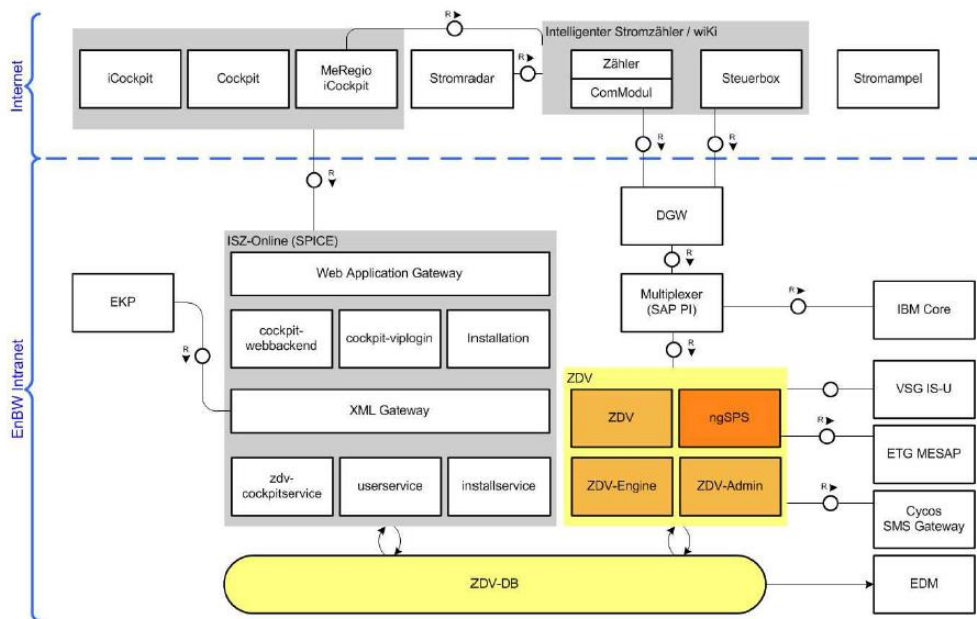


Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung

Die Aufbereitung der Daten für die (i)Cockpit-Darstellung findet in internen Services der ZDV-Plattform statt. Über die Cockpits haben die Kunden die Möglichkeit die bei Ihnen angeschlossenen Geräte und den Gesamtverbrauch (sowie bei Erzeugern die Erzeugungsleistung) anzuzeigen und die optimierte Steuerung von Geräten zu bedienen. Des Weiteren werden die aktuellen sowie historischen Preissignale und die relevanten gepreisten Verbrauchsdaten angezeigt.⁵⁶



Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen

Das System wurde aus unserer Sicht dazu entwickelt, um Daten verschiedener Art im Bereich der EnBW zu koordinieren und zu speichern, vor allen Dingen Zählerdaten als auch Preissignale. Das Mapping dieser Daten auf unterschiedliche Schnittstellen durch den Multiplexer ist als eine Art Adapter der bestehenden EnBW Infrastruktur zu sehen und wurde als Absicherung der bestehenden Systeme implementiert. Daher bewerten wir große Teile dieses Systemteils als unerheblich für die gesamte Wirkung für E-Energy – sie sind jedoch für die

⁵⁶ MeRegio Abschlussbericht, S. 9

<p>Durchführung der Feldversuche innerhalb von MeRegio erforderlich. Teilweise erfüllt das System Aufgaben des MSB, teilweise des Lieferanten.</p>
--



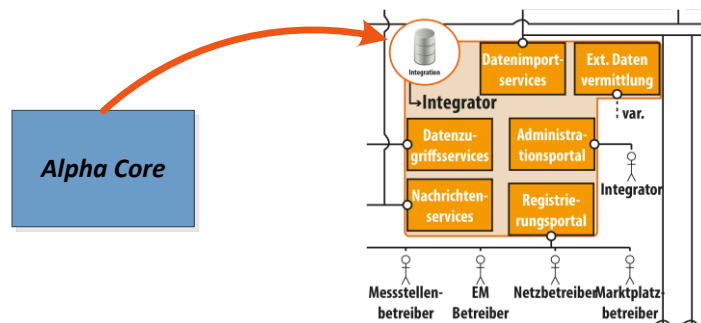
IBM αCore/Core Plattform

K	IBM αCore/Core Plattform
	Referenzabbildung

Referenzebene

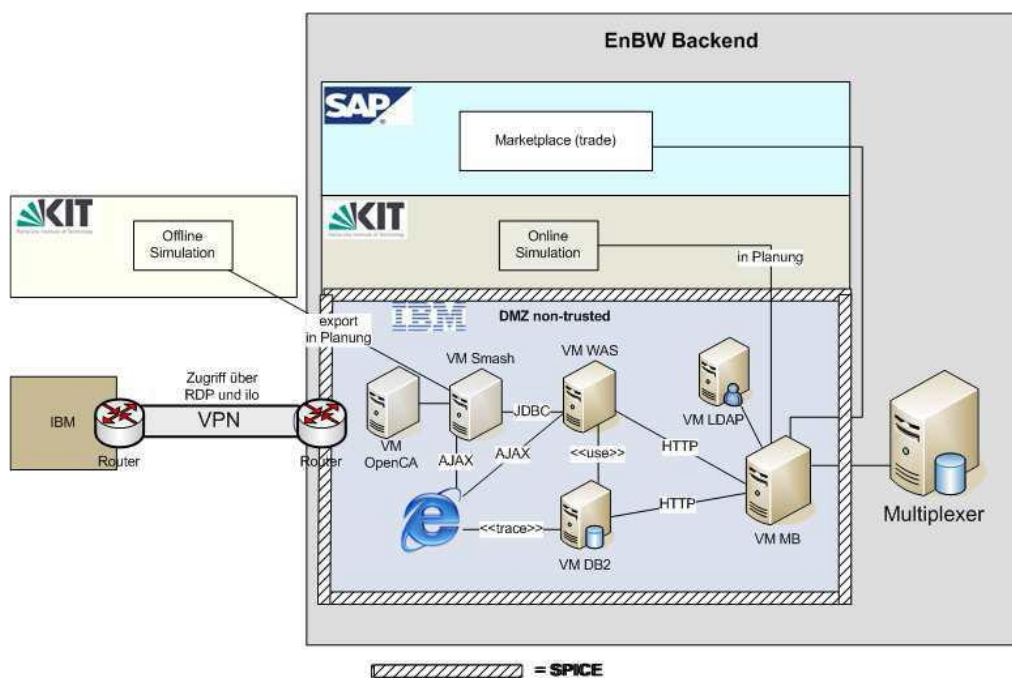


Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung

IBM α Core, ein Name der als neutrale Bezeichnung ohne spezielle Produktbeziehung gewählt wurde, ist innerhalb des MeRegio Konzepts die Austauschplattform zwischen verschiedenen Systemen. In α Core werden Zählerdaten verschiedener Quellen verwaltet, um diese in passender Form (z.B. als Aggregation) anderen Systemen zur Verfügung zu stellen. Die Zählerdaten werden ebenfalls dazu benutzt, um Signale für andere Systeme anzureichern und nutzbar zu machen. Core verwaltet nicht nur Zählerdaten sondern auch Fahrplandaten.



Datenzugriffsschutz, Authentifizierung und Autorisierung sind wichtige Aspekte, die Core lösen soll. Core verhindert, dass personenbezogene Daten an unberechtigte Systeme weitergegeben werden (Authentifizierungskonzept). Durch die Kontrolle von Core wird überwacht und protokolliert, welche Daten an welches System und in welcher Form weitergegeben werden. Core kommuniziert über CIM konforme Nachricht mit seiner Umwelt und hat als explizites Designziel seine einfache Erweiterbarkeit. Außerdem ist Core in der Engpassbehebung für die Anreicherung des Prioritätssignals eingebunden und nimmt Daten des Powersubmeters entgegen.

Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen

Für MeRegio bietet die IBM Core Plattform liefert Systemansatz, eine IT-Architektur mit IT-Entwicklungsmethodik und eine im Pilotbetrieb produktivbetriebene Daten- und Serviceplattform. Dahinter stehen neue Konzepte sowie Software-Services für eine zukünftige Energiewirtschaft, bei denen Netzbetreiber, Demand Side Manager, dezentrale Energieanlagenbetreiber, Endverbraucher aber auch Geräte wie Energiespeicher (Kühllasten, Fernwärmeanlagen, Plug-in-Hybrids) miteinander kommunizieren.

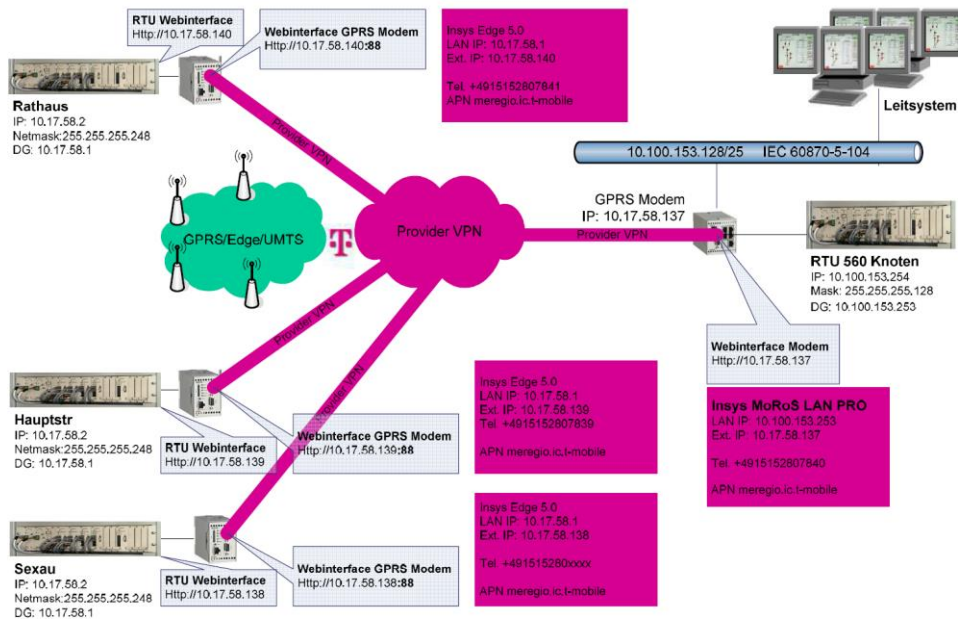
Die Core Plattform hat sich der Lösung vieler Probleme, die in Smart Grid Realisierung auftreten, gewidmet. Daten müssen gesichert, passend aufbereitet und in unbedenklicher Form an andere Systeme weitergegeben werden. Da dieser Mechanismus entscheidend für fast alle beteiligten Systeme ist, kommt der Plattform eine zentrale und verantwortungsvolle Rolle zu. Durch eine einheitliche Schnittstelle mit CIM orientierten Nachrichten ist die Plattform in viele andere Systeme integrierbar. Da das System gleichzeitig aber auch Zugriffspunkt für umfangreiche Datenmengen ist, sind Skalierungsfragen ein entscheidender Faktor in zukünftigen Entwicklungen. Da in Core auf alle Daten gesammelt zugegriffen werden kann, sind hohe Sicherheitsbemühungen erforderlich. MeRegio betrachtet nach eigener Aussage die Punkte Vertraulichkeit, Datenschutz, Nutzungsfestlegung/Reichweite, Authentizität/Nicht-Abstreitbarkeit und Integrität/Verfügbarkeit/Revisionssicherheit. Hierbei wurden insbesondere datenschutzrechtliche Aspekte beleuchtet und in einem Vergleich mit rechtlichen Rahmenbedingungen als bereits sehr fortgeschritten bewertet. Aus unserer Sicht sind die Entwicklungen innerhalb von Core ein plausibler und gut durchdachter Schritt, die Grundproblematik des Datenzugriffs, der Datenstandardisierung und der allgemeinen Integration von Systemen anzugehen.



ABB Netzleitsystem/Network Manager/Netzführungssystem

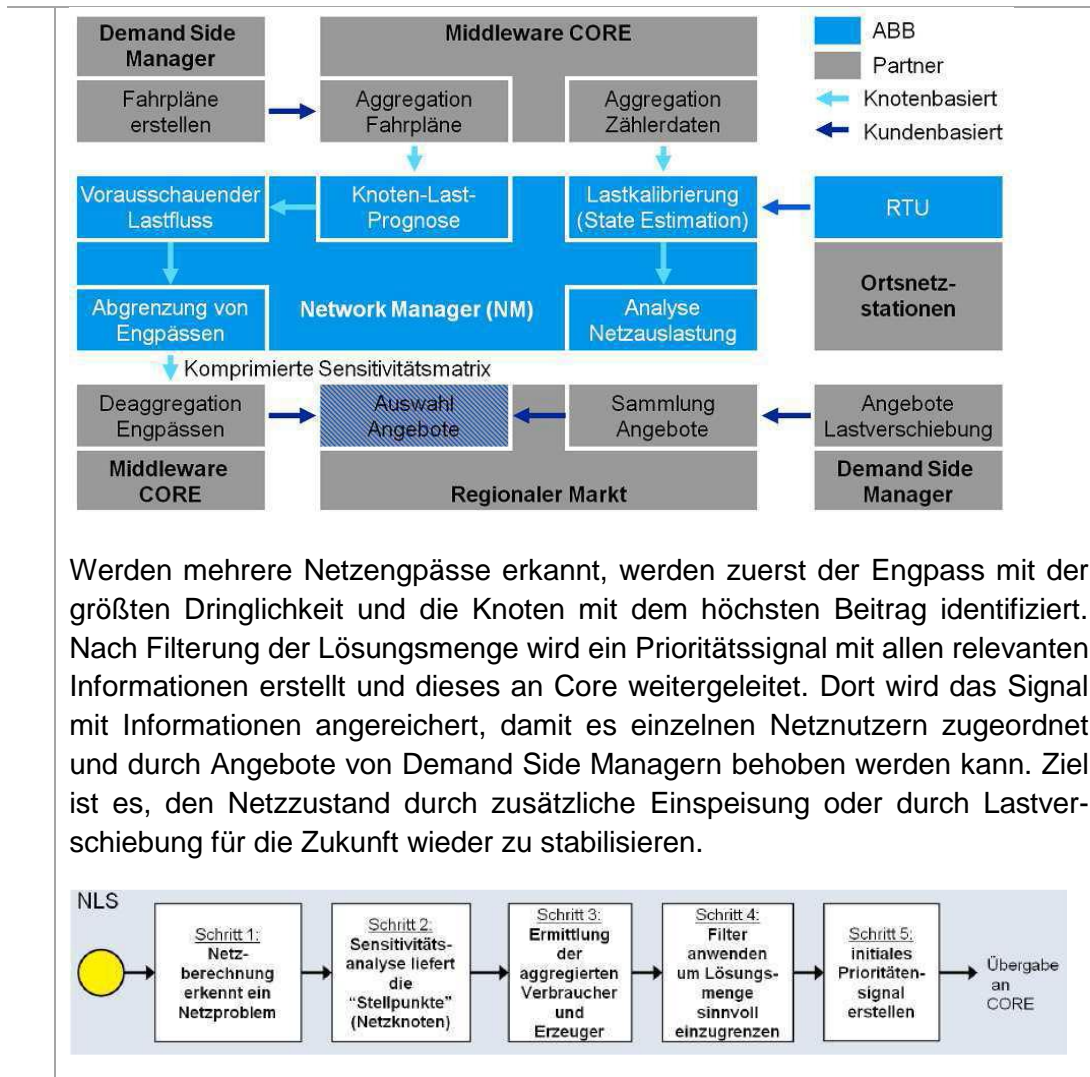
K	ABB Netzleitsystem/Network Manager/Netzführungssystem
	Referenzabbildung
	Allgemeine Beschreibung
	<p>Aufgabe des Netzleitsystems, das heute in Hoheit der Verteilnetzbetreiber liegt, ist es, das Verteilnetz zu beobachten, zu analysieren und frühzeitig Netzengpässe zu prognostizieren und Gegenmaßnahmen einzuleiten. Grundlage hierfür ist eine breitgestreute messtechnische Infrastruktur, die netzprognoserelevante Parameter erfasst, die für die Analyse benötigt werden. Hierzu zählen auch die in Ortsnetzstationen installierten Fernwirkunterstationen⁵⁷ RTU560, die per GPRS angebunden sind.</p>

⁵⁷ Die Aufgabe der Fernwirktechnik besteht darin, die Netzinformationen zwischen den Schaltanlagen und einer Netzleitstelle zu übertragen. Bei den Fernwirkanlagen spricht man dabei je nach Standort von einer *Fernwirkunterstation*, d. h. die Fernwirkanlage befindet sich im Anlagengebäude vor Ort, meist in einem Umspannwerk, oder von einer Fernwirkzentrale, wenn sie sich in einer räumlich entfernten, zentralen Leitstelle befindet. (nach Wikipedia:Netzleittechnik)

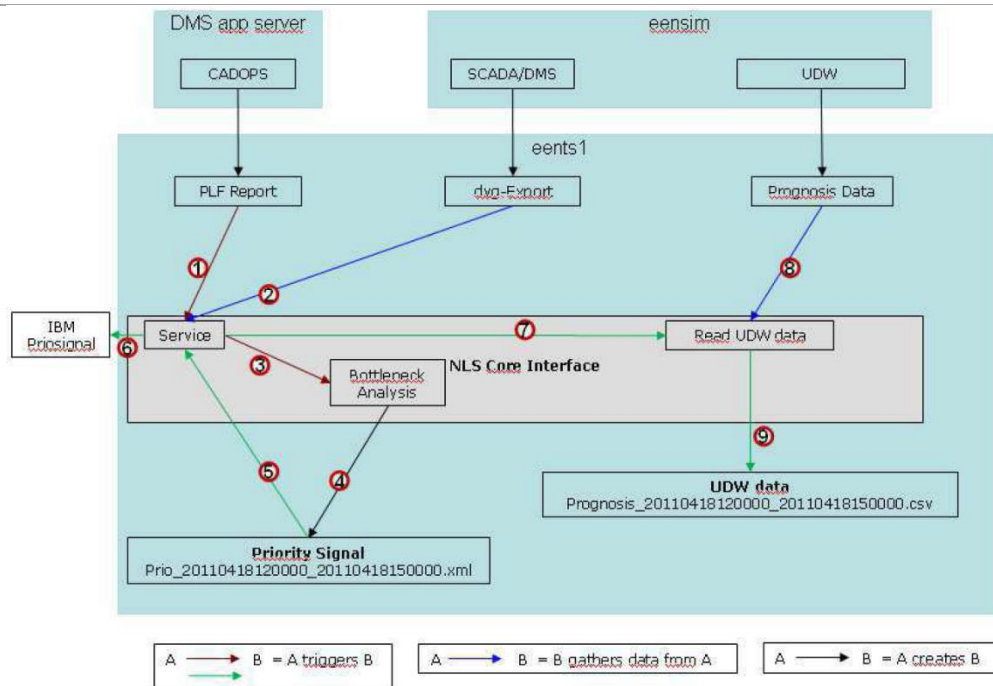


Aufgrund der Datenwerte aus unterschiedlichen Messpunkten muss aufgrund von vergangenen und aktuellen Messungen der zukünftige Netzzustand geschätzt werden. Hierzu fließen auch Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen mit ein. Für jeden Netzknoten muss dabei eine Knotenlastprognose erstellt werden. Wird dabei analysiert, dass ein Netzengpass droht, so muss das Netzleitsystem durch eine Sensitivitätsanalyse betroffene Netzknoten identifizieren und auf betroffene Verbraucher und Erzeuger eingrenzen. Zusätzlich wird deren Beitrag zum Netzengpass analysiert.





