



E-Energy Abschlussbericht

Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte



B.A.U.M. Consult GmbH München / Berlin

Ludwig Karg, Kerstin Kleine-Hegemann,

Michael Wedler, Christopher Jahn

Dieser Bericht wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie erstellt unter der Federführung von:



B.A.U.M. Consult GmbH
Gotzinger Str. 48 Fanny-Zobel-Str. 9
81371 München 12435 Berlin

www.baumgroup.de
e-energy@baumgroup.de

Der Bericht basiert auf Erhebungen der Begleitforschung und den Berichten der Modellprojekte. In den Bericht sind die Arbeiten aller Mitglieder der Begleitforschung eingeflossen:

TU München

TU Darmstadt

incowia GmbH

LoeschHundLiepold Kommunikation GmbH

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 B.A.U.M. Consult GmbH unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigung, Nachdruck, Übersetzung, Mikroverfilmung und die Verarbeitung in elektronischen Systemen, auch bei nur auszugsweiser Verwertung.

Inhaltsverzeichnis

Stellenwert und Aufbau des Berichts	1
ABSCHNITT A: E-ENERGY IM ÜBERBLICK	3
1 STRUKTUR VON E-ENERGY	4
1.1 Das Technologieförderprogramm „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“	4
1.2 Die E-Energy Modellregionen	9
1.2.1 E-DeMa	9
1.2.2 eTelligence	11
1.2.3 MeRegio	15
1.2.4 Modellstadt Mannheim („moma“)	18
1.2.5 RegModHarz	21
1.2.6 Smart Watts	24
1.3 Die E-Energy Begleitforschung	26
1.3.1 Hintergrund und Auftrag	26
1.3.2 Aktivitäten	27
1.3.3 Konsortium	30
1.4 Bezug zu weiteren Aktivitäten	32
2 DAS ENERGIESYSTEM IM WANDEL	36
2.1 Herausforderungen und Lösungsansätze für die Netze	36
2.1.1 Effizienzsteigerung durch Partizipation und Kooperation	41
2.1.2 Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung	43
2.1.3 Systemstabilität durch Dezentralität und Subsidiarität	51
2.2 Das Internet der Energien	57
2.2.1 Trends in der IKT für die Energie-Domäne	57
2.2.2 Von Smart Grid zu Smart Energy	59
2.2.3 Zentrale und verteilte Komponenten	60
2.2.4 Smart Grid und Smart Home	66
2.2.5 Ansteuerung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen	68
2.2.6 Der Mensch im Mittelpunkt	70
2.2.7 Geschäftsszenarien	78
2.2.8 Funktionen im neuen Energiesystem	81

2.3	Voraussetzungen für den Wandel	82
2.3.1	Rechts- und Regulierungsrahmen	82
2.3.2	Prinzipien für ein neues Marktdesign	83
2.3.3	Gesellschaftliche Akzeptanz	86
 ABSCHNITT B: AKTIVITÄTEN UND ERGEBNISSE IN DEN MODELLREGIONEN		 87
3	BAUSTEINE EINES SMART ENERGY SYSTEMS	88
3.1	Das Intelligente Energieversorgungssystem	88
3.2	Aktive Verteilnetze	93
3.2.1	Einsatz von Smart Grid-Technologie im Netzbau	93
3.2.2	Netzmonitoring	97
3.2.3	Verteilnetz-Automatisierung	99
3.2.4	Netzleittechnik und Kommunikationsinfrastruktur	103
3.2.5	Systemgeführte Ein- und Ausspeisung	105
3.2.6	Dezentrale Systeme (und Ausgleichsmechanismen)	109
3.3	Verbrauchsmanagement	112
3.3.1	Verbrauchsmanagement in Haushalten	118
3.3.2	Verbrauchsmanagement in Gewerbebetrieben	172
3.3.3	Produktattraktivität und Kundenrekrutierung	184
3.4	Erzeugungsmanagement	188
3.4.1	Anlagenanbindung und Steuerung	190
3.4.2	Optimierter Eigenverbrauch – Selbstversorgung	195
3.4.3	EEG-Festvergütung und Direktvermarktung	198
3.4.4	Blindleistungshandel	208
3.5	Aggregation und Virtuelle Kraftwerke/ Bündelung/Pooling	209
3.5.1	Komponenten	212
3.5.2	Funktionen	215
3.5.3	Datenmanagement	217
3.5.4	Kommunikationstechnik	219
3.5.5	Anwendungsfälle und Ausprägungen in den Modellregionen	222
3.6	Informationsplattformen und Marktplätze	241
3.6.1	Funktionen von Datenplattformen und Marktplätzen	244
3.6.2	Ausprägungen in den Modellregionen	247
 ABSCHNITT C: EINORDNUNG UND VERBREITUNG VON E- ENERGY		 261

4	HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	262
4.1	Politische Kommunikation	262
4.1.1	Regierung	262
4.1.2	Verbände (Energiewirtschaft, IKT-Branchen, Verbraucherschutz)	264
4.2	Gestaltung des Rechtsrahmens	265
4.2.1	Zwischen Markt und Regulierung	265
4.2.2	Dynamisierung der Lieferantenverhältnisse	268
4.2.3	Erneuerbare auf dem Weg in die Systemverantwortung	270
4.3	Energie- und IKT-Branchen	271
4.3.1	Deutschland als Leitmarkt und Leitanbieter (international)	271
4.3.2	Schlüsseltechnologien	272
4.3.3	IKT-Wirtschaft	275
4.3.4	Energiewirtschaft	275
4.4	Gestaltung des Förderrahmens	276
4.4.1	Erfahrung aus E-Energy	276
4.4.2	Künftige Förderthemen und -strukturen	278
5	VERNETZUNG UND VERBREITUNG VON E-ENERGY	281
5.1	Arbeit in den Fachgruppen und auf der Wissensplattform	281
5.1.1	Fachgruppe Interoperabilität	281
5.1.2	Fachgruppe Rechtsrahmen	282
5.1.3	Fachgruppe Markt	284
5.1.4	Fachgruppe Systemarchitektur	287
5.2	Normungs- und Standardisierungsaktivitäten	289
5.3	Transferaktivitäten	292
5.4	Aktivitäten zur Verbreitung	292
5.4.1	Presse- und Medienarbeit	292
5.4.2	Veranstaltungen und Messen	297
5.4.3	Publikationen	300
5.4.4	Webseite	301
5.4.5	E-Energy-Animation	302
5.4.6	Einschätzung	308
5.5	Internationale Aktivitäten	309
5.5.1	Smart Grids D-A-CH	311
5.5.2	Mitarbeit in der internationalen Smart Grid Entwicklung	316
6	LITERATURVERZEICHNIS	321

INDEX	324
DETAILBERICHTE	327
Detailbericht 1: Evaluationsbericht der TU München	328
Detailbericht 2: Evaluationsbericht der TU Darmstadt	328
Detailbericht 3: Empfehlungen zur Anpassung des Rechtsrahmens	328
Detailbericht 4: Bericht der Fachgruppe Interoperabilität	328
Detailbericht 5: Highlights der Presse- und Medienarbeit	328

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1	Leuchtturmprojekte in 6 E-Energy Modellregionen	4
Abb. 2	Konsortien mit Partnern aus der Energie- und der IKT-Branche sowie Wissenschaftsinstitute	5
Abb. 3	Start der Feldversuchsphase anlässlich des E-Energy Jahreskongresses 2010 (v.l.n.r. Michael Zinke (BMWi), Ludwig Karg (B.A.U.M.), Dr. Andreas Goerdeler (BMWi), Christian Spanik (Moderator)	6
Abb. 4	Die Verantwortlichen aus den Modellregionen, von beteiligten Ministerien und Projektträgern sowie der Begleitforschung beim Abschlusskongress im BMWi	8
Abb. 5	Der E-DeMa Marktplatz und seine Produkte	9
Abb. 6	Charakteristik von E-DeMa	10
Abb. 7	Das IKT-Lösungsportfolio aus eTelligence	12
Abb. 8	Charakteristik von eTelligence	13
Abb. 9	Verarbeitung des Priosignals in der MeRegio-Architektur	16
Abb. 10	Charakteristik von MeRegio	16
Abb. 11	Die zellulare moma-Architektur	18
Abb. 12	Charakteristik von moma	19
Abb. 13	Zentrale Komponenten des RegModHarz-Systems und ihr Zusammenspiel	22
Abb. 14	Charakteristik von RegModHarz	23
Abb. 15	Systeme und Komponenten im SmartWatts-Feldversuch	24
Abb. 16	Charakteristik von SmartWatts	25
Abb. 17	Enge Zusammenarbeit von E-Energy mit den relevanten Verbänden	33
Abb. 18	Die Modellprojekte: erste Schritte auf einem längeren Weg.	34
Abb. 19	Unterschiedliche Netz-Topologien und regional verschiedene Stressoren	37
Abb. 20	Einordnung der in E-Energy repräsentierten Verteilernetztypen	37
Abb. 21	Ampelmodell	38
Abb. 22	Entwicklung der Kosten für die Versorgung mit Strom	39
Abb. 23	Smarte und strukturelle Netzanpassung	39
Abb. 24	Handlungsfelder und Lösungsansätze von E-Energy	41
Abb. 25	Vielfalt von Feedbacksystemen in den E-Energy Feldtests	42
Abb. 26	Methoden zur Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens abhängig vom Netzzustand	45
Abb. 27	Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Abregelung und flexible Erzeugung	47
Abb. 28	Spartenübergreifende Speicherung von Energie	50
Abb. 29	Flexibilitätsressourcen	51
Abb. 30	Entwicklung des zur Integration von EE notwendigen Flexibilitätspotenzials aus unterschiedlichen Quellen	51
Abb. 31	Das zellulare System der Modellstadt Mannheim	54
Abb. 32	Dezentralisierung von Erzeugung, Management und Märkten	55
Abb. 33	Spartenübergreifende Zusammenarbeit	56
Abb. 34	Verhältnis der Domänen Energie, IKT und Internet	58

Abb. 35	Das Smart Grid Architecture Model (SGAM)	58
Abb. 36	Smart Grid = Energieinformationssystem + Energieversorgungssystem	60
Abb. 37	Zugriff zu verteilten Datenpools	61
Abb. 38	Komponenten im Internet der Energie (Variante 0)	62
Abb. 39	Komponenten im Internet der Energie	63
Abb. 40	Marktgesteuertes energetisches Objektmanagement	64
Abb. 41	Intelligente Liegenschaften am Intelligenten Netz	67
Abb. 42	Kommunikationsschnittstellen	69
Abb. 43	EEBus für die Vereinheitlichung der Kommunikation zu Hausgeräten	70
Abb. 44	Optimale Ansprache von Menschen in E-Energy	71
Abb. 45	Unterschiedliche Kundenbedürfnisse	73
Abb. 46	Milieupriorisierung nach Sinus	74
Abb. 47	Die menschlichen Bedürfnisse nach Maslow	77
Abb. 48	5 Handlungsfelder zur Anpassung des Marktdesigns	85
Abb. 49	Vom Dreieck zum energiepolitischen Tetraeder	86
Abb. 50	IKT als verbindendes Element im Energiesystem	88
Abb. 51	Verhältnis von E-Energy Use Cases zu Handlungsfeldern in anderen Modellen	89
	(BDEW/ZVEI, Aufgaben intelligenter Netze gemäß Nationaler Netzplattform und EU High Level Services)	89
Abb. 52	Referenzkomponenten und Akteure in den E-Energy Modellregionen,	90
Abb. 53	Struktur des Intelligenten Energiesystems mit Zuordnung von Rollen und Akteuren	91
Abb. 54	Das Ampelmodell der Task Force Intelligente Netze und Zähler innerhalb der Netzplattform	94
Abb. 55	Funktionalitäten des Netzleitsystems	95
Abb. 56	Der Einsatz von PMU im Verteilnetz	97
Abb. 57	Ausstattung ausgewählter Ortsnetzstationen mit weiterer Messtechnik	100
Abb. 58	Blick in die Ortsnetzstation bei E-DeMa	101
Abb. 59	Überblick über mögliche Funktionalitäten eines smarten Netzleitsystem	103
Abb. 60	Temporäre Einspeiseüberschüsse im 100 %-Szenario von RegModHarz	106
Abb. 61	Benötigte Anschlussleistung relativ zum abgeregelten Energieanteil	106
Abb. 62	Engpassmanagement in PV-gestressten Netzsträngen durch Demand Response	108
Abb. 63	Bilanzierungsfolgen von Systemdienstleistungen für den VNB, siehe Erläuterungen in E-DeMa, 2013, S. 32	109
Abb. 64	Dezentralisierung der Energieflüsse und Steuerungsprozesse	110
Abb. 65	Abstimmungsprozesse von der Verteilnetzebene bis zur Regelzonenebene	110
Abb. 66	Horizontale und vertikale Abstimmung zwischen Energiemanagementsysteme	111

	auf Ebene der Liegenschaften (EM) und verschiedenen Netzebenen (NS-, MS-, und HS-Agenten) bis zur Ebene des Bilanzkreiskoordinators (BKK)	111
Abb. 67	Verbrauchsmanagement: manuelle Steuerung:	114
Abb. 68	Verbrauchsmanagement: automatisierte Steuerung	114
Abb. 69	E-DeMa: unterschiedliche Ausstattung für Gateway 1-Kunden (manuelle Steuerung) und Gateway-2-Kunden (Automatisierungskomponenten)	117
Abb. 70	Die MeRegio Stromampel	125
Abb. 71	Display am RegModHarz-BEMI	125
Abb. 72	Feldtestkundenbereich der RegModHarz-Marktplatz-Website	126
Abb. 73	Beispiel für Visualisierung des Anteils erneuerbarer Energien am Verbrauch eines RegModHarz Feldtesthaushalts	127
Abb. 74	Benutzeroberflächen der SmartWatts-App	128
Abb. 75	MeRegio App - Kosten- und Verbrauchsfunktionalitäten	129
Abb. 76	MeRegio App: Eigenerzeugung und Verbrauchsoptimierungsfunktionalitäten	130
Abb. 77	Funktionalitäten der eTelligence App	130
Abb. 78	Funktionalitäten der E-DeMa App	131
Abb. 79	moma-App Funktionalitäten	131
Abb. 80	eTelligence monatliche Hardcopy Verbrauchsinformation – Seite 1	132
Abb. 81	eTelligence monatliche Hardcopy Verbrauchsinformation – Seite 2	133
Abb. 82	MeRegio Monatscheck (online)	134
Abb. 83	Datenausfall im MeRegio Cockpit	136
Abb. 84	Mehrstufige, variable Tarife in den E-Energy Modellregionen qualifiziert in Bezug auf Anzahl der Preisstufen und Preisspreizung	140
Abb. 85	Qualifizierung von innovativen Tarifkonzepten in Bezug auf Nutzen und Aufwand der Verarbeitung	142
Abb. 86	Vergleich der erzielten Verbrauchsverlagerung im E-DeMa Basis Tarif (oben) und E-DeMa Effizienz Tarif (unten) bei aktiven und passiven Kunden	144
Abb. 87	Tarifstruktur von E-DeMa Effizienz (oben) und E-DeMa Basis (unten)	145
Abb. 88	Preisprofile Werktag (s.o.) und Wochenende (s.u.) im moma-Feldtest 2, gültig für Oktober – November 2010	146
Abb. 89	Preisprofil Werktag Feldtest 2 und elektrische Lastverschiebung im Dezember 2010	148
Abb. 90	MeRegio: manuell gesteuerte Verbrauchsverlagerungen der ersten Feldtestphase	149
Abb. 91	Tarifstruktur des eTelligence Mengentarifs	151
Abb. 92	Tarifstruktur des E-DeMa Balance Tarifs	151
Abb. 93	Lastkurve der E-DeMa Balance Kunden(blau) im Vergleich zu H0 und E-DeMa-Basis und Effizienz-Kunden an einem Wochentag	152
Abb. 94	Lastkurve der E-DeMa Balance Kunden(blau) im Vergleich zu H0 und E-DeMa-Basis und Effizienz-Kunden an einem Sonntag	153
Abb. 95	Tarifstruktur des eTelligence-Eventtarifs	155

Abb. 96	Veränderte Lastgänge bei Bonus-Events (blau) und Malus-Events (grau)	156
Abb. 97	E-DeMa Tarifstrukturen Stormy Dinner (oben) und Sunny Brunch (unten)	157
Abb. 98	RegModHarz Konzept für den dynamischen Tarif	159
Abb. 99	Auswahl von Preisprofilen für den dynamischen Tarif im Rahmen des dritten moma-Feldtests	160
Abb. 100	moma 3.Feldtest: Stündliche Preiselastizitäten im Stromverbrauch	162
Abb. 101	Funktionsweise der MeRegio-Steuerbox	164
Abb. 102	Unterschied zwischen Preis- und Effizienzsignal in MeRegio	165
Abb. 103	Entwicklung der Verteilung von Preisstufen über den Tag während der MeRegio Feldtest-Laufzeit	166
Abb. 104	Entwicklung der Verteilung von Preisstufen über den Tag während der MeRegio Feldtest-Laufzeit	166
Abb. 105	E-DeMa: Entwicklung der Anzahl von Bereitstellungen der smarten weißen Ware für das IKT-Gateway 2 (im Feldversuch wurden 107 Waschmaschinen, 86 Wäschetrockner und 21 Geschirrspüler eingesetzt)	168
Abb. 106	Erster Teil der monatlichen Verbrauchsinformation aus RegModHarz mit simulierter Abrechnung des dynamischen Tarifs	169
Abb. 107	E-DeMa: Start der weißen Ware durch Nutzer, IKT-Gateway 2 zur Tarifoptimieren, durch den Aggregator	171
Abb. 108	E-DeMa: Entwicklung der Bereitstellungen der weißen Ware für den Aggregator (im Feldversuch wurden 107 Waschmaschinen, 86 Wäschetrockner und 21 Geschirrspüler eingesetzt)	172
Abb. 109	Theoretisches Potenzial von aggregierter Kälteanlagenleistung nach Lastprofilgruppen	175
Abb. 110	Abschätzung der Verlagerungsdauern nach Branchen	175
Abb. 111	Realisierbares Potenzial nach einzelnen Profilgruppen	176
Abb. 112	Realisierbare positive Regelleistung aus Verbrauchsflexibilitäten in MW über Zeit	177
Abb. 113	In MeRegio analysierte Gewerbekunden nach Branche, Einsparpotenzial und Lastverschiebungspotenzial	179
Abb. 114	MeRegio B2B-KundenSechs für automatische Steuerung ausgewählte Unternehmen	181
Abb. 115	Neugestaltung einer Druckluftanlage und Druckabsenkung in einem Betrieb im Rahmen von MeRegio (vor der Maßnahme – links, nach der Maßnahme – rechts)	182
Abb. 116	Einbindung der Firma Lachmeier im Rahmen von MeRegio: Stromzangenmessung des Power Submeters vor und nach dem Einbau der modernen Steuerungskomponenten	183
Abb. 118	Schaubild Erzeugungsmanagement	190
Abb. 119	eTelligence Konzept für die Integration eines BHKW/Erzeugungsmanagement über den IEC-61850 Kommunikationsstandard	191
Abb. 120	eTelligence Gateway im EWE-Verwaltungszentrum	192
Abb. 121	PowerBridge im Kontext des Virtuellen Kraftwerks	193
Abb. 122	Struktur der PowerBridge	194
Abb. 123	Gekoppeltes Batterie-PV-System. oben: unkoordinierter Speicherbetrieb, untern: koordinierter Speicherbetrieb	197

Abb. 124	Direktvermarktung und EEG-Vergütung	200
Abb. 125	Gesamtablauf der Direktvermarktung	201
Abb. 126	Aggregationsdefinition in E-Energy	211
Abb. 127	Aggregator-System in E-Energy	212
Abb. 128	Übersicht der Schnittstellenbereiche	213
Abb. 129	Funktionen Skizzierung	215
Abb. 130	Vier-Tages-Übersicht simulierte Einspeisung Windenergiekonverter	216
Abb. 131	Aktionsfrequenz und Aggregationsebenen	218
Abb. 132	Aggregator-Leitsystem	220
Abb. 133	Kommunikations- und Sicherheits-Architektur	221
Abb. 134	Aggregator Wertschöpfungskette	222
Abb. 135	Handelsaktivitäten am eTelligence Marktplatz	225
Abb. 136	Darstellung der verschiedenen Regelenergiearten	228
Abb. 137	Start der Weiße-Ware-Geräte durch den Nutzer, das IKT-GW2 oder Bereitstellung für den Aggregator	232
Abb. 138	Bereitstellung der Weiße Ware-Geräte für den Aggregator	233
Abb. 139	Lasterhöhung durch den Aggregator	234
Abb. 140	Einspeiseerhöhung durch den Aggregator	235
Abb. 141	Mittlere Leistungspreise, Grenzpreise, Arbeitspreise für Regelleistung im Zeitraum vom 19.08.13 bis 25.08.13	238
Abb. 142	Abgerufene POS/NEG Minutenreserveleistung TenneT September 2013	239
Abb. 143	Abgerufene POS/NEG Sekundärregelleistung TenneT September 2013	240
Abb. 144	Unterschiedliche Ebenen des Internets der Energie in SmartWatts	242
Abb. 145	Idealtypischer Aufbau einer Datenplattform	244
Abb. 146	Idealtypischer Aufbau einer Marktplattform	245
Abb. 147	Unterschiedliche Marktplatztypen und Ausprägungen in den E- Energy Modellregionen	248
Abb. 148	Ebenen der Mehrschichtenarchitektur (User Interface, Business Logic, Database)	250
Abb. 149	Steigende und senkende Effekte entlang des E-DeMa- Marktplatzbetriebes	251
Abb. 150	Architektur des lokalen E-DeMa-Marktplatzes	251
Abb. 151	Globale Vernetzung der Plattformen und Zugang für überregionale Akteure	252
Abb. 152	Online-Bedarf – Aktionsfrequenz und Aggregation	252
Abb. 153	Einordnung des Marktplatzes auf Systemzellenebene	253
Abb. 154	Einbindung des Marktplatzes bei der Verarbeitung des Prioritätensignals	254
Abb. 155	Sytemarchitektur des MeRegio-Marktplatzes (Web-Schicht, Anwendungsschicht, Datenschicht)	254
Abb. 156	Beteiligte Akteure am ETelligence Marktplatz	255
Abb. 157	Automatisierte Teilnahme über CIM	256
Abb. 158	Handelsaktivitäten am realen Marktplatz	257
Abb. 159	Struktur und Prozesse im Smart Portfoliomanagement	259

Abb. 160	Cover von Datenschutz in Smart Grids	284
Abb. 161	Landkarte der Sicherheitsaspekte in der Energieversorgung	289
Abb. 162	Das DKE-Kompetenzzentrum „Normung E-Energy/Smart Grids“ als Schnittstelle zwischen E-Energy Projekten und der Normung	290
Abb. 163	DKE Smart Grid Roadmaps 1.0 und 2.0	291
Abb. 164	Die fünf Säulen der E-Energy Kommunikation	293
Abb. 165	Komplettaufzeichnung des E-Energy Abschlusskongresses auf der Website (http://apps3.nc3.de/clients/eenergy/2013/01/17/part1/en/index.php?skipto=2480)	299
Abb. 166	Exemplarische Nutzerzahlen der E-Energy-Webseite aus den Jahren 2010 und 2011	301
Abb. 167	E-Energy Animation	302
Abb. 168	Vortrag von Roger Kohlmann, BDEW, bei der Gridweek in Washington	310
Abb. 169	Unterzeichnung des EEBus Kooperationsabkommens in Korea durch Vertreter von SmartWatts	310
Abb. 170	Organisation der D-A-CH-Kooperation	312
Abb. 171	Rollen und Struktur der Zusammenarbeit in Smart Grids DACH	312
Abb. 172	Aktivitäten in den Jahren 2010 bis 2012	313
Abb. 173	Ludwig Karg, Leiter der Begleitforschung, bei Vorträgen in China, Russland Japan, Kanada und Davos	320

Tabellenverzeichnis

Tab. 1	Übersicht über die in den Modellregionen getesteten Optionen aktiven Verteilnetzmanagements Monitoring, Spannungsmanagement sowie Ein- und Ausspeisemanagement	96
Tab. 2	Kombinationsmöglichkeiten für Feedbacksysteme und – informationen in den E-Energy Modellprojekten	119
Tab. 3	Übersicht: Grundtypen und Wirkungstendenzen der E-Energy Tarife	138
Tab. 4	Faktoren zur Ausgestaltung von Tarifen	140
Tab. 5	Mittlere relative Verbrauchsänderung in Abhängigkeit von Richtung der Preisänderung im dynamischen SmartWatts-Tarif	163
Tab. 6	Erzeugungsanlagen pro Modellregion	195
Tab. 7	Märkte an der Strombörse	199
Tab. 8	EEG-Vergütung und Erlöse aus Direktvermarktung mit Marktprämie	202
Tab. 9	Ergebnisse aus simulierter Vermarktung Modellregion Harz für Wind- und Solar	203
Tab. 10	Referenzanlage Vermarktung von Strom aus Biogasanlagen	203
Tab. 11	Ergebnisse aus simulierter Direktvermarktung mit Marktprämie Modellregion Harz für Biogasanlagen	204
Tab. 12	Direktvermarktung mit Markt- und Flexibilitätsprämie	205
Tab. 13	Praktische Erfahrungen und Erkenntnisse aus der Vermarktung einer existierenden Biogasanlage Modellregion Harz	206

Tab. 14	Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Vermarktung der BHKW am eTelligence Marktplatz	207
Tab. 15	Business-Model B2C-Ebene und B2B-Ebene	226
Tab. 16	Aktuelle Rahmenbedingungen der einzelnen Regelleistungsarten	229
Tab. 17	MAE und Ausgleichsenergien von fluktuierenden Erzeugern und VK Modellregion eTelligence	231
Tab. 18	Erkenntnisse in Bezug auf das Aggregator-Leitsystem	234
Tab. 19	Qualifizierbare Dienstleistungen eines Aggregators	237
Tab. 21	Inhaltliche Schwerpunkte in den Untergruppen der Fachgruppe Interoperabilität	282
Tab. 22	Registrierte Nutzer der E-Energy Animation	303

Abkürzungsverzeichnis

€	Euro
AMI	Advanced Meter Infrastructure
BC	Business Case
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDI	Bundesverband der deutschen Industrie
BEMI	bidirektionales Energiemanagement Interface
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BPL	Breitband Powerline
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CIGRE	Conseil International des Grands Reseaux Électriques
CIM	Common Information Model
CO ₂ /CO ₂	Kohlendioxid
CPP	Critical Peak Pricing (Tarif)
ct	Cent (€-Raum)
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
DEMS	Decentralized Energy Management System
DER	Decentralized Energy Ressources/Dezentrale Energieressourcen
DG	Directorate-Generale
DIN	Deutsche Industrie Norm
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE
DNS	Domain Name Service
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
DSO	Distribution System Operator
EDM	Energy Data Management
EDS	Energiedatenserver
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EE	Erneuerbare Energien
EEBus	E-Energy-Bus
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EM	Energiemanager
EMG	Energiemanagement Gateway
EMS	Energy Management System
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERGEG	Europäische Regulatorgruppe für Elektrizität und Gas

EU	Europäische Union
EV	Electric Vehicle
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistung
GPKE	Geschäftsprozesse zur Belieferung von Kunden mit Elektrizität
GSM	Global System for Mobile Communications
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
HAN	Home area network
HKW	Heizkraftwerk
HT	Hochtarif
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IHK	Industrie- und Handelskammer
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IT	Informationstechnologie
ITG	Informationstechnische Gesellschaft
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
IZES	Institut für Zukunftsenergiesysteme gGmbH
KMU	kleine und mittelständische Unternehmen
kW	Kilowatt
kWel,inst	installierte elektrische Leistung in Kilowatt
kWel,max	maximale elektrische Leistung in Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LAN	Local Area Network
LV	Low Voltage
M-Bus	Meter-Bus
MB	Megabytes
MDL	Messdienstleister
MDM	Meter Data Management
MessZV	Messzugangsverordnung
MG	Meter Gateway
Mill./Mio.	Millionen
MoU	Memorandum of Understanding
MUC	Multi Utility Communication
MV	Medium Voltage
MWel	elektrische Leistung in Megawatt
Mwh	Megawattstunden

NT	Niedertarif
o.a.	oben angegeben
o.ä.	oder ähnliche(s)
OGEMA	Open Gateway Energy Management Alliance
ONS	Ortsnetzsstation
OSGi	Open Services Gateway initiative
PLC	Power Line Communication
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
PtJ	Projekträger Jülich
PV	Photovoltaik
RES	Renewable Energy Sources
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SGAM	Smart Grid Architekturmodell
SMG	Smart Meter Gateway
SOA	Service-Oriented Architecture
SOAP	Simple Object Access Protocol
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TC57	Technical Committee für Energiesystem-Management und assoziierten Informationsaustausch
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol
TF	Task Force(s)
TSO	Transmission System Operator
TU	Technische Universität
u. a.	unter anderem
UML	Unified Modeling Language
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
WAN	Wide Area Network
WLAN	Wireless Local Area Network
WSDL	Web Service Description Language
XML	Extensible Markup Language
ZigBee	Industriestandard für Funknetze
Z-Wave	drahtloser Kommunikations-Standard von der Firma Sigma Designs und der Z-Wave Alliance

Stellenwert und Aufbau des Berichts

Nach 5 Jahren intensiver Arbeit in den Modellregionen und einer engen Zusammenarbeit zahlreicher Unternehmen und wissenschaftlicher Einrichtungen fasst dieser Bericht die wesentlichen Ergebnisse und Erkenntnisse von E-Energy zusammen. Er wurde von B.A.U.M. als Konsortialführer der Begleitforschung in enger Zusammenarbeit mit den anderen Mitgliedern der Begleitforschung auf Basis der Ergebnisberichte der Modellprojekte, der begleitenden Evaluation und eigener Studien erstellt.

Der Aufbau des Berichts erlaubt sowohl sich einen schnellen Überblick zu verschaffen als auch einzelne Themen modellregionsübergreifend zu betrachten. Abschnitt A beschreibt die zentralen Ergebnisse und Erkenntnisse der Modellregionen und der Begleitforschung im Zusammenhang. Dieser Abschnitt eignet sich um schnell einen guten Gesamtüberblick über das E-Energy-Programm und dessen Ergebnisse zu erhalten.

- Abschnitt B vertieft die Erkenntnisse und verweist auf die konkreten Beiträge und Beispiele der Modellregionen.
- Abschnitt C werden konkrete Handlungsempfehlungen für alle am Um- und Ausbau des Energieversorgungssystems beteiligten Akteursgruppen gegeben. Weiterhin beschreibt der Abschnitt vor allem die Arbeit und die Ergebnisse der von der Begleitforschung initiierten und moderierten Fachgruppen. Der Abschnitt enthält auch Übersichten zu den zentralen, in diesem Bericht zitierten Publikationen von Modellregionen und Begleitforschung sowie eine Auswahl der weitergehenden Publikationen der Modellprojekte. Ein großer Teil der Veröffentlichungen ist von der jeweiligen Projekt-Website, der E-Energy Website oder von den Autoren direkt zu beziehen.
- Ein Index erlaubt das schnelle Auffinden von Themen.

Dieser Abschlussbericht von E-Energy will die Ergebnisse und Erkenntnisse verdichtet darstellen. Die 6 Modellprojekte haben Hunderte von eigenen Berichten vorgelegt. Sie bildeten nicht nur eine wesentliche Grundlage für die Evaluationsarbeit der Begleitforschung, sie sind auch Quelle für wertvolles Detailwissen. Deshalb findet sich im Anhang eine Liste der zentralen Berichte und Studien der Modellregionen. Aus dem vorliegenden Bericht wird auf Darstellungen in jenen Berichten verwiesen. Eine Auswahl dieser Dokumente ist auf der E-Energy-Website bereitgestellt (www.energy.de), weitere können bei den jeweiligen Autoren angefordert werden.

Die TU München und die TU Darmstadt haben als Wissenschaftsinstitutionen in der Begleitforschung für Ihre jeweiligen Forschungs- und Evaluationsfelder eigenständige, ausführliche Berichte vorgelegt. Aus dem vorliegenden Bericht wird bei Bedarf aus diesen umfassenden Berichten zitiert und auf diese verwiesen. Sie sind in vollem Umfang als weitere Berichtsteile der Begleitforschung diesem Bericht angefügt.

Ebenfalls im Annex befindet sich ein umfassendes Papier, das von der Begleitforschung in enger Zusammenarbeit mit den Mitgliedern der Fachgruppe Recht entwickelt wurde. Es beschreibt im Detail die notwendigen Veränderungen in den

rechtlichen Rahmenbedingungen, die notwendig wären, damit große Teile der in E-Energy erprobten Lösungen in der Fläche umgesetzt werden können

Wegen der besonderen Bedeutung der Arbeit in der Fachgruppe Interoperabilität und der erfolgreichen Zusammenarbeit mit den einschlägigen Standardisierungsorganisationen ist auch der Schlussbericht dieser Fachgruppe (verfasst von inco-wia GmbH als Leiter der Fachgruppe) komplett als Anhang beigefügt.

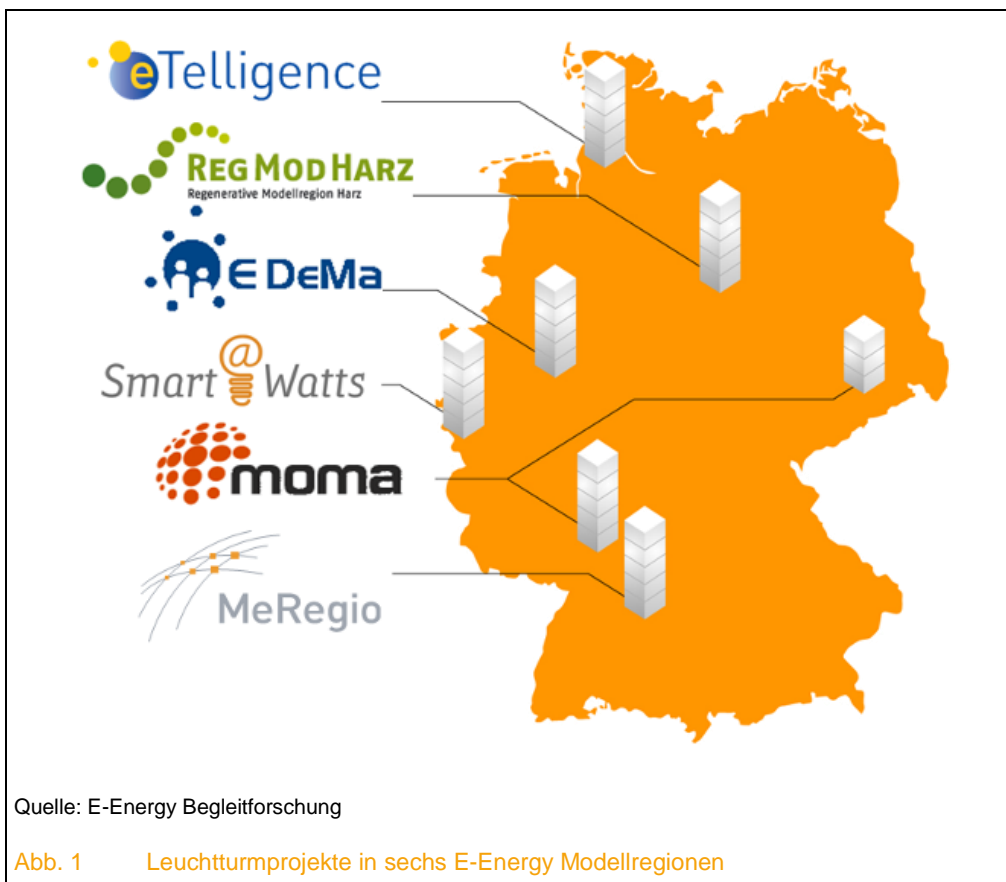
ABSCHNITT A: E-Energy im Überblick

1 Struktur von E-Energy

1.1 Das Technologieförderprogramm „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“

Mit dem Förderprogramm „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ haben das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) in ressortübergreifender Partnerschaft mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) neue Wege aufgezeigt, wie Stromverbrauch gesenkt und Energie effizienter eingesetzt und eine regenerative Energieversorgung umgesetzt werden können.

Das Hauptaugenmerk lag dabei auf der Einbeziehung der erneuerbaren Energien in die Energienetze der Zukunft mit Hilfe neu entwickelter Systeme aus dem Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT). Als Leuchtturmprojekt der Bundesregierung ist E-Energy Teil des Aktionsplans "Green IT-Pionier Deutschland" sowie zentraler Bestandteil der Hightech-Strategie und der IKT-Strategie "Deutschland Digital 2015" der Bundesregierung und wurde von Bundeskanzlerin Angela Merkel zum nationalen Leuchtturmprojekt erklärt.



Aufgrund seiner herausragenden innovations- und wirtschaftspolitischen Bedeutung wurde das E-Energy Programm auf dem IT-Gipfel 2008 durch die Bundeskanzlerin zum nationalen Leuchtturmprojekt erklärt. Der Kurzbegriff „E-Energy“

steht – analog den Bezeichnungen „E-Commerce“ oder „E-Government“ – für die umfassende digitale Vernetzung sowie computerbasierte Kontrolle und Steuerung des Gesamtsystems der Energieversorgung. Die Elektrizitätssparte wurde in diesem Forschungsprogramm als Einstieg gewählt, weil hier die Herausforderungen an Echtzeitinteraktionen und Computerintelligenz wegen der begrenzten Speicherkapazität von Strom besonders groß sind.

Quelle: E-Energy Begleitforschung

Abb. 2 Konsortien mit Partnern aus der Energie- und der IKT-Branche sowie Wissenschaftsinstitute

Von 2008 bis 2013 erforschten und erprobten Industrie- und Wissenschaftskonsortien in sechs Smart Energy Regionen den Einsatz von IKT im Energiebereich. Zudem wurden Querschnittsthemen wie z.B. zielführende Gesamtarchitekturen, Geschäftsmodelle, rechtliche Rahmenbedingungen, Datenschutz und Datensicherheit oder die Standardisierung projektübergreifend mit Unterstützung durch eine speziell dafür beauftragte Begleitforschung bearbeitet. Das Gesamtvolumen dieser Projekte betrug über 140 Mio. Euro, dazu steuerten das BMWi 40 Mio. Euro und das BMU 20 Mio. Euro an Fördermitteln bei. Den Rest trugen die Modellkonsortien bei.

Hintergrund des Forschungsprogramms war das Erkennen der großen Optimierungspotenziale der IKT zur Erreichung der Ziele im energiepolitischen Zieldreieck in der Stromversorgung - Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Weiterhin wurde die Möglichkeit der Entstehung neuer Beschäftigungsfelder und Märkte vermutet, die es zu erschließen galt. Analysen und Experteneinschätzungen, z. B. die von Wik-Consult im Auftrag des BMWi durchgeführte Studie vom Dezember 2006 „Potenziale der Informations- und Kommunikationstechnologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (E-Energy)“), hatten zuvor zunehmend deutlich gemacht, dass der weitere Fortschritt der Energiewirtschaft ohne die umfassende Ausschöpfung der Potenziale von digitaler Intelligenz und Vernetzung nicht möglich sein wird. Übereinstimmend wird festgestellt, dass demgegenüber die IKT-Nutzung in der Energieversorgung bislang noch keine große Rolle spielt. Sowohl von der IKT- als auch Energiewirtschaft wurde erheblicher technologiepolitischer Handlungsbedarf gesehen, damit die hohen Optimierungspotenziale der IKT für den Energiebereich erschlossen werden können



Quelle: E-Energy Begleitforschung

Abb. 3 Start der Feldversuchsphase anlässlich des E-Energy Jahreskongresses 2010 (v.l.n.r. Michael Zinke (BMWi), Ludwig Karg (B.A.U.M.), Dr. Andreas Goerdeler (BMWi), Christian Spanik (Moderator))

So erfolgte im April 2007 die Ausschreibung des E-Energy-Technologiewettbewerbs durch das BMWi war bereits unter Fokussierung auf drei Themenschwerpunkte erfolgt:

1. Schaffung eines E-Energy-Marktplatzes, der den elektronischen Geschäfts- und Rechtsverkehr zwischen allen Marktteilnehmern ermöglicht.
2. Digitale Vernetzung und Computerisierung der technischen Systeme und Komponenten sowie der darauf beruhenden Prozessführungs- und Wartungsaktivitäten, so dass eine weitgehende Selbstautomation der Kontrolle, Analyse, Steuerung und Regelung des technischen Gesamtsystems gewährleistet ist.

3. Online-Kopplung von elektronischem Energie- Marktplatz und technischem Gesamtsystem, so dass eine zeitnahe digitale Interaktion von Geschäfts- und Technikbetrieb sichergestellt wird.

Mit diesen drei Themenschwerpunkten wurde erstmals dazu aufgerufen, integrierte Ideen und Systemkonzepte für ein „Internet der Energie“ zu entwickeln, das die Informations-, Kommunikations- und Transaktionsprozesse auf den Strommärkten deutlich vereinfacht und beschleunigt, die technische Energieinfrastruktur auf Basis durchgehender digitaler Vernetzung intelligent kontrolliert, gesteuert und geregelt sowie mit elektronischen Marktplätzen koppelt, so dass z. B. eine effiziente, zeitnahe und transparente Koordination von Energieangebot, (End-) Energienachfrage und komplementären Dienstleistungen in allen Bereichen des Versorgungssystems möglich wird. In der E-Energy-Ausschreibung wurde deutlich gemacht, dass hierfür nicht nur Technologie-Fortschritte, sondern auch Anpassungen von Organisationsstrukturen und Rahmenbedingungen notwendig sind.

Mit Blick auf die große Bedeutung von E-Energy für das energiepolitische Zieldreieck, den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Erhöhung der Energieeffizienz erfolgte die Förderung der Preisträgerprojekte in einer ressortübergreifenden Partnerschaft mit dem BMU. Durch die Kooperation beider Ministerien konnte eine größere Anzahl von Projekten unterstützt werden (sechs statt wie ursprünglich geplant vier), was die Ausstrahlung und Wirkung von E-Energy weiter verstärkte.

Mit der Umsetzung von E-Energy und der Arbeit in den sechs Modellregionen wurden so in den folgenden Jahren die Bausteine für mehr Transparenz und Wettbewerb entlang der gesamten Wertschöpfungskette vom Kraftwerks- über den Netzbetrieb bis zum Endverbraucher erarbeitet. Dadurch konnten Innovationen im technischen wie im wirtschaftlichen Bereich angestoßen werden. Das wird unter anderem auch den weiteren Fortschritt bezüglich der Liberalisierung des Energiemarkts und der Dezentralisierung der Stromnetze beschleunigen.

Insgesamt gelang es durch die im Rahmen von E-Energy durchgeführten Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten (FuE) gemäß den Zielen der ursprünglichen Ausschreibung dabei zu helfen einen neuen Markt für automatisierte Steuerungs- und Regelsysteme bei Erzeugungsanlagen und Endgeräten, für IKT-Gateways und Smart Meter, für intelligente Speichermodule, für Prognose- und Abrechnungssysteme, für benutzerfreundliche Online-Ratgeber sowie Anzeige- und Bediensysteme und vieles mehr zu entwickeln. Das wird zukunftsfähige Arbeitsplätze schaffen und neue Wachstumseffekte hervorrufen. In Verbindung damit werden neue Dienstleistungen mit unterschiedlichsten Tarifangeboten auf den Markt kommen. Es werden aber auch ganz neue Geschäftsmodelle entstehen, so zum Beispiel das Bündeln von Erzeugern und Verbrauchern, das Optimieren des privaten oder gewerblichen Lastprofils oder eine weitgehend automatisierte Strom(spar)steuerung von Hausgeräten unter Nutzung bidirektionaler IKT-Gateways.



Quelle: E-Energy Begleitforschung

Abb. 4 Die Verantwortlichen aus den Modellregionen, von beteiligten Ministerien und Projektträgern sowie der Begleitforschung beim Abschlusskongress im Januar 2013 im BMWi

E-Energy ist ein Schlüssel für den Ausbau und die Netzintegration der erneuerbaren Energien. Durch die Netzintegration dezentraler erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen mit Hilfe von intelligenter Steuerung wird nicht nur die Energiewende profitieren, sondern es wird auch der Bereich des Maschinen- und Anlagenbaus starke Wachstumsimpulse erhalten. E-Energy konnte Türen öffnen für eine Vielzahl von neuen technischen Produkten. Viele kleine und mittlere Unternehmen – nicht zuletzt das Elektrohandwerk – werden davon ebenso profitieren wie Ingenieursunternehmen, Hard- und Softwareproduzenten und die am Weltmarkt operierenden Unternehmen für Energieanlagen und Energieinformationssysteme.

Umfassender Abschlussbericht stellt Ergebnisse im Überblick und vertiefende dar.

Die Ergebnisse der Modellregionen sind in deren Schlussberichten sowie zahlreichen veröffentlichten Studien dem Fachpublikum und der breiten Öffentlichkeit zugänglich gemacht worden. Einen Überblick über die Erkenntnisse aus dem Förderprogramm gibt ein umfangreicher Abschlussbericht der Begleitforschung. Er stellt die Ergebnisse und Erkenntnisse im Zusammenhang dar und enthält weitreichende Empfehlungen, die sich aus der Arbeit der Modellprojekte und der Begleitforschung ergeben haben. Der Abschlussbericht kann von der Website des E-Energy Programms bezogen werden: www.e-energy.de.

1.2 Die E-Energy Modellregionen

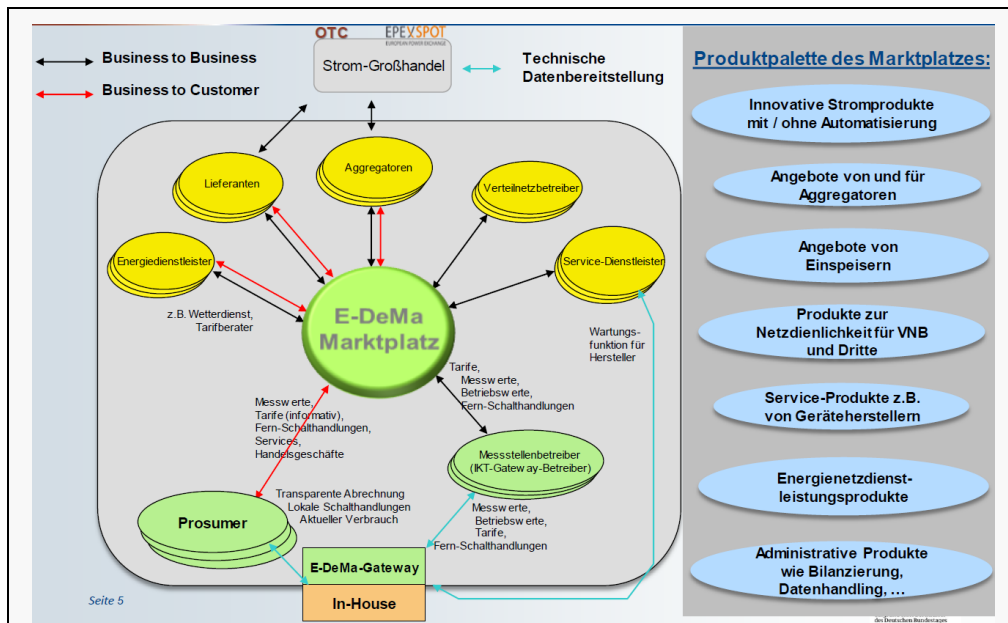
In sechs Modellregionen haben die Partner aus der Energie- und der IKT-Wirtschaft Schlüsseltechnologien und Geschäftsmodelle für ein "Internet der Energie" erforscht. Im Folgenden werden die Ziele, Lösungsansätze und zentralen Ergebnisse der Modellprojekte im Überblick dargestellt.

1.2.1 E-DeMa

Ziel des Projekts E-DeMa in der Modellregion Rhein-Ruhr war die Konzeption von IKT-basierten Lösungen, die die intelligente Nutzung aller zur Verfügung stehenden Ressourcen sowie die Optimierung und Integration des Gesamtsystems der Elektrizitätsversorgung von der Gewinnung des Stroms über die Speicherung, den Transport, die Verteilung bis hin zur effizienten Verwendung ermöglichen.



E-DeMa verstand sich dabei als eine Gesamtkonzeption, die nicht nur technische Lösungen präsentiert, sondern sich auch mit den Möglichkeiten befasst, diese Lösungen in der heutigen Marktverfassung umzusetzen. Dreh- und Angelpunkt der neuen Lösungen war der im Projekt konzeptionierte und implementierte E-DeMa-Marktplatz, der den vormals passiven Konsumenten zu einer aktiveren Teilnahme am Marktgeschehen verhelfen kann.



Quelle: E-DeMa, 2013

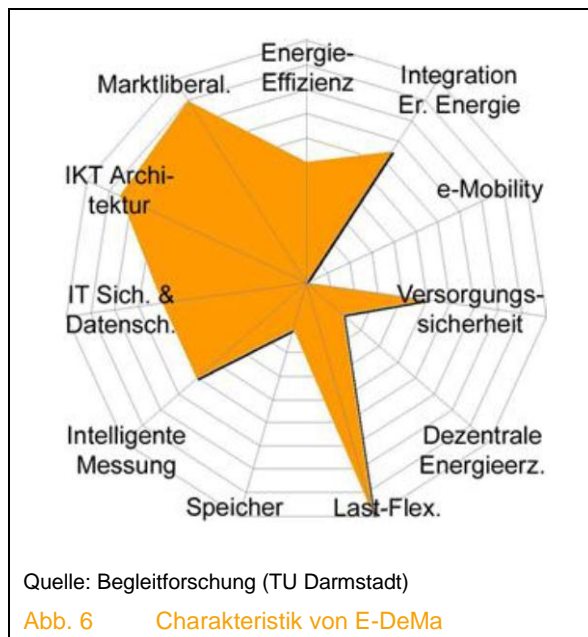
Abb. 5 Der E-DeMa Marktplatz und seine Produkte

Im Rahmen von E-DeMa wurden für den Feldtest 13 Mikro-Blockheizkraftwerke (μ KWK) installiert, die bei Bedarf als dezentrale Kleinerzeuger zugeschaltet werden und über den Marktplatz zu handelbaren Erzeugungsmengen aggregiert werden können. Außerdem wurden fast 700 Haushalte mit IKT-Gateways (I und II) ausgestattet, die es den Verbrauchern erlaubten, aktiv am E-DeMa-Marktplatz teilzunehmen. Am E-DeMa-Marktplatz wurden die Verbraucher dazu ermächtigt, jeden Monat neu darüber zu entscheiden, in welchem der neuen unterschiedlichen

E-DeMa-Tarifmodelle sie abgerechnet werden. Neben Erzeugungsmengen können am Marktplatz auch verschiebbare Lasten als Flexibilitäten aggregiert und vermarktet werden. Die Flexibilitäten können am Marktplatz auch einem Aggregator, der diese zusammenfasst und vermarktet, zur Verfügung gestellt werden. Damit verschmelzen die klassischen Rollen von Energieverbraucher und -erzeuger im Rhein-Ruhr-Gebiet zum „Prosumer“, – der nicht nur Energie verbraucht, sondern auch als Erzeuger und Bereitsteller von Flexibilitäten am Markt teilnimmt.

Funktionell betrachtet stellt der E-DeMa-Marktplatz einen kontraktbasierten marktunterstützenden Koordinationsmechanismus dar, der alle Phasen der Vertragsabschlüsse zwischen Anbietern und Verbrauchern sowie auch B2B-Prozesse unterstützen und abwickeln kann. So entstand innerhalb von E-DeMa ein für alle Teilnehmer einheitlicher Marktraum.

Während im Feldtest selbst nur private Haushalte in die Infrastruktur integriert wurden, sind sämtliche Lösungen auch für Gewerbe- und Industriekunden nutzbar. Mithilfe der im Feldtest



erhobenen Zählerwerte konnte der Verbrauch der integrierten Haushalte zu jeder Viertelstunde erfasst und abgebildet werden. Im Feldversuch wurden sowohl automatisierte Lösungen als auch Anreize getestet, die nur manuell verarbeitet werden konnten. Bereits in einem einfachen zeitvariablen Tarif haben besonders aktive Kunden 8,7 Prozent ihres Verbrauchs in die günstigen Tarifzeiten verlagert. Im Durchschnitt erreichten die aktiven Kunden mit Automatisierung ähnliche Verbrauchsverlagerungen wie die Kunden ohne Automatisierung. Die Verbrauchsverlagerung der passiven Kunden bzw. aller Kunden aus den Tarifzeiten die besonders teuer abgerechnet wurden, ist jedoch höher als bei den Kunden ohne Automatisierung.



Modelle

- E-DeMa IKT-Architekturmodell – *TU Dortmund*
- IT Security Konzept – *RWE, TU Dortmund, Prosyst, Siemens*

Simulationen

- Simulationsmodelle zur Analyse von Einzel- und Gruppenlastgängen von Haushalten, Gewerbe- und Industriekunden; Skalierung der Ergebnisse auf unterschiedliche Szenarien – *TU Dortmund, Universität Duisburg Essen, Ruhr-Universität Bochum*
- Simulation und Bewertung von Kommunikationstechnologien für Smart Metering und Demand Side Management – *RWE und Stadtwerke Krefeld*

Pilotprodukte

- Marktplatzsystem – *Siemens*
- IKT-Gateway 2 als Kommunikations- und Steuerungssystem inkl. MPRM-System als Betriebsumgebung – *Siemens, Prosyst*
- Innovative Tarifprodukte – *RWE, Stadtwerke Krefeld, TU Dortmund*
- ANDROID basierte App als Energy Display zur Darstellung und Verarbeitung der neuen Tarifprodukte – *FH Dortmund, Stadtwerke Krefeld*
- Netzleitsystem zur Erfassung und Prognose – *Siemens*
- Aggregatorleitsystem für das Management von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen – *Siemens*
- Zählerdatenmanagementsysteme – *Siemens und RWE*
- Multimeteringsysteme im Gas- und Wasserbereich zur Anbindung der Spatenzähler über MBUS (Funk) – *Stadtwerke Krefeld*

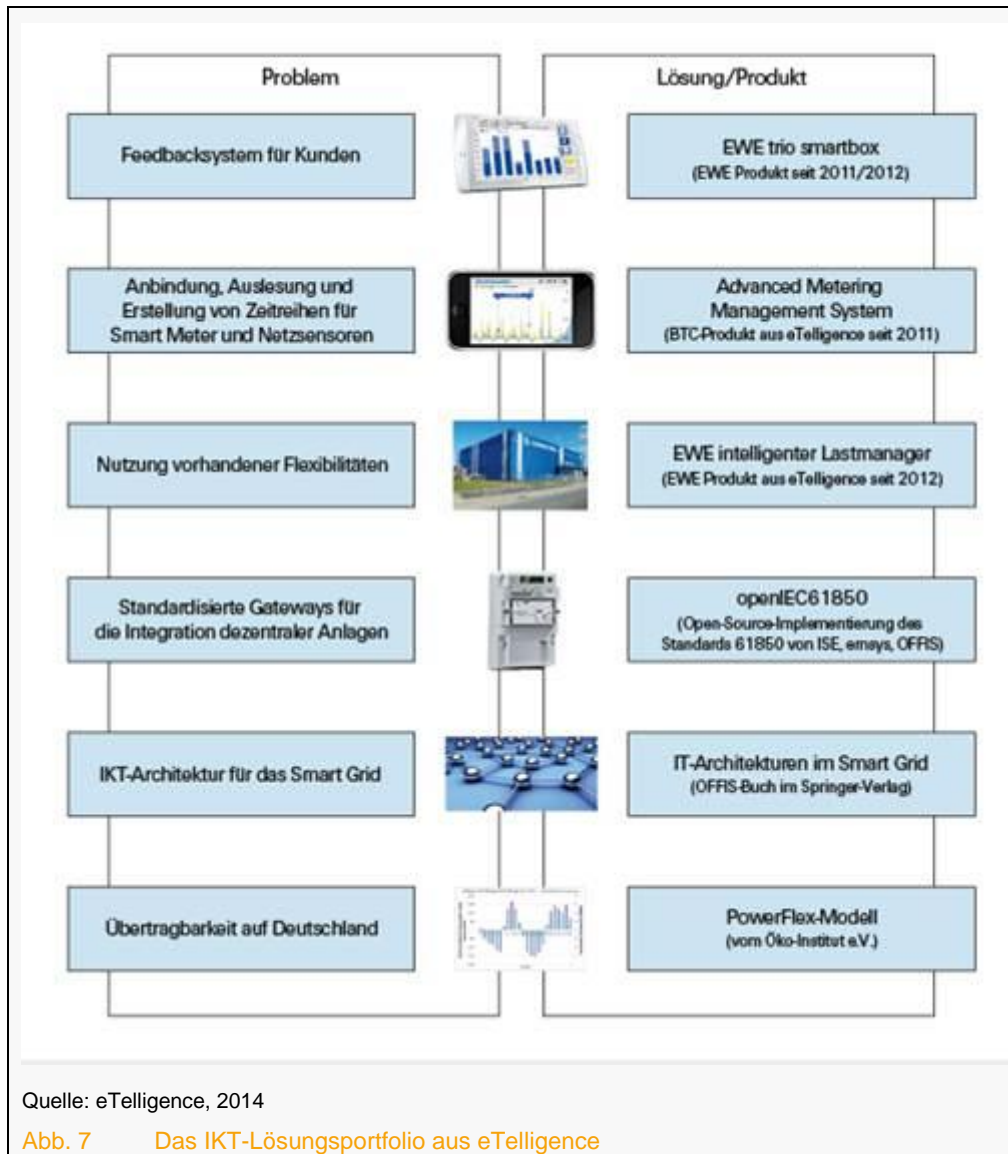
Zentrale Veröffentlichungen

- IT Security Lösungen aus E-DeMa wurden veröffentlicht und gingen ins BSI-Schutzprofil ein – *RWE, TU Dortmund, Prosyst, Siemens*
- Abschlussbericht E-DeMa, Eingehende Darstellung des erzielten Ergebnisses. Essen, Dortmund. – *E-DeMa Konsortium*

1.2.2 eTelligence

In der Region um Cuxhaven testete das Projekt eTelligence ein komplexes IKT-basiertes System zur Ausbalancierung der Fluktuation von Windenergie, das den Strom intelligent in die Netze und in einen regionalen Markt integriert und gleichzeitig die aktive Einbindung von Haushaltskunden ermöglicht. Kern von eTelligence war die tatsächliche Erprobung eines IKT-basierten Strom-Marktplatzsystems mit regionalen Produkten, auf dem Erzeuger, gewerbliche Verbraucher mit verschiebbaren Lasten und Energiedienstleister zusammengeführt wurden. In Simulationen hat auch der Netzbetreiber am Marktplatz teilgenommen. So konnten neue Lösun-

gen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit aus erneuerbaren Energien und zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit erfolgreich erprobt werden.



Eine besondere Herausforderung stellte dabei die im Zuge eines einjährigen Feldtests erprobte Integration des Marktplatzes in die bestehenden Geschäftsprozesse des übergeordneten Energieversorgungssystems dar. Für die Dauer des Feldtests waren die teilnehmenden Akteure dabei sowohl dem Vermarktungs- und Preisrisiko als auch dem Prognoserisiko ausgesetzt. Am Marktplatz agierten zwei Kühlhäuser, ein Windpark und eine Photovoltaikanlage, die in einem Virtuellen Kraftwerk zusammen vermarktet wurden sowie das Stadtbad Cuxhaven, eine Kläranlage sowie ein Blockheizkraftwerk. Die Anlagen des Virtuellen Kraftwerks konnten entweder individuell oder gemeinsam flexibel angeschlossen werden und wurden damit in Summe ähnlich steuerbar und vorhersehbar wie ein konventionelles Kraftwerk.

Im Rahmen der Integration der dezentralen Erzeugungsanlagen und größeren Verbrauchsanlagen, wurden Anlagentypen weiter entwickelt, so dass eine standardisierte plug-and-play Anbindung von Verbrauchs- und Erzeugungsflexibilitäten möglich wurde. eTelligence konnte nachweisen, dass gerade thermisch-elektrische Energiesysteme wie Kühlhäuser und Blockheizkraftwerke sehr gut als Energiespeicher genutzt werden können: In Zeiten, in denen viel Wind zur Verfügung steht, kühlt das Cuxhavener Kühlhaus seine Temperatur herunter und schafft sich einen Kältepuffer. In Zeiten hoher Strompreise wurden die Kühlaggregate abgeschaltet. Unter Ausnutzung des zuvor aufgebauten Kältepuffers konnte das Kühlhaus dann für einige Tage mit erheblich geringerer Stromaufnahme betrieben werden. Über das Jahr gesehen konnten die Stromkosten um bis zu sechs Prozent reduziert werden. Dabei ist das volle Potenzial für Einsparungen noch nicht erreicht. Die Anbindung von Gewerbekunden mit thermischen Speichern ins eTelligence-System war so erfolgreich, dass sie großes Interesse erzeugte und mittlerweile mit Hilfe des EWE intelligenten Lastmanagers weitere Gewerbebetriebe an die Strukturen angeschlossen werden. Aber auch für BHKWs bietet das Marktplatzsystem nachhaltige Chancen: So ist durch das in eTelligence erprobte Marktplatzsystem ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der dezentralen Anlagen vor allem nach Auslaufen der Förderungen möglich.

Zusätzlich haben über 650 Haushalte Smart Meter auf Alltagstauglichkeit getestet. Anhand verschiedener Feedbacksysteme konnten die Teilnehmer den eigenen Stromverbrauch und damit die Stromkosten sowie die CO₂-Emission im Blick behalten und ihr Verbrauchsverhalten analysieren. Zwei unterschiedliche innovative Tarife, der Mengentarif und Event-Tarif konnten vielversprechende Ergebnisse erzielen. Der Mengentarif, der eine Verbrauchsreduzierung anreizt, hat in den Feldtesthaushalten zu einer monatlichen Verbrauchsreduktion von 13 Prozent geführt. Der Event-Tarif, der durch Bonus- und Malus-Events hohe bzw. geringe Verfügbarkeiten von Erneuerbaren Energien im Energiemix abbilden kann, führte zu starken zeitlichen Verschiebungen des Verbrauchs. Ein Malus-Event führte dazu, dass während seiner Wirksamkeit 20 Prozent weniger Strom verbraucht wurde. Während eines Bonus-Events konnte der Energieverbrauch sogar um bis zu 30 Prozent gesteigert werden.

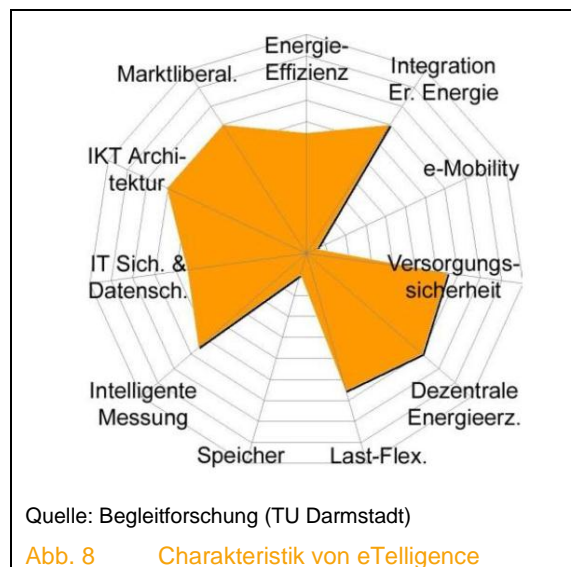


Abb. 8 Charakteristik von eTelligence



Modelle

- IKT-Architekturen für das Smart Grid

(Pilot)Produkte

- eTelligence App als Feedbacksystem für Kunden – EWE
- EWE trio smartbox – EWE
- Advanced Metering Management System – BTC
- EWE intelligenter Lastmanager für Gewerbekunden – EWE
- Innovative Tarife nach Verbrauch und Zeit (Bonus- und Malus-Events) – EWE

Zentrale Veröffentlichungen

- Schmedes, T.; Stadler, M.; Klose, T.; Hollinger, R.; Rüttinger, H.; Koch, M.; Rosinger, C. (2012): Integratives Smart Market Konzept zur Systemintegration dezentraler Erzeuger und als Handelsplattform für Netzbetreiber, VDE Kongress 2012, Stuttgart.
- Appelrath, Beenken, Bischofs, Uslar (Hrsg.): IT-Architekturentwicklung im Smart Grid: Perspektiven für eine sichere markt- und standardbasierte Integration erneuerbarer Energien, Springer 2012.
- Bauknecht, D.; Koch, M.; Illing, B.; Ritter, S.; Rüttinger, H. (2011): Nutzen von Smart Grids - Untersuchungen im E-Energy Projekt "eTelligence", Energiewirtschaftliche Tagesfragen 12/2011, etv Energieverlag GmbH, Essen
- Raabe, T., Sonnenschein, M., Beenken, P., Hüwel, A., Meinecke, C. (2012): Energieberatung in Haushalten auf Basis des Smartmetering. In: Ökologisches Wirtschaften 1/2012, S. 46-50
- Koch, M.; Bauknecht, D.; Heinemann, C. (2012): Der zukünftige Wert von Smart Grids im deutschen Stromsystem - eine modellgestützte Szenarienanalyse von 2010 bis 2030, VDE Kongress Smart Grid, Stuttgart, 5.-6.11.2012.
- Beer, Sebastian; Rüttinger, Hannes; Bischofs, Ludger; Appelrath, Hans-Jürgen (2010): Towards a Reference Architecture for Regional Electricity Markets, it - Information Technology: Vol. 52, No. 2, S. 58-64.
- eTelligence (2012). eTelligence Abschlussbericht, Neue Energien brauchen neues Denken. Cuxhaven.
- eTelligence (2013). Schlussbericht eTelligence, E-Energy Leuchtturmprojekt in der Modellregion Cuxhaven. Cuxhaven.

Standards und Patente

- Open-Source Implementierung des Standards 61850 – *energy and meteo systems*, Fraunhofer ISE, OFFIS

1.2.3 MeRegio

Das Ziel des Forschungsvorhabens MeRegio (Minimum Emission Region) in Göppingen und Freiamt/Ettenheim bei Freiburg war es, den Forderungen nach effizienteren dezentralen Energiesystemen durch die Integration fortschrittlichster Informations- und Kommunikationstechnologien in allen Teile der Energie-Wertschöpfungskette zu begegnen. Dabei sollte eine Verknüpfung zwischen der physikalischen Ebene mit der Handelsebene erfolgen. Im Projekt MeRegio wurde eine Steigerung der Energieeffizienz durch die Integration von Energieverbrauchern und dezentralen Erzeugern in den Markt erprobt werden. Die gemeinsam entwickelten Konzepte wurden vier Jahre lang praxisnah getestet, weiterentwickelt und ausgewertet. Als Modellregionen boten sich der Raum Göppingen und Freiamt/ Ettenheim bei Freiburg an. In den beiden Gemeinden wurden insgesamt rund 1.000 gewerbliche und private Kunden zu einem „Netz der Zukunft“ verknüpft: Sie erhielten spezielle Netzwerkverbindungen sowie den von der EnBW entwickelten intelligenten Stromzähler, das MeRegio-Cockpit und eine Stromampel. Der intelligente Stromzähler spielte laufend Verbrauchsdaten der Pilotkunden direkt an das zentrale Abrechnungssystem der EnBW. Dieses wiederum schickte per Internetverbindung die Auswertungen über den Energieverbrauch an das MeRegio-Cockpit auf den PC jedes Teilnehmers.

Mit der Stromampel, die es auch als App für den iPod gibt, wurde der Kunde zusätzlich über die aktuellen Tarife und die Strompreisentwicklung innerhalb der nächsten 24 Stunden informiert: Rot signalisiert einen hohen Strompreis, gelb einen mittleren Tarif und grün steht für günstig. Stück für Stück bekamen die Testpersonen noch clevere neue Haushaltsgeräte gestellt: Etwa einen Gefrierschrank von Liebherr und eine Geschirrspülmaschine von Bosch, die über eine spezielle Steuerbox kontrolliert werden und den jeweils günstigsten Strom nutzen. Während einer späteren Projektstufe wurde zusätzlich ein Batteriesystem installiert, das selbsterzeugten Strom oder günstige Energie aus dem Netz speichert und dann bei Bedarf in einer Hochpreisphase wieder abgibt.

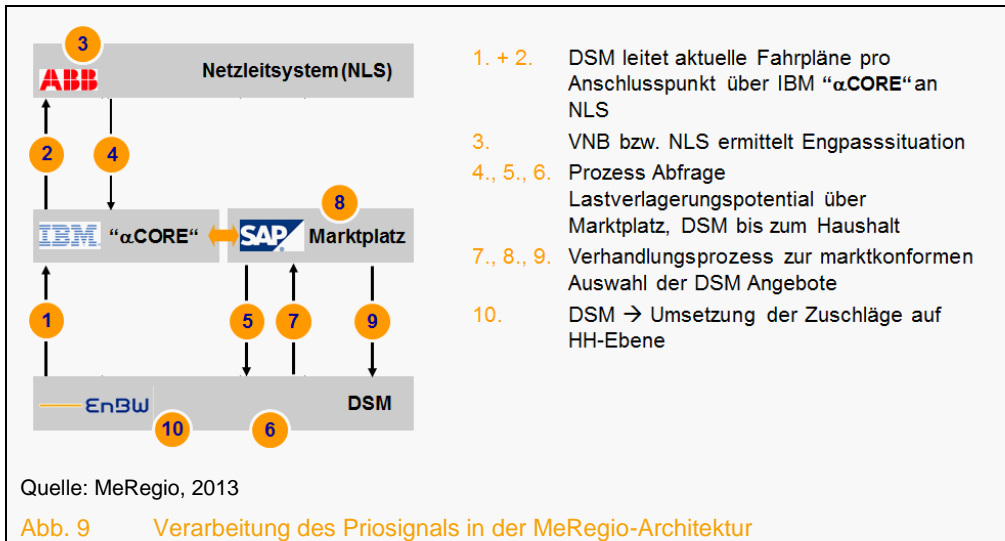
Diese Koordination von dezentralem Energieangebot, Energienachfrage und neuen Dienstleistungen hat viele Vorteile:

Stromkunden wie auch dezentrale Erzeuger werden zu eigenständigen Energiemanagern. Sie steuern ihre Verbräuche und damit die Stromkosten ebenso wie etwa den Einsatz eines Blockheizkraftwerks. Auch die Energieunternehmen profitieren von dem permanenten Datenaustausch, denn sie können die Netze besser führen und ihre Kraftwerke effizienter betreiben.

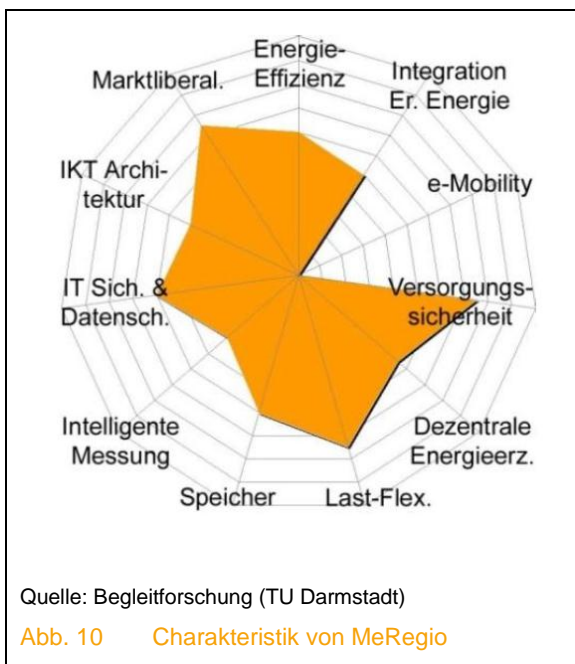
Damit schont das MeRegio-Modell auch die Umwelt: Es bindet die erneuerbaren Energien besser ins Stromnetz ein, steigert die Energieeffizienz und reduziert den Ausstoß von CO₂ erheblich.

Im Feldversuch von MeRegio wurden in einer Region mit sehr hohem Anteil dezentraler Erzeugung Ansätze der gezielten Beeinflussung des Verbrauchs bei Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden getestet. Dazu wurde ein Day-Ahead-Preissignal als dynamisches Tarifmodell sowie ein Intraday-Regelsignalprozess realisiert. Das Preissignal zielt – gemäß dem „BNetzA-Ampelmodell“ in „grünen“ Zeiten – vor allem auf Lieferanten oder Aggregatoren ab, um die Möglichkeit einer stetigen Vermarktung von Lastverlagerungskapazitäten auch abseits von Netzengpässen zu schaffen. Für die Netzbewirtschaftung hingegen sind Mechanismen

notwendig, die gemäß dem Ampelmodell in „gelben“ (oder gar „roten“) Zeiten eine – eher kurzfristige – Beeinflussung der Lasten oder deren Verlagerungskapazitäten durch den Netzbetreiber ermöglichen.



Dieses „MeRegio Hybrid Modell“ genannte Prinzip lässt den Verteilnetzbetreiber auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen aller im betrachteten Netzgebiet angeschlossener Netzknoten



eine permanente Prognose der Engpässe berechnen und über einen Marktplatz die entsprechende Beseitigung marktkonform ausschreiben. Die Erfahrungen haben gezeigt, dass über solche Mechanismen grundsätzlich der „klassische“ Weg des Netzausbaus über Betriebsmittel (Kabel, Trafo etc.) in bestimmten Szenarien sinnvoll vermieden werden oder verzögert werden kann.

Neben der Wirksamkeit der Engpassvermeidung haben die Ergebnisse bei MeRegio weiterhin gezeigt, dass durch die Nutzung der vielfältigen Daten die Transparenz für den Netzbetreiber im

Niederspannungsnetz deutlich steigen kann und somit viel frühzeitiger mögliche Handlungsfelder erkannt werden könnten. Die Erfahrungen insbesondere der realen Nutzbarkeit heutiger Lastverlagerungspotentiale zeigten im Feldversuch aber auch die Herausforderungen auf, wie das grundsätzlich fehlende Potential in Haushalten und Gewerbe und das noch gering ausgeprägte Bewusstsein der Bevölkerung für solche Lösungen. In Gewerbe und Industrie zeigten die Erfahrungen, dass die Bereitschaft zur Teilnahme zwar sehr hoch, aber sowohl der (geringe)

technische Reifegrad der Anlagen oder die hohe Taktung der Produktion („just-intime“) oftmals gegen eine Verlagerung von Lasten sprachen.

Das Feedback der Teilnehmer des Feldversuchs war überaus positiv. Die Stromampel, die die aktuellen Strompreise anzeigt, ebenso wie die Informationen in der Analyse-Software respektive auf dem iPod wurden regelmäßig genutzt. Mit diesen Tools erhielten die Kunden deutlich mehr Informationen über ihren Energieverbrauch als bisher. Durch die Verlagerung ihres Verbrauchs in Zeiten mit großem Energieangebot profitierten sie von günstigen Energiepreisen und entlasteten gleichzeitig das Netz. Auch Flexibilitäten im Verbrauch konnten durch die eingesetzten Mechanismen und Technologien nachhaltig aktiviert werden. In einzelnen Stunden wurden Lastverlagerungen von bis zu 20 Prozent, im Durchschnitt von 7 bis 15 Prozent gemessen. Bei einer um 15 Prozent gesteigerten Energieeffizienz können die 1.000 Testpersonen so der Umwelt jährlich etwa 300 Tonnen Kohlendioxid ersparen. Die Bereitschaft zur aktiven Mitarbeit des Verbrauchers ist vorhanden, muss aber immer wieder neu motiviert werden. Transparenz und Integration des Kunden sind der Schlüssel zur Akzeptanz. MeRegio hat auch gezeigt, dass dezentrale elektrische und thermische Speichersysteme bei Haushalts- und Gewerbekunden bereits heute erhebliche Beiträge zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit dezentral erzeugter Energie liefern können. Geeignete Anreizsysteme können eine Marktdurchdringung beschleunigen.



Pilotprodukte

- MeRegio Steuerbox zur Gebäudesteuerung – *EnBW*
- MeRegio App – *EnBW*
- Power Submeter – *systemplan GmbH*
- Stromampel zur Preisvorschau – *IBM*
- Network Manager – *ABB*
- Core-Plattform – *IBM*
- Marktplatz – *SAP*
- Dynamischer 3-Stufentarif – *EnBW*

Zentrale Veröffentlichungen

- MeRegio (2013). Aufbruch zu Minimum-Emission-Regions. Abschlussbericht MeRegio. Karlsruhe. – *MeRegio-Konsortium*

Strukturen

- Weiterführende Projekte zur Laststeuerung in der MeRegio Infrastruktur – *EnBW*
- Kooperation mit der EEBus Initiative – *EnBW, ABB*

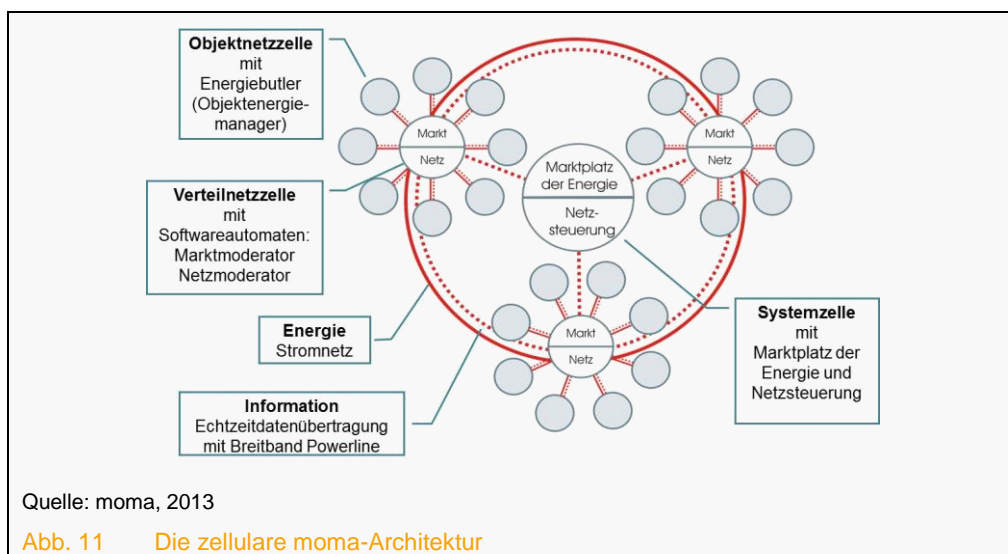
1.2.4 Modellstadt Mannheim („moma“)

Im E-Energy Projekt moma in der Modellstadt Mannheim wurde erstmalig eine gesamte Energiesystemarchitektur wie eine natürliche Zellstruktur entwickelt, die eine Multispartenlösung für die größtmögliche Nutzung erneuerbarer Energieträger sowie die Einbindung von Energiespeichern ermöglicht.



Zur Umsetzung der IKT-basierten Struktur wurden Hardware und Software, insbesondere das Energiemanagementsystem BEMI/Energiebutler entwickelt und erprobt. Zudem wurden Smart Grid-basierte Geschäftsmodelle und Anreizsysteme systematisch untersucht und umgesetzt.

Die zellulare Netzarchitektur im moma-Projekt schafft die Grundlage zur Komplexitätsbeherrschung wachsender Vielfalt und Verbundenheit. Die Energiezellen können durch Gebäude, Stadtteile, Kommunen und Regionen als selbstoptimierende Energiekreisläufe gebildet werden, die regional und in hierarchischer Weise auch überregional miteinander verbunden sind und somit eine Art Energieorganismus bilden. Die moma-Architektur besteht zunächst aus den einzelnen ans Verteilnetz angeschlossenen Gebäuden, die Objektzellen genannt werden.



Etwa 200 dieser Objektzellen sind in einer Verteilnetzelle zusammengefasst, die Agentenstrukturen zur Netz- und Marktunterstützung enthält. Die ca. 300 moma-Verteilnetzellen sind die Bestandteile einer Systemzelle. Eine CORE-Plattform dient der Integration und verbindet die Netzzellen für die gesamte Netzführung mit der Netzleitwarte sowie weiterführend mit dem Übertragungsnetz. Die CORE-Plattform verbindet darüber hinaus auch die lokalen Marktmechanismen über den Marktplatz der Energien in der Systemzelle mit den übergeordneten Energiemärkten. Die Kommunikation in und zwischen den Zellen erfolgt IP-basiert über Breitband-Powerline. Diese Form der Systemarchitektur ermöglicht darüber hinaus „security by design“. So kann ein Ausfall in einer Verteilnetzelle das Gesamtsystem nicht notwendigerweise beeinträchtigen, so dass die Versorgungssicherheit erhöht ist.

Für das Management der Objektzellen, ist es wichtig, dass den entsprechenden Geräten in den Haushalten entsprechend der Markt- und Netzparameter die wesentlichen Informationen und Signale zukommen. In den insgesamt drei moma-Feldtests wurden in 671 Haushalten neue Steuerungsgeräte und –mechanismen getestet. Vor allem im Einbau der Energiebutler, die die Schnittstelle zwischen dem Energiemanagement, den anderen Zellen sowie den tatsächlich verfügbaren Geräten mit Flexibilitätpotenzialen in der Objektzelle bilden, bestand ein zentraler Baustein der Optimierung innerhalb der moma-Zellstruktur. Der Energiebutler hilft Stromkunden, ihren Verbrauch an den

variablen Preisen des Energiemarktes auszurichten. Der Energiemanager kann Verbrauchsgeräte ansteuern und entscheidet innerhalb der vom Kunden gesetzten Parameter selbständig, wann ein Gerät ein- oder ausgeschaltet wird. Als wichtigste Größe spielt dabei der aktuelle Strompreis für ihn eine Rolle. So schafft er es, die Geräte nur dann anzustellen, wenn es aus monetärer Sicht für den Verbraucher am sinnvollsten ist. Die über den dynamischen Tarif kommunizierten Preissignale geben jedoch auch Netzbedürfnisse wieder, so dass der Energiebutler markt- und netzdienlich agieren kann.

Nachdem in den ersten, bereits vielversprechenden Pilotfeldtests bereits einzelne technologische Komponenten betrachtet wurden, begann der große Feldtest, der die gesamte moma-Infrastruktur ans Netz führte. Erklärtes Ziel war es nicht nur, das Zusammenwirken der moma-Komponenten, sondern auch das Feldtest-Teilnehmerverhalten bezüglich seiner Preis-Elastizität zu untersuchen. Die Feldtests zeigten eine hohe Akzeptanz für den dynamischen Tarif bei den Kunden und konnten nachweisen, dass die Haushalte durchschnittlich auf eine 100%-ige Preisänderung mit einer 11%-igen Verbrauchsreaktion reagieren, zu besonderen Tageszeiten waren sogar 35%-ige Verbrauchsveränderungen möglich.

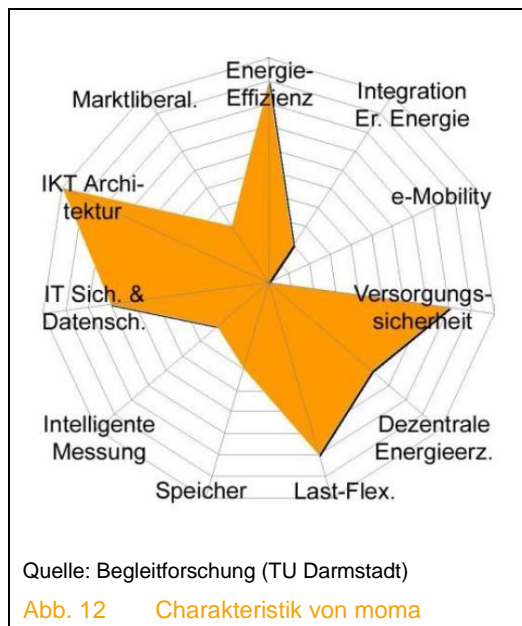


Abb. 12 Charakteristik von moma



Modelle und Verfahren

- Zellulare Netzarchitektur im Energiesystem basierend auf Referenzarchitektur EU Smart Grid Mandat M/490 – *MVV Energie, IBM*
- Algorithmen als Grundlage für das automatisierte Energiemanagement, die die Interaktion mit Energiemarkt und –netz im Rahmen variabler Tarife und automatisierte Ableitungen von Steuerungssignalen ermöglichen – *IWES, MVV Energie*
- Untersuchung thermischer Potenziale und von Algorithmen zur Potenzialerschließung zur Flexibilisierung des Energiesystems mit Kühlgeräten – *IWES, ifeu*
- Methodik zur Modellierung von Anwendungsfällen, Ableitung von Maßnahmen für Interoperabilität und Informationssicherheit bis hin zu Normenprofilierung für Kommunikation und Sicherheit – *IBM, MVV Energie*

Simulationen

- Preisspreizungen analysieren, Skalierbarkeit der moma-Ergebnisse auf Deutschland – *ifeu*
- Modellierung und Simulation der Netzführung mit Hilfe von verteilter Automation in eigenständigen, aber verbundenen Regelkreisen mit Markt- und Netzautomaten – *IWES, MVV Energie, IBM*

Pilotprodukte

- Kommunikationsnetzwerk Breitband-Powerline - *PPC*
- Smart Meter Gateway als Grundlage von Messdatenerfassung und Datenschutz - *PPC*
- Energiemanagement als Gateway, bidirektionale Kommunikationsschnittstelle zu Verbrauchs-/Erzeugungseinheiten in der Liegenschaft – *MVV Energie, IWES, PSE*
- moma-App – *MVV Energie*
- Energiebutler (-Software) – *MVV Energie, IWES, PSE*
- OGEMA-Plattform – *OGEMA-Allianz, IWES, MVV Energie*

Zentrale Veröffentlichungen

- Dissertation von *M. Khattabi* und Studien des *IWES*: Netzführung mit verteilter Automation in eigenständigen, aber verbundenen Regelkreisen mit Markt- und Netzautomaten
- Potenzialuntersuchungen für thermische Kapazitäten in Gebäuden zur Flexibilisierung des Energiesystems mit Kühlgeräten. – *DREWAG, TU Dresden, IWES*
- Lehrfilm über moma-Arbeiten und Smart Energy für Physik-Unterricht in der Oberstufe
- moma (2013). Abschlussbericht der E-Energy-Modellregion Modellstadt Mannheim. Mannheim.

Standards und Patente

- Patent zu Abstimmungsverfahren in Netzzelle mit Automaten – *MVV Energie*
- OGEMA-Plattform – *OGEMA-Allianz, IWES, MVV Energie*

Strukturen

- OGEMA-Allianz – *IWES, MVV Energie*
- Kooperation zwischen OGEMA-Allianz und EEBus Initiative – *IWES, MVV Energie*

1.2.5 RegModHarz

Im Landkreis Harz wurde ein stark regional fokussiertes Modellprojekt – RegModHarz – umgesetzt. 18 Partner sowie vier assoziierte Firmen – viele sind im Landkreis selbst aktiv und teilweise sogar dort ansässig – stellten das RegModHarz-Konsortium dar. Zusammen setzten die Partner ein Virtuelles Kraftwerk um, das unterschiedlichste Verbraucher, Erzeuger und Speicher integrierte. Die Koordination von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicherflexibilitäten sowie der Versuch, die lokalen Verteilnetzkapazitäten zu erhöhen, hatten dabei insbesondere die maximal mögliche Integration von Erneuerbaren Energien zum Ziel.

Die Modellregion im Harz setzte sich schwerpunktmäßig mit der gebündelten Vermarktung der regional vorhandenen erneuerbaren Erzeugungsmengen, die zu einem Virtuellen Kraftwerk zusammengefasst wurden, auf unterschiedlichen Märkten auseinander. Dafür wurde eine Erweiterung des IEC 61850-Standards entwickelt, die eine einfache und sichere plug&play-Anbindung von Anlagen an eine Leitwarte ermöglicht. Mit diesem neuentwickelten generischen Datenmodell kann eine automatisierte Einbeziehung von Anlagen in das Energiemanagement bewerkstelligt werden. Während des Vollbetriebs der gesamten IKT-Architektur des Virtuellen Kraftwerks im Sommer 2012 erhielten sechs unterschiedliche dezentrale Anlagen (zwei Photovoltaikanlagen, zwei Windenergieanlagen, eine Biogasanlage und eine Brennstoffzelle) Fahrpläne, die von ihnen umgesetzt wurden, so dass die geplant generierten Energiemengen optimiert an simulierten EPEX-Day Ahead und Intraday Märkten angeboten werden konnten. Innerhalb von 14 Tagen konnte das virtuelle Kraftwerk im Harz auf diese Weise 3,3 GWh Strom aus den Anlagen vermarkten und gemäß einer Simulation basierend auf EPEX-Daten von 2008 250.000 € Umsatz erwirtschaften. Der neu entwickelten Funktion des Poolkoordinators, der den dezentral erzeugten Strom bündelt und vermarktet, kam dabei eine besondere Bedeutung bei zu.



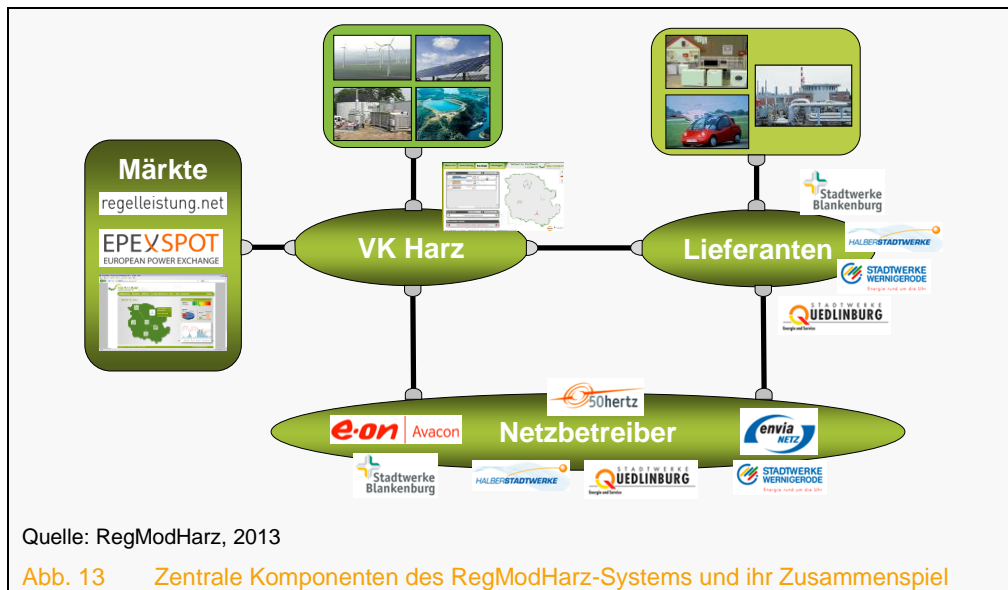


Abb. 13 Zentrale Komponenten des RegModHarz-Systems und ihr Zusammenspiel

Besonders hervorzuheben ist die bewiesene Stabilität der unterliegenden IKT-Architektur. Das Virtuelle Kraftwerk hat während des Feldtestzeitraums stabil Messwerte aufzeichnen und Fahrpläne an die Anlagen verschicken können. Die Versendung der Fahrpläne konnte dabei trotz Optimierungsalgorithmen schnell von statten gehen und auch das generische Datenmodell, das nicht alle anlagen-spezifischen Daten erfassen kann, hat sich im Feldtest als praktikabel erwiesen.

Mit dem „Innovativen Regionale Erneuerbare Energien Tarif“, der im Rahmen des Projekts geschaffen und im Feldtest erprobt wurde, können die Verbraucher im Harz regionalen Strom aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind, Sonne oder Biogas beziehen. Der Tarif war an der Minimierung der Residuallast innerhalb der Region orientiert, so dass die Kunden aktiv zur Ausbalancierung von Erzeugung und Verbrauch beitragen konnten. Er wurde durch ein Energiemanagementsystem und smarte Haushaltsanwendungen automatisch verarbeitet. Regionalstrom dient im Harz zudem als Instrument zur Kundenbindung und Identifikation mit der heimischen Energieversorgungsstruktur. So wird auch die Akzeptanz dezentraler Erzeugungseinheiten wie Windparks gesteigert. Eine online-Plattform bot darüber hinaus die Möglichkeit, Informationen über den Tarif und die aktuelle, vergangene und zukünftige Erzeugung von erneuerbaren Strom zu analysieren und zu beziehen.

Auch im Harz konnte gezeigt werden, dass durch Wind-Kurzfristprognosen Gewinne bei der Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien erhöht werden können. Durch den flexiblen Einsatz von Biogasanlagen kann ein Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung aus Sonne und Wind geleistet werden.

Eine weitere zentrale Komponente des RegModHarz-Projekts war die Einbindung von Phasor Measurement Units zur Verbesserung des Netzmonitorings. Insgesamt wurden 10 PMUs in vier lokalen Teilnetzen der E.ON Avacon AG installiert und ein Datenspeichersystem zur Messdatenspeicherung sowie eine Online-Web-Applikation zur sekundengenauen Anzeige ausgewählter PMU-Messgrößen programmiert und in Betrieb genommen. Über das erste Halbjahr 2012 wurde so im Feldtest das Netz in der Region detailliert analysiert, was zur Feststellung führte, dass lokale Spannungs- und Frequenzereignisse im Harzer Netz weiter zunehmen.

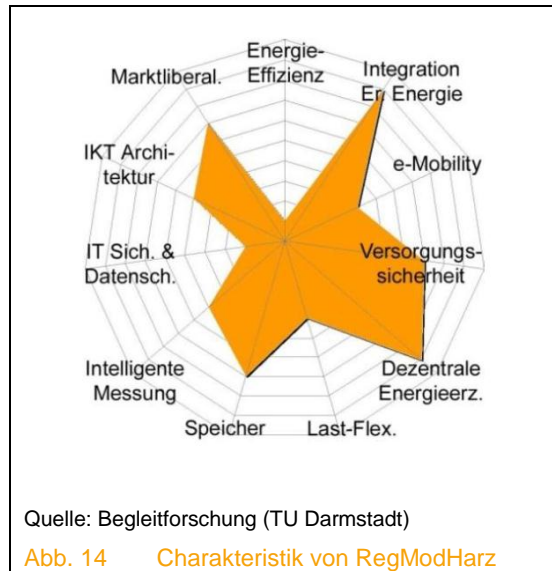


Abb. 14 Charakteristik von RegModHarz

(Pilot)Produkte



- Power Bridge – Siemens
- Energy Pro Prognosesystem – Cube Engineering, EMS International, Otto von Guericke Universität Magdeburg
- Leitwarte – Fraunhofer IWES
- OGEMA – Fraunhofer IWES
- RedSim Software als Energiemanagementsystem zur Erstellung von Fahrplänen für dezentrale Anlagen – Fraunhofer IWES

Zentrale Veröffentlichungen

- Tagungsband 17.Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik mit zentralen Projektergebnissen und Ausblick – Fraunhofer IWES
- Landkreis als Vorreiter, Regenerative Modellregion Harz Abschlussbericht. Kassel. – Alle Konsortialpartner

Standards und Patente

- Aufsetzen von Kommunikationsdiensten und Datenmodellen auf IEC 61850 – Siemens

Strukturen

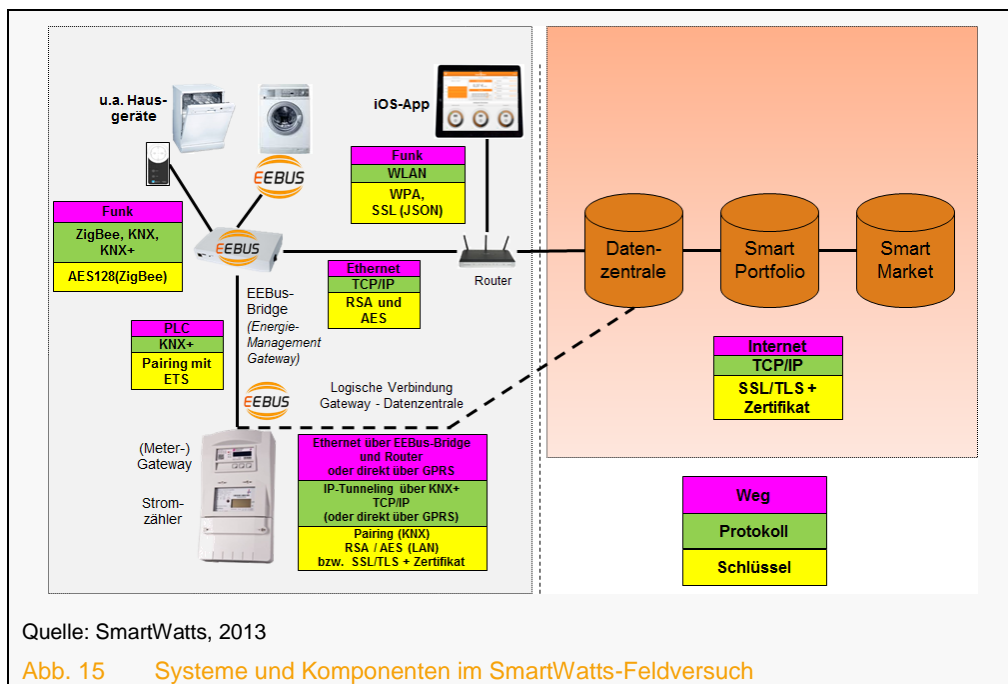
- Weiterentwicklung von OGEMA und openMUC im Folgeprojekt OGEMA 2.0 – Fraunhofer IWES und ISE
- Folgeprojekte EE-Konzept und SECVE

1.2.6 Smart Watts

Ziel des Smart Watts Systems ist ein unbundling-konformes Informations- und Steuerungsmodell für das Energiesystem, bei dem den Marktakteuren zeitnah Ist-Daten der Erzeugung und des Verbrauchs zur Verfügung stehen. Somit kann über ein intelligentes Versorgungsmanagement die übergreifende Steuerung und Optimierung des Energieportfolios (die sog. Ende-zu-Ende-Optimierung) erfolgen. Der Ausgleich erfolgt neben den konventionellen Methoden des Portfoliomanagements auch durch direkte Beeinflussung der Erzeugung und des Verbrauchs. Dies ermöglicht, die Verfügbarkeit aber auch die Schwankung in der Erzeugung der erneuerbaren Energien optimal zu nutzen.



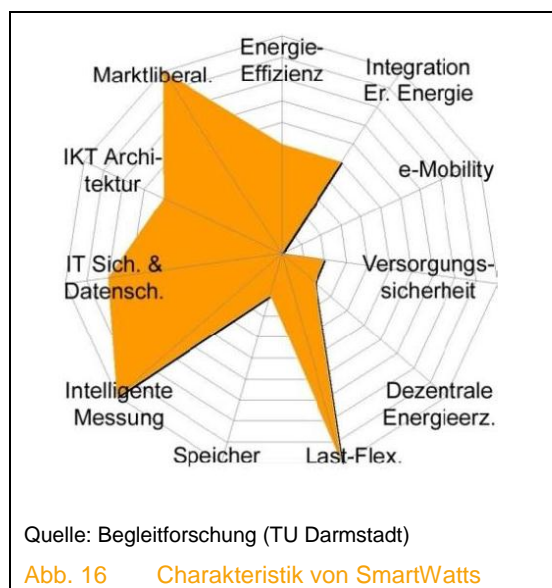
Durch das anreizbasierte System werden Einspeisung und Verbrauch, Angebot und Nachfrage gezielt beeinflusst. Der Preis für Erzeugung und Verbrauch wird entsprechend vorgegebener Regeln dynamisch gestaltet und an die jeweiligen Endgeräte gesendet. Im Smart Home bietet die *intelligente Kilowattstunde* dem Verbraucher über die Einflussgröße Preis einen Anreiz, seinen Energieverbrauch (manuell oder automatisiert) in günstige Zeiträume zu verlagern – bei gleichbleibendem Komfort. Die mittels Smart Meter erhobenen Verbrauchsdaten sind Grundlage für variable Tarife und werden mit einem flexiblen Abrechnungs- und Reportingsystem abgerechnet und transparent gemacht. Damit können Angebote gestaltet werden, die energiesparendes Verhalten anregen.



Mithilfe des offenen Standards EEBus wird die notwendige Vernetzung des Haushalts mit den Informations- und Steuerungssystemen sichergestellt. Die damit bereitgestellten Informationen können von intelligenten Steckdosen und Haushaltsgeräten gemäß den Benutzervorgaben automatisch verarbeitet werden. Über eine funktionsstarke iOS-basierte Feedback- und Steuerungs-App erhalten die Kunden detaillierte Informationen zu ihrem Stromverbrauch und können die Parameter, innerhalb der das Energiemanagement automatisiert Verbrauchsinformationen

schaltet, bestimmen. Sie können durch die „Smart Watts“-App Ihr Nutzerverhalten anpassen und zur Erhöhung der Effizienz im Energiesystem beitragen. In einem Feldtest in Aachen wird das Zusammenspiel der verschiedenen Smart Watts-Bausteine getestet. Insgesamt fast 300 Haushalte, die in drei Gruppen unterschiedliche technische Set-Ups ausprobieren, sind in die Feldtestinfrastruktur integriert. Nach den ersten Monaten der Feldtests deutet vieles darauf hin, dass integrierte automatisierte Lösungen am zuverlässigsten größere Lastverschiebungen erzielen. Mit intelligenten Geräten waren Verbrauchserhöhungen in günstigen Tarifzonen von fast 10 Prozent umsetzbar. In teuren Tarifzonen wurden Verbrauchsreduzierungen um bis zu 5 Prozent nachgewiesen.

Der EEBus als Teil des Smart Watts Projekts stellt inzwischen eine beachtliche Erfolgsgeschichte dar und wurde bereits als eine Pionierleistung für die Energiewende beschrieben. Der Schlüssel zum Erfolg ist seine Funktion als Dolmetscher: Er beschreibt die Nutzung bestehender Kommunikationsstandards, und -normen für unterschiedliche Akteure - Energieversorger, Netz, Erzeuger, Verbraucher – deren Vernetzung im Rahmen der Energiewende immer wichtiger wird und ermöglicht damit den Austausch von Anwendungen und Diensten. So werden Komfort



und Effizienz des Zusammenspiels erhöht. Auf der Hannover Messe 2012 wurde so der EEBus-Verein gegründet, dem inzwischen große Energieversorger wie E.ON, aber auch führende Produzenten von Netztechnik wie ABB oder weißer Ware wie Miele oder BSH und viele weitere zentrale Smart-Grid-Akteure angehören. Der EEBus-Verein wächst weiter und gewinnt stetig an Einfluss. Der Durchbruch des Standards ist greifbar geworden.



Modelle und Verfahren

- Dynamische Bezugskonditionen -
- "VKW-Strom" – Modell für ein Handelsprodukt

Simulationen

- BHKW-Simulation
- Voruntersuchung Preissensitivität (Simulation)

Pilotprodukte

- EEBus intelligente Steckdosen - Kellendonk
- EEBus Bridge – Kellendonk
- EEBus Stack – Kellendonk
- Innovative Tarifprodukte – Stawag
- Smart Portfolio Management – PSI
 - Smart Forecasting - PSI
 - Smart Balancing – PSI
 - Smart Accounting – PSI
 - Smart Information & Advice – PSI
- Gateway Basissoftware
- Datenzentrale

Zentrale Veröffentlichungen

- Smart Watts, Abschlussbericht. Aachen. 2013. – alle Konsortialpartner

Standards und Patente

- EEBus zur Beschreibung der effizienten Nutzung bestehender Kommunikationsstandards, die herstellerunabhängigen Kommunikation zwischen allen Netzteilnehmern ermöglicht - Kellendonk
- Security Token für die Energiewirtschaft
- Energy Name Service (ENS)

1.3 Die E-Energy Begleitforschung

1.3.1 Hintergrund und Auftrag

Das BMWi legt bei Förderprogrammen Wert auf die Qualitätssicherung, die projektübergreifende Kommunikation sowie die Sicherstellung einer beschleunigten Vermarktung bzw. Anwendung von Innovationen. Dazu setzt das Ministerium auf das Instrument der Begleitforschung - so auch bei „E-Energy“: Mit der Begleitung der Modellprojekte und des gesamten Programms beauftragte das BMWi ein Konsortium unter der Leitung von B.A.U.M. Consult GmbH, die so genannte „E-Energy Begleitforschung“.

Dem Begleitkonsortium gehörten folgende Institute und Unternehmen an, die in 1.3.2 näher beschrieben sind:

- ▶ B.A.U.M. Consult GmbH, München/Berlin (Konsortialführung)
- ▶ TU München
- ▶ TU Darmstadt
- ▶ incowia GmbH, Ilmenau
- ▶ LoeschHundLiepold Kommunikation GmbH, München / Berlin

1.3.2 Aktivitäten

Im Folgenden werden die wesentlichen Aktivitäten der Begleitforschung kurz skizziert. Für eine detaillierte Darstellung der Arbeiten und Erfolge sei verweisen auf Kap. 5.

Als zentrales Instrument für die Vernetzung und den Wissenstransfer zwischen den Projekten wurden Fachgruppen gebildet. Sie dienten dem Aufbau von projekt- und programmübergreifenden Kooperationen sowie eines gemeinsamen Vorgehens der Modellregionen. Für spezielle Aufgaben wurden von den Fachgruppen Task Forces eingerichtet.

**Vernetzung der Arbeit in
Fachgruppen**

Die Fachgruppen sollten die Vertreter aus den Modellprojekten untereinander sowie mit der Begleitforschung und mit ausgewählten Experten zusammenführen. Die Begleitforschung war insbesondere für die Arbeitsprozesse und die Moderation verantwortlich und unterstützte die Treffen bei Bedarf auch organisatorisch.

Für den Informationsaustausch zwischen den Projekten und weiteren Partnern wurde ein über das Internet erreichbarer geschützter Arbeitsbereich aufgebaut und gepflegt.

Folgende Fachgruppen wurden anhand einer Bedarfsanalyse in Abstimmung mit den Modellprojekten sowie der Auftraggeber und Projektträger eingerichtet:

- Fachgruppe Interoperabilität mit den Arbeitsschwerpunkten
 - Architekturen,
 - Hard- und Softwaretechnologien,
 - Schnittstellen,
 - Informationssicherheit sowie
 - Normen (in Kooperation mit Standardisierungsorganisationen).

(für Aktivitäten und Ergebnisse dieser Fachgruppe siehe Kap.5.1.1)

- Fachgruppe Rechtsrahmen mit den Arbeitsschwerpunkten
 - Energierecht und Regulierung und
 - Datenschutz (per Rechtssetzung).

(für Aktivitäten und Ergebnisse dieser Fachgruppe siehe Kap.5.1.2)

- Fachgruppe Markt mit den Arbeitsschwerpunkten
 - Marktentwicklung,
 - Bedarfe und Akzeptanz sowie
 - IKT Unterstützung für Geschäftsprozesse.

(für Aktivitäten und Ergebnisse dieser Fachgruppe siehe Kap.5.1.3)

- Fachgruppe Systemarchitektur mit den Arbeitsschwerpunkten
 - Modellierung von IKT-Lösungen für zukünftige Energiesysteme,
 - Ontologien und Referenzarchitekturen,
 - IKT Unterstützung für Geschäftsprozesse sowie
 - Security by Design.

(für Aktivitäten und Ergebnisse dieser Fachgruppe siehe Kap. 5.1.4)

Zusätzlich wurde zu Beginn des Forschungsprogramms die Fachgruppe Kommunikation eingesetzt, um das Vorgehen hinsichtlich Öffentlichkeitsarbeit und Transfermaßnahmen aufeinander abzustimmen. Ziele waren

- Einheitliches Erscheinungsbild des Gesamtprogramms
- Abgestimmte Kernbotschaften
- Gemeinsame öffentliche Auftritte (Konferenzen, Messen)
- Abgestimmte Pressearbeit in den Regionen und für das Gesamtprogramm

Vor allem über die Mitglieder der Fachgruppe Interoperabilität unterstützten die Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (DKE) und das extra in ihren Strukturen geschaffene Kompetenzzentrum E-Energy/Smart Grids bei ihren nationalen und internationalen Normungsaktivitäten. So konnte das Kompetenzzentrum die in E-Energy gewonnen Erkenntnisse in ihren zwei Normungsroadmaps (DKE, 2012) (DKE, 2009) aufarbeiten sowie auf europäischer Ebene miteinbringen.

Standardisierung in Zusammenarbeit mit der DKE

Die Konsortialpartner in der Begleitforschung teilten die unterschiedlichen Evaluationsdimensionen nach Know-How-Schwerpunkten auf. So widmete sich der Systems Engineering-Lehrstuhl der TU München vor allem mit der Evaluation der in E-Energy entwickelten und eingesetzten IKT-Komponenten. Das Fachgebiet regenerative Energien der TU Darmstadt widmete sich maßgeblich der elektrotechnischen Evaluation der Modellregionen. B.A.U.M. Consult beschäftigte sich vor allem mit den sozio-ökonomischen Ergebnissen und den wirtschaftlichen Ansätze der Modellregionen. So wurden z. B. die entwickelten Marktmodelle skizziert und verglichen, die in den Modellregionen eingesetzten Tariftypen und ihre Effekte spezifiziert und Rekrutierungs- und Kommunikationskampagnen verglichen. Ein weiterer Fokus der Arbeiten im Bereich Markt-Evaluation lag in der vergleichenden Analyse von Ansätzen zur Einbindung von Gewerbetunden in die Smart Energy-Strukturen.

Die Fördermaßnahme E-Energy sollte FuE-Aktivitäten beschleunigen, die einer zielgerichteten Entwicklung der Informations- und Kommunikationstechnologien für den Bereich der zukünftigen Energieversorgung dienen. Damit gewährleistet werden konnte, dass die Ergebnisse auch außerhalb der Projekte ausreichend zur Kenntnis genommen werden und ihre Potenziale zur Geltung bringen können, wurde eine auf die gesamte Projektlaufzeit ausgerichtete Transferstrategie entwickelt.

**Evaluation
Öffentlichkeitsarbeit und
Transfer**

E-Energy erfreute sich großer internationaler Aufmerksamkeit. So waren und sind die Akteure der Modellregionen und die Mitglieder der Begleitforschung gefragte Experten bei internationalen Konferenzen und für weitergehende Kooperationen.

E-Energy als Teil der internationalen Zusammenarbeit

Mit zunehmendem Fortschreiten des Programms fand die Begleitforschung vor allem in der Germany Trade and Investment (GTAI) und der Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) leistungsfähige Partner für den internationalen Transfer der E-Energy Ergebnisse.

Die Präsenz der E-Energy Begleitforschung in Sitzungen der European Energy Grid Operator Initiative (EEGI) sowie beim International Smart Grid Action Network (ISGAN) brachten E-Energy eine europa- und weltweite Beachtung und legte den Grundstock für diverse Folgeprojekte von E-Energy auf internationaler Ebene.

Besonders eng war die Zusammenarbeit mit den Smart Grid Experten in Österreich und der Schweiz im Rahmen der Smart Grid DACH Kooperation. Sie wurde anlässlich des E-Energy Kongresses 2009 mit einem ‚Memorandum of Understanding‘ ins Leben gerufen und verfolgt eine enge Kooperation in den deutschsprachigen Ländern bei der Entwicklung intelligenter Energiesysteme (siehe www.smartgrids-dach.eu).

Smart Grid DACH: Zusammenarbeit bei der Smart Grid Forschung im deutschsprachigen Raum

1.3.3 Konsortium

Dem Begleitkonsortium für E-Energy gehörten die im Folgenden dargestellten Institute und Unternehmen an:

B.A.U.M. Consult GmbH mit Büros in München und Berlin bildet mit 2 weiteren B.A.U.M. Consult Gesellschaften (Hamburg, Hamm) die B.A.U.M. Group, die zum Netzwerk des B.A.U.M. e. V. gehört, des größten deutschen Verbands für nachhaltiges und umweltgerechtes Wirtschaften. Die B.A.U.M. Group beschäftigt ein interdisziplinäres Team von ca. 50 festen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern mit umfassenden Erfahrungen in den Bereichen Beratung, Forschung und Kommunikation. B.A.U.M. ist Mitglied des B.A.U.M. e. V. (www.baumev.de) und des International Network of Environmental Management (INEM, www.inem.org).

B.A.U.M. Consult GmbH

Die Aufgaben in der Begleitforschung waren u.a.:

- Gesamtkoordination des Vorhabens
- Erstellung eines Konzepts zur Analyse und Bewertung der Projektfortschritte und projektübergreifenden Abstimmung der Projektaktivitäten; Koordination der Umsetzung mit und durch die Partner im Konsortium
- Einbindung externer Experten und Multiplikatoren, u. a. zur Klärung wichtiger Querschnittsfragen im Bereich Markt (Interoperabilität und Standardisierung, neue Geschäftsmodelle und Dienstleistungen etc.)
- Bewertung der Ergebnisse im Hinblick auf Nachhaltigkeit und Entwicklung eines Nachhaltigkeitskonzepts für die Verstetigung
- Vergleich der Projektfortschritte in Deutschland mit führenden internationalen
- Wissenstransfer, u.a., durch Vorbereitung und Durchführung von Veranstaltungen in Zusammenarbeit mit den weiteren Partnern
- Anbahnung und vorbereitende Mitgestaltung von Kooperationen
- Erarbeitung eines Endberichts und einer Dokumentation der Ergebnisse des Begleitforschungsprojekts, inkl. eines Vorschlags für die Weiterführung des Gesamtvorhabens im Rahmen des Nachhaltigkeitskonzepts der Bundesregierung.

Der Lehrstuhl Software & Systems Engineering an der TU München betreibt Forschung und Lehre und adressiert dabei zentrale Themen der Software- und Systementwicklung. Diese umfassen Grundlagen, Methoden, Prozesse, Modelle, Beschreibungstechniken und Werkzeuge.

**Technische Universität
München**

Forschungsschwerpunkte sind die Entwicklung sicherheitskritischer eingebetteter Systeme, Schaffung von Bewertungsmethoden für Softwarequalität, mobile und kontextadaptive Softwaresysteme, und Entwicklungsmethoden für leistungsfähige industriell einsetzbare Softwaresysteme. Unterstützt wird dies durch zahlreiche forschungsrelevante Werkzeuge. Forschungen im Bereich der Theorembeweiser zielen auf die Grundlagen der Softwaretechnik.

Die Ergebnisse und Arbeiten des Lehrstuhls haben sich in zahlreichen industriellen Kooperationen bewährt. Sie werden in Telekommunikation, Avionik, Automobilbau, Bankwesen und bei betrieblichen Informationssystemen erfolgreich eingesetzt.

Der Lehrstuhl ist in eine umfangreiche Reihe von grundlegenden und anwendungsbezogenen Forschungsprojekten eingebunden, darunter in den Bereichen Smart Grid und Elektromobilität. Daneben leistet er auch gezielte Beratung von Unternehmen und entwickelt Prototypen und Demonstratoren.

Innerhalb der Begleitforschung von E-Energy übernahm der Lehrstuhl die Rolle der IKT Evaluation, war an der Arbeit in der Fachgruppe Systemarchitektur beteiligt und vertrat E-Energy in Standardisierungsgremien zur Entwicklung von Terminologien und Referenzarchitekturen.

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

Technische Universität
Darmstadt

Seit Oktober 2011 sind die Fachgebiete Regenerative Energien und Elektrische Energieversorgung in dem neuen Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5) zusammengeführt.

Im Rahmen von E-Energy war die TU Darmstadt zuständig für die energietechnische Evaluation. Dazu wurden sowohl die Projektergebnisse erfasst, die in der Online-Plattform von den Modellregionen eingegeben wurden, als auch modellregionsübergreifende energietechnische Aspekte beleuchtet. Eine zweistufige Evaluationsmethode wurde ergänzt durch Studien- und Diplomarbeiten, um weitergehende Erkenntnisse zu erarbeiten.

Die incowia GmbH ist Beratungs- und Implementierungsspezialist für innovative IT-Lösungen und fokussiert auf technologieintensive Beratungsaufgaben bei Großkonzernen und im großen Mittelstand, um gezielt die Wettbewerbsposition ihrer Kunden durch den innovativen Einsatz von Informationstechnologien zu stärken sowie die Kosten des IT-Betriebes zu reduzieren.

incowia

Aufgaben im Vorhaben waren u.a.:

- Leitung der Fachgruppe Interoperabilität und Vertretung von E-Energy in diversen Standardisierungsgremien (DKE)
- Realisierung von IT Werkzeugen für das projekt-übergreifende Wissensmanagement

- Mitwirkung bei der Evaluation von Konzepten und Entwürfen der IKT-Systeme, welche gemäß den Projektergebnissen der geförderten Projekte zukünftig umgesetzt werden sollen
- Mitwirkung bei der Gestaltung des Internetportals und dessen Einbeziehung in den Wissensmarktplatz

LoeschHundLiepold Kommunikation (LHLK) mit Büros in München und Berlin berät Unternehmen, Institutionen und Marken in Fragen der Kommunikation und des Themenmanagements. Das Unternehmen ist eine PR- und Kommunikationsagentur mit umfangreicher Expertise und langjähriger Erfahrung in der klassischen Image-, Öffentlichkeits- und Medienarbeit, im Wissenschafts- und Technologietransfer, bei der Konzeption und Umsetzung themenorientierter Kampagnen, in der Krisenprävention, -kommunikation, und -bewältigung sowie in der internen Kommunikation. LHLK hat große Erfahrung im Bereich der Presse-, Medien- und Öffentlichkeitsarbeit für Förderprojekte des BMWi.

LoeschHundLiepold

Aufgaben im Vorhaben u.a.:

- Entwicklung und Umsetzung einer Öffentlichkeitsstrategie unter Einbezug aller relevanten Gruppen: Internet, führende Medien (Print, Radio & TV), Sponsoren, Multiplikatoren und weitere hochrangige Experten
- Sicherung eines hohen Wiedererkennungswertes der Fördermaßnahme in der Öffentlichkeit
- Konzeption, fachliche Betreuung und Redaktion der Inhalte einer barrierefreien, den Corporate Design (CD)-Vorschriften des BMWi entsprechenden, Internetplattform zur zielgruppenspezifischen Information
- Sicherstellung einer deutlichen Medienpräsenz für das Projekt mit Beiträgen in Presse, Fachliteratur, Internet, Radio und TV
- Kommunikation der Programmschwerpunkte über innovative Kommunikationskanäle (z. B. Blog, Podcasts, Video etc.)
- Erarbeitung und Durchführung von attraktiven Veranstaltungsformaten (insbesondere Jahreskongresse) und Verknüpfung mit den Aktivitäten anderer Veranstalter
- Koordinierung, Zusammenführung und Unterstützung öffentlichkeitswirksamer Maßnahmen der einzelnen Fördervorhaben

1.4 Bezug zu weiteren Aktivitäten

E-Energy war weit mehr als das Durchführen von sechs Modellprojekten. Die Modellregionen und die Begleitforschung pflegten intensiven Kontakt zu weiteren nationalen und internationalen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten in den Bereichen Smart Energy, Smart Grid, Smart Home, Smart Mobility und Smart City.

Sehr eng war die Zusammenarbeit mit den einschlägigen Verbänden sowie den Standardisierungsinstitutionen.



Eine weitere zentrale Aufgabe der Begleitforschung bestand darin, die E-Energy Projekte mit anderen Smart Grid-Projekten zu vernetzen. Das BMWi förderte über die E-Energy Modellregionen hinaus weitere Projekte und schrieb Smart-Grid-Studien aus, für die die Modellregionen wertvollen Input aus ihren praktischen Erfahrungen liefern konnten. Besonders zu erwähnen sind die alle vom BMWi geförderten Projekte Future Energy Grid, ZESMIT, IRENE und Sikt.

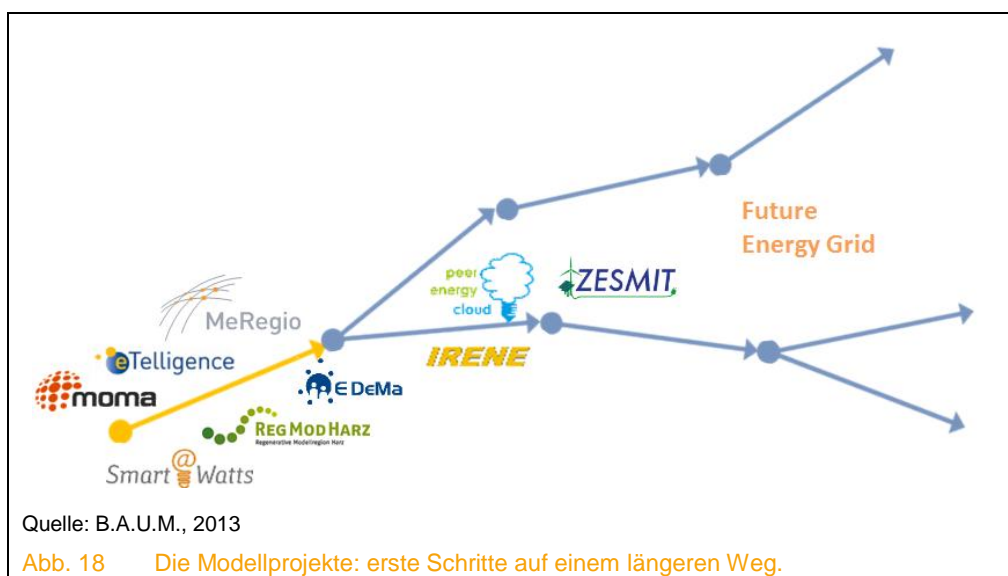
Das Projekt IRENE widmet sich Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsarbeiten im Allgäuer Dorf Wildpoldsried. IRENE steht dabei für „Integration regenerativer Energien und Elektromobilität“. Die Konsortialpartner Allgäuer Überlandwerk, Hochschule Kempten, RWTH Aachen und Siemens kooperieren, um das im Jahr 2020 für ganz Deutschland zutreffende Energieszenario zu erforschen, da in Wildpoldsried bereits jetzt die entsprechenden EE-Einspeisebedingungen und Netzzustände vorliegen und dort IKT-basierte Lösungen erprobt werden können, die bei der Bewältigung der entstehenden Herausforderungen im Netz eingesetzt werden können

Im Rahmen des Projekts Future Energy Grid erstellten unter der Leitung der aca-tech viele Experten auch aus den Modellregionen die Studie „Future Energy Grid – Migrationspfade ins Internet der Energie“ Diese Studie zeigt unterschiedliche Szenarien für die Entwicklung und den Rollout von Smart Grids in Deutschland dar. Sie beschäftigt sich mit einer Kundensegmentierung für Smart Grid-Angebote sowie einem internationalen Vergleich der Aktivitäten im Bereich Smart Grids.

Das Projekt ZESMIT „Energiesysteme der Zukunft: Markt, Integration, Technik“ wurde vom Center for Digital Technology and Management (CDTM) an der TU München geleitet und beschäftigte sich in seinen Schwerpunkten mit der Entwicklung von Produkt- und Geschäftsideen im Energiebereich unter Zuhilfenahme von Smart Grids. Z. B. entwickelten die CDTM-Wissenschaftler Energy-Apps zur Visualisierung von Verbräuchen oder Tarif-Apps, die Verbraucher dabei unterstützen unter einer Vielzahl von Optionen den für sie optimal passenden Tarif zu finden. Im Rahmen von ZESMIT entstanden so mehrere Publikationen, die die Produkt- und Geschäftsideen im Bereich E-Energy detaillieren.

Das Projekt „Sikt - Sichere Informations- und Kommunikationstechnologien für ein intelligentes Energienetz“ wurde ebenfalls vom BMWi gefördert und unter der Konsortialführung von secunet Security Networks AG bis zum 3.Quartal 2013 umgesetzt. Am Ende des Projekts stand eine IT-Security-Studie, die auf Basis einer ersten abstrakten Referenzarchitektur aus EU-Projekten sicherheitsrelevante Anforderungen für das Energieinformationsnetz im Smart Grid spezifiziert. Die Studie, beschreibt sicherheitsrelevante Themen in Bezug auf unterschiedliche Segmente bzw. Domänen der Referenzarchitektur, einschließlich der Endgeräte in Unternehmen und Haushalten mit Energiemanagement- und Smart Meter Systemen.

Auch wenn die E-Energy Modellregionen durch ihre komplementären Ansätze unterschiedlichste Bereiche des Smart Grids abdecken konnten, ist die Arbeit noch nicht getan. Die Modellregionen haben nur den ersten Teil des Wegs bewältigt und dabei grundlegende Erkenntnisse gewonnen. Den weiteren Weg werden andere Projekte definieren und gehen (z. B. ZESMIT, IRENE oder Future Energy Grid).



Mit der Netzplattform wurde während der E-Energy-Laufzeit ein zentrales Stakeholder-Gremium geschaffen, das maßgeblich an der Umsetzung der Energiewende beteiligt sein wird. Vor allem in der AG „Intelligente Netze und Zähler“ unter Vorsitz der Abteilung III des BMWi engagierten sich Akteure aus Modellregionen und Begleitforschung gleichermaßen an einem konstruktiven Dialog über die Gestaltung und die rechtlichen und regulatorischen Bedingungen für Smart Grids in Deutschland. So konnten die in E-Energy gesammelten Erfahrungen direkt in den politischen Prozess zum Netzaus- und -umbau überführt werden.

Seine Fortsetzung findet E-Energy in zwei weiteren Förderschwerpunkten der Bundesregierung:

- Anfang 2014 startet eine Reihe von Förderprojekten, die für die ressortübergreifende Förderinitiative „Zukunftsfähige Netze“ ausgewählt wurden. Ihr Schwerpunkt liegt bei innovativer Technologie für die Netzführung, weniger im Bereich der Märkte oder der Aktivierung von Kunden.

Netzplattform für die Beteiligung der relevanten Anspruchsgruppen

Aufbauen auf den Ergebnissen von E-Energy

- Im Rahmen einer Ausschreibung für „Schaufensterprojekte“ werden ab 2014 Regionen gesucht, in denen die in E-Energy und anderen Forschungs- und Entwicklungsprojekten erarbeiteten Lösungen (von der Technologie bis zu den marktorientierten Diensten) im großen Stil ausgerollt werden. Dabei soll eine Region mit intelligenten Lösungen dem Druck eines starken Ausbaus von PV-Anlagen begegnen, eine andere sich mit der Integration von Windenergieanlagen mit hoher Gesamtleistung auseinandersetzen.
- Die Bundesregierung beteiligt sich an der Vorbereitung eines europäischen Förderprogramms zu Smart Grids (ERA-NET plus). Hieran beteiligen sich bisher 13 europäische Länder. Die Förderbekanntmachung ist für 2014 geplant. Erste Projekte sollen 2015 starten.

Auf Basis der abgeschlossenen Evaluation hat die Begleitforschung Hinweise auf weiteren Forschungsbedarf gegeben (siehe dazu Kap. 4.3). Insbesondere kann und wird Deutschland die Chancen nutzen, die Ergebnisse von E-Energy im Rahmen von internationalen Programmen (z. B. Horizon 2020, ISGAN oder das im Aufbau befindliche Smart Grid EraNet plus) nutzbar zu machen.

2 Das Energiesystem im Wandel

Drei Ziele stehen seit jeher im Fokus der deutschen Energiepolitik: Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Diese in Zeiten von steigender Nachfrage, Rohstoffknappheit und Klimawandel zu erreichen, stellt uns alle vor große Herausforderungen. Aber wir in Deutschland haben die gesellschaftliche Grundentscheidung getroffen, unsere Energie in Zukunft weitestgehend aus erneuerbaren Quellen zu beziehen. Die Bundesregierung hat die Weichen für den Einstieg in das neue Zeitalter gestellt. Der Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen und die fossilen Energieträger haben darin nur solange eine Brückenfunktion, bis die erneuerbaren Energien zuverlässig ihre Rolle übernehmen können und die dafür notwendige Energieinfrastruktur ausgebaut ist.

Durch einen beschleunigten Netzausbau und Netzbau, die Verbesserung der Markt- und Systemintegration sowie die verstärkte Nutzung von Speichern soll der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien laut Koalitionsvertrag vom Dezember 2013 von heute knapp 25 Prozent des Bruttostromverbrauchs bis 2025 auf 40 bis 45 Prozent steigen und bis 2035 einen Anteil von 55 bis zu 60 Prozent erreichen.

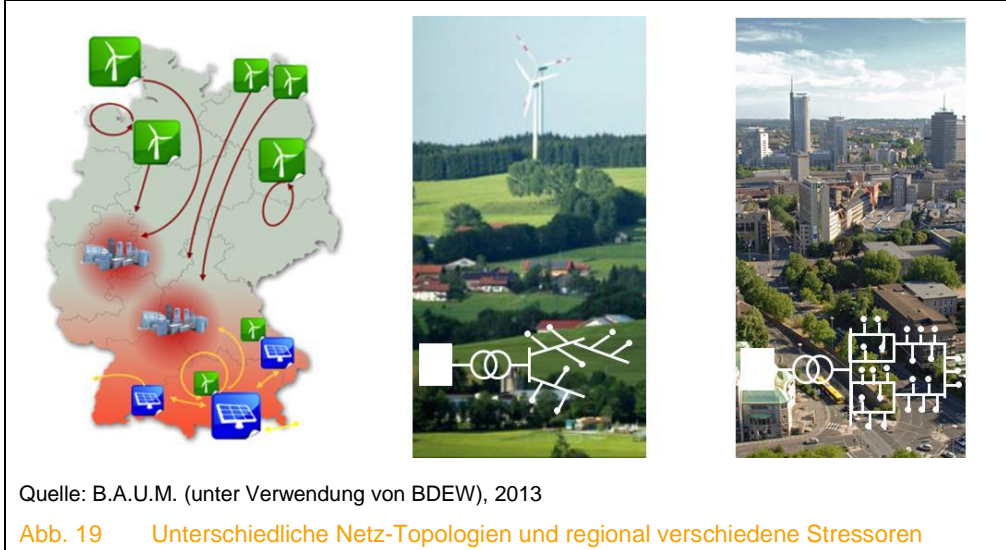
Der grundlegende Umbau der Energieversorgung bedeutet eine große Chance für kommende Generationen. Als erste Industrienation kann Deutschland die Wende zu einem hocheffizienten, erneuerbaren Energiesystem schaffen. Dies verlangt aber auch ein hohes Maß an Realismus, Vernunft und Augenmaß. Dabei spielen Innovation und fortschrittliche Technologien eine ebenso große Rolle wie geeignete Rahmenbedingungen, die von einer zugleich markt- und wettbewerblich orientierten Politik gesetzt werden. Dabei kommt Fragen der Technologie eine ebenso wichtige Rolle zu, wie der notwendigen Veränderung des gesamten Marktgeschehens im Energiebereich – nicht nur in Deutschland, sondern europaweit.

Eine auf mehr dezentrale und erneuerbare Erzeugung basierende Stromversorgung kann nur gelingen, wenn es eine möglichst breite gesellschaftliche Unterstützung für diesen Umbau und die damit für uns alle verbundenen Veränderungen gibt. Bund, Länder und Kommunen, Wirtschaft, Industrie und Gewerkschaften, Umwelt- und Verbraucherverbände, Bürgerinnen und Bürger sind gemeinsam gefordert. Um den notwendigen Dialog zu fördern, bringt das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie mit der „Netzplattform“ Vertreter all dieser Gruppen an einen Tisch. Der dort gepflegte Austausch soll helfen, dass alle Maßnahmen auf dem Weg in eine veränderte Energieversorgung und Energienutzung von einem hohen Maß an gesellschaftlicher Akzeptanz geprägt sind.

2.1 Herausforderungen und Lösungsansätze für die Netze

Der Fokus von E-Energy lag auf dem Stromversorgungssystem. Zu über 80 Prozent findet der rasche Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, insbesondere mit dezentralen Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen, im Verteilnetz und häufig auf Mittel- und Niederspannungsebene statt. Nicht zuletzt wegen der zeitlich stark schwankenden Stromerzeugung dieser Anlagen geht dies einher mit erheblichem Regelungsbedarf zur Sicherung der Netzstabilität. Fragen der Spannungshaltung, des Verhältnisses von Wirk- und Blindleistung und der Lastflussumkehr, d. h. dem

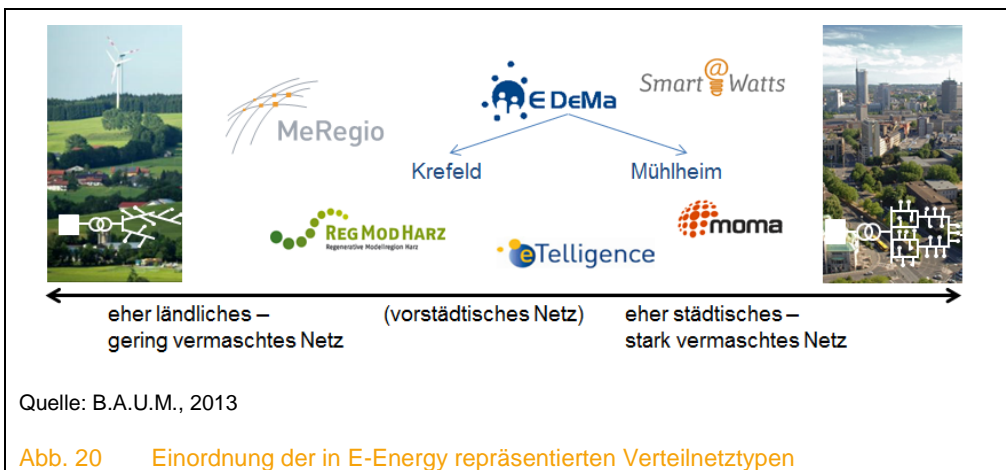
Rückspeisen aus dem Verteilnetz in das Übertragungsnetz, stellen die Verteilnetzbetreiber vor immer größere Herausforderungen.



Es gibt nicht den einheitlichen Ausbaubedarf der Verteilnetze. Es gibt auch nicht das eine Smart Grid. Die E-Energy Task Force von DKE/VDE formuliert es wie folgt:

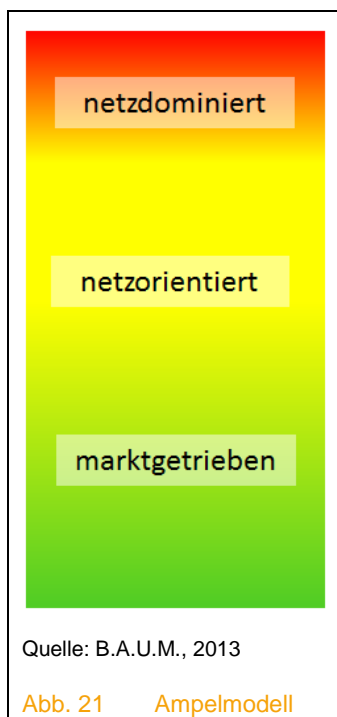
Ein Smart Grid (auch genannt: intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von IKT.

Die Modellregionen mit eher „städtisch-geprägten“ Verteilnetzen geraten dank ausreichender Transportkapazitäten und Vermaschung sowie moderat ausfallenden Zubau-Erwartungen bezüglich volatilen Erzeugungskapazitäten weniger unter Druck als die ländlichen Verteilnetze. Weiterhin sind die von „Wind“ und „PV“ ausgehenden Anforderungen an den Netzausbau und den Netzbetrieb teilweise unterschiedlich.



Dementsprechend haben sich die Modellprojekte wie in Abb. 20 dargestellt mit den Herausforderungen jeweils unterschiedlicher Verteilnetzsituationen beschäftigt. Diese Herausforderungen sind

- in ländlichen PV-gestressten Netzen mit z. B. Problemen bei der Spannungshaltung oder der Notwendigkeit der Blindleistungsbereitstellung auf Niederspannungsebene andere als
- in Windkraftregionen mit Transportengpässen auf Mittelspannungsebene in Starkwindzeiten oder
- in ausreichend dimensionierten städtischen Netzen, in denen der erzeugungsorientierte Verbrauch und die Beschaffung marktbasierend zusammen mit den dezentralen Erzeugern optimiert werden können.



Die Verteilnetze sehen sich nicht nur strukturell, sondern auch zu unterschiedlichen Zeitpunkten sehr unterschiedlichen Herausforderungen gegenüber. Die *Arbeitsgruppe Intelligente Netze und Zähler* innerhalb der Netzplattform des MBWi nutzt zur Beschreibung der Netzzustände das inzwischen weit verbreitete und ursprünglich vom BDEW vorgeschlagene Ampelmodell (siehe Abb. 21). Die Netzzustände und die Methoden für den Netzbetrieb lassen sich grob wie folgt beschreiben, wobei die Diskussion um die genaue Definition der Bereiche und damit um die erforderlichen gesetzlichen bzw. regulatorischen Anforderungen noch zu Ende geführt werden müssen:

Im grünen Bereich stehen ausreichend Netzkapazitäten zur Verfügung, um den gehandelten Strom ungehindert zu transportieren.

Im gelben Bereich fließen Informationen zu Netzengpässen in die Transportsteuerung ein. Das Abschalten, Zuschalten oder Drosseln von Ein- oder Ausspeisung kann zu verschiedenen Zeiten und an verschiedenen Orten unterschiedliche Effekte auf die verbleibenden knappen Netzkapazitäten haben. Die Entscheidungsprozesse erfolgen (noch) marktgetrieben.

Im roten Bereich befindet sich das Netz im kritischen Zustand. Der Netzbetreiber entscheidet, welche Transportleistungen nicht mehr erbracht werden können und schaltet entsprechende Erzeuger oder Verbraucher ab (und wenn die zukünftigen Rahmenbedingungen es erlauben, auch zu).

Im roten Bereich befindet sich das Netz im kritischen Zustand. Der Netzbetreiber entscheidet, welche Transportleistungen nicht mehr erbracht werden können und schaltet entsprechende Erzeuger oder Verbraucher ab (und wenn die zukünftigen Rahmenbedingungen es erlauben, auch zu).

Eine zentrale Frage ist, wie lange wir mit der existierenden Infrastruktur den Herausforderungen des neuen Erzeugungsparks und den sich schnell verändernden Verbrauchsmustern begegnen können. Mit E-Energy sollte untersucht werden, inwiefern die Nutzung bestehender oder leicht zu realisierender Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) helfen kann, mittel- und langfristig zu einer günstigen Entwicklung bei den Kosten des Gesamtsystems zu kommen.

Abb. 22 zeigt das Ziel schematisch: Würde man kurzfristig in den Umbau der Netze und das Etablieren intelligenter Systeme investieren, würden sich die Kosten jetzt vielleicht erhöhen, aber auf Dauer würde sich diese Investition für uns alle rentieren.

Die in E-Energy entwickelten und erprobten IKT-Lösungen liefern den Verteilnetzbetreibern neue Optionen. Für die Netzbetreiber bedeutet das jetzt und auch in den nächsten Jahren immer wieder aufs Neue, eine Entscheidung zu treffen. Sie haben nun die Wahl zwischen konventionellen strukturellen Maßnahmen des Netzausbaus und der Nutzung von intelligenten Lösungen zur Ergänzung bzw. Verzögerung dieses Ausbaus.

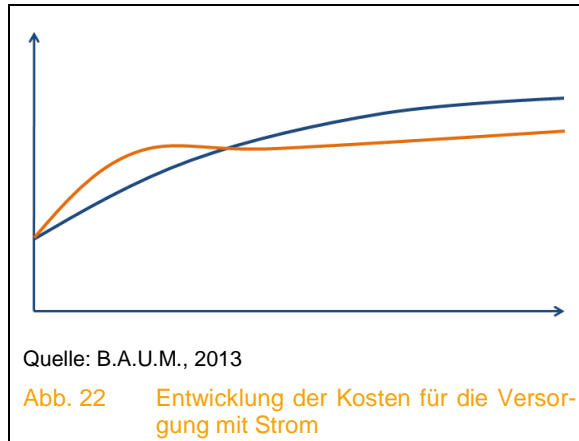


Abb. 22 Entwicklung der Kosten für die Versorgung mit Strom

Das folgende Schema skizziert die Optionen: Bei zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Energien kann zunächst eine Investition in „smarte Lösungen“ helfen, mit der bestehenden Infrastruktur möglichst lange auszukommen. Doch immer häufiger wird das Netz im gelben Bereich des Ampelmodells sein und schließlich die Gefahr drohen, oft in den roten überzugehen. Dann dürfte der Zeitpunkt gekommen sein, das Netz mit strukturellen Maßnahmen zu ertüchtigen.

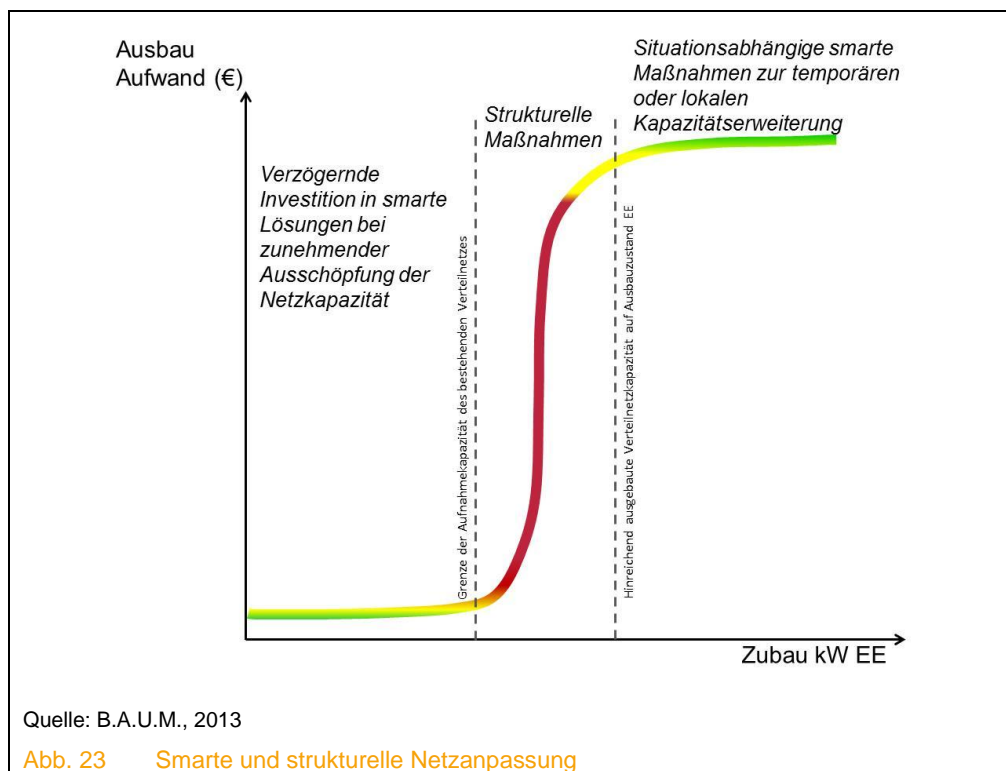


Abb. 23 Smarte und strukturelle Netzanpassung

Energiewende erfordert optimale Kombinationen von Aus- und Umbau-Maßnahmen in der Netzinfrastruktur

Die in E-Energy erprobten Methoden können helfen, den geeigneten Zeitpunkt und Umfang der Investitionen gut abzuschätzen. Der IKT-Ausbau sollte so gestaltet werden, dass die etablierten IKT-Methoden auch einen weiteren Ausbau der dezentralen volatilen Erzeugung meistern und weitere Methoden zur Bewältigung aufgesattelt werden können. Zumal allgemein damit gerechnet wird, dass es bei einem sehr hohen Anteil solcher Erzeuger auch wieder einfacher werden wird, die notwendigen Ausgleichs- und Regelmechanismen zu etablieren.

Mit zunehmenden Anteilen volatiler Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien steigt in jedem Fall der Flexibilitätsanspruch an die übrigen Komponenten im Energiesystem. Durch regelbare Erzeugung und Verbrauch, Verteilung und Speicherung sowie deren Zusammenspiel sind diese Schwankungen auszugleichen, um eine zuverlässige Stromversorgung aufrecht zu erhalten. Das Prinzip des subsidiären Abgleichs ist dabei Voraussetzung für Netzentlastungseffekte und entsprechende Einsparungsmöglichkeiten in der Transportinfrastruktur.

Mit dem Um- und Ausbau des Energiesystems soll der Ausstoß der Treibhausgasemissionen deutlich reduziert werden. Einen Anteil daran hat der Übergang zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Einen weiteren Anteil werden die Reduktion des Energieverbrauchs und die Steigerung der Energieeffizienz besitzen. Für Bürgerinnen und Bürger ebenso wie für Unternehmen wird dies einen erheblichen Beitrag zum Kontrollieren ihrer Energiekosten leisten.

Die Veränderungen im Energieversorgungssystem sind auch Ausdruck des gesellschaftlichen Drangs nach energetischer Selbstbestimmung, nach Teilautonomie auf unterschiedlichen Ebenen – national, regional, nachbarschaftlich, zu Hause. Erzeuger und Verbraucher werden mehr als heute die Möglichkeit haben, sich marktkonform zu verhalten. Wer in seinem betrieblichen oder häuslichen Umfeld Strom erzeugt, ist dann nicht mehr nur Konsument, sondern auch Produzent, kurz: Prosumer. Doch diese Prosumer verhalten sich noch nicht immer entsprechend betriebswirtschaftlichen Grundsätzen. Wie wäre es sonst zu erklären, dass immer mehr Hausbesitzer versuchen, sich mit teuren Speichersystemen unabhängig vom öffentlichen Versorgungssystem zu machen. Umso weniger ist zu erwarten, dass sie von sich aus ein volkswirtschaftliches Optimum anstreben. Prosumer werden zukünftig nicht nur Nutzen aus dem Verbrauch des selbst erzeugten Stroms oder dessen Verkauf ziehen können. Sie werden auch mehr Verantwortung für das Gesamtsystem übernehmen und Systemdienstleistungen erbringen. Zumindest werden sie mithelfen können, Erzeugung und Verbrauch weitestgehend aneinander anzupassen. Wenn nicht im eigenen Haus, dann vielleicht in einer Gruppe von Objekten. Dies führte in E-Energy direkt zur Frage, inwiefern zellulare Systeme leichter zu beherrschen, kostengünstig und sicher zu betreiben sind.

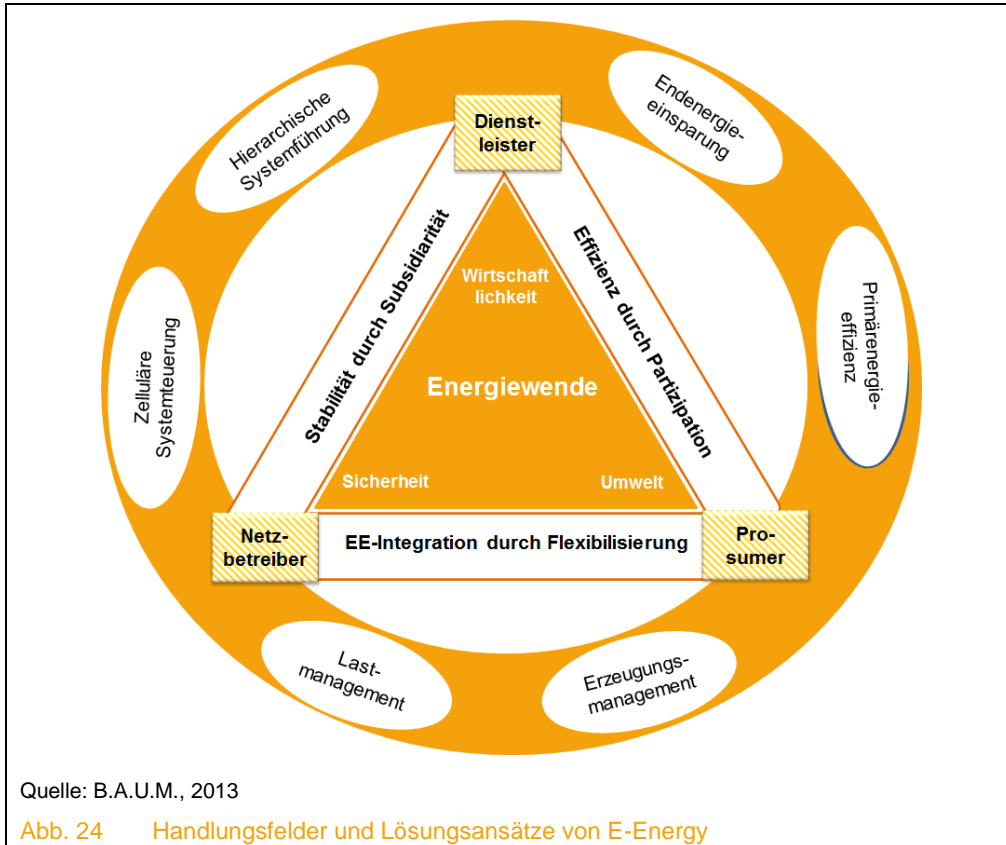
Die Frage einer sicheren, kostengünstigen und umweltverträglichen Stromversorgung und der dafür notwendigen Netze lässt sich also nicht auf Fragen des Netzausbaus und einer optimierten Netzführung reduzieren. Vielmehr stellte sich der Rahmen für die Arbeit in den E-Energy-Modellregionen und die im Kern bearbeiteten Lösungsansätze wie in Abb. 24 gezeigt dar. Im Folgenden werden die wesentlichen Erkenntnisse und Ergebnisse aus E-Energy zu den Themenfeldern

- Effizienzsteigerung

Intelligenz besteht darin, klug zwischen strukturellem Ausbau und IKT-optimierter Nutzung der bestehenden Infrastruktur zu entscheiden

Subsidiarität zeichnet sich als Tendenz für das zukünftige Versorgungssystem ab.

- Integration von Erneuerbaren Energien und
- Stabilität des Gesamtsystems



2.1.1 Effizienzsteigerung durch Partizipation und Kooperation

Wer über seinen Stromverbrauch Bescheid weiß, kann gezielt anfangen, diesen zu reduzieren. In den Modellprojekten wurde eine Vielzahl von Visualisierungen und Informationskanälen genutzt, um die Verbraucher über ihren Stromverbrauch zu informieren und sie zu animieren, ihn zu überdenken. Doch Transparenz zum zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs allein reicht nicht aus, um zu Einsparungen zu gelangen. Stromverbraucher müssen in die Lage versetzt werden, die entsprechenden Informationen zu bewerten und daraus Handlungsmöglichkeiten abzuleiten. In den Modellprojekten erhielten die Haushalte in der Regel konkrete, meist persönliche Beratung seitens des Stromversorgers. Unter dem Strich war der Erfolg größer als erwartet. In den Feldtests konnten Verbrauchsreduktionen von bis zu 10 Prozent beobachtet werden. Mit besonderen Anreizen waren zeitweise sogar noch höhere Verbrauchsreduktionen möglich. Doch wie viel dazu die technische Information beitrug und wie viel schlicht dem Umstand zuzuschreiben ist, dass sich die Teilnehmer – angeregt durch die Betreuung der Versorger – einfach mehr mit dem Thema beschäftigten, lässt sich nicht mit Sicherheit belegen. Sicher ist dagegen, dass es neben rein monetären Anreizen weitergehende Methoden gibt, Menschen zu energieeffizientem Verhalten zu bewegen. Ein Beispiel dafür ist die

Reduktion des Energieverbrauchs in Haushalten um bis zu 10 %

schnell wachsende Community von Co2online, in der Netzwerkbildung und Wettbewerbe einen hohen Anreiz bieten. Mit dem „Energiesparkonto“ konnten in eTelligence ohne weitere Maßnahmen bereits Einsparungen von 3,5 Prozent erzielt werden.

Sicher ist auch, dass die Beschäftigung mit dem Stromverbrauch in vielen Fällen zum Wechsel auf neue energiesparende Geräte führte, womit die Verbrauchsreduktion auf Dauer sichergestellt wurde.



Quelle: B.A.U.M. auf Basis von E-DeMa, eTelligence, MeRegio, moma, RegModHarz, SmartWatts, 2013

Abb. 25 Vielfalt von Feedbacksystemen in den E-Energy Feldtests

Sofern die Verbrauchsformation über das Internet erfolgt, kommen auch automatisierte Effizienzhinweise in Frage. Mit Mitteln der IKT wäre sogar eine detaillierte Analyse der Verbrauchskurven möglich, aus der sich konkrete Vorschläge zum verbesserten Verhalten oder zu Ersatzbeschaffungen ableiten und eine entsprechende Beratung durchführen ließen. Hier gilt es allerdings die Regeln des Datenschutzes zu beachten, die eine derartige Analyse der Verbrauchskurven nur nach Abschluss einer entsprechenden Vereinbarung erlauben. Zielführend scheint hier eine intensivere Auseinandersetzung mit den Bedürfnissen verschiedener Verbrauchergruppen

Um Einsparpotenziale konkret zu lokalisieren, bedarf es mitunter in Haushalten, mit Sicherheit aber in Betrieben einer genaueren zeitlichen Erfassung der Verbräuche. Dafür wurden beispielsweise in MeRegio Submeter eingesetzt, die dazu dienen, die Stromverbrauchsmuster in den betrachteten Unternehmen besser zu verstehen und die Potenziale der Energieeffizienz und der Lastverschiebung zu erkennen. Solche intelligenten Messsysteme können in Betrieben vor allem im Rahmen - auch vom Staat geförderter (hier: KfW) – Beratungsmaßnahmen eingesetzt werden. Zunehmend kommen sie auch beim Aufbau von Energiemanagementsys-

Effizienzpotenzial von Betrieben im Bereich von 20 %

temen zum Einsatz, z. B. zur Erfüllung der Anforderungen der DIN EN ISO 50001. In E-Energy konnte bestätigt werden, dass es in vielen Betrieben Einsparpotenziale in der Größenordnung von 20 Prozent gibt.

Bisher werden die Steigerung der Effizienz und die Reduktion des Ressourcenverbrauchs meist im Zusammenhang mit der Endenergie und dem betriebswirtschaftlichen Erfolg durch Kostensenkungen betrachtet. Kostensenkungen werden vielfach allein dadurch erzielt, dass über Lastwächter verhindert wird, dass ein Betrieb eine festgelegte maximale Leistungsaufnahme überschreitet. Hier schien ein Paradigmenwechsel hin zu einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung und einer Honorierung entsprechender Beiträge angebracht. So kann es mitunter sinnvoll sein, zu bestimmten Zeiten sogar mehr Strom zu verbrauchen und dadurch die Netzbetreiber dabei zu unterstützen, zu hohe Spannungsanstiege durch hohe Einspeisung von Strom z. B. aus Solaranlagen zu verhindern. Eine solche Flexibilisierung von Verbräuchen kann einer verstärkten Nutzung von Erneuerbaren Energien Vorschub leisten und damit zu einer Verbesserung der Ressourcenbilanz führen. Die Steigerung der Primärenergieeffizienz befasst sich dabei nicht nur mit der optimalen Verwendung erneuerbarer, sondern auch mit der nachhaltigen Verwendung fossiler Rohstoffträger – auch wenn sie deren langfristigen Ersatz zum Ziel hat. Die E-Energy Modellprojekte (z. B. E-DeMa) haben sich deshalb auch intensiv mit dem optimalen Betrieb kleinerer und größerer Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung mit fossilen Energieträgern beschäftigt.

**Von Endenergieeffizienz
zu Primärenergieeffizienz**

2.1.2 Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung

Um eine weitgehende Stromversorgung auf Basis der Erneuerbaren Energien zu ermöglichen, ist die Effizienzsteigerung beim Stromverbrauch nicht das einzige Mittel. Je besser sich die Verbraucher an die Volatilität der Erzeugung anpassen, umso leichter wird die Integration der Erneuerbaren in das Versorgungssystem gelingen. Zur Stabilisierung der Verteilnetze kann dies mitunter auch verlangen, dass kurzfristig mehr Strom verbraucht wird. Zum Beispiel dann, wenn mehr Sonnenstrom erzeugt wird als prognostiziert wurde. In E-Energy wurden die diesbezüglichen Flexibilitäten bei einem Großteil der beteiligten fast 4.000 Haushalte und in zahlreichen Betrieben untersucht. Dabei wurde gezeigt, dass sich 5 bis 10 Prozent des Stromverbrauchs in Haushalten zeitlich beeinflussen lassen, zu bestimmten Zeiten und mit besonders hohen Anreizen sogar noch mehr (teilweise zwischen 10 und 30 Prozent). Die Zahlen erscheinen gering, zumal die Testhaushalte vielfach interessierte Einfamilienhausbesitzer sind und damit nicht dem Durchschnittshaushalt entsprechen. Dennoch kann ihre Flexibilität für Verteilnetzbetreiber ein wichtiger Beitrag zur Reduktion einer lokal kritischen Netzbelastung sein.

Durch Lastgangprognosen und die Ausschöpfung von Flexibilitäten bei Erzeugung, Speicherung und Verbrauch können Erneuerbare Energien reibungsloser und umfangreicher integriert werden.

Um dieses Potenzial zu heben, bedarf es allerdings erheblicher Anstrengungen. Insofern ist es angebracht zu betrachten, bei welchen Verbrauchern die Lastverschiebungspotenziale diese Anstrengungen eines Demand Side Managements (DSM) rechtfertigen. Gemäß den Erfahrungen aus den E-Energy Projekten sind es in absteigender Ordnung die folgenden zentralen Anwendungen, die Verbrauchsflexibilitäten zur Verfügung stellen können (Eingehende Darstellung zu den Feldtestergebnissen finden sich im Abschlussbericht der Begleitforschung):

- Ladestationen für Elektrofahrzeuge
- Wärmepumpen
- Stromspeicherheizungen
- Kühlgeräte inkl. Klimaanlage
- weiße Ware wie Geschirrspüler, Trockner und Waschmaschinen

Bei der Betrachtung des Lastverschiebungspotenzials kommt es nicht nur auf die jeweils verschiebbare Leistung, sondern auch auf die Länge bzw. Dauer der Verschiebung und auf die Reaktionsgeschwindigkeit an. Gezeigt wurde, dass bis zu 10 Prozent der Anschlussleistung von Haushalten grundsätzlich zeitlich nach vorne oder hinten verschoben werden kann. Aus diesen Erfahrungen kann als Skalierungswert für Deutschland angenommen werden, dass 5 Prozent des Haushaltsstromverbrauchs für eine Stunde verschoben werden können.

Lastverschiebungspotenzial in Haushalten 5 bis 10 %

Im Einzelnen gaben die Feldversuche wichtigen Aufschluss, von welchen Faktoren die Bereitstellung von Lastflexibilität abhängig ist. Dazu zählen vor allem:

- Haushaltscharakteristik: IKT-Ausstattung, Milieu und selbstbestimmbarer Zugriff auf flexibilisierbare Anlagen
- Kosten-Nutzen-Verhältnis: ökonomischer Anreiz, Integrationsaufwand für Kommunikation und Technik
- Komfort: einfache bzw. teilautomatische Integration in bestehende Haustechnik bzw. Haushaltsabläufe, Mehrfachnutzen
- Vertrauen: Verständnis für die Bedeutung und Sicherheit im Datenumgang, Aufklärung, Akzeptanz und Beschäftigung mit dem Kunden
- Zeitverfügbarkeit: gerade bei manueller Umsetzung der Anreize müssen die Kunden anwesend sein, um ein gutes Ergebnis erzielen zu können

Fraglos sind die Lastverschiebungspotenziale in Gewerbebetrieben attraktiver zu nutzen als in Haushalten. Dies gilt vor allem auf Grund der absolut größeren spezifischen Anschlussleistungen, die es erlauben, von 50 kW bis zu mehreren MW zu verschieben. Die Modellregionen haben gezeigt, dass bis zu 20 Prozent der Lasten verschiebbar sind. Und dies zu weit geringeren Transaktionskosten als in privaten Haushalten. Auf der Hitliste stehen:

Lastverschiebungspotenzial in Betrieben bis zu 20 %

- Kühlanlagen
- thermische Prozesse
- Druckluftsysteme
- Pumpenanlagen
- Batterien von Gabelstaplern u. ä.

Für Haushalte wie Betriebe gilt, dass es einer erheblichen Anstrengung bedarf, die jeweiligen Akteure für das reale Bereitstellen solcher Flexibilitäten zu gewinnen. Insofern sind bei der Hochrechnung der Ergebnisse auf ganz Deutschland erhebliche Abschläge einzukalkulieren. Im Hinblick auf das erschließbare Potenzial kann mit Blick auf verschiedene Potenzialerhebungen davon ausgegangen werden, dass das gesamte Verschiebpotenzial von Industrie und Gewerbe in der Größen-

Realisierbares Lastverschiebungspotenzial in Deutschland bis zu 4 GW

ordnung von 5 GW liegt, das von privaten Haushalten bei ca. 3 GW – zusammen immerhin die Leistung von vier Großkraftwerken bzw. annähernd die Hälfte der Leistung aller deutschen Pumpspeicherkraftwerke.



In den Modellprojekten wurden zahlreiche Instrumente entwickelt, um die privaten und gewerblichen Verbraucher zum „smarten Verhalten“ zu motivieren. Sie reichten vom reinen Appell über gezielte Informationsbereitstellung und Beratung, lockere nicht-monetäre Anreize sowie eine Vielzahl von Tarifen, vertraglich klar definierten Schaltoptionen bis hin zum gezielten Abschalten von Verbrauchern in netzkritischen Situationen.

Speziell bei privaten Feldtestteilnehmern konnten aufschlussreiche Beobachtungen gemacht werden:

- Kunden können besser auf eine Verbrauchserhöhung als auf eine Verbrauchsreduzierung reagieren. Wenn z. B. bei Eventtarifen Strom zu bestimmten Zeiten außergewöhnlich günstig war oder Stromverbrauch sogar honoriert wurde, kannte die Fantasie der Kunden keine Grenzen. Sie erhöhten ihren Verbrauch um bis zu 30 Prozent. Da wurde bei eTelligence auch schon beobachtet, dass Nachbarn kurzfristig zum gemeinschaftlichen Kuchenbacken eingeladen wurden. Wurde der Preis für die kWh stark erhöht, konnten die Kunden ihren Verbrauch jedoch nur um 20 Prozent verringern. Dieselbe Asymmetrie in der Verarbeitung konnte auch in anderen Modellregionen festgestellt werden.
- E-Energy konnte (noch) keinen größeren Unterschied zwischen der Höhe der Lastverschiebung durch automatische Steuerung und manuelle Umsetzung von Preissignalen feststellen. Grundsätzlich war das Realisieren von Lastverschiebungen dann am höchsten, wenn die Feldtestteilnehmer zu Hause waren und über die Zeit verfügten, sich mit den Anreizen auseinanderzusetzen. So stellte sich der Freitagnachmittag als eine Zeit mit besonders hohem Potenzial für Lastverschiebungen heraus.
- Einige Modellregionen beobachteten nach mehreren Monaten der Feldtests einen Ermüdungseffekt bei der manuellen Umsetzung von Anreizen und der Nutzung der Feedbackgeräte. Die Verbrauchsveränderungen pendelten sich

dennoch zumeist auf einem signifikanten Stand ein und trugen zur grundsätzlichen Sensibilisierung der Verbraucher für Verbrauchsverlagerungen und nachhaltige Verbrauchsminderungen bei.

- In vielen Fällen versprechen Automaten einen nachhaltigen Erfolg. Einmal eingestellt, können sie abhängig von empfangenen Preissignalen im Rahmen der Vorgaben ihres Besitzers die Schalthandlungen zeitgenau und auf Dauer vornehmen. So können sie nachweislich dabei helfen, Anreize wahrzunehmen, die nachts oder während der Arbeits- und Schulzeit erfolgen, und so die Verbrauchsverlagerungen erhöhen. Außerdem unterstützt eine Automatisierung den Kunden dabei, komplexe Tarife ohne Komfortverlust umzusetzen.

Alle Erfolge bei der Aktivierung von Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite dürfen aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass das systemrelevantere Anpassungspotenzial insbesondere im Bereich der Erzeugung liegt. Die größten Potenziale dafür bieten (neben den bekannten Methoden des Bereitstellens von Ausgleichs- und Regelleistung mit konventionellen Kraftwerken):

- der gezielte, stromgeführte Einsatz von großen KWK-Anlagen (speziell Biogasanlagen und Biomasseheizkraftwerken)
- der stromgeführte Betrieb von Kleinst-BHKWs
- die optimale Nutzung der Staufähigkeit von Wasserkraftwerken
- die Bereitstellung von Blindleistung (und anderen Systemdienstleistungen) durch entsprechend ansteuerbare Wechselrichter von PV- und Windkraftanlagen
- der gezielte Einsatz von Speichersystemen, die Strom zeitversetzt wieder in das Netz einspeisen können (z. B. Batterien von Elektroautos oder Elektrotraktoren)
- die Nutzung von überschüssigem Strom zur Gewinnung von Heizenergie und
- zukünftig die Erzeugung von Wasserstoff und Methan aus nicht benötigtem Strom.

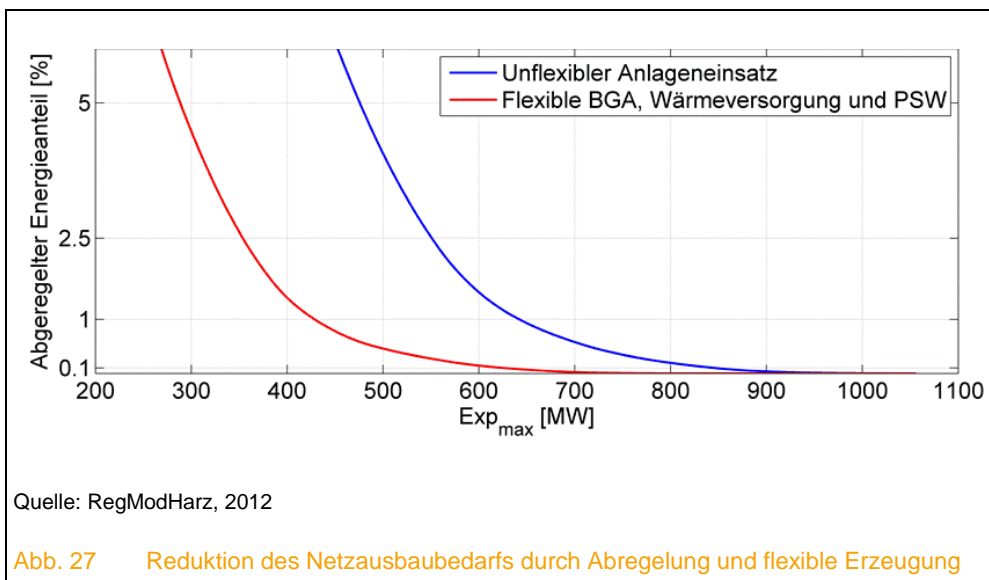
Die technischen Herausforderungen für das Erzeugungsmanagement bestehen vor allem in der Befähigung von großen aber auch von kleineren, in größerer Zahl vorhandenen dezentralen Erzeugungsanlagen zur Kommunikation mit einer Leitwarte bzw. einem Marktplatz. Das Konzept „Plug in your plant“ ist dabei die Voraussetzung für eine einfache flexible Anlagen An- und Entbindung. Dieses Konzept wurde durch die in den Modellregionen entwickelten und eingesetzten IKT-Gateways erfolgreich umgesetzt. Diese bilden als Energiemanager äquivalent zum Verbrauchsmanagement den zentralen Knotenpunkt für die Marktteilnahme.

**Moderater Lastabwurf
und flexible Erzeugung
verhindern Netzausbau**

Ausführlich wurden diese Potenziale im Projekt RegModHarz untersucht. In einer Simulation wurde gezeigt, dass das bestehende Verteilnetz bei optimaler Nutzung der Flexibilität aller Erzeugungsanlagen und Speicher den geplanten Zubau von Erneuerbaren Energien ohne klassische Netzertüchtigung bis zu einer bilanziellen Versorgung von 100 Prozent aus der Region bewältigen kann. Die folgende Grafik zeigt, dass bereits mit der geringfügigen Abregelung von Einspeisespitzen (blau) und zusätzlich durch Nutzung der lokalen Flexibilitäten (rot) die erforderliche Anschlusskapazität der Region RegModHarz deutlich gesenkt werden kann.

Wie auch seitens EWE als Konsortialführer von eTelligence berechnet wurde, kann ein 5-prozentiger „Spitzenlastabwurf“ im Rahmen eines gezielten Einspeisemanagements zu erheblichen Kapazitätserweiterungen (Verdopplung der Aufnahmekapazität für erneuerbare Anlagen) im Netzbetrieb führen. Allerdings hat diese Abregelung zeit- und ortsgenau zu erfolgen und bedarf deshalb einer intelligenten Planung und Steuerung.

Einen zusätzlichen Effekt zeigt die rote Linie. Hier werden die Biogasanlagen und die Nutzung des Pumpspeicherkraftwerks in der Region optimal an die Erzeugung angepasst und zudem die Potenziale des Übergangs von Strom nach Wärme genutzt. Entwickelt wurde dafür eine Leitwarte, die es erlaubt, alle Erzeugungsanlagen zu beobachten und gezielt einzusetzen – auch im Hinblick darauf, welche Bedarfe das Übertragungsnetz anmeldet. Das so entstandene Virtuelle Kraftwerk der gesamten Region Harz kann Netzausbaukosten sparen und den wirtschaftlichen Ertrag aller Erzeugungsanlagen maximieren. Allerdings ist es unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht bzw. nur teilweise realisierbar.



Wie in allen anderen Modellregionen war es auch bei RegModHarz nicht das Ziel, mittels des Regionalkraftwerks eine komplett autarke Zelle zu bauen. Vielmehr sollte an der Leitgröße Residuallastminimierung gezeigt werden, dass eine subsidiäre Bewältigung der Netzbelastungen unter Nutzung der vorhandenen Infrastruktur im Sinne eines Umbaus der Netze sowohl technische als auch wirtschaftliche Vorteile bringt. Dennoch wird es nicht möglich, den Ausbau der Verteilnetze und der Übertragungsnetze über die Maßen zu reduzieren. Generell ist es aber von Vorteil, Strom erzeugungsnah zu verbrauchen. Regionalwirtschaftlich ist der Vorteil unbestritten und volkswirtschaftlich schlagen die Netzverluste immerhin mit rund 6 Prozent der bereitgestellten Elektroenergie zu Buche. Dennoch ist das Transportieren von Strom immer günstiger als das Speichern – sofern es irgendwo einen Ort gibt, an dem Strom benötigt wird.

Das Hauptaugenmerk galt in den Modellprojekten in punkto Erzeugungsmanagement der bedarfsgerechten Steuerung von gasbetriebenen Motoren in größeren (RegModHarz) und kleinen BHKW. In gewissem Sinne können diese als Energie-

Netzausbau kann durch E-Energy reduziert, aber nicht komplett vermieden werden

speicher eingesetzt werden: Die Energie bleibt im (Bio-) Gas gespeichert bis zeit- und möglichst ortsgenau daraus Strom erzeugt wird.

Zunehmend gewinnen auch die PV-Ablagen an Bedeutung für das Erzeugungsmanagement. Galten die bisherigen Regelungen und Verfahren vor allem dem Schutz der Netze vor starken Spannungsspitzen, so bieten sich über die Eigenverbrauchsregelung des EEG im Zusammenspiel mit preislich vertretbarer Batteriespeicher neue Chancen – aber auch Herausforderungen. Über den optimierten Eigenverbrauch können Besitzer von beispielsweise PV-Anlagen ihre Stromrechnung verringern, wenn sie den von ihnen erzeugten Strom selbst verbrauchen. Durch die Koppelung mit einem Speicher kann darüber hinaus der Eigenverbrauch weiter erhöht werden. Eine Steuerung solcher Systeme über netzzustandsabhängige (Preis-) Signale kann helfen, die Stresssituationen für das Netz zu verringern und das Last- bzw. Einspeiseprofil des Einspeisekunden zu glätten. Dies gilt analog für andere EE-Anlagen. Allerdings wird dies bis jetzt nicht finanziell honoriert.

Weitere Chancen bietet das Verfügbarwerden intelligenter Wechselrichter, die auf Anforderung über Steuersignale oder spannungsabhängig eine Blindleistungsstellung vornehmen können. Die (zeitweise) Erzeugung von Blindleistung anstelle von Wirkleistung kann einen weiteren Zubau auch dann erlauben, wenn ein solcher wegen zu hoher Wirkleistung nicht akzeptiert werden könnte. Zudem kann der gezielte Einsatz von Blindleistung die Energieverluste im elektrischen Übertragungs- und Verteilungsnetz signifikant mindern und die Planungssicherheit bei Energienetzen erhöhen. Der Blindleistungshandel ist dabei auf die Ausbildung eines regionalen Marktes angewiesen.

Je besser bekannt ist, wann wie viel Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird, umso besser lässt er sich in das Netz integrieren. Dasselbe gilt für die Verbräuche und die Flexibilitäten. Weiß der Verbraucher frühzeitig, wann sein Lastverschiebungspotenzial genutzt werden soll, ist er eher bereit, es zur Verfügung zu stellen. Im intelligenten Versorgungssystem spielen deshalb Prognosesysteme eine bedeutende Rolle. Sie erlauben es, rechtzeitig Erzeugungskapazitäten bereitzustellen (z. B. Biogasanlagen) oder frühzeitig eine Anpassung der Verbräuche anzustoßen (z. B. stärkeres Kühlen auf Vorrat). Auf Basis solcher Prognosen lassen sich beispielsweise auch Fahrpläne realisieren, die als verbindliche Vereinbarungen allen beteiligten Akteuren eine große Planungssicherheit liefern.

Von großer Bedeutung sind die verschiedenen Qualitäten der Flexibilität. Wie groß ist die verschiebbare Leistung und wie lange kann sie verschoben werden? Lässt sie sich unmittelbar aktivieren (wie z. B. das Ein- und Ausschalten einer Heizungs-pumpe), kommt es zu betriebsbedingten Verzögerungen (z. B. bei einer laufenden Waschmaschine) oder bedarf es einer Vorankündigung von bis zu einem Tag? Wie steil ist die „Rampe“, d. h. wie lange dauert es, bis die maximale Leistung als Flexibilität zur Verfügung steht? Wie zuverlässig steht sie bereit?

Das zukünftige Versorgungssystem wird nicht ohne Speicher auskommen. Der VDE hat in seiner Studie „Energiespeicher für die Energiewende- Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050“ vom Juni 2012 aufgezeigt, dass die fluktuierende Erzeugung bis zu einem Anteil von ca. 40 Prozent von Strom aus dezentralen, erneuerbaren Quellen durch das Nutzen

Eigenverbrauch kann durch intelligente Steuerung und marktliche Anreize netzfreundlich gestaltet werden.

Intelligente Wechselrichter befähigen PV-Anlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Je genauer die Prognosen umso zuverlässiger die Fahrpläne, umso geringer der Bedarf an Speichern und Regelkraftwerken

von Flexibilitäten im Erzeugungs- und Verbrauchsbereich, die Einsatzoptimierung thermischer Kraftwerke und die Übertragungsnetze aufgefangen werden können. Bei einem höheren Gesamtanteil und in regionalen Einzelfällen bedarf es schon heute leistungsfähiger Speicher für unterschiedliche Zwecke. Da dieser Anteil an Erneuerbaren im Netz in wohl weniger als 10 Jahren erreicht sein wird und bis dahin der Betrieb fossil betriebener Regelkraftwerke noch unrentabler sein dürfte als heute, sind die schnelle Entwicklung und der Bau leistungsfähiger Speichersysteme unabdingbar.

Bedeutend dabei ist, dass Speicher den Zeitpunkt verschieben, zu dem Strom aus Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden darf bzw. muss. Sie bieten Flexibilität als Senken und sind in der netzbilanziellen Wirkung analog zur Lastverschiebung. Wenn es keine wirtschaftlicheren Alternativen gibt – wie Beeinflussung von Erzeugung oder Verbrauch oder Transportieren an einen Ort, an dem Strom benötigt wird - kann Strom in Form des Ladens von Speichern verwertet werden. Durch dezentrale Speicher wie stationäre oder mobile Batterien in Elektrofahrzeugen können Leistungsspitzen, wie sie z. B. durch PV-Anlagen entstehen, kurzfristig abgebaut werden. Insofern dienen diese Speicher mehr dem Lastmanagement und der Erbringung von Systemdienstleistungen als dem Speichern und etwaigen Rückspeisen von Strom in das Netz. Sie helfen speziell in Zeiten hoher Erzeugung und damit steigender (Verteil-)Netzspannung, das Verlassen des zulässigen Spannungsbandes in einem Leitungsstrang zu verhindern. Da die Alternative ggf. darin bestehen könnte, die Erzeugung zu drosseln und Anlagen nicht voll zu nutzen, kann sich in solchen Zeiten günstigen Strompreises eine Speicherung wirtschaftlich lohnen.

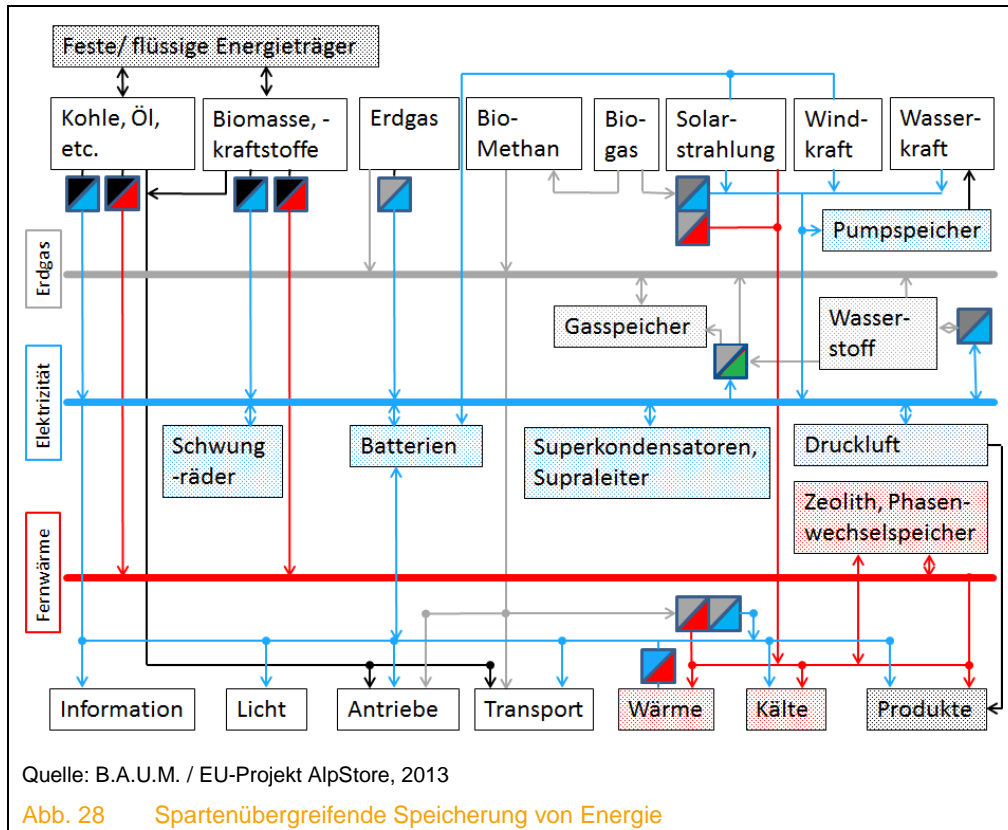
Besonders attraktiv zum Ausgleich von Lastschwankungen sind alle Arten von Kühlanlagen – seien es große Kühlhäuser, die Kühltheken von Supermärkten oder die Kühl- und Gefrierschränke in Privathäusern. Sie speichern Strom in Form von Kälte, die dann erzeugt wird, wenn Strom im Überschuss vorhanden ist.

Doch schon die sehr weitgehenden Tests mit großen Kühlhäusern als Energiespeicher im Projekt eTelligence führten zu einer wichtigen Erkenntnis: Trotz guter Prognosen und einer Beeinflussung der Lasten in Echtzeit wird ein 100-prozentiger örtlicher und zeitlicher Ausgleich, von Erzeugung und Verbrauch gerade in windkraftdominierten Regionen nicht möglich sein. Umso wichtiger ist eine Intensivierung der Forschung und Entwicklung, um rechtzeitig eine vielfältige Palette von Speichertechnologien zu akzeptablen Preisen bereitstellen zu können.

Das Stromversorgungssystem der Zukunft benötigt nicht nur den kurzzeitigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, wie er durch solche dezentralen Speicher oder die Methoden des Demand Side Managements erreicht werden kann. Um Windflauten und Tage ohne Sonnenschein über einen längeren Zeitraum überbrücken zu können, muss aus erneuerbaren Quellen gewonnene Energie auch über längere Zeiträume gespeichert werden können. Die Kapazität heimischer Pumpspeicher ist für diese Zwecke zu gering. Sie werden nur als Tagesspeicher betrieben. Mit weiteren Technologien wie der Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff oder Methan aus überschüssigem Strom aus Windkraftanlagen (Stichwort: PowerToGas & GasToPower) wird bereits im Hinblick auf Langzeitspeicherung experimentiert. Die Speicherkapazität des Gasnetzes inkl. seiner Kavernen ist

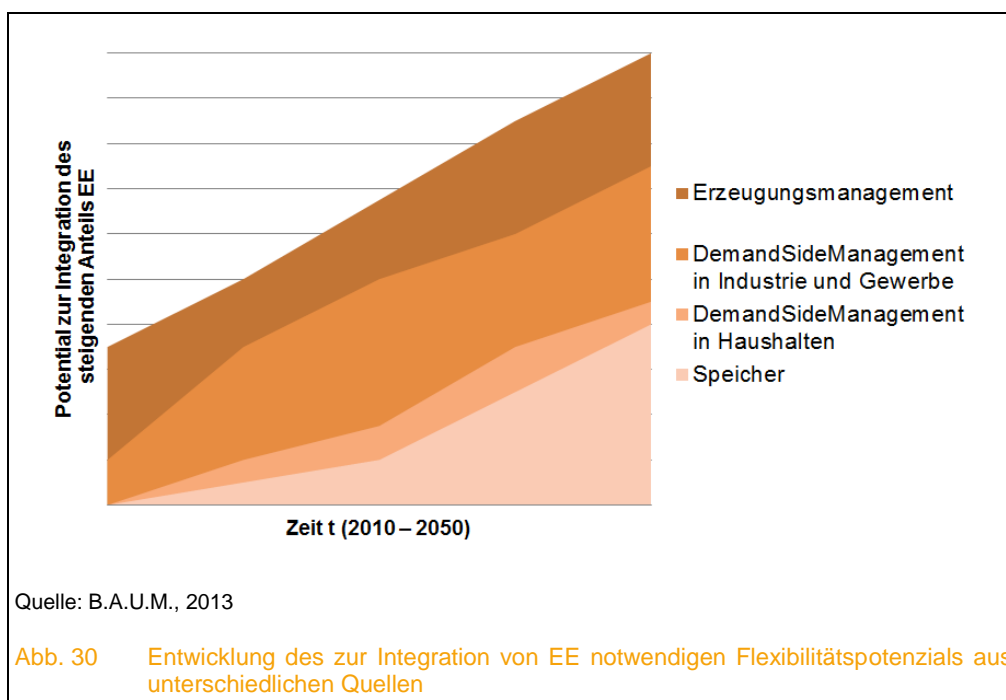
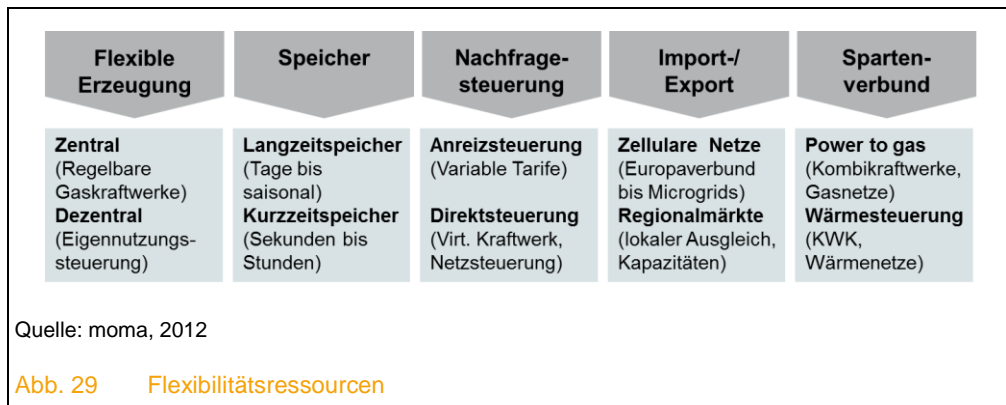
Mit dem Zubau von Pumpspeichern und intelligentem Lademanagement für Elektrofahrzeuge allein wird der stark steigende Ausgleichsbedarf der erneuerbaren Energien nicht gedeckt werden können.

3.000-mal höher als das der Pumpspeicher. Vor dem Hintergrund der Primärenergieeffizienz geraten zunehmend die Möglichkeiten ins Visier, überschüssigen EE-Strom in Wärme umzuwandeln und z. B. für die Raumheizung zu nutzen (Stichwort: Power2Heat).



Grob lassen sich die Speichertechnologien wie folgt einteilen:

- **Thermische Speicher** im Sinne von Lastsenkungen werden in der Regel die wirtschaftlichsten und am schnellsten erschließbaren Flexibilitätsoptionen sein.
- **Elektrische Speicher** können im Kurzfristbereich für Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung und die Kurzfristbereitstellung von Regelenergie (PRL und SRL) eingesetzt werden – besonders dort, wo thermische Flexibilitäten zu träge sind.
- **Chemische Speicher** kommen dort zum Einsatz, wo thermische Flexibilitäten nicht mehr die Kapazitäten hinsichtlich Menge und Dauer haben („Versorgungssicherheit durch saisonale Reservekapazitäten“).



Die gesamte Palette aller Quellen von Flexibilität und der strukturell damit verbundenen Speichertechnologien hat moma, wie in Abb. 29 zu sehen, dargestellt. E-Energy hat aber auch gezeigt, dass das zur Integration der Erneuerbaren Energien notwendige Flexibilitätspotenzial über die kommenden Jahre und Jahrzehnte immer weiter anwachsen muss. Während zunächst ausreichend Flexibilität aus einer jetzt bereits kosteneffizienten Flexibilisierung von (dezentraler) Erzeugung zur Verfügung steht, müssen ab einem gewissen Punkt auch größere Flexibilitäten in Industrie- und Gewerbebetrieben gehoben werden. Letztendlich wird auch die Einbindung teurer Speicheroptionen und kleinteiliger Flexibilitäten in Haushalten nötig werden und kann größeren Nutzen als zum jetzigen Zeitpunkt generieren.

2.1.3 Systemstabilität durch Dezentralität und Subsidiarität

Mit der Verschiebung der Stromerzeugung weg von Großkraftwerken hin zu dezentralen Anlagen auf unteren Spannungsebenen verlagert sich der dynamische Steuer- und Regelungsbedarf in die Fläche. Je stärker bereits Ausgleichsmecha-

nismen von Erzeugung und Verbrauch die Probleme bereits auf unteren Netzebenen bewältigen, umso weniger Komplexität entsteht auf höheren Aggregationsebenen. Der Fokus der E-Energy Modellregionen lag daher in der Erforschung von smarten Lösungen auf der Verteilnetzebene. Die zentrale Frage dabei war stets, wie sich die Systemstabilität durch einen intelligenten Mix konventioneller und neuer, IKT-basierter Lösungen sicher und kostengünstig gewährleisten lässt und dies nicht zu Ungunsten der Ausschöpfung der Erneuerbaren Energien geht. Denn nicht nur aus ökologischen, sondern auch versorgungsstrategischen Gründen und unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit und Stabilität soll ein möglichst großer Anteil dieser Erzeugung genutzt werden können.

Das Vorhalten von Kapazität rückt immer mehr in den Fokus der Planungen - sowohl hinsichtlich der volkswirtschaftlich effizienten Bereitstellung von Erzeugungskapazität aus EE-Anlagen und konventionellen Kraftwerken, als auch hinsichtlich der benötigten Transport- und Verteilnetze. Dies verlangt auch eine sinnvolle Aufgabenverteilung zwischen den marktlichen und regulierten Rollen nach dem Prinzip der Subsidiarität. Dabei ist Subsidiarität so zu gestalten, dass sie sich in gesamtstaatliche und europäische Anforderungen einordnen lässt und neben berechtigten regionalen Ansprüchen auch die notwendigen globalen Ansätze ermöglicht.