Werden mehrere Netzengpässe erkannt, werden zuerst der Engpass mit der größten Dringlichkeit und die Knoten mit dem höchsten Beitrag identifiziert. Nach Filterung der Lösungsmenge wird ein Prioritätssignal mit allen relevanten Informationen erstellt und dieses an Core weitergeleitet. Dort wird das Signal mit Informationen angereichert, damit es einzelnen Netznutzern zugeordnet und durch Angebote von Demand Side Managern behoben werden kann. Ziel ist es, den Netzzustand durch zusätzliche Einspeisung oder durch Lastverschiebung für die Zukunft wieder zu stabilisieren.



NLS CORE Interface ist die Schnittstelle zwischen IBM CORE Plattform und den verbundenen Network Manager SCADA / UDW Systemen. CORE erhält Daten von Intelligenten Zähler, bereitet die Daten auf, packt die Daten im CIM (Common Information Model) Format und sendet diese über Web Service zum NLS CORE Interface. Um die Daten in das Netzleitsystem Network Manager zu transportieren, nutzt das NLS CORE Interface die Schnittstelle DCI. Das Abfragen der Zählerdaten erfolgt periodisch und ohne Bediener-Interaktion. Bei einem Netzengpass wird der Prioritätensignal Service aktiv und startet das Berechnungsprogramm des Prioritätensignals „Bottleneck Analyse“ (siehe Bericht 343). Das dort erzeugte Initiale Prioritätensignal wird von dem NLS CORE Interface erkannt und über den Webservice an die IBM CORE Plattform gesendet.⁵⁸

Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen

Das Netzleitsystem soll in erster Linie den sicheren Netzbetrieb sicherstellen und die Anzahl von Störfällen minimieren. Damit ist es eine der Instanzen, die unmittelbar die Versorgungssicherheit aktiv erhalten. Der Verteilnetzbetreiber muss dazu Prognosen erstellen und mögliche Netzengpässe erkennen.

⁵⁸ MeRegio Konsortialbericht 2011, S. 96

Insofern kommt den Analysen des Netzleitsystems eine besondere Verantwortung zu. Liefern sie falsche Prognosen, werden entweder unnötige/sogar zustandsverschlechternde Maßnahmen eingeleitet oder es entstehen Netzengpässe ohne dass diese behoben werden können. Daher ist größtmögliche Sorgfalt auf das Design der Prognosealgorithmen und deren Erprobung in der Praxis zu legen. Innerhalb von MeRegio wird das System sowohl real als auch in einer simulierten Umgebung getestet. Dies ist ein sinnvoller Schritt, um das System realen Umgebungen gegenüber zu stellen. Da durch Core sichergestellt wird, dass keine personenbezogenen Daten in Kontakt mit dem Netzleitsystem kommen, sind datenschutzrechtliche Fragestellungen von untergeordneter Wichtigkeit. Die Skalierbarkeit auf große Netze ist immer noch nicht zu endgültig zu bewerten, da keine Informationen zur Laufzeit von einzelnen Netzanalysealgorithmen vorliegen.

Auch in der Anbindung von Feldmesssystemen existierten noch Probleme.

Die Anbindung der RTUs in den RTU560-Knoten bereitete laut MeRegio noch Probleme. Auf Grund von UMTS/GPRS-Empfangsproblemen, stellte sich der Installationsort bei EnBW als nicht sinnvoll heraus. Die Analyse der Protokolle ergab, dass sobald der Bürobetrieb im Gebäude der EnBW begann und das Mobilfunknetz stärker belastet wurde, es zu häufigen Verbindungsproblemen kam. Zur Lösung dieses Problems wurde von der EnBW ein DSL-Anschluss im Rechenzentrum bereitgestellt und von ABB das GPRS-Modem gegen ein DSL-Modem ausgetauscht. Somit konnte der RTU560- Knoten via DSL angebunden werden. Die RTUs in der Ortsnetzstation wurden weiterhin via UMTS/GPRS an die Provider-VPN-Lösung angebunden.

Diese Beobachtung zeigt, dass oftmals eine umfassende Betrachtung nötig ist, um Probleme in der Anbindung neuer Geräte zu verhindern und dass Fehlerursachen oftmals nicht trivial zu finden sind.



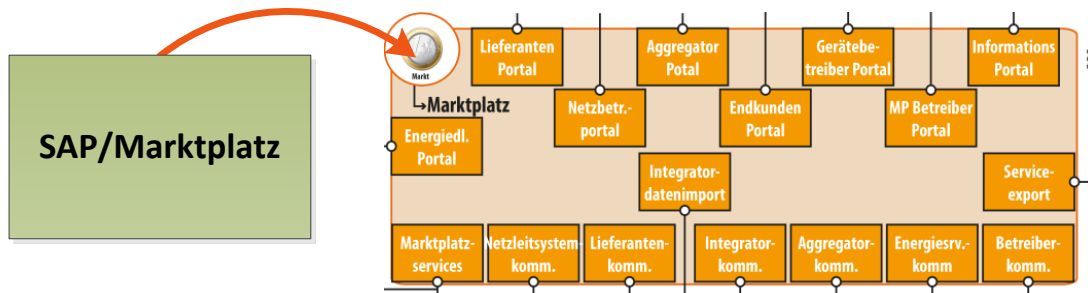
SAP Marktplatz

K	SAP Marktplatz/Energiemarktplatz
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung

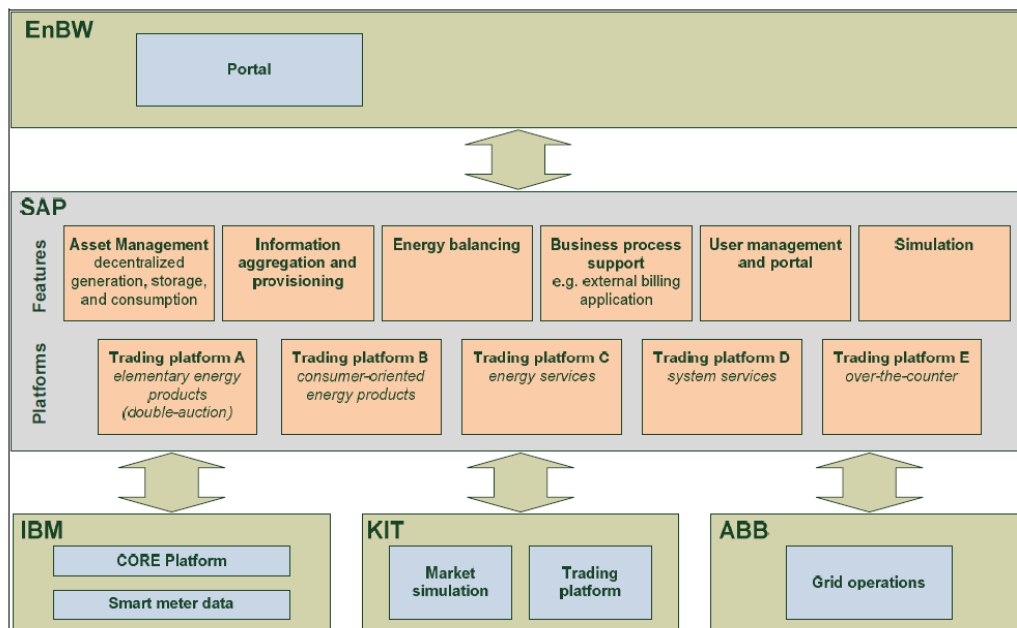
Im Zwischenbericht 2010 wurde ein Modell zur Bilanzierung und Abrechnung von Regelenergie in Smart Grids vorgestellt. Dieses Modell kann als Grundlage dienen für die marktgerechte Integration dezentraler Einspeisung. Mit marginalen Anpassungen der etablierten Geschäftspraktiken (Regelenergiemarkt, Bilanzkreise) werden flexible Handelsmechanismen ermöglicht. Insbesondere eine direkte Beteiligung der dezentralen Kleinerzeuger am Energiemarkt und wettbewerbsfördernde Lieferantenwechsel für Endverbraucher können bei zunehmenden Energie-Preisschwankungen

Der SAP Marktplatz ermöglicht zukünftig den Handel von Energie und Energiedienstleistungen auf Ebene der Verteilnetze mit kleinen Verbraucher-, Speicher- und Erzeugungssystemen. Ziel des Marktplatzes ist unter anderem, zukünftig Transparenz bei Handelsgeschäften zu schaffen und die Bedürfnisse der Marktakteure effizient und manipulationssicher zu adressieren. Der Marktplatz ist in 5 Handelsplätze unterteilt, wie in der folgenden Abbildung dargestellt, die verschiedene Marktsegmente adressieren. Zugang zu einem oder mehreren Handelsplätzen erhält ein Anwender nach Registrierung über das Portal. Abhängig von seiner Rolle erhält er Zugang auf die für ihn zugelassenen Handelsplätze. Auf diesen kann er perspektivisch über verschiedene Mechanismen wie Auktionen oder bilateralen Handel, Wirkleistung aber auch verschiedene Mehrwertdienste wie z.B. Blindleistung und andere für den Netzbetrieb unabhängige Mehrwertdienste handeln. Auf dem Marktplatz kommen verschiedene Handelsmechanismen zum Einsatz.

- Der Handel mit elementaren Energieprodukten (Wirkleistung als Stundenkontrakt) wird über einen Auktionsmechanismus abgewickelt, bei dem sich ein Marktpreis über die eingestellten Kauf- und Verkaufsaufträge bildet.
- Da dieser Mechanismus für (private und KMU-) Endkunden zu aufwendig und daher nicht praktikabel ist, wird der Handel auf dem Marktplatz aus Endkundensicht abstrahiert. Der Endkunde teilt seinen Energiebedarf einem Händler (dieser sitzt beispielsweise beim Stromlieferanten) mit, der die Beschaffung durchführt. Durch Bündelung mehrerer Endkunden kann der Händler Risiken besser streuen und erhält durch ein größeres Volumen eine bessere Verhandlungsposition.
- Bei der Vermittlung von netzorientierten Systemdienstleistungen erfüllt der Marktplatz die Funktion, aus der Menge der verfügbaren Optionen die wirtschaftlich günstigste auszuwählen. Für den Abruf von flexiblen Lasten bedeutet dies, dass die Marktplattform mit den DSMs in Verbindung tritt, von diesen aktuelle Angebote einholt und schließlich eine auf die Anforderung abgestimmte und wirtschaftlich optimale Auswahl trifft.

Bei der Vermittlung und Erbringung von Energiedienstleistungen agiert der Marktplatz als Datendrehscheibe und Anwendungsplattform. Die Kommunikation zwischen B2B-Kunden und Energiedienstleistern kann über den Marktplatz erfolgen, der beispielsweise die Energieberatung durch spezifische Anwendungen unterstützt.

Als Grundlage zur Entwicklung eines solchen Systems wurden Rollen und deren Anforderungen an den Markt identifiziert



Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen

Der Marktplatz erfüllt die Vermittlerrolle innerhalb des MeRegio Konzepts und ist damit für den Unterbau der technischen Realisierung zuständig. Durch ihn wird die Grundlage des technischen Handelns geschaffen, das in anderen Systemen realisiert wird. Der Beitrag des Marktplatzes zum Gesamtkonzept von MeRegio besteht in einer Vielzahl von Funktionen, die teilweise komplexe Geschäfte ermöglichen. Viele der dargestellten Funktionen sind innovativ, da sie bisher in dieser Form nach unserer Kenntnis noch nicht realisiert wurden. Aus unserer Sicht ist die Realisierung dieser Vorstellungen jedoch auch ambitioniert, da sie ein wirklich großes Funktionsspektrum bieten.

Aufgrund eines zunehmend verteilten Charakters der Smart-Grid-Lösungen, aber auch aufgrund der voraussichtlichen Beteiligung der Marktakteure aus verschiedenen Industriebranchen, kommt dem Datenschutz und dem Schutz der Privatsphäre der Energienutzer eine Schlüsselrolle zu. Geeignete technische Ansätze ermöglichen potentiell innovative Arten der Zusammenarbeit der Marktakteure, die sie sonst nicht eingehen würden. Die Wahrung der Datensicherheit und Datenhoheit stellt eine allgemeingültige nichtfunktionale Anforderung an die E-Energy Marktplattform und eine üblicherweise kritische Voraussetzung für eine Zusammenarbeit der involvierten Marktakteure dar. Die Marktakteure vertrauen auf die Betreiber des Marktplatzes bzw. der zugrunde liegenden Marktplattform, sowohl nicht funktionale Anforderungen zu erfüllen als auch jeweils im Kontext der intelligenten Netze der Zukunft relevante Funktionalitäten zu unterstützen.

Von zentraler Bedeutung ist jedoch auch die Benutzbarkeit des Systems, da sehr viele Akteure auf den Marktplatz zugreifen und eine Vielzahl von Möglichkeiten bestehen, den Marktplatz zu nutzen. Diese Möglichkeiten müssen verständlich vermittelt und deren Auswirkungen transparent dargestellt sein. Genauso wichtig ist die Nutzerakzeptanz der Funktionen. Die funktionale Korrektheit spielt eine weitere wichtige Rolle, da die angestrebte Funktionalität in sich komplex erscheint und die Auswirkung von Fehlern, sowohl auf die handelnden Akteure (u.a. sogar monetär) wie auf andere in MeRegio beteiligte Systeme, als enorm einzuschätzen ist. Umfangreiche Tests der implementierten Software mit genau spezifizierten Testfällen sind unbedingt umzusetzen, um spätere, mit großem Risiko verbundene Fehler zu vermeiden. Auch andere Systeme sollten auf Fehlfunktionen des Marktplatzes ausgelegt und somit fehlertolerant sein. Eine Fehlfunktion des Marktplatzes darf keinen direkten Einfluss auf die Stabilität des Gesamtsystems haben.

7.3.4 MOMA

BESCHREIBUNG ZENTRALER SYSTEMKOMPONENTEN

Die Modellregion Moma basiert ihren Ansatz auf einer zellularen Architektur. In folgender Abbildung werden die moma-Komponenten in der zellularen Topologie dargestellt. Diese Komponenten werden im Folgenden analysiert, um die Evaluationsfragen 2,6,8,9 und 10, auf die Modellregion zu adressieren.

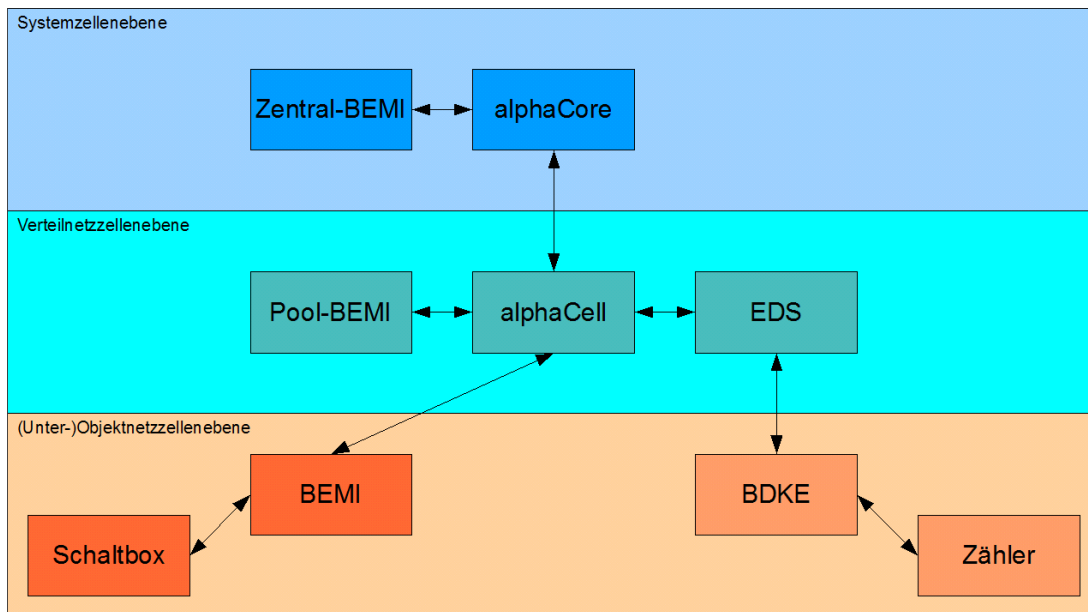


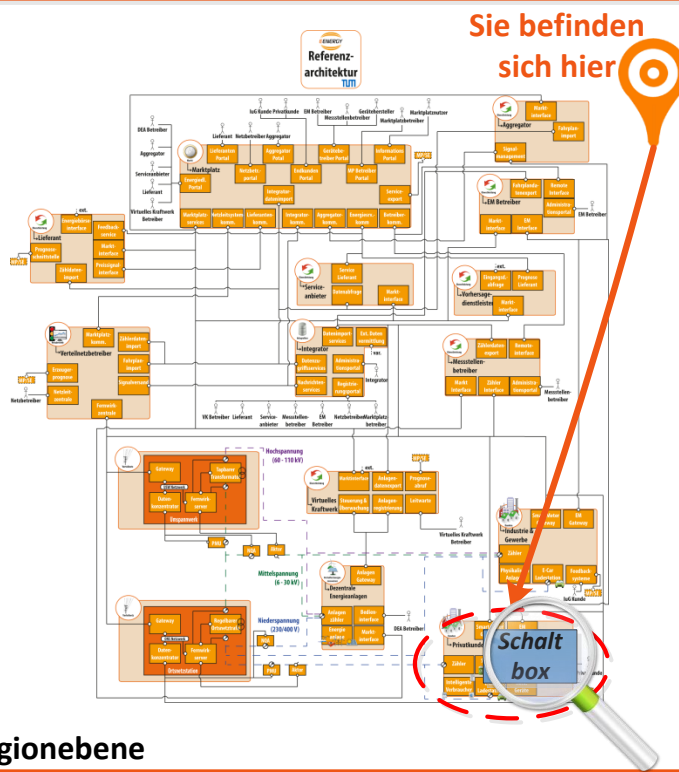
Abbildung 87: Moma-Komponenten in der zellularen Topologie