Energietechnik und IKT müssen zusammengreifen, um den spezifischen netztopologischen Anforderungen angemessen zu sein und um den zu erwartenden Veränderungen im Kraftwerkspark und im Verbrauch zu begegnen. In einem ersten Schritt bedeutet das, durch intelligente Sekundärtechnik wie Regelbare Ortsnetztrafos (RONT) den Zubau von Erneuerbare Energien-Anlagen zu ermöglichen. Ein RONT hilft grundsätzlich dabei, Probleme dort zu lösen, wo sie entstehen: abhängig vom Erzeugungs- respektive Verbrauchsdruck seines Ortsnetzstrangs kann er das Übersetzungsverhältnis ändern und so Verletzungen des Spannungsbands verhindern. Im Verbund mit smarten Ortsnetzstationen, in denen Messdaten aus Mittel- und Niederspannungsnetz zusammenlaufen, lässt sich so häufig ein Zubau von EE-Anlagen ermöglichen, ohne zusätzliche Leitungen zu legen oder die Einspeiser häufig abzuregeln. Allerdings stoßen RONTs an ihre Grenzen, wenn es um Spannungshaltung bei sehr schnellen Veränderungen von Einspeisung und Verbrauch geht, es zu Phasenverschiebungen im Netz oder schlicht wegen zu hoher Ströme zu Betriebsmittelüberlastungen kommt.

Intelligente Sekundärtechnik erlaubt mehr Zubau

Ein Hauptziel von E-Energy und allen Modellprojekten war es, die konventionellen Methoden von Netzführung und Netzplanung auf Verteilnetzebene um intelligente Mess- und Regeltechnik zu ergänzen. Sie entwickelten und erprobten dazu die notwendige Sensorik (z. B. Phasor Measurement Units) sowie Analyse- und Prognosetools. Und sie banden Akteure am Netzrand mittels Energiemanagern, Steuerboxen, Gateways etc. ein, um das Erzeugungs- und Verbrauchsmanagement zu verbessern.

Ein Verteilnetz gilt dann als besonders zuverlässig, wenn Versorgungsunterbrechungen selten auftreten und, falls sie auftreten, schnell behoben werden können. Dies stellt hohe Ansprüche an die Instandhaltung. Aber es bedarf auch einer sehr guten Information über das Netz, seine Betriebszustände und etwaige Fehlerursachen, um Fehler schnell zu erkennen und beheben zu können.

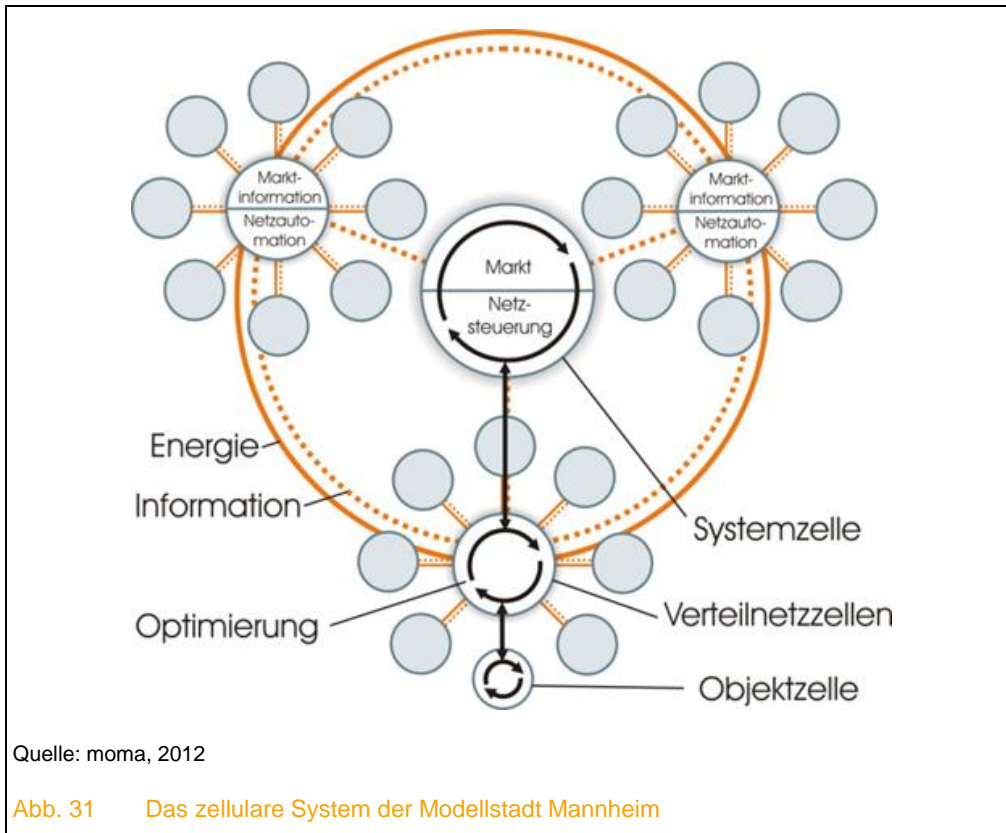
IKT hilft Fehler schneller zu erkennen und zu beheben

Ein weiteres Hauptziel aller Modellprojekte war es, mit intelligenter Mess- und Regeltechnik zu helfen, die Versorgungssicherheit bei steigender dezentraler Einspeisung zu erhalten. Immer häufiger wurde vermutet, dass die sich schnell entwickelnden kleinteiligen, dezentralen Systeme dann besser beherrschbar sind, wenn auch die Steuerungsfunktionen verteilt organisiert werden. Dies führte speziell in der Modellregion Mannheim zur Entwicklung des Konzepts eines „Systems von Systemen“. Man ist sich dort sicher, dass eine Netzführung in einer zellularen Struktur mit eigenständigen aber verbundenen Regelkreisen einen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit darstellen kann. Dieser Meinung ist auch die Bundesnetzagentur, die in ihrem Eckpunktepapier "Smart Grid und Smart Market" schreibt: „Die bisher übliche Netzführung und -steuerung könnte bei zunehmender Dezentralität [...] so komplex werden, dass sie an ihre Grenzen gerät. [...] wird im zellulären Ansatz ein Beitrag zur Versorgungssicherheit gesehen, weil der Ausfall einer Zelle nicht den Ausfall des Gesamtsystems zur Folge haben muss.“ Dieser häufig auch als Microgrid bezeichnete Ansatz legt ein System nahe, das subsidiär ausgeregelt wird, alle Erzeugungs-, Verbrauchs- und Flexibilitätskapazitäten nutzt und nur noch punktuell Energie aus dem übergelagerten Netz bezieht oder sogar permanent dorthin zurückspeist. In MeRegio wurden in dem Zusammenhang hierarchisch angeordnete *Overlaynetze* untersucht. Auf der untersten Ebene spricht man dort von *Microgrids*, die über einen *Clusterhead* mit dem übergeordneten Overlaynetz kommunizieren. Bei moma wurden diese Steuerungsfunktionen bereits auf der untersten zellularen Ebene in *Marktagenten* und *Netzagenten* unterteilt, um auch in diesem System dem Unbundling-Gedanken zu entsprechen.

Ein System von Systemen kann die Versorgungssicherheit erhöhen

Dabei bilden intelligente Objekte die kleinsten Einheiten im zellularen System. Die meisten Modellprojekte versuchten innerhalb von Gebäuden bzw. Betrieben eine intelligente Einheit zu platzieren, die abhängig von den Signalen der Markt und Netz-Agenten oder Cluster-Heads dezentrale Entscheidungen bezüglich des Zu- und Abschaltens von Erzeugern, Verbrauchern oder Speichern leisten konnten. Diese nach internationaler Terminologie *Energiemanager* und in moma trefflich Energiebutler genannten Einheiten steuern – in der Zukunft wohl meist im Zusammenspiel mit einem Home Automation System oder Home Energy Management System – das intelligente Objekt bzw. besser gesagt die intelligente Liegenschaft und bringen es optimiert ans Netz

Das Konzept eines zellularen Systems – als Ersatz für die bisher praktizierte zentrale Netzführung und -steuerung – stellt selbstregelnde Strukturen in den Vordergrund. Der physische Energieaustausch zwischen dem Netz und den Zellen ist minimiert, da sich die Zellen soweit wie möglich ausregeln. Entsprechend sind auch die Übertragungsverluste geringer. Solche Systeme haben eine hohe Resilienz, d. h. sie sind wenig anfällig gegen das Ausbreiten von Fehlerzuständen im Gesamtsystem. Einzelne Zellen können nach diesem Konzept bei Bedarf komplett abgekoppelt und solange autark betrieben werden, bis wieder alle Elemente des Gesamtsystems voll funktionsfähig sind.



In Bezug auf subsidiäres Netzmanagement können zelluläre Systeme wirtschaftliche Vorteile bieten. Durch Fehlerkapselung und Schwarzstartfähigkeit bieten sie Sicherheitsvorteile.

Dennoch ist es nur schwer vorstellbar, dass in Zukunft das Gesamtsystem ausschließlich aus autarken Zellen bestehen soll. Weiterhin werden im Interesse einer Gesamteffizienz die Zellen über Verteilnetze und ein Übertragungsnetz verbunden sein.

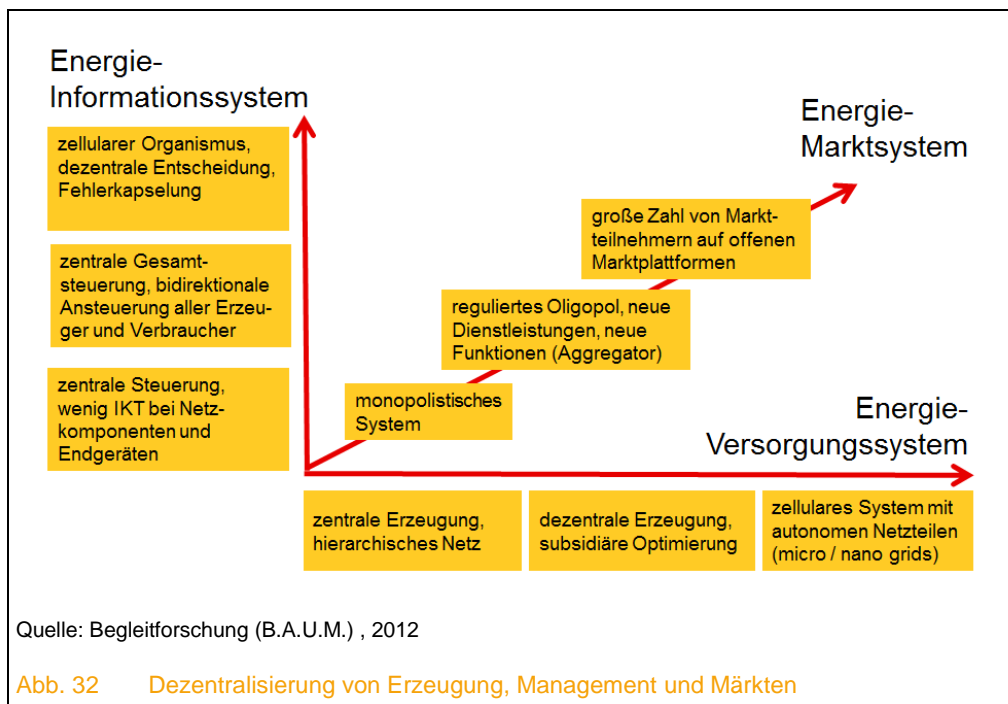
Und weiterhin muss die Netzführung sicherstellen, dass alle Parameter wie Spannung, Frequenz und Phase sich innerhalb der vorgeschriebenen Bänder bewegen. Soll auch dies weitgehend dezentral bzw. innerhalb von Zellen geschehen, stellt sich zunehmend nicht nur die Frage nach der Quantität, sondern auch die nach der Qualität des erzeugten erneuerbaren Stroms. Im Miteinander und beim Übergang von konventioneller zu erneuerbarer Energieerzeugung müssen die neuen Energieanlagen nicht nur zur gesicherten Leistung beitragen, sondern sich auch an der Erbringung von Systemdienstleistungen beteiligen. Moderne Wechselrichter erlauben zum Beispiel sehr unterschiedliche Methoden der Einspeisung in das Netz, um gezielt die benötigten Phasen des Wechselstroms zu treffen. Sie können nicht nur Wirkleistung erzeugen, sondern auch Blindleistung kompensieren – eine wichtige Voraussetzung für den stabilen Gesamtbetrieb eines Versorgungssystems mit einer großen Zahl stark fluktuierender Erzeuger und Verbraucher und zunehmend weniger drehenden Massen in thermischen Kraftwerken. In einigen Modellregionen (z. B. moma) wurde untersucht, ob dies auch eine wirtschaftliche Lösung darstellt: derzeit liegen die Kosten für eine derartige Lösung 45 Prozent über der konventionellen Lösung der Blindleistungskompensation. Anders sieht es aber beispielsweise aus, wenn die Kompensation genau zum Zeitpunkt des Leistungsmaximums des Wechselrichters abgerufen wird. Solche modernen Wechselrichter können dann optimal genutzt werden, wenn sie im Internet der Energie miteinander ver-

Dezentrale Anlagen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen

bunden sind und entsprechend instruiert werden, um örtlich und zeitlich passgenau ihre Leistung zu erbringen.

Die E-Energy-Diskussion zum Verständnis dezentral organisierter Systeme fand ihren Ausdruck in dem in Abb. 32 skizzierten Raum. Dieses Bild spannt erst einmal ein dreidimensionales Koordinatensystem auf, ohne Aussagen zu treffen, wo sich die Entwicklung entlang der Achsen befindet oder was die Ziele sein sollen. Die Beschriftungen der Achsen beschreiben exemplarisch Szenarien, die für die jeweilige Dimension bei E-Energy und anderen Entwicklern einer Smart Energy Zukunft diskutiert werden. In der Richtung weg vom Nullpunkt sind alle Achsen geprägt von einer stärkeren Dezentralisierung und einer Erhöhung der Granularität. Da diese „Vereinzelung“ absehbar weder im Versorgungs- noch im Informationsbereich zielführend sein dürfte, wird davon ausgegangen, dass sich die Einzelteile zu Zellen zusammenschließen, die wiederum mit anderen Zellen in Verbindung stehen. Im Falle eines Versorgungssystems wären das z. B. die Verteil- und Übertragungsnetze in einer neuen Aufgabe.

Dezentralität kann sich unabhängig in 3 Dimensionen entwickeln: Energietechnik, IKT, Marktsystem

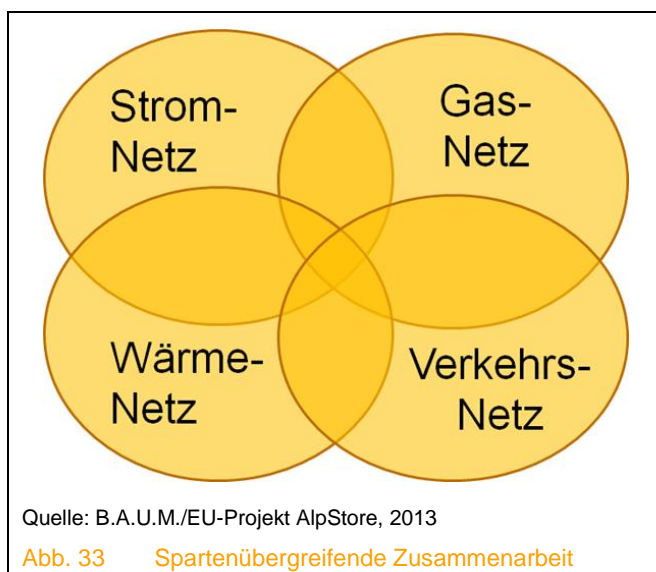


In dem so aufgespannten Würfel ließen sich die Ansätze der Modellprojekte recht gut verorten. In E-Energy wurden die IKT-Grundlagen dafür gelegt, dass sich das System auf allen drei Achsen beliebig schnell und weit entwickeln kann. Dabei ist unstrittig, dass es auf der IKT-Achse ein hohes Maß an Dezentralität geben soll und wird. Nur so ist trotz Komplexität ein sicherer und diskriminierungsfreier Betrieb zu gewährleisten. Es war jedoch nicht Aufgabe von E-Energy, bezüglich der anderen beiden Achsen etwas zu präjudizieren. Man war sich aber weitgehend einig, dass es wenig erstrebenswert wäre, wenn eine Dezentralisierung in der Energietechnik und in der IKT auch zu einer kompletten Zersplitterung des Marktsystems führen würde. Dennoch ist wichtig, dass die Modellprojekte hier unterschiedliche Varianten beleuchtet haben und damit zeigen konnten, dass die in

summa entwickelten IKT-Lösungen für einen großen Teil des aufgespannten Raums effektiv und effizient einsetzbar sind.

Wie schon dargestellt, werden Speicher zunehmend eine Rolle bei der Steuerung des Elektrizitätssystems spielen. Ein guter Lösungsansatz ist hierbei der stromgeführte Betrieb von KWK-Anlagen, d. h. die Erzeugung von Strom dann, wenn andere fluktuierende Quellen dies nicht leisten können. Bei der Nutzung der „Abwärme“ der Kraft-Wärme-Kopplung ist die zeitliche Flexibilität mitunter höher als bei der Erzeugung und Nutzung von Strom. Deshalb könnten im Querverbund künftig auch Wärmenetze für das ergebnisorientierte Steuern des Gesamtsystems genutzt werden.

moma-Feldtest in Dresden: thermisches Verschiebepotenzial bei KWK-Anlagen bis zu 20 %



Damit stellt sich zunehmend nicht nur die Frage, wann Strom verbraucht, sondern auch, wo und wie er gespeichert werden soll und wann er ggf. wieder in das Netz eingespeist werden muss. Informations- und Kommunikationstechnologie, bis hin zur künstlichen Intelligenz, wird also in Zukunft auch helfen, Speicheranlagen und Heizungssysteme technisch und wirtschaftlich optimal in das Gesamtsystem einzubinden. Nur mit IKT wird

es möglich sein, die bisher weitgehend unabhängig betriebenen Netze für Strom, Wärme, Gas und Mobilität intelligent im Sinne von konvergierenden Energiesystemen, Hypergrids oder PolyEnergyGrids zu führen. Umgekehrt führt dies zu einer Erhöhung der Wirtschaftlichkeit, wenn z. B. wie in Smart Watts praktiziert, ein gemeinsames Gateway als Kommunikationsschnittstelle für Mess- und Kontrollsysteme in den Bereichen Strom, Gas und Wärme genutzt wird. In diesem Sinne dürfte es zu einer engeren, spartenübergreifenden Zusammenarbeit in den Stadtwerken kommen.

E-Energy schaffte mit seinen neuen IKT-Lösungen auch die Grundlage für die intelligente Integration der Elektromobilität in das Gesamtsystem der Energieversorgung. Fahrzeuge können über das Internet der Energie melden, wo sie sich gerade befinden, wie stark die Batterie aufgeladen ist und zu welchem Zeitpunkt sie einen bestimmten Ladezustand haben soll. Der Besitzer kann einstellen, dass z. B. zu möglichst geringen Kosten oder generell nur mit „grünem Strom“ geladen werden soll. Und wenn die elektrotechnischen Voraussetzungen geschaffen sind und der Besitzer der Batterie es zulässt, können die Systeme von E-Energy sogar dafür sorgen, dass der Strom aus der Batterie zur Deckung von Bedarfsspitzen in das Netz zurückgespeist wird.

Integration der Elektromobilität

2.2 Das Internet der Energien

Damit die Erneuerbaren Energien zur wichtigsten Stromquelle werden, muss das gesamte System von Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Verbrauch intelligenter werden. Das Internet der Energie vernetzt die vielen Anlagen und Akteure des Energiesystems. Jedes Gerät, das an das Stromnetz angeschlossen ist, wird im Sinne von Plug & Play in das Regelsystem aufgenommen. Die Verbindung zum Gesamtsystem wird dabei durch Geräte hergestellt, die Energie-Manager, Kommunikationsmanager, BEMI, Steuerbox oder IKT-Gateway heißen. Sie werden mit den notwendigen Informationen versorgt und helfen mit, dass Erzeugung, Netzbetrieb und Verbrauch weitgehend automatisiert aufeinander abgestimmt werden. So entsteht ein integriertes Daten- und Energienetz mit völlig neuen Strukturen und Funktionalitäten.

Eine ausführliche Darstellung der gesamten IKT Infrastruktur in Form einer Ontologie sowie einer Referenzarchitektur erarbeitete die TU München im Rahmen der E-Energy Begleitforschung. Die entsprechende Studie findet sich in Detailbericht 1: *Evaluationsbericht der TU München*. In diesem Kapitel wird nur auf zentrale Fragestellungen und Erkenntnisse eingegangen, die von den Modellprojekten vielfach diskutiert und in strukturell vergleichbarer Weise realisiert wurden.

2.2.1 Trends in der IKT für die Energie-Domäne

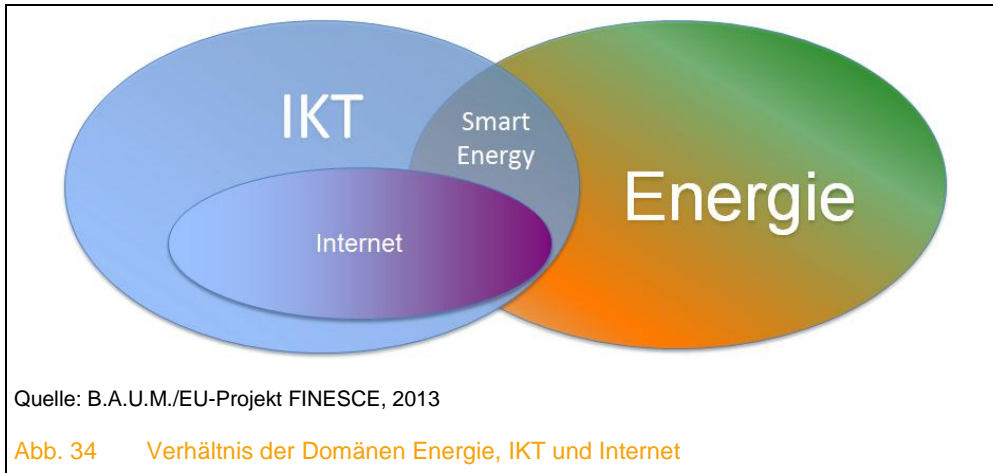
Die Domänen Energie und Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) kommen nicht mehr ohne einander aus. IKT ist einer der größten Stromverbraucher. Umgekehrt kann man sich eine Steuerung des Energiesystems ohne IKT nicht mehr vorstellen.

Mit den IKT von heute und neuen Ansätzen zu deren Nutzung wurde in allen E-Energy Modellprojekten untersucht, wie die Volatilität der Erneuerbaren Energien von einem Nach- in einen Vorteil verwandelt werden kann. Der IKT-optimierte Betrieb der Verteilnetze, die Vernetzung von Konsumenten und Produzenten sowie neue Marktplätze und Geschäftsszenarien standen dabei im Vordergrund des Interesses. Die in E-Energy entwickelten und erprobten IKT-Lösungen helfen den Weg zu einem „Internet der Energie“ zu ebnen, in dem dezentrale Produzenten untereinander und mit den Stromnetzen und den Verbrauchern kommunizieren - im technischen Sinne und als Marktteilnehmer.

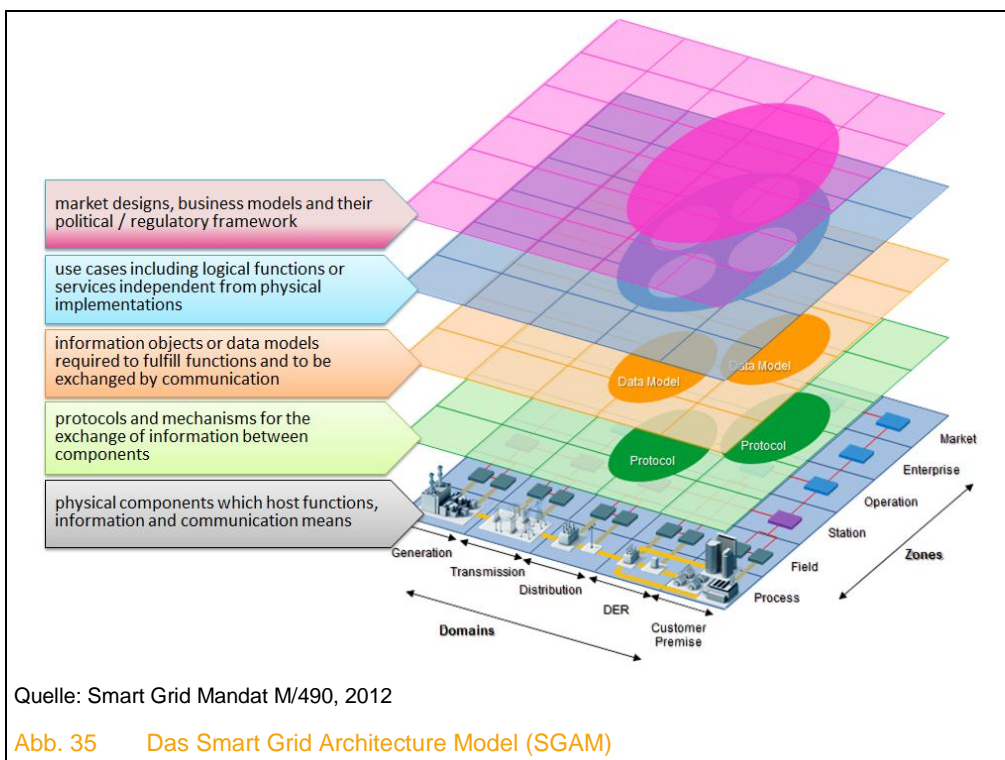
E-Energy leistete bedeutende Beiträge zur Standardisierung des Energieinformationssystems. Speziell die Arbeit der Konsortialmitglieder von moma, MeRegio und eTelligence im DKE Kompetenzzentrum E-Energy, beim Fokus ICT des DIN und in den Gremien des EU Mandats M/490 war häufig Auslöser für die Entwicklung weitreichender Modelle. E-Energy Erkenntnisse wurden speziell bei der Entwicklung der Use Case Methodik der EU und für das SGAM Modell herangezogen. Inzwischen fließen E-Energy Arbeiten auch in die Normungsroadmap Smart Cities ein.

Inwieweit sich die existierenden Internetprotokolle und -dienste für das Energieinformationssystem einsetzen lassen und in welchen Fällen dezidierte Kommunikationsschnittstellen eingesetzt werden müssen, war kein zentraler Gegenstand von E-Energy. Im Rahmen des EU-Programms Future Internet Public Private Partnership (FI PPP) wurden diese Fragen in den Projekten FINSNEY und FINE-

SCE unter Beteiligung zahlreicher E-Energy Konsortialmitglieder ausführlich untersucht.



Ziel der E-Energy-Projekte war es, die Übertragbarkeit der Lösung auf andere Regionen und Geschäftsszenarien zu erreichen und zu demonstrieren. Insofern engagierten sie sich nicht nur in den Fachgruppen der Begleitforschung (siehe Kap. 5.1), sondern speziell auch in der nationalen und internationalen Normung – und konnten dort viele Erkenntnisse aus E-Energy prominent platzieren. Umgekehrt wurden im Laufe der vier Jahre E-Energy auch viele internationale Entwicklungen und Normen von den Modellprojekten aufgenommen.



Eine besonders enge Verzahnung gab es mit der VDE ITG-Fokusgruppe „Energieinformationsnetze“ sowie der Arbeitsgruppe Referenzarchitektur innerhalb des EU Smart Grid Mandats M/490¹. Die dort geleistete Arbeit ist eine wichtige Voraussetzung dafür, dass die IKT-Architektur in Verantwortung eines oder mehrerer Akteure diskriminierungsfrei allen anderen Akteuren zur Verfügung gestellt werden kann. Von besonderer Bedeutung ist dabei das dort entwickelte Smart Grid Architekturmodell (SGAM, siehe Abb. 35), das inzwischen weltweit für die strukturierte Betrachtung von Business Cases, Use Cases, Funktionen, Protokollen und Komponenten Verwendung findet.

Weit verbreitet in der Software Industrie ist das Modell eines System-of-Systems-Engineering (SoS). Forschungsarbeiten laufen dazu z. B. am Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Engineering Mathematics and Computing Lab (EMCL) innerhalb des vom EU FP7-Programm geförderten Projekts Road2SoS (Roadmaps to system of systems engineering). Speziell bei der Modellierung zellulärer Systeme (siehe S. 53 ff) fand diese Methode Anwendung. Ebenso kamen Modelle der Service-Oriented-Architecture (SOA) zum Einsatz, die ihre Fortsetzung im Cloud Computing finden. Letzteres hielt Einzug in der Entwicklung IKT gesteuerter Energiesysteme im Rahmen des E-Energy „verwandten“ Projekts PeerEnergyCloud (gefördert im Rahmen des Trusted Cloud Programms des BMWi).

2.2.2 Von Smart Grid zu Smart Energy

Den generellen Aufbau eines Intelligenten Energiesystems im Sinne von E-Energy zeigt Abb. 36. Das Energieversorgungssystem und das Energieinformationssystem bilden das Intelligente Energieversorgungssystem, das häufig auch als Smart Grid bezeichnet wird. Aufbauend auf dieser Basisinfrastruktur können sich dann neue Markt- und Netzfunktionen entwickeln, die als Energiedienste zusammen mit dem Smart Grid das Intelligente Energiesystem bilden.

Daraus ergibt sich auch die in E-Energy gebräuchliche Definition von Smart Grid:

Ein Smart Grid (intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von IKT.

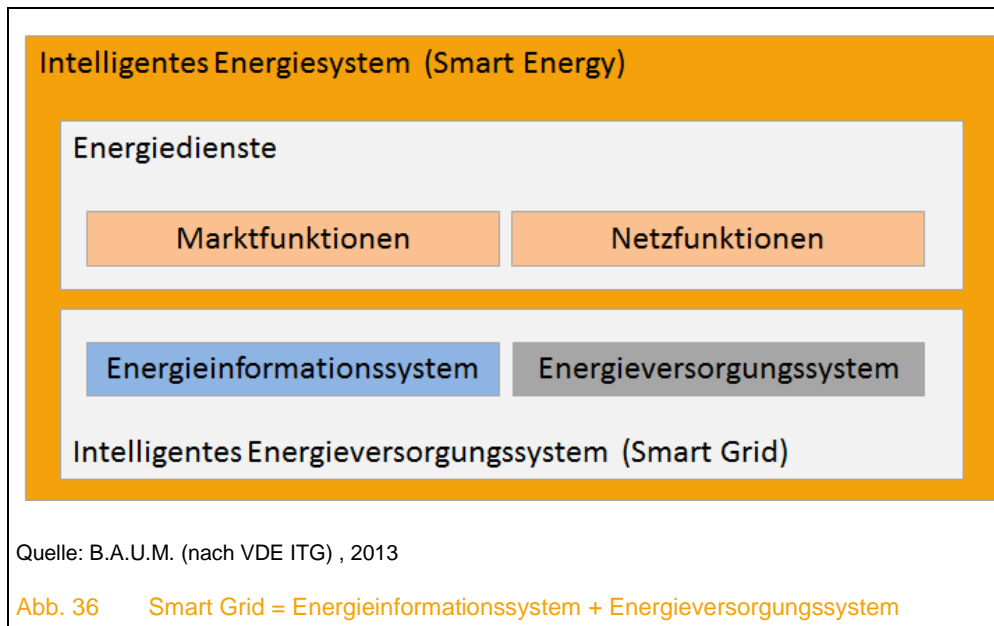
Im DKE-Glossar zu E-Energy (DKE, 2013) lautet die Definition:

Ein Smart Grid ist ein intelligentes Energienetzwerk und Regelsystem aus intelligenten Erzeugern, Speichereinrichtungen, Verbrauchern und Transporteinrichtungen mit der Unterstützung von Informations- und Kommunikationstechnologie sowie Automatisierungstechnologien.

Vorhandene Technologien nutzen, neuen den Weg bereiten

**Smart Grid =
Energieinformationssystem +
Energieversorgungssystem**

¹ Im Detailbericht 4: Bericht der Fachgruppe Interoperabilität berichtet der Begleitforschungskonsortialpartner incowia., der für die Leitung der Fachgruppe Systemarchitektur und auch im Bereich der nationalen und internationalen Normierung tätig war, ausführlich über die die Fachgruppe, die VDE Task Force und die E-Energy Beiträge zu M/490.



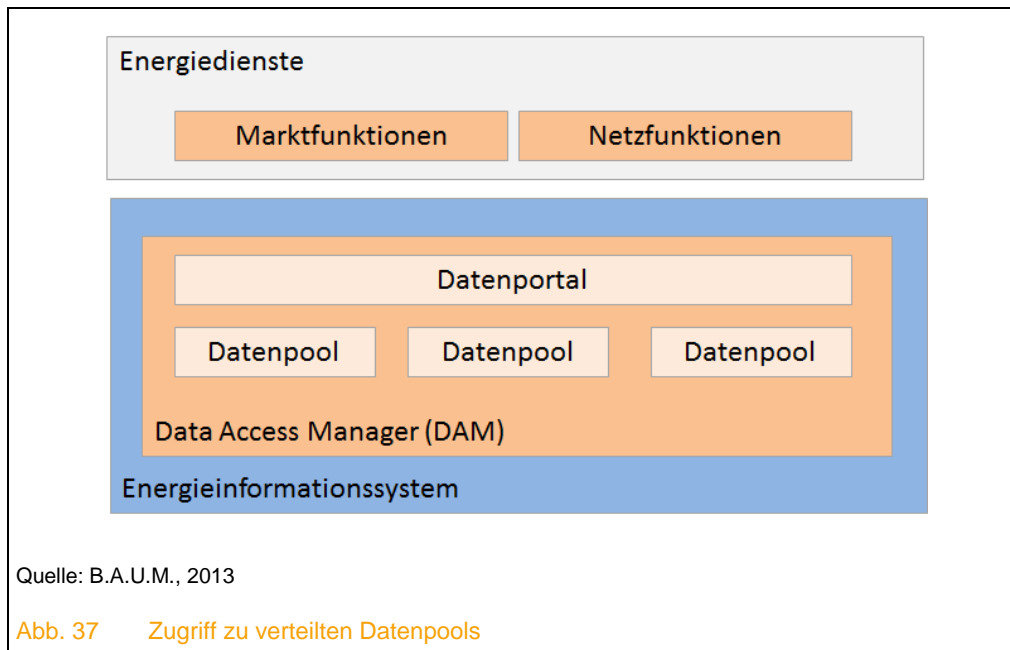
Eine detailliertere Darstellung des Aufbaus eines Intelligenten Energiesystems findet sich im VDE ITG-Positionspapier zu Energieinformationssystemen (VDE, Oktober 2012), das maßgeblich von Akteuren aus den E-Energy Modellprojekten mitentwickelt wurde (siehe dazu auch Abb. 53 und die entsprechenden Erläuterungen in Kap 3.1). Demnach besteht das Energieinformationssystem aus dem Automatisierungssystem für die Netze sowie einer Dienstplattform mit standardisierten und geschützten Informationstechnologien. Diese Infrastruktur aufzubauen und zu betreiben, bedeutet eine hohe gesamtsystemische Verantwortung. Die Diskussion darum, wer diese Verantwortung in einer ggf. neuen Rolle in der Energiewirtschaft übernehmen soll, ist noch nicht abgeschlossen. Als eine Option wurde in E-Energy immer wieder eine entsprechende Ausweitung der Rolle der Verteilnetzbetreiber gesehen.

Die Frage nach dem Betrieb des Energieinformationssystems als Dienstplattform ist in jedem Fall getrennt zu betrachten von der Frage, wem die Daten gehören, die dort gespeichert sind und wer sie nutzen darf. Bei personenbezogenen Daten kann hier kein Zweifel bestehen (zu den Aspekten Datenschutz und IT-Sicherheit finden sich ausführliche Empfehlungen im Abschlussbericht). Darüber hinaus stellt sich jedoch die Frage, wem Daten über den aktuellen und prognostizierten Netzzustand, über die flexiblen Komponenten im Bereich der Erzeugung oder des Verbrauchs etc. zugänglich gemacht werden sollen. Grundsätzlich sollte die Dienstplattform diskriminierungsfrei genutzt werden können, aber bestimmte Daten werden auch eindeutig den auf der Plattform aufsetzenden Diensten, d. h. Markt- und Netzfunktionen, selbst zuzuordnen sein.

Eigentumsverhältnisse müssen bei personenbezogenen Daten respektiert werden

2.2.3 Zentrale und verteilte Komponenten

Für den Aufbau des Energieinformationssystems (siehe Abb. 36) stellte sich in E-Energy häufig die Frage nach dem Grad der Zentralisierung bzw. Verteilung von Daten, Zugriffsmodellen und Intelligenz der Verarbeitung.



Angestoßen durch die Diskussionen in E-Energy (z. B. in moma, Smart Watts und eTelligence), setzt sich inzwischen auch in Europa die Idee eines verteilten Systems an Stelle einer zentralen Datenplattform oder Datendrehscheibe durch. Ein solches Modell verspricht Vorteile beim Datenschutz und eine höhere Widerstandsfähigkeit beispielsweise beim Ausfall von Komponenten oder bei Cyber-Angriffen.

Die verteilten Elemente des Gesamtsystems müssten dann über ein Dienstverzeichnis verbunden werden, das einen diskriminierungsfreien Zugang in angemessenem Umfang ermöglicht. Verteilte Datenpools werden z. B. durch Verteilnetzbetreiber, Messdienstleister oder Datenaggregatoren verwaltet. Ein gemeinsames Portal nutzt das Dienstverzeichnis, um auf diese Pools zuzugreifen und die Daten in geeigneter Weise den Markt- und Netzfunktionen zugänglich zu machen. Das Gesamtsystem von Datenpools, Dienstverzeichnis und Datenportal wird häufig als Data Access Manager (DAM) bezeichnet. In E-Energy wurden viele Realisierungsmöglichkeiten für ein solches System entwickelt und getestet. Dabei wurden insbesondere Erkenntnisse zu Zugangs- und Plausibilitätskontrollen, Vermittlungsdiensten, Standardisierung und Zuverlässigkeit gewonnen.

An dieser Stelle soll eine zentrale Diskussion wiedergegeben werden, die alle Modellprojekte und die Begleitforschung von Anfang an, bewegte. Es handelt sich um die optimale Anbindung von Verbrauchern an das intelligente, aktive Verteilnetz. Die Entwicklungen in E-Energy verliefen an dieser Stelle parallel zu den Diskussionen um die Sicherheitsaspekte und den Rollout von Smart Metern in Deutschland. Da in allen Projekten intelligente Zähler eingesetzt wurden, konnten beide Entwicklungsstränge nicht voneinander unabhängig betrachtet werden.

Verbraucher werden dann smart oder intelligent genannt, wenn sie sich optimal an das aktuelle von Markt und Netz bedingte Angebot anpassen können. Über intelligente Kommunikationseinrichtungen sind sie mit dem Gesamtsystem verbunden.

**Verteilte Datenhaltung
mit diskriminierungsfreiem
Zugriff über ein Portal**

Diese Geräte – im E-Energy Projekt moma nannte man sie Energiebutler, andere nennen sie BEMI (RegModHarz), Steuerboxen (MeRegio) oder IKT-Gateways (E-DeMa) – erhalten Informationen über aktuelle Preise, den Erzeugungsmix oder die Zustände im Netz und können abhängig davon Endgeräte ein- oder ausschalten und die entstehenden Flexibilitäten an Aggregatoren, Vertriebe oder andere Marktteilnehmer melden, die auf diese Weise ihre Verbrauchsprognosen verbessern können. Die Intelligenz der Energiemanager muss so weit reichen, dass sie Geräte nur dann ansteuern, wenn deren Betriebszustand dies sinnvoll erlaubt. Insofern wird es im Internet der Energie harte Steuersignale nur für extreme Ausnahmezustände geben. Ansonsten erhalten die Steuergeräte gewissermaßen Angebote, die sie annehmen aber auch ablehnen können. Dieses so genannte Demand Side Management kann Marktregeln unterliegen, wie sie über die ebenfalls im Rahmen von E-Energy entwickelten elektronischen Marktplattformen abgebildet werden.

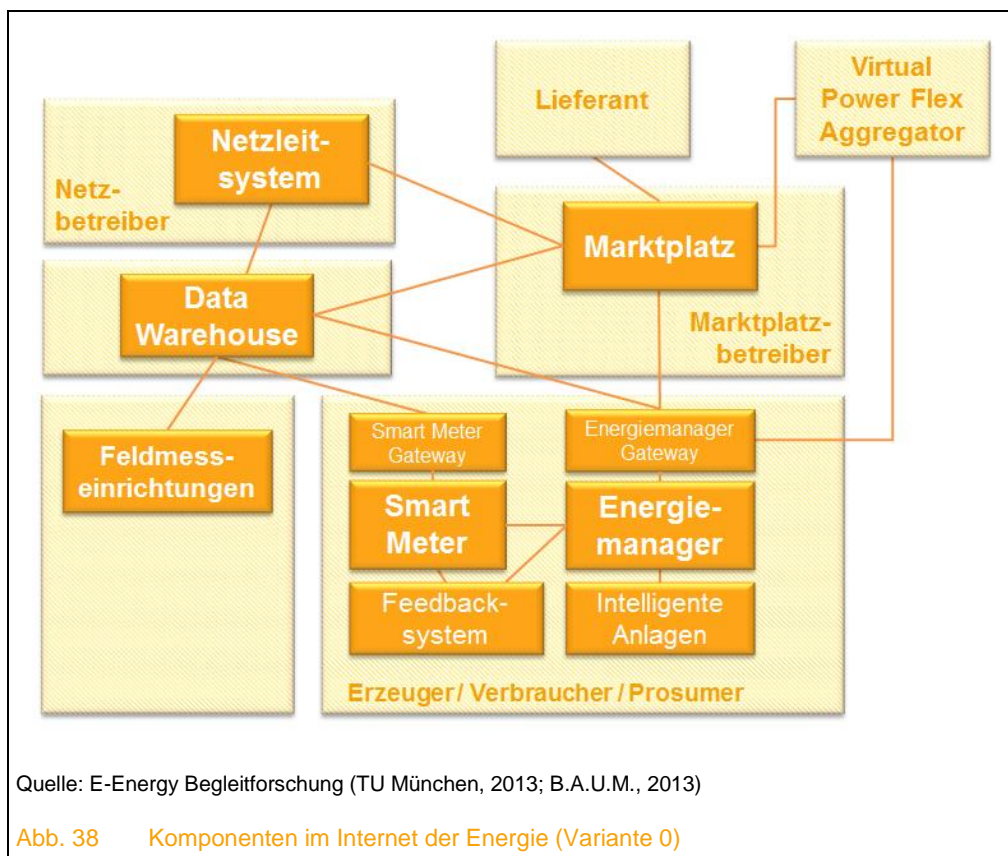


Abb. 38 zeigt schematisch die wesentlichen IKT-Komponenten sowie die Marktrollen und Domänen, innerhalb derer sie vorgehalten respektive betrieben werden. Das Herzstück der E-Energy Systeme bildet der Marktplatz. Faktisch wurde von jedem Modellprojekt ein solcher entwickelt und getestet. Dort können zukünftig alle Marktteilnehmer ihre „Güter“ unbundling-konform handeln. In einigen Ausprägungen der Marktplätze kam es zu Vertragsanbahnungen und Handelsabschlüssen zwischen unterschiedlichen etablierten Marktrollen, wie Vertrieb oder Netzbetreiber, aber auch neuen Marktrollen und -funktionen, wie Aggregatoren, Flexibilitätsmanagern und Prosumern.

Teilweise erhalten auch die Energiemanager in den intelligenten Liegenschaften ihre Signale und Informationen vom Marktplatz und können sie entsprechend in Steuerungssignale umsetzen. Die Kommunikation zwischen dem Energiemanager und dem Marktplatz erfolgt über ein Energiemanager Gateway.

Je nach Auslegung des Systems kommuniziert der Energiemanager – nach ganz klar vorgegebenen Zugriffsregeln und unter Berücksichtigung des Datenschutzes - über sein Gateway auch mit einer Datenzentrale, in der z. B. die über ein Intelligentes Zähler-system erfassten Verbrauchsdaten, über Feldmess-einrichtungen erfasste Daten zum Zustand des Netzes oder auch Wetterdaten liegen.

Während von den meisten Modellregionen die hier skizzierte Architektur (Variante 0) bevorzugt und mit Erfolg eingesetzt wurde, wurden auch abweichende Modelle entwickelt oder zumindest diskutiert: (siehe Abb. 39):

- In Variante 1 ist die Intelligenz des Systems zentralisiert. Die ansteuerbaren Anlagen erhalten ihre Signale direkt über das dafür mitgenutzte Gateway des Zählers. Diese Variante mag in Zukunft an Bedeutung gewinnen, wenn die Anlagen eine ausreichende Intelligenz besitzen und bidirektional mit der wie immer gearteten Zentrale kommunizie-

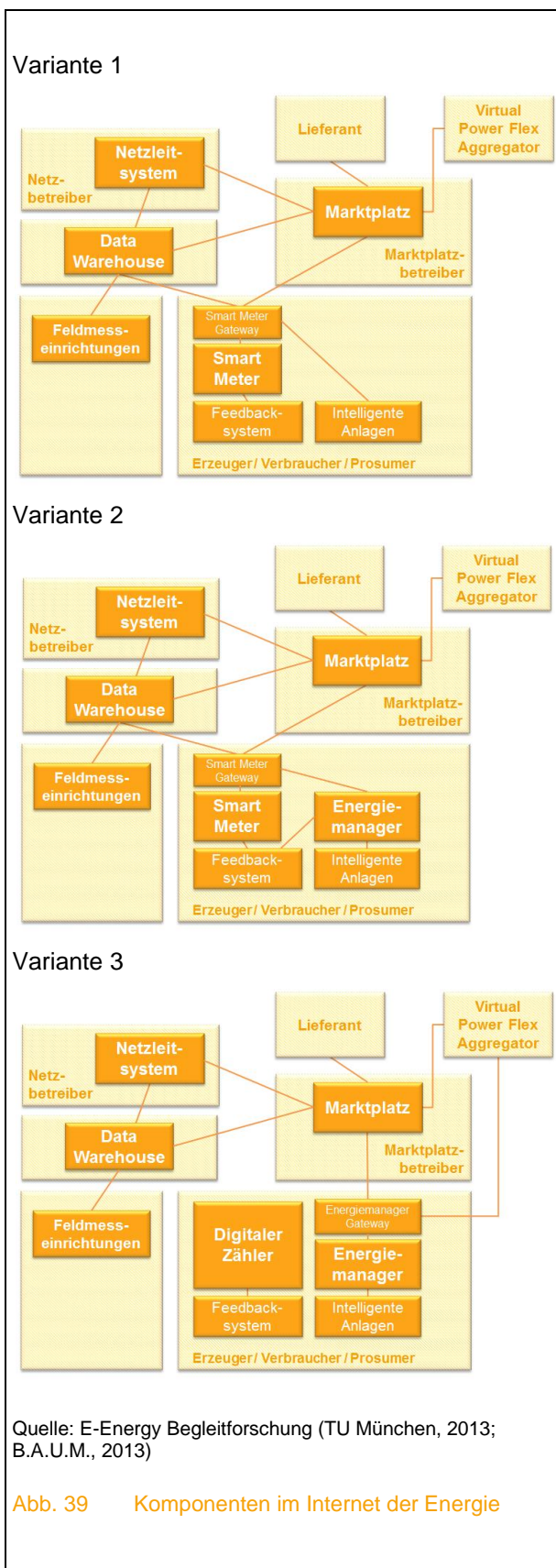


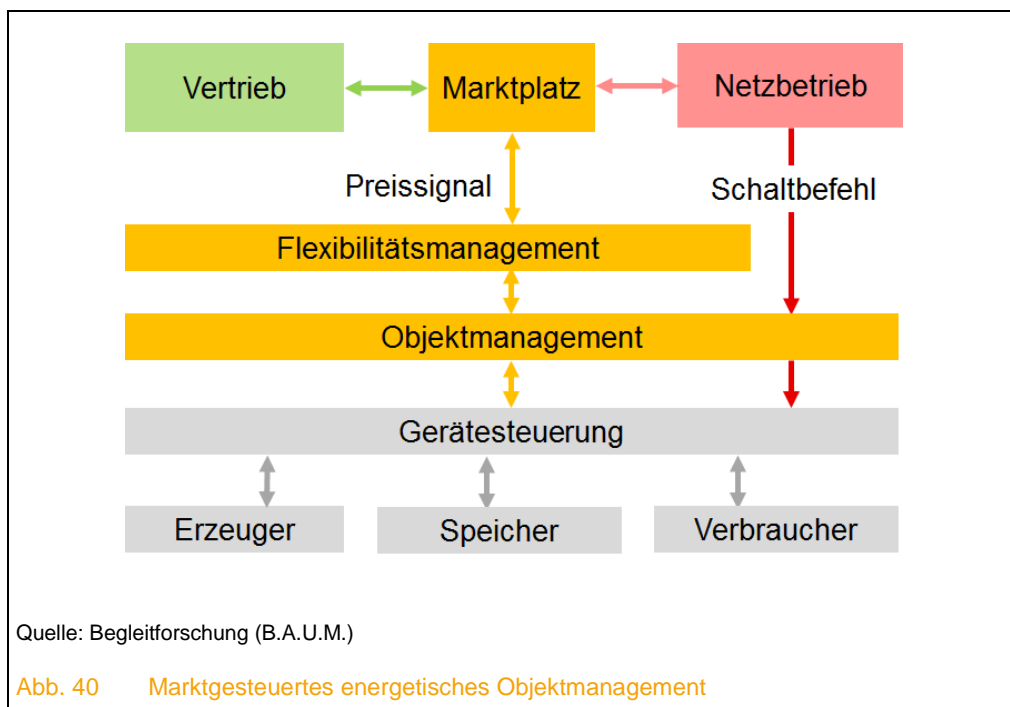
Abb. 39 Komponenten im Internet der Energie

ren können. Einfache Schaltsignale wie Strom ein/Strom aus werden in vielen Fällen wenig zielführend sein (wenn sie z. B. eine mitten im Waschgang befindliche Waschmaschine treffen).

- Plausibler scheint Variante 2. Hier nutzt der Energiemanager das Gateway des Intelligenten Zählersystems mit. Der Vorteil liegt darin, dass dieses Gateway zum einen schon besteht. Zum anderen genießt es auch ein hohes Maß an Konnektivität und Schutz, da es in Deutschland den Anforderungen des BSI Schutzprofils genügen muss. Dies mag aber gleichzeitig zum Nachteil werden, wenn dieser hohe Schutzanspruch eine Entfaltung der Funktionalitäten des Energiemanagers behindert.

Dezentrale Intelligenz hilft Verbrauchern, sich optimal in das Netz zu integrieren

Momentan sind weder in Haushalten und Gewerben kommunikationsfähige Smart Meter bzw. Smart Meter Gateways vorhanden und auch zukünftig ist ein differenziertes Rollout-Szenario geplant. Allerdings sind auch ohne diese Funktionalität IKT Architekturen für Smart Grid und Smart Home Lösungen denkbar, wie sie in Variante 3 skizziert sind.



Einige in E-Energy entwickelte IKT-Funktionen lassen sich generisch in die Begriffe „Marktplatz“, „Flexibilitätsmanagement“ und „Objektmanagement“ fassen (siehe Abb. 40). Zusammen bilden sie das „Smarte Energie-Management“. Das Flexibilitätsmanagement koordiniert die Aktivitäten in mehreren Objekten und bildet insofern auch das Management von Zellen, wenn ein zellulärer Ansatz gewählt wurde. Im Sinne von Geschäftsszenarien entspricht es weitgehend der Funktion des Aggregators. Das Flexibilitätsmanagement erhält vom Stromvertrieb z. B. aktuelle Strompreise (für Erzeugung und Verbrauch) und vom Netzbetrieb Informationen zum Zustand im Netz - i. d. R. mit dem Ziel, entsprechend stabilisierend zu wirken. Das Flexibilitätsmanagement bildet aus diesen (sich ggf. widersprechenden) Informationen geeignete Signale und übermittelt sie an geeignete Objekte, wo sie vom Objektmanagement (i. d. R. ein Energiemanager, siehe Abb. 38) intelligent

verarbeitet und in geeignete Schaltsignale für Erzeugungs- oder Verbrauchsgeräte bzw. Speicher umgesetzt werden.

Solange sich das Gesamtsystem im grünen oder gelben Bereich befindet (siehe Ampelmodell, S. 38), werden Preissignale an alle oder geeignete Objekte versendet und auf dem Wege der Verhandlung (z. B. first-come-first-serve) entschieden, wer Angebote annimmt oder Anfragen befriedigt. Dabei entscheidet das Objektmanagement zusammen mit der Gerätesteuerung (siehe dazu auch EEBus, S. 69), ob zum aktuellen Zeitpunkt ein Ein- oder Ausschalten möglich ist. Im günstigsten Fall werden damit ausreichend Erzeuger respektive Verbraucher so geschaltet, dass sie helfen, das Netz zu stabilisieren.

Befindet sich das System im roten Zustand, übermittelt das Netz spezielle Anforderungen an das Energiemanagement im Objekt. Diese werden – ohne weitere Optimierungsalgorithmen, aber auf den gleichen Kommunikationswegen wie die anderen Signale – an dafür definierte unterbrechbare bzw. einschaltbare Erzeuger und Verbraucher weitergegeben.

Dieses Modell wurde gewählt, weil der Marktplatz ein unbundling-konformes Zusammenarbeiten von Vertrieb, Netzbetrieb und zukünftigen neuen Marktfunktionen (wie Aggregatoren) ermöglicht und gleichzeitig die in § 14 EnWG vorgesehenen Schalthandlungen realisiert werden können.

In diesem Modell erfolgen die Eingriffe soweit es geht über zeit- und ortsgenaue Anreize auf einem (virtuellen) Marktplatz. Nur wenn dringender Handlungsbedarf besteht, werden vorher vertraglich vereinbarte Aus- und Einschaltbefehle versandt. Dass diese Mechanismen im Prinzip funktionieren, konnte von den Modellregionen mehrfach gezeigt werden. Dass eine solche intelligente Netzsteuerung hilft, den Ausbau der Verteilnetze zu verringern oder zu verzögern, steht außer Zweifel. Durch einen dezentralen Abgleich kann die Belastung der nächsthöheren Netzebene, also des Übertragungsnetzes, verringert werden.

Das Modell lässt offen, wie verteilt Flexibilitätsmanagement- und Objektmanagementfunktionen sind. Speziell ist denkbar, dass die Objektmanager untereinander in Verbindung stehen und im Sinne einer Cloud „entscheiden“. Es lässt auch offen, welche Intelligenz die Gerätesteuerung besitzt und ob sie als separates Device realisiert wird oder in ein smart-grid-ready Gerät integriert ist. Diese weitreichenden dezentralen Steuerungsmodelle können durch eine weitergehende Standardisierung befördert werden, wie sie mit dem EEBus begonnen wurde (siehe Abb. 43).

Vorsicht ist geboten, wenn das Flexibilitätsmanagement in Form autonomer Netzagenten realisiert ist und diese unabgestimmt agieren. Ihre Interventionen mittels Preis- und Steuersignalen können gegenläufige Effekte erzielen oder zu Rückkopplungen oder sogenannten Rebound-Effekten führen. Bei MeRegio wurden solche Zustände simuliert und entsprechende Steuermechanismen näher untersucht. E-DeMa macht auf die Auswirkungen von netzorientierten bzw. netzinduzierten Fahrplanänderungen auf Bilanzkreise und die Bereitstellung von Ausgleichsenergie aufmerksam.

Die eingesetzte IKT ermöglicht eine verbesserte Steuerung des komplexer werdenden Energienetzes. Zukünftig lassen sich Extremsituationen wie Netzengpässe

Preissignale für den grünen und gelben Bereich, Schaltbefehle für den roten Bereich

besser vorhersehen und beherrschen. Dabei darf nicht unterschätzt werden, dass die eingesetzte IKT auch Risiken mit sich bringen kann. Computer können ausfallen und müssen gegen unberechtigte Zugriffe geschützt werden. Deshalb wurden von allen Modellregionen auch Sicherheitsaspekte betrachtet, entsprechende Lösungsansätze entwickelt und zumindest teilweise in den Feldversuchen umgesetzt (siehe vor allem E-DeMa). Dabei wurde erkannt, dass die Verbesserung der örtlich und zeitlich differenzierten Prognosegenauigkeit bezüglich Erzeugung und Verbrauch wesentlich zur dauerhaften Sicherung der Versorgung beiträgt.

Eine Besonderheit stellt die Schwarzstartfähigkeit dar. Sie wird dann notwendig, wenn ein Teil des Stromversorgungssystems ausfällt und mit ihm die zentralen oder dezentralen Steuerungseinheiten. In den Modellprojekten wurde ansatzweise gezeigt, wie durch redundante Stromversorgung und Notstromsysteme eine solche Situation vermieden und geheilt werden kann. Weitreichende Architekturüberlegungen gehen in Richtung einer stark verteilten Intelligenz, bei der viele der (kleinen) IKT Anlagen im Gesamtsystem, wie z. B. die Energiebutler oder Netzagenten im Falle von moma, es gemeinsam ermöglichen, das System wieder in einen stabilen Zustand zu bringen. Andere Konzepte machen sich den Umstand zu Nutze, dass intelligente Wechselrichter selbst dann Strom von ihren Erzeugungsanlagen beziehen können, wenn das Stromnetz keine ausreichende Versorgung liefern kann. Sie könnten also der Ort sein, von dem aus das System per „boot-strap“ wieder gestartet wird. Insgesamt bieten zellular aufgebaute Systeme neue Möglichkeiten, Teile des Systems gezielt abzuschalten und in kurzer Zeit neu zu starten.

Es bleibt noch die Frage, ob nicht die im Internet der Energie eingesetzte IKT durch den Eigenverbrauch an Strom mehr Verluste erzeugt, als sie hilft einzusparen. Auch dies wurde in E-Energy untersucht. Während moma in seinem Feldtest speziell bei kleinen Haushalten einen geringen Mehrverbrauch feststellte, konnten MeRegio und SmartWatts keinen signifikanten zusätzlichen Verbrauch nach Installation der IKT erkennen. In E-DeMa verursachte das IKT-Setup für die manuelle Steuerung des Verbrauchs (IKT-Gateway 1) durchschnittlich 0,6 Prozent des gesamten Stromverbrauchs. Das automatisierte IKT-Setup besteht aus wesentlich mehr Komponenten (Energiemanager, Kommunikationsmodule an smarterer weißer Ware oder Erzeugungsanlagen etc.) und verbraucht deshalb mehr Strom. So wurde die Verbrauchsreduktion der E-DeMa Gateway 2-Kunden durch den entstehenden Mehrverbrauch der IKT abgeschwächt.

2.2.4 Smart Grid und Smart Home

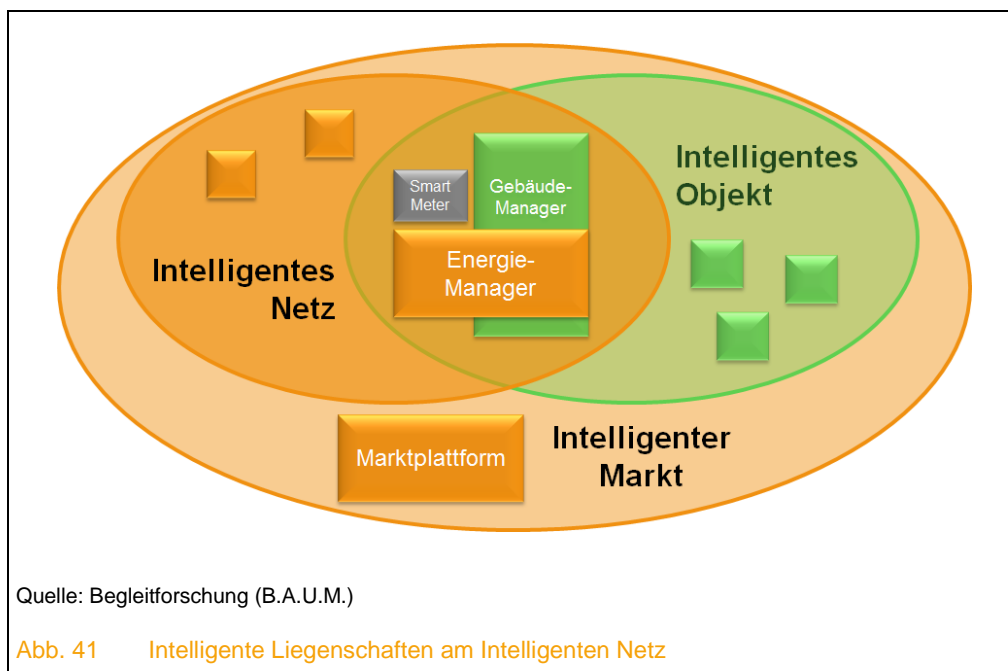
Zuerst einmal scheinen die Domänen Smart Grid und Smart Home wenig miteinander zu tun zu haben. Die E-Energy Konzepte beruhen aber in einem erheblichen Maß darauf, dass Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen in Gebäuden angesteuert werden können, um der Netzstabilisierung zu dienen respektive gar nicht erst dazu beitragen, dass eine Destabilisierung entsteht.

Bisher stehen (nur) die Stromzähler an der Schnittstelle zwischen Grid und Home. Mit E-Energy tritt an dieser Schnittstelle eine neue Komponente auf, der Energiemanager. Er lässt sich als Funktion kaum in den Smart Meter bzw. Intelligenen Zähler integrieren, wird aber in vielen Fällen deren Daten nutzen und sich mit dem

Dezentrale Systeme erlauben Schwarzstart nach Notabschaltung

Stromverbrauch der Komponenten im Internet der Energie liegt unter den erzielten Einsparungen

Zähler ggf. ein Kommunikationsgateway für die Verbindung teilen (siehe Abb. 39). Welche Kommunikationsprotokolle, Schutzmechanismen und rechtlichen Rahmenbedingungen sinnvoll sind, hat E-Energy gezeigt. Wenig Beachtung wurde bisher dem Zusammenspiel von Energie-Manager-Geräten und den sich schnell am Markt etablierenden Geräten zur Gebäudeautomatisierung bzw. für das Home Energy Management gewidmet. Da beide Funktionen mit einer Vielzahl der Anlagen im Gebäude verbunden sein werden, wird es hier große (Kosten-) Effizienzpotenziale geben.



Da die Anzahl der reinen E-Energy Anwendungen mit großem Nutzenpotenzial für den einzelnen Objektbesitzer beschränkt ist, könnte eine – technische – Integration der beiden Funktionen einen erheblichen Anreiz zum Einsatz einer solchen Einheit darstellen. Möglicherweise werden in Zukunft die Komponenten und Dienste für beide Anwendungsdomänen auch auf einem gemeinsamen Marktplatz gehandelt. Aus Kommunikations- bzw. Akzeptanzsicht wäre so ein „Merge“ ebenfalls wünschenswert: Mit Energie-Managern sind eher Ängste verbunden (Eingriff, Überwachung), von der Gebäudeautomatisierung wird Komfortgewinn erwartet.

Es zeichnet sich ein Trend ab, Objekte energie-autonom zu betreiben. Sind neben der Grid-Parity (Preisgleichheit von PV-Strom und Netzstrom) zudem bezahlbare Speicher verfügbar, werden die Home-Manager diese Geräte mit Sicherheit steuern und vielen Gebäuden energieautarker betrieben werden können. Lassen wir sie sich nur nach den reinen Anforderungen des Smart Home Besitzers entwickeln, werden diese *autonomeren Energiezellen* nur schwer für das Smart Grid nutzbar gemacht werden können.

Gemeinsame Entwicklung der Komponenten für Smart Grid und Smart Home sichert Akzeptanz und Wirtschaftlichkeit

2.2.5 Ansteuerung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen

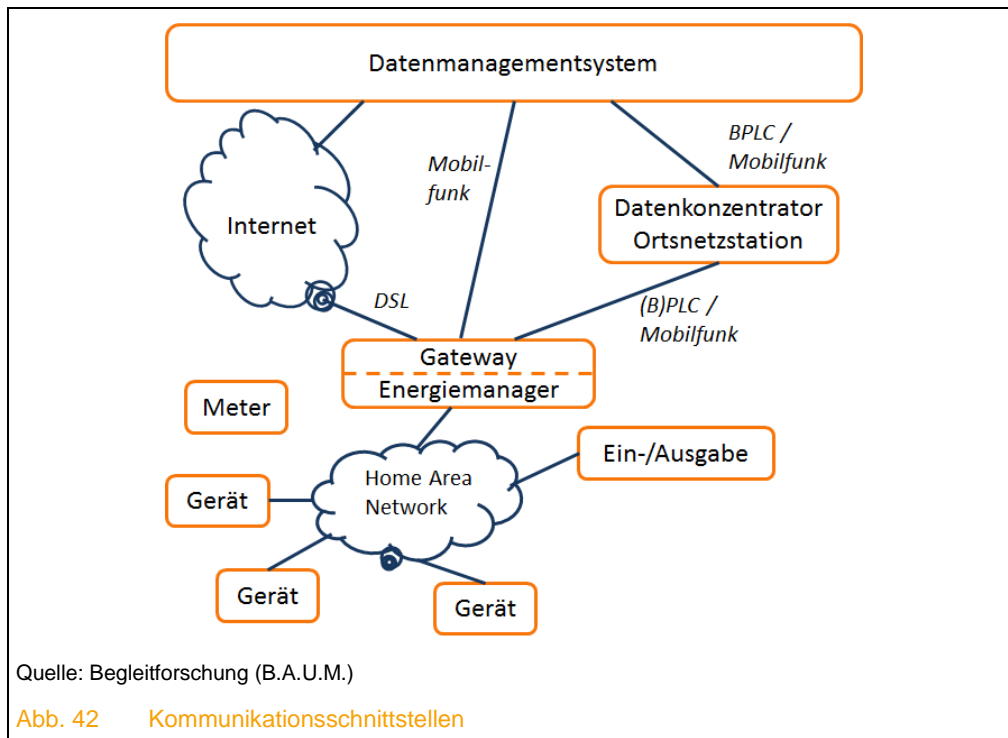
Der Steuerungsbedarf im bisherigen Energiesystem beschränkte sich auf relativ wenige Geräte. Künftig müssen nun sichere und wirtschaftliche (bidirektionale) Kommunikationsschnittstellen zu vielen Millionen Erzeugungs- und Verbrauchsgeräten zur Verfügung gestellt werden. Ein Ziel von E-Energy war es, kostengünstige und effiziente Kommunikationstechnik für das gesamte Internet der Energie zu identifizieren und exemplarisch einzusetzen.

Kritisch blieben in den Feldversuchen bis zum Schluss die Kommunikationsstrecken zu den Liegenschaften und innerhalb der Gebäude. Zwar wurde auf Standardprotokolle und Schnittstellen zurückgegriffen, aber die Installations-, Inbetriebnahme und Wartungskosten waren höher, als man es für ein breites Ausrollen der Technologien akzeptieren könnte. Dies lag insbesondere daran, dass die vorhandene Kommunikationsinfrastruktur beim Kunden sehr heterogen war. So waren kaum plug&play-Installationen möglich, sondern umfangreiche Einzelfallinstallationen trotz erfolgter Voruntersuchung.

In Abb. 42 der folgenden Abbildung sind bedeutsame Schnittstellen skizziert. Grob lassen sich die Erfahrungen der Modellregionen so zusammenfassen:

- Unabhängig von den verwendeten physikalischen Schnittstellen kann TCP/ IP als Übertragungsprotokoll alle Anforderungen erfüllen.
- Kabelgebundene Zugangstechnologien (DSL, Glasfaser) haben eine gute Verfügbarkeit in Deutschland. Allerdings kann es zu Engpässen in der Bandbreite kommen, wenn der Internetzugang von anderen Diensten stark in Anspruch genommen wird. Aufgrund des gewählten TCP/IP Protokolls kommt es in diesem Fall zu keinen Datenverlusten, jedoch zu unkalkulierbaren Verzögerung. So können beispielsweise regulierte Schalthandlungen (siehe Abb. 26) nicht über diese Schnittstelle laufen.

In den Feldversuchen wurde für die Kommunikation zwischen den Objekten und den Datenzentralen häufig die Verwendung des Internets vermieden. Daten wurden Punkt-zu-Punkt zwischen dem Energiemanager / Smart Meter im Objekt und dem bzw. einem zwischengeschalteten Datenkonzentrator übertragen. Dabei kamen sowohl PowerLineCarrier (PLC) als auch Mobilfunksysteme zum Einsatz. Für die Feldversuche reichten die Bandbreiten und die Zuverlässigkeit i. d. R. aus. Während für die Übertragung zum Konzentrator unter bestimmten Bedingungen schmalbandiges PLC eingesetzt werden könnte, hat sich für alle anderen Fälle Breitband-Powerline bewährt. Mit dieser Technologie ist ausreichende Kapazität für weitere Ausbaustufen vorhanden.



- Für die Inhouse-Kommunikation eignen sich etablierte LAN-Lösungen nur sehr bedingt, da die meisten Geräte nicht über entsprechende (teure) Anschlüsse verfügen. Deshalb kamen neben PLC auch die typischen Schnittstellen aus der Gebäudeautomatisierung zum Einsatz (KNX, wMBus, IEE-E802.15.4/ZigBee). Dabei sind die Drahtlosschnittstellen allen anderen im Bereich Installation überlegen. Sie erfüllen aber nach Einschätzung vieler Modellregionen nicht die Anforderungen an eine robuste Vernetzung mit hoher Indoor-Reichweite und niedrigem Energieverbrauch. Breitband-PLC ist hier überlegen und künftig könnte für die Kommunikation im Gebäude auch ein weiterentwickeltes Schmalband-PLC (z. B. 3G oder PRIME) in Frage kommen, das mit hoher Geschwindigkeit überträgt und dennoch nicht andere Verbindungen wie BPLC stört.
- Im Rahmen von SmartWatts wurde der EEBus entwickelt. Er dient der herstellerunabhängigen Ansteuerung von Haushaltsgeräten im Rahmen des Lastmanagements und beschreibt die Nutzung bestehender Kommunikationsstandards und -normen mit dem Ziel, Energieversorgern und Haushalten den Austausch von Anwendungen und Diensten zur Erhöhung von Komfort und Effizienz zu ermöglichen.
- EEBus baut auf vorhandenen Standards auf und entwickelt sie weiter. Mit der Gründung eines in Deutschland eingetragenen Vereins sollen Weiterentwicklung, Vermarktung und Standardisierung der EEBus-Technologie vorangetrieben werden. Unterstützt durch das E-Energy-Kompetenz-Zentrum und die E-Energy Begleitforschung haben die Protagonisten des EEBus und das KNX Konsortium, das einen inzwischen weit verbreiteten Standard im Bereich der Haus- und Gebäudesystemtechnik vertritt, eine Allianz für Smart Energy Solutions gegründet. Diese gemeinsame Initiative soll weltweit den Standard für die

EEBus für die Kommunikation zu Verbrauchern im Smart Home

Verbindung des Smart Home mit dem Smart Grid setzen. Inzwischen wird der EEBus in IEC Gremien diskutiert und hat gute Chancen, dieses Ziel zu erreichen.



- Den Ausgangspunkt für die bidirektionale Kommunikation mit Erzeugungs- und größeren (gewerblichen) Verbrauchsanlagen bildet der für die Kommunikation mit Schaltanlagen weit verbreitete internationale Standard IEC 61850. Er wurde in allen Modellregionen als Datenmodell und Kommunikationsprotokoll für die Kommunikation mit Erzeugungsanlagen (kleine und große BHKW, Wechselrichter etc.) eingesetzt und diente im Rahmen von z. B. eTelligence auch der Anbindung von großen Verbrauchsanlagen wie den Kühlhäusern. Der Vorteil von IEC 61850 liegt in den umfassenden Definitionen für die Kommunikation mit unterschiedlichsten Geräten und der Verfügbarkeit verhältnismäßig kostengünstiger Hardware- und Software-Lösungen. Von besonderem Wert für die intelligente Anbindung vieler dezentraler, kleiner Erzeugungsanlagen ist die so genannte Opt-in/Opt-out-Funktion von IEC 61850.

Wenig Probleme bei der Anbindung von Erzeugungsanlagen mittels IEC 61850

2.2.6 Der Mensch im Mittelpunkt

Die in den E-Energy Modellprojekten eingesetzten Technologien sind die Mittel zur Erreichung der oben skizzierten Ziele. Für eine erfolgreiche Einführung der Smart Grid und Smart Energy Technologien in Deutschland gilt es, die Perspektive und die Veränderungen in den Routinen der Verbraucher, ihre Erwartungen und Ängste zu berücksichtigen. Einiges ist in den Feldversuchen von E-Energy deutlich geworden – vor allem, dass Menschen sehr unterschiedlich auf die neuen Möglichkeiten reagieren und rein monetäre Anreize z. B. in Form variabler Tarife allein nicht ausreichen, um die Akzeptanz zu steigern und das Verhalten zu ändern. Viel mehr ist direkte und umfassende Kundenbetreuung, die einen Lernprozess bezüglich Energieeffizienz und Verbrauchsverlagerungen einläutet, nötig, damit die Kunden sich mit den neuen technischen Lösungen auseinandersetzen, sie akzeptieren und nachhaltig einsetzen.

Es bedarf einer differenzierten Ansprache der Verbraucher. Monetäre Anreize allein reichen nicht aus.



Abb. 44 Optimale Ansprache von Menschen in E-Energy

Erzeuger und Verbraucher werden im Internet der Energie mehr als heute die Möglichkeit haben, sich marktkonform zu verhalten. Wer in seinem betrieblichen oder häuslichen Umfeld Strom erzeugt, ist dann nicht mehr nur Konsument, sondern auch Produzent, kurz: Prosumer, und kann (wie z. B. bei E-DeMa gezeigt) auf den virtuellen Marktplätzen als Marktteilnehmer auftreten. Wenn auch wohl in Zukunft nicht jeder einzelne Haushalt auf dem Marktplatz der Energien den Strom aus seinen Erzeugungsanlagen und Speichern handeln kann, so wird es auf den elektronischen Marktplätzen eine Reihe neuer Marktteilnehmer geben, die im Sinne von Agenten oder Aggregatoren dort ihre Klienten vertreten. Auf diesen Marktplätzen können auch weitere Dienstleistungen angeboten werden, z. B. notwendige Prognosen zur Ermöglichung wirtschaftlichen Handelns von Kleinsterzeugern, oder Programme, die der Effizienzsteigerung in Haushalten und Betrieben durch intelligente Wartung und Steuerung der Energie erzeugenden und verbrauchenden Anlagen dienen. Hier berühren sich die Smart Grid-Lösungen und die sich schnell entwickelnden IKT gestützten Steuerungen in den Bereichen Smart Home und Smart Factory.

Das Internet der Energie lebt von Kommunikation und Transparenz. Dass der Verbraucher bei all der Transparenz nicht zu viel von sich preisgibt und die neu ent-

Aggregatoren vertreten Prosumer auf den Marktplätzen

stehende Infrastruktur vor schädlichen Zugriffen geschützt wird, war ebenfalls eine Problemstellung, mit der sich die E-Energy Modellprojekte und die Begleitforschung befassen haben. Die E-Energy Fachgruppe Recht hat „Empfehlungen zum Datenschutz in Smart Grids“ entwickelt, die teilweise schon in die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes eingeflossen sind.

Der Schutz der personenbezogenen Daten vor unberechtigtem Zugriff wird mit Recht als eine zentrale Voraussetzung für die Akzeptanz von Smart-Grid Lösungen angesehen. Die wichtigsten Maßnahmen für den Datenschutz sind sicherlich die Zweckbindung der Daten, die Datensparsamkeit und die Transparenz. Gespeichert werden sollen nur Daten, die notwendig sind, um die Energieeffizienz und die Steuerung des Gesamtsystems zu optimieren. Für die meisten Anwendungsszenarien werden keine personenbezogenen Daten benötigt. Unter dem Schlagwort „privacy by design“ haben die Modellprojekte IKT-Methoden und Architekturen verstanden, in denen Daten nur in aggregierter Form und nur dort gespeichert werden, wo sie tatsächlich benötigt werden. Bei den wenigen Fällen, in denen spezifische Daten benötigt werden, muss vorher eine Anonymisierung oder eine Pseudonymisierung stattfinden. Schließlich ist es für den Anwender wichtig zu erfahren, welche Daten von ihm gespeichert und weitergegeben werden. Die einzelnen Anbieter müssen offenlegen, welche Informationen letztendlich gespeichert werden und an wen sie in welcher Form weitergegeben werden.

**Kein Smart Grid ohne
Datenschutz und Daten-
sicherheit**

Während die Rechte von Privatpersonen durch die beschriebenen Maßnahmen gewahrt bleiben können, gilt es das Thema Sicherheit des Gesamtsystems noch genauer zu beleuchten. Auch hier setzen die Ängste der Menschen an. Bisher war die Stromversorgung gesichert; im Schnitt sind wir in Deutschland weniger als 15 Minuten pro Jahr ohne Strom. Die Abschaltungen sind meistens auf geplante Wartungsarbeiten zurückzuführen. Im Internet der Energie müssen Daten ebenso wie die Steuerungsanlagen vor unberechtigtem, illegalem Zugriff geschützt werden. Mit seiner Initiative zur Entwicklung eines Schutzprofils für das Smart Meter Gateway hat das BMWi einen ersten wichtigen Schritt in Richtung Sicherheit im Smart Grid getan. Dem werden weitere folgen, bis alle Fragen rund um das Smart Grid geklärt sind. Viele davon haben mit der Architektur des Gesamtsystems zu tun, denn nicht jeder ungewollte Zustand ist auf kriminelle Handlung zurückzuführen. IKT-Geräte können ausfallen und jede Software kann Fehler enthalten. Hier gilt es durch kluge Auslegung des Gesamtsystems eine Kapselung von Fehlerzuständen zu erreichen und dafür zu sorgen, dass einzelne Bereiche des Gesamtsystems eine Zeit lang eigenständig betrieben und Schritt für Schritt wieder in das Gesamtsystem zurückgeführt werden können.

**Sichere und selbsthei-
lende Systeme**

Ziel muss bleiben, dass alle Stromverbraucher jederzeit auf eine gesicherte Versorgung vertrauen dürfen. Aber die Menschen von heute haben mehr Ansprüche als den, dass zu jedem Zeitpunkt Strom aus der Steckdose kommt. Abb. 45 zeigt nur einige davon. Und diese Kundenbedürfnisse sind bei unterschiedlichen Gruppen unterschiedlich ausgeprägt.



Fast alle E-Energy Modellregionen haben Untersuchungen zur Akzeptanz der neuen Lösungen durchgeführt. Die Erkenntnis: Wir sind weit entfernt vom notwendigen gesamtgesellschaftlichen Wandel. Das Wissen des durchschnittlichen Endenergiekunden in Deutschland über die Komplexität und Zusammenhänge im Energiebereich grundsätzlich, aber auch in

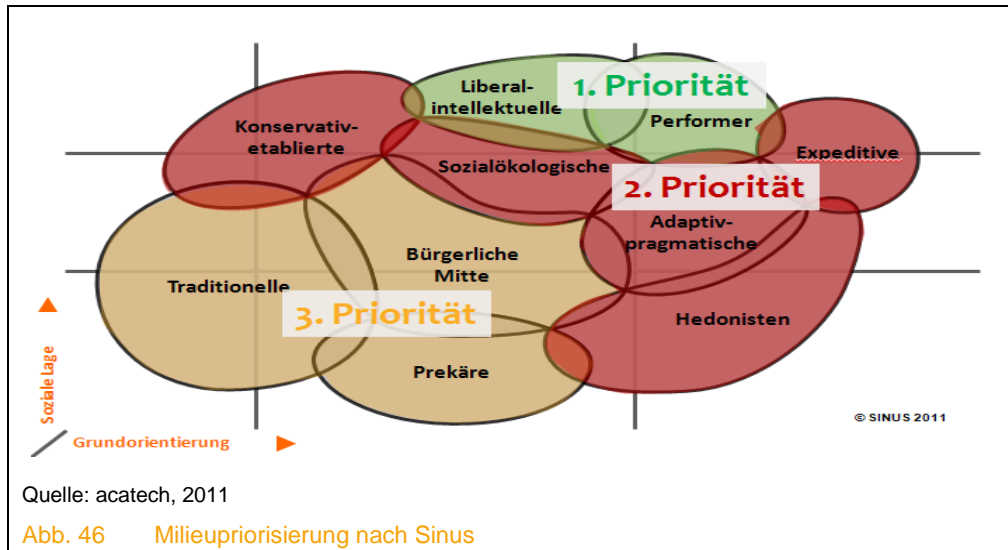
Der Durchschnittskunde im Sinne von Herr und Frau Mustermann ist nicht zu erkennen. Hier gilt es zu „segmentieren“.

Bezug auf die sich hinter dem Begriff Smart Grid verbergenden Technologien und neuen Optionen ist nicht besonders ausgeprägt. Meinungsumfragen unter den Feldtestkunden der E-Energy Modellregionen sowie die Forschung im E-Energy Schwesterprojekt Future Energy Grid (FEG) belegen diese Einschätzung. In der von der acatech vorgelegten Studie zum FEG Projekt heißt es: „Für eine wirklich von der Bevölkerung getragenen Energiewende mit einem optimalen Einsatz von Smart Grids ist es erforderlich, dass neben der grundsätzlichen Bereitschaft, die Technik zu tolerieren, eine wertgestützte Zustimmung unter Abwägung der Vor- und Nachteile erreicht werden kann (Akzeptabilität). Dabei geht es insbesondere darum, die Technikmündigkeit der Bürger zu erhöhen, was durch eine aktive Einbeziehung im Dialogverfahren, nicht aber durch eine auf bloßem Wissenstransfer ausgerichtete Technikkommunikation erreicht werden kann“ (acatech, 2012).

Im Kontext der FEG-Studie wurde mit Sinus-Milieus operiert, bei denen Konsumenten gemäß ihrer sozialen Lage und ihrer Grundorientierung systematisiert werden. Je höher das Milieu in der Matrix eingeordnet ist, desto höher sind Bildung, Einkommen etc. der ihm zugehörigen Mitglieder. Auf der x-Achse wird von links nach rechts die Werthaltung der Milieus angegeben: von eher traditionell bis eher modern. Abb. 46 zeigt ein Ergebnis der Studie: Hohe Akzeptanz für die neuen Modelle wird bei modern eingestellten, gebildeten und eher wohlhabenden Menschen unterstellt. Im Milieu der Traditionellen und der Bürgerlichen Mitte stellt wohl die Aussicht auf Einsparungen ein Hauptmotiv dar.

Die Betrachtung der in den E-Energy Modellregionen vorhandenen E-Energy Kundensegmente zeigt jedoch, dass nicht nur die hier priorisierten Milieus der Liberal-Intellektuellen und Performer, sondern auch das Milieu der Konservativ-Etablierten eine Rolle spielte. Grundsätzlich verfügte die Großzahl der Kunden über die Modellregionen hinweg über ein höheres Alter (45+), größeres Wohneigentum und einen sehr hohen Bildungsgrad und ist damit als Gruppe genauso wie die von ihr erzielten Ergebnisse nicht repräsentativ für den durchschnittlichen Bundesbürger.

Der technische Fortschritt vollzieht sich offensichtlich schneller als die Handlungsfähigkeit und der Handlungswille der Verbraucher.



Ein Erklärungsansatz für das häufige Auftreten dieser Gruppe in den Modellregionen kann aber im Folgenden gesehen werden: Die E-Energy Modellregionen haben die Auswahl der Feldtestkunden auf das Vorhandensein technischer Voraussetzungen und die Freiwilligkeit ausrichten müssen und konnten sich keiner ausführlicheren „Kundensegmentierung“ annehmen. So sind die E-Energy Feldtests nur bedingt repräsentativ für durchschnittliche deutsche Verbraucherhaushalte, da ihre Rekrutierung auch die technischen und organisatorischen Notwendigkeiten der Feldtests spiegelte. Dennoch konnten durch das Einbeziehen von insgesamt fast 4.000 Haushalten über die sechs Modellregionen hinweg wertvolle Erkenntnisse über die Akzeptanz und Attraktivität der neuen Lösungen gewonnen werden. Letztendlich haben die Ergebnisse der E-Energy Modellregionen gezeigt, dass es nicht den einen Ansatz im Sinne von „One Size Fits All“ geben wird. Unterschiedliche Kundensegmente mit unterschiedlichen Ausprägungen erfordern andere Ansprachen, differenzierte Kommunikationsmittel bis hin zu angepassten Technik-Setups. Für eine ausführliche Diskussion speziell der erprobten Feedback-Systeme, Tarife und „Rekrutierungsstrategien“ sei verwiesen auf den Abschlussbericht der Begleitforschung. Über alle Projekte hinweg, aus deren Wirkungsforschung und der Arbeit in der Fachgruppe Markt lassen sich folgende Hauptfaktoren für eine erfolgreiche Teilnahme und Nutzung der neuen Angebote ausmachen:

- **Ökonomische Vorteile**
Laut Kundenumfragen aus den Modellregionen ist die Aussicht auf Energiekosteneinsparung mit smarten Haushaltsgeräten meist der erste Anreiz
- **Umweltaspekte**
Lastmanagement wird verstanden als Beitrag zur Energiewende, zu Energieeinsparung, zu Steigerung der Primärenergieeffizienz.
- **Technikaffinität**
Bei einem Teil der Konsumenten dominiert die Lust etwas Neues auszuprobieren. Dies erklärt den überdurchschnittlichen Bildungsgrad bei den Feldtestteilnehmern.
- **Zeitbudget**

Solange das Ziel Plug&Play nicht komplett erreicht ist, braucht man Zeit (in der man sich zu Hause aufhalten kann), um sich mit der neuen Technik auseinanderzusetzen und auf Preissignale zu reagieren. Dies erklärt das überdurchschnittliche hohe Alter der Teilnehmer.

- **Flexibilität als zeitgemäßes Thema**

Für viele waren Interesse an und Verständnis für neue Lösungen im Bereich des flexiblen Verbrauchs und der flexiblen Erzeugung wichtig. Dies erklärt den überdurchschnittlichen Bildungsgrad bei den Teilnehmern.

Jenseits dieser Einflussfaktoren waren ganz klassische Anforderungen an die neuen Angebote auszumachen. Grundsätzlich will der Kunde seinen Komfort aufrechterhalten. Einfache Lösungen, die keine zu großen Verhaltensänderungen fordern, werden bevorzugt. Technische Verlässlichkeit wird außer bei „Forschungsaffinen“ zwingend vorausgesetzt.

Besonders gut untersucht wurden die Anforderungen und Effekte von diversen variablen Tarifen. Eine ausführliche Darstellung der Modelle und Ergebnisse findet sich im Abschlussbericht. Einige Erkenntnisse aus den Feldversuchen sind:

- Einfache Tariftypen sind momentan noch gleich attraktiv oder sogar attraktiver als anspruchsvolle. Die Kunden gewöhnten sich lieber an 2-3 stabile Tarifmuster, als sich täglich umzuorientieren.
- Sobald die automatische Steuerung nach Preisanreizen stabil läuft, lassen Kunden ihre Energiemanager gerne smarte Weiße Ware steuern, um günstige Tarifstufen komfortabel auch dann nutzen zu können, wenn sie nicht vor Ort sind.
- Technische Probleme mit automatischen Steuerungen führten zu Frustration und Ermüdungseffekten (Enttäuschung nach hohen Erwartungen und schlechtes Abschneiden gegenüber Geräten, die in Serie produziert werden).
- Verbrauchsvariable Tarife können leicht manuell umgesetzt werden und haben in den Feldtests gezeigt, dass Kunden ihren Verbrauch leicht und stetig reduzieren oder über den Tagesverlauf gleichmäßiger machen können.
- Die Reaktion auf Tarif-Events, in denen der Verbrauch entweder stark vergünstigt oder verteuert wird, ist sehr gut – muss aber prominent kommuniziert werden, damit sie funktioniert. Sind sie nur „ein weiterer Teil“ des Angebots, der Kunden nicht nahe gebracht wird, haben die Events wenig Wirkung. Erfolgt eine umfassende Kommunikation und Erklärung, können massive Verlagerungen erzielt werden, wobei es einfacher ist, sehr günstige Tarif-Events in mehr Verbrauch als sehr teure Tarif-Events in weniger Verbrauch zu übersetzen.

Alle Modellprojekte installierten Feedbacksysteme, um den Kunden eine höhere Transparenz zu ihren Verbräuchen zu verschaffen. Über alle Feldtests hinweg lässt sich sagen:

- Einfache Visualisierungen sind attraktiver als detailreiche.
- Ein qualitativ hochwertiger Kundenservice ist trotz Feedbackgeräten unerlässlich.
- Für hochwertige Feedback-Systeme sind Kunden bereit, bis 2 Euro pro Monat zu bezahlen. Höhere Zahlungsbereitschaften sind sehr selten.
- In Kundenumfragen wurde häufig von der Mehrheit der Befragten geäußert, dass Feedback als positiv bewertet wird und gerne vom Haushalt weiter verwendet würde.
- Bezüglich Feedbackgeräten (insbesondere Webportalen) lässt sich in vielen Modellregionen ein nach einigen Monaten einsetzender Ermüdungseffekt feststellen.

Feedbacksysteme sind einfach zu gestalten. Dann ist auch eine Zahlungsbereitschaft gegeben.

In den E-Energy Modellregionen wurden sowohl automatisierte wie auch manuell zu steuernde Lastverschiebungsmechanismen getestet. Zumeist wurden innerhalb der Modellregionen sogar beide Ansätze in unterschiedlichen Phasen der Feldtests eingesetzt. Lediglich eTelligence fokussierte von Anfang an eine manuelle Verbrauchssteuerung durch den Einsatz von Smart Metern, leicht zu verarbeitende Tarifen und unterschiedlichen Formen von Verbrauchsfeedback. Die Frage, ob manuelle oder automatisierte Laststeuerung zielführender ist, wurde immer wieder kontrovers diskutiert. Aus den Evaluationen der Modellprojekte lässt sich ableiten:

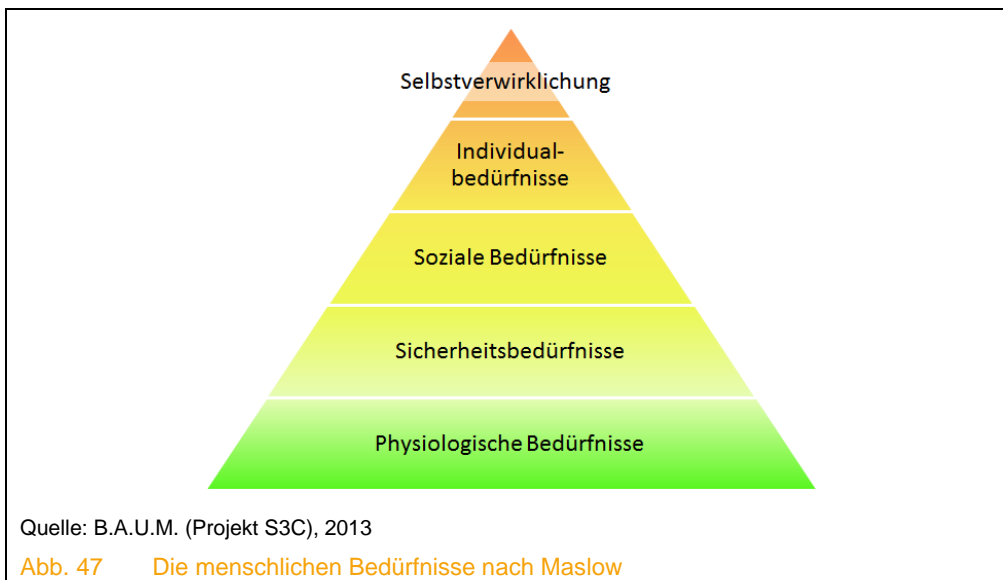
- Die Feldtestkunden präferierten – sofern sie die Wahl hatten – eher die manuelle Steuerung als die automatisierte. Dies war allerdings vielfach durch den fehlenden technischen Reifegrad der in den Feldtests einsetzbaren Automatisierungslösungen zu erklären.
- In einigen Modellregionen trat bei manuellen Lösungen nach wenigen Monaten ein Ermüdungseffekt ein. Im besten Fall sind bis dahin notwendige Einstellungen gemacht und Ersatzanschaffungen getätigt. Stabile Aktivität der Teilnehmer berichteten allerdings eTelligence und E-DeMa.
- Beim Einsatz von Laststeuerung in Betrieben kommt ausschließlich die automatische Lösung in Betracht.

Dies lässt den Schluss zu, dass der Fokus langfristig auf automatisierten Lösungen liegen sollte. Nichtsdestotrotz haben manuelle Lösungen einen hohen Wert speziell in der Anfangsphase, in der es gilt, Barrieren zu überwinden und Lernprozesse bei eher unbedarften Verbrauchern zu initiieren. Vielfach werden Bedenken von Haushaltskunden unterschätzt, die einer Veränderung der Nutzung ihrer Haushaltsgeräte oder gar einer „Fernsteuerung“ kritisch gegenüberstanden. Eine veränderte Nutzung von Geschirrspülern, Kühl- und Gefriergeräten war für die meisten Feldtestteilnehmer unkritisch. Aber das Waschen und Trocknen als flexibler Prozess wurde skeptisch betrachtet. Prozesse wie Kochen oder die Nutzung von Unterhaltungselektronik und Computern kamen für die meisten Kunden gar nicht für die Flexibilisierung ihres Verbrauchs in Frage. Eine manuelle Steuerung auf Basis von Preisanreizen und Feedbackinformationen hat den Vorteil, dass die Entscheidungsgewalt des Verbrauchers nie in Frage steht. Sie erfordert zwar ein aktives Umdenken und kann nicht im Sinne von set-and-forget ohne Komfortverlust umgesetzt werden. Gerade das dürfte aber die Grundlage für eine dauerhafte Akzeptanz des Systems und speziell für weitergehende Automatisierungen sein. Umgekehrt

bietet die Automatisierung des Energiemanagements den Vorteil, dass der Verbraucher nur zu Beginn im Sinne einer set-and-forget-Logik seine Präferenzen und die Verschiebungspotenziale seiner einzelnen Haushaltsapplikationen festlegen und diese nur bei Änderungen oder im Falle einer wahrgenommenen Komforteinbuße verändern muss.

Grundsätzlich empfehlen übergreifende Verbraucherstudien in Bezug auf die Einführung von Smart Grids inzwischen eine differenzierte Einführung, die erst nach einer Lernphase und einer manuellen Umsetzungsphase in die Automatisierung geht. Wichtig dabei ist, glaubwürdig zu kommunizieren, dass das Energiemanagement nur in den vom Kunden abgesteckten Flexibilitätsbereichen überhaupt agieren kann und dass Entscheidungen des Energiemanagementsystems immer durch den Kunden ausgesetzt oder überschrieben werden können. Der Verbraucher muss weiterhin die Entscheidungshoheit im Haushalt behalten.

Manuelle Lösungen sind wichtig, um die Menschen an das System heranzuführen. Auf Dauer sind automatische Lösungen überlegen.



Die IKT kann helfen, ein System zu schaffen, in dem unterschiedliche menschliche Bedürfnisse und gesellschaftliche Entwicklungen ihren Platz finden. E-Energy hat aufgezeigt, dass es dafür einer intensiven, interdisziplinären weiteren Betrachtung bedarf, in die neben Ingenieuren und Betriebswirten zunehmend Psychologen und Soziologen und viele andere Disziplinen eingebunden werden sollten. So fließen die Ergebnisse von E-Energy wie auch weiterer Projekte weltweit derzeit in das im Zusammenhang mit der EEGI-Initiative gestartete und von der EU geförderte Projekt S3C (Smart Consumer – Smart Customer – Smart Citizen) sowie in sein Schwesterprojekt ADVANCED (Active Demand Value and Consumer Experience Discovery) ein. Dort werden vor allem die menschlichen Bedürfnisse (wie sie z. B. Maslow kategorisiert hat, siehe Abb. 47) betrachtet und die Entwicklung des zukünftigen Energiesystems wird, an großen gesellschaftlichen Veränderungsprozessen wie Shared Economy oder dem demographischen Wandel gespiegelt. Dabei wird z. B. deutlich, dass sich viele Menschen heute auf Ebene 3 der vom Psychologen Maslow skizzierten Bedürfnispyramide bewegen. Auf dieser Bedürfnisebene führen vermehrt Ansätze von Social Networking und Gruppenbildung zu tragfähigen Lösungen. Neue Märkte und Produkte

Strom kann zwar nicht seine Farbe wechseln, aber die Zeiten, in denen eine Kilowattstunde wie die andere ist, sind vorbei. Wenn es Strom im Überfluss gibt, wird die Kilowattstunde günstiger zu haben sein, als in Zeiten des Mangels. Würden jedoch zu Zeiten des günstigen Angebots alle Verbraucher ihre Geräte einschalten oder gar ihre Speicher laden, würde das zu einer Überbelastung der Netze führen. Die Kilowattstunde müsste nun einen Aufschlag für die Netzbelastung erhalten. Das bedeutet, dass sich die Preisbildung an mehreren Faktoren festmachen und schnell auf Veränderungen reagieren muss. Dies wird nur möglich sein, wenn der Abgleich auf weitgehend automatisierten, elektronischen Marktplattformen basiert, wie sie von den E-Energy-Modellprojekten entwickelt und getestet wurden.

2.2.7 Geschäftsszenarien

Wie in allen Unternehmungen lässt sich auch bei der Stromversorgung auf vielfältige Art (mehr) Geschäft machen:

- Erzielung höherer Preise für ein Produkt oder eine Dienstleistung,
- Senkung der Kosten bei der Bereitstellung des Guts,
- Entwicklung und Vermarktung neuer Angebote,
- Binden bestehender bzw. Gewinnen neuer Kundenkreise.

Die in E-Energy entwickelten Marktplätze und Handelsprozesse wurden vielfach in dem Sinne zur Beschaffungsoptimierung genutzt, dass Kosten für teure Ausgleichsenergie entfielen. Im Projekt eTelligence konnten zum Beispiel die Prognoseabweichungen der Windeinspeisungen an der Nordsee mit den gewerblichen Flexibilitäten aus Kühlhäusern ausgeglichen werden. Das Potenzial ist jedoch nicht geeignet zum mehrtägigen Ausgleich von Windfluktuationen.

Interessante Optionen ergaben sich hier durch regionale Produkte im Bereich von Netzdienstleistungen. Die Differenzierung in kleinere Produkte und die Verkürzung der Handelsfristen (intra-day) brachten starke Belebung auf den Marktplätzen von eTelligence und Smart Watts. Bei eTelligence und RegModHarz wurde auch der Handel mit Blindleistung als regionales Gut simuliert. Wegen des hohen lokalen Nutzens konnte ihr Wert teilweise zu Wirkleistungs-Preisen von 60 €/MWh angesetzt werden. Voraussetzung für viele dieser Modelle ist allerdings eine sowohl markt- als auch netzorientierte Bündelung. Ausführliche Beschreibungen zur Aggregatorfunktion und Virtuellen Kraftwerken finden sich im Abschlussbericht der Begleitforschung

Geschäfte mit aggregierten Systemdienstleistungen

Ein großes Augenmerk von E-Energy galt der optimalen Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur. Unter dem Stichwort „Erzeugungorientierter Verbrauch“ sollten technische Möglichkeiten und wirtschaftliche Anreize geschaffen werden, den Verbrauch in Haushalten und Betrieben zeitlich und räumlich dem Dargebot an Strom anzupassen. Dadurch sollen die Kosten für den strukturellen Netzausbau reduziert oder zumindest verschoben werden. Die notwendigen wirtschaftlichen Anreize dafür können durch variable Tarife oder spezielle Verträge (z. B. Abschalloptionen) geschaffen werden, die „netzkonformen Verbrauch“ honorieren.

Die Zukunft der Stromversorgung wird von innovativen Mehrstufentarifen geprägt sein. Sie helfen zum einen, die Anforderungen der Energiedienstleistungsrichtlinie

zu erfüllen, nach der die Kunden eine Wahl zwischen mehreren Produkten haben und nach der öfter und transparenter abgerechnet werden muss. Zum anderen können mit diesen Tarifen wirksam Anreize zur Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung geschaffen werden können. In den E-Energy Modellregionen wird mit diversen Tarifmodellen experimentiert. Gemeinsam ist all diesen Tarifen, dass Strom in bestimmten Zeitintervallen mehr oder weniger kostet als in anderen. Während beim „zeitvariablen Tarif“ sowohl die Intervalle als auch die für diese geltenden unterschiedlichen Preise lange im Voraus fixiert und kommuniziert werden, können sich beim „dynamischen Tarif“ sowohl die Zeitintervalle als auch der Preis für die Kilowattstunde, abhängig von der Verfügbarkeit des Stroms oder der Belastung des Netzes, ändern. Deshalb spricht man bei Letzterem auch von real time pricing (RTP). In der Regel werden die Intervalle und die Preisstufen beim dynamischen Tarif einen Tag im Voraus festgelegt und mitgeteilt. Auch der verbrauchsvariable Tarif besteht aus verschiedenen Preisstufen. Je höher der Gesamtverbrauch z. B. innerhalb eines Monats ist, umso teurer wird jede in diesem Monat verbrauchte Kilowattstunde. Während zeitvariable, dynamische und Event-Tarife sich eignen, um die Lastkurve zu beeinflussen (z. B. Lastspitzen zu kappen oder bei Überangeboten die Last zu erhöhen), kann ein verbrauchsvariable Tarif zu Energieeinsparungen oder zu einer Vergleichmäßigung des Verbrauchs über den Tagesverlauf anreizen. Eine ausführliche Diskussion der verschiedenen Tarife und der damit bewirkten Anreize findet sich im Abschlussbericht.

Vielzahl variabler Mehrstufentarife

Viele dieser variablen Tarife scheitern derzeit noch daran, dass der regulatorische Rahmen keine ausreichende Spreizung zwischen Niedrig- und Hochpreisphasen erlaubt. Allerdings ist dazu auch zu sagen, dass die Spreizung und der damit verbundene monetäre Vorteil nicht der einzige Anreiz.

Gewerbliche Potenziale können auf Grund ihrer spezifisch günstigen Integrationskosten in absehbarer Zeit verstärkt wirtschaftlich erschlossen werden. Größere Stromkunden mit Registrierender Leistungsmessung (RLM) können bereits jetzt angereizt und für flexiblen Strombezug gut monetär honoriert werden. Über einen Aggregator können sie ihre Flexibilität als positive oder negative Ausgleichs- oder Regelenergie vermarkten. Sogar eine Direktvermarktung der eigenen Flexibilität ist denkbar, wenn sie ausreichend groß ist. Die Erschließung solcher gewerblicher Flexibilitäten ist bereits jetzt im Rahmen bestehender Geschäftsmodelle rentabel und bei weitem nicht ausgeschöpft. Hier bestehen weitere Potenziale zur dynamischen Anpassung der Lastkurven, die sich bisher – wenn überhaupt – auf statisches Lastabwerfen bezogen haben. Inzwischen könnten aber auch Fälle auftreten, in denen gezielt zusätzlicher Stromverbrauch erzeugt werden muss, wenn beispielsweise durch unerwartet starke Zunahme der PV- oder Wind-Einspeisung sonst die Spannung zu stark ansteigen würde. Die in § 14 EnWG geregelten Anreize (gesonderte Netzentgelte für abschaltbare Anlagen) sollten deshalb nach Empfehlungen aus E-Energy auf den für die Spannungshaltung wichtigen Aspekt der Zuschaltung von Lasten ausgeweitet werden (siehe Beispiel MeRegio).

Flexibilitätspotentiale im Gewerbe können schon jetzt und in Zukunft vermehrt genutzt werden. Verbessertes energiewirtschaftlicher Rahmen kann neue Möglichkeiten schaffen.

Mittlerweile haben Geschäftsmodelle für größere thermische Speicher, wie beispielsweise Kühllhäuser, Marktreife erlangt. Zumal, wenn sich sowohl Erzeuger als auch Verbraucher über standardisierte Schnittstellen einfach ansteuern lassen, wie dies in eTelligence mit großen Kühllhäusern praktisch gezeigt werden konnte.

Voraussetzung für eine Akzeptanz solcher veränderter Prozesse auf Seiten des Gewerbeunternehmens ist die Gewähr für einen störungsfreien Betrieb der Technik und das nahtlose Eingliedern in die betrieblichen Abläufe beispielsweise mittels eines professionellen Energiemanagementsystems (DIN EN ISO 50001, DIN EN 16247 o. ä.).

Kleinere Stromkunden müssen noch immer nach Standardlastprofilen abgerechnet werden. Perspektivisch sind aber durch Bündelung auch ihre Teilnahme am Markt und die Vermarktung der von Ihnen zur Verfügung gestellten Flexibilität möglich.

Die Direktvermarktung über das Marktprämienmodell ist neben der EEG-Einspeisevergütung das bedeutsamste Tool bei der Vermarktung von EE-Anlagen. Die Marktprämie ist als Ausgleichsinstrument zu sehen, welches die finanziellen Unterschiede zur vorherigen EEG-Vergütung ausgleicht. Darüber hinaus lassen sich bei geschicktem Einsatz höhere Erlöse generieren. Mit Blick auf das Jahr 2020, in dem die ersten EE-Anlagen aus dem Vergütungsmodell ausscheiden, ist davon auszugehen, dass in Zukunft die Direktvermarktung von flexibler Leistung an Bedeutung gewinnen wird. Dies stellt erhöhte Anforderungen an die Kommunikation von und zu den Anlagen um gezielt und zeitgenau auf die Anreize des Marktes zu reagieren. Technisch konnten diese Anforderungen in E-Energy erfüllt werden. Die Anreize für eine Anlagenerweiterung von Biogasanlagen zur Ermöglichung einer flexiblen Fahrweise sind allerdings derzeit zu gering, um einen nennenswerten Anreiz darzustellen.

Zukünftig werden große Versorger ebenso wie kleine Stadtwerke immer mehr Dienste rund um das Managen von Objekten anbieten. Im Zentrum ihres Interesses werden dabei Dienstleistungen wie das Installieren, Betreiben und Warten eines häuslichen Gesamtenergiesystems zur optimalen Eigenversorgung in Verbindung mit der Nutzung von Tarifvorteilen stehen. Die besten Kunden für solche Dienstleistungen werden die Haushalte sein, in denen es nicht nur Verbraucher, sondern auch flexible Erzeugungsanlagen (z. B. Mikro-BHKW) und möglicherweise auch Speicher gibt.

Eine von den Verbrauchern gut angenommene Dienstleistung sind die Effizienzberatung auf Basis (freiwillig) überlassener Verbrauchsdaten oder das Auffinden von „Stromfressern“ im Haushalt. Entsprechende Erfolge konnten mit dem im Rahmen von eTelligence eingesetzten Beratungswerkzeug von Co2online und den Online-Beratungen für Haushalte und Gewerbe bei moma und MeRegio erzielt werden. Die neuen Marktplätze erlauben es auch, spezifische regionale oder ökologische Stromprodukte anzubieten, für die es bisher keinen Markt und keine Kennzeichnungsmöglichkeiten gab. Smart Watts hatte sich zur Aufgabe gemacht, die intelligente Kilowattstunde mit genauen Informationen über Zusammensetzung und Herkunft für den Verbraucher sichtbar zu machen. Aber auch andere Modellregionen legten Wert darauf, die Verbraucher in Zukunft umfassend zu informieren, so dass sie Entscheidungen bewusster treffen und selbstbestimmter agieren können. Im Sinne der Steigerung der Akzeptanz für Smart Grid Lösungen ist dies ein wichtiger erster Schritt.

Direktvermarktung wird an Bedeutung gewinnen. Sie kann durch IKT optimiert werden.

Geschäftsmodelle jenseits des Lieferns von Kilowattstunden und des Vermarktens von Flexibilitäten

Effizienzberatung auf Basis von Verbrauchsinformationen

2.2.8 Funktionen im neuen Energiesystem

Die Liberalisierung im Energiebereich ist weit fortgeschritten. Nicht nur die jeweils über 900 Netzbetreiber und Stromversorger in Deutschland gestalten eine vielfältige Landschaft in der Energieversorgung. Inzwischen gibt es über eine Million kleiner und kleinster Stromerzeugungsanlagen in privater Hand. In dem Maße, wie solche Anlagen in der Hand von Prosumern wirtschaftlich darstellbar werden, wird die Zahl der Marktteilnehmer weiter stark zunehmen. Dies alles führt zu Veränderungen auf dem Markt der Energien und vor allem der energienahen Dienstleistungen. Allerdings gehen die E-Energy Modellregionen mehrheitlich nicht davon aus, dass alle Verbraucher und Erzeuger in Zukunft selbst auf den elektronischen Marktplätzen tätig werden. Vielmehr wird es eine neue Marktfunktion mit Bündelungs- und Optimierungsaufgaben geben, die von unterschiedlichen Marktakteuren ausgefüllt werden kann. Solche Aggregatoren, Demand-Side-Manager oder Pool-Manager werden vertragliche Verbindungen mit einer (größeren) Zahl von Kleinerzeugern und/oder Verbrauchern mit Flexibilitäten haben, deren Leistung bündeln und als Produkt optimiert Netzbetreibern, Stromhändlern oder Strombörsen anbieten. Diese Aktivitäten können durch einige der in E-Energy entwickelten (Markt) Plattformen in der Art unterstützt werden, dass die geforderten Daten und Dienste sicher und markttrollenkonform bereitgestellt werden.

Aufgrund der veränderten Rechtslage entwickelten sich bereits zwei neue Marktrollen: die des Messstellenbetreibers und die des Messdienstleisters. Ob das Internet der Energie darüber hinaus weitere Marktrollen hervorbringen wird, ist noch nicht absehbar. Allerdings dürfte die Einbindung regenerativer Energien oder die Abwägung zwischen Markt- und Netzinteressen weitere (neue) Marktfunktionen erfordern, welche die Optimierung im Sinne des Gesamtsystems zum Geschäftsmodell haben.

Auf den elektronischen Marktplätzen des Internets der Energie wird nicht nur Strom gehandelt. Speziell die Flexibilität in der zeitlichen Gestaltung des Verbrauchs stellt einen Wert für sich dar und wird zunehmend zum Handelsgut. Möglicherweise braucht es eine eigenständige Funktion für das Managen und Honorieren der Flexibilität auf der Verbrauchsseite. Im Zusammenhang mit dem Smart Grid ist auch an die Rolle eines Betreibers für die IKT-Infrastruktur zu denken. Hierzu haben die Modellregionen mit der Funktion des Marktplatzbetreibers gearbeitet, der neben dem Bereitstellen der Informationen und Dienste auch Vermittlungsfunktionen und eigene Auswertungsservices angeboten hat und somit den Nutzen der Plattform erhöht und seine eigenen Einkommensquellen gesichert hat.

Bei alledem darf nicht vergessen werden, dass es auch weiterhin die etablierten Marktprozesse und Marktteilnehmer geben wird. Teilweise werden die heutigen Stromversorger und Netzbetreiber neue Aufgaben übernehmen, teilweise werden sie ihre Geschäftsprozesse optimieren und damit kostengünstiger gestalten. Je nach regulatorischen Rahmenbedingungen können die Netzbetreiber ihre Bedürfnisse selbst aktiv oder in einer dienenden Rolle am Markt indirekt anbringen. Ihre bisherige Rolle lässt es plausibel erscheinen, dass sie lokalisierbare Marktsignale aussenden werden, die dann über einen Marktprozess mit den Signalen anderer Marktteilnehmer konkurrieren. Dazu gilt es noch das Zusammenspiel zwischen

Neue Marktfunktionen sind nötig. Sie könnten in neue Marktrollen münden.

Bisherige und zukünftige Marktteilnehmer Hand in Hand

Netzbetreibern, Aggregatoren, Lieferanten und Prosumern hinsichtlich des Datenaustausches und regelkonformer Geschäftsmodelle zu regeln (siehe Kap. 2.3).

2.3 Voraussetzungen für den Wandel

E-Energy hat mit den Modellprojekten und der Arbeit in den von der Begleitforschung geleiteten Fachgruppen aufgezeigt, wie ein Internet der Energien funktionieren kann. Auch wenn das eine oder andere in den Feldversuchen praktizierte Modell durchaus von Stadtwerken übernommen werden kann, können viele der weitergehenden in E-Energy erprobten Modelle bei bestehendem Rechts- und Regulierungsrahmen nicht in der Fläche angewandt werden. Auch wenn es durchaus bereits jetzt praktikable Geschäftsmodelle gibt (siehe Kap. 2.2.7), fehlen vielfach die Geschäftsszenarien, um ein schnelles Ausrollen dieser Lösungen erwarten zu lassen.

In ihrem Eckpunktepapier "Smart Grid und Smart Market" hat die Bundesnetzagentur die Optionen aufgezeigt und zur Diskussion gestellt. Dieses Angebot haben die E-Energy Modellprojekte und die Begleitforschungen in Bezug auf den Rechts- und Regulierungsrahmen angenommen und umfassende Ausarbeitungen dazu erstellt.

Parallel zu E-Energy hat auch der *Arbeitskreis BDI initiativ Internet der Energie*, ein spartenübergreifend sowie interdisziplinär agierendes Expertengremium mit Mitgliedern aus den Modellprojekten und der Begleitforschung, eine intensive Diskussion zu einem veränderten Marktdesign für die Energiewirtschaft diskutiert. Diese Diskussion war eng verschränkt mit der E-Energy *Fachgruppe Markt* und mündete in die Veröffentlichung der Publikation „Internet der Energie. IKT für Energiemärkte der Zukunft“.

An dieser Stelle sei nur auf die wesentlichen Anforderungen an einen Rechtsrahmen und ein zukünftiges Marktdesign hingewiesen, die ein Ausrollen der Ergebnisse von E-Energy ermöglichen würden.

2.3.1 Rechts- und Regulierungsrahmen

Das Verteilnetz bekommt mit dem rapiden Zubau dezentraler Erzeugung eine neue Integrationsaufgabe. Die notwendige IKT-Infrastruktur ist flächendeckend nicht durch einzelne Geschäftsmodelle im Smart Market refinanzierbar und muss nach lokalen Anforderungen ausdifferenziert werden. Netzbetreibern sollte durch die regulatorischen Vorgaben der Einsatz intelligenter Lösungen der Netzanpassung im Sinne eines Smart Grid erleichtert werden.

Das Unbundling wurde von den Modellprojekten niemals in Frage gestellt – wenn auch so manche Lösung in einem engeren Verbund von Energievertrieb und Netzbetrieb einfacher zu lösen wäre. Alle Beteiligten stellten sich dieser zusätzlichen Herausforderung und fanden zu Lösungen.

Einig war man sich auch, dass das Gebot der Beschaffung nach Standardlastprofilen (SLP) fallen muss, damit ein wirksames Nutzen von Flexibilitäten (im Sinne von Demand Side Management) auch honoriert werden kann.

**Regional optimierter
Aufbau des Smart Grid
sollte ermöglicht werden**

**Smart Energy funktioniert
auch mit Unbundling**

**SLP behindert die Ent-
wicklung des Demandsi-
de Management**

Das Management der umfangreichen Daten im Internet der Energie sollte aus Datenschutz- und Datensicherheitsgründen weitestgehend subsidiär erfolgen (security und privacy by design) und möglicherweise von Messstellenbetreibern oder als neue Dienstleistung der Verteilnetzbetreiber etabliert werden. Letztere wären dann nicht mehr nur Betreiber des Energienetzes, sondern gleichzeitig der IKT-Infrastruktur, die für das Smart Grid unerlässlich ist. Der nach klaren Spielregeln zu ermöglichende Zugang zu den Daten (data access point management, vgl. Abb. 37) muss in jedem Fall diskriminierungsfrei gestaltet werden.

Durch ökonomische Anreize sollten alle Netznutzer und Beteiligten am Gesamtsystem soweit wie möglich in die Erbringung von Systemdienstleistungen einbezogen werden können. Das würde u. a. bedeuten:

- Verursachungsgerechte und dennoch solidarische Gestaltung der Netznutzungs- und –anschlussgebühren
- Stärkerer Leistungsbezug bei der Stromlieferung von Prosumern
- Honorierung von Flexibilität und Fahrplantreue auf Erzeugungsseite (Marktintegration, Systemdienstleistungen)
- Honorierung von Flexibilität auf Verbrauchsseite (über Tarife, Schalloptionen etc.)

2.3.2 Prinzipien für ein neues Marktdesign

Die Energiemärkte bekommen mit dem fluktuierenden Dargebot Erneuerbarer Energie eine neue Koordinationsaufgabe. Für das Zusammenspiel konventioneller wie auch Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen sind für verschiedene dynamische Energieprodukte (Fahrpläne) transparente Handelsprozesse aufzulegen. Es sind jedoch auch die Grenzen der Marktmechanismen zur Umsetzung gesellschaftlich gesetzter Ziele aufzuzeigen (Systemsicherheit, strategische Reserven, Implikationen mit anderen Energiesystemen, Förderkulissen und Ausland).

Um kleine dezentrale Einheiten an die Märkte anzubinden, sind Zugänge über kleinteilige und kurzfristig handelbare Stromprodukte zu entwickeln. Bei bestehenden Rollen oder neuen Akteuren können Funktionen bzw. Instrumente wie Aggregatoren, Virtuelle Kraftwerke und regionale Märkte einerseits bereits für den regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sorgen und andererseits die Vorveredelung zu überregional handelbaren Gütern bewerkstelligen.

Das Erreichen der energiepolitischen Ziele erfordert nicht nur Veränderungen im technischen Energiesystem, sondern auch Anpassungen im gesamten europäischen Marktdesign. Das neue Marktdesign sollte sich an den folgenden Zielen orientieren:

- Diskriminierungsfreiheit
- Anrechenbarkeit
- Anschlusspflicht und Kostenverursachungsgerechtigkeit
- Marktzugänglichkeit
- Diversifizierung
- Preistransparenz

Sicheres und diskriminierungsfreies Datenmanagement muss als Aufgabe bei einer zuverlässigen Instanz verortet werden

- angemessen zuverlässiges Datenmanagement
- geringe Eintrittsschwelle für neue Marktteilnehmer.

Bei der Beteiligung neuer und etablierter Akteure auf den Energiemärkten sind transparente Wettbewerbsbedingungen zu schaffen. Dazu gehören

- Technologieunabhängige Zugänge zu dynamischen Flexibilitätsmärkten für alle Anbieter (Erzeugung, Speicher, Verbrauch, Hybridlösungen und Transport). Niedrige Transaktionskosten sind durch Plattformen, Standards und IKT-basierte Agenten zu erreichen.
- Stärkere Anreize zur Marktintegration Erneuerbarer Energien (z. B. in einem novellierten EEG)
- Wirksame Verteilung der Beschaffungsvorteile entlang der Wertschöpfungskette (zu erreichen trotz Unbundling)
- Spartenübergreifende Gestaltung lukrativer Geschäftsmodelle.

Dazu hat die BDI Arbeitsgruppe „Internet der Energie“, der auch die E-Energy Begleitforschung angehört, die folgenden Prinzipien bzw. Leitmotive formuliert

- ▶ Löse entstehende Probleme lokal und delegiere die Lösung nur dann auf höhere Ebenen des Energiesystems, wenn diese lokal nicht mehr effizient lösbar sind.
- ▶ Mache Flexibilität zu einem ökonomischen Gut.
- ▶ Prüfe stets die Angemessenheit einer Maßnahme oder Vorgabe hinsichtlich Kosten, Risiken, Nutzen und Einschränkung Einzelner oder der Allgemeinheit.
- ▶ Verteile die Kosten des Energiesystems gerecht auf Verursacher und Nutzer.
- ▶ Schaffe Anreize für Innovationen.

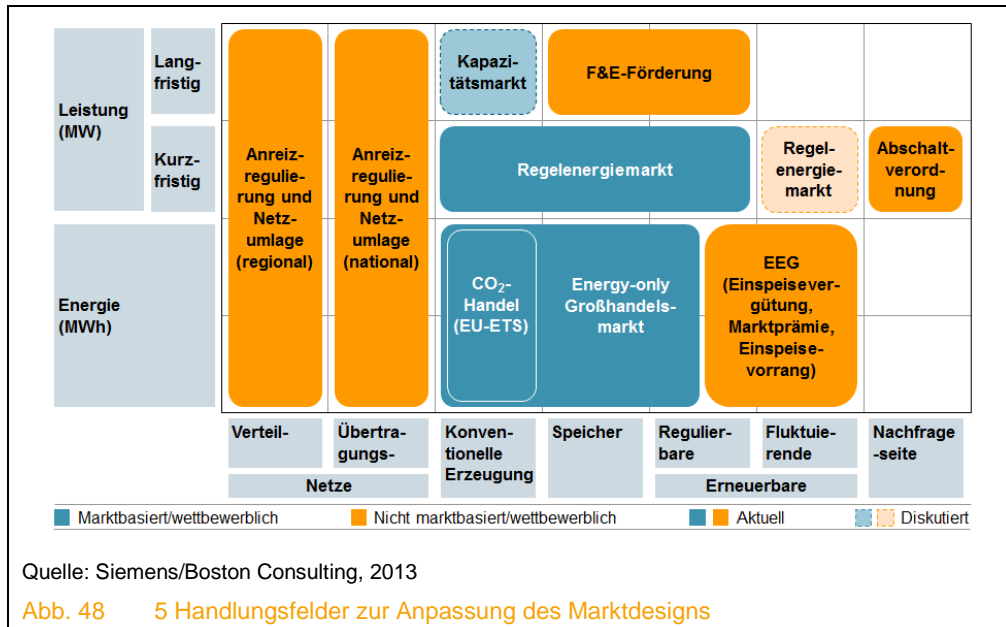
Um die Nachhaltigkeit des Gesamtsystems zu gewährleisten gilt es vor allem neben regulatorischen auch marktliche Mechanismen zu finden, die die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sukzessive aus der Subventionierung in den tatsächlichen Energiemarkt führen. Da sie eine tragende Rolle im künftigen Kraftwerkspark übernehmen, müssen die durch sie verursachten förderlichen wie bedrohlichen Systemeffekte bepreisbar und handelbar werden.

Um beim stetigen Anstieg der Erneuerbaren Quellen die Wirtschaftlichkeit des Energiesystems weiterhin gewährleisten zu können, müssen die Marktintegration und die Kosteneffizienz des heutigen Finanzierungsregimes für Erneuerbare Energien überdacht und angepasst werden. Bei hoher Markttransparenz und offenem Marktzugang ist davon auszugehen, dass die kostengünstigsten Bewirtschaftungsoptionen kombiniert werden.

Viel diskutiert wurde in E-Energy die Frage der Regionalität von Energiemärkten und Produkten. Was die technischen Aspekte angeht, ist diese Frage recht eindeutig zu beantworten: Probleme sollten nach Möglichkeit subsidiär in der Nähe der Entstehung des Problems gelöst werden. Droht die Spannung in einem Strang des Ortsnetzes wegen unerwartet hoher oder schnell fallender Einspeisung das vorgeschriebene Band zu verlassen, sollte entweder ein regelbarer Ortsnetztrafo die Spannung stabilisieren oder dies durch geeignetes Zuschalten oder Abschalten

**Mehr Teilnahme am Markt
für die Erneuerbaren
Energien**

von Erzeugern oder Verbrauchern in diesem Strang erfolgen. Solche Vorgänge gilt es nach Möglichkeit zu bepreisen und auf Märkten handelbar zu machen. Aber müssen diese Märkte deshalb regional sein?



Weitgehend einig wurde man sich bei E-Energy, dass es zwar solche regionalen bzw. regional wirksamen Produkte geben sollte, diese aber durchaus auf einer Vielfalt von auch überregionalen Marktplätzen gehandelt werden können. Aber möglicherweise treten zukünftig verstärkt regionale Akteure, ggf. gebündelt durch einen Aggregator, auf diesen Marktplätzen auf. Dies wird geradezu notwendig sein, um kleine dezentrale Einheiten über kleinteilige und kurzfristig-handelbare Stromprodukte an überregionale Märkte anzubinden. Offen ist, ob es die bestehenden Marktteilnehmer sind oder neue Akteure, die mit Instrumenten wie Demandside Management und Virtuellen Kraftwerken für den regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sorgen und gleichzeitig die Vorveredelung dieser lokalen Leistungen zu überregional handelbaren Gütern bewerkstelligen.

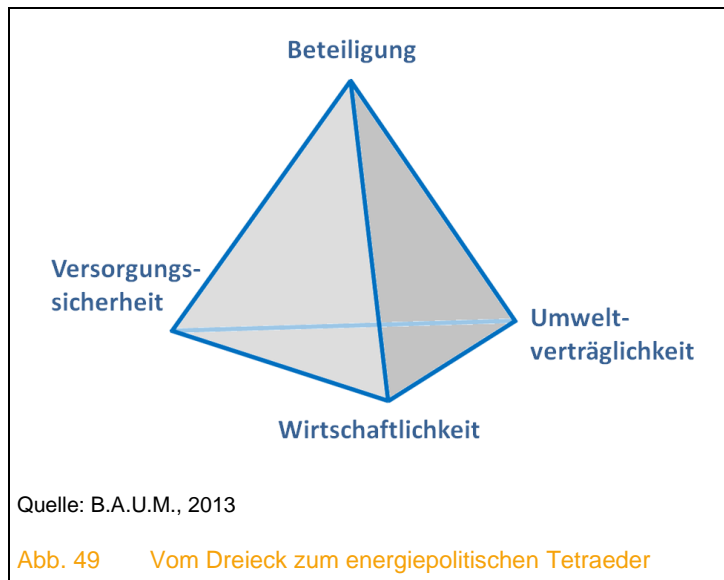
Die Entwicklung und Umsetzung des hier skizzierten neuen Marktdesigns wird noch einige Zeit in Anspruch nehmen. Das kann aber nicht bedeuten, dass alle Aktivitäten zum Umbau des Versorgungssystems darauf warten müssten. So wurde auch von E-Energy gezeigt, dass durch den optimierten Betrieb von Virtuellen Kraftwerken und das Pooling von Flexibilitäten speziell in größeren Gewerbebetrieben schon jetzt tragfähige Geschäftsmodelle möglich sind. Zukünftig dürften Synergiepotenziale entstehen, wenn mehrere Business Cases zusammen die Mehrwerte schaffen, die ein verstärktes Ausrollen der in E-Energy entwickelten Modelle ermöglichen. Dieser neue Markt von Energie- und energienahen Dienstleistungen muss nicht nur den Anforderungen der traditionellen Energiewirtschaft gerecht werden, sondern auch die Synergien mit anderen Geschäftsfeldern suchen und nutzen. Dazu zählen die Bereiche, die unter den Bezeichnungen Smart City, Smart Home, Smart Mobility, Smart Heat oder Smart Commodities bekannt sind.

Es braucht regionale Produkte, aber nicht notwendig regionale Marktplätze.

Erste Erfolg versprechende Geschäftsmodelle - im Zusammenspiel mit anderen Wirtschaftsdomänen

2.3.3 Gesellschaftliche Akzeptanz

Der Umbau des Energiesystems ist nur mit breiter gesellschaftlicher Unterstützung zu bewerkstelligen. Die Akzeptanz von Veränderungen erfordert Transparenz. Sie erfordert auch Möglichkeiten zur Partizipation an der Wertschöpfung. Beides zusammen führt zur aktiven Beteiligung vieler gesellschaftlicher



Kräfte und zu Interessengruppen übergreifender Zusammenarbeit. Insofern gilt es das bisher bekannte energiepolitische Ziel-Dreieck um die Dimension der Beteiligung zu einem Tetraeder auszubauen und einen Bezug zu schaffen, wie die Menschen als mitgestaltende Kraft eine Rolle bei der Zielerreichung spielen können und müssen.

Es ist eine wichtige Aufgabe der politischen Kommunikation, die Notwendigkeit und Chancen des Aus- und Umbaus des (Energieträger-übergreifenden) Energiesystems und der dafür notwendigen Netze kontinuierlich zu betonen und einem breiten gesellschaftlichen Kreis plastisch vor Augen zu führen.

Im Laufe des E-Energy-Programms haben sich alle relevanten Verbände der Energie- und IKT-Wirtschaft sowie des Verbraucher- und Datenschutzes beteiligt. Zusammen konnten sie den Themen von E-Energy eine hohe Medienpräsenz und Aufmerksamkeit verschaffen. Diesen Weg gilt es konsequent weiter zu beschreiten. Nur wenn den sechs Modellprojekten viele weitere innovative Ansätze in den fast 1.000 Energieversorgungsunternehmen in Deutschland folgen, entsteht der von den E-Energy Initiatoren und Akteuren gewünschte „Flächige Ausbreitung“.

ABSCHNITT B: Aktivitäten und Ergebnisse in den Modellregionen

3 Bausteine eines Smart Energy Systems

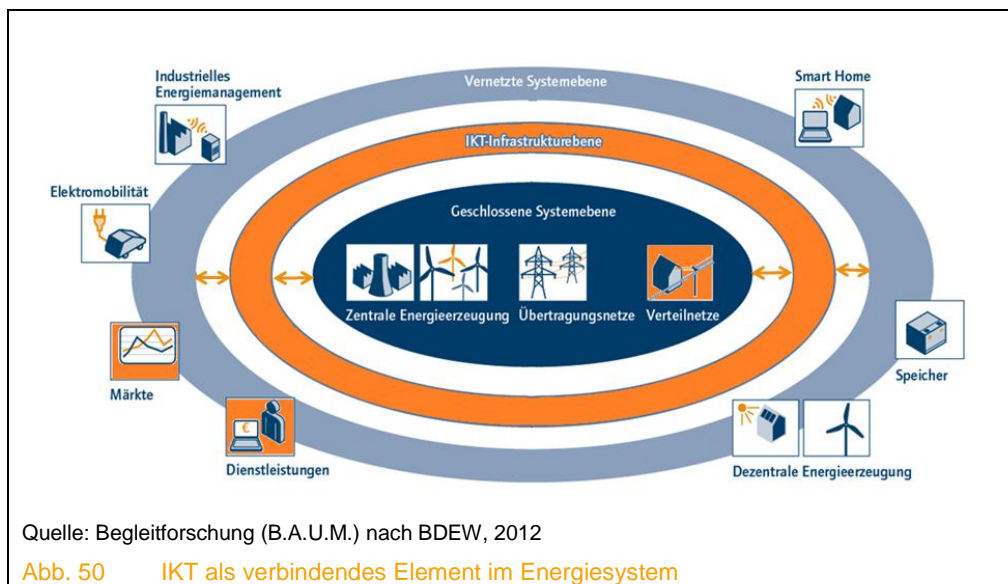
3.1 Das Intelligente Energieversorgungssystem

Auch das Elektrizitätssystem der Zukunft wird aus Erzeugern, einem Übertragungs- und Verteilungsnetz und zahlreichen verteilten Verbrauchern bestehen. Neu wird sein, dass immer mehr Erzeuger nicht mehr zentral, sondern vielfach stark fluktuierend sein werden. Dadurch entsteht aus einem System, das noch immer auf die Verteilung von Strom ausgerichtet ist, ein Netzwerk von Erzeugern und Verbrauchern, in dem Strom in allen Richtungen fließen kann. Vermehrt werden sich Speicher dazu gesellen, immer mehr Elektrofahrzeuge gilt es zu laden und die Anforderungen an das Versorgungssystem werden durch die Entwicklungen im Bereich von Smart Home und die intelligente Steuerung von Gewerbebetrieben andere werden. Es wird immer mehr neue Dienstleistungen geben, die sich vielfach über das Internet und die neuen Medien allgemein abbilden lassen. Es ist unvorstellbar, dass dieses immer komplexer werdende System ohne eine Informations- und Kommunikationsinfrastruktur auskommt, die alle Elemente intelligent verbindet.

Vom System der energetischen Einbahnstraßen zum Internet der Energie

Die E-Energy Task Force von DKE/VDE formuliert es wie folgt:

Ein Smart Grid (auch genannt: intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von IKT.



Wie in Abb. 50 dargestellt, könnte man auch sagen: IKT ist das Verbindende zwischen den kritischen Infrastrukturen auf der „geschlossenen Systemebene“ und den sich schnell entwickelnden Elementen am Netzrand bzw. auf der verteilten und vernetzten Systemebene. Betrachtet man alle „Ringe“ zusammen und erreicht man, dass sie mittels neuer Energiedienste im Sinne von Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit optimal gesteuert werden, spricht

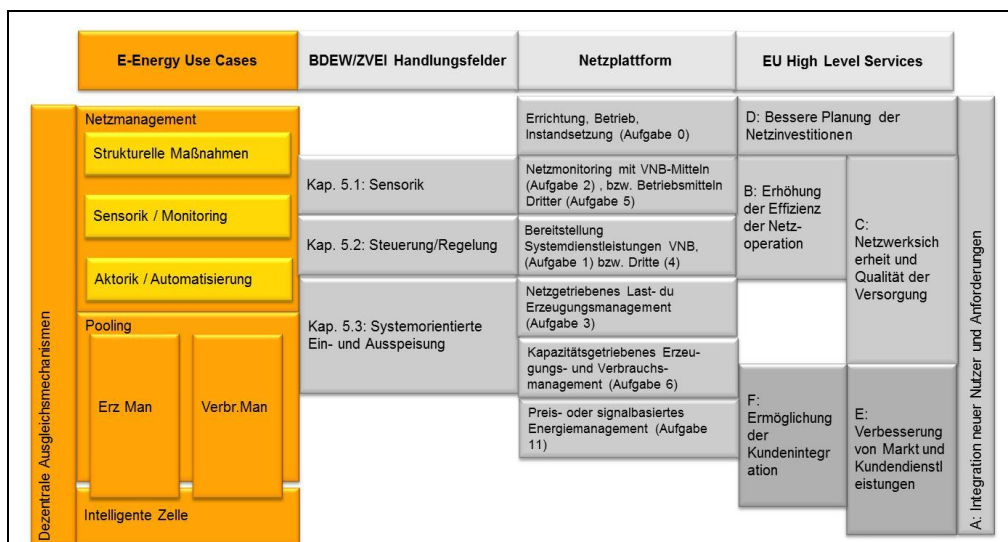
man von einem Intelligenten Energiesystem oder von einem Smart Energy System (siehe Abb. 36).

Nicht nur die Stromflüsse im Energieversorgungssystem werden zunehmend bidirektional, auch die Datenflüsse im Energieinformationssystem fließen in allen Richtungen.

Die Frage, welche Anforderungen das zukünftige System an die IKT Infrastruktur stellt, wie man beginnen kann, sie mit heutigen Technologien aufzubauen und welche zukünftigen Technologien es braucht, stand im Zentrum des Interesses von E-Energy. Dabei haben die Modellregionen jeweils Schwerpunkte gesetzt (siehe Kap. 0 bis 1.2.6) und sich nicht mit allen IKT-Komponenten und neuen Funktionalitäten auseinander gesetzt. Anwendungsfälle in den folgenden Bereichen finden sich jedoch in fast allen Modellregionen:

- Netzmanagement
- Verbrauchsmanagement
- Erzeugungsmanagement
- Pooling (Aggregation und Virtuelle Kraftwerke)
- Intelligente Liegenschaften
- Marktplätze.

Dass dies die interessantesten Handlungsfelder und Anwendungsfälle sind, lässt sich auch daran ablesen, dass in vielen parallelen Projekten und Entwicklungen auf nationaler wie internationaler Ebene die gleichen Use Cases betrachtet werden (siehe Abb. 51).



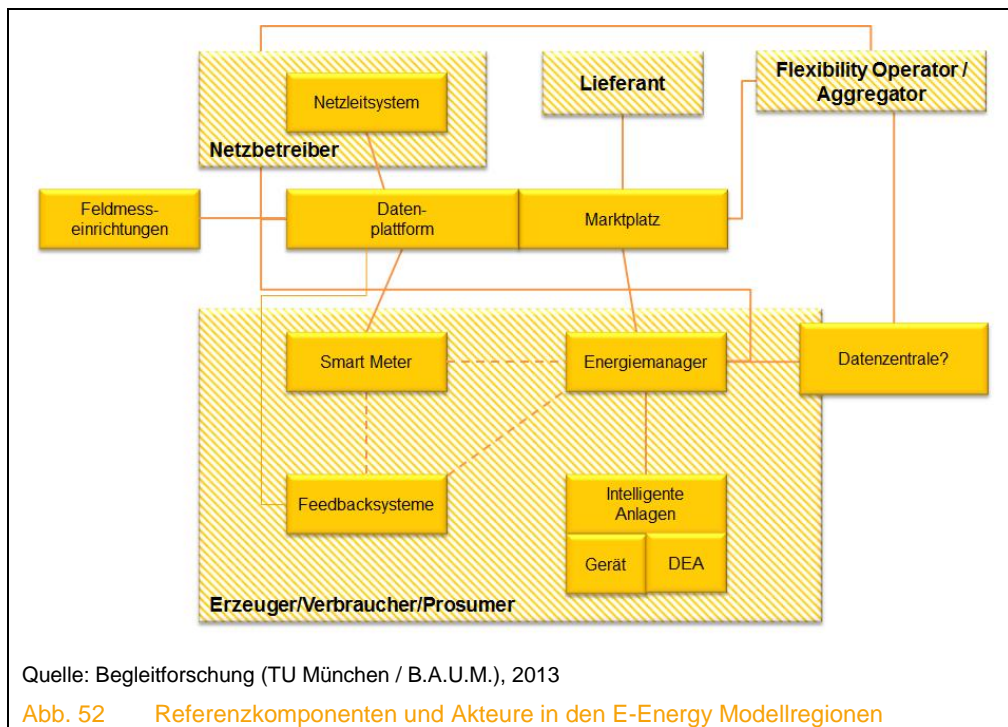
Quelle: B.A.U.M., 2013

Abb. 51 Verhältnis von E-Energy Use Cases zu Handlungsfeldern in anderen Modellen (BDEW/ZVEI, Aufgaben intelligenter Netze gemäß Nationaler Netzplattform und EU High Level Services)

Im Rahmen der Begleitforschung wurde (siehe dazu Detailbericht 1: Evaluationsbericht der TU München) versucht, aus den verschiedenen IKT Architekturen gemeinsame Strukturen und soweit als möglich daraus eine Referenzarchitektur abzuleiten. Einen Überblick über die wesentlichen und in fast allen Modellregionen vorkommenden Komponenten und Akteure sowie deren informationstechnische Beziehungen gibt Abb. 52.

Ansätze für eine E-Energy Referenzarchitektur

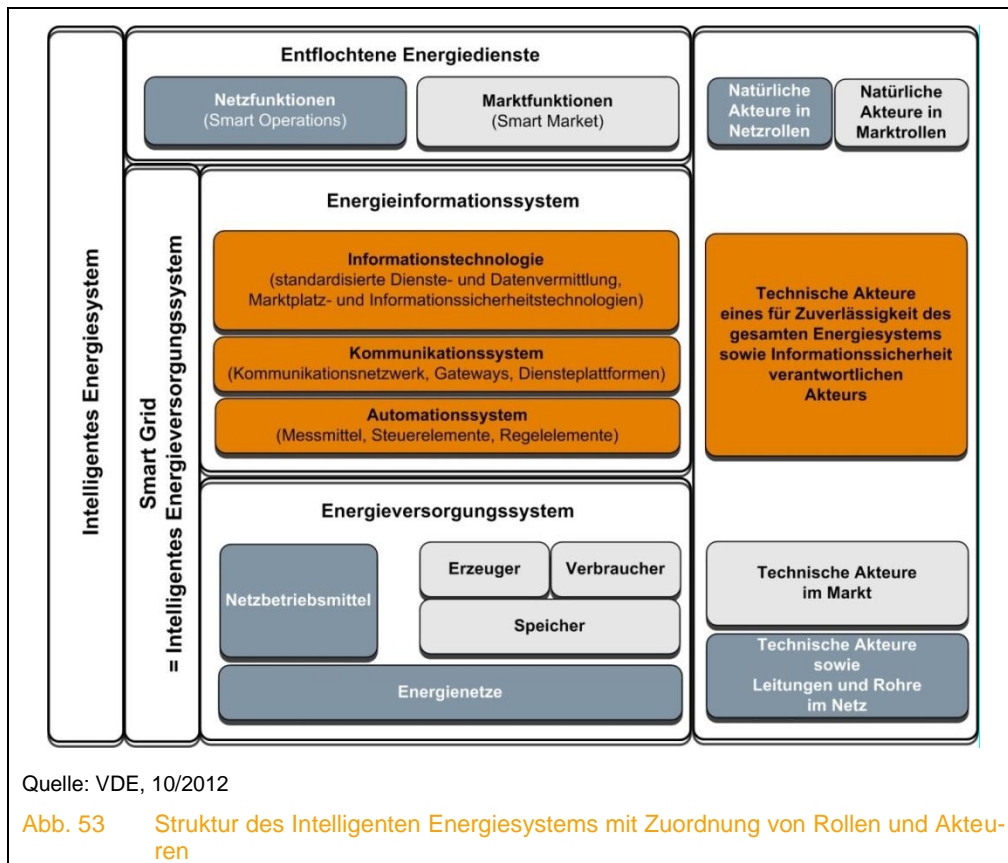
Hinter den abstrakten Begrifflichkeiten und Verbindungen verbergen sich sechs unterschiedliche Ausprägungen in den Modellregionen. Die Grundfunktionalitäten sind jedoch vergleichbar. Ein Energiemanager z. B. kann unterschiedlichste Verbraucher und/oder Erzeuger steuern, aber seine zwei Grundfunktionen – extern Signale aufzunehmen und intern in die Steuerung der verfügbaren intelligenten Anlagen umzusetzen – sind stets gleich.



Das Schaubild zeigt nicht die physikalischen Schnittstellen zwischen den einzelnen IKT-Komponenten und -Strukturen auf. Es zeigt vielmehr eine funktionale (logische) Architektur. Solche Darstellungen, wie sie sich vielfältig speziell im Evaluationsbericht der TU München finden, helfen komplexe Anforderungen hinsichtlich des Datenmanagements (Menge, Übertragungskapazität, Schutz, Sicherheit) zu spezifizieren, zu bewerten und soweit als möglich zu standardisieren. So konnte anhand solcher funktionaler Darstellungen eine zielführende Diskussion zur Rolle von Displays bei Feedbacksystemen geführt werden, die schließlich im Falle der Display-Diskussion von Ladestationen Einfluss auf eine Änderung des Eichrechts hatte.

Während Abb. 52 eine funktionale Architektur auf hohem Abstraktionsniveau beschreibt, zeigt Abb. 53 den strukturellen Aufbau des zukünftigen Intelligenten Energiesystems. Das Bild ist das Ergebnis der Arbeit der VDE/ITG-Fokusgruppe Energieinformationsnetze, in der viele Akteure aus den E-Energy Modellprojekten

ihre Ergebnisse einfließen ließen. Demnach besteht das Intelligente Energieversorgungssystem aus einem Energieversorgungssystem mit weitgehend bekannten Komponenten, ergänzt um ein Energieinformationssystem, das neben dem Automatisierungssystem für die Netze eine Dienstplattform mit standardisierten und geschützten Informations- und Kommunikationstechnologien bereitstellt. Diese Plattform kann dann – soweit als möglich diskriminierungsfrei – von den zukünftigen Energiediensten genutzt werden.



Das Bild zeigt in der rechten Hälfte Akteure bzw. Anforderungen an solche, die die jeweiligen Komponenten bereitstellen oder nutzen. Speziell was den Aufbau und den Betrieb des Energieinformationssystems angeht, ist noch nicht abschließend geklärt, wer diese überaus verantwortungsvolle Aufgabe wahrnehmen soll. Wichtig ist aber zu verstehen, dass Aufbau und Betrieb dieser Daten- und Dienstplattform getrennt zu sehen sind von Produkten und Diensten, die von unterschiedlichen Akteuren in verschiedenen bestehenden oder neuen Netz- oder Marktrollen umgesetzt und angeboten werden. Insofern ist auch der häufig gebrauchte Begriff der Datendrehscheibe zu hinterfragen, der die Vermutung nahelegt, dass der Betreiber der Infrastruktur im Smart Grid auch der Eigentümer der darüber verwalteten Daten und angebotenen Dienste ist.

Allgemein wird aber davon ausgegangen, dass bei Vorhandensein eines solchen diskriminierungsfrei nutzbaren Energieinformationssystems zukünftig viel mehr (IKT-) Anwendungen für den Energiebereich entstehen und angeboten werden. In E-Energy wurden diverse Lösungen erarbeitet, um die Realisierung solcher Diens-

OGEMA und EEBus – zwei Standards erlauben die Realisierung von Diensten

te zu vereinfachen. Dazu zählt beispielsweise eine standardisierte Schnittstelle zwischen der Diensteebene und dem Energieinformationssystem, das Open Gateway Energy Management Alliance (OGEMA, 2012). Dazu zählt auch der EEBus, der als Teil des Energieinformationssystems die Entwicklung von Diensten für eine standardisierte Ansteuerung von Hausgeräten erlaubt.

An dieser Stelle sei auch auf die Projekte FINSNEY und FINESCE verwiesen, die im Rahmen der EU-Initiative *Future Internet PPP* gefördert werden. Dort flossen viele der in E-Energy entwickelten Modelle ein und inzwischen konnte ein Wettbewerb für innovative KMU gestartet werden, die neue internet-basierte Dienstleistungen entwickeln, die auf einem standardisierten Energieinformationssystem aufsetzen.

Mehrere E-Energy Modellregionen haben eindeutig ihre Präferenzen bezüglich des Betriebs des Energieinformationssystems benannt und für die Rolle zum Aufbau und zum Betrieb der Infrastruktur die Verteilnetzbetreiber vorgeschlagen. Sie sehen sich dabei in Linie mit den Positionen des BDEW, von VDE/ITG sowie großen Teilen der auf EU-Ebene damit befassten Gruppen.

Ein Betrieb des Energieinformationssystems durch die Verteilnetzbetreiber spräche gegen eine zentrale Datenhaltung. Daten verblieben dann zunächst in der Domäne des jeweiligen Eigentümers (im Falle von Verbrauchsdaten der Stromkunden) oder desjenigen, der sie für die Erfüllung seiner Aufgabe (z. B. sicherer Netzbetrieb) benötigt. Über die Infrastruktur des Energieinformationssystems würden sie dann nach Bedarf, in geeigneter Aggregation oder Anonymisierung und ggf. nach Freigabe durch die besitzenden Akteure ausgetauscht werden. Diese Mechanismen wurden in E-Energy häufig unter dem Stichwort „Datenschutz im Design“ diskutiert. Das Modellprojekt *moma* postulierte zum Beispiel, dass nur minimale, zentral notwendige Daten, wie Struktur- und Kommunikationsdaten von Erzeugungsanlagen, Speichern und relevanten steuerbaren Lasten in einer zentralen Registry geführt werden sollen, um den offenen wettbewerblichen Markt zu ermöglichen. Gegen Ende von E-Energy entwickelten sich daraus Modelle, die nun unter dem Stichwort Data Access Manager (DAM) weiter verfolgt werden (siehe dazu Abb. 37).

Der Aufbau und Betrieb des hier nur kurz skizzierten Energieinformationssystems bleibt eine Aufgabe, für die weiterhin technische wie rechtliche Rahmenbedingungen zu schaffen sind. Siehe dazu Kap. 4.2 sowie *Detailbericht 1: Evaluationsbericht der TU München* und *Detailbericht 3: Empfehlungen zur Anpassung des Rechtsrahmens*.

In diesem Zusammenhang muss die Frage nach den Kosten eines solchen Energieinformationssystems bzw. des gesamten intelligenten Energieversorgungssystems gestellt werden. Eine grobe Schätzung einiger E-Energy Akteure lag bei Kosten von ca. 500 Mrd. EUR für den gesamten Übergang zu einer sicheren, weitgehend auf Basis erneuerbarer Energien betriebenen Stromversorgung. Dies umfasst sowohl Investitionen in die neuen Erzeugungsanlagen als auch den Aus- und Umbau der Übertragungs- und Verteilnetze. Die Netze schlugen bei dieser Schätzung mit ca. 10 Prozent zu Buche – wobei davon ausgegangen wurde, dass diese Größenordnung nur mit den Methoden und Modellen von E-Energy zu erreichen sein dürfte. Die für die zusätzliche IKT anzusetzenden Kosten wurden im Projekt *moma*

Weiterführung von E-Energy auf europäischer Ebene

Tendenz zu einem maßvoll verteilten Energieinformationssystem

Privacy by Design

Das Internet der Energien ist bezahlbar und von großem Nutzen

im Rahmen von Studien zu den Wirtschaftsperspektiven abgeschätzt (ifeu, 2012), (IZES, 2012). Sie liegen bei aller Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung von Preisen im IKT Sektor demnach in einer Größenordnung von 7 Mrd. EUR, wie sie auch in der VKU-Studie zu Smart Grids (KEMA; VKU, 2012) ermittelt wurde.

Einer weitergehenden Kosten-/Nutzenuntersuchung soll und kann durch solche Abschätzungen jedoch nicht vorgegriffen werden. In den folgenden Kapiteln werden die Ergebnisse und Erkenntnisse vor allem im Hinblick auf ihre Marktgängigkeit und ihre wirtschaftlichen Perspektiven betrachtet, wie sie vielfach in der Fachgruppe Markt unter Leitung von B.A.U.M. (siehe Kap. 5.1.3) diskutiert wurden. Weitergehende Betrachtungen zur Informations- und Kommunikationstechnik finden sich in *Detailbericht 1: Evaluationsbericht der TU München*, solche zur energietechnischen Relevanz der E-Energy-Feldversuche in *Detailbericht 2: Evaluationsbericht der TU Darmstadt*.

3.2 Aktive Verteilnetze

Die bisherigen Verteilnetze wurden nach dem Paradigma „Erzeugung folgt Verbrauch“ ausgelegt und gesteuert. In den zukünftigen „aktiven“ Verteilnetzen erlaubt eine bidirektionale Kommunikation zwischen Erzeugern, Speichern und Verbrauchern sowie den jeweiligen Komponenten im Netz ein intelligentes Energie(fluss)management. Die Modellregionen haben sich abhängig von ihren jeweiligen Netzsituationen und den jeweiligen Stressoren einer Vielzahl von Methoden und Komponenten bedient, die im Folgenden vorgestellt werden.

3.2.1 Einsatz von Smart Grid-Technologie im Netzbau

Die Integration der vielen kleinen, fluktuierenden und oftmals gleichzeitigen Einspeisungen(-leistungen) aus verteilter Erzeugung - sowie lokal künftig auch Ladespitzen durch Elektromobile - erfordert ein Zusammenspiel zwischen der Bereitstellung ausreichender bidirektionaler Transportkapazitäten durch den Verteilnetzbetreiber einerseits und dynamische Ausgleichsprozesse zwischen Erzeugung und Verbrauch andererseits. In den E-Energy-Modellregionen wurde deutlich: Das bedeutet mehr zeitlich und räumlich aufgelöste Kenntnis (Sensorik) über die tatsächlichen und zu erwartenden Kapazitätsengpässe und Stabilitätsprobleme im Verteilnetz sowie mehr zeitliche und räumliche (automatisierte) Interventionsmöglichkeiten zur aktiven Kapazitätsbewirtschaftung (Aktorik). Smart Grid-Technologie (IKT) soll also sowohl bei der Netzplanung als auch im Netzbetrieb kostendämpfend wirken.

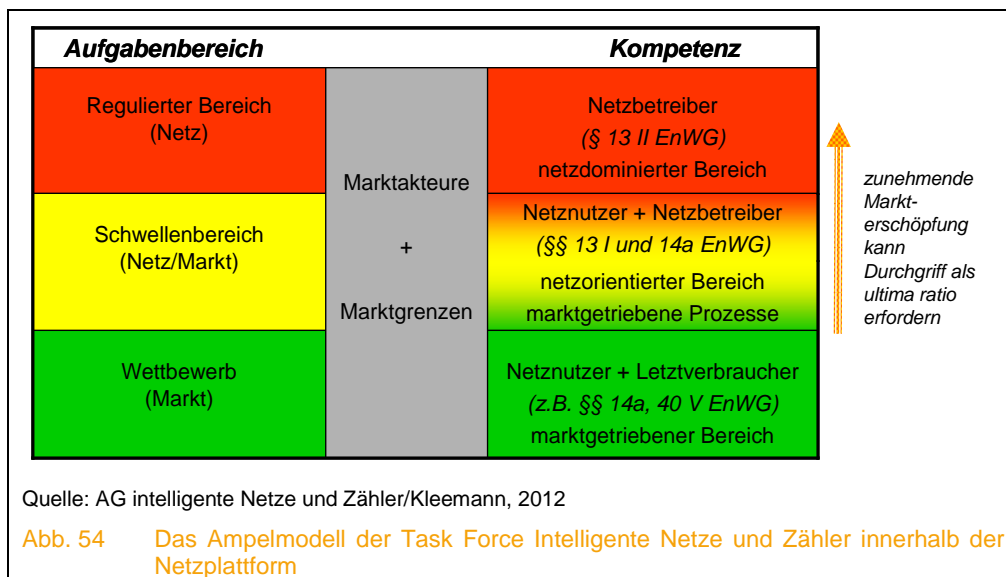
E-Energy Ergebnisse können auf ihre marktlichen Perspektiven hin betrachtet werden

Smarte Lösungen als Ergänzung zum strukturellen Netzausbau

- Die IKT hilft bei der Anpassungsplanung, ggf. Optimierung zwischen Ausbau und Umbau-Optionen mit Hilfe von Smart-Grid-Technologie-Lösungen.
- Die IKT hilft bei der täglichen (wechselnden) Kapazitätsbereitstellung und Gewährleistung der Netzstabilität durch Monitoring, Prognose, Fahrpläne und Simulation bei der Auswahl der geeigneten Systemdienste.
- Je nach Kapazitätssituation kann der Netzzustand im Sinne von Ampelphasen als grün (ausreichende Kapazitäten), gelb (begrenzte Kapazitäten) und rot (kritische Netzengpasssituation) knotenscharf beschrieben werden. Je nach Erschöpfung der Marktmechanismen kann der Netzbetreiber auch auf regulierte Interventionsmöglichkeiten (Abschalten/Zuschalten bei Netznutzern) zurückgreifen.

Individuelle Netzplanung:
Der konkrete Anpassungsbedarf von Verteilnetzen an die künftigen Herausforderungen der Netzintegration dezentraler Einspeisung (und Elektromobilität) hängt stark von der jeweiligen individuellen Netztopologie ab.

In der Auswahl der Mittel zur Anpassung des Verteilnetzes an die neuen Herausforderungen gibt es kein Universalrezept. Durch die unterschiedliche Lage, Netzstruktur sowie Verbrauchs- und Erzeugungskulisse der Modellregionen in Deutschland zeigte sich, dass auch die Smart-Grid-Lösungen unterschiedlich ausfallen. Die jeweilige Netztopologie und der zu erwartende Zubau an Erneuerbaren insbesondere fluktuierenden Einspeisern sind maßgeblich:

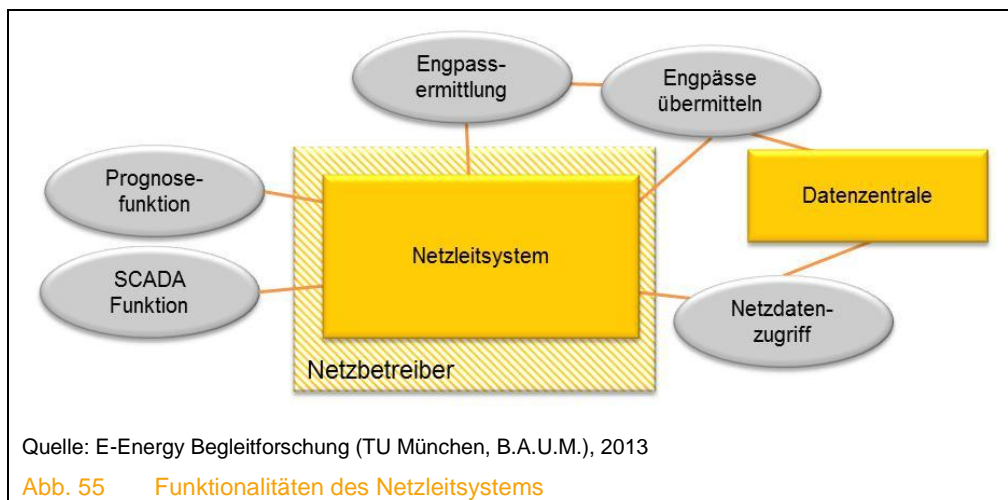


Smart Grid Technologie steht dabei nicht alternativ zu strukturell notwendigem Ausbau, sondern ergänzend.

- Durch smarte Lösungen kann jedoch der strukturelle Ausbaubedarf im Einzelfall erheblich gesenkt werden. Als Belege seien hier die Erkenntnisse aus der Modellregion Harz ((RegModHarz, 2013 [2]), Rohrig, IWES) genannt und auch die von EWE, Konsortialführer von eTelligence, (EWE, 2013), die von Reduktionspotenzialen durch intelligentes Einspeisemanagement von mehr als der Hälfte der notwendigen Netzausbauaufwendungen sprechen (d. h. Abregelung von Spitzeneinspeisung in Höhe von 1 bzw. 5 Prozent der Erzeugungsmenge).
- Durch smarte Lösungen kann der Ausbaubedarf zeitlich verschoben werden. Als Beleg sei der erfolgreiche Einsatz von Spannungsmanagement z. B. intelligenten Ortsnetzstationen oder Flexibilitätsmanagement in den Modellregionen

(MeRegio, RegModHarz, eTelligence) genannt, durch den Interimsphasen gestreckt und Vollausbau für nur wenige Extremsituationen im Jahr vermieden werden können.

Die Modellregionen konnten zeigen, dass mit der Ausstattung der Verteilnetze mit IKT die Informationslage über den „Stress“-Zustand einzelner Abschnitte zeitlich gut prognostiziert werden kann und mit der Ausgabe entsprechender Prioritätensignale durch den Netzbetreiber kritische Netzzustände vermieden/antizipiert werden konnten (Beispiel MeRegio²).



Das Netzeitsystem kann mit den Kenntnissen über die knotenscharfe Leistungsfähigkeit seines Netzes (Bestandsdaten), hinreichend genauen Messdaten aus dem Netz (Monitoring), Prognosewerten (zu Verbrauch und Einspeisung) sowie mit Hilfe von Simulationen den Interventionsbedarf ableiten (MeRegio, 2013).

Aktives Verteilnetzmanagement wird künftig geprägt sein durch

- hinreichende Sensorik im Netz und am Netzrand (Monitoring)
- dynamische ggf. knotenscharfe Regelungstechnik (Aktorik)
- flexiblen Umgang mit Netzdienstleistungen (systemgeführte Lasten und Einspeiseleistungen)

Die Modellregionen haben diese Optionen in unterschiedlicher Weise ausgewählt, kombiniert und mittels Feldtests oder Simulationen erprobt³.

² In PV-gestressten Netzabschnitten in der Modellregion MeRegio konnten Spannungsprobleme knotenscharf prognostiziert werden und mittels Prioritätensignal örtliche Verbraucher zur Lastverlagerung mobilisiert werden, womit sich das drohende Spannungsproblem löste.

³ Smart Watts hat sich weniger mit Sekundärtechnik im Netz, sondern mit marktorientierten Steuerungsmechanismen beschäftigt.

Tab. 1 Übersicht über die in den Modellregionen getesteten Optionen aktiven Verteilnetzmanagements Monitoring, Spannungsmanagement sowie Ein- und Ausspeisemanagement

Quelle: B.A.U.M., 2013

	eTelligence	RegModHarz	E-DeMa	moma	MeRegio
Netzmonitoring durch Einsatz von iONS/PMU (Ertüchtigung zur Messung von Wirk- Blindleistung, Spannung, Strom, Frequenz und Übertragung zur Leitwarte u. Umspannung) durch Mess- und Fernwirktechnik	100 ONS mit 5-minütigen Messungen	hochauflösende 1-minütliche Messungen an Ortsnetzstationen und Einsatz von 10 PMU (zzgl. Frequenzabweichung; Phasenwinkel über GSM-Kommunikation auch Freileitungsmonitoring in 110 kV-Netzen	47 Stück zur Erfassung sekundärseitigen Lastganges (SyM2-Zähler) und Fernsteuerungstechnik zu Umspannanlage und Leitwarte	Sensorik auf Objektnetzelle ist Smart Meter/BEMI	10 ausgewählte Stationen mit RTU 560 zur Fernwirktechnik (schwierige Installation, Montageaufwand 3-4 Personentage) Platzmangel
Spannungsmanagement durch Einsatz von RONT oder Wechselrichter (geregelt Blindleistungsbereitstellung)	Blindleistungsbereitstellung durch BHKW: Simulation am Netzstrang Industriestrasse und Preisvergleich mit Wirkleistung	Simulation zur Blindleistungsbereitstellung auf Mittelspannungsebene		Simulation mit 12 interagierenden Verteilnetzzellen und geregelte Blindleistungsbereitstellung	diskrete Stufung der Spannung an ONS, keine Blindleistungsbereitstellung
Engpassbeseitigung durch systemgeführte Ein und Ausspeisung	Simulationen zur Erhöhung der Anschlussleistung durch Abregelung von Einspeisespitzen und Bereitstellung von Systemdienstleistungen am regionalen Marktplatz	Simulationen zur Erhöhung der Anschlussleistung durch Abregelung von Einspeisespitzen und Einsatz des virtuellen Kraftwerkes auch zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen	Tariffbasierte Schaltoptionen des Aggregators	Berücksichtigung von Netzbedürfnissen durch Einführung von Netzagenten	Priosignal-Steuerung von Verbrauchern Abregelung oder Leistungsreduktion (MeRegio, 2013, S. 54)

3.2.2 Netzmonitoring

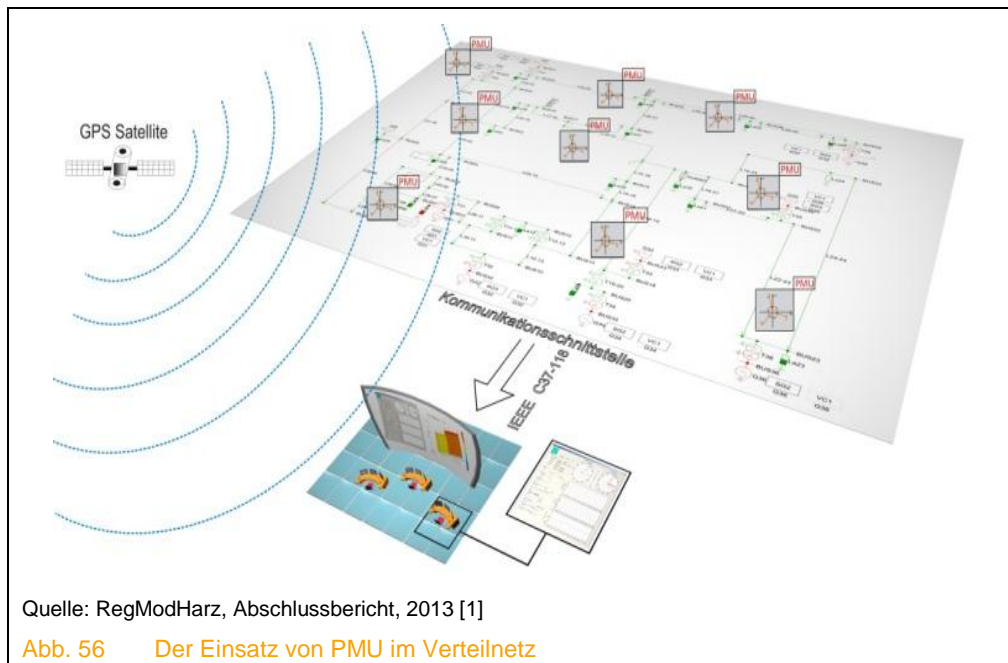
Dort, wo die Last- und Einspeisesituation im Netz dies erfordern, können sog. Augen im Netz die aktuelle Netzsituation aufklären. Mit den gewonnenen Informationen können Bewertungen zur Auslastung und Stabilität von Netzsegmenten vorgenommen werden. Die Frage „Wieviel Sensorik benötigt das künftige Netz?“ kann nach den Erfahrungen aus den Modellregionen nicht pauschal, sondern nur netzspezifisch beantwortet werden (und erlaubt deshalb auch keine Abschätzung des deutschlandweiten Investitionsbedarfs).

Eine hinreichende Sensorik aus Sicht des Netzmanagements kann sich fokussieren auf neuralgische Netzabschnitte oder Netzknoten, an denen die Zustände dafür umso intensiver beobachtet werden. Um Knoten-Last-Prognosen für unterschiedliche Zeithorizonte erstellen zu können, ist eine ausreichende Qualität an Daten entscheidend. Die Modellregionen testeten daher zur Erfassung des Netzzustandes, inwieweit

- sich Smart Meter-Daten bei den Feldtest-Netzkunden nutzen lassen,
- an kritischen Netzknoten zusätzliche Sensoren, sog. PMU (phasor measurement units) helfen,
- die Ertüchtigung ausgewählter Ortsnetzstationen mit Mess- und Fernwirktechnik die nötigen Einblicke erbringt.

Sensorik bringt Transparenz und Sicherheit in das Netzmonitoring

Netzmonitoring: Netzzustandsermittlung funktioniert mit guter Prognose-Software, Simulationstool und wenigen „Augen im Netz“



Netzbetrieb benötigt keine flächenhafte Auswertung der Smart Meter Daten

In der Modellregion Harz wurden 11 Phasor Measurement Units (PMU) installiert. Durch die Nutzung eines GPS-Signals wurden zeitsynchrone hochpräzise Messungen des Netzes (f , U , I) vorgenommen, die den Netzzustand in wenigen Millisekunden erfassen und minütlich weiterleiten. Die Versorgungssicherheit steigt dabei auch, da bei Netzgefährdungen sofort Maßnahmen ergriffen werden können.

PMUs als sog. „Augen im Netz“

Die Modellregionen haben die Smart Meter Daten im Rahmen der Feldtests vorrangig zur Erfassung des Verbrauchsverhaltens verwendet. Zur vollständigen Datenhaltung sind die Werte bei den Netzbetreibern (nicht bei den Lieferanten) gesammelt worden. Zur Auswertung mussten ausreichende Datenverarbeitungskapazitäten vorgehalten werden.

In der Modellregion MeRegio hat sich gezeigt, dass zur Simulation der Netzzustände mittelfristig nicht die vollständige Verwertung echter Messwerte benötigt wird, sondern zur Modellierung virtueller Netze auch mit Referenzwerten (Routen und Simulierung von Zählerdaten) Netzteile nachgebildet werden können. Je genauer Prognosen für bestimmte Kategorien von Netzkunden (Prosumer mit ihrem Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten) synthetisiert werden können, umso weniger echte Messungen sind notwendig (MeRegio, 2013).

Bei der Nutzung von Smart Meter-Daten stellen sich dabei die noch nicht abschließend geklärten Fragen:

- **Verfügbarkeit:** Inwieweit kann der Netzbetreiber auf diese Daten zugreifen? (BSI-Schutzprofil, Datenschutz, Hoheit⁴ über die Datenzentrale /-plattform⁵)
- **Qualität:** Entspricht die Datenqualität der im Rollout⁶ vorgegebenen Spezifikation den Anforderungen (Zuverlässigkeit, Geschwindigkeit, Auflösung, gemessene Parameter)
- **Verwertbarkeit:** In welchem Umfang können und sollen die Datenmengen selektiv ausgewertet werden? (Big Data-Problem)

Aus Sicht der Netzbetreiber in den E-Energy-Projekten zeichnen sich folgende Erkenntnisse ab:

- Zugriff und Verwertung aufwendig: Mit den Auflagen des BSI-Schutzprofils und der ungeklärten Frage der Datenhaltung (Data Access Point Management System beim MSB oder VNB) und der unverhältnismäßig großen Datenvolumen werden sich die Netzbetreiber nur selektiv dieser Daten bedienen.
- Smart Grid auch ohne Smart Meter: Für einen intelligenten Netzbetrieb im Smart Grid benötigen die Netzbetreiber keine flächendeckenden Verbrauchsdaten aus den Smart Metern. Wichtig sind einige wenige richtig gesetzte Messpunkte im Netz, die dann netzrelevante Parameter (Spannung, Stromstärke, Flussrichtung, Frequenz) zuverlässig beobachten. Situativ können in kritischen Netzabschnitten Smart Meter-Daten zur Verfeinerung hinzugezogen werden (insbesondere von Prosumern) (Ernst&Young, 2013).

Smart Meter-Daten können Netzmonitoring an neuralgischen Punkten zusätzlich verbessern

Netzbetreiber benötigen Smart Meterdaten kaum

⁴ Die BNetzA sieht in Ihrem Eckpunktepapier „Smart Grid und Smart Market“ (BNetzA, 2011) die Trägerschaft einer „Datendrehscheibe“ nicht zwingend beim Netzbetreiber, sondern ggf. auch beim Messstellenbetreiber.

⁵ In der AG Intelligente Netze erarbeitet derzeit eine Unterarbeitsgruppe die Vorgaben zum Betrieb der sog. DAMS (DataAccesspointManagementSysteme).

⁶ In der Ernst&Young Kosten-Nutzen-Analyse (Ernst&Young, 2013) werden Art und Umfang an intelligenten Messsystemen für Pflichteinbautfälle definiert und ein gewisser Netznutzen wird unterstellt.

- Netzlastprognosen aus synthetischen oder repräsentativen Verbrauchs- und Erzeugungsprofilen möglich: Die real gemessenen Smart Meter Werte helfen den Energieversorgern, zunehmend Standardlastprofile durch kundenspezifische Profile zu ersetzen und daraus Idealtypen zu kategorisieren. In der Netz-Simulation können dann solche idealtypischen oder Referenz-Profile Haushaltstypenweise zu Lastgängen bestimmter Netzabschnitte mittels Routen (MeRegio, 2013) zusammengesetzt werden (ohne tatsächliche Erhebung in genau diesem Straßenzug).

3.2.3 Verteilnetz-Automatisierung

Dezentrale Aktoren wie regelbare Transformatoren im Verteilnetz und Wechselrichter an den Einspeisepunkten helfen, Spannungsbandverletzungen auf Grund dynamischer Lastschwankungen und wechselnder Flussrichtungen in der Fläche zu vermeiden und Leitungsverluste zu minimieren. Voraussetzung ist die Vernetzung mit der Netzsensorik in intelligenten Ortsnetzstation (eTelligence, 2012) und der Leitstelle, um die Synergien verschiedener intelligenter, kombinierter Automatisierungsmaßnahmen voll ausschöpfen und Spannungsbandabweichungen zum größten Teil vermeiden zu können. In mehreren Modellregionen, z. B. eTelligence und RegModHarz, ist die Kommunikations-Anbindung konsequent mittels des Systemstandards IEC 61850 weiterentwickelt worden. Somit ist die Kompatibilität über alle Netzebenen und zwischen neuen sowie bestehenden Betriebsmitteln ebenso gewährleistet wie auch die Einbindung von Betriebsmitteln Dritter (plug&play).

Kommt es zu einem unvorhersehbaren Spannungsanstieg oder –abfall, kann die Einhaltung des Spannungsbandes nach DIN EN 50160 gefährdet sein. Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze werden in den Ortsnetzstationen zusammengeführt, so dass eine Spannungsproblematik – auch wenn sie z. B. im Niederspannungsnetz entsteht – auf beiden Ebenen betrachtet und gelöst werden kann. Herausforderungen entstehen vor allem durch Lastflussumkehr, Spannungsschwankungen und Überlastung von Betriebsmitteln.

Grundsätzlich ergeben sich durch eine Kombination von Sensorik und Aktorik im Verteilnetz Synergien. Die Verstärkung der Verteilnetze durch Ausbau und Einbau weiterer Sekundärtechnik sowie die Schaffung von Intelligenz durch IKT bei Verbrauchern und in dezentralen Erzeugungsanlagen können Hand in Hand gehen. Die für einen speziellen Kontext sinnvollste Lösung setzt sich häufig aus einer Mischung unterschiedlicher Technologien zusammen, die gleichermaßen aus Sekundärtechnik wie auch aus innovativen Verbrauchs- und Erzeugungsmanagementkomponenten bestehen können.

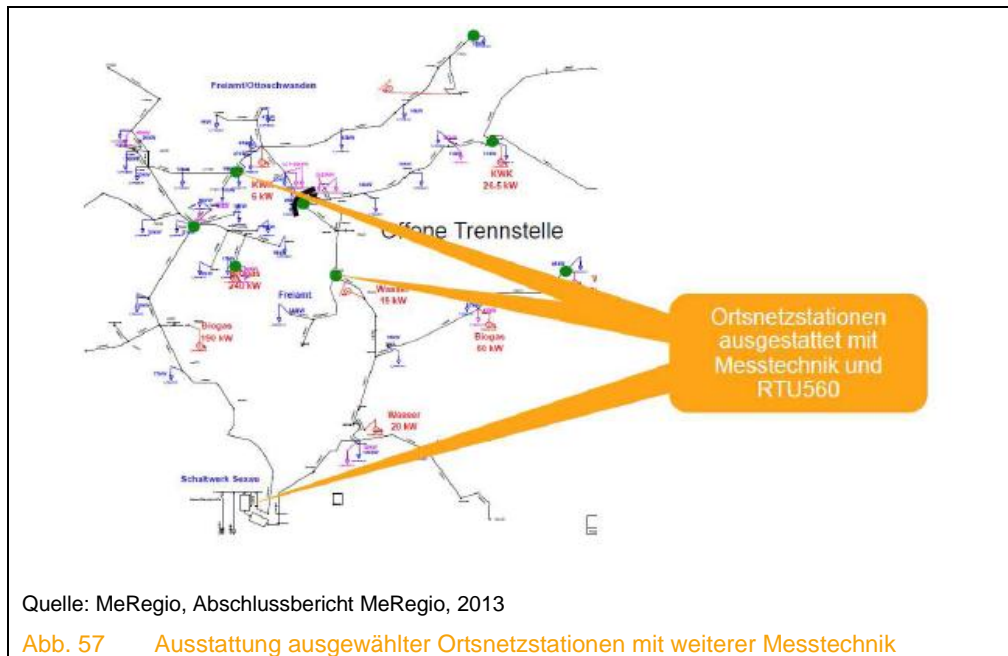
Zentrale Bausteine, die in einer smarten Ortsnetzstation zusammen laufen können, sind primär regelbare Ortsnetztrafos (RONTs) und moderne Wechselrichtertechnologie. Kommunikationsmodule, Fernwirktechnik und Automatisierungstechnik ermöglichen es, Ausfällen in den Ortsnetzstationen vorzubeugen, sie vorherzusehen und zu beseitigen, können teils sogar ein Ausrücken von Service Teams zur Beseitigung von Störungen vermeiden.

Ob ein regelbarer Trafo in bestehenden Ortsnetzstationen einfach nachgerüstet werden kann, ist eine Platzfrage. In den alten Ortsnetzstationen sind häufig beeng-

**Spannungsmanagement
bringt Versorgungszuverlässigkeit und vermeidet
Netzausbau**

**Smarte Ortsnetzstationen
(ONS)**

te Verhältnisse anzutreffen, die die Installation von IKT – nicht nur von regelbaren Trafos, sondern auch von weiteren Sensoren oder Fernwirktechnik – verkomplizieren können.



Allerdings kommen gerade im ländlichen Bereich Grenzen der Technologie zum Vorschein. Insbesondere isoliertere landwirtschaftliche Betriebe, die dezentrale Energieerzeuger auf ihren Liegenschaften installiert haben, sind hier zu nennen.

Eine smarte Ortsnetzstation, in der Messdaten aus Mittel- und Niederspannungsnetz zusammenlaufen, konzentriert und ausgewertet und dann automatisiert mit Hilfe unterschiedlicher Technologien zur Steuerung des Verteilnetzes genutzt werden, kann die Auslastungskapazität des Verteilnetzes signifikant erhöhen⁷ (ZVEI; BDEW, 2013). Die dezentralen smarten Ortsnetzstationen können dazu genutzt werden, das Netz hinsichtlich Spannung, Lastfluss und anderen Stellgrößen gemäß den Vorgaben der Netzleitstelle zu steuern. Dementsprechend sollte auch das Netzleitsystem smart werden, um mit Prognosedaten bezüglich Verbrauch und voraussichtlicher Einspeisung genaue Pläne für die automatisierten Funktionalitäten der Ortsnetzstation bereitstellen zu können. Die Kommunikation sowohl zwischen Netzleitsystem als auch zwischen Ortsnetzstationen untereinander kann auf Basis des Standards IEC 61850 funktionieren. Zukünftig könnten smarte Ortsnetzstationen sogar untereinander Schaltermeldungen sowie Informationen zur aktuellen Last- und Netzsituation weitergeben.

⁷ BDEW spricht von 25%



RONTs werden direkt in der Ortsnetzstation verbaut und können laut unterschiedlicher Studien dazu beitragen, 90 Prozent aller Spannungsabweichungen zu beseitigen (ZVEI; BDEW, 2013). Regelbare Transformatoren bilden dabei einen zentralen Baustein der smarten Ortsnetzstation und können in Netztopologien mit häufigen Spannungsproblemen eine Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen. Wichtig ist festzuhalten, dass verteilte Messknotenpunkte im Netz als Eingangsgrößen für die Lastseite und die dezentrale Erzeugung ausreichend sind. Bei der Transformation von der Mittelspannungsebene (10.000 V) in die Ortsnetzebene (400/230 V) kann der Trafo sein Übersetzungsverhältnis automatisch an die aktuellen Netzverhältnisse anpassen. Die Regelung erfolgt in mehreren Stufen, die den gesamten Bereich der gewöhnlich auftretenden Spannungsschwankungen ausgleichen können (siehe DIN EN 50160). Der regelbare Trafo kann auf Grund der Messdaten über die optimale Transformatorstufe entscheiden. Ein regelbarer Trafo kostet heute in etwa zwischen 40 und 50 Tausend Euro und ist damit zwischen 10 und 20 Tausend Euro teurer als ein konventioneller. Die kommunikative Anbindung an die Leitwarte erfolgt über IED (intelligent electronic devices). Über diese Anbindung kann in Störungsfällen die Störquelle schneller gefunden und durch entsprechende Fernwirktechnik sogar behoben werden (geringere Ausfallzeiten und Personalaufwand).

Die Modellregion MeRegio konnte nachweisen, dass durch eine Spannungsregelung in der Ortsnetzstation bei starken Lastwechseln in peripheren Strängen durch schwankende Einspeisung von Photovoltaik-Anlagen die Spannungsschwankungen reduziert und Spannungsbandabweichungen, -verletzungen vermieden werden konnten. Durch den Einsatz einer Spannungsregelung in der ONS wird die

Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT)

Aufnahmekapazität für Erzeugungsanlagen wesentlich erhöht. „Bei einer konstanten Sammelschienenspannung an der Niederspannungshauptverteilung von 400 V kann somit die maximale Spannungsanhebung durch die Erzeugungsanlagen 10 Prozent betragen (anstelle 3 Prozent) (MeRegio, 2013).

Die Modellregion moma konnte in einer Netzsimulation mit 12 interagierenden Verteilnetzzellen exemplarisch zeigen, dass in Kombination von Stufenschaltung der Transformatoren, Blindleistungsbereitstellung und Regelung der Erzeugungsanlagen ein Netzausbaubedarf reduziert werden konnte (moma, 2013). „Die Simulation ergab, dass dadurch eine Netzausbaulösung von etwa 18 Kilometer Kabellänge vermieden werden konnte, die ansonsten zur Einhaltung der Belastungsgrenzen des Netzes hätte eingesetzt werden müssen. Regelbare blindleistungsfähige Wechselrichter“

Direkt an den Erzeugungsanlagen angebrachte steuerbare Blindleistungswechselrichter können dazu beitragen, die Transportleistung, die von den Verteilnetzen erbracht werden muss, zu verkleinern und damit Netzverluste minimieren. Sie können gezielt aktiviert werden, um das Spannungsband einzuhalten, die Spannung zu glätten oder zur Blindleistungskompensation beitragen. Wechselrichter sind inzwischen dazu befähigt, im 4-Quadranten-Betrieb zu agieren, das heißt, sie können Wirkleistung beziehen (1) und ins Netz einspeisen (2) sowie Blindleistung aus dem Netz beziehen (3) und ans Netz abgeben (4).

Diese Eigenschaft ermöglicht es, insbesondere in einer Situation mit Überproduktion aus dezentralen volatilen Einspeisern, das Netz zu entlasten, indem von Wirkleistungs- auf Blindleistungseinspeisung umgeschaltet wird und so einer Spannungsabweichung gezielt vorgebeugt werden kann. Weiterhin können die Messdaten aus den Wechselrichtern als Eingangsgröße für die Automatisierungsprozesse in smarten Ortsnetzstationen integriert werden und die Prognosegüte im Netzleitsystem erhöhen.

Geregelte Blindleistungsbereitstellung reduziert Netzverluste, stützt die Spannung und mindert den Netzausbaubedarf.

Die Spannungshaltung kann deutlich unterstützt werden, wenn an den Einspeisepunkten dezentraler Anlagen dreiphasige Wechselrichter zur Verfügung stehen, die bedarfsweise Spannungsabweichungen durch Blindleistung kompensieren können. Die Steuerung dieser Anlagen erfolgt entweder durch Einstellung von Kennlinien (Q(U) bzw. $\cos \Phi$) oder durch Direktanbindung an die intelligente Ortsnetzstation.

In der Modellregion RegModHarz konnten die Effekte der Spannungshaltung auf Grund voreingestellter Kennlinien oder Spannungsgrenzwerte in Simulationen signifikant nachgewiesen werden. Dabei zeigte sich, dass die Verminderung der Netzverluste bzw. der benötigten Blindenergie bei Anwendung der Q(U)-Methode gegenüber der Steuerung über $\cos \Phi$ (fix) oder $\cos \Phi$ (leistungsabhängig) überlegen ist (RegModHarz, Abschlussbericht, 2013 [1]).

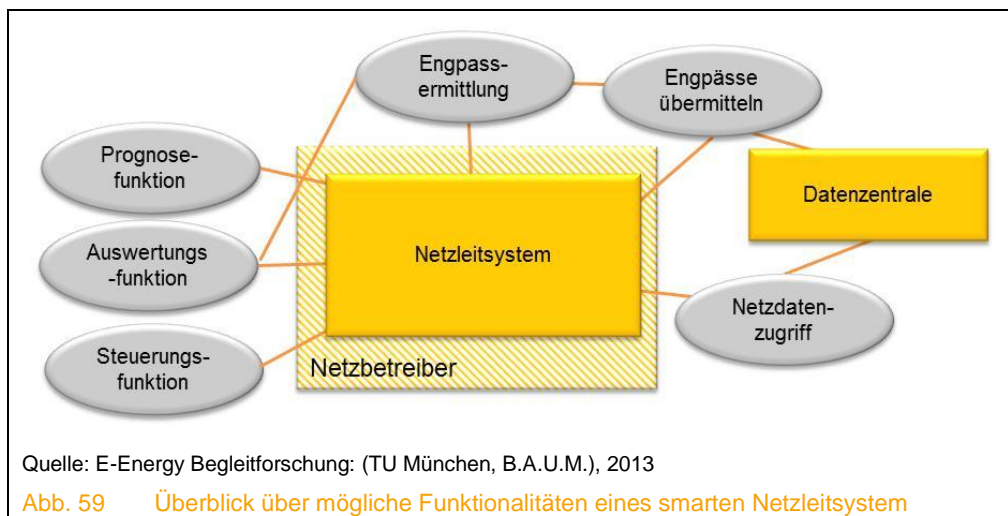
In der Modellregion eTelligence wurde im Feldtest die Blindleistungsbereitstellung durch BHKWs einer Kläranlage erfolgreich erprobt. Entscheidend ist für den Netzbetrieb die Zuverlässigkeit in der Bereitstellung dieser Systemdienstleistung. Am

regionalen Marktplatz konnte Blindleistung noch nicht gehandelt werden, jedoch ergab eine überschlägliche Berechnung, dass für die Bereitstellung von Blindleistung eine mit der Wirkleistung vergleichbare Vergütung bezahlt werden kann (60 €/MWh), wenn dafür wesentliche Netzausbaukosten eingespart werden können (eTelligence, 2013). Allerdings eignet sich für die Blindleistungsbereitstellung nicht der Fahrplan, weil die Prognosen, wann tatsächlich Blindleistung benötigt wird, zu ungenau sind. Somit ist eine Schalloption sinnvoller.

In der Modellregion moma konnten Simulationen zeigen, dass auf Grund ausreichender Netzkapazitäten kein Netzausbau aufgrund weiterer Einspeisung notwendig wäre. Die benötigte Blindleistungseinspeisung könnte sogar gesenkt werden: „Ein Vergleich zeigte, dass in diesem Fall eine um 46 Prozent niedrigere Einspeisung von Blindleistung nötig war, da diese nun gezielt geregelt wurde“ (moma, 2013).

3.2.4 Netzleittechnik und Kommunikationsinfrastruktur

In fast allen Modellregionen wurden neue Konzepte für smarte Netzleitsysteme getestet (E-DeMa, 2013; eTelligence, 2013; MeRegio, 2013; moma, 2013; Mariam Khattabi, 2012). Abb. 59 zeigt eine vereinfachte, Modellregionen-übergreifende Darstellung von zentralen Funktionalitäten eines smarten Netzleitsystems.



Die Automatisierung von Steuerungsprozessen bereits auf der Ortsnetzstationsebene ist ein probates Mittel, um der zunehmenden Komplexität der Steuerung von Verteilnetzen zu begegnen. Die Netzleitung ist dabei zunehmend auf zuverlässige Kommunikationsprozesse angewiesen.

Die Aufgaben eines smarten Netzleitsystems umfassen das Monitoring von Netz, Einspeise- und Verbrauchsdaten sowie deren Auswertung und Umsetzung in Steuerungssignale. Daten, die nicht über die Messtechnik in Ortsnetzstationen erfasst werden können, jedoch für eine Optimierung des Netzes notwendig sind, müssen einbezogen und ausgewertet werden. Zu diesen Daten gehören z. B. Schaltzustände, Abgangsströme sowie Spannung an wichtigen Netzknotenpunkten. Diese werden vom Netzleitsystem erhoben und an dieselbe Datenbank weitergeleitet, in der auch die Daten aus den Ortsnetzstationen abgespeichert sind. Das Netzleitsystem kann für die Analyse des Netzzustandes auch Smart-Meter-Daten aus einzelnen oder aggregierten Objektzellen hinzuziehen. Damit diese Daten zuverlässig und vollständig in der erforderlichen Auflösung zur Verfügung stehen, haben die Modellregionen diese Daten beim Verteilnetzbetrieb gesammelt und die Informations-, Kommunikations-, und Dienstplattform dort angesiedelt.

Zum Netzleitsystem gehört ebenfalls eine Planungs- bzw. Steuerungsfunktion, die die verfügbaren (Netz)Daten zunächst verarbeitet und dann in genaue Prognosen bezüglich der zu erwartenden Wirk- und Blindleistungsflüsse day-ahead und intra-day wandelt.

Die Modellregion E-DeMa stellte während der Feldtests fest, dass bereits durch die Messungen in Haushalten und die Prognosen über die Adaption von Verbrauchsverhalten auf Grund von neuen Tarifen oder Feedbackmechanismen Prognosen über die Last an einzelnen Knotenpunkten verbessert werden können. Auf Basis der Planungsfunktion und ihrer Prognosen kann das Netz so aktiv und konkret auf die Bedürfnisse des Tages oder des folgenden Tages gesteuert werden.

Im Falle der Modellregion E-DeMa spielen darüber hinaus die neuen in den Ortsnetzstationen verbauten Schutzgerät- und Kurzschlussanzeiger-Komponenten sowie das Leitsystem tragende Rollen. Das Netzleitsystem erhält detailliertere und zeitgenaue Daten aus den Netzabschnitten und kann somit die Fehler schneller isolieren und beseitigen.