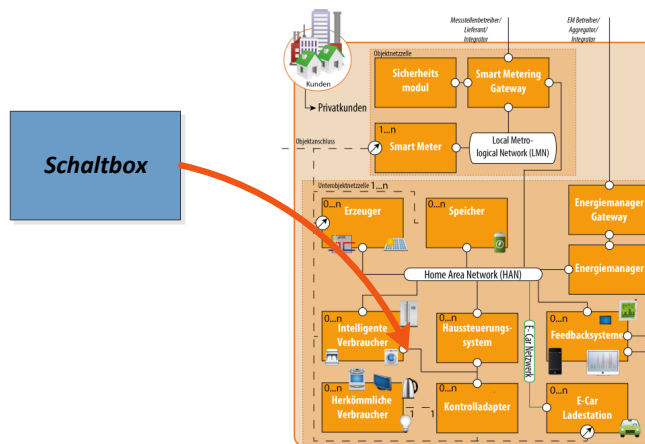
Schaltbox

K	Schaltbox
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionebene



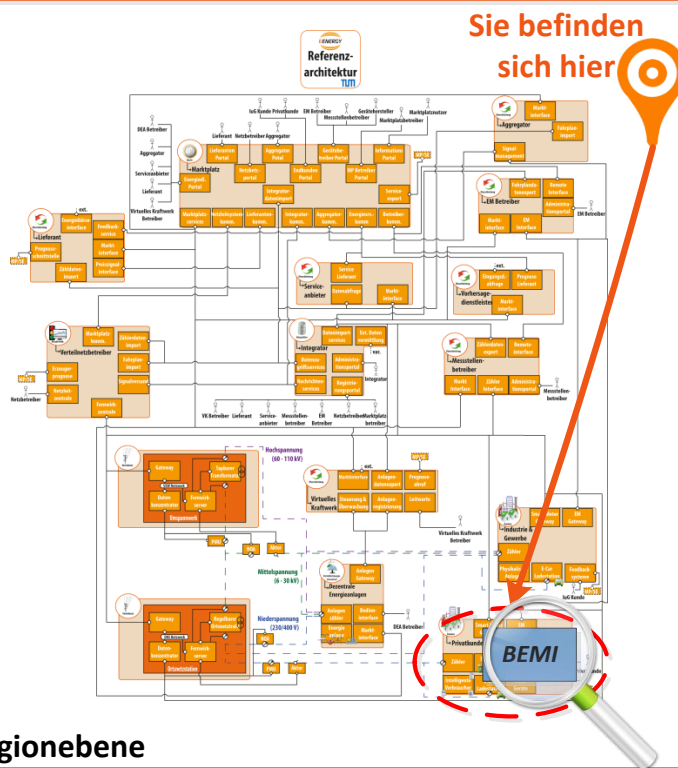
	Allgemeine Beschreibung
	<p>Um die Haushaltsgeräte in den Kundenhaushalten zu steuern, werden spezielle Schaltboxen verwendet. Diese kommunizieren per Funk mit dem Energiebutler. Die Schaltboxen besitzen eine schaltbare Schuko-Steckdose, an der die zu steuernden Geräte direkt angeschlossen werden. Zudem können bis zu zwei Temperatursensoren angeschlossen und überwacht werden, um ein effektives und sicheres Management von Kühl- und Gefriergeräten durchführen zu können.</p>
	<p>Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i></p>
	<p>Für eine detaillierte Beschreibung der Funktionalität dieser Komponente, kann der Leser, die Referenzbeschreibung aufrufen. In Moma wird die Schaltbox dafür benutzt, um die Geräte in intelligenten Endgeräten umzuwandeln, so dass die Steuerbar sind. Die Einschätzung aus IKT Sicht wird bei der Komponentenbeschreibung des Bemis betrachtet, da diese Komponente alleine im Netz keine Funktionalität aufweist. Nur über die Kommunikation mit einem Bemis-Rechner, kann diese Komponente sinnvoll eingesetzt werden</p>



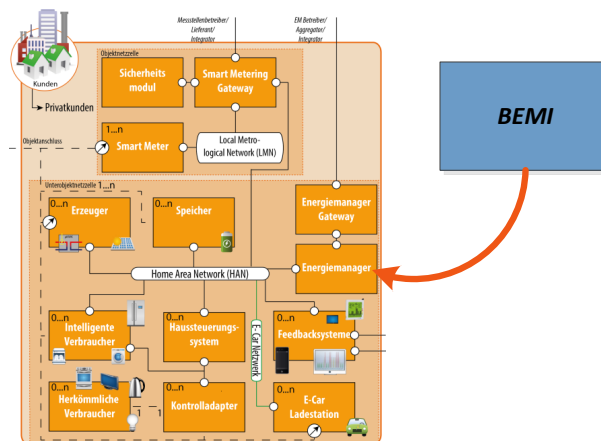
Bemi-Energiebutler-Energiemanager

K	Bemi-Energiebutler-Energiemanager
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung
<p>Wichtiger Bestandteil der moma-Feldtests ist der Energiebutler. Dieser Kleincomputer fungiert als dezentraler Energiemanager beim Kunden. Er empfängt Preissignale über das gesicherte Powerline-Netz (BPL) und steuert über die Funk-Steckdosen die angeschlossenen Haushaltsgeräte. Über ein Webinterface ermöglicht er dem Kunden die Konfiguration des Managements nach seinen Bedürfnissen und stellt Informationen zu Gerätefahrplan, Tarifhöhe- und -verlauf sowie Stromverbrauch dar.</p> <p>Papendorf Software Engineering hat die Hardware des Energiebutlers entwickelt. Zudem wurden die Basis-Softwarekomponenten für das System entwickelt und für den Feldtest angepasst. Dazu gehört eine spezielle Version des Linux-Betriebssystems, die Treiber für die integrierten Schnittstellen (USB, LAN, WLAN, ZigBee-Funk) sowie verschiedene Werkzeuge zur Inbetriebnahme des Gerätes bei der Installation und zur Fernwartung.</p>
Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i>
<p>Es wurde mehrmals im Feldtest bewiesen, dass die Installation dieser Komponente, eine Aufgabe darstellt, die keineswegs unterschätzt werden sollten. Wie auch andere Modellregionen, hat Moma die Erfahrungen mit Installationschwierigkeiten gemacht. Die Installation des Energiebutlers erfolgte durch speziell geschulte Elektroinstallateure. Diese verfügten auch über sehr gute Kenntnisse im Bereich Netzwerke und IT-Endkundengeräte. So konnte bei auftretenden Problemen, zum Beispiel bestimmten Netzwerkeinstellungen beim Kunden, oft flexibel reagiert werden. Nichtsdestotrotz, wurden vor Ort Probleme nicht untersucht, sondern es wurde gleich ein neues Gerät eingesetzt. Die Problemuntersuchung der nicht funktionierenden Energiemanager, wurde also nicht vor Ort getätigt. Insgesamt zeigte sich auch im dritten Feldtest, dass die Einbindung von Geräten in Heimnetze von Kunden sehr zeitaufwändig sein kann. Dies liegt insbesondere daran, dass jedes Kundenetzwerk ein eigenes „Biotop“ aus verschiedensten Endgeräten, Netzwerkeinstellungen und aktivierten Sicherheitsfunktionen (Firewalls, Portsperrern etc.) darstellt. Die Hardwarezuverlässigkeit wurde mit sehr gut beurteilt, da es insgesamt bei weniger als 1% der Gesamtgeräte, zu Komplikationen gekommen ist. Die Verbindungsqualität war abhängig von der eingesetzten</p>

Technologie. So wurde der Funkstandard ZigBee⁵⁹ als Praxistauglicher bewertet, als die zuvor verwendete Z-Wave-Technik.

Die Aktualisierung der Firmware des Energiemanagers, hat sich in der Praxis als ein sehr hilfreicher Anwendungsfall erwiesen. Dies ist auch zukünftig zu erwarten, wo bei einer Masseninstallation, nur eine automatische Aktualisierung, der Energiemanager in Frage kommt.

Für die Datenkommunikation zwischen Energiebutler und VNZ-Server bzw. BDKE und VNZ-Server wurde in allen Feldtests die Breitband Powerline (BPL)-Technik von PPC verwendet. BPL bildet auf dem Stromnetz eine vermaschte, vollständig TCP/IP basierte Kommunikationsstruktur.

Im Hinblick auf die Sicherheitsanforderungen, ist durch Verwendung TCP/IP als Kommunikationsprotokoll, eine Nutzung aller bekannten Datenschutz- und Datensicherheitsmechanismen (z.B. Datenübertragung über gesicherte Verbindungen, VPN-Tunnel, Verschlüsselung usw.) auf dem gesamten Kommunikationsweg möglich.

Der eingesetzte Energiemanager hat sich zwar als sehr Praxistauglich erwiesen, dennoch besteht Forschungsbedarf in der Hardware und Software Entwicklung, um marktreife Produkte zu erstellen.

Die erarbeiteten Konzepte in Moma und die vorgeschlagenen Ansätze, die den Energiemanager betreffen, können als sehr plausibel bewertet werden.

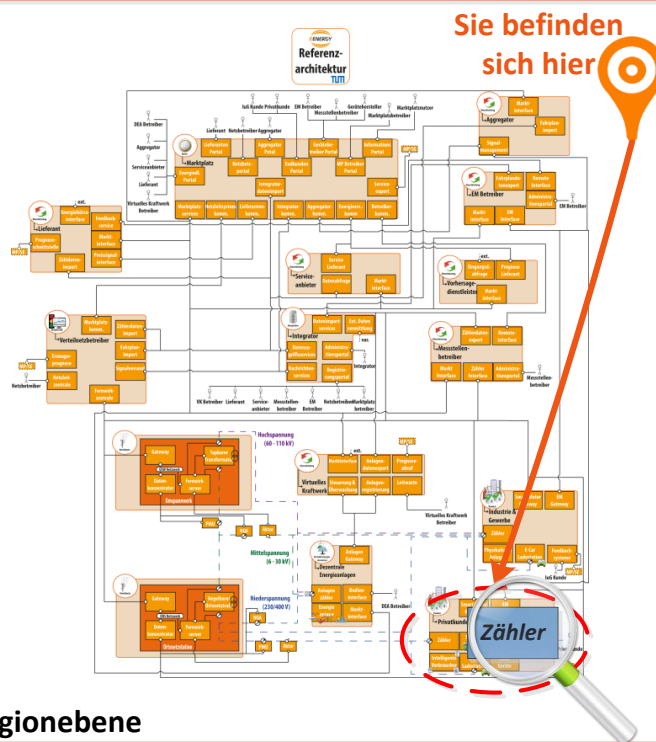
⁵⁹ ZigBee stellt einen Protokollstapel dar, der nach dem OSI-Modell auf den in der im Dezember 2004 eingeführten Norm (Standard) IEEE 802.15.4 spezifizierten OSI-Subschichten PHY und MAC aufsetzt. Es ist für den Einsatz wartungsfreier Funk-schalter und Funksensoren mit beschränkter Energieversorgung (z. B. durch Batterie) in schwer zugänglichen Bereichen vorgesehen, wo der Austausch von Batterien nur mit großem Aufwand möglich ist.



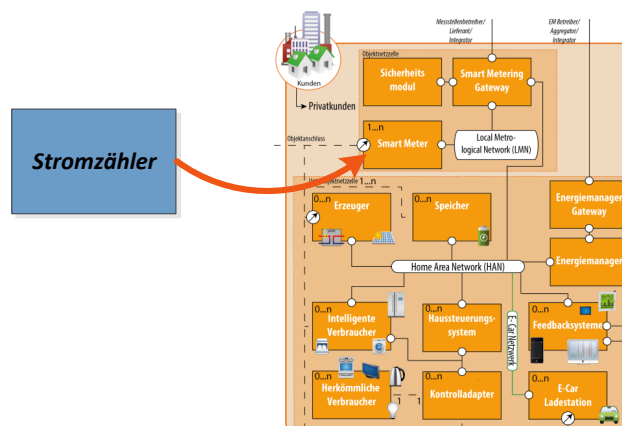
Stromzähler

K	Stromzähler
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



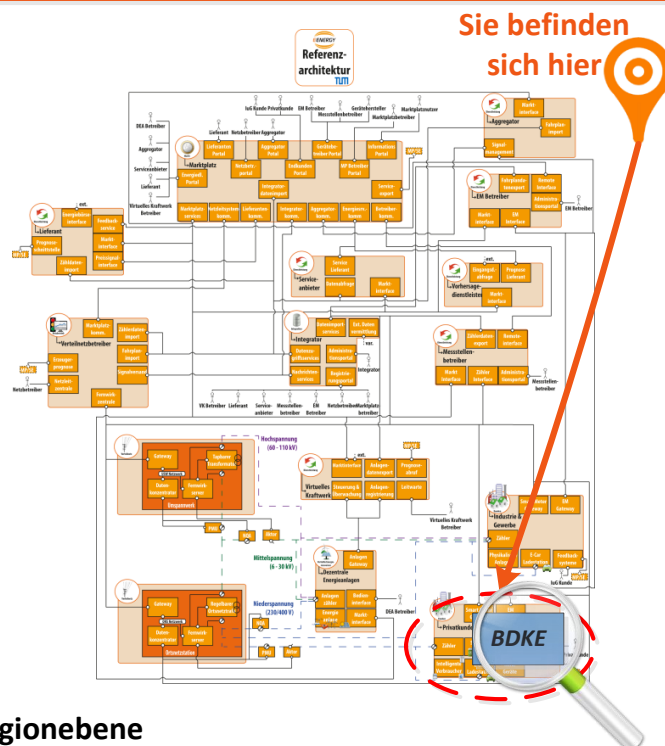
	Allgemeine Beschreibung
	<p>Bei der Auswahl war neben der Verfügbarkeit einer bidirektionalen Kommunikationsschnittstelle und der Wh-genauen Darstellung der Arbeitsregister auch die Bereitstellung von netzrelevanten Messwerten (Spannung auf den einzelnen Phasen, Leistungsfaktor der einzelnen Phasen, 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 der Elster AS 1440 Zähler mit EIA-485-Schnittstelle, der alle genannten Vorgaben erfüllt.</p>
	<p>Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i></p>
	<p>Für weitere Informationen, bezüglich der Funktionalität eines Stromzählers, kann der Leser, diese Informationen aus der Referenzarchitektur entnehmen.</p> <p>Die Sicherheitsanforderungen werden bei der Beschreibung der Komponente BDKE betrachtet, über der, die Daten übermittelt werden.</p> <p>Im Hinblick zu Skalierung der Komponente, handelt es sich um ein Marktreifes Produkt, das bereits von sehr vielen Akteuren, im realen Betrieb, eingesetzt wird.</p>



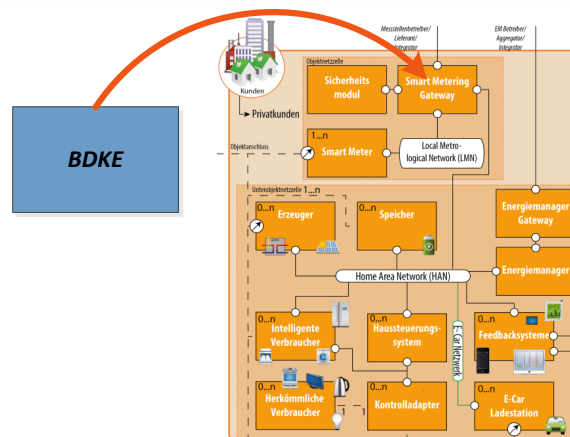
Bidirektionale Kommunikationseinheit (BDKE)

K	Bidirektionale Kommunikationseinheit (BDKE)
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



	Allgemeine Beschreibung
	<p>Die Bidirektionale Kommunikationseinheit wird für die Kommunikation mit den Smart Meters eingesetzt.</p>
	<p>Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i></p>
	<p>Der Schutzbedarf an das Smart Meter Gateway wurde auf Grundlage der geplanten Anwendungscluster und der dabei benötigten Daten abgeleitet. Insofern ergab sich die Sicherheitsproblemdefinition aus dem Datum mit dem höchsten Schutzbedarf. Daraus ergab sich die Zielstellung, folgende Sicherheitsanforderungen zu erfüllen:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Vertraulichkeit bei der Datenübermittlung und Speicherung ▪ Authentizität (Zurechenbarkeit) der Daten ▪ Integrität (Schutz vor Veränderungen, Richtigkeit der Daten) ▪ Verfügbarkeit der Daten (z.B. für Vertragserfüllung) ▪ Revisions-/Rechtssicherheit ▪ Nicht-Abstreitbarkeit von Datenübermittlungen, ▪ Nutzungs- und Rechtevereinbarung (Validität des Zugriffs, der Speicherung, der Weitergabe) <p>Mit dem BSI-Schutzprofil sowie der darauf basierenden Technischen Richtlinie zum Smart Meter Gateway werden auf Grundlage der genannten Sicherheitsanforderungen insbesondere folgende Sicherheitsaspekte adressiert:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Physischer Schutz mit Festlegungen zur Bauweise ▪ Zugriffskontrolle durch organisatorische Festlegungen zum Gateway Administrator und Wake-up-Service zur Zugriffssteuerung ▪ Transportverschlüsselung auf OSI4-Ebene mit der sogenannten Transport Layer Security (TLS) ▪ Inhaltsverschlüsselung mit Content Message Security (CMS) ▪ Nachrichtensignierung mit einem Kryptographie-Modul als Teil der Gateway Hardware <p>Insofern ist eine gewisse Analogie zum Vorgehen im M/490 zu erkennen. Auf Grundlage von Anwendungsfällen und den damit benötigten Daten wird eine Bedrohungsanalyse durchgeführt, der Schutzbedarf ermittelt, um dann das Sicherheitsniveau zu definieren. Kritik wird hierbei in dem Sinne geäußert, dass die Definition von Sicherheitsanforderungen an eine im Anwendungscluster beteiligte Komponente zwar „Datenschutz im Design“ in der ge-</p>

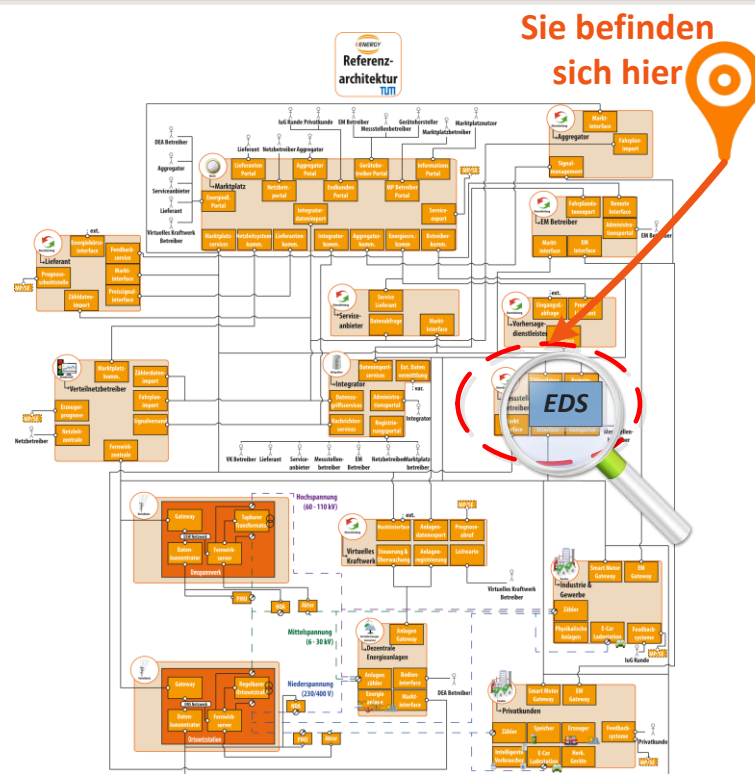
sicherten Komponente gewährleistet, aber keine „Ende-zu-Ende-Informationssicherheit“ über die gesamte Prozesskette der Anwendungsfälle mit allen beteiligten Komponenten.