In der Modellregion MeRegio gelang es, bereits Stunden vor ihrem tatsächlichen Eintreten potenzielle Netzengpässe vorherzusagen und andere Akteure einzubinden, um marktgetrieben und aktiv dem drohenden Netzengpass vorzubeugen (siehe Abb. 62). So wurde mit dem Netzengpassmanagement über das Melden und die Verarbeitung von sog. Priosignalen eine weitere neue Funktion für (Verteil-)Netzleitsysteme geschaffen. Weiterhin kann das Netzleitsystem Fehler ONS-genau orten und bei ausreichender Automatisierung die Wiederversorgung der vom Fehler betroffenen Netzabschnitte anleiten.

In der Modellstadt Mannheim wurde ein Ansatz quasi-verteilter Netzleitsysteme für einzelne Verteilnetzzellen gewählt. Die sog. Netzautomaten erfassen Messwerte im Verteilnetz in Echtzeit und gleichen sie mit Sollwerten ab. Kommt es zu einer Verletzung der Sollwerte, kann der Netzautomat aktiv gegensteuern, indem er sich optimierter Steuersignale bedient.

In der Modellregion eTelligence beispielsweise gibt es bereits einen IKT-basierten Marktplatz oder eine andere Form von Handelsmechanismus, an dem lokale Produkte gehandelt werden. Hier stellen der bereits angebaute oder getätigte Handel sowie die Fahrpläne von dezentralen Erzeugern oder größeren Verbrauchersaplikationen eine wichtige Eingangsgröße für das Netzleitsystem dar.

Wesentliche Erkenntnisse und Fragestellungen für die Zukunft:

- Die Verbesserung der Prognosen hat sich in allen Modellregionen als Erfolgsfaktor für eine effiziente Betriebsplanung und Netzführung herausgestellt. Hier können Echtzeitmessungen zunehmend auf die hinreichenden Daten beschränkt werden.
- In Bezug auf das Zusammenlaufen unterschiedlichster Daten im Netzleitsystem gehört, dass eine umfassende Erhebung immer auch daten(schutz)-rechtliche Konsequenzen hat. So macht vor allem das E-DeMa Konsortium darauf aufmerksam, dass, sofern zum Beispiel im Sinne von Netzqualitätsmonitoring an einzelnen Abschnitten des Verteilnetzes Messdaten erhoben werden, die auf das Verbrauchsverhalten der dort ans Netz angeschlossenen Kunden

hindeuten, Datenschutzprobleme entstehen können. Diese Problematik wird bisher noch nicht durch regulatorisch oder rechtlich behandelt, so dass Spezifizierungs- und Handlungsbedarf besteht (E-Energy Fachgruppe Recht, 2012).

- Die Standardisierung über IEC61850 ist unabdingbar für kosteneffiziente Vernetzung aller beteiligten Betriebsmittel und die Zugänglichkeit Dritter.
- Zunehmend werden auf Verteilnetzebene Aufgaben des aktiven Netzmanagements wahrzunehmen sein, wie sie bisher auf Übertragungsnetzebene erforderlich waren. Analyse-, Prognose und Simulation ermöglichen es nicht nur, einen stabilen Netzbetrieb (nach unten), sondern auch verlässliche Fahrpläne mit den übergeordneten Netzebenen zu vereinbaren und damit auch dort Netzinfrastrukturkosten (Ausbau, Regelenenergiebeschaffung etc.) einzusparen.

3.2.5 Systemgeführte Ein- und Ausspeisung

Durch die Beeinflussung der Ein- und Ausspeisung können weitere erhebliche Netzkapazitäts-erweiternde Effekte erreicht werden. Das Erzeugungs- und Verbrauchsmanagement an sich, das zu unterschiedlichen Zwecken und mit unterschiedlichen Mitteln vorgenommen werden kann, wird in den folgenden Kapiteln näher beschrieben. An dieser Stelle werden nur kurz die Netz-seitigen Effekte einer systemgeführten Beeinflussung beschrieben.

Die Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien erfolgt in der Regel wetterabhängig und passiert daher lokal mit hohen Gleichzeitigkeiten (in einem Dorf scheint auf alle PV-Dachflächen gleichzeitig die Sonne oder alle sind gleichzeitig von einer Gewitterwolke betroffen). Die Verteilnetze sind aber aus ihrer bisherigen Versorgungsaufgabe von Verbrauchern heraus auf geringere Gleichzeitigkeiten ausgelegt.

Sofern die Anschlussleistung der Netze auf die vollständige Aufnahme der Einspeiseleistung ausgelegt werden soll, gilt hierfür die maximal denkbare Einspeisespitze aller am jeweiligen Netzstrang angeschlossenen Erzeugungsanlagen.

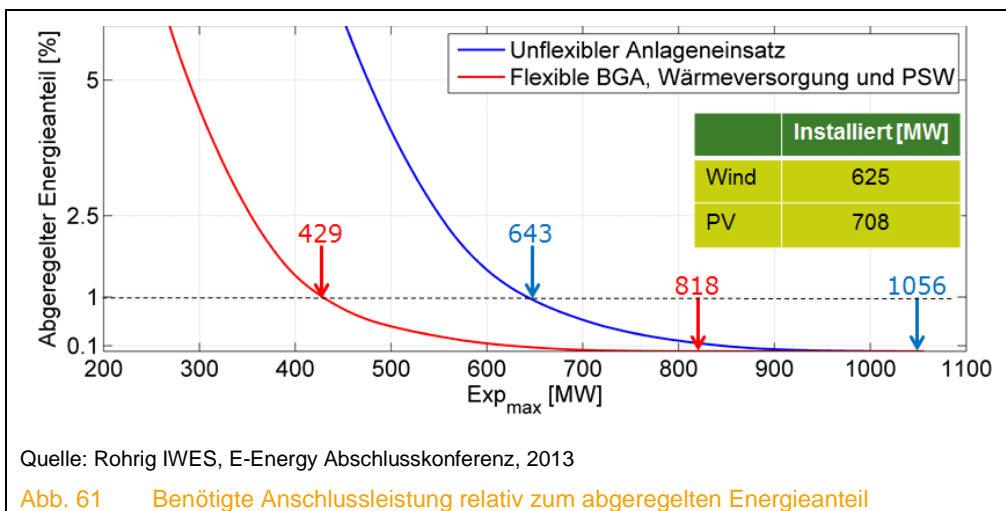
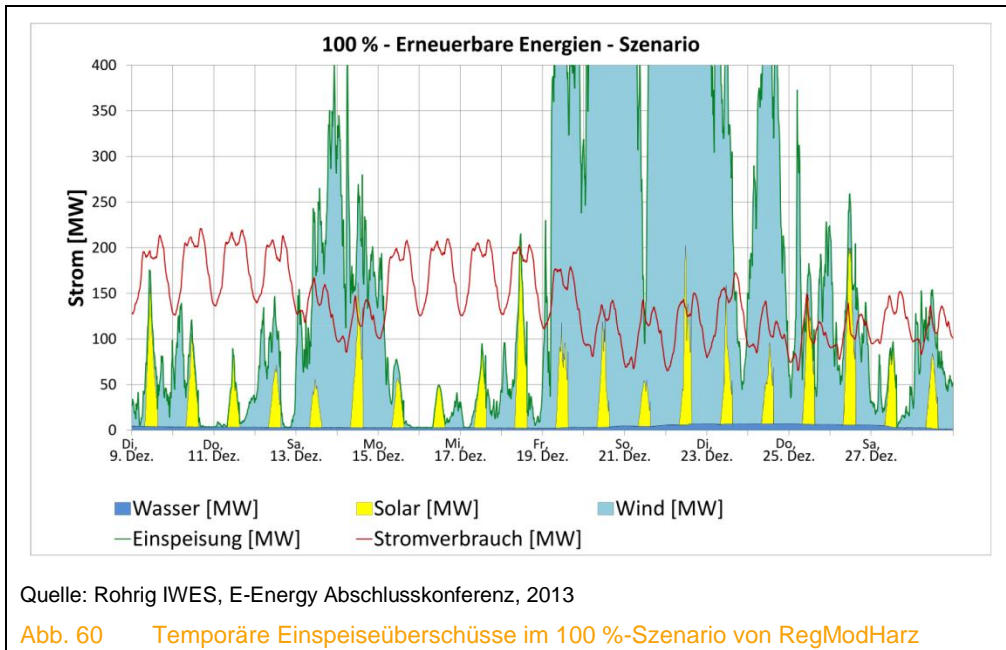
Bei einer Optimierung der Netzkapazität, also einer Auslegung der Aufnahmekapazität auf die wesentliche erzeugte Menge, müsste auf einen Erzeugungsteil, der nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand integriert werden könnte, verzichtet werden oder dieser könnte anderweitig verwendet werden (Eigenverbrauch, lokale Wandlung/Speicherung als Wärme oder Gas).

Als Ergebnisse aus RegModHarz seien hier als Beispiel für die bemerkenswerten Auswirkungen von Abregelung und flexiblen Anlageneinsatz die Simulationen des IWES erwähnt, die eine Halbierung der notwendigen Anschlussleistung der Region durch die Abregelung von wenigen Prozent Energie nachweisen konnten: Bei Abregelung von erzeugungsseitiger Spitzenlast und dem damit verbunden Energieverlust von 1 Prozent kann die Anschlussleistung im Falle eines 100%-Szenarios an Erneuerbaren um 40 Prozent reduziert werden. Bei gleichzeitigem flexiblem Anlageneinsatz (Verbrauchsmanagement und Erzeugungsmanagement) konnte die Anschlussleistung sogar um 60 Prozent reduziert werden.

Die Infrastruktur gewinnt neben der Verteilung noch die Funktion eines sog. „Flächenkraftwerks“ hinzu, inkl. der Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Blindleistungsbereitstellung kann auch aus der Fläche passieren, indem flexible Anlagen verlässlich angesteuert werden.

Abregelung von Einspeisespitzen und systemgeführtes Erzeugungsmanagement



In Abb. 61 wird eine Rechnung, die innerhalb von RegModHarz zur erweiterten Anschlussleistung bei leicht abgeregelter Energiemenge durchgeführt wird, erläutert:

Verzicht auf Erzeugungsspitzen schafft erhebliche Netzkapazität für weitere Anschlüsse.

„Durch die Abregelung weniger Erzeugungsspitzen und ein regionales Energiemanagement kann die Anschlussleistung der Region an das Übertragungsnetz deutlich reduziert werden. Aus den Eckdaten der Ausbauszenarien für die Region könnte geschlossen werden, dass man das Netz so weit ausbauen sollte, um die maximale Residuallast übertragen zu können. Durch regionales Energiemanagement und durch geringe Abregelungen kann die Kapazität der Netze erheblich reduziert werden. Bei Konfiguration 1 wird kein regionales Energiemanagement durchgeführt. Bei Konfiguration 2 werden die KWK- und Biogasanlagen sowie das Pumpspeicherwerk (80 MW) für ein regionales Energiemanagement genutzt. Dadurch reduziert sich die maximale Anschlussleistung um 228 MW. Durch Reduktion der Einspeiseleistung lässt sich bei einer Energieeinbuße von 1 Prozent die regionale Anschlussleistung ohne regionales Energiemanagement auf 643 und mit

auf 429 reduzieren. Das bedeutet, dass ein regionales Energiemanagement die Übertragungsnetze erheblich entlasten kann.“ ((RegModHarz, 2013 [2])

Ähnliche Ergebnisse haben auch Berechnungen der EWE ergeben, nach denen durch eine 5 Prozent Abregelung eine Verdopplung der Netzanschlusskapazität erreicht werden könnte⁸ (EWE, 2013).

Zum Erzeugungsmanagement gehört neben der Beeinflussung der Wirkleistungseinspeisung ebenfalls die oben bereits beschriebene netzorientierte Bereitstellung von Blindleistung.

Mit dem EnWG ist der Netzbetreiber befugt, den Transport von Lasten im temporär roten Bereich zu unterlassen, wenn die Netzstabilität gefährdet ist. Die Verteilnetze sind in der Vergangenheit auf die Verbrauchs-seitigen Lastprognosen ausgelegt worden⁹. Für die Kappung von Lastspitzen bei relevanten Verbrauchern bestehen bereits statische Steuerungsmechanismen über differenzierte Netzentgelte. Im Zusammenhang mit der Integration erneuerbarer fluktuierender dezentraler Einspeisung ist weniger die Belastung (bzw. Glättung) bei Verbrauchsspitzen relevant, sondern aus Sicht des Netzbetreibers vielmehr die Möglichkeit, durch aktive Beeinflussung der Verbrauchszeiten lokal eine Anpassung der Lastkurve vornehmen zu können. Netzengpässe oder Spannungsprobleme können somit durch das Zuschalten von Lasten lokal behoben werden.

Die Netzsimulationen aus MeRegio zeigen die neuen Möglichkeiten zum aktiven Netzmanagement besonders gut auf. Hier wurde in einem PV-intensiven peripheren Netzabschnitt bei hoher Sonneneinstrahlung ein Spannungsproblem prognostiziert und durch das **Zuschalten** von Verbrauchern über ein Prioritätensignal antizipiert/entschärft. Diese Interventionen können nur auf Basis netzknotenscharfer Simulationen mit entsprechend genauen Last- und Einspeiseprognosen erfolgen. Die Steuerung erfolgte mittels Prioritätensignal (siehe Kap. 3.3.1.2.4 Verbrauchsmanagement).

Abb. 62 dient zur Veranschaulichung des Engpasses aus dem Netzleitsystem (rote Zonen) sowie der entsprechenden technischen Information, die der MeRegio-Marktplatz für eine Bewertung der Angebote zur entgegenwirkenden Laststeuerung im Szenario Prioritätensignal verarbeitet.

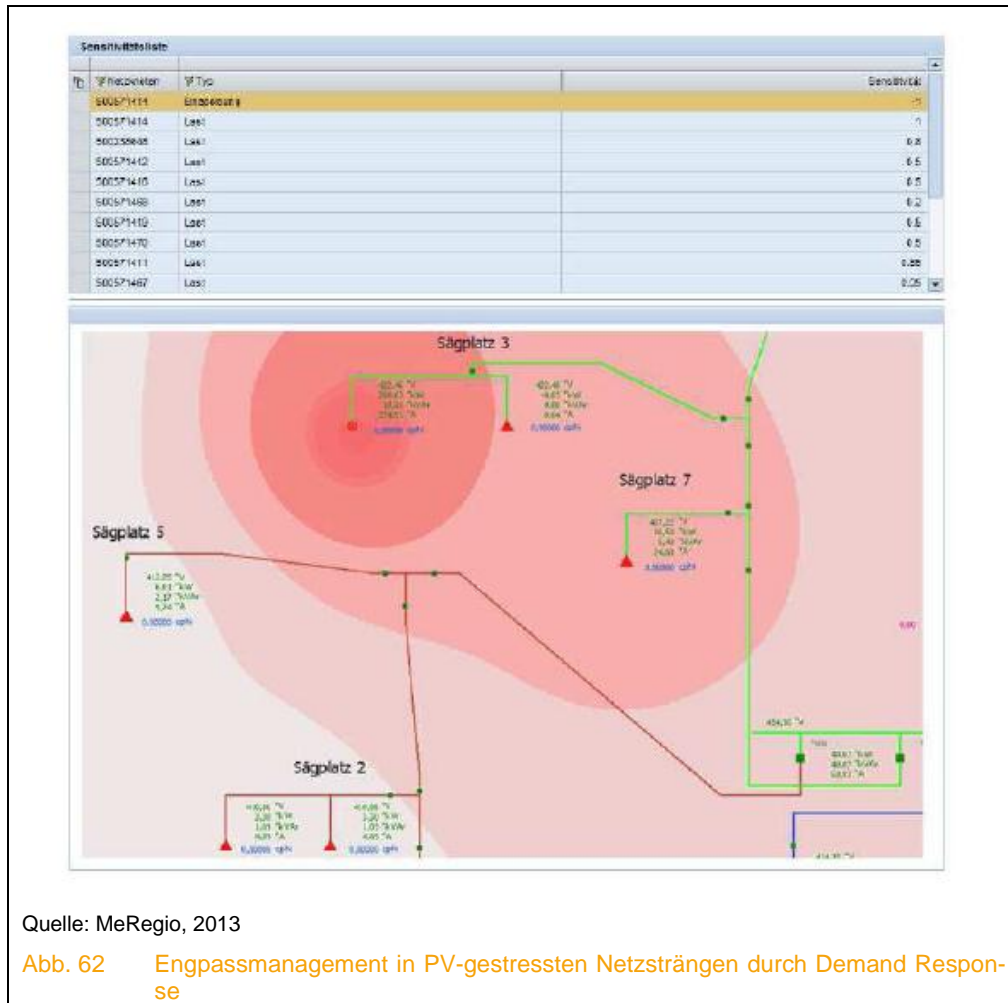
Die Empfehlung der E-Energy-Fachgruppe Recht und einigen Modellregionen, künftig basierend auf dem §14 EnWG das Abschalten, Drosseln und Zuschalten (bzw. Wiedereinschalten) von Lasten gegen reduzierte Netzentgelte anzubieten, wird derzeit in der in einer sog. „Lastmanagement-Verordnung“ verhandelt.

Abwurf von Lastspitzen und systemgeführtes Verbrauchsmanagement Mehr Sensorik und Aktorik in Netz und Ortsnetzstationen ermöglichen aktives Netzmanagement.

Spannungsbandverletzungen kann durch Demand Response vorgebeugt werden

⁸ Mit neuen Rahmenbedingungen die Energiewende erfolgreich fortsetzen, siehe (EWE, 2013)

⁹ In Zukunft können mittelfristig nach 2020 durch lokale und zeitliche Konzentration von Ladevorgängen für Elektroautos bisher nicht berücksichtigte Lastspitzen auftreten, die durch gesteuertes Laden entschärft werden können, vgl. hierzu Abschlussbericht zu IKT für Elektromobilität, 2012)

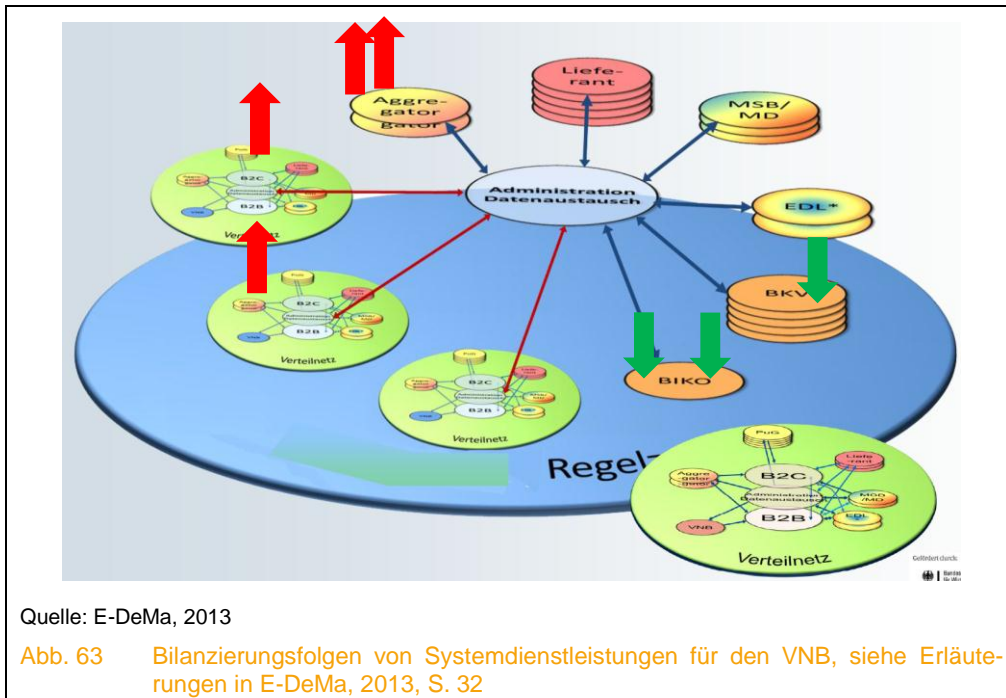


Erkenntnisse aus E-DeMa zeigen, dass die Beeinflussungssteuerung durch den VNB zwei Ausprägungen (E-DeMa, 2013) hat:

- Abruf von Flexibilitäten über einen Aggregator
- Einstellung von Preissignalen auf einem Marktplatzsystem

Hierbei werden Summensignale oder Fahrpläne des Verteilnetzbetreibers vom Aggregator in Einzel-Sollwerte/Fahrpläne für die kontrahierten Last- oder Einspeise-Flexibilitäten umgesetzt, um Grenzwertverletzungen zu beheben oder Netzverluste zu minimieren. Über ein Marktplatzsystem kann der Netzbetreiber die Beeinflussungssteuerung anhand bestehender Verträge, offener Angebote und Nachfragen zu Standard- und Sonderprodukten direkt vornehmen.

Sofern Systemdienstleistungen (insofern auch netzorientierte Schaltungen durch Prioritätensignale oder mittels Aggregatoren oder Marktplätzen) Fahrplanabweichungen bei den Lieferanten im Bilanzkreis zur Folge haben und daher beim ÜNB/Bilanzkreis Koordinator/Regezoneführer nicht prognostiziert waren, muss die Bereitstellung von Ausgleichsenergie in einem künftigen ökonomischen Aushandlungsprozess Berücksichtigung finden (E-DeMa, 2013).



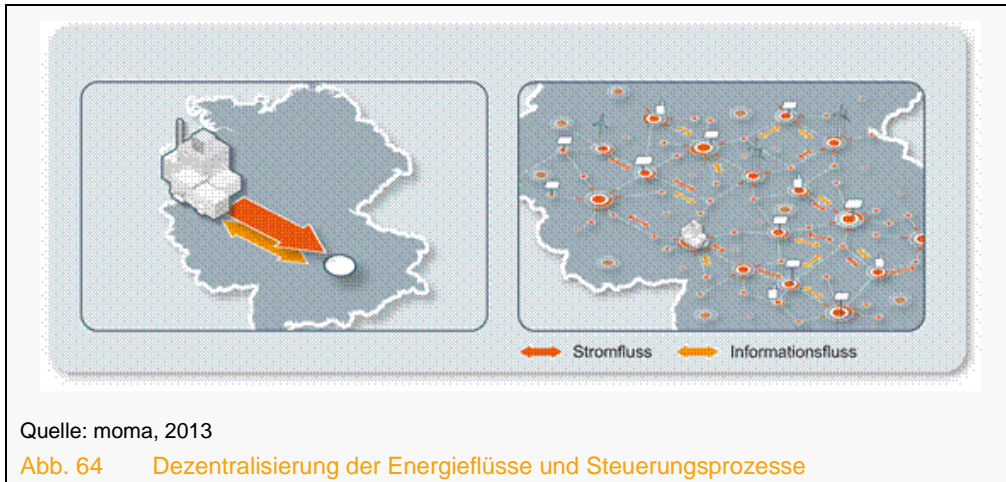
3.2.6 Dezentrale Systeme (und Ausgleichsmechanismen)

Mit der Einbindung vielfältiger dezentraler Prosumer in ein energiewirtschaftliches Netz ändern sich die Anforderungen der Steuerung des Gesamtsystems grundlegend.

Dazu müssen Netze der Nieder- und Mittelspannungsebenen mit zusätzlicher Sensorik, Aktorik und Intelligenz ertüchtigt werden, damit Spannungs- bzw. Netzqualitätsprobleme lokal gelöst und somit besser planbar in die Übertragungsnetze eingebunden werden können; für diese „fahrplanmäßige“ Betriebsweise müssen Anreize bestehen. Der Netzbetrieb kann auf diesen Ebenen teilautomatisiert werden.

„Die steigende Komplexität dezentraler Energiesysteme und vernetzter Energieflüsse ist nicht mehr durch eine alleinige Systemverantwortung zu beherrschen, kann jedoch durch die Zerlegung in kleinere Systeme als eigenständige Regelkreise mit einer beherrschbaren Komponentenzahl reduziert werden. Ein **zellulares Steuerungskonzept** für Energienetze unterstützt **zentrale und dezentrale Verbundenheit**, Abstimmungen zwischen Netzen, regionale Markt- und Netzmechanismen herzustellen sowie **Informationssicherheit und Datenschutz** im Netz zu gewährleisten“ (moma, 2013).

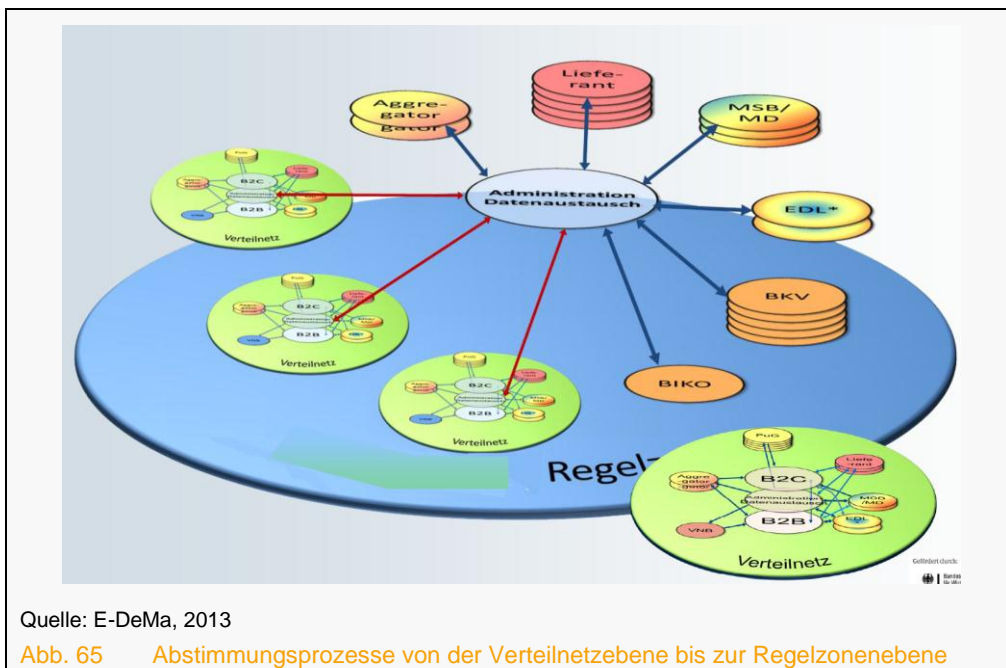
Prinzipiell können nach diesem „System-of-System“-Ansatz Regelungsprozesse (Netzsteuerung, Ausgleich) auf verschiedenen Ebenen erfolgen. Als kleinste Regeeinheit (Zelle) ist in den Modellregionen die „intelligente“ Liegenschaft Objekt gewählt worden). Hier können Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsprozesse bereits miteinander abgeglichen werden, bevor die Zelle in den Energieaustausch mit dem System tritt.



Quelle: moma, 2013

Abb. 64 Dezentralisierung der Energieflüsse und Steuerungsprozesse

Auf der Ebene des Verteilnetzes ergeben sich weitere Zwischenstufen, auf denen teilautomatisiert geregelt werden kann (siehe Kap. 3.2.3). Das Verteilnetz kann somit in verschiedene Regelkreise aufgegliedert werden (Verteilnetzzellen). Mit dieser Strukturierung und subsidiären Zuweisung von Regelungsaufgaben einer verteilten Netzführung wird auch im Sinne der Erhaltung des nationalen und europäischen Verbundsystems nicht die Verinselung angestrebt, sondern das sinnvolle Entflechten von Ausgleichs- und Regelungsaufgaben.



Quelle: E-DeMa, 2013

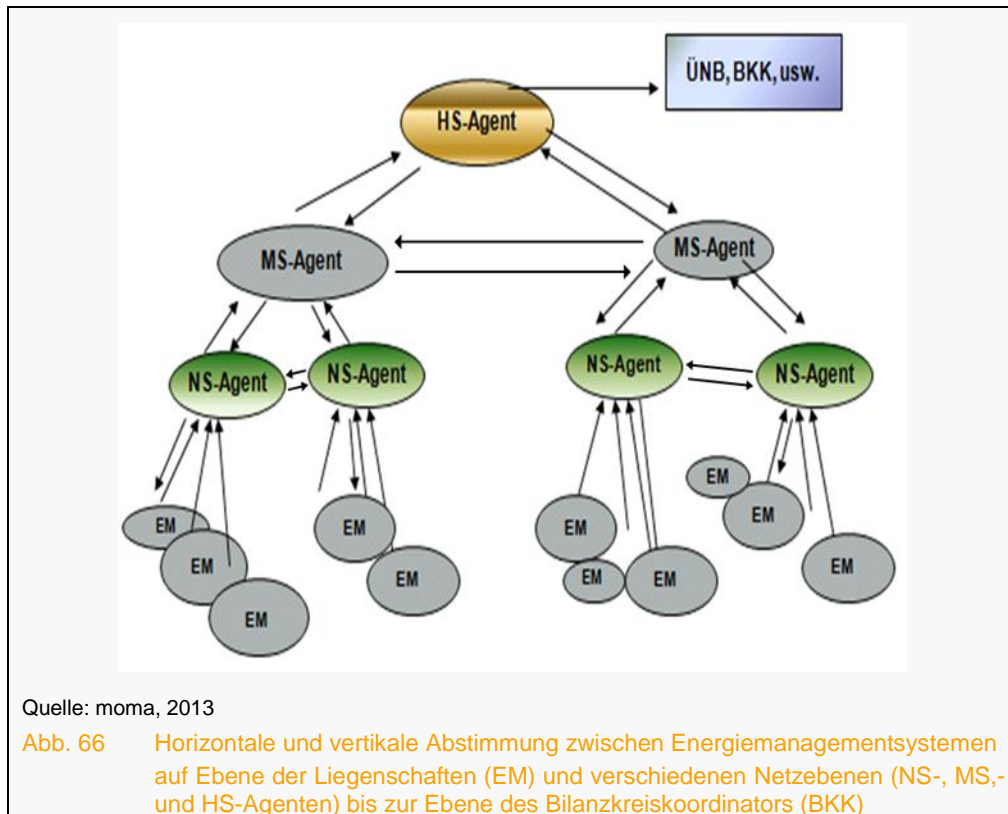
Abb. 65 Abstimmungsprozesse von der Verteilnetzebene bis zur Regelzonenebene

Der verbleibende Ausgleichsbedarf (Überschüsse/Unterschüsse) kann idealtypisch sowohl horizontal zwischen den Verteilnetzzellen geschehen als auch hierarchisch über Leitwarten koordiniert werden. Das Steuerungsprinzip setzt sich oberhalb der Verteilungsnetzebene fort. Im Zusammenspiel zwischen Verteilnetz und Übertragungsnetz können notwendige netzstützende Interventionen knotenschärfer allottiert werden und das Verteilnetz als solches verfügt über ein Repertoire eigener Interventionsmöglichkeiten zur Einhaltung von Fahrplänen (Vermeidung von Sys-

Der (teilautomatisierte) Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch bereits auf Steuerungsebenen wie Intelligenten Liegenschaften, Microgrids und teilautomatisierten Netzsträngen entlastet den Steuerungsaufwand auf Ebene der Leitwarten. Der sinnvolle Beitrag zur Gesamteffizienz des Systems bedeutet nicht Autarkie, sondern die Ausgleichsoptimierung durch horizontale und vertikale Abstimmungsprozesse.

Der zunehmenden Steuerungskomplexität kann durch die subsidiäre (teilautomatisierte) Lösung dezentraler Probleme begegnet werden.

temdienstleistungen und Ausgleichsenergie). Eigenständigkeit, Verbundenheit und Interaktion äquivalenter Systeme stellen dabei die Grundlage für eine synergetische Entwicklung auf eine gemeinsame Zielfunktion z. B. Residuallast-Minimierung dar. Als Führungsgröße sind sowohl Preissignale (marktbasiert) als auch technische Steuerungssignale (netzorientiert) geeignet, die ggf. auf Marktplattformen artikuliert werden oder durch sog. „Agenten“ interpretiert, ausgewertet und in Schalthandlungen für die jeweilige Zellebene übersetzt werden.



Abschließend seien hier einige systemtheoretische Überlegungen aus dem Ergebnisbericht der Modellregion moma zitiert¹⁰:

„Entsprechend dieser Überlegungen erfolgte in moma die Wahl eines zellularen Ansatzes zur Netzwerk-Steuerungstopologie, wobei der Begriff der Zelle einerseits auf das selbstoptimierende Gebäude mit dem Energiebutler als Automat im BEMI-System sowie auf Netzregionen mit jeweils einem Netz- und zugeordneten Marktautomaten als Instanzen von Marktakteuren innerhalb einer Netzstation dieser Region angewendet wird. Im moma-Projekt wird dieses Vorgehen im Niederspannungsbereich untersucht. Grundsätzlich sind aber zellulare Strukturen auch in Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsbereichen mit einer hierarchischen Abstimmung zwischen den Spannungsebenen definierbar.“ (siehe Abb. 31).

¹⁰ Für die umfassenden Erläuterungen siehe (moma, 2013, S. 144 ff)

Eine wirtschaftliche Umsetzung erfordert wiederum die Automatisierung von Prozessen. Deshalb wird vorgeschlagen, jeden Regelkreis mit Automaten für Netz- und Marktaufgaben zur Prozessabwicklung auszustatten. Daraus resultiert das Konzept der verteilten Verteilungsnetzautomatisierung. Hierbei erfolgt die Zerlegung von bisher als Gesamtheit zentral geführten Netzen in selbständige aber verbundene Regelkreise mit der automatisierten Abbildung energiewirtschaftlicher Grundprozesse im zugeordneten Regelkreis sowie die definierte Interaktion mit benachbarten und übergeordneten Netzregionen aber auch mit den Kundenliegenschaften. Die Verbindung von Zellen wird dadurch hergestellt, dass die Regelungssysteme in den Zellen durch lokale Messungen, Informationen über Zustände in anderen Zellen sowie gemeinsame externe Parameter sowohl zur lokalen Optimierung in der Zelle aber auch zum synergetischen Zusammenwirken als Gesamtsystem angereizt werden. Damit entsteht ein Informations- und Energieaustausch zwischen den Zellen, der für ein selbstoptimierendes Gesamtsystem sorgen soll.

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

Dezentralisierung des Netzbetriebs bedeutet nicht zwangsläufig Inselbetrieb. Die Entflechtung von Steuerungskreisen kann aber zur Systemstabilität beitragen.

3.3 Verbrauchsmanagement

Das Verbrauchsmanagement in Haushalten war eine der zentralen Anwendungen, die im Rahmen aller sechs E-Energy Modellregionen entwickelt und getestet wurde.

Grundsätzlich muss zunächst festgehalten werden, dass vor allem die Aktivierung der Verbraucher, mithin auch die Rekrutierung von Kunden für die Feldtests sich in allen Modellregionen weitaus schwieriger gestaltete als in der Antragsphase angenommen. Der dem Kapitel Verbrauchsmanagement folgende Exkurs „Produktattraktivität und Kundenrekrutierung“ beschäftigt sich daher eingehend mit der Aktivierung und Rekrutierung der Feldtestkunden sowie mit der Kommunikation über die Laufzeit des Feldtests.

Allerdings zeigen die Modellregionen deutlich auf, dass sich die Weise, auf die Verbrauchsmanagement innerhalb eines smarten Energiesystems ausgestaltet werden kann und mit welcher Wirkungsrichtung es eingesetzt wird, stark unterscheidet.

Die quantitativen Effekte lassen sich unterscheiden in

- **Einsparung:** Reduktion von Stromverbrauch (in Prozent zum Referenzzeitraum oder Referenzkunden)
- **Verbrauchsverlagerung:** prozentuale Verlagerung von Energieverbrauch während des Tages (im Vergleich zur Referenzlastkurve des Haushaltes oder vergleichbarer Kundengruppen nicht Standardlastprofil)

- **Lastverschiebung:** prozentuale Verschiebung von Last aus einer Tarifzone in eine andere
- **Preiselastizität:** Verschiebung von Energieverbrauch aus einer Tarifzone in eine andere relativ zur Preisdifferenz als Koeffizient

Auch die Akteure, die im Bereich des Verbrauchsmanagements tätig werden, können von Fall zu Fall differenziert involviert sein.

So muss nicht nur zwischen dem konkreten Mittel zur Einbeziehung von Verbrauchern – ob Tarif, Feedback oder vertraglich basierte Schloption - unterschieden werden, sondern auch bezüglich der Verbindlichkeit. Dieser Verbindlichkeit kann durch unterschiedliche IKT-Infrastrukturen am Netzrand Rechnung getragen werden. Um Kunden durch detailliertes Feedback in ihrem Verbrauchsverhalten zu beeinflussen, ist keine Automatisierung nötig. Die Adaption des Verhaltens erfolgt manuell. Auch einfache zeitvariable Tarife, deren Stufen sich ihrer zeitlichen Verteilung über den Tag und deren Bepreisung gar nicht oder nur selten ändern, können ohne Probleme ohne in-house Automatisierungstechnik umgesetzt werden. Je komplexer die Tarife und dynamischer die Anforderungen an die Adaption des Verhaltens werden – vor allem im Falle einer kurzfristig erforderlichen Mobilisierung von viel Flexibilität, desto mehr wird eine automatisierte Schaltung von Verbrauchersaplikationen erforderlich.

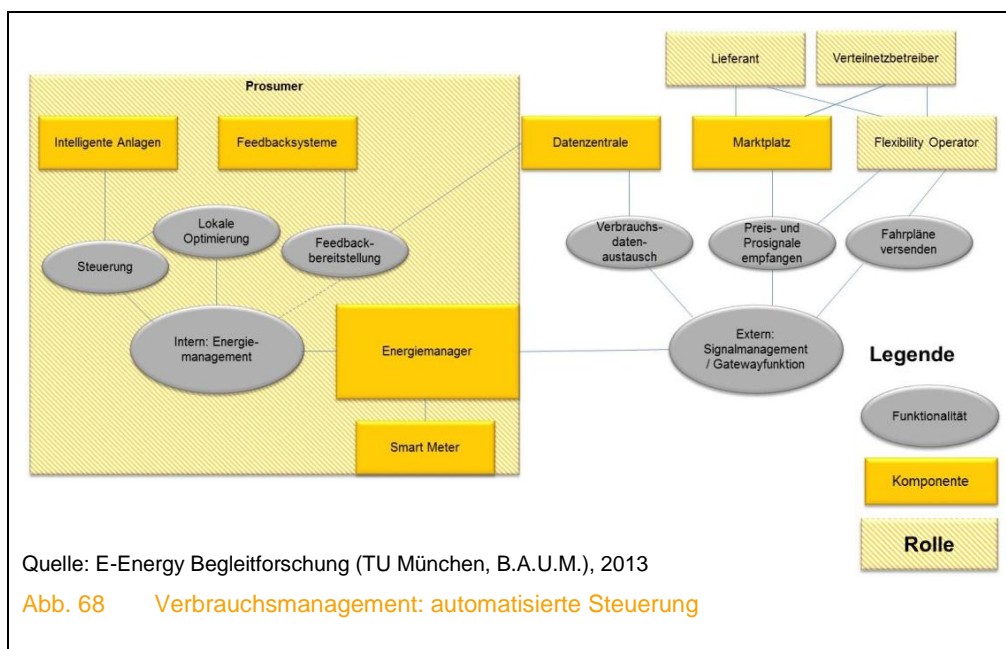
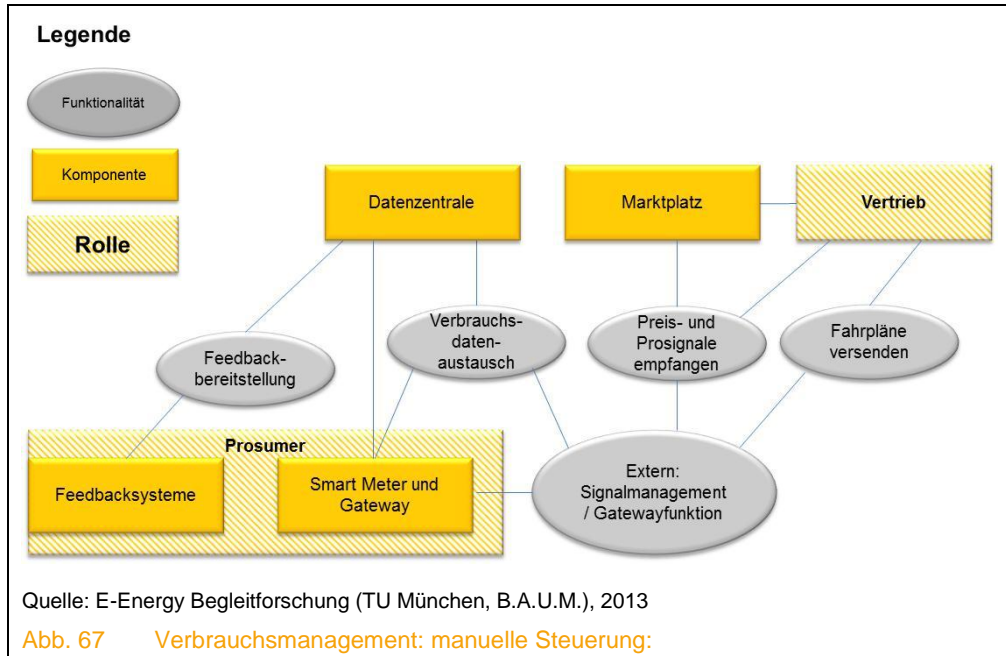
Über Feedback oder einfache Tarife kann eine Bewusstseinschaffung beim Kunden darüber erfolgen, dass in einem auf Erneuerbaren Energien basierenden System, Energie nicht immer vollumfänglich und zu den gleichen Kosten zur Verfügung stehen kann. Außerdem können bereits mit einfachen Tarifen Vorteile in der Beschaffung vom Vertrieb an den Kunden durchgereicht werden. Auch Effizienzsteigerungen in Haushalten und im Gewerbe können durch recht einfache Maßnahmen wie ein Verbrauchsmonitoring und leicht umsetzbare Anreize erfolgen. Hier setzen vor allem die Vorpiloten von moma, MeRegio und Smart Watts, aber auch die Feldversuche von eTelligence und E-DeMa an. Gerade bei Kunden, die bisher noch wenig oder gar kein Wissen über die Zusammenhänge im Energiesystem haben, kann eine manuelle Kontrolle beim Verbrauchsmanagement Vorteile mit sich bringen und einen Lernprozess anstoßen, der für die Akzeptanz später installierter automatisierter Lösungen vorteilhaft werden kann. Dieser Gedanke wird im diesem Kapitel folgenden Exkurs zum Thema Produktattraktivität und Kundenrekrutierung weiter ausgeführt.

Wenn das Verbrauchsmanagement netzdienlich eingesetzt werden soll, wird die kurzfristige und umfangliche Abrufbarkeit von Flexibilität im Verbrauch wichtig. Hier wird eine Automatisierung des Verbrauchsmanagements perspektivisch unumgänglich. Automatisierungslösungen wurden in den Modellregionen E-DeMa, MeRegio, moma, RegModHarz und SmartWatts umgesetzt.

Abb. 67 sowie Abb. 68 zeigen schematisch die an den zwei Grundtypen von Verbrauchsmanagement beteiligten Komponenten und notwendigen Funktionalitäten sowie involvierten Rollen. Die schematischen Darstellungen wurden auf Basis einer Modellregionen-übergreifenden Betrachtung des Verbrauchsmanagements deduziert. Sie können daher nicht die genauen Verbrauchsmanagementabläufe jeder Modellregion ganzheitlich abbilden, aber einen Eindruck vermitteln, welche

Einsparungen und Lastverschiebung mit manuellen Methoden

Komponenten, Rollen und Funktionalitäten sich grundsätzlich entwickelt haben und in welchen Beziehungen sie zueinander stehen.



Beim manuellen Verbrauchsmanagement kommt es darauf an, eine genaue Messung des tatsächlichen Verbrauchs in den Haushalten zu ermöglichen, um eine genaue Abrechnung zu erreichen und Verbrauchsänderungen auf Grund von unterschiedlichen Anreizregimen nachhalten zu können. Grundsätzlich sind hier auch andere Möglichkeiten der Umsetzung als ein Rollout von Smart Metern denkbar. In den E-Energy Modellregionen wurden jedoch zu diesem Zweck ausschließlich Smart Meter eingesetzt und zusammen mit einem Kommunikationsgateway bei den Feldtestkunden verbaut. Die Anreize z. B. in Form von Preissignalen können

Insgesamt wurden im Rahmen von E-Energy über 2.500 Smart Meter eingesetzt.

direkt an den Smart Meter gesendet, aber auch mit Hilfe von Feedbackinstrumenten verdeutlicht werden. Sie werden in diesem Fall von keiner technischen Komponente umgesetzt, sondern müssen vom Kunden direkt wahrgenommen und in eigene Handlungen übersetzt werden.

Innerhalb von E-Energy waren in Haushalten bei rein manuell umgesetzten Anreizen durchschnittlich zwischen 3 und 10 Prozent Verschiebung und zwischen 0 und 20 Prozent Einsparung möglich.

Allerdings gilt es hier die Ergebnisse differenziert zu betrachten. In Bezug auf Verbrauchsverlagerungen sind mit Event-Tarifen mit unregelmäßig auftretenden Tarifevents, die sich durch eine besonders hohe Preisspreizung auszeichnen, Verbrauchsverlagerungen von bis zu 30 Prozent nachgewiesen worden. Darüber hinaus haben auch die Gewohnheiten der Menschen starken Einfluss auf das erzielte Ergebnis, so dass vor allem am Freitagnachmittag – eine Zeit mit hoher Anwesenheit der Bewohner im Haushalt - größere Lastverschiebungen beobachtet werden konnten. In MeRegio waren am frühen Freitagnachmittag auch mit einem normalen dreistufigen zeitvariablen Tarif Lastverschiebungen von bis zu 19 Prozent möglich. Dem entgegen steht das besonders geringe Verlagerungspotenzial an Sonn- und Feiertagen, das von MeRegio durchschnittlich mit 3 bis 6 Prozent angegeben wird.

In Bezug auf Einsparungen ist die 20%-ige Reduktion auf einen speziellen Anreiz zum Energiesparen durch einen verbrauchsvariablen Tarif zurückzuführen. Bei anderen Tarifen waren die Einsparungen wesentlich geringer ausgeprägt und größtenteils eher auf das gleichzeitig zur Verfügung gestellte transparente Verbrauchsfeedback zurückzuführen, dass den Kunden half, „Stromfresser“ aufzuspüren und ihren Verbrauch nachhaltig zu verstehen.

Die erzielten Verschiebungen und Reduktionen sind jedoch auf Grund der Modellregionen-Kundensamples nicht repräsentativ für ein Lastverschiebungspotenzial in Durchschnittshaushalten. Sowohl die TU Dortmund (im Rahmen von E-DeMa) als auch das Öko-Institut (im Rahmen von eTelligence) versuchten allerdings generisch ein durchschnittliches Lastverschiebungspotenzial für Haushalte zu errechnen.

So geht die TU Dortmund von maximal 7,7 Prozent verlagerbarer Last in deutschen Haushalten aus, wovon in den meisten Fällen etwa 3-4 Prozent unproblematisch erschließbar sein könnten. Das Öko-Institut hingegen errechnete ein Durchschnittspotenzial von 5 Prozent bei einer Verlagerungsdauer von einer Stunde.

Besonders hohe Verschiebungspotenziale werden perspektivisch bei den folgenden Verbrauchersapplikationen gesehen:

- ▶ Weiße Ware (insbesondere Kühl- und Gefriergeräte)
- ▶ Wärmepumpen
- ▶ Nachtspeicherheizungen
- ▶ Elektrofahrzeuge

Im Rahmen der Modellregionen wurden speziell die Potenziale von weißer Ware ausgetestet. Insbesondere Kühl- und Gefriergeräte sowie Geschirrspülmaschinen

Durchschnittlich sind zwischen 3-10 % Verbrauchsverlagerung und 0-2 % Einsparungen durch manuell verarbeitete Anreize erreichbar.

In Sonderfällen sind auch bis zu 30 % Verbrauchsverlagerung und 20 % Einsparung möglich.

erwiesen sich dabei als gut geeignet für Lastverschiebungsmaßnahmen. Der Umsetzung von Preissignalen mit Waschmaschinen und Trocknern standen aber viele Feldtestkunden skeptisch auch im Rahmen von automatisiertem Verbrauchermanagement gegenüber.

Beim automatisierten Verbrauchermanagement unterstützt ein Energiemanager den Verbraucher dabei, die Anreize umzusetzen und den Komfortverlust zu verringern, der im manuellen Fall durch die aktive Beschäftigung mit dem eigenen Verbrauchsverhalten entstehen kann. Festzuhalten ist aber, dass auch bei automatisiertem Verbrauchermanagement der Kunde weiter aktiv bleiben kann. Feedbackgeräte halten ihn informiert und ermöglichen auch weiter zusätzliche direkte Verbrauchsentscheidungen. Die Funktionen des Energiemanagers machen ihn zu einer Brücke zwischen Vertrieb und Netz und den Verbrauchern am Netzrand.

Intern steuert der Energiemanager innerhalb der vom Verbraucher bestimmten Vorgaben mehrere Applikationen (prinzipiell auch spartenübergreifend) und meldet in seiner externen Funktion die Fahrpläne und Flexibilität seines respektiven Haushalts Aggregatoren, Vertrieben und anderen beteiligten Akteuren. Außerdem empfängt er Preis- bzw. Prio(netz)signale von anderen Akteuren und kann darauf aufbauend das interne Energiemanagement optimieren. Prinzipiell kann ein Energiemanagementsystem nicht nur die Nutzung von Verbrauchersapplikationen optimieren und diese direkt ansteuern, sondern auch das Gleiche für dezentrale Erzeugungsanlagen in Haushalten leisten. So kann er zum Beispiel den Eigenverbrauch von PV-Strom optimieren und ist somit besonders für Prosumer eine wertvolle technische Unterstützung.

Die Tests in den Modellregionen zeigen, dass die Selbstoptimierung mit eigenem erzeugtem Strom nicht zu unterschätzen ist. Der Einsatz von micro-BHKW wurde häufig eher zur Eigenverbrauchsoptimierung als für systemrelevante Dienste genutzt.

Innerhalb der Automatisierungsdiskussion wurde bezüglich des Verbrauchs jedoch auch ein möglicher Nachteil von Automatisierung angesprochen. In den Modellregionen steuerten die Komponenten für gewöhnlich nur zwei bis drei Geräte an. Wenn man nach der sog. set-and-forget-Logik geht, könnte der Kunden alle anderen Verbrauchersapplikationen, die nicht automatisiert angesteuert werden, vergessen. Das hieße aber, dass die automatisierten Kunden manuelle Ergänzungsmöglichkeiten wie z. B. Rasenmähen, Sauna, Backen, etc. ausblenden würden und das Potenzial für Lastverschiebungen verringern könnten.

Einer der großen Vorteile des automatisierten Verbrauchermanagements ist der entstehende Komfort, insbesondere, wenn komplexe Preis- oder Netzsignale mit unterschiedlichen Haushaltsapplikationen gleichzeitig umgesetzt werden sollen. Der Verbraucher muss prinzipiell nur einmal Bedingungen, Schwellenwerte etc. für die Ansteuerung seiner Applikationen definieren. Die Ansteuerungen werden danach vom Energiemanager übernommen. Im Feld ergaben sich bei der Umsetzung des Energiemanagements auf Grund der bis dato bestehenden „Kinderkrankheiten“ der Technologien noch Probleme.

Mit automatisiertem Energiemanagement konnten im Rahmen der E-Energy-Modellregionen bis zu 10 Prozent des Verbrauchs verlagert werden. Vor allem bei der Umsetzung von Verbrauchsverlagerungen am Wochenende, wenn Kunden manuell kaum auf preisbasierte Anreize reagieren wollen und nachts oder während der Arbeitszeit, wenn die Kunden nicht manuell auf Anreize reagieren können, konnte die Automatisierung zur Verbrauchsverlagerung beitragen.

Bis zu 10 % Lastverlagerung mit automatisiertem Energiemanagement

Abb. 69 verdeutlicht am Beispiel von E-DeMa, dessen Feldtests unterschiedliche technologische Setups für Kunden mit rein manueller Steuerung einerseits und automatischer Steuerung andererseits vorsahen, den Unterschied zwischen manuellen und automatisierten Komponenten in der Praxis.

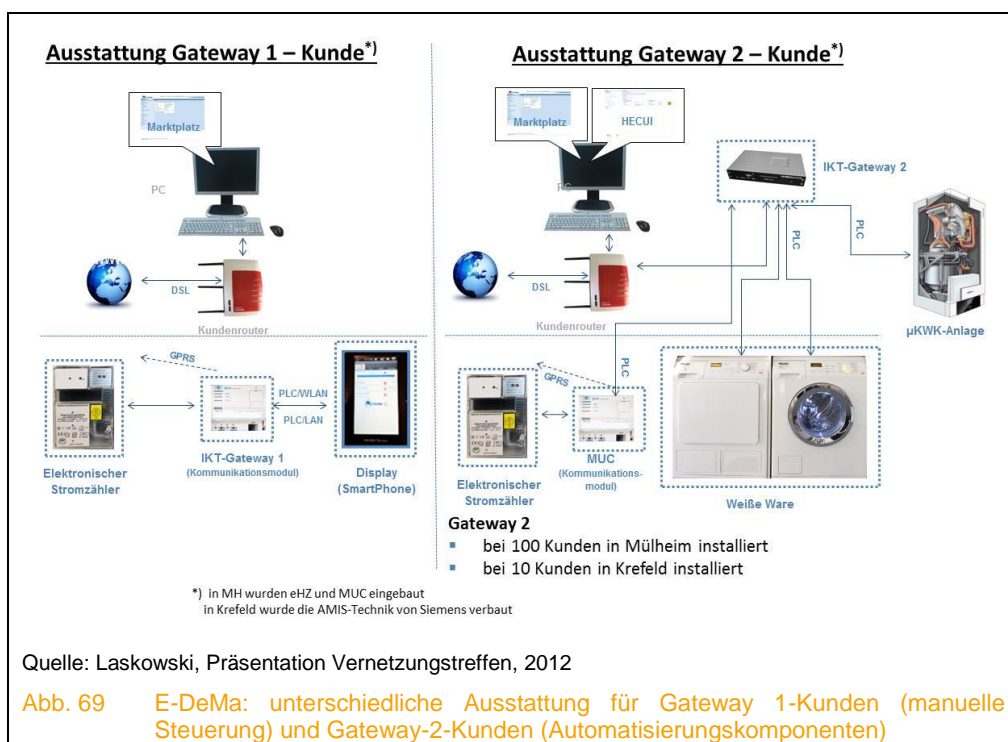


Abb. 69 E-DeMa: unterschiedliche Ausstattung für Gateway 1-Kunden (manuelle Steuerung) und Gateway-2-Kunden (Automatisierungskomponenten)

Weiterhin muss nicht nur zwischen manuellem und automatisiertem Verbrauchermanagement, sondern auch zwischen unterschiedlichen Formen von Verbrauchern differenziert werden. In E-Energy wurden zwar in erster Linie Haushaltskunden einbezogen, doch Gewerbekunden bieten ein hohes Verschiebe- und Einsparpotenzial, das innerhalb eines smarten Energiesystems gehoben werden kann. Lastmanagement in der Großindustrie wird bisweilen bereits heute umgesetzt. Alle Modellregionen können mit Ergebnissen über die Rekrutierung und Einbindung von Haushaltskunden in ihren Strukturen aufwarten. MeRegio und eTelligence setzten sich jedoch auch gezielt mit der Einbindung von Gewerbebetrieben in ihre Feldtestinfrastrukturen auseinander.

Für das Verbrauchsmanagement in Betrieben sind wie bei Haushaltskunden gleichermaßen manuelle Steuerungen („Preisblatt an der Maschine“) sowie automatische Lösungen („erweitertes Energiemanagement“) denkbar. So trifft die schematische Abb. 69 über beteiligte Komponenten und Funktionalitäten gleichermaßen auf Gewerbekunden zu. Auch die Praxis ermöglicht Plug&Play-Lösungen, die für Haushalte und Betriebe gleichermaßen funktionieren. So stellt die Modellregion E-DeMa heraus, dass ihre Haushalts-IKT-Infrastruktur gleichermaßen in Betrieben implementiert werden könnte.

Die Flexibilitätspotenziale, die in den Studien und Feldtests von E-Energy für Gewerbekunden festgestellt wurden, liegen mindestens doppelt, zumeist sogar um ein Vielfaches höher als die Flexibilität von Privathaushalten. Allerdings zeigen die Ergebnisse von E-Energy auch hier einen hohen Aufwand für die Akquise der Gewerbekunden und weisen auf betriebsspezifische, prozessuale sowie technische, aber auch rechtliche Hindernisse, durch veraltete Anlagen in den Gewerbebetrieben und Verordnungen für Gewerbe, hin. Es gilt, diesen Problemen mit neuen, interoperablen Lösungen zur Einbindung von Gewerben in Smart Energy Strukturen zu begegnen.

Vor E-Energy gab es - weder in Bezug auf Haushalts- noch auf Gewerbekunden - marktreife Ansätze zur Einbeziehung von Verbrauchern in Smart Energy-Strukturen, noch gab es aus der Praxis gewonnene Aussagen über die tatsächlichen Potenziale von Verbrauchsmanagement. Mit den Ergebnissen von E-Energy liegen nun unterschiedlichste Erfahrungen vor, so dass auch im Fall des Verbrauchsmanagements gilt, dass durch die Komplementarität der Modellregionen ganzheitliche Informationen zusammengetragen werden konnten.

3.3.1 Verbrauchsmanagement in Haushalten

3.3.1.1 Feedback

Vor E-Energy waren allenfalls hochspezialisierte Feedbackgeräte, die für den Hausgebrauch eher ungeeignet waren, auf dem Markt etabliert. Vor allem Web-basierte Informationsplattformen, auf denen der Verbraucher quasi in Echtzeit und auf leicht verständliche Art und Weise seinen Verbrauch nachverfolgen kann, waren so gut wie unerprobt.

Im Rahmen von E-Energy wurden unterschiedlichste Feedbackgeräte getestet, die verschiedene Zusammensetzungen von Informationen und Hinweisen für mehr Energieeffizienz im Haushalt bzw. für eine verbesserte Verarbeitung von Tarifanreizen zur Lastverlagerung bereitstellten.

Tab. 2 zeigt eine Übersicht der in E-Energy möglichen Kombinationsmöglichkeiten von Feedbacksystemen und -informationen, die im Folgenden für die jeweiligen Modellregionen ausgefüllt wird. Vorher gilt es jedoch festzuhalten, dass weder die Liste der Feedbacksysteme, noch die der möglichen Informationen vollständig ist, sondern nur einen in E-Energy genutzten Ausschnitt von Möglichkeiten repräsentiert.

In E-Energy wurden insgesamt fast 4.000 Haushaltskunden an Feldtestinfrastrukturen angeschlossen.

Flexibilitätspotenziale im Gewerbe ab 20 kW aufwärts und um ein Vielfaches höher als bei Haushalten

Tab. 2 Kombinationsmöglichkeiten für Feedbacksysteme und –informationen in den E-Energy Modellprojekten

Quelle: B.A.U.M., 2013


Feedbacksysteme		In-house Displays (IHD)	Display im Gateway	Webportal	Monatliche Rechnung	App
Feedbacksysteme		In-house Displays (IHD)	Display im Gateway	Webportal	Monatliche Rechnung	App
Umweltverträglichkeit (CO ₂)						
Verbrauchshistorie/ -histogramm						
Aktueller Verbrauch (1/4 h)						
Monatlicher Verbrauch						
Verbrauch/Zustand einzelner Haushaltsapplikationen						
Preisstufe/ aktuelle Kosten						
Monatliche Kosten						
Kostenhistorie/ -histogramm						
(Sozialer) Vergleich des Verbrauchs	Vergleich mit ähnlichen Haushalten					
	Vergleich mit Nachbarn					
	Vergleich mit Durchschnittshaushalt					
	Vergleich mit H0					
Verbrauchsaufgliederung nach Geräten/Applikationen						
Monetäre Einsparungen/ Bonus						
Verbrauchsverlagerungen						
Verbrauchseinsparung						
Qualifizierung von Nutzen der Einsparung/Verschiebung						


Fortsetzung Tab. 2 Kombinationsmöglichkeiten für Feedbacksysteme und –informationen in den E-Energy Modellprojekten


Feedbacksysteme		In-house Displays (IHD)	Display im Gateway	Webportal	Monatliche Rechnung	App
Feedbacksysteme		In-house Displays (IHD)	Display im Gateway	Webportal	Monatliche Rechnung	App
Hinweise und Tipps zur Erhöhung von Einsparung/Verlagerung						
Alarmfunktion	bei hohem Verbrauch					
	bei besonders hohen Kosten					
	bei besonders niedrigen Kosten					
Informationen zur Eigenerzeugung						
Vorhersage für Jahres-/Monatsverbrauchsabrechnung (Kosten)						
Weitere Informationen aus dem Energiebereich						


Feedback ermöglicht es Kunden, ihren Verbrauch zeitnah oder nahe an der Echtzeit zu visualisieren und auf Tarif- und anderweitige vertraglich vereinbarte Anreize zu reagieren. Es kann aber auch Preise und den Kontext des energiewirtschaftlichen Rahmens wiedergeben oder eine soziale Komponente haben, in dem es z. B. den eigenen Verbrauch mit dem der Nachbarn vergleicht.


Die in E-Energy entwickelten Visualisierungen und Feedbackinstrumente sind noch als Prototypen zu verstehen. So macht das E-DeMa Konsortium darauf aufmerksam, dass die im Feldversuch eingesetzten Feedbacksysteme aus rein funktionaler Sicht und nicht unter Design- oder Attraktivitätsgesichtspunkten entwickelt wurden. Die nachfolgenden Tabellen detaillieren die in E-Energy tatsächlich zum Einsatz gekommenen Feedbackinstrumente und ihre jeweiligen Funktionen. An dieser Stelle muss festgehalten werden, dass die Konzeption der Feedbackinstrumente sich in fast allen Modellregionen über den Verlauf des Programms verändert hat, dass weitere Instrumente konzeptioniert wurden, die jedoch nicht zum Einsatz kamen. Hier werden nur Feedbacksysteme, die tatsächlich bei Feldtestkunden implementiert wurden, erläutert.


	Typ der Feedbackinstrumente		Webportal		App
	Name der konkreten Feldtestapplikation		E-DeMa Marktplatz	Home Energy Control User Interface (HECUI) für IKT-Gateway 2-Kundne	E-DeMa Android-App (für IKT-Gateway 1 Kunden in Mülheim)
Feldtestinformation /Teilnahmevertragsbestimmungen			x		
Zählerstand			x	x	x
Preisstufe/ aktuelle Kosten			x	x	x
Entwicklung der Preisstufen			x		x
Umweltverträglichkeit (CO2)			x		
Aktueller Verbrauch (1/4 h)			x	x	x
Monatlicher Verbrauch			x	x	
Verbrauchshistorie/ -histogramm			x		
Monatliche Kosten		Insgesamt	x	x	
		In einzelnen Tarifstufen	x	x	
Kostenhistorie/ -histogramm			x		
Sozialer Vergleich des Verbrauchs		Vergleich mit ähnlichen Haushalten			
		Vergleich mit Nachbarn			
		Vergleich mit Durchschnittshaushalt			
Verbrauchsaufgliederung nach Geräten/Applikationen				x	
Monetäre Einsparungen/ Bonus				x	
Verbrauchsverlagerungen					
Verbrauchseinsparung					
Qualifizierung von Nutzen der Einsparung / Verschiebung					
Hinweise und Tipps zur Erhöhung von Einsparung / Verlagerung					
Alarmfunktion		bei hohem Verbrauch	x		
		Bei besonders hohen Kosten	x		
		Bei besonders niedrigen Kosten			
Vorhersage für Jahres- oder Monatsverbrauchsabrechnung (Kosten)					
Weitere Informationen aus dem Energiebereich und zum Feldversuch			x		
Eigenerzeugungsanzeige					
Steuerfunktion / Energiemanagementfunktion			x	x	

		Typ der Feedbackinstrumente	Webportal	Monatliche Rechnung	App
		Name der konkreten Feldtestapplikation	Haushaltskundenportal	monatliche Verbrauchsinformation moVi (hardcopy)	iOs-basierte eTelligence App
Feldtestinformation /Teilnahmevertragsbestimmungen			x		
Preisstufe/ aktuelle Kosten			x	x	x
Umweltverträglichkeit (CO2)			x		x
Aktueller Verbrauch (1/4 h)					x
Monatlicher Verbrauch					x
Verbrauchshistorie/ -histogramm			x		
Monatliche Kosten		insgesamt		x	
		in einzelnen Tarifestufen		x	
Kostenhistorie/ -histogramm			x	x	
Sozialer Vergleich des Verbrauchs		Vergleich mit ähnlichen Haushalten		x	
		Vergleich mit Nachbarn			
		Vergleich mit Durchschnittshaushalt			
Verbrauchsaufgliederung nach Geräten/Applikationen					
Monetäre Einsparungen			x	x	
Verbrauchsverlagerungen				x	
Verbrauchseinsparung				x	
Qualifizierung von Nutzen der Einsparung / Verschiebung					
Hinweise und Tipps zur Erhöhung von Einsparung / Verlagerung				x	
Alarmfunktion		bei hohem Verbrauch			
		bei besonders hohen Kosten			
		bei besonders niedrigen Kosten			
Vorhersage für Jahresverbrauchsabrechnung (Kosten)					
Weitere Informationen aus dem Energiebereich					x

		Typ der Feedbackinstrumente	In-house Displays (IHD)	Webportal	Monatliche Rechnung	App
		Name der konkreten Feldtestapplikation	Stromampel	MeRegio Cockpit	Monatliche Verbrauchsabrechnung MeRegio Monatscheck	MeRegio iOS-App
Feldtestinformation /Teilnahmevertragsbestimmungen						
Preisstufe/ aktuelle Kosten			x	x		x
Entwicklung der Preisstufen			x	x		x
Umweltverträglichkeit (CO2)				x	x	x
Aktueller Verbrauch (1/4 h)				x	x	x
Monatlicher Verbrauch				x		
Verbrauchshistorie/ -histogramm				x		
Monatliche Kosten		insgesamt		x	x	
		In einzelnen Tarifestufen		x	x	
Kostenhistorie/ -histogramm				x		
Sozialer Vergleich des Verbrauchs		Vergleich mit ähnlichen Haushalten			x	
		Vergleich mit Nachbarn				
		Vergleich mit Durchschnittshaushalt				
Verbrauchsaufgliederung nach Geräten/Applikationen						
Monetäre Einsparungen/ Bonuse					x	
Verbrauchsverlagerungen						x
Verbrauchseinsparung						x
Qualifizierung von Nutzen der Einsparung / Verschiebung						
Hinweise und Tipps zur Erhöhung von Einsparung / Verlagerung						
Alarmfunktion		bei hohem Verbrauch		x		
		Bei besonders hohen Kosten		x		
		Bei besonders niedrigen Kosten				
Vorhersage für Jahres- oder Monatsverbrauchsabrechnung (Kosten)						x
Weitere Informationen aus dem Energiebereich			x		x	x
Informationen zur Eigenerzeugung						x

	Typ der Feedbackinstrumente	Webportal		Monatliche Rechnung	App
	Name der konkreten Feldtestapplikation	MVV Smart Metering-portal	Energiebutler portal (?)	Monatliche Verbrauchsabrechnung	Moma App
Feldtestinformation /Teilnahmevertragsbestimmungen		x		x	
Preisstufe/ aktuelle Kosten		x			x
Umweltverträglichkeit (CO2)		x			x
Aktueller Verbrauch (1/4 h)					x
Monatlicher Verbrauch					x
Verbrauchshistorie/ -histogramm		x		x	x
Monatliche Kosten	insgesamt			x	
	in einzelnen Tarifstufen			x	
Kostenhistorie/ -histogramm		x			x
Sozialer Vergleich des Verbrauchs	Vergleich mit ähnlichen Haushalten				
	Vergleich mit Nachbarn				
	Vergleich mit Durchschnittshaushalt				
Verbrauchsaufgliederung nach Geräten/Applikationen					x
Monetäre Einsparungen		x		x	
Verbrauchsverlagerungen					
Verbrauchseinsparung					
Qualifizierung von Nutzen der Einsparung / Verschiebung					
Hinweise und Tipps zur Erhöhung von Einsparung / Verlagerung					x
Alarmfunktion	bei hohem Verbrauch				
	bei besonders hohen Kosten				
	bei besonders niedrigen Kosten				
Vorhersage für Jahresverbrauchsabrechnung (Kosten)					
Weitere Informationen aus dem Energiebereich					x
Informationen zur Eigenerzeugung		x			
Steuerungs-/Energiemanagementfunktion					

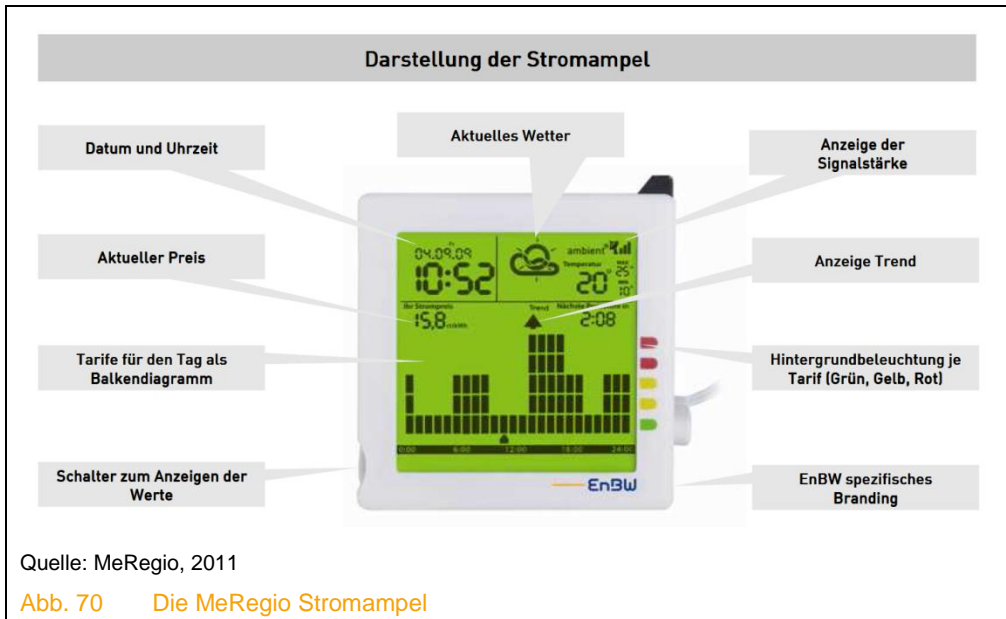
	Typ der Feedbackinstrumente	Display im Gateway	Webportal	Monatliche Rechnung
	Name der konkreten Feldtestapplikation	BEMI-Display	RegModHarz Marktplatz	Monatliche Verbrauchsinformation (online)
Feldtestinformation /Teilnahmevertragsbestimmungen			x	x
Preisstufe/ aktuelle Kosten/Tariffinformationen		x	x	
Umweltverträglichkeit (CO2)				
Aktueller Verbrauch (1/4 h)			x	
Verbrauch/Zustand einzelner Haushaltsapplikationen		x	x	
Monatlicher Verbrauch				x
Verbrauchshistorie/ -histogramm			x	
Monatliche Kosten	insgesamt			x
	in einzelnen Tarifstufen			x
Kostenhistorie/ -histogramm				
Sozialer Vergleich des Verbrauchs	Vergleich mit ähnlichen Haushalten		x	
	Vergleich mit Nachbarn			
	Vergleich mit Durchschnittshaushalt		x	
Verbrauchsaufgliederung nach Geräten/Applikationen				
Monetäre Einsparungen/ Bonuse				
Verbrauchsverlagerungen				
Verbrauchseinsparung				
Qualifizierung von Nutzen der Einsparung / Verschiebung				
Hinweise und Tipps zur Erhöhung von Einsparung / Verlagerung				
Alarmfunktion	bei hohem Verbrauch			
	bei besonders hohen Kosten			
	bei besonders niedrigen Kosten			
Vorhersage für Jahres-/Monatsverbrauchsabrechnung (Kosten)				
Weitere Informationen aus dem Energiebereich			x	
Steuerfunktion/ Energiemanagementfunktion		x	x	

	Typ der Feedbackinstrumente	
	Name der konkreten Feldtestapplikation	App
Feldtestinformation / Teilnahmevertragsbestimmungen		
Preisstufe/ aktuelle Kosten		x
Entwicklung der Preisstufen		x
Umweltverträglichkeit (CO2)		x
Aktueller Verbrauch (1/4 h)		x
Monatlicher Verbrauch		
Verbrauchshistorie/ -histogramm		x
Monatliche Kosten	Insgesamt	
	In einzelnen Tarifstufen	
Kostenhistorie/ -histogramm		
Sozialer Vergleich des Verbrauchs	Vergleich mit ähnlichen Haushalten	
	Vergleich mit Nachbarn	
	Vergleich mit Durchschnittshaushalt	
Verbrauchsaufgliederung nach Geräten/Applikationen		x
Monetäre Einsparungen/ Bonuse		
Verbrauchsverlagerungen		
Verbrauchseinsparung		
Qualifizierung von Nutzen der Einsparung / Verschiebung		
Hinweise und Tipps zur Erhöhung von Einsparung / Verlagerung		
Alarmfunktion	bei hohem Verbrauch	
	Bei besonders hohen Kosten	
	Bei besonders niedrigen Kosten	
Vorhersage für Jahres- oder Monatsverbrauchsabrechnung (Kosten)		
Weitere Informationen aus dem Energiebereich		x
Informationen zur Eigenerzeugung		
Steuerungs-/Energiemanagementfunktion		x

Im Folgenden werden Best-Practice-Lösungen für die Feedbackinstrumente-Klassen, die im Rahmen von E-Energy umgesetzt wurden, beispielhaft vorgestellt, um die unterschiedlichen Ausgestaltungsmöglichkeiten, die ähnliche Typen von Feedbackgeräten bieten, zu verdeutlichen.

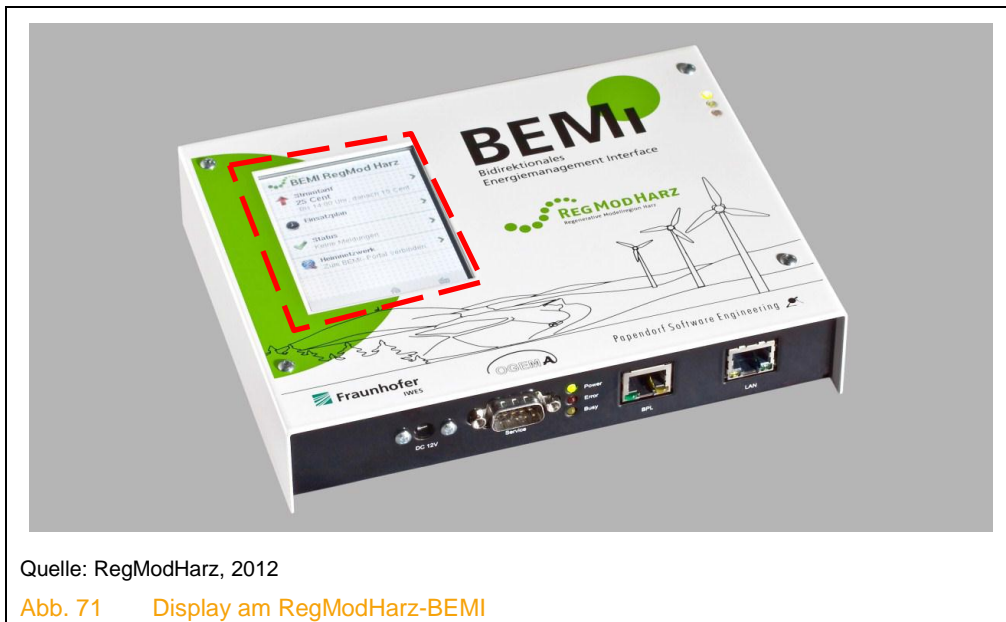
Die MeRegio Stromampel (siehe Abb. 70) ist eines der in E-Energy eingesetzten in-House Displays, das seinen Nutzern erlaubt, die wichtigsten Eckdaten zum Feldtesttarif auf einen Blick einzusehen und ihr Verhalten dementsprechend anzupassen. Es wirkt demnach unterstützend bei der eigenen Umsetzung von Preissignalen. Der Name Stromampel rührt daher, dass sich das Display je nach Kosten der aktuellen Tarifstufe grün (günstig), gelb (normal) oder rot (teuer) verfärbte. Auch wenn der Kunde sich also mit den detaillierteren Angaben über den exakten aktuellen Preis pro kWh, die Entwicklung der Preise, Wetter etc. nicht informieren wollte, konnte er Entscheidungen von der Farbe ableiten.

In-House-Display



In der Modellregion RegModHarz waren in 39 der insgesamt 46 teilnehmenden Haushalte Energiemanager, sog. BEMIs, installiert, die auch gleichzeitig als Feedbackinstrument eingesetzt wurden. Das BEMI-Display (in Abb. 71 rot umrahmt) zeigte den Feldtestteilnehmern die Verteilung der Tarifstufen für den aktuellen und folgenden Tag an, stellte also insbesondere Preisinformationen bereit.

Display im Gateway

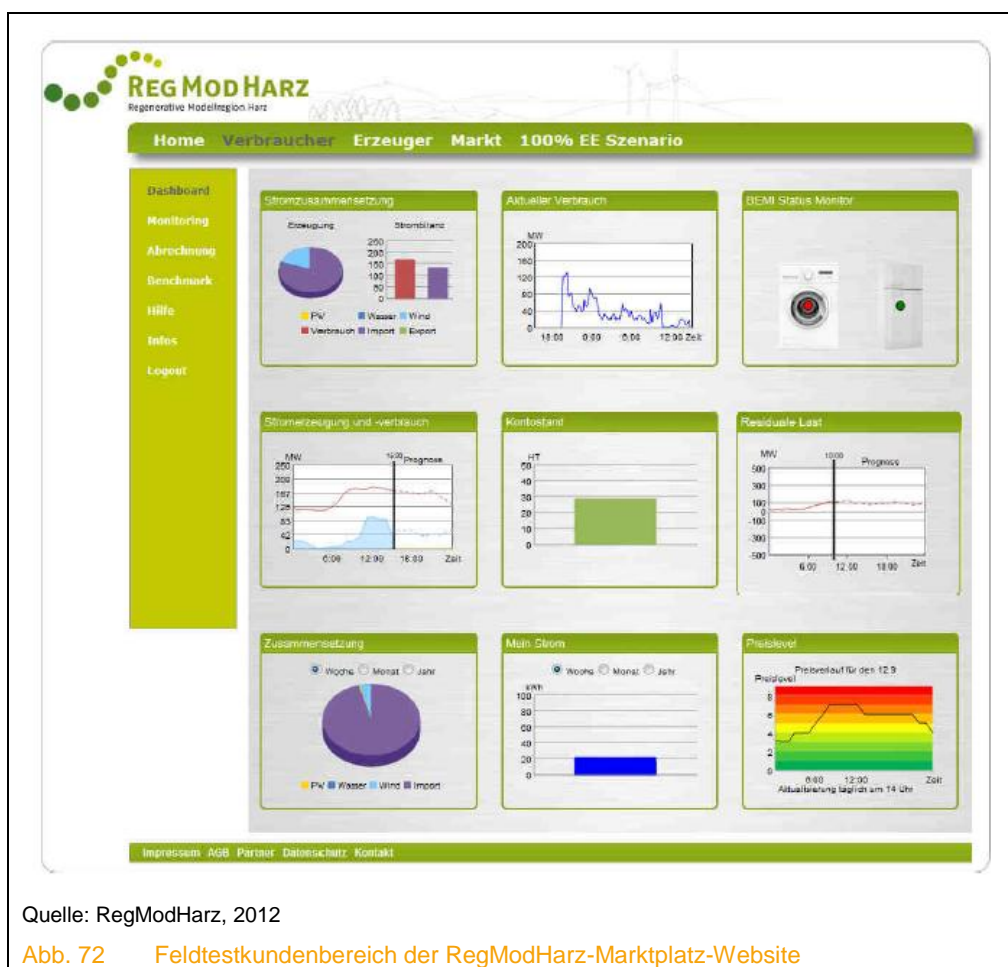


Allerdings ermöglichte es dem Verbraucher auch, diese Informationen sofort in Steuerungswünsche umzusetzen. So enthält das Display auch eine Steuerungskomponente, mit der die Ansteuerung für die zwei Haushaltsapplikationen, die durch intelligente Steckdosen mit dem BEMI verbunden waren, gelingen konnte. Der Verbraucher kann Zeitfenster, in denen diese Applikationen eingesetzt werden sollten, direkt am Gateway einstellen. Das BEMI berechnet auf der Grundlage die-

ser Entscheidung, die unter Abwägung der Preisinformationen erfolgt, optimale Einsatzpläne für die Haushaltsapplikationen.

Sowohl bei eTelligence als auch bei E-DeMa wurde die Annahme getroffen, dass die Online-Portale eher zur Information über langfristige Entwicklungen eingesetzt werden sollten sowie Analysen von Verbrauchsdaten beinhalten müssen. Außerdem können Webportale weitere Informationen (energiewirtschaftliche Rahmendaten, regionale Einspeisung etc.) für den interessierten Feldversuchskunden bereithalten und als direkte Kontaktschnittstelle zu den Organisatoren des Feldtests dienen. So können Fehler schnell isoliert und direkt an die Serviceteams des Feldtest weitergegeben werden.

Webportale



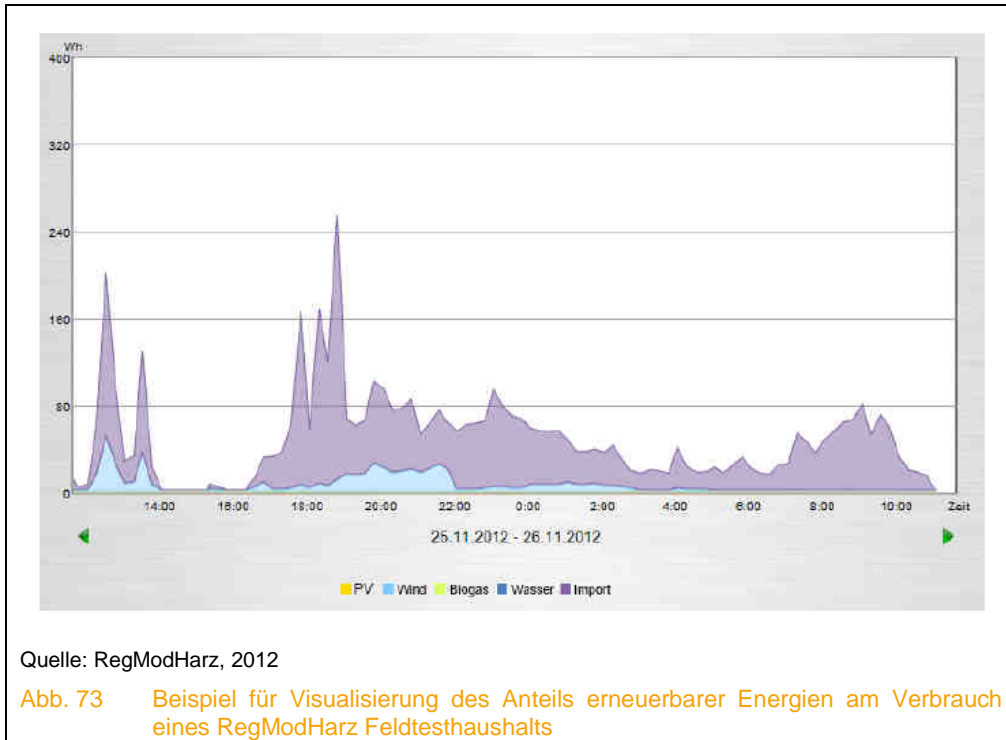
Quelle: RegModHarz, 2012

Abb. 72 Feldtestkundenbereich der RegModHarz-Marktplatz-Website

Als gutes Beispiel für ein Webportal, das den Kunden nicht nur mit seinem eigenen Verbrauch, sondern auch mit weiteren energiewirtschaftlichen Rahmendaten versorgt, kann das Webportal des Modellregion RegModHarz gewertet werden (Abb. 71).

Das Webportal für die Feldtestkunden ist in verschiedene Bereiche gegliedert. Im Unterbereich Monitoring wird dem Verbraucher der eigene Verbrauch und der Energiemix, aus dem der verbrauchte Strom erzeugt wurde, verdeutlicht. Der Kunde kann also nachvollziehen, ob sein Strom tatsächlich von regionalen erneuerbaren Energieerzeugern stammt und ob Importe von konventionellem Strom oder

fossilem KWK-Strom aus den BHKW der Stadtwerke nötig waren, um seinen Verbrauch zu ermöglichen. So wird übersichtlich dargestellt, wie sich die Zusammensetzung des Verbrauchs zu welchem Zeitpunkt gestaltete (Abb. 73).



Ein weiterer Bereich des Webportals stellt eine Grafik bereit, in der die aktuelle Verbrauchskurve des Testhaushalts über den Preisstufenverlauf des RegModHarz-Tarifs gelegt wird. So wird transparent, wie viel Strom der Feldtesthaushalt in welcher Preisstufe verbraucht hat. Weiterhin verfügt das RegModHarz-Webportal über soziale Vergleiche, so dass sich der Verbraucher mit anderen Teilnehmern messen kann und einen Eindruck davon erhält, wie stark er seinen Verbrauch und die eigenen Gewohnheiten im Vergleich zu den anderen adaptiert hat. Die eigene gemessene Verbrauchskurve wird dazu mit der durchschnittlichen Verbrauchskurve aller Testhaushalte und mit dem H0-Standardlastprofil verglichen.

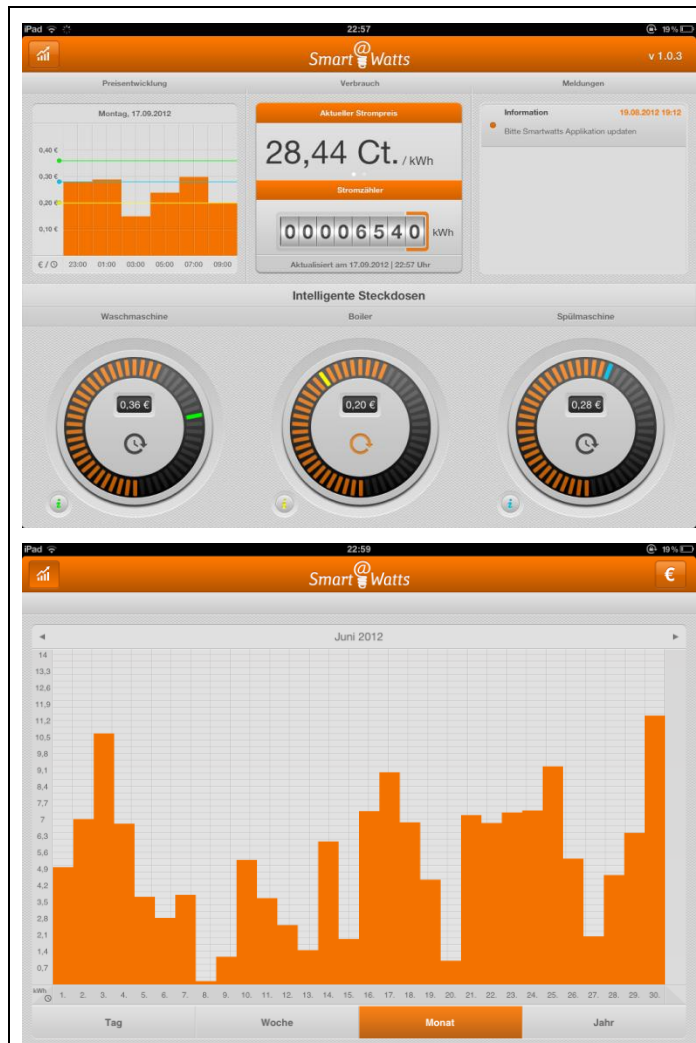
Die meisten Modellregionen setzten Apps als Feedbackinstrumente ein, damit den Feldtestkunden auf ihren mobilen Geräten vom Tablet bis zum Smartphone aktuelle Informationen leicht verständlich zur Verfügung standen und diese wirken (E-DeMa, eTelligence) bzw. direkt als Steuerungsinstrumente für das Energiemanagement eingesetzt werden konnten (moma, SmartWatts). Im Gegensatz zu Verbrauchsportalen oder monatlichen Verbrauchsinformationen, auf denen die Informationen erst zeitverzögert vorliegen, standen den Feldtestkunden mit den Apps Informationen über den Verbrauch auch einzelner Haushaltsapplikationen in quasi-Echtzeit zur Verfügung. Darüber hinaus haben einige Apps sogar eine Steuerungsfunktion, mit der die Verbraucher aktiv ins Energiemanagement eingreifen oder seinen Rahmen abstecken können.

Apps

Interessanterweise war der Einsatz von Apps zu Beginn der meisten Feldtests noch gar nicht geplant. Die immer weitere Verbreitung von Smartphones und Tab-

lets und der damit einhergehende sinkende Preis für entsprechende Geräte machten den Einsatz von Apps als Feedbackinstrumente jedoch immer attraktiver, da kein eigenes Display angeschafft werden musste und somit die Kosten gesenkt werden konnten. Außerdem konnte eine Informationsmöglichkeit auf einem bereits vertrauten Gerät geschaffen werden, was die Akzeptanz für die Lösung erhöhte. Letztendlich setzten so am Ende alle Modellregionen mit Ausnahme von RegMod-Harz auf den Einsatz von Apps in den Feldtesthaushalten.

Die Modellregion Smart Watts hatte zunächst geplant, eigene (Hardware) Applikationslösungen in Form eines In-House-Displays zu entwickeln. Bei genauerer Analyse der Funktionalitäten, die auch von einer App für Tablet-PCs oder Smartphones hätten übernommen werden können, entschied sich das Konsortium dafür, statt eigener neuer Hardware auf die erprobte, beliebte und vielseitig einsetzbare Hardware von Apple zu setzen. Konkret wurde die SmartWatts-App für das Apple iPad2 entwickelt, da das größere Display – im Vergleich zum Smartphone-Display – mehr Informationen darstellen kann. Abb. 74 zeigt zunächst die Cockpit-Ansicht der Smart Watts-App, die



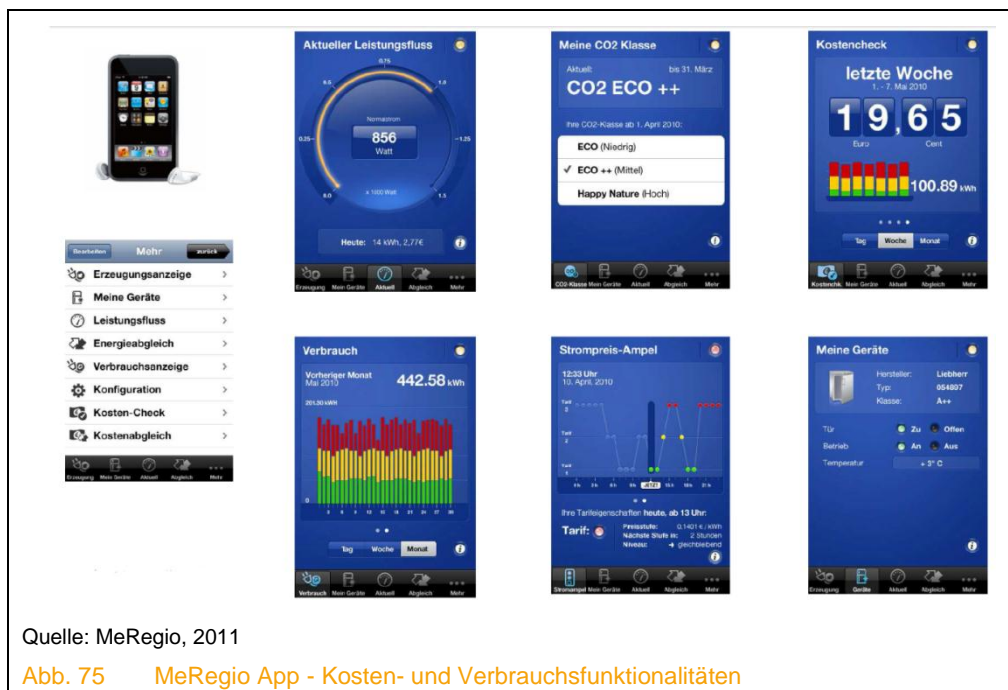
Quelle: Smart Watts, 2012

Abb. 74 Benutzeroberflächen der SmartWatts-App

den Kunden alle zentralen Informationen zum jetzigen und zukünftigen Betrieb der automatisierten Smart Watts Verbrauchsmanagement-Infrastruktur in ihrem Haushalt bereitstellt. Das heißt, dass der aktuelle Preis genauso wie dessen voraussichtliche bzw. für die nächsten zwei Stunden fixierte Entwicklung und die Konfigurationen der smart-ready Haushaltsapplikation dargestellt werden. Mit Hilfe der App kann der Kunde direkt auf der Cockpit-Ansicht einstellen, ab welcher Preisschwelle die Haushaltsapplikationen gestartet werden sollen. Die App enthält also auch eine Steuerungsmöglichkeit für das Energiemanagement.

Die Tatsache, dass das Smart Watts Konsortium bei seinem Feedbackinstrument auf ein etabliertes, bei Verbrauchern beliebtes Produkt setzte, zahlte sich aus. Die Meinung der Feldtestkunden zur App war durchweg positiv. Die Benutzung stellte keine Schwierigkeit dar. Die Tatsache, dass das iPad den Kunden auch über die Steuerung der Smart Watts Infrastruktur hinaus Mehrwerte anbot, erzeugte eine grundsätzlich positive Einstellung, so dass Konzept und Design der App als durchweg positiv bewertet wurden.

In Abb. 75 und Abb. 76 sind die zentralen Funktionen der MeRegio App dargestellt. Zusätzlich zu Visualisierungen und Analysen des Verbrauchs der Feldtestkunden beinhaltet die MeRegio App auch Informationen zur eigenen Erzeugung, da im Feldtest von MeRegio auch die Eigenoptimierung von Haushalten mit dezentralen Erzeugungsanlagen erprobt wurde. Ebenso wie für den Verbrauch sind auch hier Histogramme und Vergleiche verfügbar.

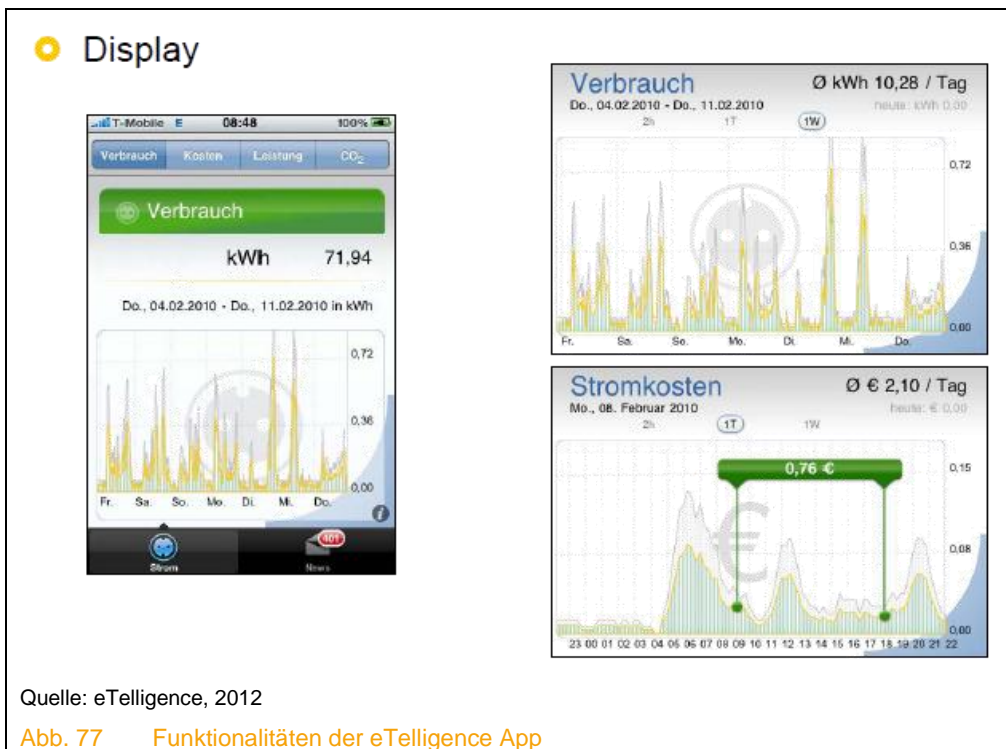




Quelle: MeRegio, 2011

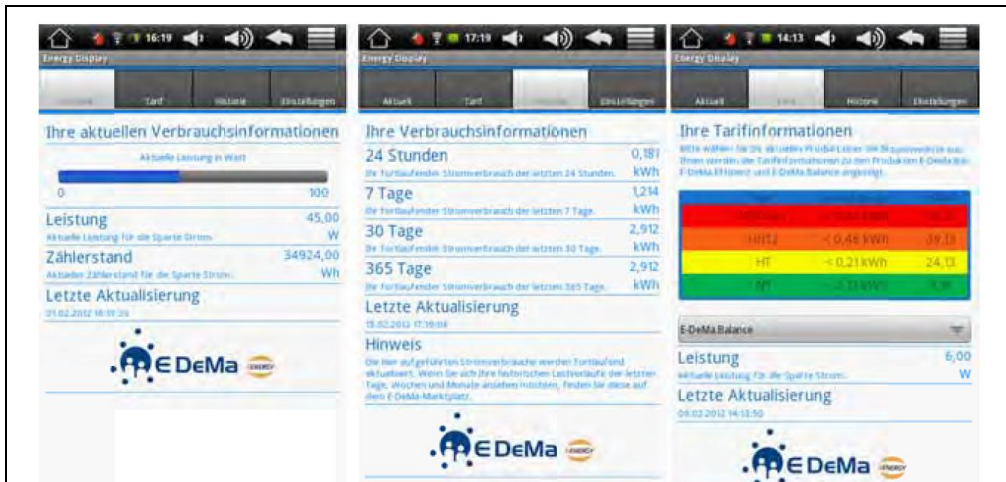
Abb. 76 MeRegio App: Eigenerzeugung und Verbrauchsoptimierungsfunktionalitäten

Die eTelligence App (Abb. 77) hingegen richtete sich ausschließlich an die leicht verständliche Visualisierung des Verbrauchs und sollte den Feldtestkunden im Moment der Nutzung zur manuellen Steuerung motivieren. Deshalb wurden keine Histogramme oder langfristige Preisentwicklungen oder die Entwicklung des eigenen Verbrauchs dargestellt, sondern lediglich der aktuelle Verbrauch sowie die unmittelbare Preisentwicklung und Tarifevents aufgezeigt.



Quelle: eTelligence, 2012

Abb. 77 Funktionalitäten der eTelligence App



Quelle: E-DeMa, 2013

Abb. 78 Funktionalitäten der E-DeMa App

Die E-DeMa App hingegen bezieht auch langfristige Verbrauchsinformationen und damit Informationen über die Entwicklung des eigenen Verbrauchs in ihre Display-Ansicht mit ein. Die moma-App löst den Verbrauch sogar nach Geräten auf und bietet dem Kunden eine Übersicht über die aktuellen Energiebutlerkonfigurationen für seine smarten Applikationen sowie die Möglichkeit, diese Konfiguration zu adaptieren. Zudem vergleicht sie den aktuellen Verbrauch mit dem des vorangegangenen Tages und gibt Auskunft über anstehende Preiszonenwechsel in der aktuellen Tarifstruktur. Darüber hinaus informiert sie über eine mögliche zusätzliche manuelle Reaktion des Kunden auf die Preisanreize (siehe Abb. 79).



Quelle: moma, 2012

Abb. 79 moma-App Funktionalitäten

Nicht alle Kundensegmente haben ein Interesse daran, sich ständig mit ihrem Verbrauch und den Möglichkeiten eines aktiven Managements auseinander zu setzen. Eine gute Alternative zur allzeitverfügbaren App oder den Webportalen sind monatliche Verbrauchsinformationen, die dem Kunden visuell ansprechend aufbereitet die wichtigsten Eckdaten zu seinem Verbrauch benennen und ihn zusätzlich durch Tipps und Vergleiche zu weiteren Einsparungen oder Verbrauchsverlagerungen motivieren können.

Abb. 80 und Abb. 81 zeigen eine exemplarische Monatsabrechnung aus der Modellregion eTelligence, die innovative Ansätze der Visualisierung von Information und darüber hinaus soziale Anreize für die Feldtestkunden setzt, noch stärker auf die Preissignale zu reagieren.

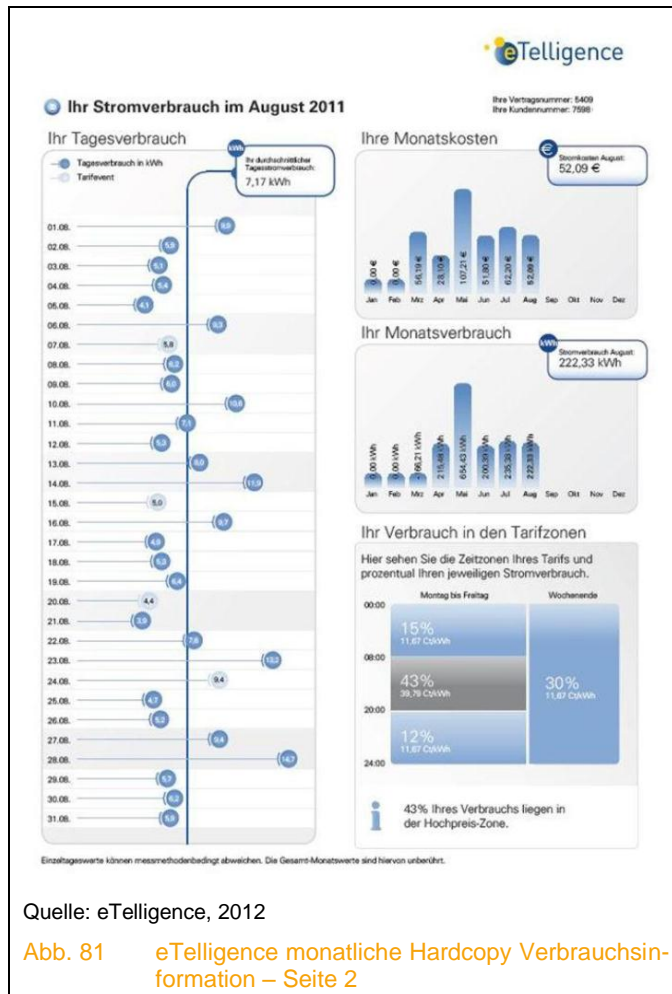
So setzte man im Rahmen von eTelligence, nicht auf unübersichtliche Tabellen, sondern listete auf der ersten Seite lediglich Zählerstand, Verbrauch und Kosten, die wiederum durch bekannte Symbolik eingefügt wurden und so auch für den Laien verständlich wurden. So wurde der eigene Verbrauch auf einer Ampel von rot (ineffizientes Verbrauchsverhalten) bis grün (effizientes Verbrauchsverhalten) verortet. Zusätzlich wurde ein ähnlicher Haushalt mit anderem Verbrauch ebenfalls auf der Skala verortet, um den Kunden weiter zu motivieren.

Auf der zweiten Seite (Abb. 81) wurden weitere, detailliertere Informationen zur Verfügung gestellt, die einerseits den Verbrauch und die Kosten im aktuellen Monat genauer aufschlüsseln und andererseits die Entwicklung von Verbrauch und Kosten über die letzten Monate hinweg nachvollziehen.



Abb. 80 eTelligence monatliche Hardcopy Verbrauchsinformation – Seite 1

Auch die Modellregion MeRegio setzte in ihrem sog. Monatscheck auf leicht verständliche Visualisierungen des Grundlast-Checks, Kosten-Checks, Klimachecks und Sparstrom-Checks. Außerdem beinhaltet der Check Informationen zum Energiethema des Monats, das aus redaktionell aufgearbeiteten Tipps und Tricks rund um Energieeffizienzsteigerung bestand. Anders als die monatliche Verbrauchsinformation von eTelligence, die den Kunden postalisch zugestellt wurde, konnte der MeRegio Monatscheck auf dem MeRegio Portal als PDF heruntergeladen werden. Im MeRegio Grundlast-Check wird die tatsächliche Last im Haushalt mit einer prognostizierten Grundlast verglichen. Auch der CO₂-Check richtet sich nach den tatsächlich verursachten Emissionen, die gegen einen prognostizierten Wert abgeglichen werden. Im Sparstrom-Check wird die Verbrauchsverlagerung des Haushalts von den teuren in die günstigeren Tarifzeiten mit den erzielten Verbrauchsverlagerungen anderer Feldtesthaushalte und eigener vorangegangener Leistungen verglichen. Im Kostencheck sind eigene bereits erzielte Beträge die Benchmark für die Bewertung der Kosteneinsparung des aktuellen Monats verfügbar. Vor allem die sozialen Vergleiche der eigenen End- bzw. Primärenergieeffizienz können den Kunden motivieren, sein Verhalten noch stärker zu adaptieren bzw. gute, bereits erzielte Verhaltensänderungen weiter fort zu führen.



Die Feedbackinstrumente wurden von den Teilnehmern der Feldtests gut angenommen und zumeist als positiv bewertet, jedoch stellten die Evaluatoren fast aller Modellregionen Ermüdungserscheinungen bezüglich des Gebrauchs von Feedbackinstrumenten fest. Nach mehreren Monaten mit den gleichen Feedbackgeräten, die statische Tarifstrukturen anzeigten, traten im zweiten moma-Feldtest zum Beispiel Sättigungseffekte auf. Auch im Verlauf von MeRegio konnten Ermüdungseffekte festgestellt werden. Im Feldtest von eTelligence waren die Effekte der Anreize, die durch innovative Tarifierung gesetzt wurden, über die Laufzeit des Feldtests signifikant. Die Nutzung der eingesetzten Feedbackinstrumente ging allerdings

Lessons Learnt Faktor Mensch

zurück. Dies legt die Annahme nahe, dass die Kunden die recht statischen Tarifstrukturen (genauere Informationen zu den eTelligence Tarifen siehe 3.3.1.2) verinnerlicht hatten und sie auch ohne Feedbackinformationen umsetzen konnten. Zudem konnten die Feedbackgeräte keine weiteren Lerneffekte oder Mehrwertdienste anbieten, die sie nachhaltig interessant hätten wirken lassen.



Quelle: MeRegio, 2011

Abb. 82 MeRegio Monatscheck (online)

Die Zahlungsbereitschaft für die Produkte war, sofern sie erhoben wurde, ebenfalls eher gering.

Die moma-Feldtestkunden gaben z. B. zwar an, an einer Visualisierung ihres Verbrauchs interessiert zu sein, waren jedoch maximal bereit, 2€/Monat für diese Leistung zu zahlen. Häufig war eine Zahlungsbereitschaft jedoch überhaupt nicht vorhanden.

Monatliche Abrechnungen, einfache Displays wie die Stromampel oder Apps, die zusätzlich auf das ohnehin vorhandene Smartphone oder Tablet aufgespielt werden können, wurden besonders gut angenommen. Detailreiche Informationen sind immer auch komplex

Viele Feldtestkunden über alle Modellregionen hinweg zogen einfache, leicht verständliche Visualisierungen komplexen Visualisierungen vor.

und können viele Kunden bezüglich des low-interest-Themas Strom nicht erreichen. Verständlichkeit und Komfort gehen im Fall Feedback vor Detail und Tiefe.

Die Nutzung von Feedback-Apps hat sich im Laufe der Feldtests als gute und vergleichsweise kostengünstige Feedbackvariante herausgestellt, die von Kunden gut akzeptiert wird, da sie auf bekannter und beliebter Smartphone- und Tablet-Hardware aufsetzt. Apps können zusätzlich auch eine Steuerungsfunktion beinhalten, die dem Kunden seine aktivere Rolle in der Smart Grid-Infrastruktur vereinfacht. Perspektivisch kann Verbrauchsmanagement über Feedback-Apps mit sozi-

App auf Smartphone oder Tablets eignen sich hervorragend, um die Verbrauchsinformation an den Kunden heranzutragen.

alen Netzwerken und serious gaming-Ansätzen verbunden werden, die neue Mehrwerte und soziale Vergleichbarkeit des eigenen Energiebewusstseins schaffen und mithin das Verbrauchsmanagement für Kunden attraktiver machen.

Auch in Bezug auf die technische Umsetzung und Verlässlichkeit von Feedbackinstrumenten konnten im Verlauf der Feldtests noch Tücken festgestellt werden.

Das Zusammenspiel von Prototypen beziehungsweise noch nicht serienreifen Komponenten führte immer wieder zu Ausfällen, die über alle Modellregionen hinweg auftraten und den Aufwand der Kundenkommunikation über die gesamte Laufzeit der Feldtests hinweg erhöhten. Bei auftretenden Fehlern muss den Kunden geschultes Servicepersonal zur Seite stehen, was einem erhöhten Aufwand bei Ausrollung von Verbrauchsmanagement in der Fläche gleichkommt. Nach Einschätzung des MeRegio-Konsortiums kann dem Aufwand und den Kosten, die durch die umfassende Betreuung der Kunden entstehen, nur durch eine Standardisierung sowohl bei den eingesetzten technischen Komponenten als auch in Bezug auf die Kundeninteraktionsprozesse entgegengewirkt werden.

Allerdings spielte auch hier in vielen Modellregionen der Faktor Mensch eine Rolle als Fehlerquelle. Nicht alle Daten wurden automatisiert abgeleitet, gerade bei der Eingabe von Kundendaten. Es kam zu Fehlern bei Einbau und Installation der technischen Komponenten in den Feldtesthaushalten. Auch ein geringes Verständnis für die Zusammenhänge zwischen den Feldtestapplikationen und dem Umgang mit Router und WLAN zu Hause bei den Feldtestkunden trug zu technischen Problemen bei.

Gerade wenn Feedback-Informationen direkt aus den vom Smart Meter Gateway versendeten Daten bereitgestellt werden, kann es zu Fehlern kommen. So waren zum Beispiel im Rahmen des zweiten Teils der moma-Feldtestreihe bis zu 20 Prozent der Messdaten wegen Problemen bei der Zwischenwertbildung nicht verfügbar.

Auch wenn die Verbrauchsdaten vom Smart Meter Gateway im Haushalt direkt an das im Haushalt befindliche Feedbackgerät gesendet werden, kann es zu Problemen kommen. Da die Zähler und die entsprechende Kommunikationseinheit für gewöhnlich im Keller angebracht sind und das Display möglichst in den Räumlichkeiten, die den Lebensmittelpunkt für die Haushalte bilden, zu finden sein sollte, kann es zu Problemen bei der Datenübermittlung kommen. Im Rahmen der Feldtests hat sich PLC als geeignetste und zuverlässigste Form der Übertragung zwischen Meter Gateway und Feedbackinstrumenten herausgestellt.

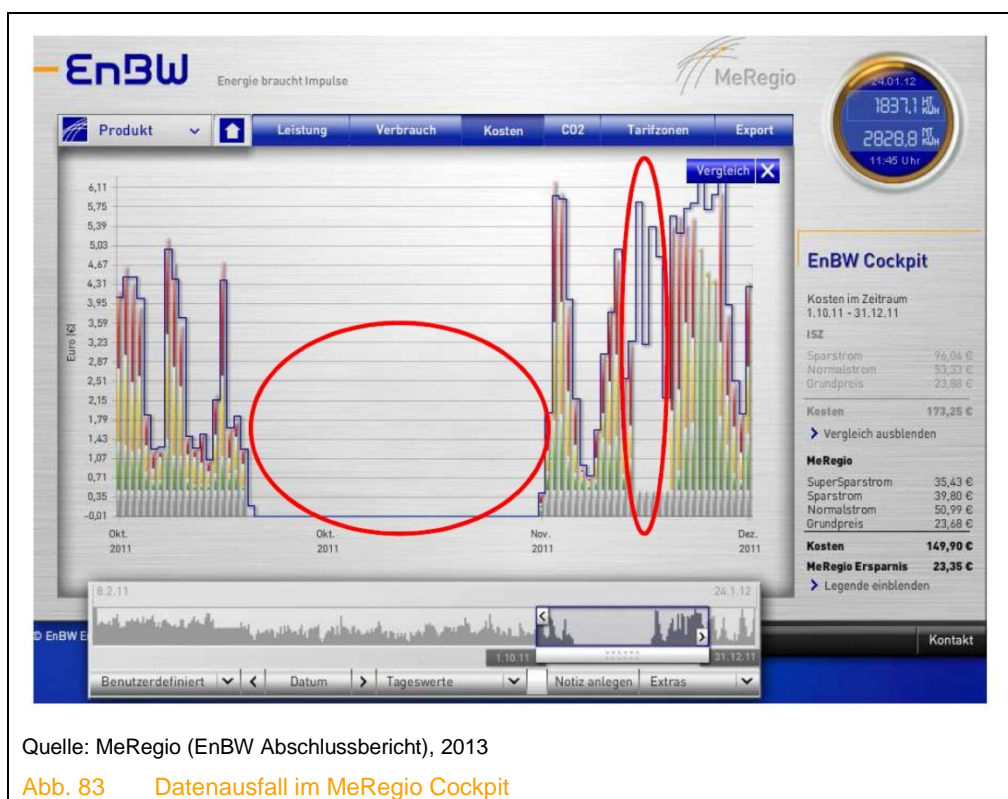
Im Rahmen von eTelligence führten fehlerhafte Daten aus den Haushalten, die auch aus dem zeitweisen oder permanenten Ausfall von Smart Metern resultierten, häufig zu Problemen bei der korrekten Darstellung von Verbrauchsreihen. Aufwendige Filtermechanismen, die die fehlerhaften Daten aus der Aufbereitung für die Kundenvisualisierungen heraushielten, wurden nötig und begründeten zusätzlichen, unvorhergesehenen Aufwand.

Allerdings konnten auch die Backendsysteme, an die die Verbrauchsdaten zur Aggregation und Auswertung gesendet wurden, teilweise als Fehlerquelle identifiziert werden. Abb. 83 zeigt ein fehlerhaftes Verbrauchshistogramm aus der Online-

**Technische Lessons
Learnt**

Anwendung „Cockpit“ der Modellregion MeRegio. Hier lagen zwar die kompletten Datensätze über die 1/4stündlichen Verbräuche vor, allerdings gab es in manchen Situationen Datenkonstellationen, in denen keine Stunden- und Tagesaggregationen gebildet worden waren, so dass die Darstellung im Feedbacksystem fehlerhaft war.

Der Verbrauch innerhalb der Zeit, während der die entsprechenden Datenkonstellationen vorlagen, wurde mit 0 gemessen. Dies führte ebenfalls zu einer Abrechnungsproblematik: Dem Kunden wurde für diese Zeit kein Verbrauch unterstellt, so dass ihm – ohne die Fehlerbehandlung – am Ende des Monats weniger berechnet worden wäre, was allerdings nicht dem tatsächlichen Verbrauch entsprochen hätte.



Quelle: MeRegio (EnBW Abschlussbericht), 2013

Abb. 83 Datenausfall im MeRegio Cockpit

Die Fehler in den Nutzeranwendungen führten zu einem erhöhten Aufkommen von Kundenfragen und trugen dazu bei, dass die von den Modellregionen aufgebauten Supportsysteme und Kundenservice Hotlines weit mehr in Anspruch genommen wurden, als erwartet.

Weiterhin kann gerade bei Feedback-Apps eine Problematik durch die Weiterentwicklung der Betriebssysteme, auf denen die Apps laufen, entstehen. Im Rahmen von MeRegio wurden durch ein Update der Apple-Software iOS Probleme bei der Wiedergabe der App verursacht. Einzelne Funktionalitäten der App konnten nach dem Update nicht mehr aufgerufen werden.

3.3.1.2 Tarife

Alle Modellregionen nahmen die durch E-Energy gebotene Chance, innovative Tarifprodukte anzubieten und zu testen, wahr. Durch IK-Technologien eröffnen

sich in Bezug auf die Abrechnung und Incentivierung von Haushaltskunden vielfältige neue Möglichkeiten.

Zwar steht der Zwang zur Bilanzierung nach Standardlastprofilen einer flächendeckenden Einführung der neuen variablen Optionen im Wege, jedoch zeigte E-Energy interessante, unterschiedliche Ergebnisse über die Wirkung von Tarifen auf.

Im Rahmen von E-Energy wurden vier verschiedene Grundtypen von variablen Tarifen getestet, die in Tab. 3 idealtypisch und mit der Grundtendenz ihrer Wirkung, die in den Modellregionen festgestellt werden konnte, zusammengefasst werden.

Tab. 3 Übersicht: Grundtypen und Wirkungstendenzen der E-Energy Tarife

Quelle: B.A.U.M., 2013

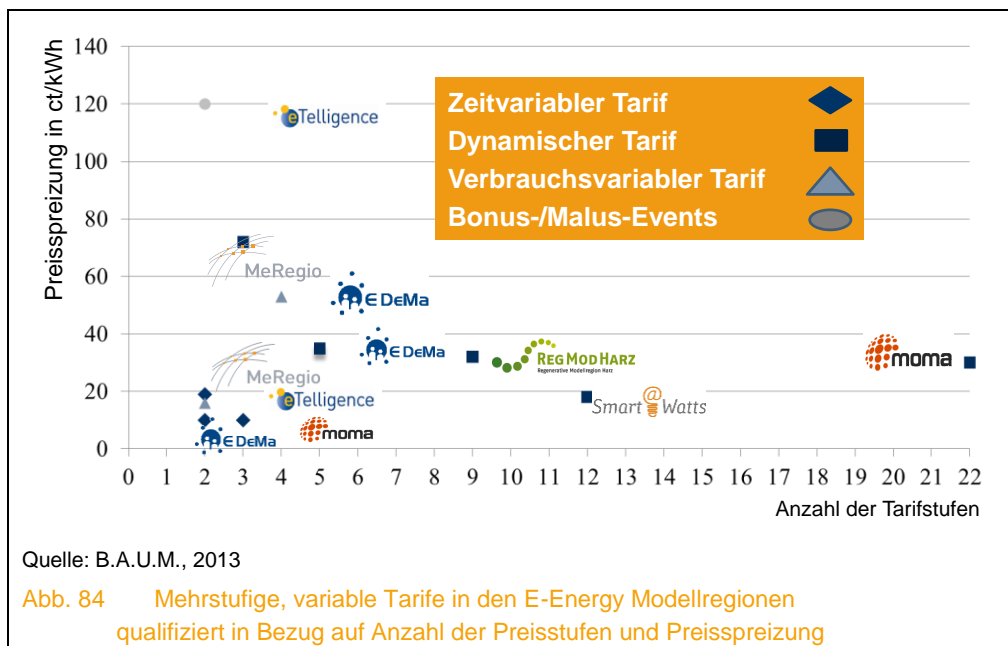
	Struktur	Ziel	Getestet bei	Grundtendenz der Feldtestergebnisse
Zeitvariabler Tarif	Energiepreis für einzelne Tarifphasen durch Tageszeit, Woche, Monat etc. bestimmt und für ein spezifisches Zeitintervall (monatlich, wöchentlich etc.) festgelegt. Spreizung zwischen den Tarifphasen bei E-Energy zwischen 10 und 60 ct/kWh.	Zeitliche Verlagerung der Last kann führen zu: <ul style="list-style-type: none"> • Vermeidung von Lastspitzen bzw. Verbrauchstälern • ggf. Verbesserung der Grundlast 	<i>E-DeMa</i> <i>eTelligence</i> <i>MeRegio</i> <i>Moma</i> <i>SmartWatts</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Verbrauchsverlagerungen zwischen 2 % und 10 % möglich • Effizienzpotenzial zwischen 0 % und 2 % • Teils Ermüdungseffekte bei Verarbeitung (MeRegio, E-DeMa, moma), teils stabile Verlagerung des Verbrauchs (eTelligence)
Verbrauchsvariabler Tarif	Stromverbrauch wird je nach Höhe in verschiedenen Tarifstufen abgerechnet: Je höher der Energieverbrauch innerhalb von z. B. einem Monat ist, desto teurer wird jede Kilowattstunde.	Energieeinsparungen Lastreduktion Lastverstetigung	<i>E-DeMa</i> <i>eTelligence</i>	<ul style="list-style-type: none"> • eTelligence: bewirkte eine stabile Verbrauchsreduzierung von bis zu -11 % im Monat • E-DeMa: bewirkte ein stabile Verstetigung der Last über den Tag im Vergleich zu H0 (Lastspitzen am Mittag und frühen Abend werden durch höheren Verbrauch in Morgenstunden und am späten Abend abgeschwächt)

Fortsetzung Tab. 3: Übersicht: Grundtypen und Wirkungstendenzen der E-Energy Tarife

	Struktur	Ziel	Getestet bei	Grundtendenz der Feldtestergebnisse
Dynamischer Tarif	Energiepreis beruht auf externen Größen (Börsenpreis, Prognosen, Residuallast, Netzlast u.ä.). Zeitintervalle und die dafür geltenden Preise werden z. B. für einen Tag im Voraus festgelegt.	Zeitnahe und flexible Verlagerung von Lasten auf Grund spezifischer Situationen ermöglichen Abgleich von Produktion und Verbrauch.	<i>E-DeMa</i> <i>MeRegio</i> <i>moma</i> <i>RegModHarz</i> <i>Smart Watts</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Verbrauchsverlagerungen zwischen 1 % und 10 % beobachtet • Bei dynamischen Tarifen gibt es eine lineare Preiselastizität für einen bestimmten Preisbereich. • Dynamische Tarife entfalten ihr volles Potenzial erst mit Hilfe von Automatisierung, die hoch standardisiert und integriert sein muss, um technische Probleme, die die Akzeptanz für die Lösungen hemmen, zu meiden.
Event-Tarif	Erweiterung des zeitvariablen Tarifs: Für zuvor angekündigtes Zeitintervall gelten auf Grund von externen Ereignissen extrem hohe oder niedrige Preise je Kilowattstunde.	Vermeidung von Lastspitzen/-tälern in kritischen Zeiten.	<i>E-DeMa</i> <i>eTelligence</i> <i>MeRegio</i>	<ul style="list-style-type: none"> • eTelligence: stabile starke Reaktion auf die Events. Höhere Reaktion auf Bonus-Events (+30 %) als auf Malus-Events (-20 %). • E-DeMa: kaum manuelle Reaktion auf Tarifevents, da Kunden eingeübten Tarifmustern treu bleiben, keine signifikant besseren Ergebnisse mit automatisierter Verarbeitung

In ihren tatsächlichen Ausprägungen in den Modellregionen kann sich die Ausgestaltung der Tariftypen jedoch stark unterscheiden und regionalen Gegebenheiten wie der Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen oder speziellen Zielen des Vertriebs, wie der Hebung von Beschaffungsvorteilen über die EEX, Rechnung tragen. So werden nuancierte Anreizsysteme durch die Ausgestaltung einzelner Schlüsselfaktoren möglich. Abb. 84 zeigt die Ausgestaltung von zwei Schlüsselfaktoren, die Anzahl der Preisstufen sowie die Preisspreizung zwischen der günstigsten und teuersten Preisstufe in den E-Energy Tarifen und vermittelt bereits ein erstes Bild der Komplexität.

Auch in Bezug auf Tarife gilt jedoch: **One Size Does Not Fit All.**



Neben Preisstufenanzahl und Preisspreizung gilt es aber weitere Faktoren bei der Ausgestaltung der Tarife zu beachten, die den Gestaltungsraum erweitern.

Tab. 4 Faktoren zur Ausgestaltung von Tarifen

Quelle: B.A.U.M., 2013

Änderung der Preishöhe	Kann sich die Bepreisung der Tarifstufen verändern? Wenn ja, in welchen Intervallen?
Gültigkeitszeiten	Wie lange ist eine Preisstufe am Stück gültig? Wie viele Preisstufen können an einem Tag geschaltet werden?
Änderung der Gültigkeitszeiten	Ändern sich die Gültigkeiten der Preisstufen? Wenn ja, in welchen Intervallen?
Vorankündigungsfristen	Wie lange vor der Änderung von Bepreisungen oder Gültigkeitsdauern werden diese angekündigt?

Als Faustregel lässt sich festhalten, dass ein Tarif dynamischer wird, je höher die Preisspreizung und Anzahl der unterschiedlichen Preisstufen sind und je kürzer die Gültigkeitszeiten und Vorankündigungsfristen für Veränderungen sind.

Allerdings sind die Ergebnisse, die mit einem variablen Tarif gehoben werden können, nicht nur von der Ausgestaltung abhängig. Auch externe Faktoren können bei zwei vergleichbaren Tarifen zu völlig unterschiedlichen Ergebnissen führen.

Flexibilität von Haushalten und Gewerbebetrieben gleichermaßen hängt von unterschiedlichen Faktoren ab:

- Zeitliche Variation: Jahreszeit, Wochentag und Uhrzeit haben erheblichen Einfluss auf die Flexibilität. So konnte in den E-Energy Modellregionen beobachtet werden, dass die Flexibilität im Sommer zumeist höher als im Winter, an Wochentagen und Samstagen wesentlich höher als am Sonntag und vor allem am frühen Morgen und frühen Abend, wenn die Feldtestkunden zu Hause aktiv auf die Anreize reagieren konnten, besonders hoch war.
- Die Wochentage können in folgende Typtage gruppiert werden: (Mo) Di – Do (Fr), Sa, So + Ferientage, an denen Kunden in unterschiedlichem Maße bereit sind, ihren Verbrauch zu adaptieren bzw. an denen sie ihren Verbrauch durch (Nicht-)Anwesenheit in unterschiedlichem Maß adaptieren können
- Bei dynamischen Tarifen ist in den Vormittagsstunden (9-11Uhr) und Abendstunden (18-20 Uhr) die Preiselastizität am höchsten bei einer monetären Incentivierung und manueller Reaktion. Nachts ist die Reaktion am geringsten.

Höchste saisonale Flexibilitäten treten in den Übergangszeiten auf, wenn thermische Speicher (Stromheizungen, Wärmepumpen, Klimaanlage) einbezogen werden.

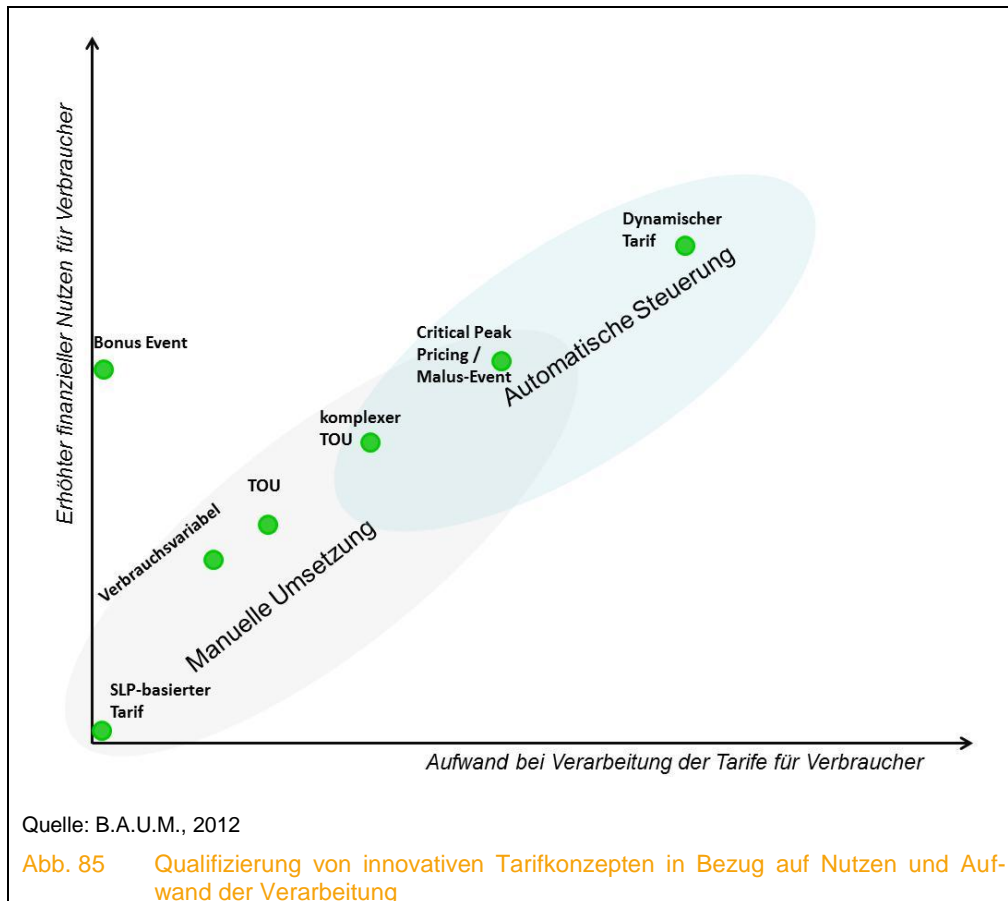
Mit der Dynamik des Tarifs steigt aber auch die Schwierigkeit für den Kunden, die Preissignale vollumfänglich manuell umzusetzen. Der Verbraucher wird z. B. bei sich möglicherweise stündlich ändernden Bepreisungen der Tarifstufen und einer sich täglich ändernden Verteilung der Preisstufen auf den Tag einen erheblichen Komfortverlust in seinem Verbrauch empfinden, wenn er versuchen soll, sich ohne automatisierte Unterstützung auf das Anreizregime einzustellen.

Zwar garantierten die meisten E-Energy Modellregionen¹¹ Bestabrechnungsmöglichkeiten, doch bei einer tatsächlichen Einführung der innovativen Tarife würde deren Umsetzung zum Teil nicht nur einen Komfortverlust darstellen, sondern auch ein finanzielles Risiko für die Kunden bedeuten. So wird ab einem bestimmten Punkt eine Unterstützung des Verbrauchsmanagements durch Automatisierungslösungen notwendig.

Abb. 85 zeigt schematisch den zusätzlichen Nutzen neuer Tarife und den Verlust von Komfort, der ab einem gewissen Komplexitätsgrad durch Automatisierungslösungen aufgefangen werden sollte. Ein Standardlastprofil-basierter Tarif ist mit dem geringsten Aufwand für den Kunden verbunden, verspricht aber auch keinen

¹¹ Einzig in den Feldtests von E-DeMa und eTelligence konnten die Kunden durch Nichtanpassung ihres Verbrauchs an die Preissignale eine höhere Rechnung als in ihrer normalen Standardlastprofil-Abrechnung erhalten. eTelligence wies allerdings darauf hin, dass die Verluste grundsätzlich so gering wie möglich gehalten werden sollten.

besonderen finanziellen Zusatznutzen. Verbrauchs- und zeitvariable Tarife erfordern zwar einen aufmerksameren Verbrauch, der sich an den gesetzten Anreizen orientiert, sind aber vergleichsweise einfach umzusetzen, da sich – zumindest in den E-Energy Modellregionen – die Anzahl der Tarifstufen und die Änderung der Bepreisung und Gültigkeitsdauern über den Tag kaum änderten und die Kunden ihren Verbrauch ohne größeren Komfortverlust auf die Anreize einstellen konnten.



Der Aufwand, kurzfristig auf einen Bonus- oder Malus-Event zu reagieren, kann zwar größer sein, ermöglicht es aber auch, besonders gute Preise für den Verbrauch zu erzielen bzw. besonders hohen Preisen zu entgehen. Ein dynamischer Tarif kann zwar grundsätzlich täglich einem hohen finanziellen Optimierungspotenzial gleichkommen, aber gleichermaßen bei Nicht-Reaktion auch ein tägliches finanzielles Risiko bedeuten. So liegt die Annahme nahe, dass zumindest hier auf jeden Fall eine Automatisierungskomponente die manuelle Verarbeitung unterstützen sollte. Die manuelle Verarbeitung kann mit den bereits beschriebenen Feedbackinstrumenten und unterschiedlichen Informationskonfigurationen unterstützend begleitet werden.

3.3.1.2.1 Zeitvariable Tarife (manuelle Steuerung)

Die am häufigsten in unterschiedlichen Konfigurationen getestete innovative Tarifform ist der zeitvariable Tarif. Alle Modellregionen bis auf RegModHarz haben zumindest in Vorpiloten einen zeitvariablen Tarif in Testhaushalten implementiert.

Dabei wurden die gesetzten Anreize zumeist manuell mithilfe von unterstützenden Feedbacksystemen verarbeitet. In den Auswertungen der Feldtests wurden die zeitvariablen Tarife durchweg sehr positiv von den Feldtestkunden aller Modellregionen bewertet. Dies wurde zumeist mit einer sehr guten Verständlichkeit und Umsetzbarkeit der Tarifkonstruktionen begründet. Wie beim Feedback scheint auch für Kundenzufriedenheit in Bezug auf Tarife zu gelten: Je einfacher, desto besser.

Durch die manuelle Umsetzung der Preissignale sind weniger IKT-Komponenten in den Haushalten von Nöten, die im Zweifelsfall zu technischen Problemen und damit einhergehenden Frustration und Ermüdungseffekten bei Kunden führen können. Die Entscheidungsgewalt über den Verbrauch bleibt beim Kunden, der dazu angeregt wird, sich mit seinem eigenen Verbrauch auseinanderzusetzen und ihn zu adaptieren. So kam es in den meisten Modellregionen zu Lerneffekten bei den Verbrauchern, deren Wissen zu ihrem Verbrauch zuvor stark eingeschränkt war. Die zumeist steten, leichten Preissignale haben vereinzelt aber auch zu Ermüdungseffekten geführt. So ist zu überdenken, ob moderate Änderungen von Preisungen und Verteilung der Tarifzonen über den Tag helfen können, den Kunden langfristig zu aktivieren.

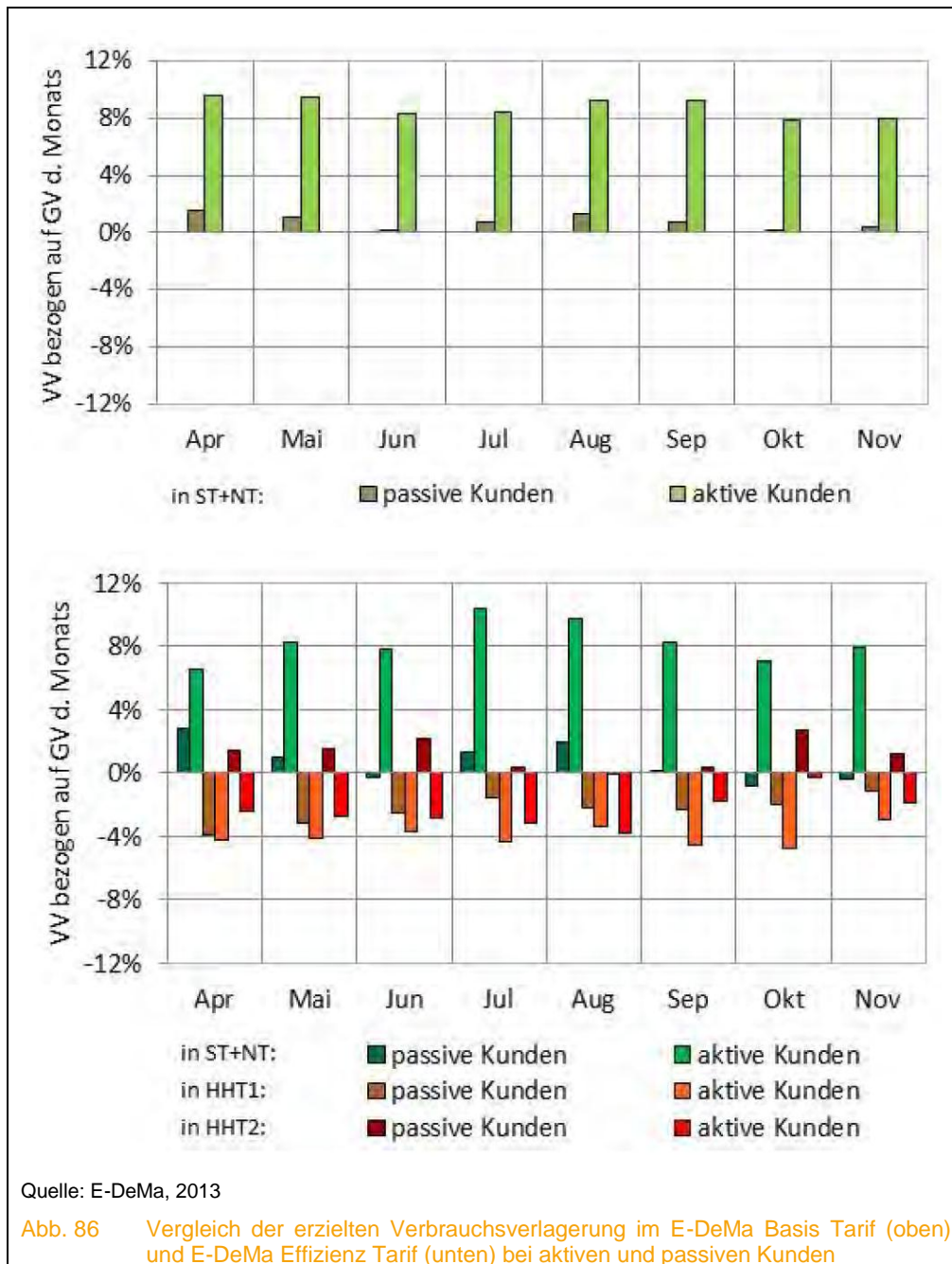
In MeRegio wurde der zeitvariable Tarif, der durch die häufige Änderung der Preisung sowie der Verteilung der Tarifstufen auf den Tag als durchaus komplex gewertet werden kann, durch eine Automatisierung unterstützt.

Im Rahmen der Feldversuche von eTelligence wählte man von Beginn an einen rein auf Smart Metering Technologie und manueller Verbrauchsverschiebung basierenden Ansatz. Alle anderen Modellregionen testeten zusätzlich Energiemanagement-Komponenten, die ein automatisches Verbrauchsmanagement ermöglichen.

Im Rahmen von E-DeMa wurden unterschiedlichste Tarifprodukte angeboten, unter anderem zwei manuell zu verarbeitende, zeitvariable Tarife – E-DeMa Basis und E-DeMa Effizienz. Für die Feldtestkunden bestand darüber hinaus die Option, jeden Monat auf dem E-DeMa Marktplatz einen neuen Tarif auszuwählen. Ein zentrales Ergebnis der E-DeMa Feldtests kann darin gesehen werden, dass die aktiven Feldtestteilnehmer früher oder später einen recht einfachen manuell umsetzbaren, zeitvariablen Tarif wählten.

Eine Fraunhofer-Kundenzufriedenheits-Studie im Anschluss an die Feldtests offenbarte, dass unter den manuell zu verarbeitenden Tarifen, der Tarif E-DeMa-Basis, ein einfacher zweistufiger, zeitvariabler Tarif, am besten bewertet wurde.

Leicht verständliche, gut umsetzbare Tarife verfügen über hohe Kundenakzeptanz



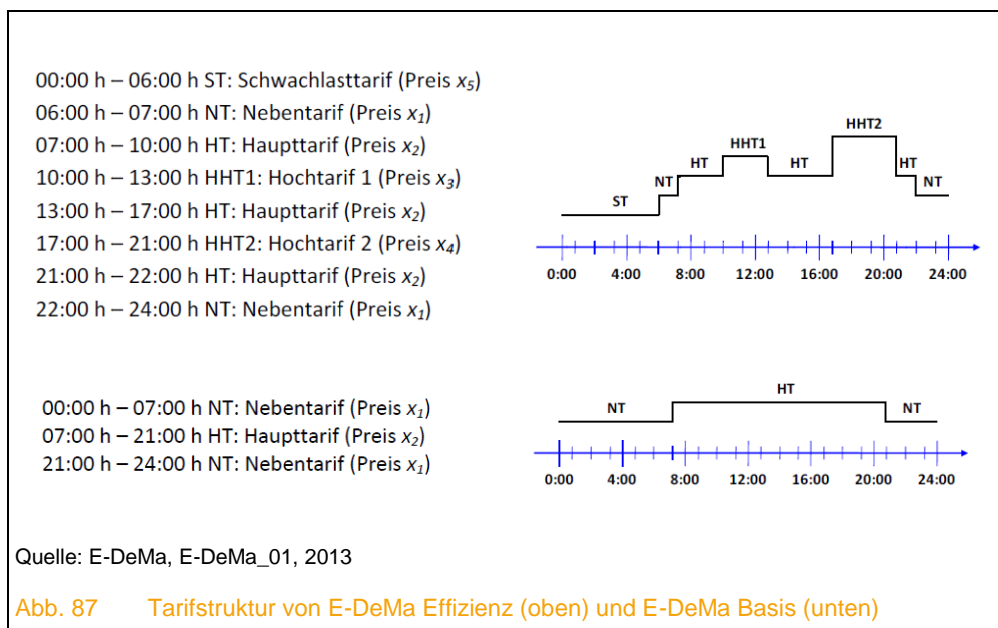
Das E-DeMa Konsortium differenzierte zur gezielteren Einordnung der erzielten Verbrauchsverschiebungen zwischen aktiven und passiven Kunden. Interessanterweise konnte beobachtet werden, dass bei den aktiven Feldtestkunden, die in den beiden zeitvariablen Tarifen E-DeMa Basis (zweistufig) und E-DeMa Effizienz (vierstufig) abgerechnet wurden, kein Ermüdungseffekt in Bezug auf die Umsetzung der Tarifanreize aufkam. Die passiven¹² Kunden von E-DeMa hingegen, die

¹² Das E-DeMa Konsortium entschied sich bei der Auswertung der Ergebnisse des Feldtests, die 700 Teilnehmer in zwei Gruppen – aktive und passive Kunden – zu analysieren, um die Ergebnisse von

grundsätzlich sowieso wesentlich weniger auf die Anreize reagierten, verlagerten über die Monate gesehen immer weniger Verbrauch (siehe Abb. 86).

Die aktiven E-DeMa-Basis Kunden konnten durchschnittlich 8,7 Prozent ihres Verbrauchs von der teuren (HHT1) in die günstige Tarifstufe (NT) verlagern. Der Feldtestkundendurchschnitt, in dem auch die passiven Kunden enthalten sind, bewerkstelligte eine Verbrauchsverlagerung von durchschnittlich 3,6 Prozent mit E-DeMa Basis.

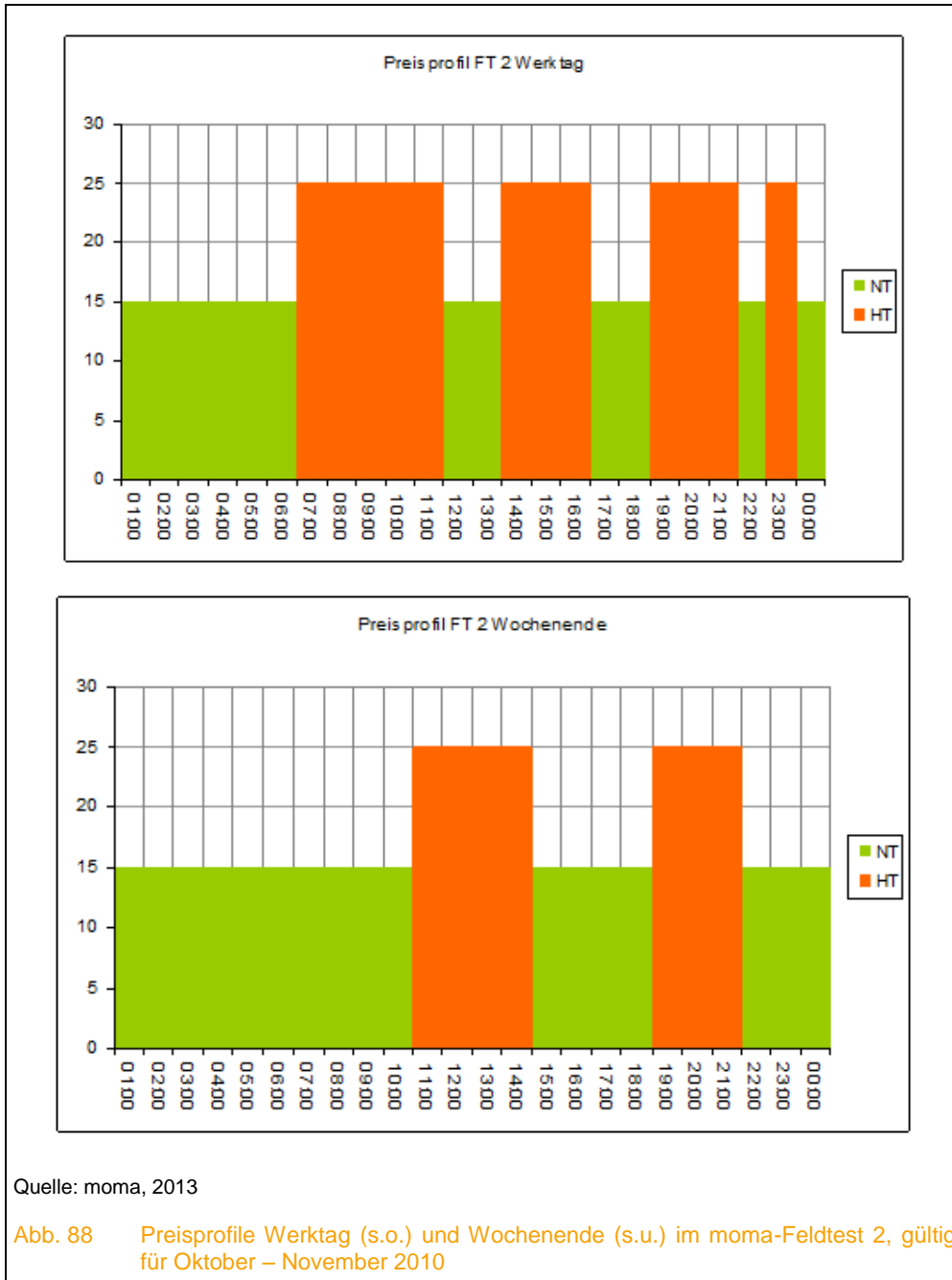
Mithilfe des vierstufigen E-DeMa Effizienz-Tarifs verschoben die aktiven Kunden 4 Prozent und 2,3 Prozent ihres Verbrauchs aus der teuren (HHT1) und respektive der teuersten Tarifstufe (HHT2). Dafür gab es einen Mehrverbrauch von 3,3 Prozent und 4,9 Prozent in der günstigen (NT) und günstigsten Tarifstufe (ST). Im Durchschnitt der Feldtestteilnehmer zeigte sich, dass es den passiven Kunden insbesondere schwer fiel, Verbrauch aus der aus der Tarifstufe HHT2 zu verschieben. Hier schafften sie lediglich eine Verbrauchsreduktion von 0,1 Prozent. Aus der Tarifstruktur von E-DeMa Effizienz (siehe Abb. 87) geht der Grund für das schlechtere Ergebnis der passiven Kunden hervor. HHT2 liegt in der Zeit der abendlichen Lastspitze. Um in dieser Zeitspanne tatsächlich weniger zu verbrauchen, ist eine tatsächliche Adaption des eigenen Verbrauchs notwendig, die die passiven Kunden nicht bereit waren zu erbringen.



Dies deutet darauf hin, dass ein grundsätzliches Potenzial für Verbrauchsverlagerungen durchaus besteht, aber mit der Art und Weise, wie es in E-DeMa und ande-

Kunden die schon nach kurzer Zeit das Interesse an der Teilnahme verloren von den Ergebnissen jener Kunden, die sich während der gesamten Feldtestlaufzeit aktiv beteiligten, zu differenzieren.

ren E-Energy Modellregionen gehoben wurde, nicht gleichermaßen für alle Kundensegmente funktioniert.¹³



Im Rahmen der Modellregion Mannheim wurde in der zweiten Phase der Feldtests, die zur Prüfung der technischen Umsetzbarkeit der moma-Komponenten vor Be-

¹³ Mehr über die Charakteristika und den Effekt des typischen „E-Energy Kundensegments“ im auf das Kapitel Verbrauchsmangement folgenden Exkurs „Rekrutierung und Produktattraktivität“.

ginn des großangelegten letzten Feldtests angesetzt war, ein zeitvariabler Tarif in über 200 Haushalten getestet. Dieser Tarif setzte sich aus einem Preisprofilen mit zwei Preisstufen, die über den Verlauf des Tages mehrfach wechselten, für Werktage und Wochenenden zusammen. Die Preise für die einzelnen Stufen wurden unter Berücksichtigung historischer EEX-Preise sowie Bedeckungsgradzahlen in Mannheim, Kostenneutralität zum bestehenden NOVA-Tarif der MVV sowie in Anlehnung an die Verbrauchsannahme des Standardlastprofils gestaltet. Für die zwei Preisstufen wurden Grundregeln für Gültigkeitsintervalle festgelegt: Die teure Tarifstufe sollte maximal fünf Stunden am Stück gültig sein, während die günstige Tarifstufe immer mindestens zwei Stunden gültig sein sollte, um den Kunden einen ausreichend langen Zeitraum für die Lastverschiebungen zu ermöglichen (z. B. ein ganzer Waschgang während der Niedrigtarifzeit).

Hier ist deutlich zu erkennen, dass der Wochenendtarif noch einmal stark vereinfacht ist, um einem möglicherweise am Wochenende besonders stark empfundenen Komfortverlust entgegen zu wirken. Der Kunde wird durch das Wochenendprofil primär dazu ermutigt, die Lastspitzen zur Mittags- und Abendzeit zu meiden.

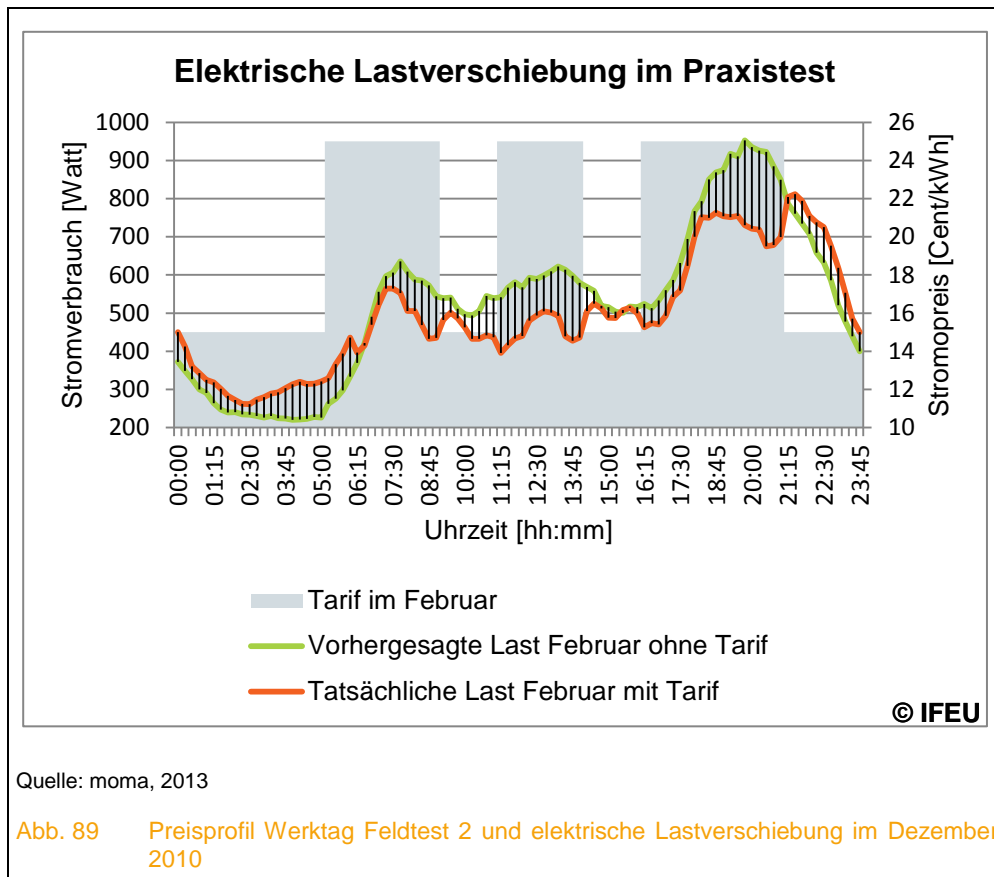
Die Tarifprofile waren so für zwei Monate (Oktober 2010 und November 2010) gültig und wurden in den darauffolgenden Monaten nur geringfügig geändert.

In der Wirkungsforschung für diese zweite Phase des moma-Feldtests zeigte sich, dass die Kunden auf die Preisanreize durchaus reagierten. Die Veränderungen im Lastverhalten in den Monaten, in denen der Tarif angeboten wurde, wurden mit einem modifizierten Standardlastprofil verglichen. Das modifizierte Standardlastprofil wurde durch eine Korrektur von H0 mit tatsächlich im September – vor Implementierung des Tarifanreizes - bei den Feldtestkunden gemessenen Verbrauchswerten ermittelt.

Es muss allerdings festgehalten werden, dass die Berechnung der Verbrauchsveränderung fehleranfällig ist, da andere externe Effekte nicht sauber vom tatsächlichen Preiseffekt trennbar sind. Wetter-, Verbrauchsrückmeldungs- oder Bewusstseinsseffekte könnten passend auftreten und als Verbrauchsverlagerung zu Unrecht auf die Preisanreize zurückgeführt werden.

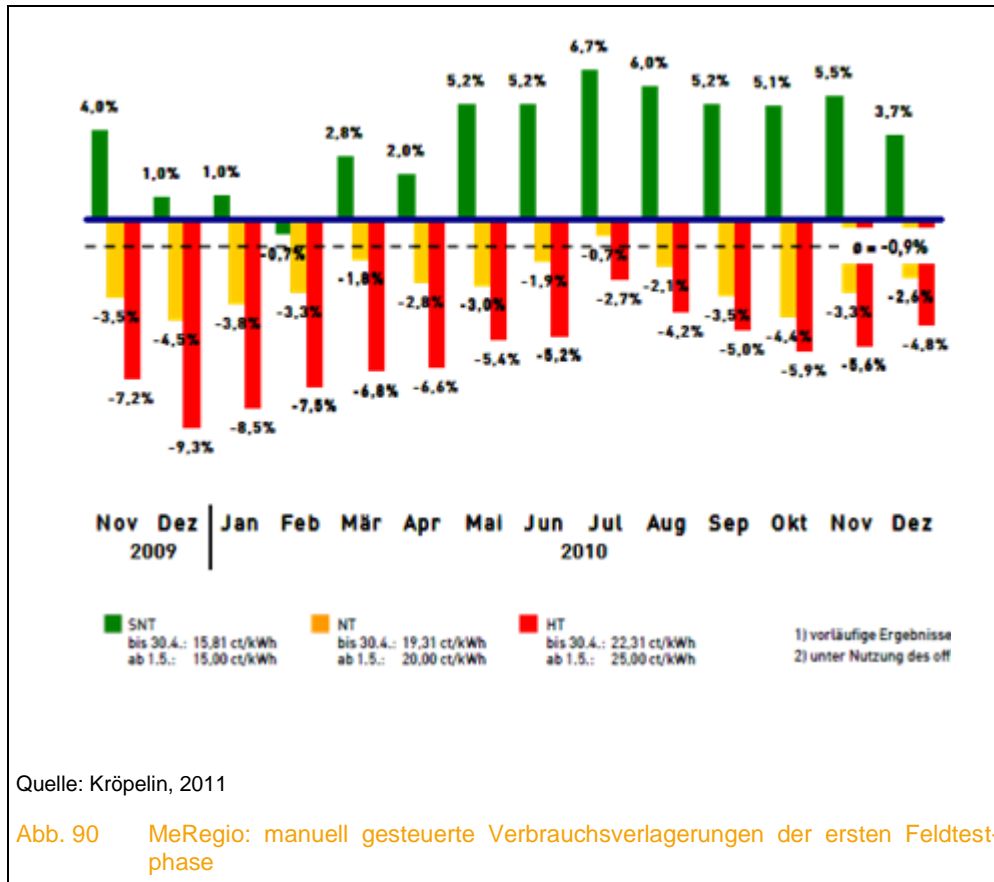
Ergebnis des Feldtests war, dass die 104 angeschlossenen Feldtesthaushalte etwa 6 bis 8 Prozent der elektrischen Last von den teuren in die günstigen Tarifzeiten verlagerten. Abb. 89 zeigt als Beispiel das im Dezember 2010 gültige Tarifprofil sowie den erwarteten und den durchschnittlich erfolgten Verbrauch in den Feldtesthaushalten.

Nach Feldtestkundenumfragen, die im Rahmen dieser Phase von moma durchgeführt wurden, fühlten sich die Kunden durch die monetären Einsparpotenziale, aber auch aus Klimaschutzgründen motiviert, ihren Verbrauch anzupassen.. Beachtlich ist, dass das monatliche Einsparpotenzial durch die Verarbeitung der Tarifanreize nur zwischen 5 und 8 Euro lag.



Bereits in der ersten Phase des Projekts MeRegio, die zunächst nur die Messung der Feldtestkunden und keine direkte Steuerung von Verbrauchs- oder Erzeugungssapplikationen vorsah, wurden zur Ermittlung der Preiselastizität des Verbrauchs von Haushaltskunden Strompreissignale auf Stundenbasis zum Test von Sensitivitäten bei Standardlastprofil-Kunden mit drei unterschiedliche Preisstufen angeboten. Für diesen ersten Feldtest wurden 100 Kunden ausgewählt. Das Resultat der ersten Phase war eine Lastenverschiebung vom teuren HT-Strom (rot) zum günstigen SNT-Strom (grün). Der Hochtarif reduzierte die Lasten stetig (siehe Abb. 90).

Vor allem in den Mittags- und Nachmittagsstunden reagierten die Kunden auf die zeitvariablen Tarife. Die Energieeffizienz wurde durchschnittlich erhöht und der Gesamtverbrauch nochmals gegenüber dem ISZ-Tarif um 0,9 Prozent reduziert (siehe Abb. 90). Innerhalb der ersten 14 Monate des Feldtests konnten 43 Tonnen CO₂ eingespart werden und zudem konnte ausgehend von einem Normalverbrauch von 4851 kWh ein maximales (gemitteltes) Einsparpotenzial von 10 Euro pro Monat für die Haushalte errechnet werden (mit hoher Varianz).



Quelle: Kröpelin, 2011

Abb. 90 MeRegio: manuell gesteuerte Verbrauchsverlagerungen der ersten Feldtestphase

Auch die Modellregion Smart Watts testete in einem Vorpiloten einen zeitvariablen Tarif. Innerhalb des StromSTA@Duo-Tarifs stellte der Konsortialpartner STAWAG den Feldtestkunden Smart Meter und eine webbasierte Visualisierung kostenlos zur Verfügung. Der Tarif wurde so entwickelt, dass eine „zeitzonenbasierte“ Preisgestaltung mit dem haushaltstypischen Lastgangverlauf kombiniert werden konnte. Als Ergebnis entstand ein dreistufiger zeitvariabler Tarif. Die Bepreisung der einzelnen Zonen, Arbeitspreis 21,09 ct/kWh in der Sparstromzeit und Arbeitspreis 25,25 ct/kWh in der Normalstromzeit war so angelegt, dass eine Verbrauchsverlagerung in die Sparstromzeit eine Ersparnis in Höhe von 4,16 ct/kWh brutto gewährleistete. Die Gesamtverteilung Sparstromzeit versus Normalzeit war 55 Prozent zu 45 Prozent der Tageszeit, so dass die Kunden durchaus von der Preisspreizung profitieren konnten. Der Verbrauch der Kunden wurde monatsgenau abgerechnet.

Der StromSTA@Duo-Tarif führte im Zusammenhang mit den eingesetzten Visualisierungen im ersten Test zu einem signifikanten Verlagerungseffekt von bis zu 12 Prozent aus der Normalstrompreiszeit heraus. In Fokusgruppengesprächen bewerteten die SmartWatts-Kunden den zeitvariablen Tarif ebenso wie viele Kunden in anderen Modellregionen als besonders gut. Als Hauptfaktor für die positive Bewertung wurden auch in dieser Modellregion das leichte Verständnis und das Gefühl, dass Tarifierreize und das eigene Verhalten in direkter Beziehung zueinander stehen, angegeben.

3.3.1.2.2 Verbrauchvariable Tarife (manuelle Steuerung)

verbrauchvariable Tarife		Einheit	Beschreibung	End- ergebnisse	Beschreibung	End- ergebnisse
Modellregion			E-DeMa		eTelligence	
Produkt			E-DeMa Balance		Mengentarif	
Name						
Beschreibung			Dem Tarif liegen drei Leistungsbänder zugrunde: P1 = Jahresnormverbrauch / 8.760 h; P2 = Jahresnormverbrauch / 5.500 h; P3 = Jahresnormverbrauch / 2.500 h. Die Bepreisung richtet sich danach, ob der Verbrauch unter- bzw. überhalb bestimmter Leistungsbänder bleibt		Mengenvariabler Tarif: bis 80 % ihres durchschnittlichen monatlichen Verbrauchs gilt die erste Preisstufe, für den darüber hinausgehenden Verbrauch die zweite Preisstufe	
Komponenten Tarif						
Tarifmerkmale						
Preisstufen	Anzahl			4		2
Änderung der Preishöhe	Intervall		nein		nein	
Gültigkeitszeiten	Anzahl					
Änderung der Gültigkeitszeiten	Intervall					
Grundpreis	EUR/a					
Arbeitspreise	ct/kWh		1 NT 8,49 2 HT 21,69 3 HHT2 36,69 4 HHT max 61,69		1: 20,67 2: 36,7	
Preisspreizung	ct/kWh			53,2		16,03
sonstiges (Bonus, ...)						
Komponenten Feedback						
Feedback-System						
Eigenes Display (Hardware)	<input checked="" type="checkbox"/>	x				
Geräteintegr. Display	<input checked="" type="checkbox"/>					
App	<input checked="" type="checkbox"/>					
Monatliche Verbrauchsinfo	<input checked="" type="checkbox"/>				x	
Portal	<input checked="" type="checkbox"/>	x			x	
sonstiges	<input checked="" type="checkbox"/>					
Komponenten Steuerung						
Art						
manuell	<input checked="" type="checkbox"/>				x	
automatisiert (Gateway, Steckdosen, einzeln)	<input checked="" type="checkbox"/>					
direkt, ferngesteuert	<input checked="" type="checkbox"/>					
sonstiges	<input checked="" type="checkbox"/>					
Sitz der Steuerung						
im Gerät	<input checked="" type="checkbox"/>					
im Haushalt (Gateway, Steckdose)	<input checked="" type="checkbox"/>					
beim Aggregator	<input checked="" type="checkbox"/>					
sonstiges	<input checked="" type="checkbox"/>					
Eingebundene Endgeräte						
Weißer Ware	<input checked="" type="checkbox"/>					
KWK, Wärmepumpen	<input checked="" type="checkbox"/>					
PV	<input checked="" type="checkbox"/>					
Aggregate, Anlagen (Kühlung, ...)	<input checked="" type="checkbox"/>					
stationäre Speicher	<input checked="" type="checkbox"/>					
Elektro-Fahrzeuge	<input checked="" type="checkbox"/>					
sonstiges	<input checked="" type="checkbox"/>					

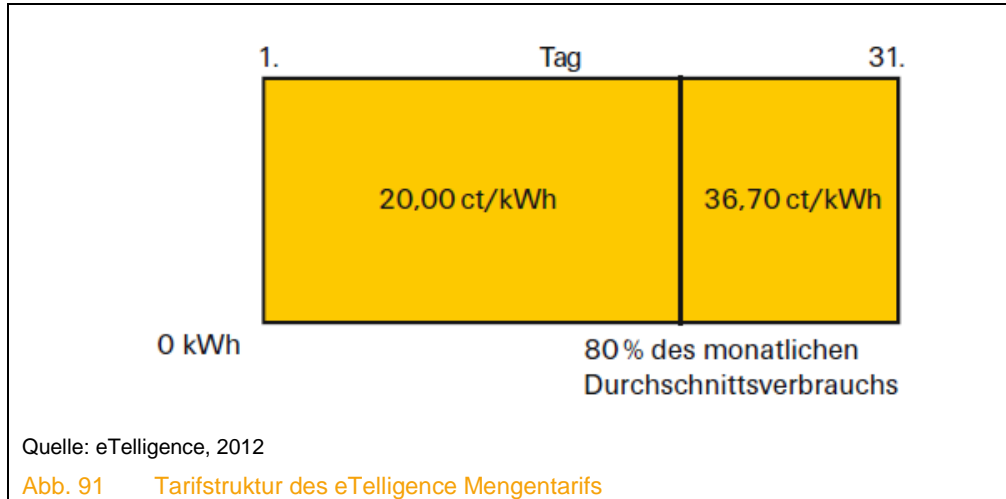
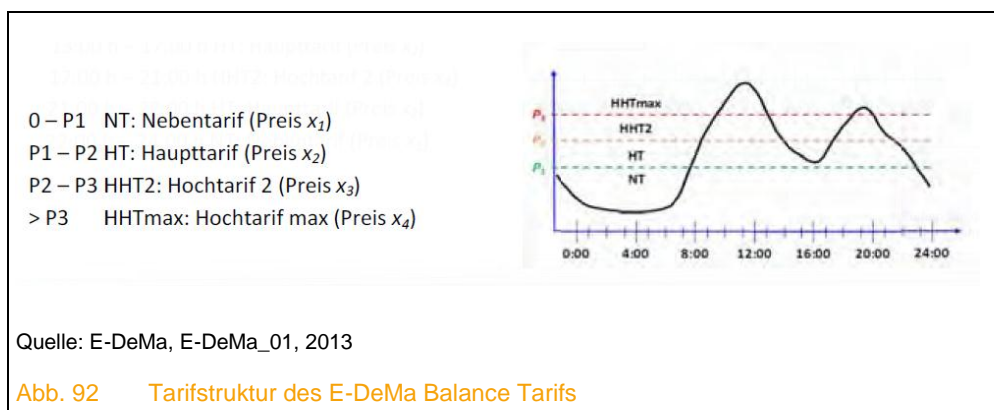
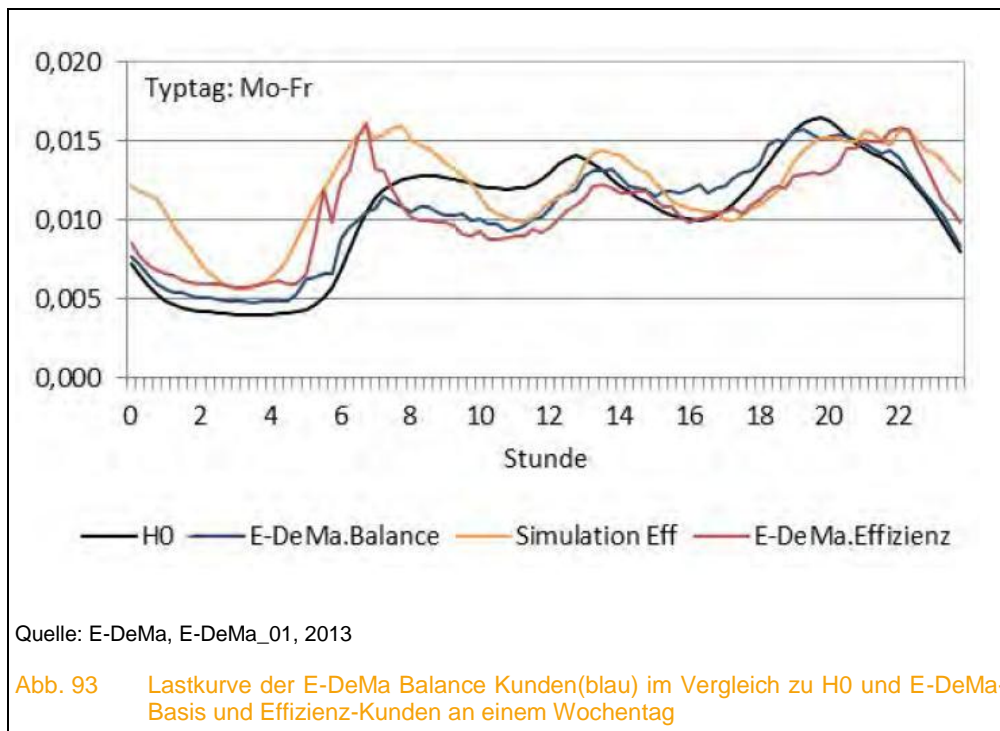


Abb. 91 verdeutlicht die Tarifstruktur des eTelligence-Mengentarifs, dessen Ziel es war, den Verbrauch der Feldtestteilnehmer über den Monat zu senken. Blieben die Verbraucher unter einer Schwelle von 80 Prozent ihres durchschnittlichen Monatsverbrauchs, wurden sie in einer günstigen Tarifstufe abgerechnet. Sofern sie die 80 Prozent überschritten, wurde der weitere Verbrauch in einer teureren Tarifzone abgerechnet. Die Verbrauchsschwelle wurde anhand der historischen Verbrauchswerte der Feldtestkunden für jeden teilnehmenden Haushalt individuell bestimmt. Der eTelligence Mengentarif bewirkte über die Feldtestlaufzeit hinweg eine durchschnittliche monatliche Verbrauchseinsparung von 37,29 kWh (= ca. 11 Prozent des monatlichen Durchschnittsverbrauchs) bei den Feldtestkunden und konnte in vielen Feldtesthaushalten dazu beitragen, dass sie über das Jahr des Feldtests gesehen über 100 € ihrer Stromkosten einsparen konnten.

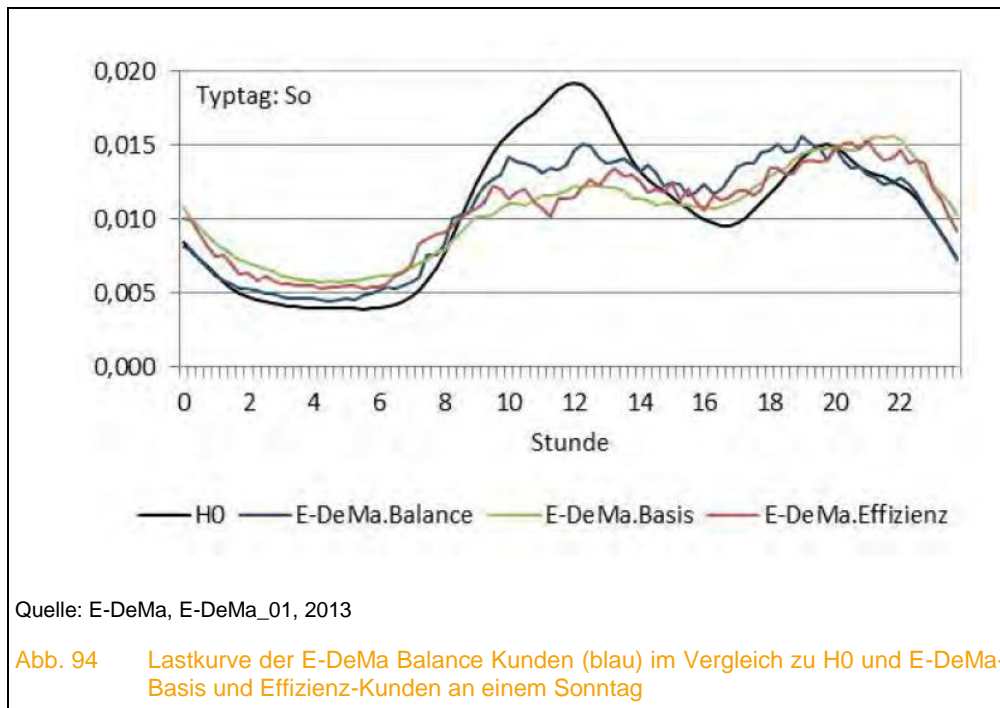
In der Modellregion E-DeMa wurde ein weiterer verbrauchsvariabler Tarif namens E-DeMa Balance aufgelegt, der nicht nur aus zwei, sondern vier Tarifbändern bestand, und nicht zum Ziel hatte, den Verbrauch über den Monat gesehen möglichst gering zu halten, sondern über den Tag gesehen zu verstetigen (Abb. 92).



Für die Auswertung wurden die durchschnittlichen Lastgänge der Feldtestkunden mit dem Standardlastprofil sowie mit den Lastgängen der im E-DeMa-Basis- und Effizienttarif abgerechneten Kunden verglichen. Es stellte sich heraus, dass der Lastgang über den Tagesverlauf stark vergleichmäßig werden konnte (siehe Abb. 93). Vor allem der starke Verbrauchsanstieg in den Morgenstunden blieb bei Balance-Kunden aus. Auch die Mittagslastspitze konnte verzögert und stark abgemildert werden. Dafür wurde das Verbrauchstal am Nachmittag aufgefüllt. Dies geht auch deutlich aus Abb. 93 hervor, in der die blaue Linie den durchschnittlichen Verbrauch der Balance-Kunden widerspiegelt.



Ähnlich wie bei den zeitvariablen Tarifen fiel im E-DeMa Feldtest auf, dass die Verarbeitung der verbrauchsvariablen Tarife am Wochenende wesentlich schwerer fiel als unter der Woche. In Abb. 94 sind die Unterschiede in den Lastgängen von E-DeMa Balance-, Basis- und Effizienz-Kunden wesentlich geringer ausgeprägt als an den Wochentagen.

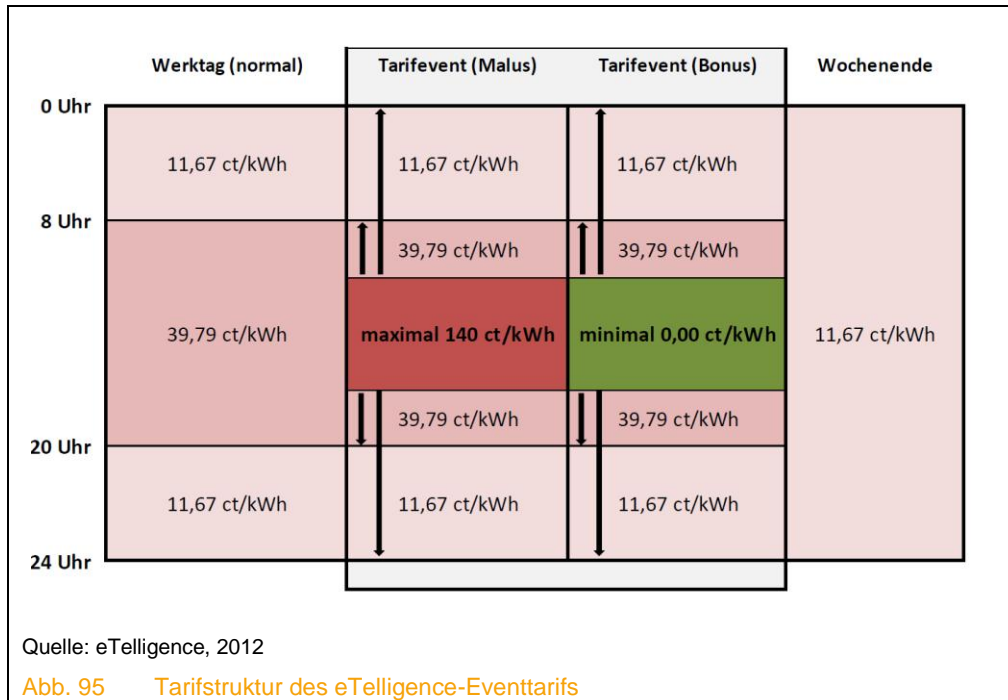


Zentral bei der Verarbeitung von verbrauchsvariablen Tarifen ist ein Verständnis für die Funktionsweise der Anreize. Dies stellt die Modellregion Smart Watts heraus, deren Konsortialpartner STAWAG in einem Vorpiloten bereits Erfahrungen mit verbrauchsvariablen Tarifen gesammelt hat.

Der sog. StromSTA®Effizienz-Tarif verfügte über einen tageszeitunabhängigen Arbeitspreis von 23,22 ct/kWh, was dem Arbeitspreis eines mengengestuftes aktuell gültigen Tarifs in der Verbrauchszone 2.801 kWh – 6.000 kWh entspricht. In dieser Zeit stellte die STAWAG Smart Meter und webbasierte Visualisierung kostenlos zur Verfügung und der Kunde zahlte ausschließlich seinen tatsächlichen Verbrauch. Ziel war es, den Verbrauch im Haushalt zu senken. In der Fokusgruppe nach dem Piloten gaben die Kunden jedoch an, den Tarif nicht verstanden zu haben. Des Weiteren erkannten sie in einer Verbrauchsverlagerung eine attraktivere Adaption ihres Verhaltens als in einer Verbrauchsreduzierung. Das Smart Watts Konsortium entschied sich auf Basis dieser Ergebnisse, im tatsächlichen Feldversuch keinen verbrauchsvariablen Tarif zu testen.

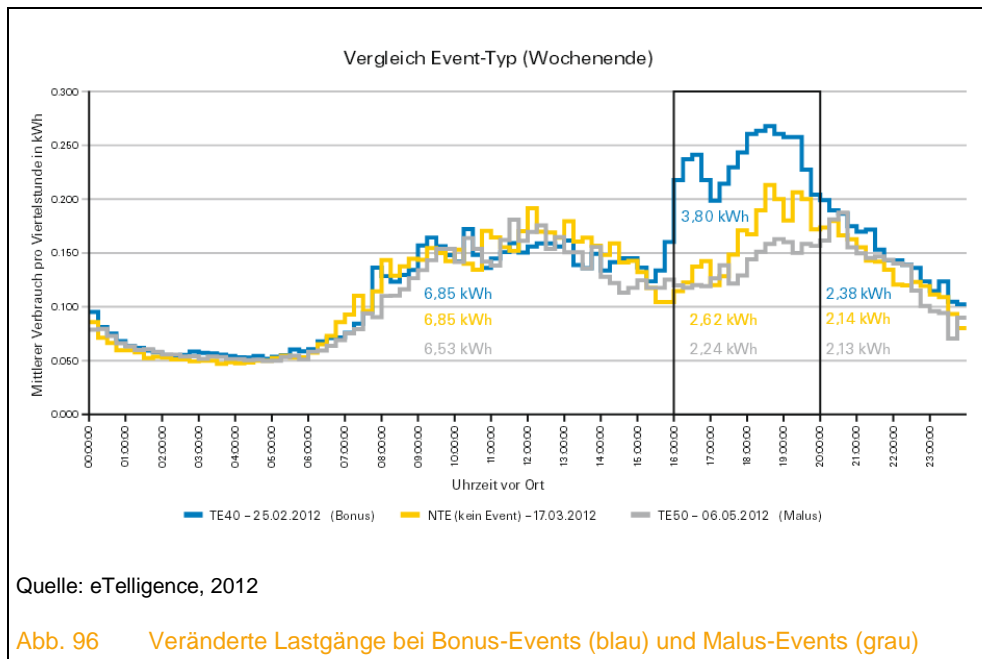
3.3.1.2.3 Event-Tarife (manuell und automatische Steuerung)

Bonus- und Malus-Events		Einheit	Beschreibung	End- ergebnisse	Beschreibung	Beschreibung	End- ergebnisse
Modellregion			eTelligence		E-DeMa	E-DeMa	
Produkt							
Name			Event-Tarif (Event-Komponenten)		Sunny Brunch	Stormy Dinner	
Beschreibung			Zeitvariabler Tarif mit 2 Preisstufen sowie ca. 14 tägig Bonus- und Malusevents mit Event-Preisstufen von 0 ct/kWh bis 100 ct/kWh	Reduktion des Verbrauchs in Komfortzeit um durchschnittlich 15,31 kWh/Monat (= ca. 12% des durchschnittlichen monatlichen Verbrauchs), nicht signifikant erhebliche Erhöhung des Verbrauchs in der Spartezeit. Kunden reagieren stärker auf Bonus-Events (Steigerung des Verbrauchs um bis zu 30%) als auf Malus-Events (Reduktion des Verbrauchs um bis zu 20%).	Abwandlung der Standardprofils der E-DeMa Produkte für IKT-Gateway 1 und 2, die kurzfristig: Günstiger Preisstufe in den Mittagsstunden soll zu möglichst viel Verbrauch zwischen 10 und 13Uhr anreizen, also zu Zeiten mit besonders hoher Sonneneinstrahlung in denen von hoher Einspeisung durch dezentrale PV-Anlagen ausgegangen werden kann.	Abwandlung der Standardprofils der E-DeMa Produkte für IKT-Gateway 1 und 2, die kurzfristig: Günstiger Preisstufe in den Abendstunden soll zu möglichst viel Verbrauch in dieser Zeit führen, um z.B. eine Prognose von besonders hoher Windkraft einspeisung weiterzugeben.	Die Auswertung bezog sich alle Kunden (passiv und aktiv) an allen Tagen, an denen die Bonus-Events Sunny Brunch und Stormy Dinner geschaltet wurden und wurde mit der Standardtarifstruktur, in der die Kunden sonst abgerechnet wurden verglichen. Bei IKT-Gateway 1 Kunden mit manueller Verbrauchssteuerung stellte sich heraus, dass die Events das Verbrauchsverhalten kaum bis gar nicht beeinflussen. Die Kunden blieben den eingelebten Tarifstrukturen des Stadartarif-Setups treu. Bei den IKT-Gateway 2 Kunden mit zusätzlichen Automatisierungslösungen wurde ebenfalls keine signifikante Veränderung des Verbrauchs während der Tarifevents festgestellt.
Komponenten Tarif							
Tariftyp							
	ZV Zeitvariabler Tarif	<input checked="" type="checkbox"/>	x				
	Dynamischer Tarif	<input checked="" type="checkbox"/>					
	Mengenvar. Tarif	<input checked="" type="checkbox"/>					
	Bonus/Malus-Events	<input checked="" type="checkbox"/>	x				
	Direkte Laststeuerung	<input checked="" type="checkbox"/>					
	sonstiges	<input checked="" type="checkbox"/>					
Tarifmerkmale							
	Preisstufen		Anzahl	2			
	Änderung der Preishöhe		Intervall	nein			
	Gültigkeitszeiten		Anzahl	2			
	Änderung der Gültigkeitszeiten		Intervall	nein			
	Grundpreis		EUR/a				
	Arbeitspreise		ct/kWh	1 NT: 15 2 NT: 25 Bonus: 0-10; Malus: 50-120	ST = 9,44 ct/kWh statt teurerer Tarifstufe in Standardtarif	ST = 9,44 ct/kWh statt teurerer Tarifstufe in Standardtarif	
	Preisspreizung		ct/kWh	10 bzw. 105			
	sonstiges (Bonus, ...)						
Komponenten Feedback							
Feedback System							
	Eigenes Display (Hardware)	<input checked="" type="checkbox"/>					
	Geräteinteg. Display	<input checked="" type="checkbox"/>					
	App	<input checked="" type="checkbox"/>	x		x	x	
	Monatliche Verbrauchsinfo	<input checked="" type="checkbox"/>	x		x	x	
	Portal	<input checked="" type="checkbox"/>	x		x	x	
	sonstiges	<input checked="" type="checkbox"/>					
Komponenten Steuerung							
Art							
	manuell	<input checked="" type="checkbox"/>	x		x	x	
	automatisiert (Gateway, Steckdosen, einzelne C)	<input checked="" type="checkbox"/>					
	direkt, ferngesteuert	<input checked="" type="checkbox"/>					
	sonstiges	<input checked="" type="checkbox"/>					
Sitz der Steuerung							
	im Gerät	<input checked="" type="checkbox"/>					
	im Haushalt (Gateway, Steckdose)	<input checked="" type="checkbox"/>					
	beim Aggregator	<input checked="" type="checkbox"/>					
	sonstiges	<input checked="" type="checkbox"/>					
Eingebundene Endgeräte							
	Weisse Ware	<input checked="" type="checkbox"/>					
	KWK, Wärmepumpen	<input checked="" type="checkbox"/>					
	PV	<input checked="" type="checkbox"/>					
	Aggregate, Anlagen (Kühlung, ...)	<input checked="" type="checkbox"/>					
	stationäre Speicher	<input checked="" type="checkbox"/>					
	Elektro-Fahrzeuge	<input checked="" type="checkbox"/>					
	sonstiges	<input checked="" type="checkbox"/>					



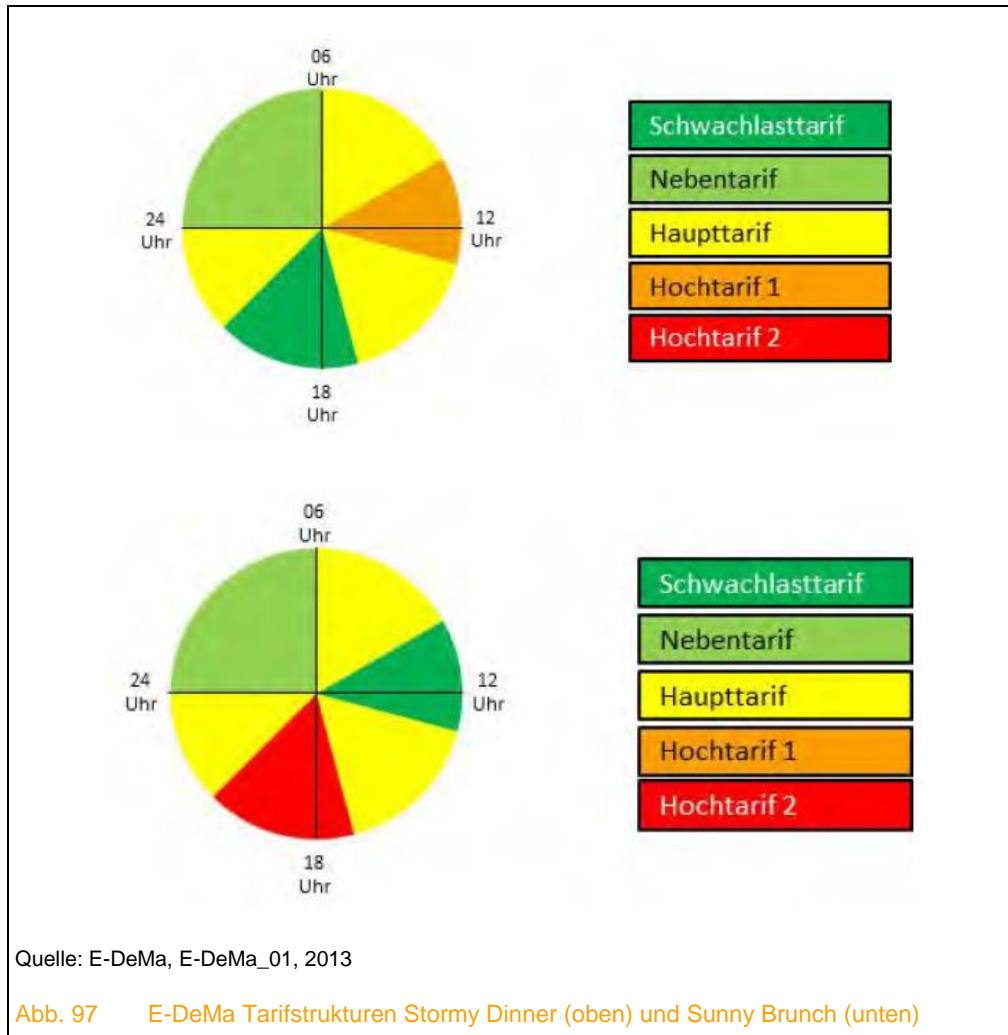
In eTelligence wurde der einfache zeitvariable Tarif durch sog. Bonus- und Malus-Events ergänzt, die gleichermaßen zu Marketingzwecken („Die Weihnachtsgans umsonst braten“) als auch zur Verdeutlichung der Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien in der Region („überschüssige Windenergie umsonst an den Kunden weitergeben“) eingesetzt werden konnten. Bei einem Malus-Event konnte für ein bestimmtes Zeitintervall ein Preis von bis zu 140 ct/kWh in Rechnung gestellt werden, bei einem Bonus-Event gab es den Strom quasi umsonst. Die Tarifevents wurden nach einer Ankündigungsfrist zwischen einem und drei Tagen geschaltet. Die Auswertung des Verbrauchsverhalten ergab eine Asymmetrie zwischen der manuellen Verarbeitung von Bonus- und Malusevents: Den Kunden fiel es leichter, ihren Verbrauch zu erhöhen als zu reduzieren. So waren bei Bonus-Events Verbrauchssteigerungen von bis zu 30 Prozent möglich, während bei Malus-Events max. bis zu 20 Prozent des Verbrauchs eingespart oder in andere Zeiten verschoben wurden. Diese Asymmetrie in der Verarbeitung wird in Abb. 96 verdeutlicht. Die blaue Kurve, die für Verbrauch während eines Tages mit Bonus-Event steht, weicht wesentlich stärker von der gelben Kurve, die für den durchschnittlichen Verbrauch an Tagen ohne Events steht, ab als die graue Kurve, die wiederum den Verbrauch während Malus-Events verdeutlicht.