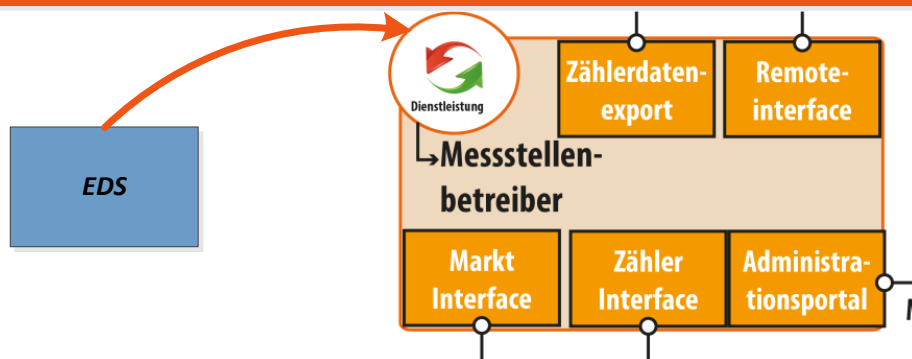
Energy Data Server

K	Energy Data Server (EDS)
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung
<p>Der EDS stellt die dezentrale Aggregationsebene für die Daten der in der Objektnetzelle (ONZ) und der Verteilnetzelle (VNZ) installierten Sensoren dar. Der EDS wurde als Applikation auf OSGi-Basis implementiert, um die gemeinsame Nutzung einer einheitlichen Middleware aller Software-Komponenten auf dem VNZ-Server zu ermöglichen.</p> <p>Die Grundfunktion des EDS ist die eines Datenkollektors. Jeder EDS empfängt die Daten der Sensoren bzw. fragt diese bei Sensoren ab. Hierbei sind die Sensoren jeweils einem VNZ-Server bzw. EDS zugeordnet. Die im Feldtest eingesetzten Elster-Stromzähler werden alle 7,5 Minuten abgefragt.</p> <p>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, dass Werte eines Zählpunktes zeitweise nicht empfangen werden können, werden, sobald wieder Daten empfangen werden, Ersatzwerte für den fehlenden Zeitraum gebildet. Der EDS berechnet aus den empfangenen Daten jeweils einen 15 Minuten Wert. Dies erfolgt mittels einer linearen Interpolation.</p> <p>Zusätzlich wird pro Zählerregister ein Wert pro Stunde 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. 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.</p> <p>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 noch im vorhandenen CIM-Modell noch nicht alle in moma verwendeten Objekte definiert sind. Die Daten werden im XML-Format weitergegeben.</p>
<p>Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</p>

Die Systemkomponente EDS lässt sich auf der Referenzarchitektur, auf der Komponente MSB abbilden. Für eine Funktionsübersicht, wie auch eine Systemerklärung, kann der Leser, diese Informationen aus Kapitel 3 entziehen. Im Hinblick auf die eingesetzten Standards, wird CIM⁶⁰ eingesetzt, um ein objektorientiertes Datenmodell zu erstellen, das der DIN EN 61968-11 Norm entspricht. Die Norm wurde sogar erweitert, um den Modellregionspezifischen Anforderungen entgegen zu kommen. Für die Übertragung der Daten, wird eine Serialisierung der CIM-Objekte in XML⁶¹ gemacht. So werden die Daten in einem standardisierten Format übertragen, welches sich besonders für den Austausch von Daten eignet. Zur Sicherheit werden die Daten verschlüsselt übertragen und an der Empfangsstelle, mit den in den Stammdaten enthaltenen Schlüssel, entschlüsselt und anschließend plausibilisiert.

Die Grundfunktionalität des EDS ist die eines Datenkollektors. Dafür werden die Sensoren immer einem VNZ-Server bzw. EDS zugeordnet. Im Hinblick auf der Skalierbarkeit, hat sich im Feldtest herausgestellt, dass ein EDS mit 220 Zählpunkten relativ gut umgehen kann und den Feldtest erfolgreich abgeschlossen hat. Mit der Annahme, dass 220 Zählpunkte pro Server angeschlossen werden können, würden bei 1.000.000 Zählpunkten, 4545 Server benötigt. Bei einem flächendeckenden Roll-Out, müsste man mit ca. 200.000 Servern rechnen, um den Bandbreitenbedarf landesweit abdecken zu können. Bei einem Einzelwert von ca. 1000€ pro Server entstehen 200Mio. € nur für den Ausbau der Infrastruktur der MSB, um mit solchen Datenvolumen umgehen zu können. Dazu kommen noch Verlegungskosten, vom Kunden bis zum MSB. Nicht alle Privat-

⁶⁰ Das Common Information Model (CIM) ist ein von der Distributed Management Task Force (DMTF) entwickelter und verabschiedeter Standard für das Management von IT-Systemen. Durch ihn soll es vor allem verteilten Anwendungen möglich sein, eine einheitliche anbieter- und plattformunabhängige Management-schnittstelle zur Verfügung zu stellen. Er behandelt das Netz-, System- und Anwendungsmanagement. CIM stellt ein Datenmodell im Managed Object Format (MOF) zur Verfügung, um die Managementinformationen und Funktionen in einem Softwaresystem zu beschreiben. Es ist an keine Implementierung gebunden.

⁶¹ Die Extensible Markup Language, abgekürzt XML, ist eine Auszeichnungssprache zur Darstellung hierarchisch strukturierter Daten in Form von Textdateien. XML wird u. a. für den plattform- und implementationsunabhängigen Austausch von Daten zwischen Computersystemen eingesetzt, insbesondere über das Internet. Die vom World Wide Web Consortium (W3C) herausgegebene XML-Spezifikation definiert eine Metasprache, auf deren Basis durch strukturelle und inhaltliche Einschränkungen anwendungsspezifische Sprachen definiert werden.

haushalte verfügen derzeit über eine Breitbandverbindung. Vor allem Privatkunden im ländlichen Bereich, müssen mit Datenübertragungsleitungen versorgt werden. Die vorgestellte Hochrechnung basiert auf einer Verteilung von 220 Zählpunkten pro Server. Im Feldtest wurde die Auslastung der Server beobachtet und wie in folgender Abbildung zusehen ist, ist die Maximalauslastung der Server unter 20%. Bei einer optimalen Nutzung der Server wäre ein Faktor mal 5 vorstellbar.

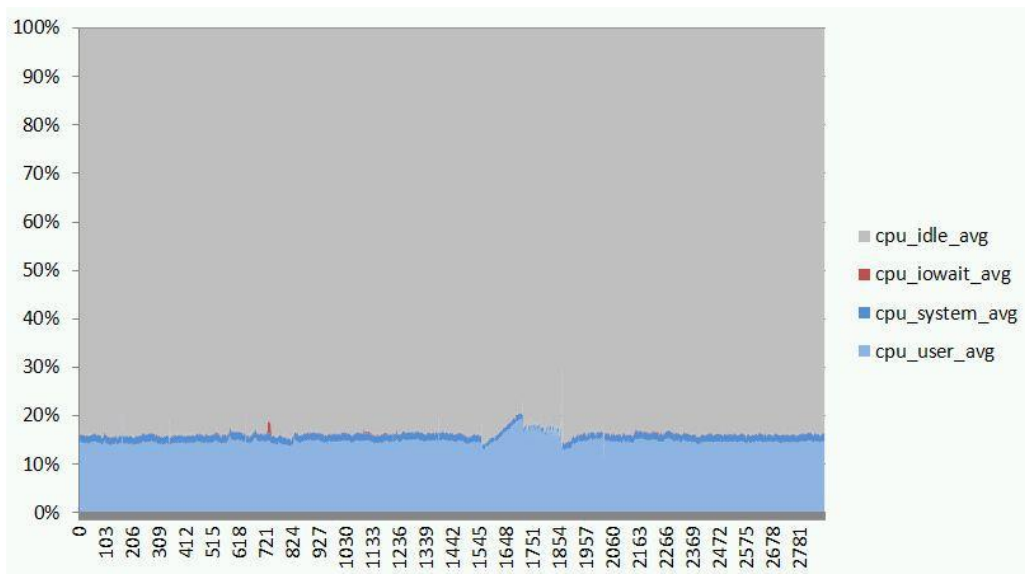


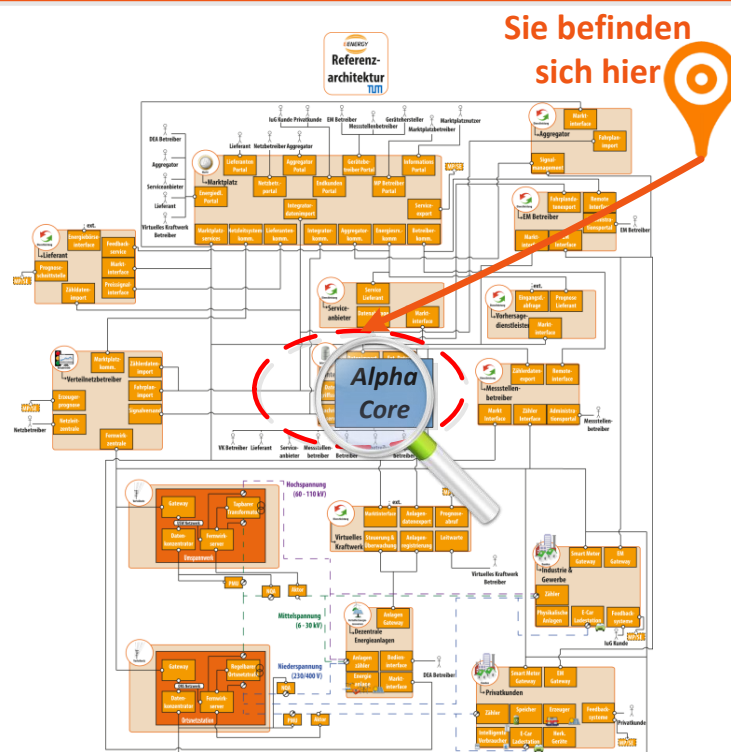
Abbildung 88: MoMa CPU Auslastung der Server



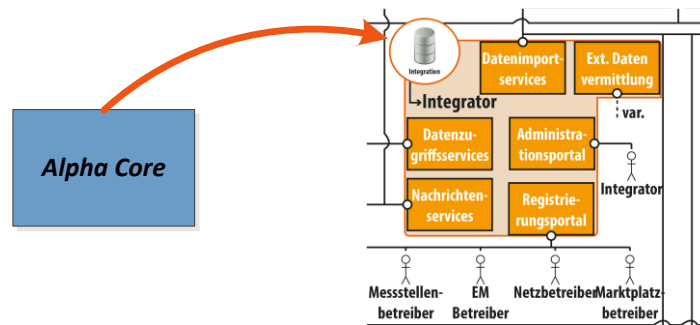
Alpha-core – Alpha-cell

K	Alpha Core – Alpha Cell
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung
<p>Die Alpha Core Komponente lässt sich auf der Referenzarchitektur, auf dem Integrator abbilden. Die Wichtigkeit des Integrators wurde schon mehrmals betont, in diesem Bericht. In Moma hat die Alpha Core Komponente auch eine sehr zentrale Rolle und ermöglicht die Bereitstellung der meisten Dienste. Ein Überblick der bereitgestellten Dienste in Moma wird folgend dargestellt:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ 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 liest Wetterprognosen für Temperatur, Windgeschwindigkeit und den Bedeckungsgrad von wetter.com ein. Der EEX-Datendienst liest die Strompreise von der European Energy Exchange (EEX) ein.▪ 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 und Ablage in alphaCore. Die Informationen werden zum einen intern für die Berechnung virtueller Register verwendet, als auch dem Portal zur Verfügung gestellt.

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Berechnung virtueller Register: Die Berechnung virtueller Register simuliert in Software zusätzliche Tarifregister, die ansonsten üblicherweise in Zählern implementiert werden. Da im moma System die Zähler nicht über den Tarif in Kenntnis gesetzt werden, erfolgt deren Berechnung 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.
Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i>	
<p>Wie bereits bei den Datenvolumenanalysen in Kapitel Error! Reference source not found. betont wurde, ist der Integrator das System, welches mit den erzeugten Datenvolumen, aus der Auslesung der Smart Meter, umgehen muss. Für die Umsetzung des Integrators hat Moma folgende Technologien angewendet:</p> <p>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 (moma und extern) über verschiedene Protokolle. Der IBM Websphere Message Broker übernimmt die Konvertierung von externen SOAP-Schnittstellen, dem über IBM Websphere MQ angebotenen Lotus Expeditor Integrator, sowie über FTP, SCP oder rsync angebotenen File-Ressourcen zu den internen SOAP-Schnittstellen des Application-Servers.</p> <p>Der Lotus Expeditor Integrator ist die Kernsoftwarekomponente, die alphaCell ausmacht. Sie stellt eine OSGi⁶² 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.</p>	

⁶² Die OSGi Alliance (früher Open Services Gateway initiative) spezifiziert eine hardwareunabhängige dynamische Softwareplattform, die es erleichtert, Anwendungen und ihre Dienste per Komponentenmodell („Bundle“/„Service“) zu modularisieren und zu verwalten („Service Registry“). Die OSGi-Plattform setzt eine Java Virtual Machine (JVM) voraus und bietet darauf aufbauend das OSGi-Framework.

Die Umsetzung des Integrators, kann als sehr plausibel bewertet werden. Die Zusammenführung von kommerziellen Lösung, die für Alpha-Core eingesetzt wurden mit Open Source Standards, die für Alph-Cell eingesetzt wurden, stellt einen sehr interessanten Ansatz dar, der das Zusammenspiel von kommerziellen und Open Source Lösungen, in der Praxis als möglich darstellt.

Im Hinblick auf die Sicherheitsanforderungen, werden die Daten verschlüsselt an Alpha-Core übermittelt. Von dort aus wird eine IBM DB2 Datenbank benutzt, für die Verwaltung der Daten. Die Skalierbarkeit und Datensicherheit ist bei der Benutzung dieser Lösung gegeben.

7.3.5 REGMODHARZ

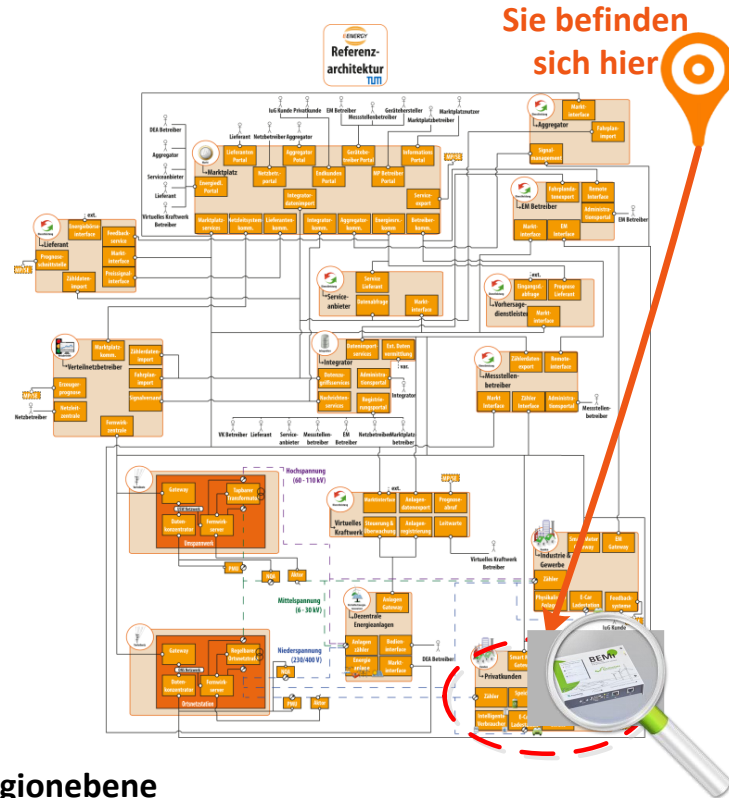
BESCHREIBUNG ZENTRALER SYSTEMKOMPONENTEN



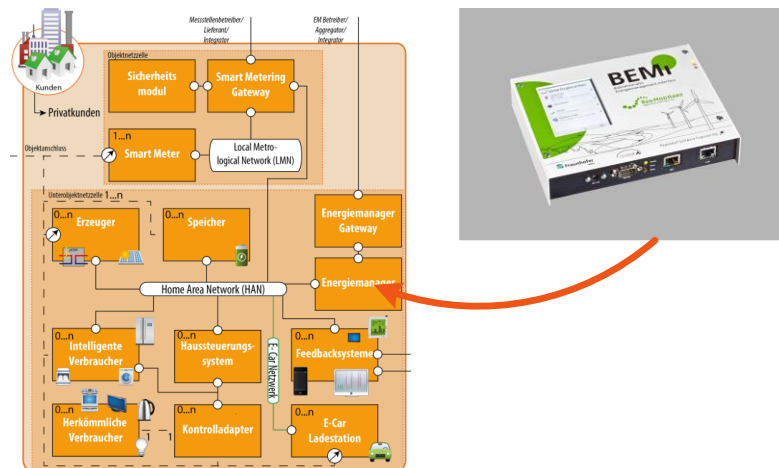
Bidirektionales Energiemanagement Interface (BEMI)

K	<i>Bidirektionales Energiemanagement Interface (BEMI)</i>
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung

Mit dem BEM1 wurde den Kunden ein IKT-Gateway zur Verfügung gestellt, welches durch die Ansteuerung von zwei Hausgeräten eine automatische Verlagerung des Stromverbrauchs hin zu Zeiten der günstigen Bonuspreisstufen des dynamischen Tarifs ohne manuelle Geräteschaltungen bewirkt. Das BEM1

stellt die lokale Recheneinheit des dezentralen Energiemanagements dar und verwendet den OGEMA-Standard (Open Gateway Energy Management Alliance).

Auf dem BEMI-Display werden die Tarifpreisstufen des aktuellen und des nächsten Tags sowie die Einsatzpläne für die angeschlossenen Geräte angezeigt. Eine LED Tarifampel gibt Auskunft über die aktuelle Tarifpreisstufe.

Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - *Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen*

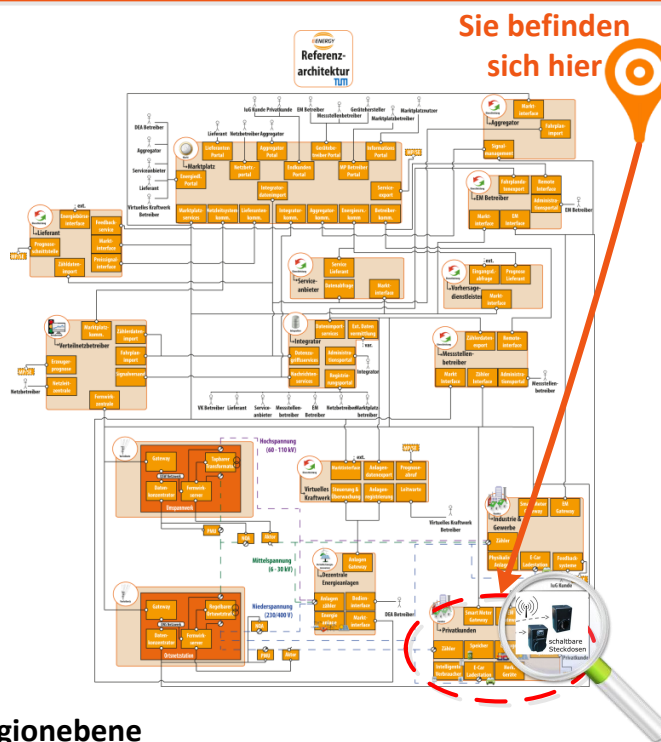
Der Energiemanager oder auch BEMI ist die gleiche Komponente, die auch bei Moma im Feldtest eingesetzt worden ist. Wir haben bereits eine Einschätzung aus IKT Sicht, für dieser Komponente in Kapitel 7.3.4 gegeben. Des Weiteren kann aus dem vorliegenden Abschlussbericht und den Zwischenberichten nicht über die Sicherheitsanforderungen, eine Bewertung gegeben werden.



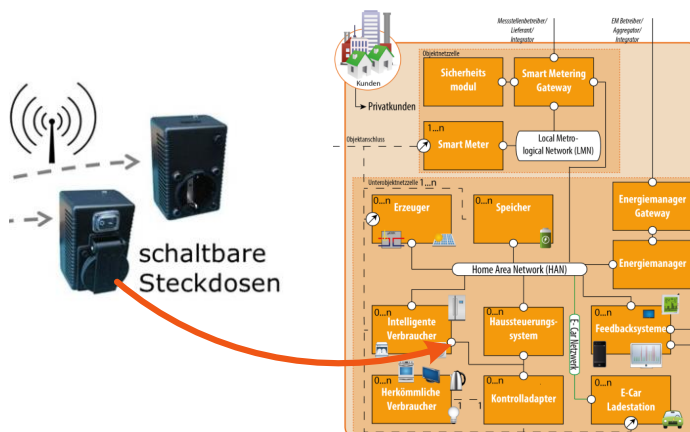
Schaltbox

K	Schaltbox
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



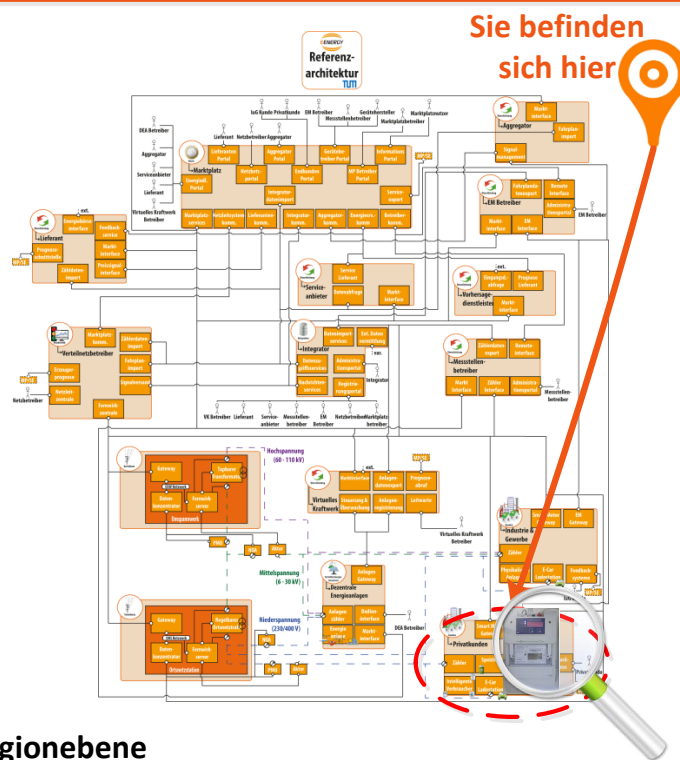
Allgemeine Beschreibung
<p>Die Ansteuerung der Hausgeräte in RegModHarz geschieht über Schaltboxen. Für jeden Haushalt standen eine Feuchtraumschaltbox, eine Schaltbox mit Anschlussmöglichkeit für Temperatursensoren und zwei Temperatursensoren zur Verfügung. Die Schaltboxen werden per Funk vom BEMI angesteuert (ZigBee-Standard). Die Schaltboxen haben zwei Betriebsmodi: „Automatik“ und „Dauer Ein“. Das Umschalten zwischen den Modi kann sowohl über das BEMI-Portal als auch direkt an der Schaltbox über den dort integrierten Taster erfolgen. Die eingesetzten Schaltboxen beruhen auf Serienprodukten, die durch einen Treiber an das OGEMA-System angepasst wurden.</p>
Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i>
<p>Die Schaltbox wird per Funk vom BEMI angesteuert. Für die Kommunikation wird der ZigBee-Standard eingesetzt. Dieser Standard wurde bereits bei Moma betrachtet und seine Praxistauglichkeit betont.</p>



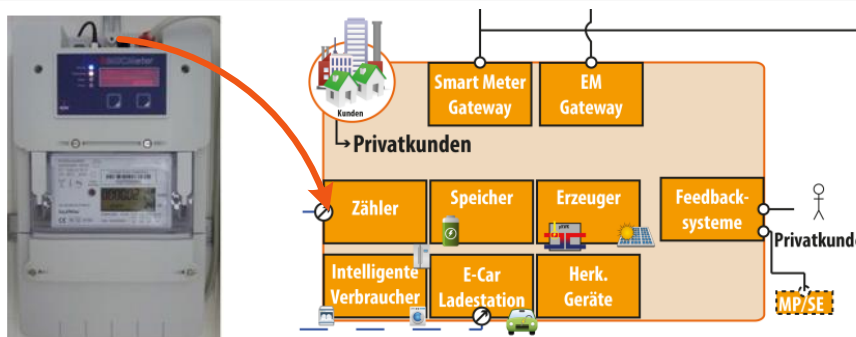
Smart Meter/MUC-Kombination

K	Smart Meter/MUC-Kombination
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



	Allgemeine Beschreibung
	Die Kombination aus einem Smart Meter und einem MUC (Multi Utility Communicator) speichert ohne weitere IKT-Ausstattung den Stromverbrauch über einen Zeitraum von 33 Tagen viertelstündlich ab und liefert somit ausreichend genaue Daten zur Erstellung der Verbrauchsprofile.
	Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i>
	<p>Durch den Einbau der Smart Meter/MUC-Kombinationen wurde das Ziel der ersten Feldtestphase, das Erfassen des Stromverbrauchsverhaltens bei konstantem Strompreis über den Tag, erreicht, ohne weitere Komponenten installieren zu müssen.</p> <p>In der zweiten Feldtestphase, in der zusätzlich das BEMI als IKT-Gateway installiert wurde, wurde der MUC neben der monatlichen Auslesung über die GPRS Verbindung auch minütlich durch das BEMI über eine LAN-Schnittstelle ausgelesen. Den Teilnehmern wurde so in Echtzeit ihr Stromverbrauchsverhalten visualisiert. Im direkten Vergleich zu Moma ist hier ein sehr bemerkenswerter Unterschied zu beachten. RegModHarz hat eine direkte Verbindung zwischen Smart Meter und BEMI aufgebaut und somit stellt die Visualisierung der Verbrauchsdaten in Echtzeit keine besondere Anforderung im Hinblick auf die benötigte Bandbreite. Im Gegensatz hat Moma die Messdaten umgeleitet und zwar von den Zählern zum EDS (Energy Data Server). Der EDS übermittelt die Messdaten zu Alpha-Cell und von Alpha-Cell, werden die Daten zentral, mittels einer Webanwendung bereitgestellt. Auch die Übertragung von Alpha-Cell zum Beml wurde bei Moma untersucht und somit stellte dieser Anwendungsfall einen Mehraufwand für Moma dar, weil verschiedene Architekturen angewendet worden sind.</p>



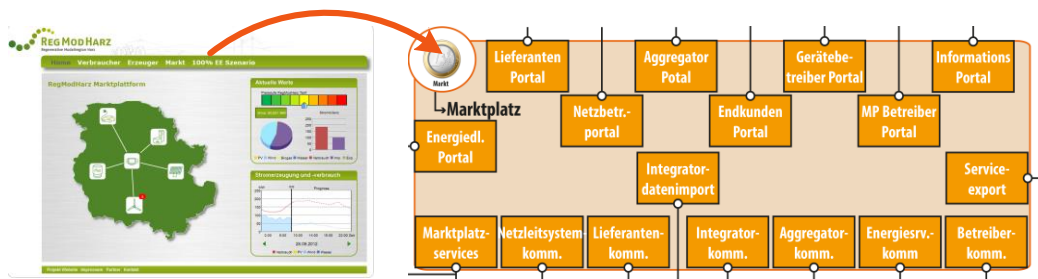
Marktplattform

K	Smart Meter/MUC-Kombination
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung

Die interaktive Marktplattform als Webapplikation stellt komplexe Zusammenhänge der Stromversorgung, des Stromverbrauchs, der Strommärkte und der

entwickelten Szenarien in der Modellregion auf möglichst transparente und leicht zugängliche Art dar. Sie gliedert sich in verschiedene Bereiche, die sowohl inhaltlich als auch konzeptionell auf die entsprechenden Zielgruppen abgestimmt sind. Neben den allgemein zugänglichen Informationen bietet die Marktplattform einen zugangsbeschränkten Bereich für die Feldtestteilnehmer. Dieser Bereich bietet jedem Feldtestteilnehmer Informationen zum eigenen Verbrauch, den Anteilen bezogener elektrischer Energie je Erzeugungsanlagentyp und eine monatliche Verbrauchsabrechnung mit entsprechenden Auswertungen zum eigenen Verbrauchsverhalten.

**Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - Eingesetzte Standards/
Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen**

Um eine geeignete Technologie zur Darstellung der unterschiedlichen Anwendungen zu finden, wurde eine ausführliche Gegenüberstellung verschiedenster Technologien durchgeführt und für die Umsetzung das Google Web Toolkit (GWT) ausgewählt. Über diese Entscheidung kam es zur Kooperation mit der Uni Kassel, Fachbereich 16, FG Software Engineering, der schon mehrere Projekte mit dieser Technologie erfolgreich umgesetzt hatte.

Die große Herausforderung bestand in der logischen und physikalischen Trennung der Systeme und darin, dass die GWT Komponenten auf dem Application Server des IWES laufen, aber in dem GUI der Marktplattform, welches auf einem Server von CUBE Engineering aufgesetzt wurde, angezeigt werden sollen.

Auf dem CUBE Webserver ist Typo3 als Content Management System installiert und eingerichtet worden, um eine redaktionelle Betreuung der Marktplattform durch mehrere Personen zu gewährleisten und bestimmte Funktionen, z.B. eine Benutzerkontensteuerung für den zugangsgeschützten Verbraucherbereich sicherzustellen, ohne diese neu zu entwickeln.

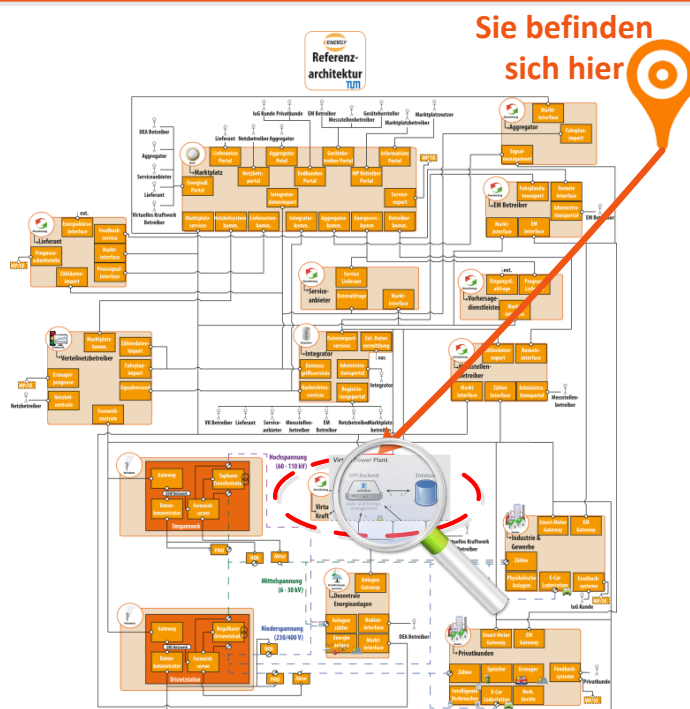
Zum Test und als Redundanz wurde ein zweites Entwicklungssystem aufgebaut. Fertig entwickelte und getestete Bereiche wurden in das Livesystem übertragen. Durch das Testsystem wurde zum einen Ausfallsicherheit garantiert, zum anderen fanden keine Testläufe in der Liveumgebung statt, was spätestens nach Anschluss der Feldtesthaushalte an die Marktplattform essentiell war.



Virtuelles Kraftwerk

K	Virtuelles Kraftwerk
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung

Das virtuelle Kraftwerk (VK) bzw. (Virtual Power Plant) besteht aus einer zentralen Serveranwendung, Datenbank und grafischen Benutzeroberfläche (Leitwarte). Über eine Kommunikationsinfrastruktur ist das virtuelle Kraftwerk mit einer Vielzahl von Energieanlagen verbunden. Die Prognosen (Erzeugung, Last, Preise) werden durch externe Prognoseanbieter der Leitwarte zur Verfügung gestellt. Im virtuellen Kraftwerk erfolgt die Verwaltung der eingehenden und ausgehenden Daten und die Einsatzplanung für alle angeschlossenen Energieanlagen.

Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - *Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen*

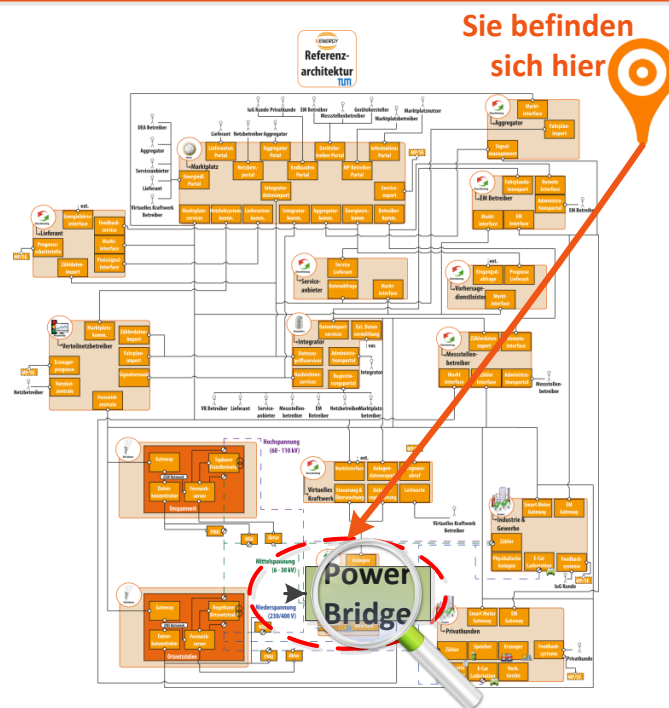
Die grafische Benutzeroberfläche der Leitwarte (VPP-Frontend) ist über webbasierte Techniken mit dem VPP-Backend verbunden. Der Datenaustausch zwischen Backend und Frontend erfolgt über den Standard IEC 61970, ergänzt um proprietäre Datenformate. Damit können von einer beliebigen, vom Backend räumlich getrennten, Arbeitsstation aus alle Funktionalitäten zur Einbindung, Überwachung und Einsatzplanung der Anlagen aufgerufen werden.



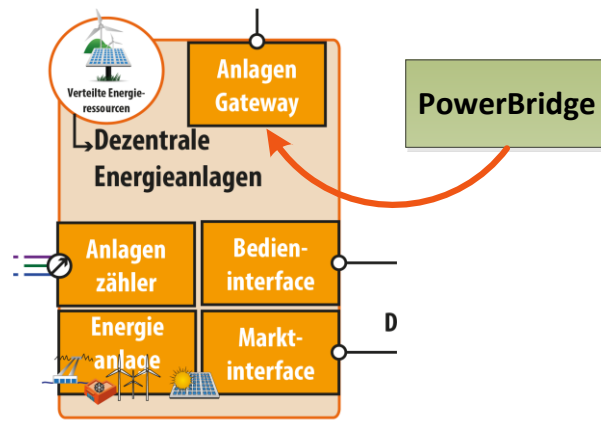
PowerBridge,

K	PowerBridge,
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung
<p>Das IKT Gateway ist die Repräsentation einer dezentralen Energieanlage nach außen hin. Es stellt damit eine einheitliche Service-Schnittstelle zur Verfügung, über die die Anlage ihre Eigenschaften, Dienste, aber auch ihren Zustand und weitere Messwerte zur Verfügung stellen kann.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die zentrale Komponente des IKT Gateways ist das Datenmodell, das über einen SCL Konfigurationsfile gemäß IEC 61850-6 konfiguriert wird. In diesem Konfigurationsfile sind auch die Vorbelegungen der Datenwerte festgehalten. Außerdem werden dort Benutzerkennungen und die Zugriffsberechtigungen der Benutzer konfiguriert. • Eine weitere Komponente (ACSI Services) ermöglicht den Zugriff über IEC 61400-25-4 Web Services auf das Datenmodell. • Für den direkten lokalen Zugriff auf die Daten des Datenmodells steht außerdem ein User Interface zur Verfügung, das in strukturierter Weise Zugriff auf die Daten erlaubt. • Zur Anbindung des IKT Gateways an vorhandene Systeme der Energieanlagen steht eine Reihe von sogenannten Device Adapters zur Verfügung. Diese stellen die Implementierung bestimmter Protokolle zur Verfügung, z.B. MODBUS oder IEC 60870-5-101. Der DataModelBinder stellt die Verbindung zwischen den Protokollen und den Datenwerten des Datenmodells her. Weitere Adapter können als Bausteine nach Bedarf hinzugefügt werden. <p>Der DataModelBinder kann außerdem im IKT Gateway realisierte Algorithmen an das Datenmodell anbinden. Er stellt dazu die Verbindung zwischen einem vom Algorithmus spezifizierten Daten-Interface und den Datenpunkten des Datenmodells her. Algorithmen können zyklisch aufgerufen oder durch die Änderung von Datenwerten getriggert werden.</p>
<p>Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i></p>
<p>RegModHarz setzt auf die Empfehlungen der Normungsroadmap Smart Grid des DKE auf und definiert eine Kommunikationsarchitektur basierend auf der Standardreihe IEC 61850. In diesem Rahmen spezifiziert das Projekt ein einfaches Datenmodell, das eine generische Abbildung unterschiedlicher dezentraler Energiesysteme ermöglicht und dabei Erzeuger, Verbraucher und Speicher sowie deren Variabilität berücksichtigt. Für die Kommunikation setzt das Projekt das Web Service Mapping gemäß IEC 61400-25-4 ein und setzt somit mit Web</p>

Services auf einen Standard, der durch seine hohe Verbreitung, offene Standards und hervorragende Tool-Unterstützung ideal für diesen Zweck geeignet ist.