Auch in E-DeMa wurden die Feldtestkunden mit Tarifevents konfrontiert, die nicht nur manuell, sondern bei IKT-Gateway 2-Kunden auch mit automatischer Steuerung umgesetzt werden konnten. Für die Tarifstruktur wurde die normale Zeitstruktur der Tarife, die vor allem daraufhin aufgesetzt war, den Verbrauch von den normal üblichen Mittags- und Abendspitzen in andere Zeiten zu verlagern. Während der Tarifevents Sunny Brunch und Stormy Dinner wurde gerade zu diesen Zeiten die Kilowattstunde besonders günstig dargeboten.



Hintergrund der veränderten Zeitstrukturen war es, übermäßig verfügbare Erneuerbare Energien (Photovoltaik durch Sunny Brunch, Windenergie bei Stormy Dinner) in tarifliche Anreize zu übersetzen. Die Ergebnisse in den Feldtests von E-DeMa unterscheiden sich von den guten Ergebnissen aus eTelligence. Bei den Kunden, die manuell auf die Preisanreize reagierten, konnten die Tarifevents nicht mit den eingetübten Tarifmustern konkurrieren. Speziell die im relativ komplexen E-DeMa Effizienz-Tarif abgerechneten Kunden änderten ihr Verhalten nicht merklich während eines Tarifevents. Aber auch die IKT-Gateway 2-Kunden, deren automatisierte Steuerung die Verarbeitung der abweichenden Anreize erleichtern hätte können, reagierten nicht signifikant. Kunden, die zufällig die Bereitstellungszeit ihrer Geräte während der Tarifevents eingestellt hatten, konnten von den günstigen Tarifzeiten profitieren. Auch die E-DeMa-Events wurden den Kunden im Vorhinein angekündigt.

Ein zentraler Unterschied zwischen den Tarifevents in E-DeMa und eTelligence, der zum Teil für die Erklärung der so unterschiedlichen Ergebnisse herangezogen werden kann, liegt in der Kommunikation mit den Feldtestkunden. Die Tarifevents waren zentrale Bausteine der Kundenkommunikation und wurden bei den Kunden als Möglichkeit, Strom sogar umsonst beziehen zu können, beworben. Im Laufe des Feldtests kam es bei einigen Feldtestteilnehmern sogar zu parallelen sozialen Events („Stromverbrauchsparty in der Nachbarschaft“), bei denen die Feldtestkunden gemeinsam mit Freunden und Bekannten den sich ergebenden Kostenvorteil nutzten. Dies wurde von der Projektkommunikation stark unterstützt.



Bei E-DeMa waren die Tarifevents nur eine weitere Option neben einer Vielzahl von unterschiedlichen Tarifarrangements, aus denen die Feldtestkunden jeden Monat erneut wählen konnten. Zudem ist der eTelligence Grundtarif sehr einfach zu verarbeiten. Im Vergleich zu z. B. dem E-DeMa Effizienztarif, der aus vier verschiedenen Tarifzonen besteht, sind die Tarifzeiten einfach zu erinnern und es fällt leichter, auf einen zusätzlichen Anreiz zu reagieren.

Das Potenzial von Event-Tarifen liegt darin, Kunden für die schwankende Erzeugung von Strom und für schwankende Preise von Strom an den Märkten zu sensibilisieren.

Die Ergebnisse aus eTelligence und E-DeMa lassen nicht darauf schließen, dass das Verbrauchsverlagerungspotenzial der Haushalte ausreicht, um tatsächlich einen starken Windhub und die so entstehende überschüssige regionale Erzeugung auszugleichen. Bonus-Events können von Vertrieben und Stadtwerken auch zur Kundenbindung genutzt werden, um zu verdeutlichen, dass zu diesem Zeitpunkt günstige Preise oder Erzeugungskonditionen an Kunden weitergegeben werden.

3.3.1.2.4 Dynamische Tarife (automatische Steuerung)

dynamische Tarife		Einheit	Beschreibung	Endergebnisse	Beschreibung	End-ergebnisse	Beschreibung	End-ergebnisse	Beschreibung	End-ergebnisse	Beschreibung	End-ergebnisse
Modellregion			moma		Reg/Modtarz		SmartWatts		E-DeMa		E-DeMa	
Produkt	Name		dynamisch		Residuallasttarif		StromSTAR		E-DeMa Komplex		E-DeMa Variabel	
	Beschreibung		Dynamischer, vollautomatisierter Tarif mit 31 Preisstufen	monetäre Einsparungen zwischen 0,52€ und 44,71€/Monat, nachgewiesene Preiselastizität des Verbrauchs -0,106 (Verhältnis prozentuale Verbrauchsänderung zu prozentualer Preisänderung)	Dynamischer Tarif mit 9-Preisstufen, Bonus/Malus bei Abrechnung, simulierter Residuallasttarif	Zum RegModtarz Residuallasttarif liegen keine Auswertungen von verändertem Verbrauchsverhalten vor.	dynamischer Tarif, automatische Reaktion über EEBus Bridge und EEBus-Steckdosen	Die ersten Auswertungen aus Juni und Juli 2013 zeigten, dass Kunden mit intelligenten Geräten auf sinkende Preisen durchschnittlich mit einer Verbrauchsanhebung von 9,3% reagierten und auf steigende Preise mit einer Verbrauchsenkung von 3,7%. Kunden, deren Applikationen durch intelligente Steckdosen gesteuert wurden, reagierten auf steigende Preise mit einer Verbrauchsreduktion von 1,6% und auf sinkende Preise mit einer Verbrauchsanhebung von 1,3%. Kunden die mit Hilfe einer Visualisierung manuell auf den Tarif reagierten senkten ihren Verbrauch bei steigenden Preisen um 3,8 Prozent und erhöhten ihn bei sinkenden Preisen durchschnittlich um 0,8%.	Die Tarifstruktur basiert auf dem Musterprodukt E-DeMa.Effizienz für IKT-Gateway 1-Kunden. Der Kunde kann seine Weiße Ware zwecks Kostenoptimierung über das IKT-Gateway 2 ansteuern. Ansonsten erzielten die Kunden mit automatisierung ähnliche Ergebnisse wie die Kunden, die im E-DeMa Effizienz Tarif abgerechnet wurden. Allerdings ist die Verbrauchsverlagerung bei eher passiven Kunden höher.	Die Tarifstruktur basiert auf dem Musterprodukt E-DeMa.Effizienz für IKT-Gateway 1-Kunden. Der Kunde kann seine Weiße Ware zwecks Kostenoptimierung über das IKT-Gateway 2 ansteuern.	siehe E-DeMa Komplex: Alle drei IKT-Gateway 2-Produkte waren auf Verbrauchsseite gleich, so dass der Anreiz zur Lastverschiebung und die Auswertung gleich erfolgen konnten:	
	Komponenten Tarif											
	Tarifmerkmale											
		Preisstufen	Anzahl	31						35,13		35,13
		Änderung der Preishöhe	Intervall	täglich								
		Gültigkeitszeiten	Anzahl	max. 24								
		Änderung der Gültigkeitszeiten	Intervall	täglich								
		Grundpreis	EUR/a									
		Arbeitspreise	ct/kWh	1. Tarifblock: 10 – 16 2. Tarifblock: 17 – 23 3. Tarifblock: 24 – 30		Preisstufen 1-4 geringer Preis, min. 11,8 Preisstufe 5: neutral Preisstufen 6-9 hoher Preis, max.: 35,8		min.: 14 max.: 32				
		Preispreizung sonstiges (Bonus, ...)	ct/kWh	31		24 simuliert bei normaler weiterer Abrechnung über bisherigen Stromtarif		18				
	Komponenten Feedback											
	Feedback-System											
		Eigenes Display (Hardware)	<input checked="" type="checkbox"/>	x								
		Geräteintegr. Display	<input checked="" type="checkbox"/>			x						
		App	<input checked="" type="checkbox"/>					x				x
		Monatliche Verbrauchsinfo	<input checked="" type="checkbox"/>	x				x				x
		Portal	<input checked="" type="checkbox"/>	x								
		sonstiges	<input checked="" type="checkbox"/>									
	Komponenten Steuerung											
	Art											
		manuell	<input checked="" type="checkbox"/>									
		automatisiert (Gateway, Steckdosen, ...)	<input checked="" type="checkbox"/>	x				x				
		direkt, ferngesteuert	<input checked="" type="checkbox"/>									
		sonstiges	<input checked="" type="checkbox"/>	Energiebutler								x
	Sitz der Steuerung											
		im Gerät	<input checked="" type="checkbox"/>	x				x				
		im Haushalt (Gateway, Steckdose)	<input checked="" type="checkbox"/>					x				
		beim Aggregator	<input checked="" type="checkbox"/>									
		sonstiges	<input checked="" type="checkbox"/>									
	Eingebundene Endgeräte											
		Weiße Ware	<input checked="" type="checkbox"/>	x				x				
		KWK, Wärmepumpen	<input checked="" type="checkbox"/>	x				x				
		pV	<input checked="" type="checkbox"/>									
		Aggregate, Anlagen (Kühlung, ...)	<input checked="" type="checkbox"/>	x								
		stationäre Speicher	<input checked="" type="checkbox"/>									
		Elektro-Fahrzeuge	<input checked="" type="checkbox"/>									
		sonstiges	<input checked="" type="checkbox"/>									

Preisstufe	Bonus/Malus [ct/kWh]
9	16 ct/kWh Malus
8	12 ct/kWh Malus
7	8 ct/kWh Malus
6	4 ct/kWh Malus
5	0 ct/kWh
4	4 ct/kWh Bonus
3	8 ct/kWh Bonus
2	12 ct/kWh Bonus
1	16 ct/kWh Bonus

Quelle: RegModHarz, 2012

Abb. 98 RegModHarz Konzept für den dynamischen Tarif

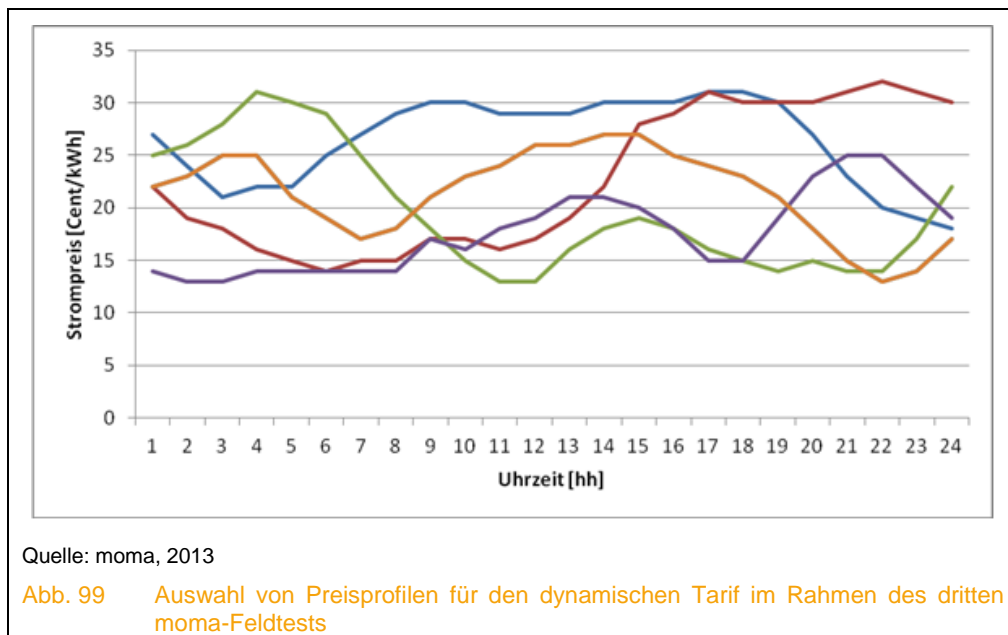
Abb. 98 zeigt die Tarifstufen des in RegModHarz zur Minimierung der regionalen Residuallast eingesetzten dynamischen Tarifs. Der komplexe neunstufige Tarif, dessen Zeitstruktur sich täglich ändern konnte, wäre für Feldtestkunden nur schwer manuell zu verarbeiten gewesen.

Zur Unterstützung der Umsetzung der Preissignale wurden sog. BEMIs (Bidirektionale Energiemanagement Interfaces) und fernschaltbare Steckdosen in den Feldtesthaushalten installiert, die eine automatische Steuerung von Verbrauchern ermöglichten. Der dynamische Tarif ermöglicht die Anpassung des Stromverbrauchs an die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und trägt damit zur Vermeidung teurer Residuallasten bei. Er wird auf Grundlage von Erzeugungs- und Lastprognosen für die 24 Stunden des Folgetags berechnet. Damit entsteht ein Anreiz für die Haushalte, ihre Lasten zeitlich in die Phasen zu verschieben, in denen das Angebot an erneuerbaren Energien in Relation zum Strombedarf hoch ist. Auf Grundlage des Tarifs berechnet das BEMI Einsatzpläne für Hausgeräte. Dabei sollen die Geräte möglichst dann in Betrieb sein, wenn viel Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht. Die Verteilung der Preiszonen für den Folgetag wurde täglich auf der RegModHarz Marktplattform (www.regmodharz-marktplatz.de) veröffentlicht.

Ein weiterer dynamischer Tarif mit automatischer Steuerungskomponente findet sich im dritten Teil der Modellstadt Mannheim-Feldtestreihe. Dort wurde mit Hilfe von Energiebutlern ein volldynamischer Tarif mit 31 Preisstufen, deren Verteilung und Gültigkeitsdauer sich jeden Tag ändern können, umgesetzt. Der Einsatz variabler Preise würde es ermöglichen, den Stromverbrauch von Kunden zu verändern um

- die Netzlast zu optimieren,
- die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen vor Ort zu verbessern,
- den Stromeinkauf an der EEX zu optimieren und Beschaffungsvorteile weiterzureichen.

Da die Netzsituation, der zukünftige Energiemix in Mannheim sowie zukünftige Marktmechanismen ungewiss sind, sollte es in moma darum gehen, prinzipiell auszutesten, wie viel Einfluss Preise grundsätzlich unter Hilfestellung von Automatisierungslösungen auf das Verbrauchsverhalten von Privathaushalten haben. Die Abfolge der Preise innerhalb des dynamischen Tarifs wurde zufällig, aber unter Berücksichtigung der Plausibilität der Preise ausgewählt. Das heißt, dass zu große Sprünge in der Bepreisung der aufeinander folgenden Tarifzonen vermieden wurden. Abb. 99 zeigt eine Auswahl von umgesetzten Tarifstrukturen, die zwar die konstante Veränderung der Bepreisung alle 60 Minuten dokumentiert, aber auch die Plausibilität verdeutlicht.



Trotz des sehr komplexen und dynamischen Tarifs gab es bei 48 Prozent der Teilnehmer am Ende des Feldtests weiterhin ein Interesse an der Nutzung eines variablen Tarifs. Nur etwa 10 Prozent der Befragten würden einen variablen Tarif definitiv ablehnen. Die Motivation liegt besonders im finanziellen Bereich (Einsparungspotenzial). Am Ende des Feldtests bekamen 99 Prozent der Teilnehmer Rückerstattungen, weil sie mit dem moma-Tarif gegenüber ihrem ursprünglichen Tarif geringere Stromkosten im Feldtestzeitraum hatten. Sie sparten zwischen 0,52 € und 44,71 € pro Monat. Der maximale erzielte Bonus von 44,71 € ist damit wesentlich höher als die monetären Einsparungen, die mit anderen Tarifen erzielt wurden und könnte eine Refinanzierung der nötigen Automatisierungskomponenten in Haushalten schnell ermöglichen.

Auch eine Preiselastizität des Verbrauchs konnte für die moma-Feldtestkunden ermittelt werden: Durchschnittlich reagierten die Haushalte auf eine 100%-ige Preiserhöhung mit einer 11%-igen Verbrauchsreduktion. Das gilt sowohl für Kun-

moma-Kunden konnten bis zu 44€ monetäre Einsparungen im Monat erzielen

den, die gleichermaßen manuell und durch den Energiebutler automatisiert auf die Preisanreize reagierten, als auch für die Kunden, die auf die Nutzung des Energiebutlers wegen der anfänglichen technischen Probleme verzichteten. So erreichten beide Gruppen in bestimmten Zeiten Verbrauchsverlagerungen von bis zu 35 Prozent. Die automatische Steuerung ermöglichte des Weiteren den Betrieb einzelner Verbraucher (z. B. Geschirrspüler und Waschmaschine) aus den Lastspitzen des Tages (siehe Abb. 100 unten).

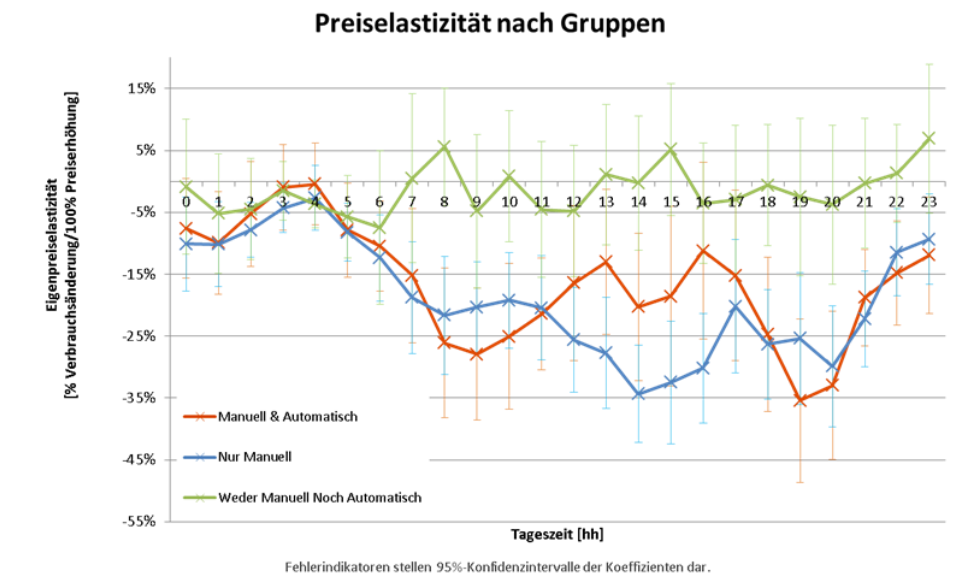
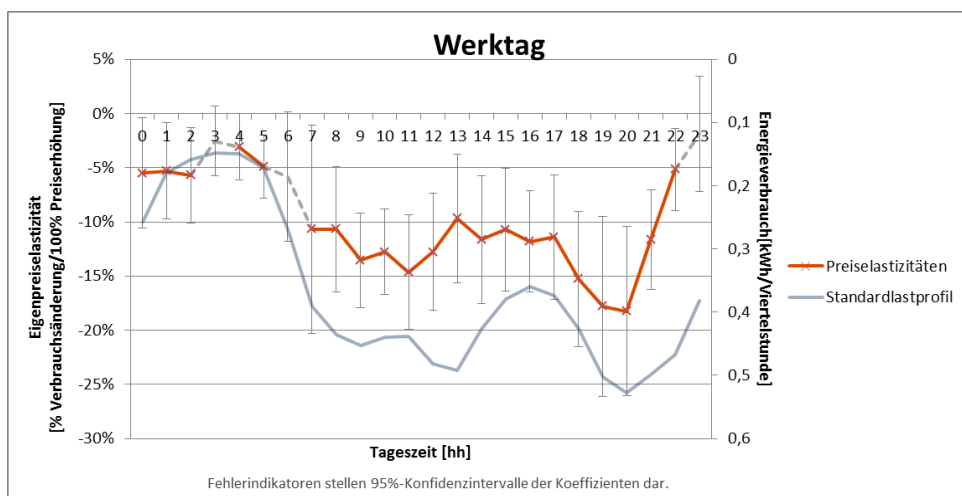
Allerdings muss angemerkt werden, dass die technische Umsetzung des dynamischen Tarifs mit Hilfe von Automatisierungstechnik ihre angestrebte Wirkung, den Komfort des Kunden zu erhöhen oder zumindest trotz verkompliziertem Tarif aufrecht zu erhalten, auf Grund des Reifegrads der Technologien noch verfehlt wurde. Die automatische Steuerung als vollintegrierte Funktion konnte wegen nicht ausreichend vorhandener Standardisierung der Systeme nicht realisiert werden, so dass das Konsortium auf einen modularen Aufbau (Energiebutler + intelligente Steckdosen) zurückgreifen musste. Innerhalb dieser Umsetzung kam es zu Fehlern, die zwar zumeist behoben werden konnten, aber dennoch dazu führten, dass die Kunden auf die automatisierte Ansteuerung von bis zu vier Haushaltsapplikationen fast gänzlich verzichteten. So kam es für ein erfolgreiches Verbrauchsmanagement – genauso wie bei den manuell zu verarbeitenden Ansätzen – auch im moma-Feldtest darauf an, dass die Feldtestkunden zu Hause waren und Zeit hatten, sich mit den Anreizen auseinander zu setzen. Jene Haushalte, die ihren Geräteinsatz manuell planten, konnten werktags wie bereits beschrieben besonders hohe Verbrauchsverlagerungen bewerkstelligen. In Übereinstimmung damit zeigt Abb. 100 (oben), dass die Preiselastizität in den frühen Abendstunden, wenn die Mehrzahl der Haushaltsmitglieder anwesend war und Preissignale gezielt umsetzen konnte, am höchsten war.

Feldtestkunden, die auch die automatische Steuerung durch den Energiebutler in Anspruch nahmen, zeigten eine leicht höhere Preisreaktion.

Allerdings wünschten sich die Feldtestkunden in den Abschlussbefragungen als Verbesserung explizit eine Integration der Automatisierung in die Haushaltsgeräte.

Aus dem moma-Feldtest kann also ausdrücklich nicht geschlussfolgert werden, dass automatisiertes Verbrauchsmanagement von Kunden abgelehnt wird, sondern dass es gilt, die technische Zuverlässigkeit und Umsetzbarkeit der Lösungen zu verbessern. Das moma-Konsortium spricht sich daher für die weitere Entwicklung „herstellerübergreifender, standardisierter technischer Lösungen“ aus.

Automatisiertes und manuelles Verbrauchsmanagement schließen sich nicht gegenseitig aus: Kunden können das Lastverschiebungspotenzial, das durch Automatisierung gehoben wird, durch manuelle Verarbeitung der Preisanreize weiter erhöhen



Quelle: moma, 2013

Abb. 100 moma 3.Feldtest: Stündliche Preiselastizitäten im Stromverbrauch der Haushaltskunden im Vergleich zum BDEW-Standardlastprofil (oben) und Preiselastizität der Gruppen manuell & automatisch, nur manuell und weder manuell noch automatisch (unten)

Die ersten Untersuchungen der Laständerungen im Verlauf des Feldversuchs von Smart Watts mit intelligenten Geräten sowie smarten Steckdosen, die automatisiert Preissignale aus dem dynamischen Smart Watts-Tarif umsetzen können, zeichnen ein positives Bild der Automatisierungslösungen im Vergleich zu einer Teilnehmergruppe, die ausschließlich mit Hilfe von Feedbackinformationen zu Verbrauchsänderungen angeregt werden sollte.

Der dynamische Tarif in Smart Watts verfügt über einer Preisspreizung von 18 ct. Die Zusammensetzung der Preisstufen über den Tag verändert sich täglich und wird durch das im Feldversuch eingesetzte Smart Balancing System bestimmt.

Je besser und zuverlässiger die Automatisierung in der Praxis funktioniert, desto höher ist die Kundenakzeptanz für die Lösung.

Stündlich wird der Preis für die folgenden 24 Stunden des Tarifs aktualisiert. Während die Preise für die nächsten zwei Stunden fixiert sind, können nachfolgende Tarifstufen sich nach der nächsten Aktualisierung in einer anderen Preisstufe befinden, um externe Ereignisse aus den Kurzfristprognosen in die Preisbildung mit aufnehmen zu können.

Tab. 5 schlüsselt die Verbrauchsänderung, die auf unterschiedliche Preisanreize folgt, deutlich auf und zeigt, dass die Kunden mit der in den Applikationen integrierten Automatisierungskomponente deutlich stärker Preissignale umsetzen, als solche, die mit modularen technischen Komponenten ausgestattet sind oder solche, die ausschließlich mit einer Visualisierung Verschiebungen bewerkstelligen sollten.

Tab. 5 Mittlere relative Verbrauchsänderung in Abhängigkeit der Richtung der Preisänderung im dynamischen SmartWatts-Tarif

Quelle: Smart Watts, 2013

Gruppe	Preisänderung (Richtung)	Verbrauchsänderung			Anzahl Anschlüsse			Anzahl Datenpunkte		Anzahl beobachteter Preisänderungen	
		Jun	Juli	gesamt	Jun	Juli	gesamt	Jun	Juli	Jun	Juli
Intelligente Geräte	sinkt	7.0%	11.1%	9.3%	15	15	15	1375	1755	109	137
Intelligente Geräte	steigt	-2.9%	-4.3%	-3.7%	15	15	15	1473	1889	116	149
Steckdosen	sinkt	1.5%	4.7%	3.3%	193	194	196	18495	23131	109	137
Steckdosen	steigt	-1.2%	-1.9%	-1.6%	193	194	196	19733	25143	116	149
Visualisierung	sinkt	0.7%	0.8%	0.8%	8	9	9	693	1047	109	137
Visualisierung	steigt	-4.3%	-3.4%	-3.8%	8	9	9	745	1144	116	149

Automatisierungslösungen können das Lastverschiebungspotenzial vor allem nachts und während Arbeitszeiten erhöhen.

Ähnlich wie bei den manuell verarbeiteten Preisanreizen im Rahmen des Event-Tarifs von eTelligence zeigt sich auch hier, dass eine Verbrauchsanhebung durch positive Preisanreize einfacher zu bewirken ist, als eine Reaktion auf negative Preisanreize, die zu einer Verbrauchsreduktion führen sollen. Bei Smart Watts kann dies durch die automatische Aktivierung von Verbrauchsapplikationen, die

von den Kunden im Rahmen des Energiemanagements eingestellt werden, nach Preisreduktionen erklärt werden.

Das Energiemanagementsystem, das im Rahmen des MeRegio-Feldversuchs zum Einsatz kam (Steuerbox), beinhaltete neben der Anpassung der Fahrpläne für die Verbrauchsanwendungen in den Testhaushalten eine Eigenoptimierungsfunktion. So konnten Prosumer ihren Verbrauch auch auf die Eigenproduktion ihrer PV-Anlagen oder ihres micro-KWKs anpassen.

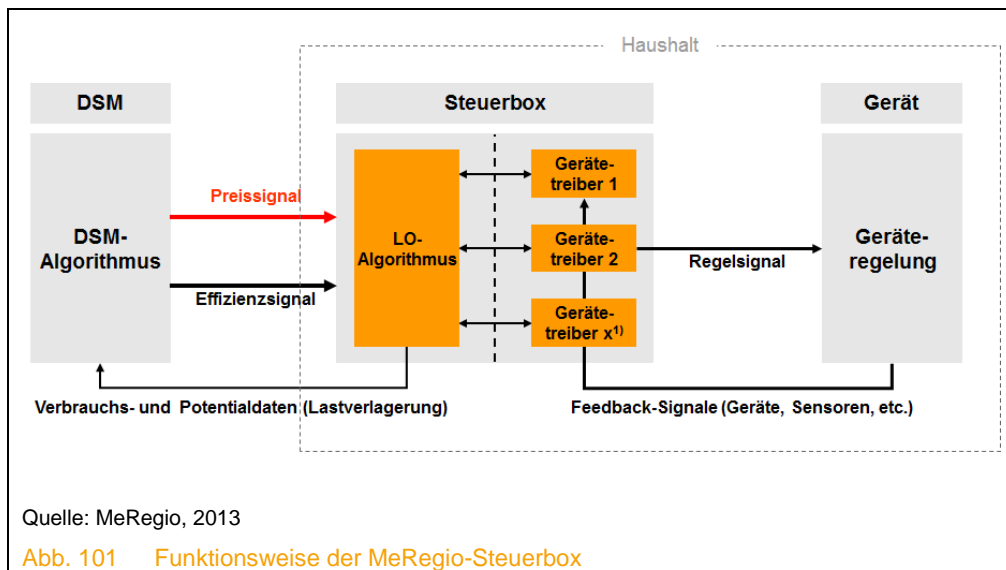
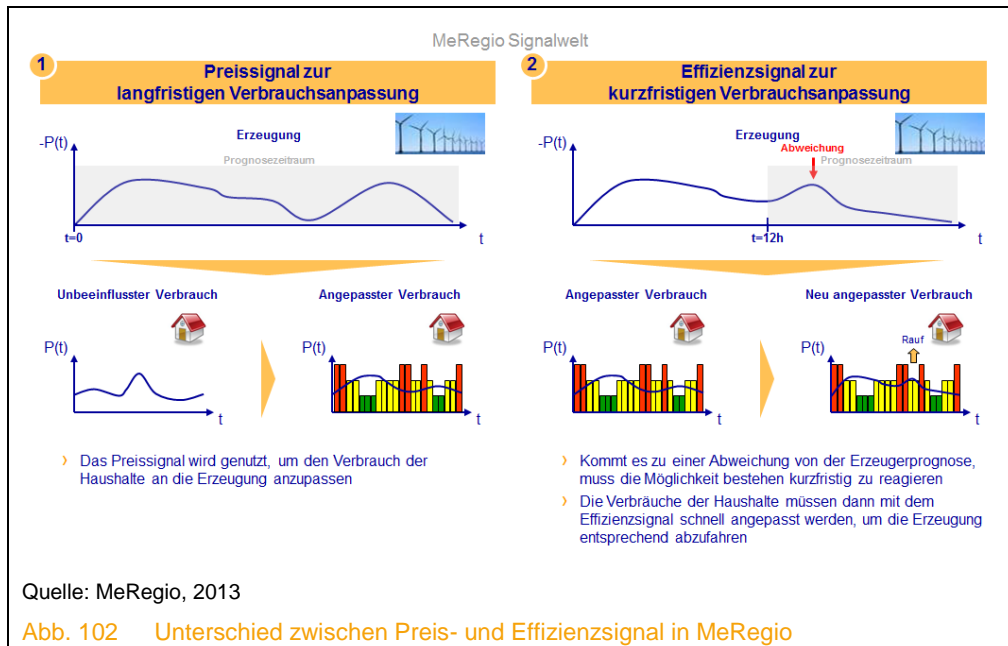


Abb. 101 zeigt die grundsätzliche Funktionsweise der Steuerbox. Die Steuerbox erhält Preissignale über den Tarif sowie kurzfristige Effizienzsignale, die vom Demand Side Manager auf Basis von Verbrauchs-, Erzeugungs-, Netz- und Marktprognosen kalkuliert werden. Der Unterschied zwischen Preissignal und Effizienzsignal wird in Abb. 102 erklärt. Während das Preissignal day-ahead auf Basis der unbeeinflussten Verbrauchsprognose und der Erzeugungsprognose zustande kommt und vorab an die Kunden kommuniziert wird, wirkt das Effizienzsignal intra-day. Es kann dazu beitragen, Fehler in der day-ahead Erzeugungsprognose zu korrigieren, indem es über Signale zur Steuerbox den day-ahead kalkulierten Fahrplan für das Verbrauchsmanagement anpasst. So können tatsächlich erzeugte Energiemengen möglichst optimiert verbraucht werden.

Neben der Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugungsprognose ermöglichte die Steuerbox aber auch die Anpassung des Verbrauchs an die Netzprognose durch das sog. Priosignal. Das MeRegio-Konsortium hatte sich von Beginn der Arbeiten an zum Ziel gemacht, ein unbundling-konformes Signal zwischen Netz und Verbraucher zu schaffen. Dieses sollte dazu in der Lage sein, intra-day prognostizierte Netzengpässe an Steuerboxen in Haushalten in den kritischen Verteilnetzsträngen zu kommunizieren, so dass der erhöhte oder verringerte Verbrauch dazu beiträgt, die Netzsituation stabil zu halten und einem Abrutschen in die „rote Phase“ vorbeugt. Die Steuerbox sendet nach Erhalt des Priosignals eine Information darüber zurück, wieviel Flexibilität sie zur Netzengpassbeseitigung beisteuern kann. Ein durch SAP entwickelter Marktplatz sammelt die Angebote, die vom DemandSideManager, der für die Aggregation der netzstabilisierenden Flexibilität

Automatisiertes Verbrauchsmanagement kann Netzsignale gezielt an Haushalte weitergeben

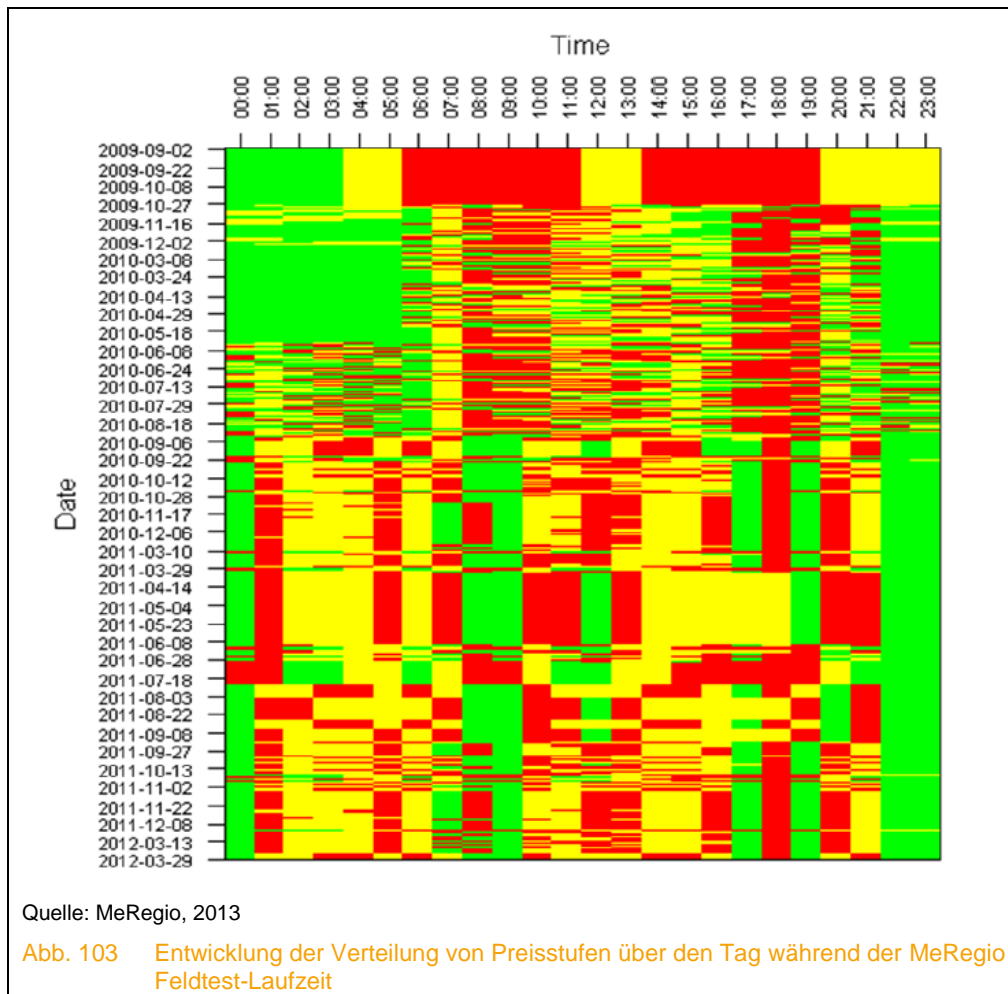
verantwortlich ist, angenommen werden. So kann Verbrauchsmanagement dazu beitragen, Netzengpässen vor Ort vorzubeugen. Im Feldtest konnte die Umsetzung des Priosignals jedoch lediglich simuliert werden, da das Flexibilitätspotenzial der Feldtesthaushalte zur Beseitigung eines Netzengpasses noch nicht ausreichte. Die Simulation funktionierte jedoch reibungslos. Perspektivisch könnte die Einbindung von regionalen Gewerbebetrieben in die Priosignalverarbeitung dazu führen, ausreichend Flexibilitäten zur Netzengpassbeseitigung zu aggregieren.



Die Fahrpläne für die einzelnen Verbraucher werden von der Steuerbox errechnet und durch ein Regelsignal an die steuerbaren Verbraucher weitergegeben. Durch Sensoren an den Geräten wird der Einsatz der Geräte an die Steuerbox zurückgemeldet.

Abb. 103 verdeutlicht, warum eine Unterstützung der Kunden in MeRegio durch Automatisierung, unter anderem umgesetzt wurde: Die Preiszonenverteilung über den Tag änderte sich im Verlauf des Feldtests stark. Darüber hinaus variierte auch die Preisspreizung der Tarifzonen zwischen 10 und fast 80 ct. Mithin war es für MeRegio-Kunden schwer, den Tarif „einzuüben“. Interessanterweise zeigte der Feldtest aber, dass die Kunden die Reaktion auf die Stromampel eingeübt hatten. So wurde unabhängig von der Automatisierung auf Grund der Farbe der Ampel verbraucht.

Abb. 104 gibt einen Überblick über die Lastreduzierungen, die im Durchschnitt (bei manueller und/oder automatischer Steuerung) zwischen den einzelnen Tarifzonen erreicht werden konnten.



Prozentuale Lastreduzierung bei Wechsel der Preisstufe		
Verglichene Preisstufen	Kunden in den ersten drei Monaten	Kunden nach 3 Monaten
Grün gegen rot	25-35%	7-12%
Grün gegen gelb	10-22%	4-7%
Gelb gegen rot	3-15%	2-4%

Quelle: MeRegio, 2013

Abb. 104 Entwicklung der Verteilung von Preisstufen über den Tag während der MeRegio Feldtest-Laufzeit

Die Ergebnisse zeigen einen nach einigen Monaten einsetzenden Ermüdungseffekt. Nach der ersten Begeisterung der Kunden nimmt die Lastverlagerungsbereitschaft ab und pendelt sich dann ein, sie bleibt aber dauerhaft auf einem signifikanten Niveau.

Die aktive Teilnahme am MeRegio-Feldtest und die Veränderung des Verbraucherverhaltens zahlten sich für die rund 1000 Teilnehmer auch finanziell aus. Etwa 700

der Teilnehmer erreichten über ein Jahr gesehen eine Gutschrift von bis zu 100 €. 200 der Teilnehmer konnten innerhalb eines Jahres eine über 100 € hohe Gutschrift erzielen.

Automatisiertes Verbrauchsmanagement mit dynamischen Tarifen kann sowohl das Lastverschiebungspotenzial als auch finanzielle Anreize für die Verbraucher erhöhen. Des Weiteren erweitert es die Möglichkeiten, andere netzseitige Zielstellungen durch Preisanreize darzustellen und umzusetzen. Die komplexen sich stündlichen ändernden Tarife sind im Vergleich zu eher statischen, zeitvariablen oder verbrauchsvariablen Tarifen dazu befähigt, kurzfristig kritische Netzzustände (z. B. MeRegio, moma) oder unerwartet hohe Einspeisung von Erneuerbaren Energie-Anlagen (z. B. RegModHarz, moma) durch einen Preis abzubilden und zuverlässig eine Verbrauchsveränderung über die automatisierte Steuerung zu erzielen.

Allerdings dürfen auch bei Automatisierungslösungen die Verhaltensmuster und Gewohnheiten von Kunden nicht außer Acht gelassen werden. Nur weil der Kunde seine Verbrauchsanwendungen zu jeder Zeit automatisch steuern lassen kann, ist nicht gewährleistet, dass er die Möglichkeit nutzen möchte (z. B. nasse Wäsche mehrere Stunden im Wäschetrockner lagern, um günstige Tarifstufe anzupassen).

Nichtsdestotrotz wirkt eine Automatisierung dem Ermüdungseffekt, der bei den manuellen Anreizen zu beobachten war, entgegen. Allerdings reichen die finanziellen Anreize für die Feldtestkunden momentan noch nicht aus, um die Investitionen für die nötigen IKT-Komponenten selbst zu übernehmen. Das monetäre Einsparpotenzial beim Verbrauchsmanagement lag ungefähr bei 10 €/Monat und lässt eine höhere Investition somit unattraktiv erscheinen. Daher ist es erforderlich, darüber nachzudenken, von wem diese Kosten alternativ getragen werden könnten oder ob die Kunden die Möglichkeit bekommen sollten, die Kosten abzusetzen oder subventioniert zu erhalten.

Genauso wie den technischen Problemen, die in den Feldtests auftraten, kann die Standardisierung der automatisierten Lösungen auch hohen Kosten entgegen wirken. Interoperable Lösungen würden eine reibungslose Umsetzung ermöglichen und so die Kundenzufriedenheit erhöhen. Dies ist der Grundstein für die Akzeptanz von automatischem Verbrauchsmanagement. Weiterhin könnte die Akzeptanz von automatischem Verbrauchsmanagement durch eine vorangegangene Lernphase mit Feedbackinstrumenten und manuell zu verarbeiteten Anreizen erhöht werden. Die Komplexität des Themas und die Unbedarftheit, mit der viele Verbraucher ihm begegnen, sollte nicht unterschätzt werden.

So zeigte sich während der Feldtests von E-DeMa sehr deutlich, dass die Kunden bei automatisch umgesetzten dynamischen Tarifen eine längere Anlaufzeit benötigen und eine umfassende Kundenbetreuung benötigen, um die Anreize zu verstehen und die automatische Steuerung zu akzeptieren.

Lessons Learnt

Auch bei automatisiertem Verbrauchsmanagement spielen die Gewohnheiten und Prozesse der Verbraucher trotzdem eine Rolle

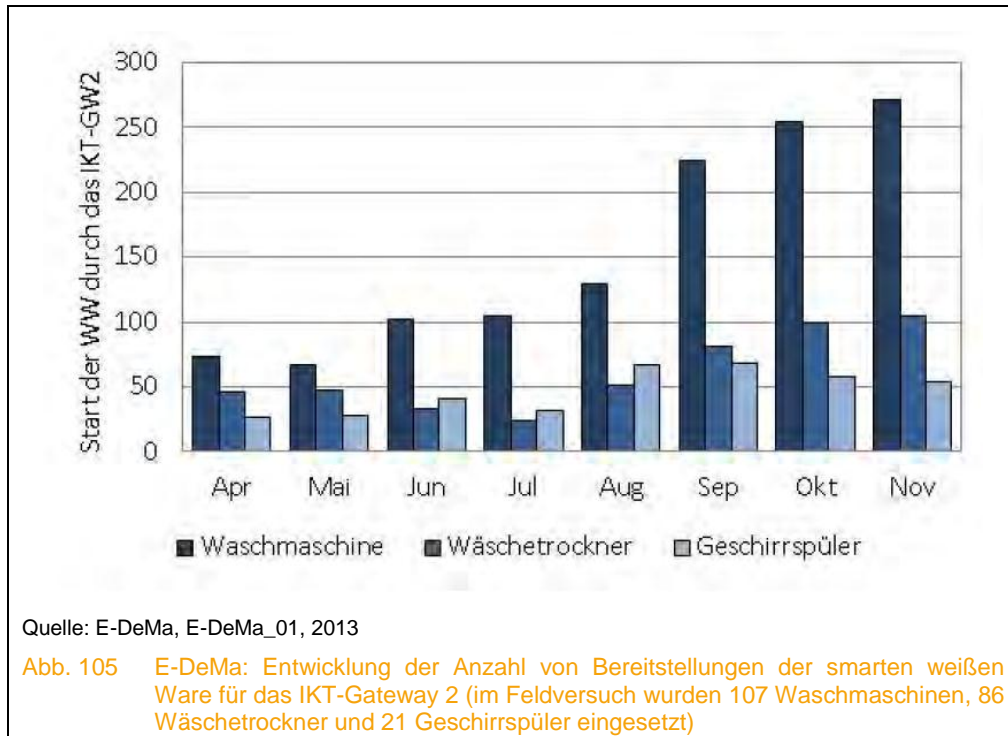


Abb. 105 zeigt, dass die Kunden über mehrere Monate hinweg ihre Nutzung des IKT-Gateways 2 kontinuierlich steigerten. Der große Sprung in der Nutzung ab September kann durch eine weitere Kundenbetreuungsmaßnahme erklärt werden: In diesem Monat erhielten die Feldtestkunden einen Brief mit einer weiteren, optimierten Darstellung und Erklärung der Automatisierungsfunktion von IKT-Gateway 2.

Weiterhin gibt Abb. 105 einen Hinweis auf jede Haushaltsapplikation, die von Kunden bevorzugt zur automatischen Steuerung freigegeben wurde. Auf den ersten Blick wirkt es, als wären Waschmaschinen die für die Kunden akzeptabelste Lösung. Allerdings wurden vier Mal so viele Waschmaschinen mit Smart Start-Technologie in den Haushalten verbaut als Geschirrspüler, die über den Verlauf des Feldtests immer häufiger von den Kunden für den IKT Gateway 2 freigegeben wurden. Relativ betrachtet war bei E-DeMa also die Geschirrwäsche die am häufigsten automatisch verlagerte Verbrauchersapplikation.

Kunden sind bereit, ihre Verbrauchersapplikationen zwischen drei und sechs Stunden für automatisiertes Verbrauchsmanagement bereitzustellen. Durch die kurze Bereitstellungszeit hat das Gateway allerdings kaum Zeit, den Einsatz preislich zu optimieren. Wenn die Kunden zwischen sechs und neun Stunden bereitstellen, können mehrere Tarifzonen erfasst und abgewartet werden, so dass der Gewinn für den Kunden aus der Verlagerung ansteigt.

Häufig zum Verbrauchsmanagement genutzte Haushaltsapplikationen (manuell):

- ▶ überwiegend Geschirrspüler, Waschmaschinen, Wäschetrockner, aber auch in wenigen Fällen Backöfen, Staubsauger, Raumklimaanlagen und Wasserbetten (Erfahrung aus Feldtest 3), Geschirrspüler und Wasch-

Geschirrspülen relativ häufiger als Waschmaschine

Bereitstellungsfenster werden zu klein gewählt

maschine wurden bei Nutzung der Automatisierungsfunktion auch nachts gestartet

Die Umsetzung innovativer Tarife ist nach wie vor schwierig. Solange Vertriebe regulatorisch dazu verpflichtet sind, ihre Kunden nach Standardlastprofil abzurechnen und die tatsächliche Abrechnung in einem der in diesem Kapitel beschriebenen Tarif Sondergenehmigungen bedarf, ist die Umsetzungsmöglichkeit stark eingeschränkt.

Die Modellregionen haben allerdings kreative Mittel und Wege gefunden, diese Schwierigkeiten in ihren Feldtests zu umgehen.

Als Beispiele für zwei unterschiedliche Formen der Umsetzung können hier MeRegio und RegModHarz angeführt werden. In MeRegio wurden die Teilnehmer weiterhin in ihrem normalen Tarif abgerechnet und konnten, sofern sie den Preissignalen im Feldtest folgten, einen Bonus erzielen. In RegModHarz hingegen lief die Umsetzung des Tarifs völlig unabhängig von den eigentlichen Versorgungsverträgen. Der Tarif wurde simuliert, indem den Feldtestteilnehmern 50 € Startguthaben zugeordnet wurde, das sie bei Verbrauch in den „teuren“ Tarifstufen sukzessive verlieren und bei Verbrauch in den besonders günstigen Stufen über die Laufzeit des Feldtests bis zu verdoppeln konnten.

Abrechnungsboni und – Malus ermöglichen die Simulation von dynamischen Tarifen mit echten Anreizen

Abb. 106 illustriert einen Teil der monatlichen Verbrauchsinformationen aus dem Feldtest und zeigt die genaue monatliche Zuordnung der Verbräuche auf die einzelnen Tarifstufen sowie die daraus entstehenden Bonus- und Malusrechnungen.

Monatliche Verbrauchsinformation zum RegModHarz BEMI-Tarif Oktober 2012

Kunden ID , Smart Meter ID ; Netzbetreiber HSW

Abrechnungszeitraum: 01.10.12 bis 31.10.12

Währung: 1 Harz-Taler[T] = 100 Kreuzer [kr] / Umrechnung Taler zu Euro = 1:1

Tarifstufe	Bonus bzw. Malus [Kreuzer/kWh]	Verbrauch aller Haushalte [kWh]	Ihr Verbrauch im Monat Oktober [kWh]	Betrag [Taler]
9	0,16 kr/kWh Malus	4343,376 kWh	46,560 kWh	-7,45 T
8	0,12 kr/kWh Malus	3432,276 kWh	41,584 kWh	-4,99 T
7	0,08 kr/kWh Malus	5459,296 kWh	66,556 kWh	-5,32 T
6	0,04 kr/kWh Malus	4872,832 kWh	56,836 kWh	-2,27 T
5	0,00 kr/kWh	8843,280 kWh	99,156 kWh	+/- 0 T
4	0,04 kr/kWh Bonus	4658,380 kWh	67,888 kWh	+2,72 T
3	0,08 kr/kWh Bonus	6329,104 kWh	74,724 kWh	+5,98 T
2	0,12 kr/kWh Bonus	4390,776 kWh	63,576 kWh	+7,63 T
1	0,16 kr/kWh Bonus	2974,824 kWh	42,908 kWh	+6,87 T

Quelle: RegModHarz, 2012

Abb. 106 Erster Teil der monatlichen Verbrauchsinformation aus RegModHarz mit simulierter Abrechnung des dynamischen Tarifs

3.3.1.3 Contracting

Nicht nur tarifliche Anreize sind zur Hebung von Verbrauchsflexibilitäten denkbar. Auch vertraglich vereinbarte Schaltoptionen sind zur gezielten Verbrauchsbeeinflussungen einsetzbar.

Vor allem die Modellregion E-DeMa hat vertragliche Schaltoptionen in Haushalten konzeptioniert und getestet.

Auf dem E-DeMa Marktplatz hatten die Feldtestkunden die Option, das Produkt E-DeMa Flex auszuprobieren. In diesem Produkt stellt der Kunde dem Aggregator seine positive Leistungsflexibilität in der Zeit von 9-18 Uhr durch Bereitschaltung seiner Weißen Ware (entweder Waschmaschine und Wäschetrockner oder Waschmaschine und Geschirrspüler), die mit SmartStart-Technologie ausgestattet ist, zur Weitervermarktung zur Verfügung. Im Gegenzug erhält er vom Aggregator ein Entgelt von 35 ct pro Bereitmeldung. Sofern der Aggregator nicht bis 16 Uhr einen Schaltbefehl abgesetzt hat, erfolgt die Geräteeinschaltung über das IKT-Gateway 2 kostenoptimiert unter Berücksichtigung der vom Kunden vorgegebenen Beendigungszeit, die auch deutlich nach 18 Uhr liegen kann. Der Kunde erhält für mindestens 20 Vorhaltungen seiner Geräte pro Jahr eine Grundprämie und je tatsächlicher Bereitschaltung ein zusätzliches Entgelt. Es erfolgt kein zusätzlicher Arbeitspreisausgleich für eventuelle Zuschaltungen zu ungünstigen Tarifzeiten. Durch die gezahlte Bereitstellungsvergütung wird jedoch das Kundenrisiko minimiert.

Weiterhin wurde das Produkt E-DeMa Komplex bereitgestellt, das im Vergleich zu E-DeMa Flex nicht nur positive Leistungsflexibilität von smarterer Weißer Ware (entweder Waschmaschine und Wäschetrockner oder Waschmaschine und Geschirrspüler), sondern auch lokale Erzeugung aus Mikro-KWK-Anlagen durch den Aggregator schalten lässt. Der Endkunde kann den erzeugten Strom durch den Aggregator zu variablen Preisen verkaufen. Der Endkunde hat somit eine bedingte Kalkulationssicherheit und durch die Bereitstellung der μ -KWK-Anlage eine zusätzliche Einnahme.

An dieser Stelle sollen allerdings ausschließlich die Ergebnisse der auf das Verbrauchsmanagement abzielenden Schalthandlungen erläutert werden.

Zunächst zeigte der E-DeMa Feldtest ein grundsätzlich vorhandenes Interesse an Aggregator-Produkten. 61 Prozent der Kunden, die über einen oder mehrere Monate die Produkte E-DeMa Flex oder Komplex nutzten, stellten dem Aggregator mindestens einmal eine Verbrauchsanwendung zur Verfügung. Nach ersten Startschwierigkeiten, die durch einen hohen Kundenserviceaufwand behoben werden konnten, nutzten die Kunden die Schaltmöglichkeiten häufiger. Der Gebrauch der Aggregator-Option pendelte sich aber schnell auf einem vergleichsweise niedrigen Stand ein.

Abb. 107 verdeutlicht einen Lernprozess, den die E-DeMa-Kunden durchliefen. Im Rahmen des Feldtests wurden alle registrierten Nutzungen der smarten weißen Ware daraufhin untersucht, ob sie durch den Nutzer selbst, durch das IKT-Gateway 2 zur optimalen Tarifverarbeitung oder den Aggregator im Rahmen von E-DeMa Komplex oder Flex aktiviert wurden. Die Grafik zeigt deutlich, dass die Kunden zu Beginn der Untersuchung eine eigene Schaltung präferierten und nur unter 10 Prozent der Schaltungen daraufhin zustande kamen, dass die Kunden ihre Weiße Ware dem Aggregator zur Verfügung stellten. Über die Monate ist deutlich zu beobachten, dass die Kunden begannen, sowohl dem IKT-Gateway 2 vermehrt die Schaltung zu überlassen, aber auch ihre weiße Ware häufiger dem Aggregator zur Verfügung zu stellen. Nach einigen Monaten (ab August) nahm das

Akzeptanz für Verbrauchsautomatisierung erfordert einen Lernprozess

Interesse an der Aggregator-Lösung leicht ab, während die Akzeptanz für die Kontrolle der weißen Waren durch den IKT-Gateway 2 auch auf Grund der durchgängig hohen Kundenbetreuung immer weiter zunahm.

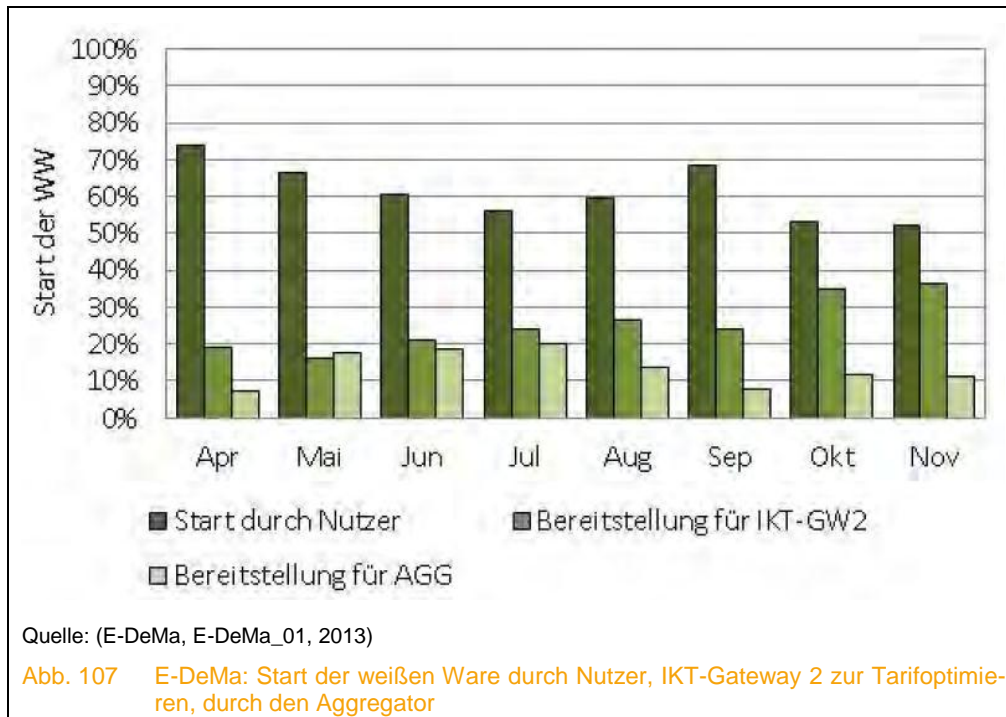
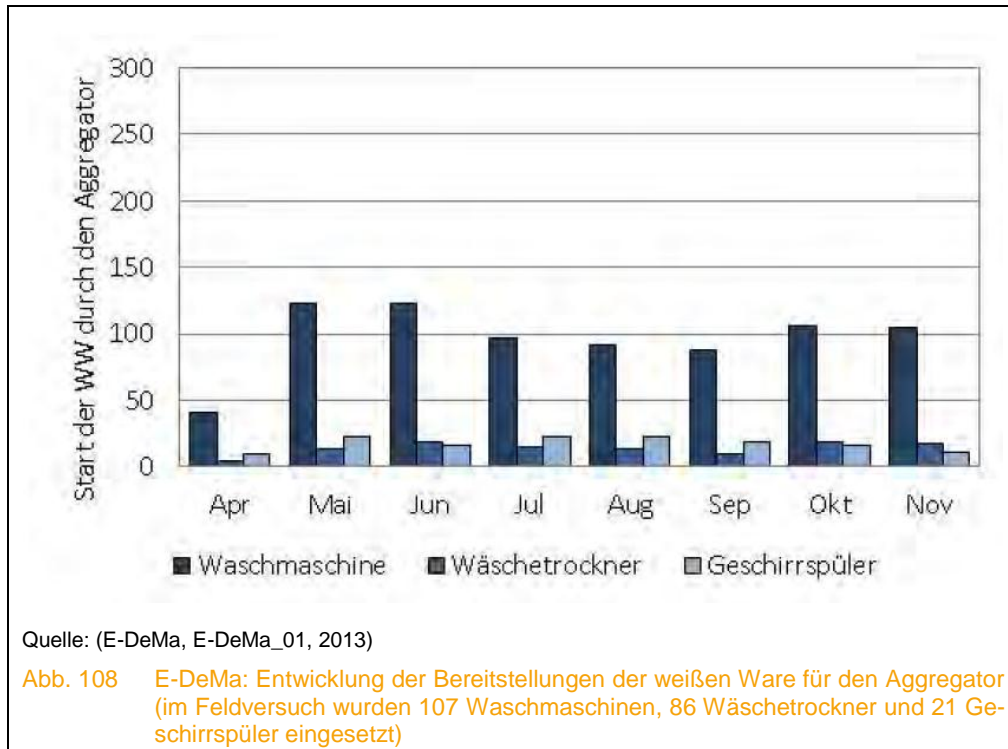


Abb. 108 detailliert die Information aus Abb. 107 dahingehend, welche Verbrauchsapplikationen von den Kunden am ehesten dem Aggregator freigegeben wurden. Mit leichtenden Schwankungen wurden jeden Monat etwa 100 Waschgänge und etwa 15 Geschirrspülwäschen und 15 Trocknerlaufgänge für den Aggregator zur Verfügung gestellt. Das heißt, dass monatlich durchschnittlich 45,50€ an die E-DeMa Feldtestkunden für ihre an den Aggregator weiter gegebene Verbrauchsflexibilität gezahlt wurden.

Für eine vom Aggregator gesteuerte Verbrauchsverlagerung eignen sich nach Einschätzungen von E-DeMa Waschmaschinen am besten. Die fest vorgeschriebenen Bereitstellungszeiten (9-18Uhr) für den Aggregator fallen auch in die Morgens- und Mittagsstunden und schmälern das Potenzial insbesondere des Geschirrspülers, der häufig nach den ersten beiden Mahlzeiten angestellt werden soll. Auch für den Wäschetrockner ist die lange Bereitstellungsphase das größte Hindernis. 35ct/Schaltung sind nicht ausreichend, um den Kunden davon zu überzeugen, seine noch nasse Wäsche morgens um 9 Uhr in den Wäschetrockner zu geben und im Zweifelsfall damit rechnen zu müssen, dass diese erst ab 16 Uhr getrocknet wird.

Mit der Bereitstellungszeit der Aggregatorprodukte ist auch das bessere Ergebnis der Akzeptanz für automatisierte Verbrauchssteuerung mit dem IKT-Gateway 2 zu erklären: Die E-DeMa Kunden gaben an, bereit zu sein, ihre Verbrauchsapplikationen zwischen 3 und 6 Stunden bereitzustellen. Diese Frist war mit dem IKT-Gateway 2 einhaltbar, mit dem Aggregatorenprodukten allerdings nicht.

Vorhaltezeiten bei Aggregatorenprodukten für Verbraucher (heute noch) zu lang



So bleibt zunächst fraglich, ob Aggregatorenprodukte in Privathaushalten in den nächsten Jahren so gestaltet werden können, dass sie

- eine Verbrauchsverlagerung in einem für den Kunden akzeptablen Rahmen ermöglichen,
- ausreichend monetäre (oder andere) Anreize für den Kunden bieten, kontinuierlich teilzunehmen
- und letztendlich auch ausreichend kW für eine erfolgreiche Weitervermarktung durch den Aggregator heben können.

Der Fokus kann also auf Gewerbebetriebe mit grundsätzlich höheren Flexibilitäten in ihrem Verbrauch oder auf einzelne Haushalte mit überdurchschnittlichem Verbrauch durch z. B. Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge verlagert werden. Dies war allerdings nicht Teil der E-Energy Feldversuche.

3.3.2 Verbrauchsmanagement in Gewerbebetrieben

Im Rahmen der E-Energy Feldversuche wurde deutlich, dass Haushaltskunden ein zentrales Verbrauchersegment darstellen, dessen Flexibilität perspektivisch in seiner Wichtigkeit steigen wird. Allerdings wurde auch klar, dass der Aufwand zur Rekrutierung einzelner Haushalte sowie die Anschlusskosten und der Bildungsaufwand bei Verbrauchern, aber auch Installateuren und Servicepersonal erheblich sind.

Dementsprechend gewann die Betrachtung von Gewerbekunden während der Laufzeit von E-Energy in allen Modellregionen an Wichtigkeit. So haben sich zwar nicht alle Modellregionen mit der Einbindung von Gewerbekunden explizit auseinandergesetzt, jedoch einigten sich die Experten aus den Modellregionen in der

Fachgruppe Markt als Eckwert für das Flexibilitätspotenzial bei Gewerbebetrieben auf 20 kW bis 1 MW abhängig vom Faktor Zeit (Verlagerungsdauer) und den fälligen Integrationskosten. Somit liegt das Potenzial mindestens doppelt so hoch bis um ein Vielfaches höher als bei den Haushaltskunden, deren Verschiebungspotenzial zwischen 1 kW und 10 kW eingeordnet wurde.

Gewerbekunden erscheinen insbesondere auf kurzfristige Sicht als leichter zu integrierendes Verbrauchersegment, das höhere Flexibilisierungspotenziale aufweist und eine Vorreiterrolle in der Verbreiterung von smarten Lösungen für Verbrauchsmanagement einnehmen könnte. Allerdings muss in jedem Fall das Flexibilitätspotenzial den Integrationskosten (finanzielle und organisatorische Aufwände zur Einbindung der Gewerbekunden) gegenübergestellt werden, um sicherzustellen, dass eine kosteneffiziente Lösung für Betrieb und Anbieter des Lastmanagements gefunden wird.

Flexibilitätspotenzial bei Gewerbekunden um ein Vielfaches höher als in Haushalten

Die strategische Wichtigkeit von Betrieben wurde durchweg erkannt: Smart Watts macht innerhalb der zentralen Schlussfolgerungen seines Abschlussberichts darauf aufmerksam, dass die Gewerbekunden als tiefhängende Früchte in alle Überlegungen über Demand Side Management miteinbezogen werden müssen und auch E-DeMa, das seine IKT-Infrastruktur zur Flexibilisierung von Verbrauch und Prosumer-Anlagen zunächst ausschließlich in Haushalten testete, weist darauf hin, dass alle Komponenten genauso zur Flexibilisierung von Gewerbekunden genutzt werden können.

Besonders vielversprechend für gewerbliches Lastmanagement ist die Einbindung thermischer Speicher

Drei zentrale Untersuchungen zum Thema Gewerbekunden im Rahmen von E-Energy wurden allerdings von den Modellregionen eTelligence, MeRegio und moma unternommen und werden im Folgenden geschildert.

Eine deutliche Parallele zwischen den Ansätzen besteht darin, dass in der Studie sowie im Feldtest ein besonders hohes Potenzial bei Verbrauchsanlagen, die über einen thermischen Speicher verfügen, festgestellt wurde. Insbesondere Kältespeicher in z. B. Kühlhäusern oder Lebensmittelhandel wurden als gut erschließbare, lohnende Optionen für gewerbliches Lastmanagement herausgestellt.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass das in Gewerben erschließbare Potenzial wesentlich höher liegt als bei Haushalten. Genauere Rechnungen, wie sich Integrationskosten für die Hebung von Flexibilität aus Haushalten im Vergleich zur Hebung von Flexibilität in Gewerben verhalten, sind noch nicht verfügbar.

Die Erfahrungen aus E-Energy weisen auf eine Parallele zwischen der Aktivierung von Gewerbe und Haushaltskunden hin: Auch die Akquise von Gewerbekunden für Smart Grid-basierte neue Lösungen kann sich schwierig gestalten. Die technische Anbindung der oft alten Anlagen vor Ort führt häufig zu weiteren technischen Hemmnissen, die es zu beachten gilt. Die den Gewerben unterliegenden Prozesse gilt es in jedem Fall zu berücksichtigen denn sie können die realistisch verfügbare Flexibilität und die mögliche Verlagerungsdauer von Verbrauch maßgeblich schmälern.

Ähnlich wie bei den Haushaltskunden heißt es also auch in Bezug auf die Einbindung von Gewerbekunden, auf Standardisierung zu setzen: Wenn ein KMU seine Anlagen modernisiert, sollten bereits steuerbare Elemente, die das technisch ver-

Smart Enterprises brauchen Smart Industry

fügbare Potenzial stark anheben können, eingesetzt werden. Gebraucht werden Smart Enterprises und eine Smart Industry, die interoperable, technisch ausgereifte Anlagen herstellt und die Gewerbekunden beliefern kann. Wenn die Anreize ausreichend sind, kann so bei Gewerbekunden ein Bewusstsein entstehen, ihre Prozesse auf Lastverschiebung auszurichten und damit ihre Flexibilität maximal zu erhöhen.

3.3.2.1 moma Flexibilitätspotenzial-Analyse für Mannheim (unter besonderer Berücksichtigung von Gewerbekunden)

Bereits zu Beginn der Arbeiten in der Modellregion Mannheim beschäftigte sich das Konsortium mit der Potenzialanalyse besonders vielversprechender Optionen von Lastmanagement im Bereich von Kältespeichern. In einer Studie wurde dementsprechend das Potenzial für Lastmanagement mit Kältespeichern systematisch für die Stadt Mannheim erfasst. Die Analyse basierte auf Interviews mit Betreibern sowie Herstellern von und Verbänden für Kälteanlagen vor Ort. Die Ergebnisse wurden von Forschungsinstituten, Technikanbietern, EVUs, Industrieverbänden, Statistikern und anderen Akteuren gespiegelt und auf ihre Schlüssigkeit hin untersucht. Ziel war es, zeitlich aufgelöste Modellrechnungen aufzustellen, die den Beitrag zum Lastmanagement einzelner Verbraucher und Branchen differenziert herausstellen. So konnten am Ende die Potenziale einzelner Verbraucher und Branchen priorisiert werden. Durch die Interviewfragebögen war es nicht nur möglich, zu erfassen, welches Potenzial an Kälteanlagen in Mannheim prinzipiell vorhanden ist, sondern auch wie die Kälteanlagen in die Prozesse der Betriebe und Haushalte eingebunden sind, welche wirtschaftlichen und technischen Hürden ihrer Integration im Wege stehen.

So differenzierte das moma-Konsortium zwischen

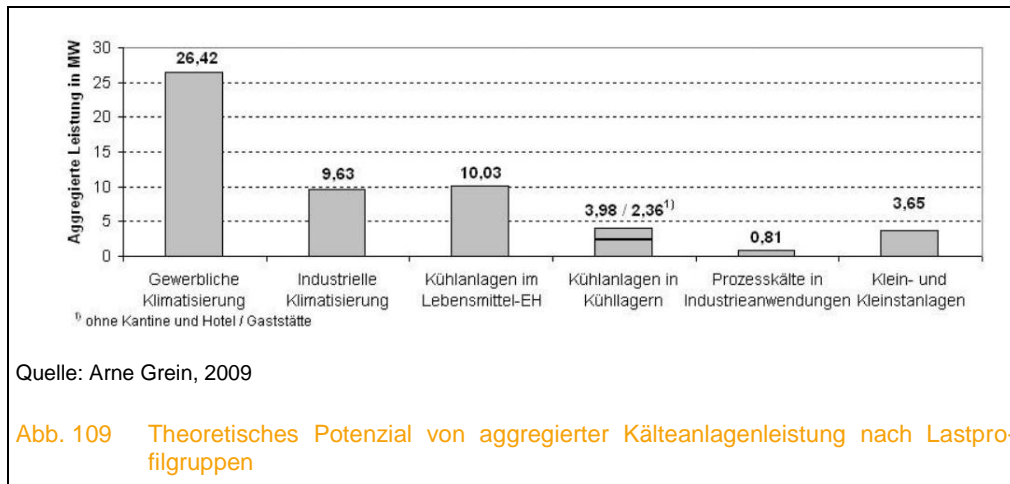
- theoretischem Potenzial,
- technischem Potenzial,
- wirtschaftlichem Potenzial und
- realisierbarem Potenzial.

Dabei ist das theoretische Potenzial das höchste, da es die im Idealfall erreichbare installierte Gesamtmenge von Kälteanlagen umfasst. Das technische Potenzial ist eine Teilmenge des theoretischen Potenzials und umfasst die Gesamtmenge der Kälteanlagen, die technisch zum Zweck von Lastmanagement angebunden werden kann (z. B. die den gesetzlichen Bestimmungen zu Kühlanforderungen entsprechen). Das wirtschaftliche Potenzial wiederum stellt eine Teilmenge des technischen Potenzials dar und umfasst jene Anlagen, die wirtschaftlich vorteilhaft angebunden werden können. Das realisierbare Potenzial ist die geringste Teilmenge und beschreibt alle Kühlanlagen, die letztendlich nach Abzug anderer Hemmnisse für Lastmanagement verfügbar sind¹⁴.

Das prinzipiell verfügbare Flexibilitätspotenzial sollte immer scharf von dem tatsächlich verfügbaren Flexibilitätspotenzial abgegrenzt werden

¹⁴ Die gesamte Studie mit umfassender Erklärung der Methodik und Detailinformationen zu den Flexibilitäten nach Branchen ist online in deutscher und englischer Sprache auf der Website von moma (www.modellstadt-mannheim.de) verfügbar.

Das theoretische Potenzial wird in Abb. 109 für einzelne Lastgruppen aufgeschlüsselt. Insgesamt stehen in Mannheim prinzipiell 54,34 MWel Anlagenleistung durch Kälteanlagen zur Verfügung. Das mit Abstand größte Potenzial, das fast die Hälfte der aggregierbaren Leistung ausmacht, besteht in der Gruppe „gewerbliche Klimatisierung“ (Kühlhäuser, Supermärkte etc.). Schon an dieser Stelle fällt das Übergewicht des gewerblichen Potenzials deutlich auf.



Nach Abzug der Leistung, die durch Prozesse in den Betrieben, Vorschriften zu Temperatur-Sollwerten, wirtschaftliche Ineffizienz etc. nicht verfügbar ist, bleibt das technisch-wirtschaftliche Potenzial bestehen. Hierfür wurde ermittelt, wie lange es technisch möglich ist, innerhalb einer Branche den Verbrauch bei Kühlanlagen zu verlagern. Die Ergebnisse dieses Analyseschritts sind in Abb. 110 zusammengefasst.

4 h	1 bis 2 h	1 h	30 min	20 min
Kühlhaus (TK)	Schlachthof	Lebensmittel-EH	Lebensmittel-EH	Tankstelle
	Fleischverarbeitung (TK)	(Verschießbare Kühlmöbel)	(offene Kühlmöbel nachts verschließbar)	Kiosk
	Bäckerei (TK)	(verschließbare Kühlzellen)	Verwaltungsklimatisierung ¹⁾	Getränke-EH
	Kühlhaus (NK)	Fleischverarbeitung (NK)	Büroklimateisierung ¹⁾	Apotheke
	Kantine (TK)	Bäckerei (NK)	Klimatisierung Handel / Gewerbe	
	Hotel / Gaststätte (TK)	Kantine (NK)	Klimatisierung Hotel	
	Eisdiele	Hotel / Gaststätte (NK)	Klimatisierung Gaststätte	
		Pflanzen		
		Haushalt		

¹⁾ je nach äußeren Temperatur und Einstrahlungsbedingung auch bis eine Stunde

Quelle: Arne Grein, 2009

Abb. 110 Abschätzung der Verlagerungsdauern nach Branchen

Um das realisierbare Potenzial abschätzen zu können, wurden die Hemmnisse, die in Bezug auf einzelne Branchen eine Rolle spielen, qualifiziert. Je nachdem, wie viele Hemmnisse, gemessen an der Auswertung der Interviews, eine Rolle spielen, wird das Potenzial herabgestuft.

Branchen- gruppe	Branche	Last- profil- gruppe	maximales	Differenzierung	maximales	Beschränkung	maximales
			theoretisches Potenzial in MW _{el}	nach Kühlanwendungen in MW _{el}	technisches Potenzial in MW _{el}	der Verfügbarkeit des Potenzials	realisierbares Potenzial in MW _{el}
Nahrungsmittel	Schlachthof	KL	0,26	-	0,17	20:00 bis 03:00	0,09
	Fleischverarbeitung	KL	0,53	0,32 NK / 0,21 TK	0,53	-	0,27
	Teigwaren, etc.	KL	k.A.	-	-	-	-
	Süßwaren	KL	k.A.	-	-	-	-
	Bäckerei	KL	0,19	0,08 NK / 0,02 TK	0,10	-	0,05
	Brauerei	PI	0,81	-	-	-	-
	Kühlhaus	KL	1,38	0,53 NK / 0,85 TK	1,38	6:00 bis 22:00	0,69
	Lebensmittel-EH - davon dezentral	KK	2,95	2,76 verschließbar / 0,19 offen	1,38 tagsüber ¹⁾ / 1,48 nachts	19:00 bis 17:00 20:00 bis 7:00	1,38 / 1,48
	- davon Verbund	LM	8,88	3,71 verschließbar / 5,17 offen	1,86 tagsüber ¹⁾ / 4,44 nachts ²⁾	9:00 bis 17:00 20:00 bis 7:00	1,86 / 4,44
	Tankstelle	KK	0,08	-	0,07	-	0,07
	Kiosk	KK	0,32	-	0,27	-	0,27
	Sonst. Filialen	LM	1,15	-	0,19 tagsüber ¹⁾ und nachts ²⁾	9:00 bis 17:00 20:00 bis 7:00	0,19
	Getränke-EH	KK	0,02	-	0,02	-	0,00
	Hotel / Gaststätte	KL	1,36	0,78 NK / 0,58 TK	1,36	-	0,68
	Kantine	KL	0,26	0,08 NK / 0,18 TK	0,26	-	0,13
Eisdiele	KK	0,09	-	0,05	-	0,05	
Apotheke	KK	0,02	-	0,02	-	0,02	
Haushalte	-	6,11	-	6,11	-	6,11	
Industrie	Chemie	PI	k.A.	-	-	-	-
	Pharmazie	PI	k.A.	-	-	-	-
Sonstige	Pflanzen	KK	0,17	-	0,17	-	0,17
	Verwaltung	GK	1,41	-	1,41	7:00 bis 20:00	0,14
Klimatisierung	Büro	GK	14,78	-	14,78	7:00 bis 20:00	1,48
	Handel / Gewerbe	GK	8,87	-	8,87	7:00 bis 20:00	0,89
	Industrie	IK	9,63	-	-	-	-
	Hotel	GK	0,76	-	0,76	7:00 bis 20:00	0,08
	Gaststätte	GK	0,60	-	0,60	7:00 bis 20:00	0,06
GESAMT			60,63		43,04		17,36

¹⁾ aufgrund des Kältebedarfs durch Öffnung der Kühlmöbel wird 50 % der Antriebsleistung benötigt
²⁾ nachts beträgt der Leistungsbedarf zur Kühlung konstant nur 50 %

Quelle: Arne Grein, 2009

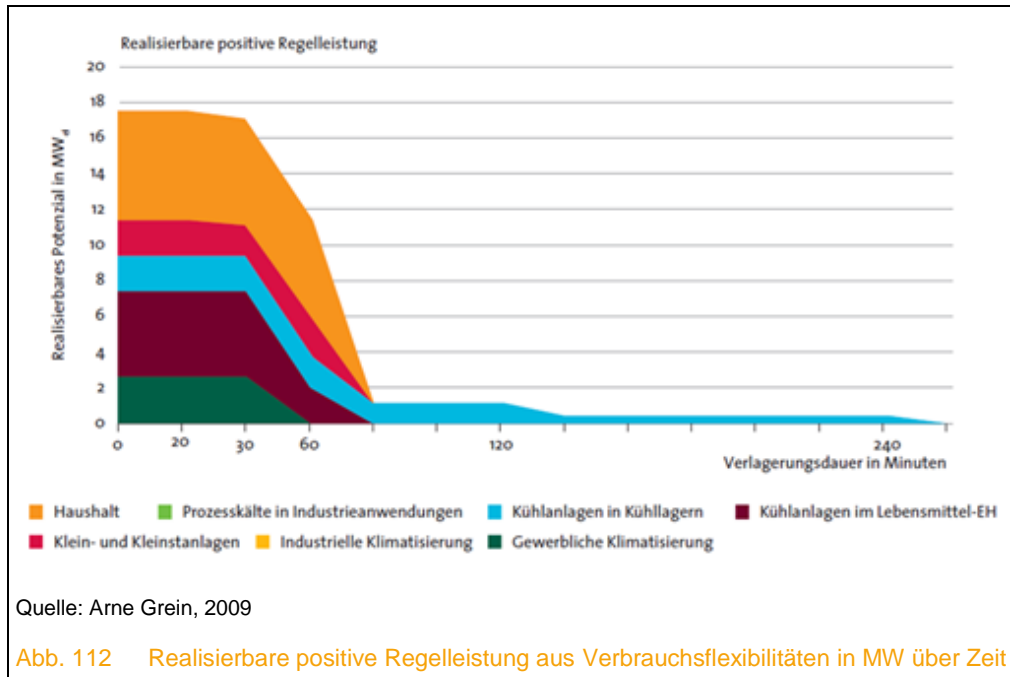
Abb. 111 Realisierbares Potenzial nach einzelnen Profilgruppen

Das verbleibende maximal realisierbare Potenzial ist in der rot umrahmten Spalte im Vergleich zu theoretischem und technisch-wirtschaftlichem Potenzial nach Branchen aufgeschlüsselt (Abb. 111). Es liegt für die Stadt Mannheim insgesamt bei 17,36 MW.

Skaliert man die Ergebnisse für Mannheim auf Deutschland, so ist von einem theoretischen Flexibilisierungspotenzial von Kälteanlagen von 4,2 GW und einem realisierbaren Flexibilisierungspotenzial von 2,8 GW auszugehen.

Es wird dennoch deutlich, dass nur ein kleiner Teil der prinzipiell vorhandenen Flexibilität wirklich für Lastmanagement eingesetzt werden kann. Die Bereiche Nahrungsmittelherstellung, Industrie und Gebäudeklimatisierung spielen praktisch keine Rolle für das realisierbare Potenzial.

Die gewerbliche Verteilung und Lagerung von Nahrungsmitteln (5 MW) sowie die Kühlungsanlagen in Haushalten (6 MW) hingegen besitzen die größten hebbaren Flexibilisierungspotenziale. Das liegt unter anderem an der geringen Anzahl Hemmnisse, die einer Einbindung von Kühlungsanlagen im Lebensmitteleinzelhandel, in Hotels, Gaststätten etc. sowie in Haushalten entgegensteht.



So erscheint ein Fokus auf Haushaltskunden durchaus gerechtfertigt. Letztendlich wurden die Ergebnisse jedoch auch zeitlich qualifiziert, um die Eignung des Potenzials für eine Weitervermarktung zum Beispiel als Regelleistung zu qualifizieren. Bei Betrachtung der Verfügbarkeitsdauer wird deutlich, dass gewerbliche Kühlanlagen die mit 240 Minuten längste Verlagerungsdauer besitzen, während die Flexibilität von Kühlanlagen in Haushalten bereits nach 30 Minuten beträchtlich sinkt und maximal etwa 80 Minuten zur Verfügung steht.

Dass Kühlanlagen in Kühlhäusern zwar nicht das größte, aber das am längsten verfügbare Flexibilisierungspotenzial aufweisen und sich damit besonders gut zum Lastmanagement eignen, wurde weiterhin in den Feldtests der Modellregionen MeRegio und eTelligence belegt.

3.3.2.2 eTelligence: Einbindung von gewerblichen Verbrauchern in ein Virtuelles Kraftwerk

Im Rahmen von eTelligence wurden gewerbliche Verbraucher in ein Virtuelles Kraftwerk integriert, das am Marktplatz von eTelligence agierte.

Neben einem Windpark (Windpark Tossens, 600 kW) und einer Photovoltaikanlage (79,6 kW) wurden zwei Kühlhäuser (250 kW + 260 kW) integriert (genauere Informationen zum Betrieb und der Wirkung des eTelligence Marktplatzes finden sich in Kap. 3.6 zu den in den Modellregionen getesteten Informationsplattformen und Marktplätzen).

Die Betreiber der Kühlhäuser konnten durch die Teilnahme am Virtuellen Kraftwerk die Stromkosten für ihre Anlagen stark senken. Über das Virtuelle Kraftwerk, das den Einsatzplan der Kühlhäuser preislich optimierte und für die entstehenden Fahrpläne die benötigten Mengen zu optimierten Preisen am eTelligence Marktplatz einkaufen konnte, sanken die Kosten um 6 - 8 Prozent. Im Verlauf des Feld-

Thermische Speicher in Haushalten und vor allem in Gewerben kristallisieren sich als hohes Flexibilitätsangebot heraus

tests konnten zudem die Flexibilitäten über die Jahreszeiten konkretisiert werden. So steht nach dem Ende des Feldtests fest, dass das Flexibilitätspotenzial der thermischen Speicher in den und der zu erzielende Gewinn für Gewerbekunden im Winter besonders hoch sind. Mit den niedrigen Temperaturen im Winter erhöhten sich das Flexibilitätspotenzial der Kältespeicher und damit auch die Optimierungspotenziale. Des Weiteren gestalten sich die Preise an den Energiemärkten im Winter zumeist volatiler, so dass das preisliche Optimierungspotenzial des Virtuellen Kraftwerks anstieg.

Neben den Einsparungen für die Betreiber der Kühlhäuser hatte ihre Integration in das Kühlhaus auch systemische Effekte. Prognosefehler bezüglich der Einspeisung aus den ebenfalls im Virtuellen Kraftwerk integrierten dezentralen Erzeugern konnten durch veränderte Fahrpläne der großen gewerblichen Verbraucher bis zu einem Drittel reduziert werden.

Zu Beginn des eTelligence Feldtests war eine standardisierte Einbindung von Gewerbekunden noch nicht möglich. Über die Zeit des Feldtests wurde die Anbindung durch die Weiterentwicklung des Standards IEC-61850 (in Kap. 3.4.1 finden sich weitere Informationen zu diesem Standard), der für die Anbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen, aber auch für die Anbindung großer Verbrauchsanlagen eine Rolle spielt, vereinfacht. So konnten nach eTelligence die Kosten für die Anbindung von gewerblichen Verbrauchern stark reduziert werden, so dass die Integrationskosten zur Anbindung sinken und Geschäftsszenarien immer kostenoptimaler geplant werden können.

eTelligence-Konsortialführer EWE setzte die im Feldtest gewonnenen Erkenntnisse letztendlich sogar in ein eigenes Produkt, den EWE Intelligenten Lastmanager, um. Diese automatische Steuerungskomponente erfüllt die gleichen Aufgaben für B2B-Kunden der EWE wie das Virtuelle Kraftwerk im Feldtest für die Kühlhäuser.

Die EWE übernimmt dabei die Rolle des Virtuellen Kraftwerks und optimiert die Fahrpläne von Anlagen in Kühl- und Gewächshäusern, Getreidemöhlen, Schöpfwerken und Wasserversorgungsanlagen sowie in der Papier- und Zementindustrie dahingehend, dass die Verbraucher den möglichst geringsten Preis für ihren Strombezug zahlen müssen. Weiterhin gewann die EWE Kenntnisse, ab wann sich die Einbindung von Gewerbekunden lohnt und setzte als Schwelle einen Jahresstromverbrauch von 500.000 kWh fest.

Der EWE Intelligente Lastmanager ist darüber hinaus auch zur Anbindung von BHKWs mit Stromeinspeisung nutzbar.

3.3.2.3 Gewerbekundeneinbindung im Rahmen von MeRegio

Im Rahmen der der Modellregion MeRegio sollten gezielt regionale Gewerbekunden, vor allem KMUs, eingebunden werden.

Der Prozess zur Einbeziehung der Gewerbekunden war wie folgt aufgesetzt:

- Zunächst wurden durch EnBW die Eckdaten des Lastgangs ermittelt: Messstellen wurden definiert, Anlagenarten, Nennleistung und Betriebszeiten der Anlagen wurden erfasst

Einbindung von Kühlhäusern in Virtuelles Kraftwerk senkt Strombezugskosten für Betreiber und bereinigt Prognosefehler

EWE entwickelt Produkt intelligenter Lastmanager aus erfolgreichem Feldtest

- Weiterhin wurden die Lastspitzen jedes Betriebs detailliert analysiert. Hier kam die Messung einzelner Verbraucher in den Gewerbebetrieben mithilfe des PowerSubmeters des Konsortialpartner systemplan zum Einsatz.
- Die einzelnen Anlagen wurden auf ihren Verbrauch und die durch sie verursachten Kosten hin untersucht.
- Es wurden Vor-Ort-Interviews und Bestandsaufnahmen durch den Konsortialpartner systemplan geführt und die Ergebnisse der Messungen und Analysen von den Entscheidungsträgern der Betriebe erläutert.

Die Ergebnisse dieser vier teils parallel verlaufenden Prozesse wurden analysiert und ausgewertet, um die Energieeffizienz- und Lastverschiebepotenziale der jeweiligen Gewerbe zu ermitteln und festzustellen, welche Anlagen in die MeRegio Infrastruktur integriert werden und damit welche Flexibilität zur Verfügung stellen könnten. Der Konsortialpartner systemplan priorisierte in Zusammenarbeit mit dem restlichen Konsortium die Branchen der in Freiamt und Göppingen ansässigen Gewerbekunden. Für den Feldtest sollten mittelständische Unternehmen mit einem Jahresverbrauch zwischen 1 bis 10 GWh akquiriert und untersucht werden.

Insgesamt wurden 30 Gewerbe untersucht, ausgewertet und auf ihre Lastverschiebungs- und Energieeffizienzpotenziale hin untersucht (siehe Abb. 113).

Nach den Berechnungen können in den untersuchten Betrieben erhebliche Energiesparpotenziale und insgesamt ein Lastverschiebungspotenzial von 1,7 MW realisiert werden.

Branche	Kundenanzahl je Branche	Ermitteltes Einsparpotenzial gesamt [kWh/Tag] / (Ø)	Ermitteltes Lastverschiebungspotenzial gesamt [KW]	Ermittelte CO ₂ -Einsparung gesamt [t/Tag] (Werte nach VDEW)
Kommunale Einrichtungen	4	525 / (131,3)	207	0,27
Lebensmittel / Gastronomie	7	1.699 / (242,7)	641	0,88
Kunststoffverarbeitung	3	957 / (319)	100	0,5
Metallverarbeitung	10	2.336 / (233,6)	325	1,21
Maschinenbau	6	1.926 / (321)	445	1,00
Gesamt	30	2.307.330 kWh/a / (76.911)	1718	1.169

Quelle: Frey/Winter, 2012

Abb. 113 In MeRegio analysierte Gewerbekunden nach Branche, Einsparpotenzial und Lastverschiebungspotenzial

Bei den Vor-Ort-Messungen und Untersuchungen wurde festgestellt, dass Energieeffizienz und Lastverschiebung durchaus gleichzeitig gefördert werden, da Energieeffizienzmaßnahmen nicht zwangsläufig die Höhe der Flexibilität beeinflussen. Hier muss ähnlich wie in der moma-Studie zwischen theoretischer Flexibilität und tatsächlich technisch verfügbarer Flexibilität unterschieden werden. Häufig

waren die „Stromfresser“-Anlagen grundsätzlich nicht in ihrem Einsatz flexibel und konnten ausgetauscht werden, ohne das Verlagerungspotenzial zu beeinflussen.

Als zentrale Stellgröße des Verschiebungspotenzials stellte sich die Verlagerungsdauer des Verbrauchs dar. Prozesse im Gewerbe konnten recht problemlos um eine $\frac{1}{4}$ bis hin zu einer $\frac{1}{2}$ Stunde verzögert oder vorgezogen werden. Bei längeren Verlagerungsdauern verringerte sich das verfügbare Flexibilitätspotenzial jedoch stark.

Eine weitere wichtige Lesson Learnt aus MeRegio ist auch, dass der Akquiseaufwand bei Gewerbekunden nicht zu unterschätzen ist. Häufig waren die angesprochenen Entscheidungsträger nicht interessiert und der konkrete Nutzen der Maßnahmen musste ausführlich kommuniziert werden, da er weithin unbekannt war.

Erste Besuche bei vorinformierten Kunden erfolgten in einem Team von zwei oder drei Projektmitarbeitern der EnBW und von systemplan. Die Messung des Lastgangs, Erstellung von Optimierungsberichten, detaillierte Aufnahmen der Situation und Verbrauchern in den Unternehmen nahmen weitere Zeit in Anspruch. Darüber hinaus konnten die Akquisegespräche kaum standardisiert werden. Jedes Gespräch, jede Bestandsaufnahme war ein eigenes Projekt. Die Gewerbe unterschieden sich auch innerhalb ein und derselben Branche anhand ihrer Prozesse und der Altersstruktur der vorhandenen Anlagen deutlich.

Nach der Akquisephase entschied sich das Konsortium, acht Betriebe aus sechs verschiedenen Branchen (Baugewerbe, Metallbearbeitung, öffentliche Einrichtung, Lebensmittel, Werkzeugherstellung, Elektronik) auszuwählen.

Prinzipiell wurden zwei Einbindungsstrategien für Verbrauchsmanagement bei Gewerbekunden erarbeitet: Zum einen wurde eine auf manueller Verarbeitung von Preisanreizen beruhende Strategie, in der der Gewerbekunde beliebig entscheiden kann, welche Prozesse und Anlagen verschoben werden sollen, entwickelt. Zum anderen wurde ein Konzept für die automatische Ansteuerung von Anlagen mit Hilfe der Steuerbox entwickelt, die die Prozesse im Betrieb automatisch optimieren und an Preissignale anpassen kann.

Zusätzlich sollten die manuellen und automatischen Lösungen durch Echt-Zeit Visualisierungen zu den wichtigsten Rahmendaten und Messungen begleitet werden.

Hohes, jedoch zeitlich begrenztes Lastverschiebungspotenzial nachgewiesen.

MeRegio untersucht systematisch regionale KMUs, erhöht Energieeffizienz und Lastverschiebepotenzial.

Feldtest B2B		
Was ist das Ziel der Lastverschiebung?	Wie wird die Lastverschiebung technisch umgesetzt?	Auf welchen Applikationen werden welche Echtzeitdaten visualisiert?
<p>Manuelle Steuerung gemäß Preissignal</p> <ul style="list-style-type: none"> > Beliebige Anlage/ Prozess im Betrieb > Kann Kunde frei entscheiden 	<ul style="list-style-type: none"> > Kunde muss betreffende Anlagen/ Prozesse manuell steuern 	<ul style="list-style-type: none"> > Online Cockpit für Preisverlauf und 15 min Gesamtstromverbrauch aus Lastgangzähler > StromRadar Software für Gesamtstromverbrauch auf sec Ebene
<p>Automatische Steuerung einer Anlage</p> <ul style="list-style-type: none"> > Spezifische unterbrechbare Anlage, die in Vorprüfung von MeRegio Team identifiziert und mit Kunden besprochen wurde 	<ul style="list-style-type: none"> > Automatische Optimierung über Steuerbox unter Berücksichtigung von: <ul style="list-style-type: none"> > Anlageneigenen Restriktionen > Leistungsspitzenreduktion Gesamtbetrieb > MeRegio Preissignal 	<ul style="list-style-type: none"> > Echtzeitverbrauch der einzelnen Anlage/ Stromkreise online über Systemplan Cockpit > Nachträglich werden Auswertungen der Power Submeter Daten zur Verfügung gestellt

Quelle: Michael Hager, 2012

Abb. 114 MeRegio B2B-Kunden - Sechs für automatische Steuerung ausgewählte Unternehmen

Schnell stellte sich jedoch heraus, dass nicht alle ausgewählten Betriebe in die Feldtests integriert werden können würden, da die technische Anbindung sich häufig als schwierig erwies.