Die Kommunikation zwischen Leitwarte und IKT Gateway ist stets Client-Server basiert. Dabei ist das IKT Gateway der Server und die Leitwarte der Client.

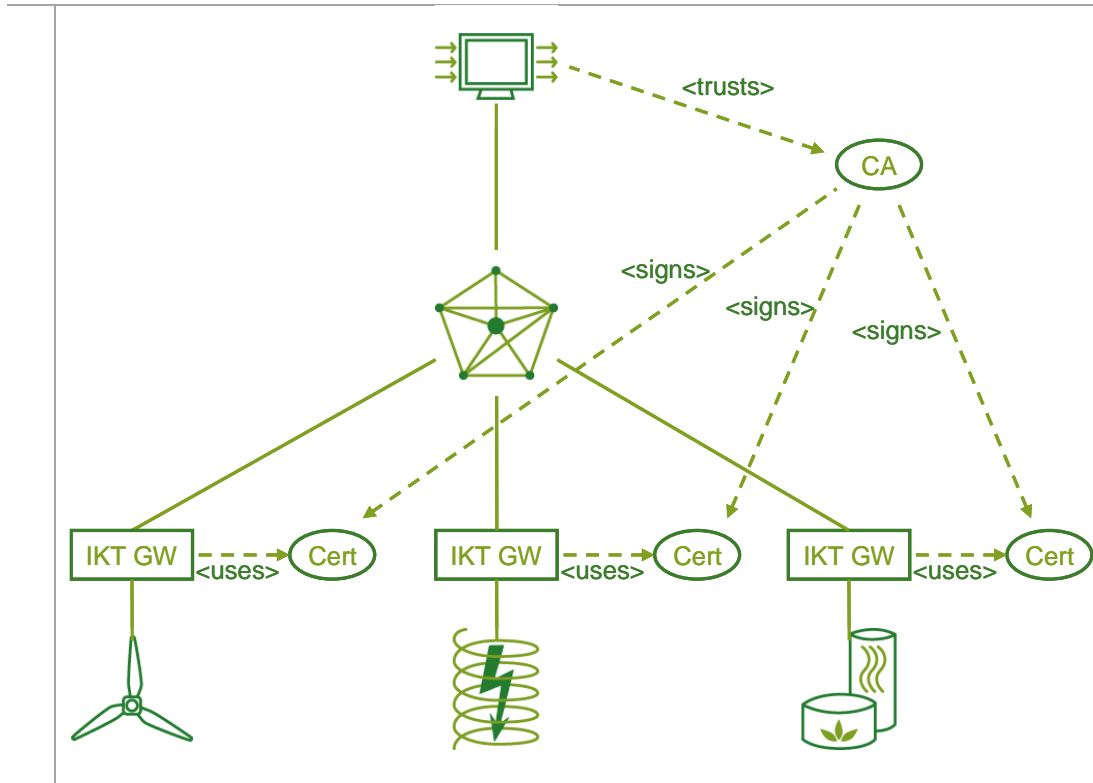
Zum Aufbau einer verschlüsselten und vertrauenswürdigen Verbindung benutzt dabei der Server (also das IKT Gateway) ein Server-Zertifikat, mit dem es sich dem Client (also der Leitwarte) gegenüber identifiziert. Der Client überprüft dieses Zertifikat auf Vertrauenswürdigkeit und baut dann eine verschlüsselte Verbindung zum Server auf.

Damit der Client dem Server vertrauen kann, gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten:

- Der Client bekommt vorab eine Liste der Server Zertifikate aller IKT Gateways und legt diese in seinem Trust Store ab. Dies erfordert jedoch eine Erweiterung des Trust Store, sobald ein neues IKT Gateway hinzukommt.
- Eine Certificate Authority (CA) wird damit beauftragt, die Zertifikate für die IKT Gateways zu erstellen und zu signieren. Die Leitwarte nimmt lediglich das Zertifikat der CA in ihren Trust Store auf. Sie vertraut damit automatisch allen Zertifikaten, die diese CA signiert hat. Beim Hinzufügen eines neuen IKT Gateways ist damit auf Client-Seite kein Eingriff erforderlich. Das neue IKT Gateway muss lediglich sein Server-Zertifikat von der CA signieren lassen.

Die Rolle der CA könnte ein IKT Gateway Betreiber übernehmen oder eine andere Instanz, die für die Installation und den Betrieb der Gateways zuständig ist.

RegModHarz benutzt dieses CA-Modell, das nachfolgend noch einmal grafisch dargestellt wird:





ACSI Services

K	ACSI Services
	Referenzabbildung
	-
	Allgemeine Beschreibung
	<p>Für die Kommunikation zwischen IKT Gateway und Leitwarte ist es auf Applikationsebene unerheblich, welche Protokolle, Datenformate oder Kommunikationstechnologien eingesetzt werden. IEC 61850-7-2 definiert deshalb einen abstrakten Satz von Diensten, das „Abstract Communication Service Interface“ ACSI, das unabhängig von der eingesetzten Übertragungstechnologie, aber auch unabhängig von der verwendeten Programmiersprache auf abstrakte Weise Datenzugriffsmethoden spezifiziert.</p> <p>Eine konforme Implementierung muss dabei nicht alle Dienste implementieren. Auch für RegModHarz wird lediglich ein Subset der spezifizierten Dienste eingesetzt. Diese werden im Folgenden kurz beschrieben.</p>
	Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i>
	<p>Da es sich hier um ein Subsystem des IKT Gateways handelt gelten hier analog die Resultate über die Plausibilität, Skalierbarkeit und Sicherheitsanforderungen des IKT Gateways.</p>



Service Registry

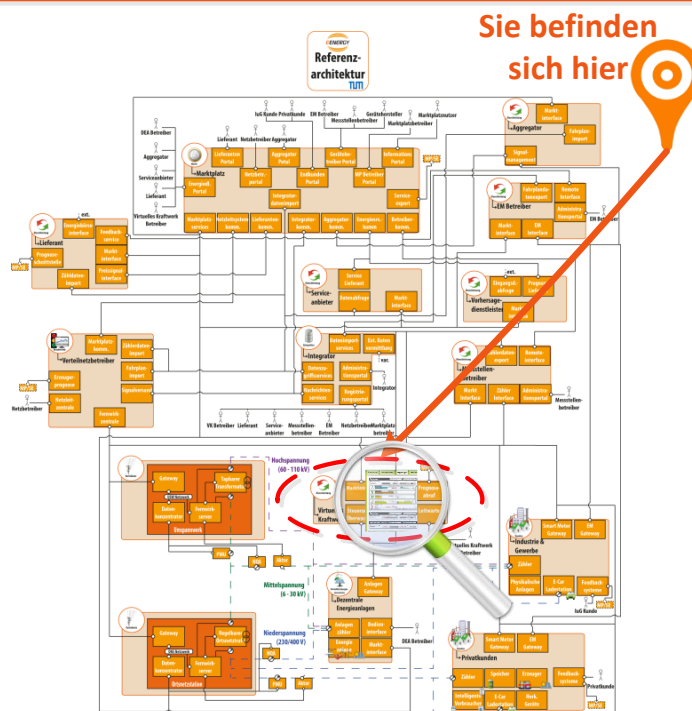
K	Service Registry
	Referenzabbildung
	Allgemeine Beschreibung
	<p>Die Service Registry ist der zentrale Punkt, an dem die von den dezentralen Energieanlagen über das IKT Gateway angebotenen Dienste und die an diesen Diensten interessierten Akteure (Energieversorger, Netzbetreiber, Betreiber eines virtuellen Kraftwerkes, usw.) zusammenfinden.</p>
	Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i>
	<p>Auch hier setzt RegModHarz einerseits auf eine standardisierte Lösung. Wichtig bei der Auswahl war aber auch die flexible Erweiterbarkeit und gute Skalierbarkeit der eingesetzten Technologie. Beide Anforderungen werden von der ebXML Registry/Repository erfüllt. Auch diese Technologie basiert auf Web Services und passt somit gut in die gewählte Gesamtarchitektur. Der Ansatz wirkt Plausibel und die Gesamtarchitektur deutet auf ein enorm Skalierbares Gesamtsystem. Für den Feldversuch wurden insgesamt 14 Anlagen über die PowerBridge an das virtuelle Kraftwerk angeschlossen. Damit wurde eine relativ große Bandbreite sowohl bezüglich der Leistung als auch der Technologie der Anlagen erreicht. Die im Projekt eingesetzte serviceorientierte Architektur zur Anbindung dezentraler Energieanlagen hat sich auch im praktischen Einsatz im Feldtest bewährt.</p>



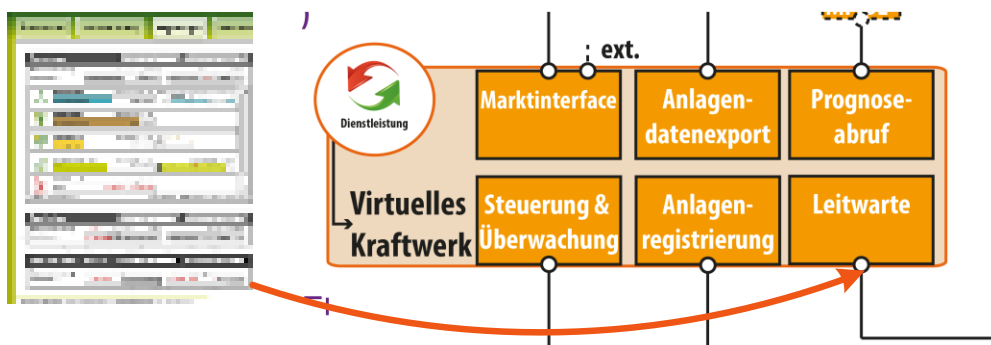
Leitwarte

K	Leitwarte
	Referenzabbildung

Referenzebene



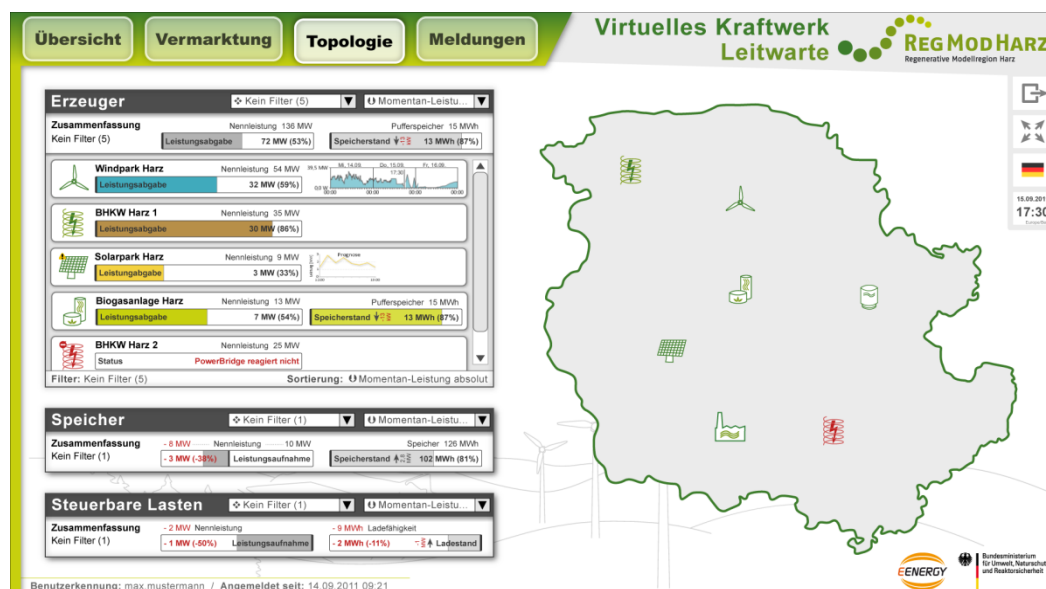
Modellregionebene

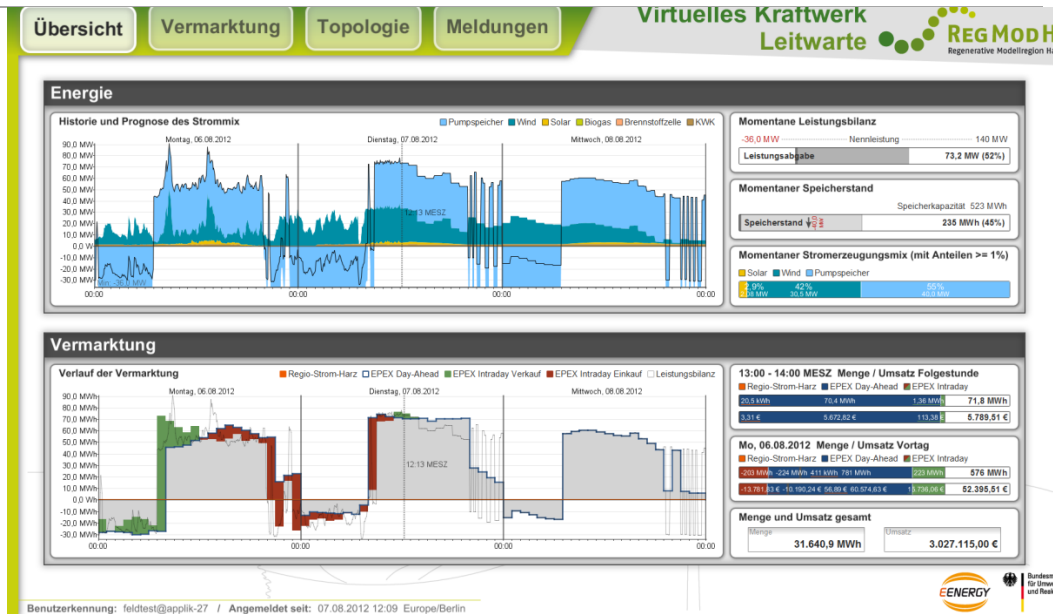


Allgemeine Beschreibung

Der Begriff „Leitwarte“ steht hier stellvertretend für alle Service Consumer, die an Diensten der dezentralen Energieanlagen interessiert sind. Die beschriebene Architektur lässt dabei unterschiedlichste Service Consumer zu. Die Sicherheitsmechanismen ermöglichen es dabei, die jeweiligen Zugriffsrechte detailliert und spezifisch festzulegen. Die Kontrolle über die Daten verbleibt dabei stets beim Service Provider, also beim IKT Gateway.

In folgenden Abbildungen ist die Topologie-Ansicht, mit der aktuellen Erzeugungsleistung, Prognosen, Speicherständen und dem Standort aller angebotenen Anlagen dargestellt.





Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen

Die eingesetzten Standards sind die, die oben beschrieben worden und für die Kommunikation zwischen Leitwarte und IKT Gateway eingesetzt werden. Der Ansatz wirkt Plausibel. Die Leitwarte (VPP-Frontend) ist die Mensch-Maschine-Schnittstelle des virtuellen Kraftwerks, die auf Basis des Rich Client Frameworks JavaFX 2.1 realisiert wurde. Für die Markttrollen Energieanlagenmanager und Poolkoordinator stellt sie alle wichtigen Informationen des virtuellen Kraftwerks bereit und ist die Schaltstelle für Verwaltungs- und Steuerungsaktionen.

7.3.6 SMART WATTS

BESCHREIBUNG ZENTRALER SYSTEMKOMPONENTEN

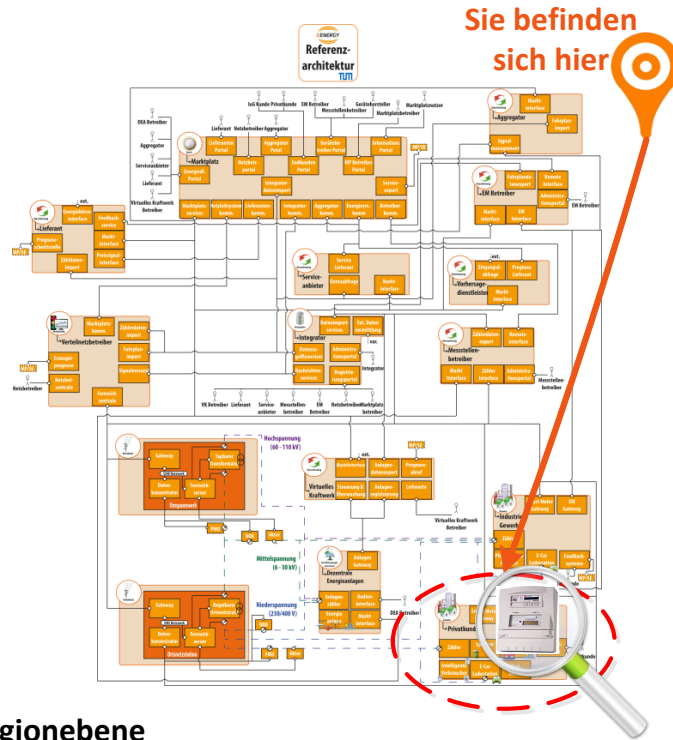
Die Analyse der Smart Watts Komponenten, basiert auf die letzten Zwischenberichte. Die Bearbeitung des Abschlussberichts wurde behindert, wegen der langen Projektverlängerung.



IKT Gateway/Smart Metering Gateway

K	<i>IKT Gateway/Smart Metering Gateway</i>
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung

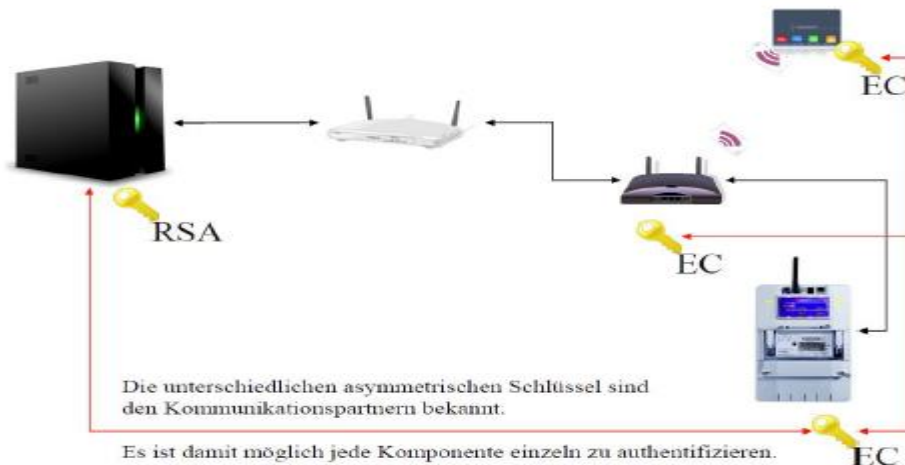
Das Smart Metering Gateway wird als Zusatzgerät auf den Stromzähler aufgesetzt und erweitert ihn, um fortgeschrittene Funktionen für das E-Energy-Umfeld. Durch die physische Trennung vom Stromzähler können die unterschiedlichen Innovationszyklen, die Eichperioden des Messgeräts und die individuellen Zustände vor Ort (Einbausituation, Kundenanforderung) berücksichtigt werden. Die spezifischen Funktionen für Smart Watts werden in Software realisiert. Diese Basissoftware enthält ein Linux Betriebssystem sowie die eichrechtlich relevanten Komponenten der Software. Die Basissoftware ist durch eine Abstraktionsschicht von der Anwendungsebene getrennt.

**Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - Eingesetzte Standards/
Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen**

Die Basissoftware wurde beim ersten Systemintegrationstest verwendet und ausführlich getestet, um die Funktion für den Feldtest sicherzustellen. Während der Implementierung wurde eine weitere und genauere Ausdifferenzierung der Systemelemente erreicht. Die verwendeten Protokolle wurden in einer Protokolllandkarte dokumentiert. Für das Sicherheitskonzept wurde eine Schlüssellandkarte erarbeitet. Damit wurde die Basis geschaffen, Anwendungen für das Gateway zu entwickeln, die den in der Spezifikationsphase zu Grunde gelegten Kriterien entsprechen:

- Trennung von allgemeinen Grundfunktionen (Basissoftware) und einsetzspezifischen Funktionen zur Unterstützung von Geschäftsprozessen (Applikationssoftware)
- Vertraulichkeit der Datenübertragung
- Manipulationsschutz gegen unbefugte Veränderung der Softwareprogramme auf dem Gateway
- Manipulationsschutz gegen Veränderung der erhobenen Messdaten

Möglichkeit zum sicheren Fernupdate der einsetzspezifischen Funktionen



Die Realisierung des Gateways scheint im Test relativ plausibel.



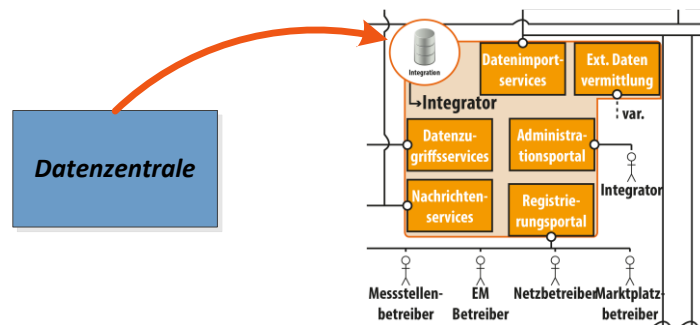
Datenzentrale

K	Datenzentrale
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



	Allgemeine Beschreibung
	<p>Die Datenzentrale ist das zentrale System des Messstellenbetreiber (MSB) / Messdienstleisters (MDL). Sie wird im produktiven Einsatz (nach dem Projekt) betrieben durch:</p> <ul style="list-style-type: none"> • einen „dritten“ MSB / MDL im Sinne des EnWG 2008 • einen Dienstleister im Auftrag der EVU's • ein EVU selbst. <p>Die Datenzentrale hat im Gesamtsystem eine sehr zentrale Rolle, da die Teilsysteme nicht direkt auf das Gateway Zugriff haben, sondern indirekt mit der Datenzentrale kommunizieren, um die nötigen Informationen bereitzustellen.</p>
	<p>Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i></p>
	<p>Die Umsetzung des EEBus-Stacks in den Ausprägungen Server-Stack, ZigBee-Client-Stack und IP-Client-Stack ist erfolgt. Ein Software-Paket zum Bilden und Interpretieren der XML-Kommunikation zusammen mit dem Stack liegt in einer ersten Alpha-Version vor und ist in der Testung.</p> <p>Die EEBus-Bridge ist die zentrale Komponente bei der alle Kommunikationswege IP, KNX+ und ZigBee zusammenlaufen. Überdies dient sie als Kommunikationsschnittstelle zum Kunden-DSL-Router und realisiert dadurch die Kommunikation zur Datenzentrale. Die Hardware-Entwicklung ist abgeschlossen – erste Prototypen sind gebaut. Der EEBus-Server Stack wird aktuell in die Software der EEBus-Bridge integriert.</p> <p>Die Datenzentrale stellt somit eine Komponente da, die bereits ausführlich getestet wurde. Der Ansatz scheint plausibel zu sein, jedoch gab es bei der Umsetzung mehrere Änderungen die erforderlich waren um die Anforderungen dieser Komponente realisieren zu können. Die Sicherheitsanforderungen wurden implementiert.</p>



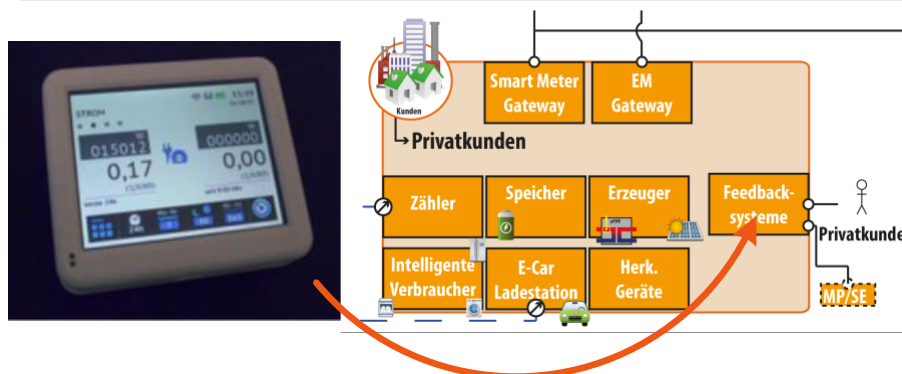
Wohnungsdisplay

K	<i>Wohnungsdisplay</i>
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



	Allgemeine Beschreibung
	<p>Innerhalb SmartWatts wurden zwei Visualisierungsmöglichkeiten für den Endkunden entwickelt. Diese umfassen eine einfach zu bedienende Lösung (Low-End-Display) und ein leistungsfähiges Konzept in einem dedizierten Gerät (Mid-Range-Display).</p> <p>Die Strompreisampel (Low-End-Display) ist auf einfache Bedienung optimiert und bietet dementsprechend einen eingeschränkten Funktionsumfang. Sie zeigt dem Anwender zur schnellen Visualisierung die Strompreisprognosen in Form von vier rot-grün LEDs, die den Strompreis in den zeitlichen Abstufungen „Jetzt“, „in einer Stunde“, „in drei Stunden“ und „in 5 Stunden“ auf Knopfdruck anzeigen.</p> <p>Neben der vereinfachten Darstellung der Strompreisentwicklung über eine LED-Anzeige mittels einer Strompreisampel bietet es die Möglichkeit, bis zu dreivom EEBus gesteuerte intelligente Steckdosen manuell aus dem automatischen Lastmanagement auszunehmen und per Knopfdruck explizit ein- und auszuschalten.</p>
	<p>Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i></p>
	<p>Die beiden Displays ermöglichen die einfachere und komfortablere Bedienung der Funktionen, die innerhalb einer Wohnung verfügbar und erlaubt die Übersicht über verschiedene aktueller Werte. Da das Low-End-Display über keinen Bildschirm verfügt, ist auch nur eine eingeschränkte Informationsweitergabe durch das Gerät an den Benutzer möglich. Vorteil des Geräts ist seine handliche Größe. In Feldtests muss die Bedienbarkeit der Displays noch getestet werden. Insgesamt erscheint das erarbeitete Konzept aber vollkommen plausibel.</p>



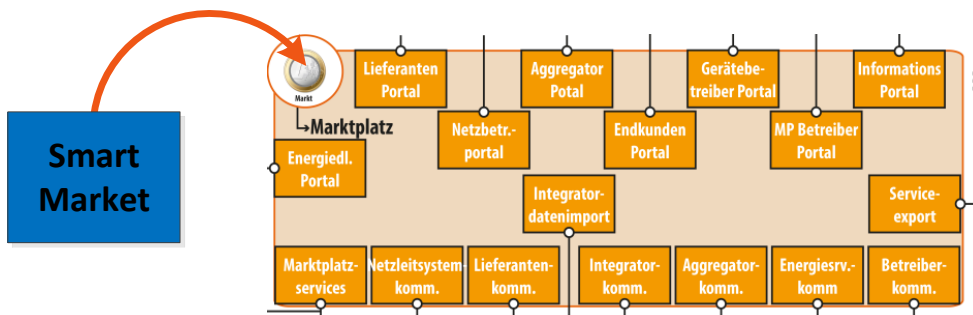
Smart Market

K	Smart Market
	Referenzabbildung

Referenzebene



Modellregionenebene



Allgemeine Beschreibung
<p>Das Teilprojekt Smart Market beschäftigt sich mit der Definition und Umsetzung eines Handelsplatzes für die intelligente Kilowattstunde. Dazu werden verschiedene Mechanismen und Energieprodukte definiert, die mittels einer automatisierten Geschäftsanbahnung zwischen Akteuren des Energiesystems ausgetauscht werden. Zu der Entwicklung des Marktmodells, wurde unterstützend eine Analyse existierender Handelsplattformen durchgeführt. Ebenso wurde eine Übersicht existierender relevanter Standards erstellt.</p> <p>Für die Umsetzung des Smart Markets wurde ein Basissystem erstellt, welches die Grundlagen der Funktionen des Smart Market bildet. Auf diesem Basismodul bauen verschiedene Module auf, die implementiert wurden. Diese umfassen zum einen die Teilnehmerverwaltung, die auch das Sicherheitskonzept bezüglich der Handelsaktivitäten am Smart Market umsetzt. Um die für den Feldversuch benötigten Funktionen und Prozesse zur Verfügung stellen zu können, wurde eine Web-Anwendung für die manuelle Bedienung des Marktplatzes und eine Marktschnittstelle in Form eines Web-Service erstellt.</p> <p>Die Implementierung des Smart Market Teilsystems verwendet Agenten, um Handelsaktivitäten möglichst weitgehend zu automatisieren. Durch dieses Konzept lässt sich auch die Liquidität des Smart Market während des Feldversuchs sicherstellen. Es trägt damit zum Funktionieren der Konzepte des Smart Portfolio Management bei.</p> <p>Auf der Smart Market Plattform gibt es grundsätzlich nur zwei Basis-Produkttypen, auf die alle Produkte abgebildet werden können (dies trifft auch auf die vordefinierten Produkte zu):</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Fahrplan</i>: Beliebige Energielieferung für einen Lieferzeitraum in der Zukunft. In der Regel wird ein Fahrplan durch Angabe der einzelnen Viertelstunden- oder Stundenwerte festgelegt. <p><i>Smart Profile</i>: Standardlastprofile oder spezielle kundengruppenspezifische Profile können in ausgerollter Form am Smart Market gehandelt werden. Die Darstellung über ein Profil verbessert die Vergleichbarkeit und vereinfacht die Datenverarbeitung gegenüber einem Fahrplan, da nur wenige Daten zu übertragen sind.</p>
<p>Einschätzung der Komponente aus IKT Sicht - <i>Eingesetzte Standards/ Plausibilität des Ansatzes/ Skalierbarkeit/ Sicherheitsanforderungen</i></p>

Nachdem im Design des Smart Market die wesentlichen Anforderungen und Konzepte festgelegt wurden, startete die Implementierung der Marktplatzbasis auf Basis der Java EE 5 Plattform. Neben der Geschäftslogik wurde zunächst eine Benutzerschnittstelle in Form von Portalanwendungen unter Benutzung der Open Source Komponenten JBoss Seam und JBoss GateIn entworfen.

Die Anforderungen aus dem Feldversuch ergeben, dass die Anwendung nicht rein prototypisch implementiert werden konnte, da sie zum einen über das öffentliche Internet erreichbar sein muss und damit eine gewisse Angriffsfläche für Missbrauch durch Dritte bietet, zum anderen aber auch eine ausreichende Stabilität und Qualität aufweisen muss, um dem Smart Portfolio-management jederzeit im Optimierungsprozess zur Verfügung zu stehen.

Die Anwendung läuft inzwischen auf der Java EE 6 Plattform, wodurch die o. g. Anforderungen gut erfüllt werden. Der ursprünglich gewählte Ansatz, die Web-Anwendung über ein Portal zu realisieren, wurde mittlerweile verworfen, da das resultierende Ergebnis nicht flexibel genug war und die Performanz der Anwendung schlecht war. Durch die stringente Trennung von Geschäftslogik und Benutzeroberfläche konnte die letztere inzwischen mit moderatem Aufwand auf das Google Web Toolkit (GWT) umgestellt werden. Mit dieser Technik ist es nicht nur möglich, die Daten auf eine performante Weise im Browser zur Anzeige zu bringen, sondern durch die Ausprägung der Webseite als Rich Internet Application (RIA) kommt die Benutzungserfahrung einer klassischen Desktop-Client- Anwendung recht nahe.

Zur Authentifizierung und Verschlüsselung der Kommunikation über die Webservice Schnittstelle wird HTTPS verwendet. Die übertragenen Daten können nur mittels ausgetauschter Zertifikate gelesen werden. Für die Realisierung des Smart Markets wurden alle Sicherheitsanforderungen getroffen, allerdings kann die Stabilität und die Sicherheit des Systems endgültig nur im Feldtest bewertet werden.

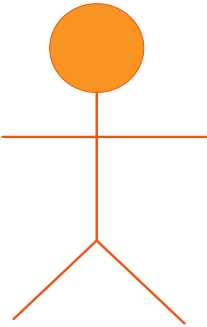
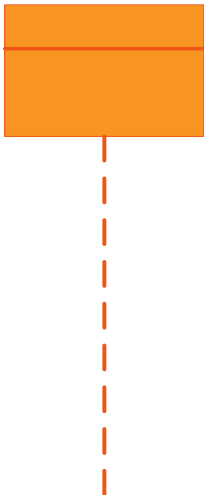
ANHANG A: NOTATION DER SEQUENZDIAGRAMME

Das Sequenzdiagramm beschreibt die zeitliche Abfolge von Interaktionen zwischen einer Menge von Objekten innerhalb eines zeitlich begrenzten Kontextes. Die Zeitlinie verläuft senkrecht von oben nach unten, die Objekte werden durch senkrechte Lebenslinien beschrieben und die gesendeten Nachrichten waagrecht entsprechend ihres zeitlichen Auftretens eingetragen. Vom konkreten Verarbeitungsinhalt bis zur Reaktion durch Nachrichten, wie zum Beispiel eine Bestätigung, Rückmeldung oder erneute Funktionsauslösung eines anderen Objektes, wird hierbei abstrahiert. Das Sequenzdiagramm (engl. sequence diagram) ist ein Diagrammtyp der Unified Modeling Language (UML) sowie der Systems Modeling Language (SysML), welche der Modulierung von Software bzw. komplexer Systeme dienen. Das Sequenzdiagramm ist ein Verhaltensdiagramm und gehört zur Untergruppe der Interaktionsdiagramme. Die aktuelle Spezifikation der UML 2.4.1 ist öffentlich verfügbar und kann von der OMG direkt herunter geladen werden⁶³ In diesem Anhang geben wir eine vereinfachte Notation vor die im Rahmen des E-Energy Projektes benutzt wurde, um Anwendungsfälle (Use Cases) in Form von Sequenz Diagrammen abzuleiten.

⁶³ Object Management Group OMG, UML Spezifikation 2.4.1,
<http://www.omg.org/spec/UML/2.4.1/>,

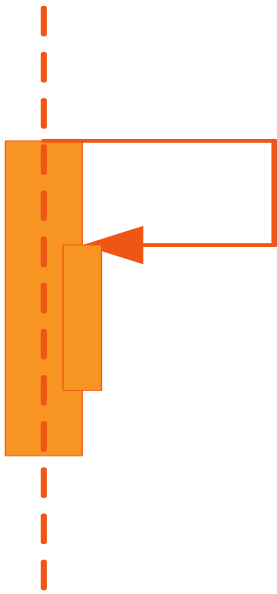

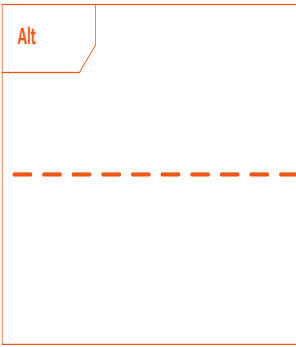
Tabelle 36: Notation der Sequenzdiagramme in E-Energy

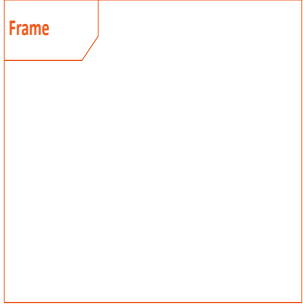
Notation der Sequenzdiagramme in E-Energy

Zeichen	Schlüsselwort(DE/EN)	Beschreibung
	Akteur/Actor	<p>Ein Akteur stellt eine Art von Rolle dar die zwar mit dem System interagiert (z. B. durch den Austausch von Signalen und Daten), aber nicht zu dem System gehört. Akteure können Rollen von menschlichen Benutzern darstellen, externe Hardware, oder andere Subjekte. Beachten Sie, dass ein Akteur nicht notwendigerweise eine bestimmte physische Einheit darstellt, sondern lediglich eine besondere Facette (z.B. "Rolle") einer Entität, die relevant für die Spezifikation der mit ihr verbundenen Anwendungsfälle ist. So kann eine einzelne physische Instanz die Rolle der verschiedenen Akteure einnehmen und umgekehrt kann ein gegebener Akteur durch mehrere verschiedene Instanzen dargestellt werden.</p>
	Lebenslinie/Lifeline	<p>Eine Lebenslinie stellt einen Kommunikationspartner im System dar. Lebenslinien besitzen einen Kopf sowie die eigentliche Lebenslinie. Im Kopf der Lebenslinie können die Bezeichnung und die Rolle des Teilsystems stehen. Die Lebenslinie selbst gibt Aufschluss über den zeitlichen Verlauf des Teilsystems. Das Teilsystem kann während der Laufzeit erzeugt und zerstört werden. Dies wird durch entsprechende Aufrufe gekennzeichnet. Des Weiteren kann die Aktivität eines Teilsystems durch rechteckige Balken gekennzeichnet werden.</p>

	<p>Aktionsbereich/ Activity Line</p>	<p>Das schmale Rechteck auf der gestrichelten Linie stellt eine Aktivierung dar. Der Aktionsbereich hat folgende Eigenschaften:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Nur im Bereich der Aktivierung kann ein Objekt Nachrichten empfangen oder versenden. ▪ Eine Aktivierung ist der Bereich, in dem eine Methode aktiv ist. ▪ Auf einer Lebenslinie können mehrere aktive Bereiche enthalten sein.
	<p>Nachricht /Message Synchron und Asynchron</p>	<p>Eine Nachricht kennzeichnet eine Kommunikation zwischen zwei Lebenslinien, bzw. Teilsystemen. Diese Nachrichten können Operationen aufrufen, Daten transportieren oder andere Teilsysteme erzeugen. Synchrone Nachricht: Der synchrone Nachrichtentyp wird durch eine ausgefüllte Pfeilspitze gekennzeichnet. Bei einer synchronen Kommunikation wartet der Sender immer auf eine Rückantwort des Empfängers. Asynchrone Nachricht: Der asynchrone Nachrichtentyp wird durch eine offene Pfeilspitze gekennzeichnet. Nach dem Senden einer asynchronen Nachricht kann der Sender sofort mit weiteren Operationen fortfahren.</p>
	<p>Rückmeldung/Return Message</p>	<p>Rückantwort des Empfängers.</p>

	<p>Erzeugung Nachricht/ Create Message</p>	<p>Die Erzeugungsnachricht ist ein Typ von Nachrichten der die Instanziierung einer Lebenslinie repräsentiert.</p>
	<p>Aufruf/Call Message</p>	<p>Die Aufrufnachricht ist ein Typ von Nachrichten der den Aufruf einer bestimmten Operation in einer Ziel-Lebenslinie repräsentiert.</p>
	<p>Eigene Nachricht/Self Message</p>	

	<p>Rekursive Nachricht/Recursive Message</p>	<p>Bei rekursiven Nachrichten ruft ein Objekt bzw. ein Aktionsbereich eine eigene Methode auf die wiederum ihren eigenen Aktionsbereich hat.</p>
	<p>Hinweis/Note</p>	<p>Ein Hinweis ermöglicht Anmerkungen einem Element anzuhängen. Ein solcher Hinweis hat keine Semantik, kann aber nützliche Informationen enthalten die für einen Modellierer sehr hilfreich sein können.</p>
	<p>Kombinierte Fragmente/Combined Fragment</p>	<p>Die kombinierten Fragmente bieten die Möglichkeit in Sequenzdiagrammen bedingte Anweisungen und Verzweigungen, Schleifen und bestimmte Ausführungsarten zu modellieren. Dazu wird der Ablauf in ein oder mehrere Fragmente unterteilt. Eine Auswahl verschiedener Interaktionsoperatoren bietet verschiedene Möglichkeiten, wie die erstellten Fragmente miteinander kombiniert und ausgeführt werden. Für eine Auswahl der zu Verfügung stehenden Fragmente siehe <i>Ein kombiniertes Fragment ist die</i> Kombination eines Interaktionsoperators und eines oder mehrerer Interaktionsoperanden. Der Interaktionsoperator spezifiziert die Art des kombinierten Fragments, während die Interaktionsoperanden für die Interaktionsfragmente in diesem</p>

		<p>kombinierten Fragment stehen. Ein Optionales Fragment besteht zum Beispiel aus dem Interaktionsoperanden opt, einer Bedingung und einem Interaktionsfragment. Ist ein optionales Fragment in eine Interaktion eingebunden, wird das zugehörige Interaktionsfragment nur durchlaufen, wenn die Bedingung wahr ist. In der Tabelle 37: Notation Kombinierte Fragmente werden die möglichen Optionen für die kombinierte Fragmente dargestellt.</p> <p>Tabelle 37: Notation Kombinierte Fragmente.</p>
	<p>Rahmen/Frame</p>	<p>Mit einem Rahmen wird der beobachtbare Informationsaustausch zwischen verbundenen Elementen in Form einer Interaktion dargestellt. Ein einem Rahmen können alle Elemente enthalten sein die in der Notation der Sequenz Diagramme definiert sind. Somit spezifiziert der Rahmen ein Teilverhalten des gesamten Anwendungsfalls.</p>

Notation der Kombinierten Fragmente

Ein kombiniertes Fragment ist die Kombination eines Interaktionsoperators und eines oder mehrerer Interaktionsoperanden. Der Interaktionsoperator spezifiziert die Art des kombinierten Fragments, während die Interaktionsoperanden für die Interaktionsfragmente in diesem kombinierten Fragment stehen. Ein Optionales Fragment besteht zum Beispiel aus dem Interaktionsoperanden opt, einer Bedingung und einem Interaktionsfragment. Ist ein optionales Fragment in eine Interaktion eingebunden, wird das zugehörige Interaktionsfragment nur durchlaufen, wenn die Bedingung wahr ist. In der Tabelle 37: Notation Kombinierte Fragmente werden die möglichen Optionen für die kombinierte Fragmente dargestellt.

Tabelle 37: Notation Kombinierte Fragmente

<i>Kombinierte Fragmente</i>		
Schlüsselwort	Bezeichnung	Einsatzzweck
<i>alt</i>	Alternatives Fragment	Modellierung alternativer Ablaufmöglichkeiten
<i>assert</i>	Zusicherung	Modellierung unabdingbarer Interaktionen
<i>break</i>	Abbruchfragment	Modellierung von Ausnahmefällen
<i>consider</i>	Relevante Nachrichten	Modellierung von Filtern für wichtige Nachrichten
<i>critical</i>	Kritischer Bereich	Modellierung von nicht unterbrechbaren Interaktionen
<i>ignore</i>	Irrelevante Nachrichten	Modellierung von Filtern für unwichtige Nachrichten
<i>loop</i>	Schleife	Modellierung von Iterationen in Interaktionen
<i>Neg</i>	Negation	Modellierung von ungültigen Interaktionen
<i>opt</i>	Optionales Fragment	Modellierung von optionalen Teilen einer Interaktion
<i>par</i>	Paralleles Fragment	Modellierung von nebenläufigen Teilen einer Interaktion
<i>seq</i>	Lose Ordnung	Modellierung von Abläufen, die von Lebenslinien und Operanden abhängen
<i>strict</i>	Strenge Ordnung	Modellierung von Abläufen, die <i>nicht</i> von Lebenslinien und Operanden abhängen

ANHANG B TEILNAHME AN E-ENERGY VERANSTALTUNGEN

Mitarbeiter im Energy Projekt:

- GK = Georg Kalus
- MK = Marco Kuhrmann
- VK = Vasileios Koutsoumpas
- MI = Maximilian Irlbeck
- GH = Georg Hackenberg
- DB = Dennis Bytchkow
- EM = Externe Mitarbeiter

<i>Datum</i>	<i>Ort</i>	<i>Teilnehmer (TUM)</i>	<i>Veranstaltung</i>
<i>Teilnahme an E-Energy Veranstaltungen 2009</i>			
09.01.2009	Berlin	GK	
29.01.2009	Berlin	GK	
12.02.2009	Karlsruhe	MK,GK	
23.03.2009	Darmstadt	GK	
07.09.2009	Berlin	MK	
23.09.2009	Frankfurt	GK,EM	
14.10.09	Berlin	GK	
29.10.2009	Frankfurt	MK,GK	FG-Systemarchitektur
26.11.2009	Berlin	GK	E-Energy Jahreskongress
<i>Teilnahme an E-Energy Veranstaltungen 2010</i>			
04.02.2010	Walldorf	MK,GK	FG-Systemarchitektur

16-17.02.2010	Cuxhaven	MK,GK	eTelligence Projekttreffen
16.06.2010	Karlsruhe	MK	Meregio Projekttreffen
30.06.2010	Darmstadt	MK	Evaluierungsworkshop
2/10/2010	Mannheim	MK,GK	
1/7/2010	Aachen	MK,GK	

Teilnahme an E-Energy Veranstaltungen 2011

24.02.2011	Bonn	MK,MI,VK	E-Energy Fachgruppentreffen Architektur/Recht
22.03.2011	Darmstadt	MI,VK	Evaluationsworkshop
23-24.03.2011	München	MI,VK	Begleitforschungstreffen
05.04.2011	München	MI,VK	CDTM Workshop
07.06.2011	München	MI,VK	Smart Grid Workshop CDTM
20.06.2011	Berlin	MI,VK	Begleitforschungstreffen
30.06.2011	Mannheim	MI	Treffen mit MoMa
12.07.2011	München	MI,VK	Use Case Besprechung CDTM/ZESMIT
20.07.2011	Karlsruhe	MI,VK	Treffen mit MeRegio
01.08.2011	Krefeld	MI	eDeMa Meilensteintreffen
08.08.2011	Oldenburg	MI	Besuch eTelligence/OFFIS
10.08.2011	München	MI	Redaktionskonferenz Evaluation E-Energy, B.A.U.M
17.08.2011	Karlsruhe	MI,GH	MeRegio Meilensteintreffen
13.09.2011	München	MI,VK	Austauschtreffen, CDTM

16.09.2011	München	MI,VK	Redaktionskonferenz Evaluation E-Energy, B.A.U.M
05.10.2011	Berlin	DB	Dena Diskussionsforum Marktentwicklung von Smart Metering
18.11.2011	Frankfurt	MI,VK	GAK 111.0.5 DKE Sitzung (Terminologie, Ontologie)
29.11.2011	Berlin	GH,MI,VK	E-Energy Fachgespräch: IKT-basiertes Energie Hybridnetz der Zukunft

Teilnahme an E-Energy Veranstaltungen 2012

14.02.2012	Manheim	MI,VK	GAK 111.0.5 - Task Force Ontologie Smart Energy System
20.04.2012	Essen	VK	Treffen der E-Energy-Fachgruppe Markt
03.05.2012	Karlsruhe	MI,VK	GAK 111.0.5 - Task Force Ontologie Smart Energy System
07.05.2012	Darmstadt	MI,VK	E-Energy: Evaluationsworkshop
09-10.05.2012	Frankfurt	MI	eTelligence Workshop Evaluation von Smart Grids
21-25.05.2012	Bregenz	MI	Smart Grids Week
31.05.2012	Aachen	VK	5. Meilensteintreffen „Start Feldversuch“ im E-Energy Projekt SmartWatts
15.06.2012	Frankfurt	MI	6. Sitzung des DKE/GAK 111.0.5
18.06.2012	Thüringer Wald	MI	Konsortialtreffen RegModHarz
18.10.2012	Mannheim	VK	MoMa Projekttreffen

20.11.2012	Dortmund	VK	E-DeMa Projekttreffen
10.12.2012	Aachen	MI	

Teilnahme an E-Energy Veranstaltungen 2013

16.01.2013	Berlin	MI,VK	BITKOM, Sitzung des DK E-Energy
17-18.01.2013	Berlin	MI,VK	E-Energy Abschlusskongress

ANHANG C VERÖFFENTLICHUNGEN DER AUTOREN

Während der E-Energy Laufzeit wurden mehrere Papiere von der TUM mit Fokus auf intelligente Energiesysteme veröffentlicht. Diese Publikationen basieren auf den Forschungsinteressen der beschäftigten wissenschaftlichen Mitarbeiter und können nicht als direkte E-Energy Ergebnisse verwendet werden. Allerdings bieten diese Publikationen eine Grundbasis für den Aufbau von intelligenten Energiesystemen und sprechen unter anderen Themen an wie 1. Architektur-Referenzarchitektur, 2. Modellierung von smart grids und 3. selbstheilende Eigenschaften von smart grids.

1. Hackenberg, G.; Irlbeck, M.; Koutsoumpas, V.; Bytschkow, D., "Applying formal software engineering techniques to smart grids," *Software Engineering for the Smart Grid (SE4SG), 2012 International Workshop on*, vol., no., pp.50,56, 3-3 June 2012
[Hier verfügbar](#)
2. Irlbeck, M.; Bytschkow, D.; Hackenberg, G.; Koutsoumpas, V., "Towards a bottom-up development of reference architectures for smart energy systems," *Software Engineering Challenges for the Smart Grid (SE4SG), 2013 2nd International Workshop on*, vol., no., pp.9,16, 18-18 May 2013
[Hier verfügbar](#)
3. Koutsoumpas, V.; Gupta, P.K., "Towards a constraint based approach for Self-Healing Smart Grids," *Software Engineering Challenges for the Smart Grid (SE4SG), 2013 2nd International Workshop on*, vol., no., pp.17,24, 18-18 May 2013
[Hier verfügbar](#)
4. Hackenberg, Georg and Bytschkow, Denis, "Towards Early Emergent Property Understanding", *Proceedings of the 1st Extreme Modeling Workshop at MODELS 2012*
[Hier verfügbar](#)

ANHANG D: PORTRAIT TECHNISCHE UNIVERSITÄT MÜNCHEN

Der Lehrstuhl IV „für Software & Systems Engineering“ der Technischen Universität München unter der Leitung von Prof. Dr. Dr. h.c. Manfred Broy beschäftigt sich primär mit modellbasierten Ansätzen in der Software- und Systementwicklung insbesondere in Hinblick auf Softwareprozesse mit Schwerpunkt auf Fragen des Requirements Engineering, der Architekturen, der modellbasierten Entwicklung und der Qualitätssicherung. Die Bandbreite der Anwendungsbereiche reicht dabei von eingebetteten Softwarekomponenten in der Automobilindustrie und dem Flugzeugbau über Service Oriented Architekturen bis zu betrieblichen Informationssystemen. Eine Reihe laufender Forschungsprojekte haben das Ziel, Systemtheorie sowie Methode auf neue Anwendungsbereiche zu übertragen.

Der Lehrstuhl verfügt über detaillierte Kenntnisse zum Softwareprozess. So hat er als Hauptauftragnehmer die neue Fassung des V-Modell XT, des Vorgehensmodells der Bundesrepublik Deutschland für die Softwareentwicklung im Auftrag des Innen- und Verteidigungsministeriums der Bundesrepublik Deutschland entwickelt. Zudem ist er mit zahlreichen Firmen in einer engen Kooperation, insbesondere im Hinblick auf heterogene komplexe Architekturen.

Der Lehrstuhl verfügt über 60 wissenschaftliche Mitarbeiter und Doktoranden, die in Projekten in enger Zusammenarbeit mit der Industrie tätig sind. Am Lehrstuhl werden neue Verfahren, insbesondere zur Modellierung komplexer Systeme entwickelt, aber auch zur Prozessunterstützung mit Schwerpunkt unter anderem auf adaptive Systeme. Ein weiterer Schwerpunkt der Arbeit am Lehrstuhl liegt bei den Themen Softwaretest, -verifikation und Softwarequalität. Untersuchungen rund um diese Themen wurden und werden am Lehrstuhl zusammen mit vielen namhaften Industriepartnern durchgeführt, unter anderem mit MAN, Siemens, ABB und der Münchner Rück.

Der Anwendungsbereich Energie wurde unter anderem im Projekt „Software-Plattform Embedded Systems 2020“ (SPES 2020) in Kooperation mit den Stadtwerken München (SWM) Services GmbH und der Siemens AG beleuchtet. Der Lehrstuhl ist zentral im Förderprogramm „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ als Mitglied der Begleitforschung vertreten und ist dort vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie mit der IKT Evaluation beauftragt.

ANHANG E: EVALUATIONSAUFTRAG DER TUM

Der Evaluationsauftrag der TU München lag darin die IT-Lösungen im Hinblick auf folgende Fragestellungen zu bewerten und die Modellregionen entsprechend beratend zu unterstützen:

1. Entsprechen die realisierten Übertragungsprotokolle und Datenbanklösungen dem Stand der Technik?
2. Welcher Weg ist zielführender: hochstandardisierte Lösungen für Übertragungsprotokolle und Firmware (z. B. für SmartMeter) oder offene Protokolle und Software-Lösungen?
3. Welche Standards sollten in IKT Lösungen für Virtuelle Kraftwerke und IKT-Marktplätze für Stromversorgung zum Einsatz kommen bzw. welche Standards sind wie weiter zu entwickeln?
4. Mit welchen Skalierungseffekten ist zu rechnen beim Übergang von Modellumgebungen auf realen Betrieb? Sind die dann zu erwartenden Datenmengen kompatibel mit den zur Verfügung stehenden Bandbreiten der Übertragung und den Datenbankmodellen?
5. Kommen in ausreichendem Maße innovative Lösungen der künstlichen Intelligenz (z. B. bei den Prognoseverfahren für Virtuelle Kraftwerke) zum Einsatz?
6. Sind die Benutzer-Interfaces der Erzeuger- und Verbraucherportale mit zeitgemäßen Web-Technologien realisiert und benutzerfreundlich gestaltet?
7. Lassen sich die entwickelten Lösungen (beispielsweise zum Umgang mit großen Datenmengen) verallgemeinern und aus dem konkreten Anwendungsgebiet herauslösen? Wie lassen sich in den Modellprojekten entwickelte Methoden und Prozesse formalisieren und (ggf. auch außerhalb des E-Energy-Feldes) weiter verwenden?
8. Sind die verwendeten Software- und Hardware-Module auf dem Stand der Technik und leistungsfähig?
9. Welches Maß an Kompatibilität und Interoperabilität ist gewährleistet?
10. Welches Sicherheitskonzept wird verfolgt? Erfüllen die Datenübertragungswege und –protokolle Sicherheitsanforderungen beispielsweise des Datenschutzes oder der Authentizität eines Absenders?

Neben diesen Evaluierungsfragen wurde als Hauptziel angestrebt, ein integriertes, alle Modellvorhaben überspannendes, Architekturbild der eingesetzten und entwickelten IT-Systeme zu gewinnen. In diesem Zusammenhang wurde auch über die Erstellung eines domänenspezifischen Pattern-Katalogs für IT-Systeme im Energiemanagement nachgedacht.