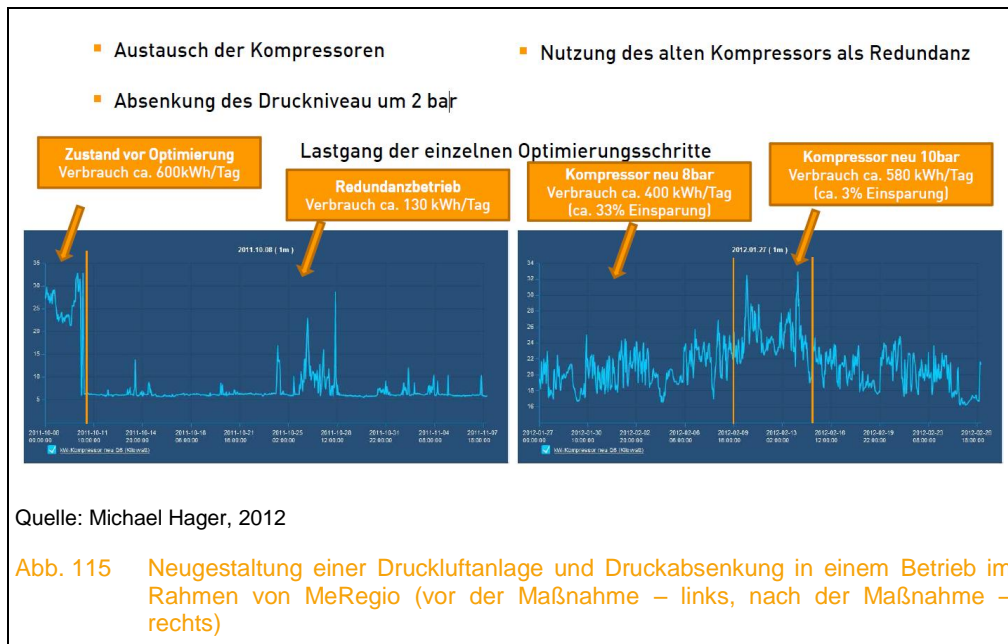
Dennoch war es möglich, einige Gewerbetriebe auf Basis der vorgenommenen Messungen und gezogenen Rückschlüsse im Hinblick auf Energieeffizienzsteigerungen zu beraten.

Beispielhaft kann eine Effizienzmaßnahme in einem Betrieb, der eine über Druckluftanlage und Druckluftabsenkung verfügt, herangezogen werden. Vor den Messungen und der folgenden Optimierung verbrauchte die Anlage etwa 600 kWh/Tag, wovon etwa 130 kWh als Redundanzbetrieb erkannt wurden.

Als Optimierungsmaßnahmen wurden die Kompressoren gegen zwei neue mit einem wesentlich geringeren Verbrauch ausgetauscht. Ein alter Kompressor wurde als Redundanz eingesetzt. So konnten über einen Tag gesehen durch die zwei neuen Kompressoren 37 Prozent des täglichen Energieverbrauchs eingespart werden (siehe Abb. 115).

Die Einbindung jedes Unternehmens stellt ein eigenes Projekt dar.

Großes Potenzial für Energieeffizienzmaßnahmen aufgedeckt.



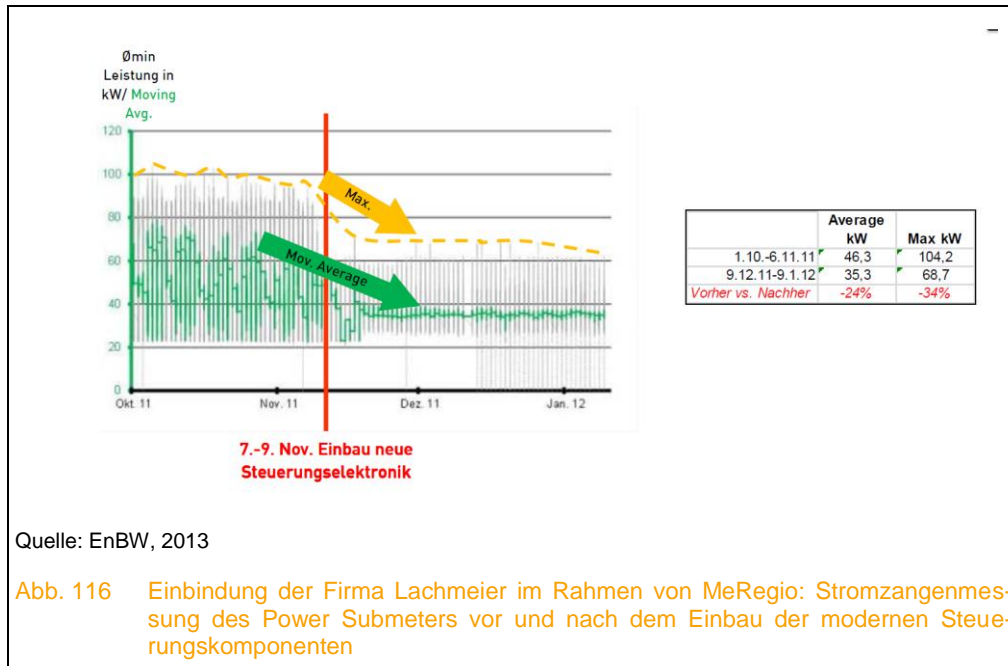
Die Lastverschiebungen in anderen Gewerbebetrieben führten aber neben erhöhter Energieeffizienz auch zu Veränderungen des Lastgangs. So konnten die Lastspitzen in einem Lebensmittelbetrieb stark gesenkt werden, da sich durch die Messungen und Prozessanalysen herausstellte, dass die Lastspitzen in der Kälteversorgung mit denen des Gesamtlastgangs übereinstimmten. Durch eine einfache Optimierung der Regelung der Kälteanlage konnten die Lastspitzen entzerrt und verkleinert werden.

Auch die automatisierte Ansteuerung von Verbrauchsanlagen wurde in MeRegio sehr erfolgreich getestet. Bei der Firma Lachmeier, die Kälteanlagen betreibt, wurde die Abtaueinrichtung dynamisch geregelt, um Lastspitzen zu vermeiden. Das Teilprojekt wurde derart erfolgreich umgesetzt, dass es den deutschen Kältepreis erhielt.

Vor der Durchführung der MeRegio-Maßnahmen war die Steuerung der Kälteanlagen relativ veraltet. Die Abtauvorgänge wurden von mechanischen Zeitschaltuhren auf feste Zeiten terminiert und konnten Erfordernisse weder aus den betrieblichen Prozessen noch aus dynamischen Vorgaben von MeRegio oder Fahrplänen umsetzen.

Nach erfolgreicher Installation der Anlagensteuerung vor Ort wurden umgehend Ergebnisse greifbar. So führte schon der reine Einbau zu einer Verlagerung der mittleren Leistung der Kälteanlage um ca. 24 Prozent (siehe Abb. 116). Dabei wurden die Lastspitzen deutlich reduziert.

Teilweise leicht zu hebendes Lastverschiebungspotenzial aufge-deckt



Auch auf den Jahresgesamtlastgang hatte die Steuerung einen Effekt: Die Lastspitze wurden im Vorjahresvergleich nachhaltig reduziert.

Ziele der Ansteuerungen waren aber, die Kälteanlagen so zu steuern, dass zukünftig keine extremen Leistungsspitzen mehr erfolgten und mithin eine Überbeanspruchung des örtlichen Verteilnetzes vermieden werden konnte.

Dass die besonders erfolgreichen Einbindungen bei Gewerbekunden mit thermischen Speichern (Kälteanlagen) erfolgten, ist eine Parallele zu den Studien und Erfahrungen aus eTelligence und moma.

In anderen Betrieben hingegen gestaltete sich die Hebung der Verbrauchsflexibilität schwieriger.

So muss auf Grund der Erfahrungen aus MeRegio auch geschlussfolgert werden, dass der Hebung der Flexibilität in Gewerbebetrieben ein finanzieller und organisatorischer Aufwand (Integrationskosten) entgegensteht.

Grundsätzlich kristallisierten sich folgende Lessons Learnt aus der Integration der Gewerbekunden und der Anpassung ihrer Last heraus:

- Nicht bei jedem Betrieb ist gewährleistet, dass Lastverschiebungen ausreichend Nutzen generieren, um die Entscheidungsträger im Betrieb zu überzeugen bzw. um einen kosteneffizienten Business Case für den Vertrieb/Aggregator zu ermöglichen.
- Das Flexibilitätspotenzial wird von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst
 - Produktionsmenge
 - Nutzerverhalten: wird z. B. durch Produktionsplanung bedingt, bei optimierter Produktionsplanung können Lastspitzen gesenkt oder ver-

Erfolgreiches MeRegio Kälteanlagen Projekt gewinnt deutschen Kältepreis.

- mieden und unnötigen An- und Abfahrzyklen von Prozessen kann vorgebeugt werden
 - Klima/Wetter: Bestimmte Prozesse sind stark wetterabhängig (z. B. im Fall von Kälteanlagen)
 - Sobald Gewerbekunden den Nutzen der Hebung ihrer Flexibilitäten verstehen, fällt ihre Meinung zu Lastverschiebungen in ihrem Betrieb sehr positiv aus.

So wird deutlich, dass das tatsächliche Flexibilitätspotenzial eines Betriebs nur mit Messungen und begleitenden Erfassungen von Prozessen im Betrieb eingeschätzt werden kann. Die Anbindung der einzelnen Betriebe kommt also jeweils einem eigenen kleinen Projekt gleich, verspricht aber auch beträchtliche Kapazitäten für ein Lastmanagement von Aggregatoren und Vertrieben.

3.3.3 Produktattraktivität und Kundenrekrutierung

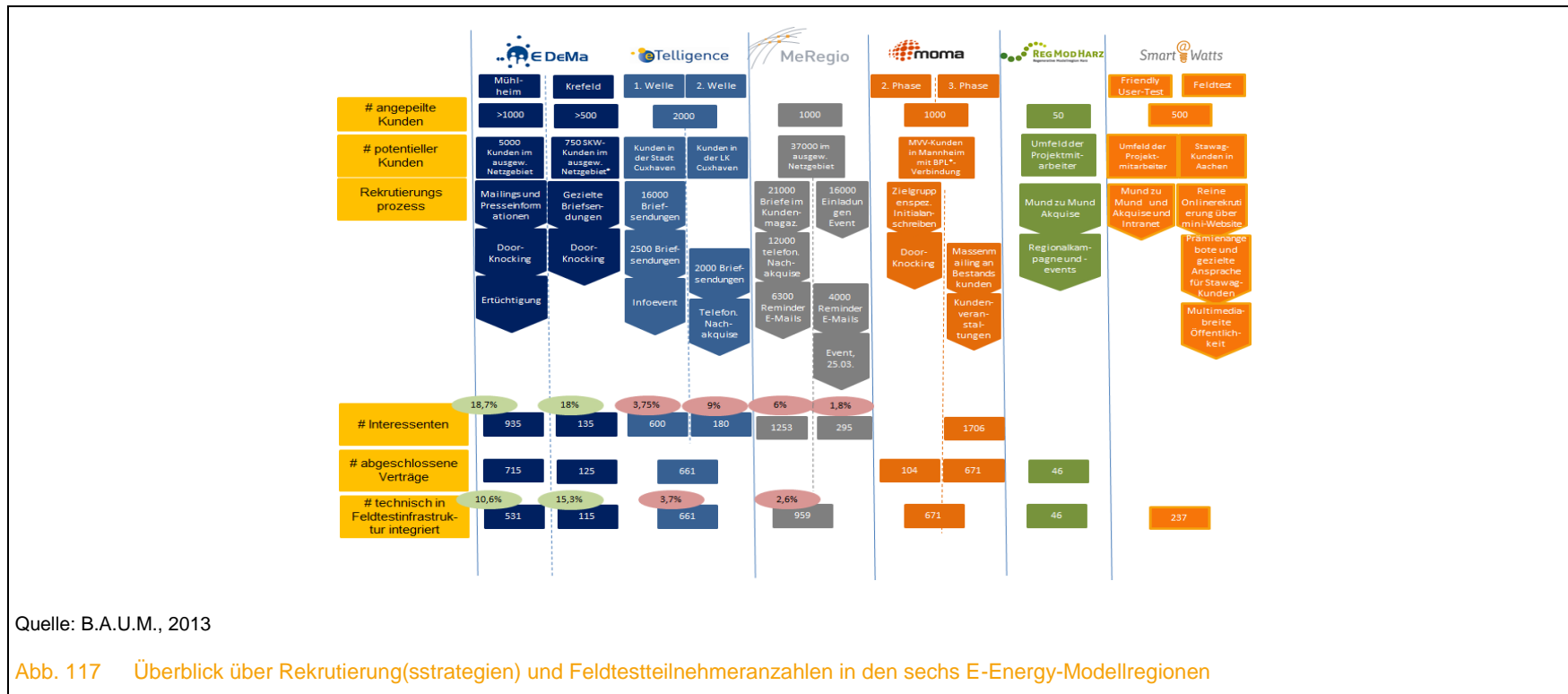
Eines der zentralen Ergebnisse aus den Feldtests betrifft die Rekrutierung und Einbindung von Feldtestkunden: Diese gestalteten sich in allen Modellregionen während aller Phasen der Umsetzung schwieriger als vor E-Energy-Beginn angenommen. Ein Erfolgsfaktor für die Teilnahme und das Erreichen guter und stetiger Ergebnisse war ein hohes Grundwissen. Die Lernprozesse, die für die Einbindung von Kunden erforderlich sind, dürfen allerdings nicht unterschätzt werden. Das Grundwissen der angesprochenen Kunden über das Energiesystem an sich sowie auch über spezielle IKT-basierte Ansätze – sofern ein Wissenstand in Umfragen erhoben wurde – war durchweg sehr gering ausgeprägt.

Das Interesse am Thema war darüber hinaus gering ausgeprägt, so dass unterschiedlichste Kampagnen und Incentives geschaffen werden mussten, um die Kunden zu erreichen und zu einer Teilnahme zu bewegen. Dieser Aufwand wurde zuvor in dieser Form nicht antizipiert. So waren die erreichten Testsamples der einzelnen Feldtests zumeist kleiner, als in der Antragsphase geplant.

Genauso wie für die unterschiedlichen Komponenten, Tarife und Feedbackinstrumenten, heißt es auch bei der Ausgestaltung der Kundenrekrutierung und – einbindung: One size does not fit all. Den Modellregionen standen unterschiedliche Methoden und Ansätze zur Verfügung. So gestalteten sich die Konzepte zur Rekrutierung und Aktivierung der Kunden je nach Zielstellung und angepeilter Feldtestkundenanzahl auch von Modellregion zu Modellregion unterschiedlich.

Unterschiedliche Kampagnen von Internet-basierter Werbung, ergänzt durch gezielte Ansprache in direktem Kontakt (Smart Watts), über Mailings an Bestandskunden, ergänzt durch Nachfasscalls und Informationsveranstaltungen sowie umfassende Door-Knocking-Aktionen. Der direkte Kundenkontakt, bei dem etwaige Unsicherheiten und Bedenken direkt ausräumen lassen, hat sich in den Modellregionen als gewinnbringend herausgestellt. Stimmt die Kunden einem Beratungsgespräch zu, konnten sie zumeist auch von einer Teilnahme überzeugt werden und überwinden auch Bedenken bezüglich Datenschutzes. In Abb. 117 wird ein Überblick über die unterschiedlichen Rekrutierungsmedien und –strategien sowie die letztendlich erreichten Feldtestkundenanzahlen gegeben.

Aufwand zur Aktivierung und Einbindung der Kunden durchweg wesentlich höher als geplant



Quelle: B.A.U.M., 2013

Abb. 117 Überblick über Rekrutierung(ssstrategien) und Feldtestteilnehmeranzahlen in den sechs E-Energy-Modellregionen

Aber auch gezielte Kampagnen, die die ersten Phasen der Feldtests begleiteten, waren für die Rekrutierung entscheidend. Viele Modellregionen setzten in den Kampagnen einen regionalen Fokus. In Cuxhaven wurde für das eTelligence-Marketing eine breite öffentliche Kampagne, an der sich regionale Entscheidungsträger (z. B. Bürgermeister) beteiligten, gestartet. In Aachen gelang es dem SmartWatts-Konsortium sogar, den Bürgermeister Marcel Philipp als Feldtestteilnehmer zu gewinnen. Er äußerte sich öffentlich positiv zum Feldtest und den neu entstehenden Möglichkeiten, den eigenen Verbrauch zu optimieren und erzeugte Interesse für SmartWatts in der ganzen Region.

Auch das Projekt RegModHarz wählte bei der Einbeziehung von Bürgern einen regional-orientierten Ansatz. Der Konsortialpartner RegenerativKraftwerkeHarz beteiligt sich seit Jahren in Bürgerprojekten mit einem Fokus auf regionalen Erneuerbaren Energie-Projekten, die auch auf die Schaffung von Smart Grids zur Verbesserung der Integration von Erneuerbaren ausgedehnt werden können. Am Windpark Druiberg in Dardesheim ist ein örtlicher Förderverein beteiligt. Die Beteiligung der Bürger an den Gewinnen ist hier vertraglich vereinbart. So lag es nahe, auch für das Projekt eine möglichst hohe Akzeptanz in der Region zu schaffen und die Anstrengungen mit einer Informationskampagne zum Thema Smart Grid zu verbinden. Innerhalb von E-DeMa wurde die betont direkt Kundenansprache in der Region mit einem weiteren Angebot unterstützt: Die Konsortialpartner sicherten zu, entsprechend des Einsatzes der Bürger vor Ort im Rahmen von E-DeMa für regional ansässige soziale Einrichtungen zu spenden. So verknüpften sie – zwar in anderer Form, aber ähnlich wie RegModHarz – den individuellen Mehrwert, den die Kunden durch eine Teilnahme am Projekt erzielen konnten, durch einen sozialen, lokalen Mehrwert für Krefeld und Mühlheim und erhöhten dadurch die Akzeptanz.

Weiterhin wurden Anreize in Form von Sachwerten, die für die Teilnahme verschenkt oder verlost wurden, geschaffen und den Kunden über die mit den Feldtests entstehenden Einsparmöglichkeiten und neuen Technologien hinaus angeboten. Zum eTelligence Willkommenspaket gehörte zum Beispiel ein iPod touch, damit die Kunden, die eTelligence App nutzen konnten. Diesen konnten sie nach Ende der Feldtestlaufzeit behalten. Unter den E-DeMa Kunden wurden energieeffiziente, smarte Haushaltsgeräte verlost. Diese konnten sie im Feldtest ansteuern lassen und danach behalten. Im Rahmen von moma und Smart Watts wurden Tablet-PCs als Anreiz unter den Feldtestkunden verlost, die als optimal zur Visualisierung der jeweiligen Feedback-Apps angesehen wurden.

Weiterhin hatten die technischen Voraussetzungen der Feldtests einen starken Einfluss auf die Auswahl der Kunden. So war bei Umbau der Zählersysteme z. B. die Einwilligung von Vermietern notwendig, was dazu führte, dass eine Teilnahme von Eigenheimbesitzern leichter umzusetzen war. Dies zeigt sich auch an den sozio-ökonomischen Merkmalen der Feldtestkunden. Eigenheimbesitzer mit überdurchschnittlich großen Wohnflächen waren in allen Modellregionen deutlich überrepräsentiert. Des Weiteren verfügten die E-Energy-Feldtestkunden modellregionenübergreifend über einen sehr hohen Bildungsstandard, weit über Bundesdurchschnitt, und ein vergleichsweise hohes Einkommen. Auch die Altersstruktur der Feldtestteilnehmer zeigt eine Besonderheit. Die meisten Teilnehmer waren über 45 Jahre alt und die Gruppe der über 60 jährigen waren

Regionale Ansätze zur Kundenaktivierung sind erfolgversprechend.

Mit dem Projekt einen Mehrwert über finanzielles Einsparpotenzial schaffen, erhöht Akzeptanz und Engagement bei den Kunden.

Trotz des Fokus' auf die technische Umsetzbarkeit vor Ort gestaltete sich die technische Anbindung der Kunden oft schwierig. Nicht alle Kunden, die dem Feldtest prinzipiell zustimmten, konnten auf Grund schwieriger Gegebenheiten vor Ort oder nicht passender technischer Ausrüstung wirklich angebunden werden. Oft wurden die technischen Zusammenhänge, die mit den Feldtests einhergingen, auch nicht nachhaltig verstanden. Ein Beispiel stellt zum Beispiel der Wechsel des Internetanbieters direkt an Installation der Feldtests dar. Die Kunden hatten durch ihre Unbedarftheit keine Vorstellung davon, dass ein Austausch des Routers einen Einfluss auf die anderen IKT-Komponenten hat.

Dies passt zu dem in mehreren Umfragen festgestellten niedrigem Kenntnisstand über IKT in Zusammenhang mit Energie. Das bedeutet aber nicht, dass die Kunden grundsätzlich desinteressiert waren. Bei einer Fragebogen-Auswertung zu Beginn des Projekts stellte sich auch hier heraus, dass die Verbraucher sich mehr Informationen z.B. zu Lastverschiebungs-Maßnahmen wünschten.

Eine Umfrage zu Beginn der Feldtests in MeRegio offenbarte ähnliche Ergebnisse. In den auf die Feldtests folgenden Kundenumfragen gab die Mehrzahl der Verbraucher modellregionenübergreifend an, sich entweder grundsätzlich ein verbessertes Wissen über ihren Verbrauch und seinen Kontext angeeignet zu haben und dieses zusammen mit den Informationen in ein verändertes Verbrauchsverhalten umgesetzt zu haben.

Allerdings war die Betreuung der Kunden während der Feldtests auch zeit- und kostenaufwändig. Die Betreuung aus den eigens entwickelten Kundenzentren war umfassend: Die Mitarbeiter waren per Mail oder über die Websites und Kundenportale, aber auch telefonisch direkt für die Kunden ansprechbar. Des Weiteren wurden E-Mail-Newsletter, die die Kunden über neue Ereignisse im Projekt informierten oder teilweise an Funktionalitäten der bei ihnen installierten Smart Grid Technologie erinnerten oder diese noch einmal genau erläuterten, versendet. Weiterhin wurden umfassende Benutzerhandbücher für die den Verbrauchern noch unbekannt in-house Smart-Grid-Komponenten verfasst.

Als Hauptgrund für die Teilnahme an den Feldtests wurden in dieser Priorisierung unterschiedliche Motivationen genannt:

- Monetäres Einsparpotenzial
- Umweltschutz/Energiewende unterstützen/Erneuerbare Energien integrieren
- Eine neue Technologie als einer der ersten Haushalte testen

Finanzielle Gründe sind das primäre Teilnahmemotiv für die meisten der befragten E-Energy-Feldtestkunden. Liegt zusätzlich aber ein weiterer Grund vor oder treffen alle drei Motive gleichermaßen zu, wird die Motivation unterstützt und erweitert. Dies ist sicherlich von Vorteil, da die monetären Vorteile, die in den Feldtests erzielt werden konnten, für das im Durchschnitt sehr gut situierte Feldtestkundenklientel, kaum Anreiz bieten, sich nachhaltig mit Einsparungen und Lastverschiebungen auseinander zu setzen. Maximal zwischen 5 und 10 € finanzieller Vorteil sind kaum ausreichend, um langfristig Komfortverluste in Kauf zu nehmen und sich täglich mit dem ansonsten wenig Beachtung zukommendem Thema Stromverbrauch zu beschäftigen. Darüber hinaus reflektierten die Gewinne der Kunden

Um den Kosten durch die umfassende Kundenbetreuung entgegen zu wirken, sollten nicht nur Technologie, sondern auch die organisatorischen Prozesse zur Einbindung standardisiert werden.

E-Energy Kunden geprägt durch überdurchschnittliches Alter, überdurchschnittliches Einkommen und Bildungsgrad, hohen Anteil von größerem Wohneigentum.

Vorwissen zum Thema Smart Grids im Speziellen und Funktionieren der Stromversorgung generell sehr gering ausgeprägt.

noch nicht einmal tatsächliche Gegebenheiten. Häufig wurden sie aus der Lieferantenmarge gezahlt.

Dennoch waren viele Kunden prinzipiell mit den neuen Tarifen und Feedbackgeräten zufrieden und gaben mehrheitlich an, die Tarife, Feedbackgeräte usw. auch gerne nach dem Feldtest weiter nutzen zu wollen. Einige wären sogar bereit, für die Mehrwertleistungen einen – zwar gering – höheren Preis zu zahlen.

So bleibt festzuhalten, dass es gilt, weitere Strategien, Mechanismen und Anreize zur Aktivierung und Einbeziehung von Verbrauchern zu konzipieren und zu testen. E-Energy hat einen ersten Schritt gemacht und aufgezeigt, dass bei den Verbrauchern ein enormer Aufklärungsbedarf nicht nur in Bezug auf Smart Grids, sondern in Bezug auf das Funktionieren des gesamten Energiesystems und hinsichtlich ihres Beitrags zur Energiewende besteht. Synergieeffekte mit der immer mehr an Fahrt aufnehmenden Smart Home-Entwicklung könnten das Verbrauchsmanagement befördern. Prinzipiell zeigen die Verbraucher Interesse und Akzeptanz für die neuen Lösungen, weitere Mehrwertdienstleistungen und Anreize müssen aber noch gefunden oder weiter differenziert werden. Dies haben auch die Modellregionen erkannt. So haben z. B. moma, E-DeMa und MeRegio auf einen vollen Rückbau der Feldtestinfrastrukturen bei den Verbrauchern verzichtet und nutzen diese für weitere Projekte und Versuche.

Viele Modellregionen nutzen die aufgebauten Infrastrukturen bei den Kunden weiter.

3.4 Erzeugungsmanagement

Im Energiemix der Zukunft und allgemein im zukünftigen Energiesystem übernehmen die erneuerbaren Energien eine tragende Säule. Die expandierende Durchdringung der Netze, neben großen EE-Anlagen, mit dezentralen Klein- und Kleinsterzeugungsanlagen ist aktuell ungebrochen und auch mit Blick auf die kommenden Jahre als kein temporärer Effekt zu sehen.

Nach § 8 EEG sind die Netzbetreiber vorbehaltlich des § 11 EEG verpflichtet, den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Das Erzeugungsmanagement ist in diesem Kontext eine zentrale Stellgröße für die sinnvolle und wirtschaftliche Integration von Strom aus regenerativen Energiequellen in das Gesamtsystem eines Smart Grid.

Nach dem juristischen Handlungsrahmen des § 6 EEG sind Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung und der Abrufung der IST-Einspeiseleistung auszurüsten. Bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Solarenergie mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kW ist eine Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung oder eine Begrenzung der Wirkleistung auf 70 Prozent der installierten Leistung vorzunehmen.

Der § 6 EEG bildet die Grundlage für aktive Steuerung der Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen und fällt daher auch in den Bereich des Einspeisemanagements. Das Einspeisemanagement umfasst die erzwungene Abregelung der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien bei eklatanten vorliegenden oder erwarteten Netzengpasssituationen und der damit gefährdeten Versorgungssicherheit. Das Einspeisemanagement fällt auch in den Bereich des Erzeugungsmanagements, jedoch wurde es in den Modellregionen nicht eingesetzt.

Die Herausforderungen bestehen vor allem in der Befähigung und An- bzw. Erschließung von älteren und kleineren dezentral in Masse vorhandenen Anlagen, die nicht die geforderten Mindestleistungen des § 6 EEG erbringen und somit davon nicht betroffen sind. Eine bedarfsorientierte Einspeisung, z. B. wenn steuerbare KWK-Anlagen Fluktuationen der Wind- und Solarenergie ab- oder auffangen, kann nur dann erfolgen, wenn auch Anlagen unterhalb der Mindestleistungsgrenzen des § 6 EEG durch eine smarte steuerungstechnische Funktionalität der Erzeugungsanlage mit dem betreffenden Netzverknüpfungspunkt verbunden sind und auch Steuerbefehle empfangen können.

Folglich liegt der Schwerpunkt auf der technischen Befähigung von großen steuerbaren Erzeugern, wie beispielsweise dem BHKW im ahoi! Bad aus der Modellregion eTelligence mit einer elektrischen Leistung von 460 kW, aber auch auf kleineren steuerbaren Erzeugern, die über die Funktion des Pooling (siehe Kap. 3.5) zu einer netz- und marktseitig interessanten Angebotsleistung aggregiert werden können. Die mit dem Erzeugungsmanagement in Verbindung stehenden Fahrpläne und Prognosen von Anlagen werden ausführlich im Kapitel über Aggregation und Virtuelle Kraftwerke (siehe Kap. 3.5) erläutert.

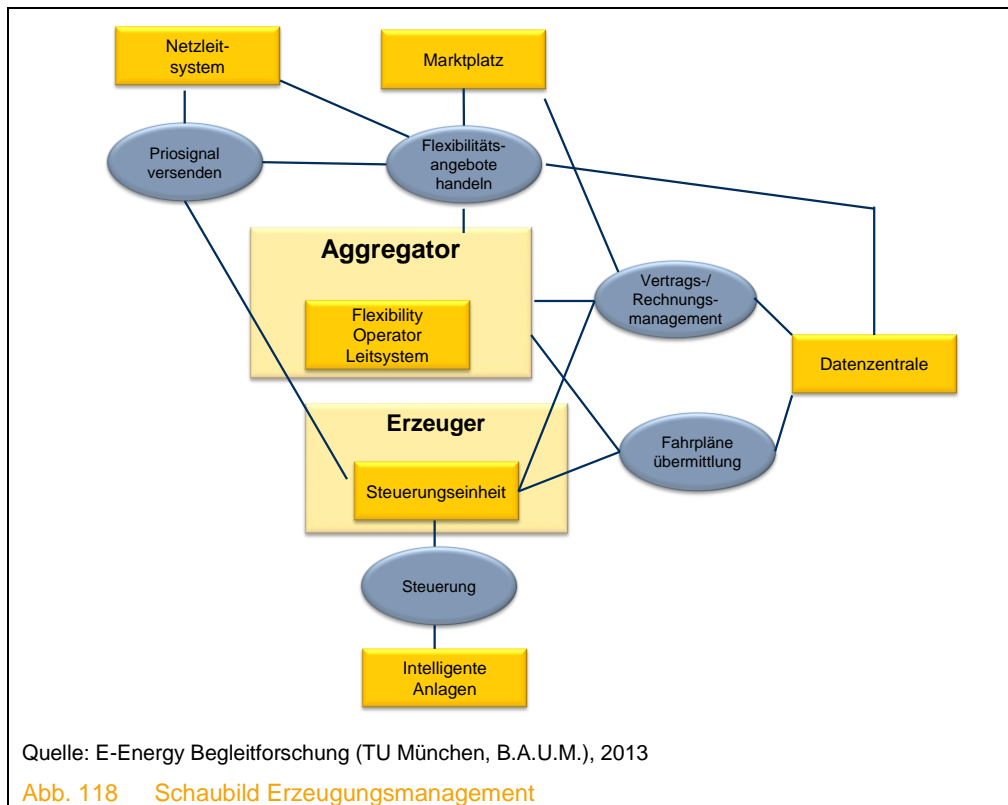
Oberste Prämisse war es, das Konzept „Plug-and-Play“ wie in eTelligence oder auch „Plug in your plant“ in RegModHarz zu erreichen. Die beiden Termini bedeuten, dass bei fluktuierender Anlagenstruktur in einem Smart Grid oder auch regionalen VPS, Betriebsbereitschaft der Anlagen etc. die Kommunikationstechnik solche Veränderungen erkennt und auch ausfallfrei darauf reagieren kann, damit eine einfache Anlagenanbindung, -entbindung vollziehbar ist.

Plug in your plant ist Voraussetzung für einfache und flexible Anlagenan- und -entbindung.

Weitere zentrale Fragestellungen in Bezug auf das Erzeugungsmanagement sind die Optimierung des Eigenverbrauchs durch Erhöhung der Transparenz auf Kundenseite sowie die Befähigung von dezentralen Energieanlagen zu Erzeugung, Bereitstellung und Handel von Blindleistung über intelligente Wechselrichter.

Ferner wurden Überlegungen in einzelnen Modellregionen dahingehend angestellt, ob ggf. eine Zurückhaltung bzw. Vorhaltung von Erzeugungskapazität speziell für die Erzeugung von Ausgleichsenergie, beispielsweise für einen regionalen Markt (siehe Kap. 3.5.5.1), sinnvoll wäre. Kalkulationen zu diesem Sachverhalt aus der Modellregion Harz zeigten jedoch, dass kein signifikanter Mehrwert gegenüber der Erzeugung von Wirkleistung besteht, weswegen keine weiteren Anstrengungen in diese Richtung unternommen wurden.

Abb. 118 zeigt eine schematische Darstellung des Erzeugungsmanagements in E-Energy.



3.4.1 Anlagenanbindung und Steuerung

Den Ausgangspunkt für die intelligente Anbindung von regenerativen Erzeugungsanlagen für ein Smart Grid bildet der Standard für die Kommunikation in Schaltanlagen IEC 61850. Dieser verwendet TCP/IP als Basisübertragungsprotokoll und wurde in den Modellregionen als Datenmodell und Kommunikationsprotokoll eingesetzt. In den Modellregionen wurde aufgezeigt, wie innovative digitale Stationsleittechnik zum Nutzen der Probanden mit der IEC 61850 Standardreihe appliziert werden kann. Der Vorteil dieser Norm gegenüber anderen Protokollen sind die umfassenderen Definitionen. Ziel ist es, eine verbesserte Interoperabilität zwischen Geräten von unterschiedlichen Herstellern, langfristige Investitionssicherheit, erhöhte Systemsicherheit und einen effizienten Austausch von objektorientierten Datenmodellen zwischen technischen Systemen sicherzustellen (Siemens AG, 2010). Eine Vielzahl von differierenden dezentralen Energieanlagen ist nur durch ein einheitliches genormtes Datenmodell steuerbar, welches Erzeuger, Speicher und Verbraucher gleichermaßen als verfügbare Flexibilitäten beschreibt (RegModHarz, 2013 [1]).

Anlagenanbindung über die Standardreihe IEC 61850

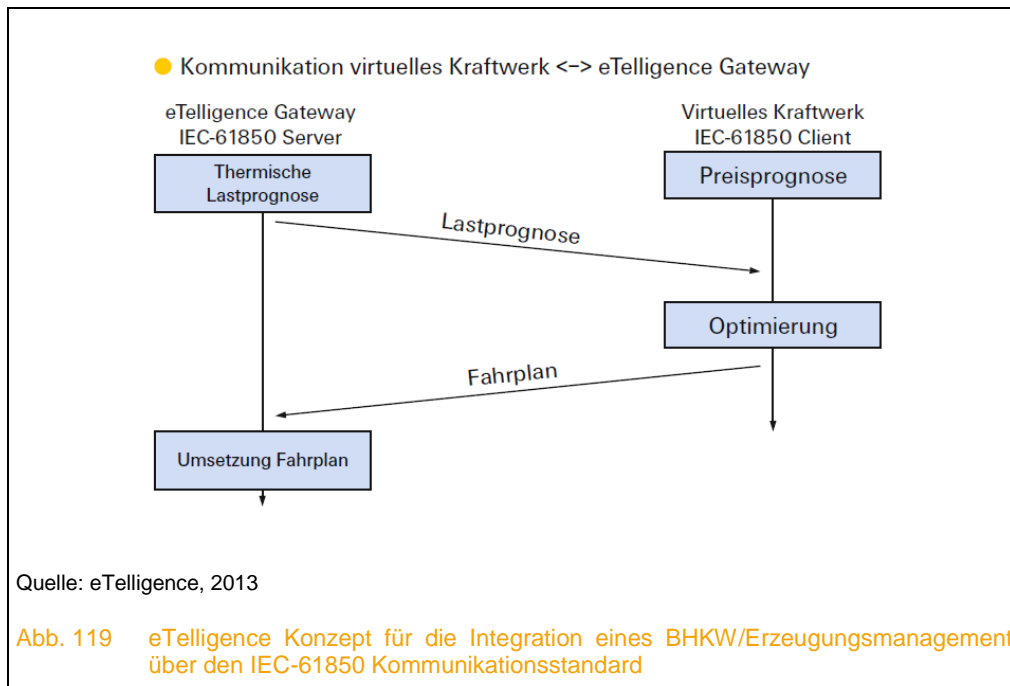


Abb. 119 zeigt das bei eTelligence verwendete Konzept für die Integration eines individuellen BHKW in ein Virtuelles Kraftwerk über IEC-61850 Protokolle.

Ein Virtuelles Kraftwerk ist in diesem Zusammenhang allgemein eine Zusammenschaltung kleinerer, dezentraler Stromerzeugungseinheiten (Photovoltaikanlagen, Biogasanlagen, Blockheizkraftwerken etc.) zu einem Verbund mit gemeinsamer Steuerung¹⁵. Die zentrale Aufgabe in einem Virtuellen Kraftwerk ist die Optimierung der Erzeugungsleistung im Sinne einer „Orchestrierung“. Dazu fließen verschiedenste Informationen und Prognosen (z. B. Preisprognosen) innerhalb des Virtuellen Kraftwerks zusammen. Dort findet die zentrale Aufgabe der Optimierung statt, aus der wiederum Anlagenfahrpläne („Partituren“) für die einzelnen Anlagen umgesetzt werden. Fahrpläne sind in diesem Kontext Daten über die vorhergesehene Betriebsweise von Anlagen sowie Parameter über abrufbare Erzeugungsflexibilisierung. Gleichzeitig bilden sie die Schnittstelle zwischen den dezentralen Erzeugungsanlagen und den Netzbetreibern sowie Aggregatoren oder Virtuellen Kraftwerken.

In der Modellregion eTelligence wurde neben den IEC 61850 auch bei den Arbeiten im Teilprojekt 4 das Common Information Model (CIM) IEC 61970 für die Kommunikation zwischen dem im Projekt verwendeten Marktagenten – eTelligence Gateway – und dem Marktplatz angewandt. Die Normreihe ist aktuell noch nicht fest fixiert und befindet sich im Bearbeitungsstadium. Das CIM charakterisiert das elektrische Netz, die daran angeschlossenen elektrischen Komponenten der

**Virtuelles Kraftwerk
orchestriert Anlagen
zu einer veredelten
Energiedienstleistung**

¹⁵ Wird ein Virtuelles Kraftwerk (virtual power plant VPP) ergänzt von steuerbaren Verbrauchsanlagen oder Speichern, so spricht man genau genommen von Virtual Power Systems(VPS).

Erzeugung, Übertragung und Verteilung sowie die Beziehungen zwischen diesen Elementen.

Äquivalent zu den Verbrauchern werden die Erzeugungsanlagen über Steuereinheiten (siehe Abb. 118) für den Empfang von zeitweiligen Steuerbefehlen ausgestattet. Ziel ist die optimale Einplanung der Geräte hinsichtlich verschiedener Randbedingungen.

Die in der Modellregion MeRegio verwendete Steuerbox wurde beispielsweise in der Projektphase 2 bei den dort über den IEC Standard 61850 angebotenen Erzeugungsanlagen installiert und auch für das Standardreporting – Funktionalität des Datenaustausches, Auftreten von Problemen etc. – über die Fähigkeit der bidirektionalen Kommunikation genutzt (MeRegio, 2013).

Zur leichten Hebung und Vermarktung der Erzeugungsflexibilitäten an verschiedenen Energiemärkten ist bereits auf Anlagenseite eine gewisse einheitliche Darstellung der Daten und Kommunikation notwendig. Diese Aufgabe fällt dem IKT-Gateway in seiner Funktion als Energiemanager zu.

In der Modellregion E-DeMa wurde für diese Funktion das Gateway IKT-GW2 konzipiert und auch während des Feldtests erprobt. Es befindet sich an der Informations- und Kommunikationsschnittstelle zwischen dem (vorhandenen) Inhouse-Kommunikationsnetzwerk und den entsprechenden Komponenten sowie extern steuernden und verwaltenden Systemkomponenten (E-DeMa, 2012). In MeRegio übernimmt diese Funktion ebenfalls die bereits erwähnte Steuerbox, da in ihr die Steuereinheit sowie das IKT-Gateway integriert sind.



Quelle: eTelligence, 2013

Abb. 120 eTelligence Gateway im EWE-Verwaltungszentrum

Darüber hinaus spielt das IKT-Gateway eine entscheidende Rolle für eine einheitliche Anbindung der verschiedenen Anlagentypen, z. B. für die Funktion der Aggregation. Bereits auf Anlagenseite muss eine homogene Datenstruktur gegeben sein. Dies wurde in den Modellregionen über die Verwendung des IKT-Gateways realisiert.

In RegModHarz abstrahiert die dort verwendete PowerBridge die verschiedenen Anlagentypen in ein einheitliches Datenmodell, konvertiert dabei die unterschiedlichen Protokolle und bildet die interne Sicht in simplifizierter und einheitlicher Weise für das Virtuelle Kraftwerk ab.

Ansteuerung der Anlagen über Steuerboxen und IKT-Gateway

IKT-Gateway Knotenpunkt für die Marktteilnahme

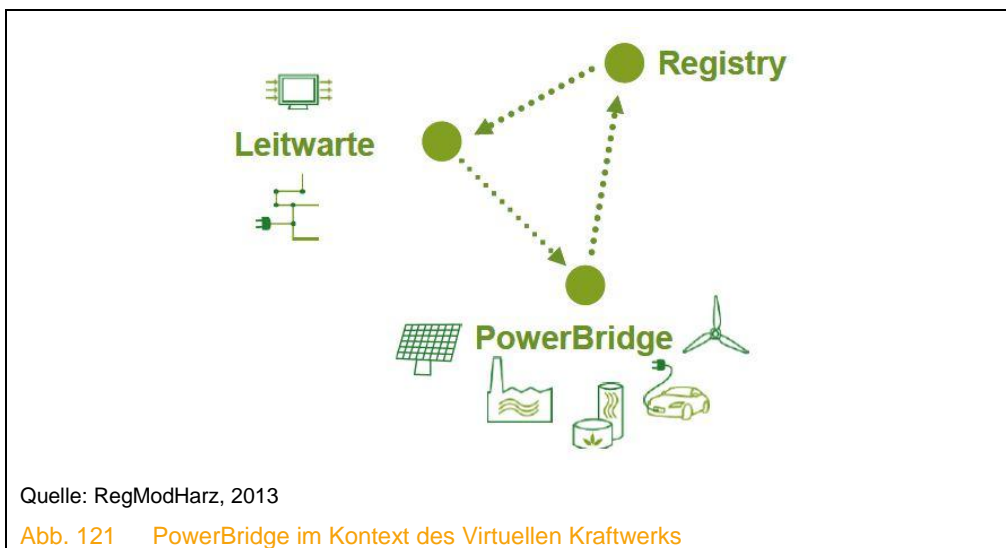
Durch die einheitliche und abstrahierte Anlagenmodellierung wurde auch dem fixierten Ziel zu Beginn des Kap. 3.4 „Plug-and-Play“ wie in eTelligence oder auch „Plug in your plant“ in RegModHarz Folge geleistet.

Nachdem die Anlagenanbindung klar skizziert wurde, kann die Anlagensteuerung direkt durch Automatisierung mittels Anlagenfahrplänen, z. B. durch ein Virtuelles Kraftwerk oder indirekt über Preisanreize, in Analogie zum Verbrauchsmanagement, betrieben werden.

Die in der Modellregion Harz entworfene und auch technisch umgesetzte PowerBridge ist eines der zentralen Ergebnisse in E-Energy. Sie wird deshalb im Folgenden anhand der Ausführungen in (RegModHarz, 2013 [1]) näher definiert.

Die PowerBridge ist als Service Provider zu sehen, der die wesentlichen Dienste der dezentralen Energieanlagen zur Verfügung stellt. Erst durch diese Funktion ist eine weitestgehend heterogene Visualisierung, Verwaltung und Beeinflussung divergenter dezentraler Energieanlagen nach außen hin möglich. Diese Vereinfachung der Darstellungsform ist dringend erforderlich, um die Komplexität auf Seiten des Virtuellen Kraftwerks und/oder Netzbetreibers zu minimieren und die internen und betrieblichen Notwendigkeiten des Anlagenbetreibers und/oder Netzbetreibers mit einzukalkulieren. Zur Realisierung dieser Ziele ist in einem vorgelagerten Schritt eine klare und exakte Spezifikation der Schnittstellen und der verwendeten Datenmodelle vorzunehmen. Das Konsortium setzte dabei auf den bereits erläuterten IEC 61850 Standard als Basis für die Kommunikationsarchitektur.

PowerBridge ist Service Provider, der die wesentlichen Dienste der dezentralen Energieanlagen zur Verfügung stellt.

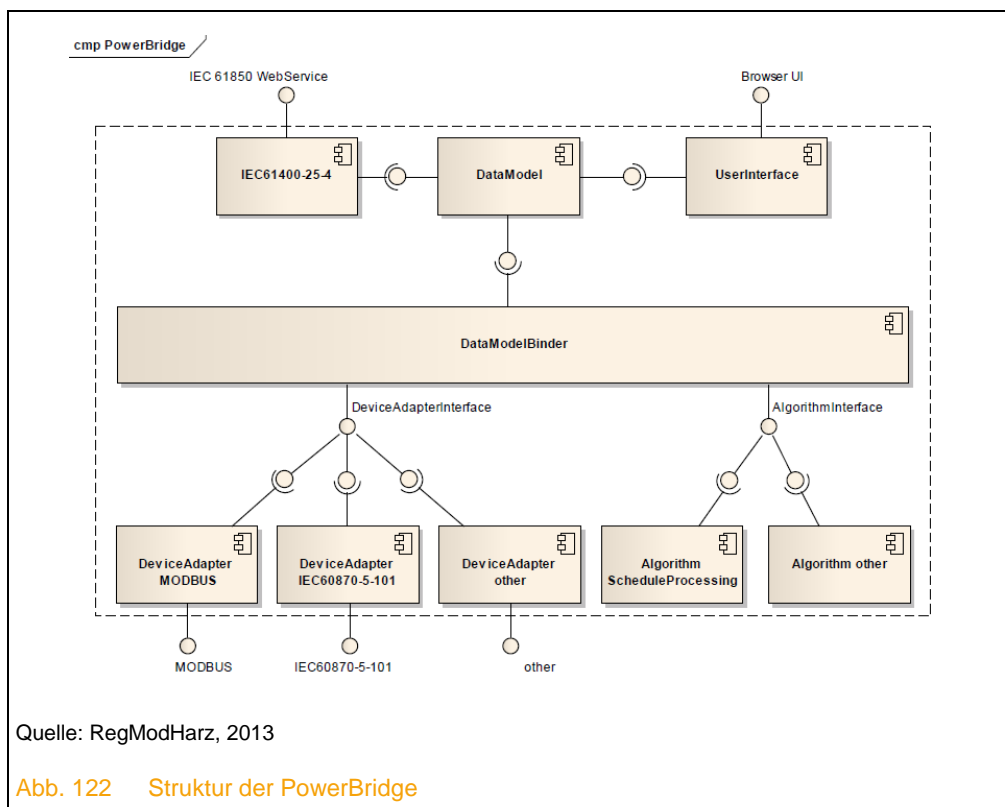


In Abbildung Abb. 121 ist die PowerBridge innerhalb der verwendeten Kommunikationsarchitektur dargestellt. Die dezentralen Energieanlagen sind jeweils mit einer PowerBridge ausgestattet. Damit die von den einzelnen Anlagen bereitgestellten Energie-Dienste bekannt gemacht werden können, registriert sich die jeweilige Anlage bei der Registry und stellt dabei die wichtigsten Kenndaten zur Disposition. In der Registry ist somit immer eine aktuelle Liste aller registrierten Anlagen vorhanden.

Nachdem die Registry in RegModHarz eine autarke Instanz ist, kann sie die bei ihr vorliegenden Informationen einem – hier dem Virtuellen Kraftwerk – oder mehreren Marktakteuren anbieten. Diese können nun auf Grund der vorliegenden Kerndaten der Anlagen entscheiden, ob sie neue Anlagen in ihren Verbund aufnehmen. Die Registry erfüllt nur die Rolle des passiven Vermittlers, da die Marktakteure direkt über die PowerBridge mit den entsprechenden Anlagen in Kontakt treten und die Registry nicht in den operativen Betrieb involviert ist.

Die zentrale Komponente der PowerBridge ist das Datenmodell, das über einen SCL Konfigurationsfile gemäß IEC 61850-6 konfiguriert wird (siehe Abb. 122). In diesem Konfigurationsfile sind auch die Vorbelegungen der Datenwerte festgehalten. Außerdem werden dort Benutzerkennungen und Zugriffsberechtigungen der Benutzer konfiguriert.

Neben den bereits aufgezeigten Funktionen besitzt die PowerBridge ein über einen Browser ansprechbares User Interface, das Zugriff auf die Daten im Datenmodell sowie eine Re- und Deregistrierung bei der Registry ermöglicht.



Zur Anbindung an die Anlagen können unterschiedliche Device Adapter eingesetzt werden. Diese sind notwendig für die Umsetzung der anlagenspezifischen Protokolle und Datenstrukturen auf das IEC 61850 Datenmodell. Darüber hinaus können interne Algorithmen über den DataModelBinder an das Datenmodell angebunden werden. Algorithmen können zyklisch aufgerufen oder durch die Änderung von Datenwerten aktiviert werden. Eine Implementierung der PowerBridge erfolgte innerhalb des Projektes prototypisch auf verschiedenen Plattformen.

Nachfolgend sind in Tab. 6 die verschiedenen in die Feldtests eingebundenen Erzeugungsanlagen pro Modellregion aufgelistet.

Tab. 6 Erzeugungsanlagen pro Modellregion

Quelle: bdew, 2013

	<ul style="list-style-type: none"> • 13 KWK-Anlagen (2 Teilmodellregion Krefeld, 11 Teilmodellregion Mülheim) • 300 Liter Speichereinheit zusätzlich zu den Viessmann Geräten
	<ul style="list-style-type: none"> • Virtuelles Kraftwerk <ul style="list-style-type: none"> ○ Windpark, Photovoltaikanlage, (zwei Kühlhäuser) ○ Gesamtleistung 1.200 kW ○ Regelbare Leistung ca. 500 kW • ahoi!-Bad Cuxhaven BHKW <ul style="list-style-type: none"> ○ Elektrische Leistung 460 kW ○ Thermische Leistung 720 kW • EWE Verwaltungszentrum Mikro-BHKW <ul style="list-style-type: none"> ○ Elektrische Leistung 5,5 kW ○ Thermische Leistung 14,5 kW • Abwasserreinigungsanlage (ARA) Cuxhaven BHKW <ul style="list-style-type: none"> ○ Elektrische Leistung 1.052 kW ○ Thermische Leistung 1.200 kW
	<ul style="list-style-type: none"> • Ausstattung von 7 Kunden mit m-KWK-Anlagen • 3 Kunden mit passender steuerbarer KWK-Anlage
	<ul style="list-style-type: none"> • Photovoltaik-Anlagen • Mikro-KWK-Anlagen • Klein-Windanlagen
	<ul style="list-style-type: none"> • Virtuelles Kraftwerk mit 25 Energieanlagen (4 davon simuliert) <ul style="list-style-type: none"> ○ Verschiedenste Anlagen, Wind, BHKW, Photovoltaik etc. ○ Nennleistung 120 MW ○ Last 40 MW • Biogasanlage Zilly Leistung 526 kW
	<ul style="list-style-type: none"> • Virtuelles Kraftwerk (Modell) <ul style="list-style-type: none"> ○ Windanlagen ○ Photovoltaikanlagen ○ Mini-BHKWs

3.4.2 Optimierter Eigenverbrauch – Selbstversorgung

Für den optimierten Eigenverbrauch bzw. die Selbstversorgung eines Haushalts, z. B. durch Solarenergie ist, der Begriff des Prosumers erneut von Relevanz. Die Kunden sind nicht länger nur Verbraucher, sondern auch Erzeuger und können den von ihnen produzierten Strom in das Netz einspeisen oder aber auch zur

Selbstversorgung nutzen. In Deutschland liegt beispielsweise die Vergütung für den in PV-Anlagen erzeugten Strom mittlerweile unter den Stromtarifen für Privatkunden (RegModHarz, 2013 [1]). Daraus resultierend können Besitzer von PV-Anlagen ihre Stromrechnung verringern, wenn sie den von ihnen erzeugten Strom selbst verbrauchen. Allerdings müssen dabei die Regelungen des EEG zum Eigen- bzw. Direktverbrauch Beachtung finden.

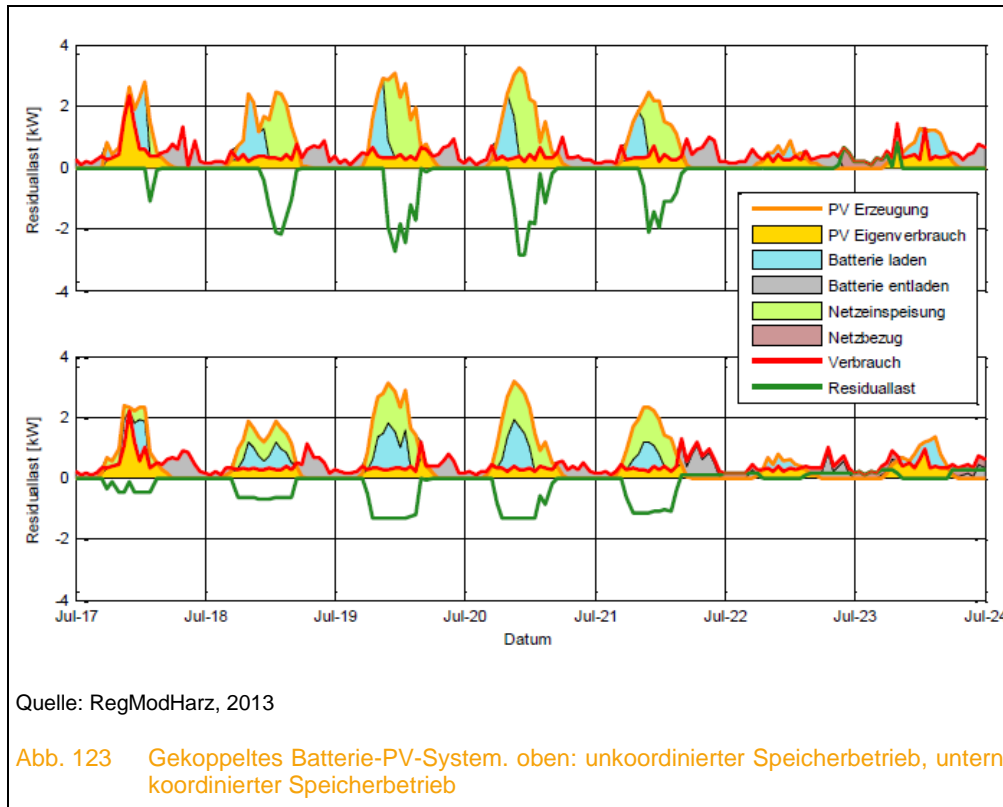
- **Eigenverbrauch ohne Netznutzung:** Die in der bis zum 31.03.2012 geltenden Fassung des § 33 Abs. 2 EEG enthaltene Regelung zum vergüteten Direktverbrauch von Solarstrom ist mit der Novellierung des Gesetzes zum 01.04.2012 entfallen. Somit können lediglich die Strombezugskosten über den Eigenverbrauch gesenkt werden, wenn die betreffende Anlagen nicht unter die Übergangsbestimmungen des § 66 Abs. 18 EEG fallen und nach dem 01.04.2012 in Betrieb genommen wurden. Eine weitere Vergütung bei Eigenverbrauch – wie für alle anderen Energieträger – entfällt somit.
- **Eigenverbrauch mit Netznutzung:** Diesbezüglich ist noch kein Konsens im juristischen Wortlaut erzielt worden. Es bleibt abzuwarten, ob ein Eigenverbrauch mit der in § 16 Abs. 3 EEG zwingenden Bereitstellung der erzeugten Energie bei Erhalt der EEG-Vergütung vereinbar ist. Eine Direktvermarktung im Sinne des § 33a EEG liegt laut Definition erst dann vor, wenn der regenerativ erzeugte Strom, z. B. als Regelenergie, an Dritte zum Handel offeriert wird (siehe Kap. 3.4.3).

In Bezug auf die Modellregionen ist nur der Aspekt des Eigenverbrauchs ohne Netznutzung relevant. Der Fall des Direktverbrauchs mit Netznutzung ist zwar denkbar, lag jedoch in den Modellregionen nicht vor.

Innerhalb der Modellregion Harz wurde eine Selbstversorgung eines real existierenden Haushalts mit der bereits angesprochenen Solarenergie vorgenommen. Die Besonderheit in diesem Versuch lag darin, dass der Eigenverbrauch durch den Einsatz eines zusätzlichen Speichers weiter erhöht wurde. Wenn möglich, wird bei überschüssiger Erzeugung der Speicher geladen und wieder entladen, sobald die Erzeugung unter den Verbrauch sinkt. Das Konsortium wies dabei ausdrücklich darauf hin, dass diese Art des Speicherbetriebs den Anlagenbesitzer als Verbraucher im Bilanzkreis eines Energieversorgers schwer kalkulierbar macht.

In Abb. 123 ist der Unterschied zwischen dem koordinierten und unkoordinierten Speicherbetrieb anhand des existierenden Beispielshaushalts viertelstundenscharf aufgezeigt. Durch die Koppelung der PV-Anlage mit einem Speicher steigerte der vorliegende Haushalt seinen Eigenverbrauch von 31 Prozent auf 65 Prozent.

**Direktverbrauch Solar-
energie**



Zudem lassen sich durch den koordinierten Speicherbetrieb die Residuallasten in ihrer Leistung senken und das Last- bzw. Einspeiseprofil des Endkunden glätten. Das geglättete Stromprofil ist für einen Energieversorger im Vergleich zum unkoordinierten Speicherbetrieb besser planbar. Als weiterer positiver Effekt werden durch die Reduktion der Erzeugungsspitzen die Spannungsprobleme im Niederspannungsnetz reduziert (Büdenbender, 2010). Die Zahlen belegen, dass durch ein optimiertes Speichermanagement die maximalen Stromimporte und -exporte reduziert werden, was sich positiv auf das Stromversorgungssystem auswirkt, aber bis jetzt nicht finanziell honoriert wird (RegModHarz, 2013 [1]).

Wie aus Tab. 6 in Kap. 3.4.1 ersichtlich, waren beispielsweise 13 KWK-Anlagen in der Feldphase der Modellregion E-DeMa eingebunden. KWK-Anlagen sind grundsätzlich ebenfalls für den Eigenverbrauch interessant, weil die elektrische Energiebereitstellung immer auch mit einer Wärmebereitstellung verbunden ist. Diese Wärmebereitstellung kann vor Ort im Haushalt oder bei größeren Anlagen im Betrieb auch für interne Zwecke genutzt werden. Natürlich muss ein hinreichender Wärmeabsatz im Haushalt oder Unternehmen gegeben sein. Mit dem saisonal unterschiedlichen Wärmebedarf schwankt die bereitstellbare Flexibilität.

Zudem kann der erzeugte Strom sowohl selbst verbraucht, als auch in das Netz zurückgespeist werden. Größere KWK-Anlagen (siehe Tab. 6) wurden in der E-Energy Modellregion eTelligence eingesetzt. Bei diesen Anlagen lag der Fokus allerdings nicht auf dem Direktverbrauch, sondern auf der intelligenten Betriebsführung zu Vermarktungszwecken über den eTelligence Marktplatz. Ebenso wie bei eTelligence wurden auch in den anderen Modellregionen die KWK-Anlagen nicht zur Selbstversorgung genutzt. Der Schwerpunkt bei den BHKW und KWK-Anlagen

Direktverbrauch KWK-Anlage

in den Modellregionen lag auf der zeitlichen Positionierung der Einschaltzeiten, da der Pufferspeicher in den Anlagen eine zeitliche Entkoppelung von Wärmebereitstellung und Wärmenutzung zulässt und darin die eigentliche Flexibilität liegt (E-DeMa, 2013). Die Strom-Flexibilität wird bei manueller Steuerung nach den E-Energy-Erfahrungen auf die Deckung des Eigenverbrauchs optimiert und nicht zur Systemoptimierung.

Eine weitere Möglichkeit des Direktverbrauchs bietet die Elektromobilität. E-Autos können simultan als Speicher/Erzeuger und Verbraucher gesehen werden. Die Batterien der Elektrofahrzeuge speichern elektrische Energie in ihren Traktionsbatterien und können diese während des Aufenthalts an den privaten Nutzeranschlüssen zu Nutzungszwecken zurückspeisen.

**Direktverbrauch Elektro-
mobilität**

In der Modellregion Harz wurden verschiedene technische und wirtschaftliche Untersuchungen zu diesem Sachverhalt durchgeführt. Der Schwerpunkt der Untersuchungen lag dabei jedoch nicht auf der Direktvermarktung, sondern auf einer Entwicklung der Einbindung der Elektromobilität in das in der Modellregion betriebene Virtuelle Kraftwerk. Die gewonnenen Ergebnisse lassen sich aber ggf. auf den Eigenverbrauch abstrahieren. Darüber hinaus wurde der Direktverbrauch mittels Elektromobilität nicht näher untersucht.

3.4.3 EEG-Festvergütung und Direktvermarktung

Durch die Einführung des Marktprämienmodells am 01. Januar 2012 bietet die Direktvermarktung, neben dem im EEG fixierten Vergütungsmodell, welches besagt, dass Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien für die Dauer von 20 Jahren einen festen Vergütungssatz pro Kilowattstunde erhalten, eine alternative Vermarktungsmöglichkeit. Mit Blick auf das Jahr 2020, in dem die ersten EE-Anlagen aus dem Vergütungsmodell ausscheiden, ist davon auszugehen, dass in Zukunft die Direktvermarktung noch an Bedeutung gewinnen wird. Darüber hinaus soll mittels der Direktvermarktung die Systemintegration von erneuerbaren Energien weiter vorangetrieben werden. Den juristischen Handlungsrahmen für die Direktvermarktung bilden die § 33a EEG bis § 33i EEG.

Die Direktvermarktung ist ein vom Gesetzgeber geschaffenes Instrument, welches ausschließlich für den Verkauf von Strom aus erneuerbare Energie-Erzeugungsanlagen an Großabnehmer oder an der Strombörse bestimmt ist. Eine weitere Möglichkeit der Direktvermarktung boten die Marktplätze der Modellregionen, insbesondere der eTelligence Marktplatz (siehe Kap. 3.5.5.1). Bereitstellung von Flexibilisierungspotenzialen im Bereich von Demand Response Systemen werden durch die Direktvermarktung nicht protegert.

Anlagenbetreiber können selbst oder über die Funktion der Aggregation (siehe Kap. 3.5) an der Direktvermarktung teilnehmen. Allerdings ist wegen der Anforderungsprofile der verschiedenen Energiemärkte des Öfteren ein Zwischenhändler bzw. Dienstleister erforderlich, da nur so die notwendigen Mindestangebotsgrößen erreicht, der Aufwand und das Risiko des Stromhandels auf mehrere Einzelanlagen verteilt und Portfolios bedarfsgerecht zusammengestellt werden können (RegModHarz S. 92).

An der Strombörse EEX wird der regenerativ erzeugte Strom paritätisch neben herkömmlich generiertem Strom gehandelt und zu äquivalenten Preisen verkauft. Eine Aufstellung der verschiedenen Strommärkte, gegliedert nach zeitlichem Horizont, liefert Tab. 7.

**Strombörse: Terminmarkt, Day-Ahead-Markt, Intraday-Markt
OTC-Handel**

Tab. 7 Märkte an der Strombörse

Quelle: bdew, 2013

	Terminmarkt	Day-Ahead-Markt	Intraday-Markt
Zeitlicher Horizont	4 Jahre Jahre, Monate, Wochen	Vortag Stunden	> 45 min Stunden und 1/4 h

Am EEX-Terminmarkt werden langfristige Stromkontrakte gehandelt (siehe Tab. 7). Zwar ist es generell denkbar, dass auch Aggregatoren an diesem Markt agieren könnten, jedoch sollten die EE-Anlagen als Systemdienstleistung verstärkt zur Ausgleichssteuerung herangezogen werden und nicht die Grundlast bedienen.

Ein wesentlicher Teil des Börsenhandels des Gutes Strom ist der Day-Ahead-Markt oder auch Spotmarkt. Hierbei werden Stromlieferungen für den folgenden Tag oder auch für mehrere Stunden gehandelt, sodass Stromerzeuger oder eben auch Aggregatoren Fahrpläne ihrer virtuellen Kraftwerke für diesen Zeitraum dementsprechend vorbereiten können.

Nachfolgend sind die einzelnen Produktgruppen des Day-Ahead-Marktes aufgelistet:

- Grundlastbedarf: 24 h-Blöcke mit konstanter Leistung
- Ergänzend Peak Load-Blöcke (Spitzenlast): Erhöhter Bedarf für mehrere Stunden z. B. während des Tages abdecken
- Einzelstundenkontrakte: Für eine noch feinere Anpassung an den fluktuierenden Bedarf

Der Intraday-Handel ist der Markt mit dem zeitlich kürzesten Horizont und findet permanent statt. Grundsätzlich dient der Intraday-Handel als Mittel zur Reduzierung des Bedarfs an Regelenergie. Kurzfristig anfallende und unvorhergesehene Überschüsse können verkauft und an anderer Stelle zur Deckung kurzfristiger Engpässe herangezogen werden. Der Handel und Abschluss von Kontrakten ist bis 45 Minuten vor Lieferbeginn möglich. Zudem können im außerbörslichen Handel (OTC-Handel) noch bis zu 15 Minuten vor Lieferbeginn Liefervereinbarungen abgeschlossen werden.

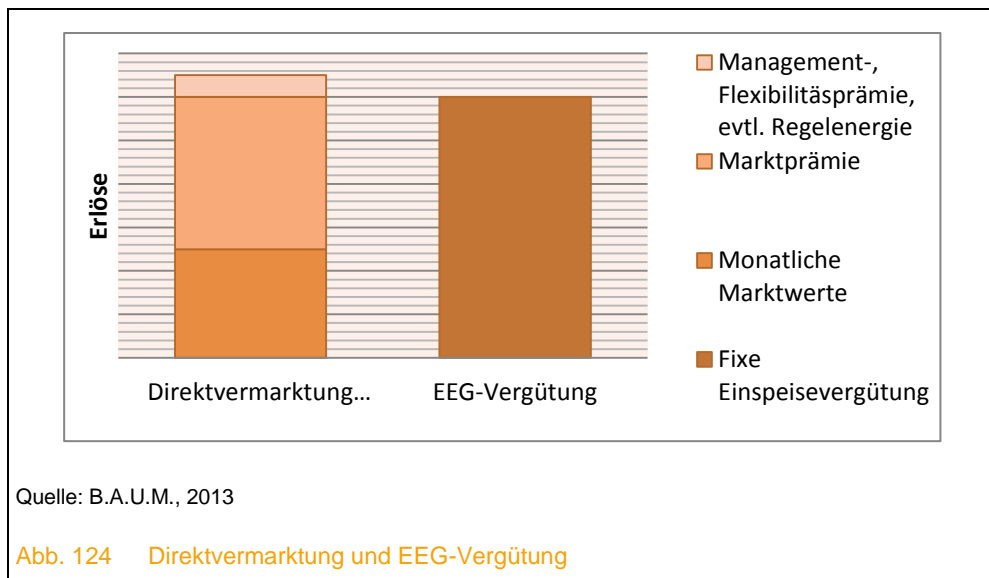
In den Modellregionen wurde der Fokus für die Direktvermarktung auf das Marktprämienmodell nach § 33g EEG konzentriert, da diese Option die aktuell am meisten beworbene Expression der Direktvermarktung darstellt. Die Grünstromvermarktung findet in den Modellregionen nur theoretische Betrachtung (RegModHarz, 2013 [1]) (SmartWatts, 2013). Ein direkter Verkauf an der Börse zu den dort vorherrschenden Marktpreisen ohne weitere Förderungen führt zu einer zu massiven Diskrepanz gegenüber der entgangenen EEG-Vergütung. Hinzu kommt, dass EEG-Anlagen in den meisten Fällen noch nicht ohne Bezuschussung betrieben werden können. Das Marktprämienmodell ist unter Beachtung der genannten As-

Direktvermarktung nach Marktprämienmodell § 33g EEG

pekte als Ausgleichsinstrument zu sehen, welches die finanziellen Unterschiede zwischen den an der Börse monatlich berechneten Marktwerten und der Höhe der vorherigen EEG-Vergütung des regenerativ erzeugten Stromes egalisiert.

Die Kalkulation der Marktprämie erfolgt unter Bezugnahme des Referenzmarktwertes. Die monatlichen Marktwerte sowie die Referenzmarktwerte werden von den Übertragungsnetzbetreibern zusammengestellt und sind auf der Internetplattform www.eeg-kwk.net abrufbar.¹⁶

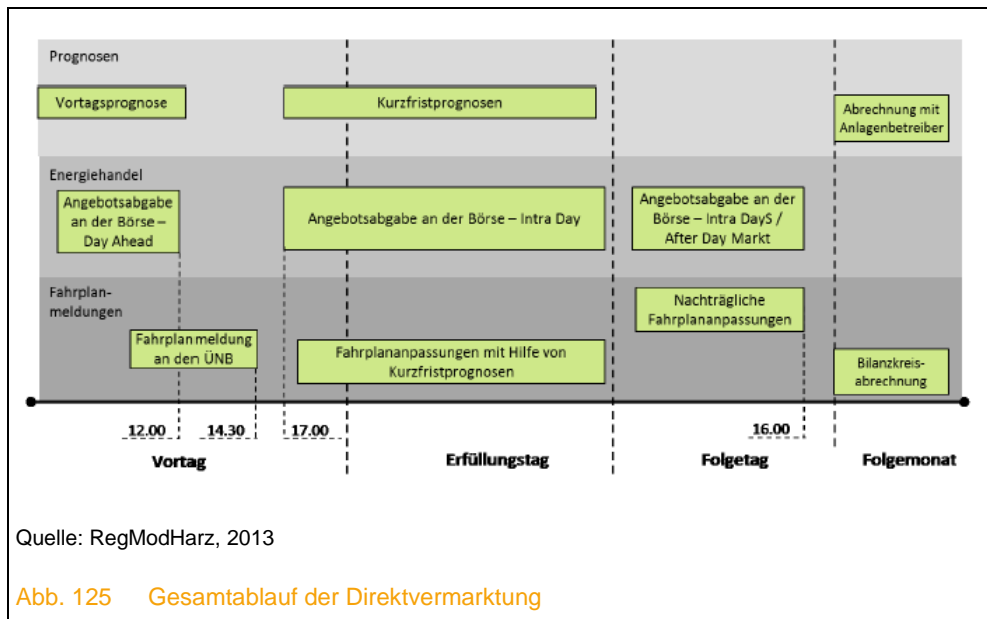
Darüber hinaus lassen sich für Anlagenbetreiber durch Teilnahme an der Direktvermarktung weitere Erlöse – Managementprämie, Flexibilitätsprämie oder Regenergie – generieren. Abb. 124 zeigt die einzelnen Bestandteile des Marktprämiensmodells in Gegenüberstellung zur EEG-Vergütung.



In Abb. 125 ist ein typischer Handelstag der Direktvermarktung aus der Modellregion Harz dargestellt und umfasst den Vortag, Erfüllungstag, Folgetag sowie den Folgemonat zu Abrechnungszwecken. Basis für die Handelsaktivitäten sind verschiedenste Prognosen, z. B. Wind-, Last- und Erzeugungsprognosen, für die der Aggregator oder von ihm beauftragte Dritte verantwortlich sind. Auf Grund der ausgewerteten Daten stellt der Aggregator an den verschiedenen Marktplätzen, im vorliegenden Fall an der Börse am Day-Ahead-Markt, optimierte Angebote ein, die auf der Nachfrageseite in Anspruch genommen werden können. Beruhend auf den erzielten Handelsergebnissen der elektrischen Energie wird dem Übertragungsnetzbetreiber die entsprechende Fahrplanmeldung übermittelt.

Abbildung eines typischen Handelstages der Direktvermarktung

¹⁶ Einzelheiten zur anlagenscharfen Berechnung der Marktprämie können dem § 33g EEG in Verbindung mit der Anlage 4 EEG entnommen werden.



Am Erfüllungstag können Fahrplananpassungen mittels Kurzfristprognosen und Angebotsabgabe an der Börse – Intraday-Handel – vorgenommen werden. Zur Generierung einer Kurzfristprognose mit hoher Güte ist neben der regelmäßigen Prognoseaktualisierung ein Monitoring der Anlagen mit einer stetigen Übermittlung des Anlagenzustandes notwendig. Hierbei können Zusatzkosten anfallen, die sich im Rahmen der EEG-Vergütung nicht begründen. Die Kurzfristprognosen dienen im weiteren Vorgehen als Basis für die Handelsaktivitäten des in Kap. 3.5 erklärten Aggregators am Intra-Day-Markt. Die daraus resultierenden Änderungen innerhalb des am Vortag übermittelten Fahrplanes müssen dem Übertragungsnetzbetreiber mitgeteilt werden.

Grundsätzlich lässt sich eine signifikante Verbesserung bei der Vermarktung erzielen, wenn der Aggregator über geplante und ungeplante Anlagenausfälle unterrichtet wird. Diese ungeplanten Ausfälle lassen Differenzen zwischen der Erzeugung und des letzten übermittelten Fahrplans entstehen, die zu offenen Lieferpositionen führen, welche der Aggregator ausgleichen muss.

Im Folgemonat erfolgt auf Seiten des Aggregators eine Abrechnung mit den Anlagenbetreibern. Je nachdem, wie das jeweilige Geschäftsmodell systematisiert ist, kann diese Abrechnung auch zu einem früheren/späteren Zeitpunkt erfolgen. Allerdings müssen an dieser Stelle monatliche Bilanzkreisabrechnungen (MaBiS) mit dem zuständigen ÜNB erfolgen, um die verbleibenden Abweichungen in den Fahrplänen zu korrigieren. Dazu müssen die abrechnungsrelevanten Erzeugungsdaten in einer vierstündlichen Auflösung tagesgenau zwischen dem VNB und dem Virtuellen Kraftwerk ausgetauscht werden (RegModHarz S. 96).

Nachfolgend werden einzelne erzielte Ergebnisse und Erkenntnisse der Direktvermarktung in Abhängigkeit der verschiedenen Vermarktungsmöglichkeiten aus den Modellregionen in komprimierter Form wiedergegeben.

In der Modellregion Harz konzentrierte sich das Konsortium auf die Direktvermarktung der EE-Anlagen über das Marktprämienmodell. Die erzielten Ergebnisse ba-

sieren dabei vornehmlich auf umfangreichen techno-ökonomischen Simulationen und Analysen. Darüber hinaus konnten praktische Erfahrungen aus der Direktvermarktung einer existierenden Biogasanlage im Landkreis Harz gewonnen werden.

Zur Bewertung der verschiedenen Direktvermarktungsmöglichkeiten wurden die durchschnittlichen EEG-Vergütungssätze der verschiedenen Erzeuger des Anlagenportfolios der Modellregion Harz ermittelt. Tab. 8 zeigt diese in Gegenüberstellung zu den Marktwerten der Erzeugung nach Day-Ahead-Spotmarktpreisen und der Marktprämie (MP). Referenzjahr für die EEG-Festvergütungssätze bildet das Jahr 2008.

Ergebnisse aus der optimierten Erzeugung des VK der Modellregion Harz

Tab. 8 EEG-Vergütung und Erlöse aus Direktvermarktung mit Marktprämie

Quelle: RegModHarz, 2013

Erzeuger	Installierte Leistung (MW)	Erzeugte Energie (MWh)	Vergütung EEG ø (ct/kWh)	Erlös EEX ø (ct/kWh)	Marktprämien (MP) LK Harz (ct/kWh)	EEX + MP - EEG (ct/kWh)
Wind	150,565	310.624	8,63	5,82	3,91	1,10
PV	10,357	9.817	42,48	8,06	35,58	1,16
Wasser	7,202	22.135	7,38	6,17	1,55	0,36
Biogas	5,715	31.442	17,53	6,60	11,24	0,31
Biomasse	3,863	9.650	17,4	7,68	11,22	1,50
Gesamt	177,7	383.668	Ø 18,68	Ø 6,87	Ø 12,70	Ø 0,97

Für das gesamte Anlagenportfolio in der Modellregion – Installierte Leistung 177,7 MW, erzeugte Energie 383.668 MWh – errechnete sich eine durchschnittliche EEG-Festvergütung von 18,68 ct/kWh. Der Mittelwert der erzielten Erlöse an der EEX liegt bei 6,87 ct/kWh. Die Differenz wird nach § 33g EEG über die Marktprämie ausgeglichen. Diese wurde auf einen durchschnittlichen Wert von 12,70 ct/kWh kalkuliert. Addiert man nun die Marktwerte aus dem Day-Ahead-Markt mit der Marktprämie, erreicht man im Mittel einen um 0,97 ct/kWh höheren Preis als bei der EEG-Festvergütung.

Weitere zentrale Ergebnisse aus der Vermarktung für Wind- und Solarenergie sind in Tab. 12 komprimiert zusammengefasst.¹⁷ Die Vermarktungsergebnisse von regenerativ erzeugtem Strom aus Biogasanlagen werden auf Grund der Steuerbarkeit der Erzeugungsanlagen separiert veranschaulicht.

Ergebnisse aus der simulierten Vermarktung von Wind- und Solarenergie

¹⁷ Eine ausführlichere Erklärung der zusammengefassten Ergebnisse kann dem Abschlussbericht der Modellregion Harz in Kap. 4.5.3 Ergebnisse aus der Simulation der Vermarktung entnommen werden.

Tab. 9 Ergebnisse aus simulierter Vermarktung Modellregion Harz für Wind- und Solar

Quelle: RegModHarz, 2013

Erzeuger	Ergebnisse
Wind	<ul style="list-style-type: none"> • Ausgleichsenergiekosten nach Folgetagprognosen, Day-Ahead-Markt, in Höhe von 2,6 Mio. € (ca. 14 Prozent der erzielten Börsenerlöse) • Reduzierung der Ausgleichsenergiekosten durch Intraday-Handel auf 0,71 Mio. € (nur noch 4 Prozent der erzielten Börsenerlöse) • Einnahmen aus der Marktprämie ohne die Managementprämie belaufen sich auf 8.430.215 € • Zusammen mit den Markterlösen Mindereinnahmen von 3,65 Prozent gegenüber der EE-Einspeisevergütung • Vermarktung von Windenergie kann durch Kombination mit Stromspeicher unterstützt werden <ul style="list-style-type: none"> ○ Zeitliche Verschiebung der Windstromeinspeisung in Stunden mit höheren Preisen ○ Ausgleich von Prognoseabweichungen
PV	<ul style="list-style-type: none"> • Ausgleichsenergiekosten nach Folgetagprognosen, Day-Ahead-Markt, in Höhe 0,5 Prozent der erzielten Börsenerlöse • Niedriger Anteil der Ausgleichsenergiekosten liegt an den hohen Börsenerlösen und dem hohen Marktpreisniveau im Szenario 2008 • In den Folgejahren nimmt der relative Marktwert ab – Absinken der Spitzenpreise in der Mittagszeit wegen hoher installier Leistung der Solarenergie

Die verschiedenen Vermarktungsstrategien – Direktvermarktung mit Marktprämie und Direktvermarktung mit Markt- und Flexibilitätsprämie – für die steuerbaren Biogasanlagen fundieren auf Simulationen einer existierenden Referenzanlage (Biogasanlage Zilly) in der Modellregion. Die technischen und wirtschaftlichen Werte der Anlage sind Tab. 10 zu entnehmen.

Tab. 10 Referenzanlage Vermarktung von Strom aus Biogasanlagen

Quelle: RegModHarz, 2013

Erzeuger	Installierte Leistung (kW)	Erzeugte Energie (MWh)	Vergütung EEG (ct/kWh)	Einnahmen (€)
Biogas	526	4.230	16,24	686.964

Basierend auf den Ausgangsdaten in Tab. 10 sind für die Strategie der Direktvermarktung mit Marktprämie die Ergebnisse in Tab. 11 erzielt worden.

Für die Strategie der Direktvermarktung mit Markt- und Flexibilitätsprämie entschied sich das Konsortium, die Parameter der Referenzanlage anzupassen. Hierzu wurde die elektrische Leistung der Anlage um 526 kW auf 1.052 kW verdoppelt. Die Gasspeicherkapazität wurde auf einen Speicherhub von 15,4 MWh festgesetzt. Die Kosten der Anlagenerweiterung liegen nach (Rohrig, 2011) bei ca. 2,5 ct/kWh. Die Zuzahlungen aus der Flexibilitätsprämie ergeben einen Wert von 1,6 ct/kWh. Subtrahiert man nun die Werte von einander, zeigt sich, dass 0,9 ct/kWh an zusätzlichen Erlösen über eine preisorientierte Betriebsweise erwirtschaftet werden müssen, um die Anlagenerweiterung zu finanzieren (RegModHarz S. 105). Gelingt

Anreize zur Flexiblen Fahrweise von Biogasanlagen sind gering. Flexprämie deckt noch nicht die Kosten der Anlagenerweiterung.

dies nicht, ist eine Anlagenerweiterung wirtschaftlich nicht sinnvoll und daher zu negieren.

Der Bereinigung der Diskrepanz wurde angesichts dreier Fragestellungen – zusätzliche Erlöse durch Optimierung der Einsatzzeiten, zusätzliche Erlöse durch die Teilnahme am Regelleistungsmarkt, optimale Dimensionierung der zusätzlichen Leistung und Speicherkapazität – nachgegangen. Die Ergebnisse der Analyse der Fragestellungen sind Tab. 12 zu entnehmen.

Neben simulierten Vermarktungsergebnissen konnten auch praktische Erfahrungen und Erkenntnisse aus der realen Vermarktung der Referenzbiogasanlage Zilly gewonnen werden (siehe Tab. 11). Der erzeugte Strom der Biogasanlage wurde im Rahmen des Forschungsprojektes unter Inanspruchnahme der optionalen Marktprämie direkt an der Börse vermarktet und täglich am Day-Ahead Markt der EPEX verkauft. Die Direktvermarktung erfolgte dabei über den Händler in.power.

Tab. 11 Ergebnisse aus simulierter Direktvermarktung mit Marktprämie Modellregion Harz für Biogasanlagen

Quelle: RegModHarz, 2013

Strategie	Ergebnisse
Direktvermarktung mit Marktprämie	<ul style="list-style-type: none"> • Liefert äquivalente Vergütung wie die EEG-Vergütung • Managementprämie von 0,225 ct/kWh (2015) bis 0,3 ct/kWh (2012) dient zur Deckung der Handelskosten • Anlagenbetreiber erhalten 50-60 Prozent der Prämie als Anreiz, führt zur Erhöhung der Einnahmen um ca. 1 Prozent • Zusatzerlöse über negative Regelleistung möglich • Kumulierte Leistungspreise 2011 bei Minutenreserve 36.000 €/MW, bei Sekundärregelleistung 50.000 €/MW • Anlagebetreiber erhalten 50-60 Prozent der Zusatzerlöse; Erhöhung der Einnahmen durch Zusatzerlöse um ca. 1,4 Prozent bis 1,7 Prozent bei Minutenreserve oder um ca. 1,9 Prozent bis 2,3 Prozent bei Sekundärregelleistung

Tab. 12 Direktvermarktung mit Markt- und Flexibilitätsprämie

Quelle: RegModHarz, 2013

Zusätzliche Erlöse durch Optimierung der Einsatzzeiten im Vergleich zur Base-Peak-Differenz					
	2008	2009	2010	2011	2012
Base-Peak-Differenz	1,36 ct/kWh	0,79 ct/kWh	0,65 ct/kWh	0,60 ct/kWh	0,47 ct/kWh
Optimierter Wert der Erzeugung	8,31 ct kWh	4,95 ct/kWh	5,32 ct/kWh	5,98 ct/kWh	5,20 ct/kWh
Optimierter Zusatzerlös	1,73 ct/kWh	1,06 ct/kWh	0,87 ct/kWh	0,87 ct/kWh	0,89 ct/kWh
Ergebnisse	<ul style="list-style-type: none"> Optimierte Erlöse wurden mit einer gemischt-ganzzahligen Optimierung mit einem Modell nach (Hochloff, 2011) berechnet, Erweiterung durch Modellierung der Wirkungsgradkennlinie nach (Carrion, 2006). Erhöhung der Zusatzerlöse um 0,22 ct/kWh (2010) bis 0,42 ct/kWh (2012) gegenüber konstantem 12-Stunden-Betrieb in Peak-Zeiten Erst 2009 ist durch den optimierten Betrieb eine ausreichende Finanzierung der Anlagenerweiterung möglich. 				
Zusätzliche Erlöse durch die Teilnahme am Regulenergiemarkt					
	2008	2009	2010	2011	2012
Spotmarkt	8,21 ct/kWh	4,77 ct/kWh	5,24 ct/kWh	5,90 ct/kWh	5,14 ct/kWh
Positive MRL	0,28 ct kWh	0,11 ct/kWh	0,04 ct/kWh	0,02 ct/kWh	0,01 ct/kWh
Negative MRL	0,03 ct/kWh	0,32 ct/kWh	0,07 ct/kWh	0,14 ct/kWh	0,09 ct/kWh
Ergebnisse	<ul style="list-style-type: none"> Flexibler Betrieb einer Anlage ist lohnender als konstanter Betrieb Optimierte Erlöse wesentlich höher als Base-Peak-Differenz Anbietung von Minutenreserve am Markt zu Zeiten höherer Preise 				
Optimale Dimensionierung der zusätzlichen Leistung und Speicherkapazität					
Ergebnisse	<ul style="list-style-type: none"> Auf Grund des degressiven Kostenanstiegs für die Flexibilisierung der BHKW und des linearen Anstiegs der jährlichen Flexibilitätsprämie könnten die entstehenden Kosten nur bei sehr großen Zusatzkapazitäten bereits mit der Flexibilitätsprämie gedeckt werden. Weitere Komponente zur Finanzierung der Anlagenerweiterung über die zusätzlichen Markterlöse unter Ausnutzung der Hochpreiszzeiten am Strommarkt unter Berücksichtigung der zusätzlichen BHKW-Leistung und der Speicherkapazität (Gas- und/oder Wärmespeicher). Flexibilisierungsprämie in Verbindung mit Zusatzerlösen am Strommarkt bietet einen finanziellen Anreiz zur Investition in bedarfsorientiert einsetzbare Erzeugungskapazitäten. Höchste Kosteneffizienz bei flexibilisierten Biogasanlagen im Tagesrhythmus; Gasspeicher erzielen die beste Wirtschaftlichkeit mit Speicherzeiträumen zwischen 6 und 20 Stunden. Sorgfältige Analyse für den Einzelfall 				

Tab. 13 Praktische Erfahrungen und Erkenntnisse aus der Vermarktung einer existierenden Biogasanlage Modellregion Harz

Quelle: RegModHarz, 2013

Biogasanlage Zilly (526 kW installierte Leistung)	Vorgehen
	<ul style="list-style-type: none"> • Erstellung des täglichen Handelsgebots (ggf. auf Basis von Prognosen) an der EPEX SPOT bis 12:00 Uhr für den Folgetag mit Hilfe einer von der EPEX bereitgestellten Software • Übermittlung des Erzeugungsfahrplans bis 14:30 Uhr an den betroffenen ÜNB für den Folgetag mit Hilfe einer von den ÜNB zur Verfügung gestellten Software • Ggf. Korrektur des Handelsgebots und des Fahrplans im Intraday-Markt, wenn die Stromproduktion unterbrochen ist • Ggf. Korrektur der gehandelten Mengen im sog. IntradayS (AfterDay)-Markt – kurzfristiger Stromhandel über das Internet
	Probleme
	<ul style="list-style-type: none"> • Handelbare Energiemengen im Day-Ahead Markt nur in Intervallen von 0,1 MW • Dadurch kein Verkauf der installierten Leistung von 526 kW, sondern lediglich Verkauf von 500 kW installierter Leistung • Entstehung von Ausgleichsenergiekosten für die restlichen 26 kW von Beginn an – Risiko liegt dabei allein beim Händler/Aggregator • Auftreten von erheblichen Schwankungen trotz Steuerbarkeit der Biogasanlage • Abweichungen der Produktion im 100 kW-Bereich fast „normal“ • Mehrfach technisch bedingte mehrtägige Ausfälle mit vollständigem Produktionsstillstand • Kurzfristige Produktionsausfälle und -schwankungen können nicht immer im vollen Umfang am Intraday-Markt – geringere Liquidität gegenüber dem Day-Ahead Markt – ausgeglichen werden.
	Erkenntnisse und Empfehlungen
	<ul style="list-style-type: none"> • Aggregator/Händler ist Bilanzkreisverantwortlicher und ist für eine ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz verantwortlich • Produktionsausfälle- und Schwankungen können in Einzelfällen nicht immer über den Intraday-Handel abgefangen werden • Einrichtung des Zugangs zum IntradayS-Markt, um auch am Folgetag Über- bzw. Unterdeckungen des Bilanzkreises auszugleichen • Gesetzlich festgelegte Managementprämie der Direktvermarktung ist derzeit nicht ausreichend und müsste zur Abschwächung der Risiken bei den Händlern von 3 €/MW in 2012 um ca. 1 bis 2 €/MW erhöht werden • Trotz Steuerbarkeit der Biogasanlage und keiner Tangierung durch externe Umwelteinflüsse stets Abweichungen zwischen gehandelten und produzierten Energiemengen • Vermarktung der Strommengen an der Börse noch nicht gezielt zu Hochpreiszeiten mit großem Strombedarf, da bis dato noch keine flexibilisierte Stromproduktion der Anlage realisiert wurde • Flexibilisierung durch die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG • Zubau eines Gasspeichers für die Biogasanlage zur Stromproduktionsverlagerung führt zu Entlastung der Netze und der Möglichkeit für den Aggregator/Händler, höhere Preise an der Börse zu generieren • Bisher geringe Inanspruchnahme der Prämie, da die wirtschaftlichen Anreize für den erheblichen technischen Aufwand zu gering sind

In der Modellregion eTelligence wurden für die intelligente, fahrplanbasierte Anlagenbetriebsführung der KWK-Anlagen drei Demonstratoren ausgewählt (siehe Tab. 6), bei denen BHKW verschiedener Größenordnung unter sehr unterschiedlichen Einsatzbedingungen betrieben wurden. Nach der Auswertung der erfassten Daten war es möglich,

- die theoretischen Potenziale einer intelligenten strom-wärmegeführten Betriebsweise zu ermitteln,
- Prognosealgorithmen für thermische und elektrische Lastprofile zu programmieren und
- Konzepte und Optimierungsalgorithmen für die praktische Betriebsführung zu entwickeln.

Darauf aufbauend ließen sich im Praxistest am eTelligence Marktplatz wesentliche Grunderkenntnisse für die drei Demonstratoren gewinnen, die in Tab. 14 zusammengefasst sind. Am eTelligence Marktplatz erfolgte der Handel day-ahead. Werktags zwischen 11:00 bis 11:30 Uhr wurden die Fahrpläne der elektrischen Erzeugung der BHKW für die 24 Stunden des folgenden Tages zum Handel angeboten (eTelligence, 2012).

Tab. 14 Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Vermarktung der BHKW am eTelligence Marktplatz

Quelle: eTelligence, 2013

Erzeuger	Ergebnisse und Erkenntnisse
Ahoi-Bad	<ul style="list-style-type: none"> • Teilnahme am Marktplatz ermöglichte einen wirtschaftlich sinnvollen Betrieb auch nach Auslaufen der BHKW-Vergütung. • Vorteilhaftigkeit gegenüber einer Vergütung nach KWK-Gesetz ist dabei stark von dem Preisabschlag zwischen dem typischen Strompreis am lokalen eTelligence-Markt und dem durchschnittlichen EEX abhängig. • Preisorientierte Betriebsführung erzielt finanziellen Nutzen. • Im Praxistest konnte jedoch der maximale Cashflow wegen Anlagenausfälle, Kommunikationsprobleme nicht realisiert werden.
ARA	<ul style="list-style-type: none"> • Ohne Erschließung steuerbarer Lasten oder Vergrößerung der Erzeugungs- und Speicherkapazitäten ist nur eine Vermarktung von Überschussstrom rentabel. • Schlechte Prognostizierbarkeit der Stromerzeugungsprofile führt in diesem Fall zu eher geringen realen wirtschaftlichen Aussichten.
Micro-BHKW EWE	<ul style="list-style-type: none"> • Prinzipiell hohes Maß an Einsatzflexibilität • Dadurch sehr gute Abstimmung der Stromproduktion auf den Marktpreis • Geringe Erzeugungsleistung führt zu negativem Verhältnis zwischen Nutzen und Aufwand. • Nur durch Einbeziehung einer Vielzahl von kleinen Aggregaten praktisch und wirtschaftlich nutzbar

3.4.4 Blindleistungshandel

In Kap. 3.2.3 wurde bereits auf die Vorteile, welche regelbare blindleistungsfähige Wechselrichter mit sich bringen, eingegangen worden. Durch gezielten Einsatz von Blindstromkompensation lassen sich Energieverluste im elektrischen Übertragungs- und Verteilungsnetz signifikant mindern und die Planungssicherheit bei zukünftigen Energienetzen erhöhen. BHKW sind grundsätzlich in der Lage, Blindleistung bereitzustellen. Seit dem 01.06.2010 müssen aber auch Photovoltaikanlagen, die auf der Mittelspannungsebene einspeisen, Blindleistung bereitstellen können. Dies kann nur über regelbare blindleistungsfähige Wechselrichter erreicht werden.

Im Gegensatz zum Handel von Wirkleistung ist der Blindleistungshandel auf die Ausbildung eines regionalen Marktes angewiesen bzw. beschränkt.

In der Modellregionen Harz wurden z. B. die Blindleistungsbereitstellung und Spannungshaltung durch Erzeuger auf der Mittelspannungsebene ausführlich untersucht, allerdings immer mit Fokus auf die Richtlinie für den Anschluss von Erzeugungsanlagen, die eine Spannungsanhebung von +2 Prozent am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage bei Einspeisung erlaubt (RegModHarz, 2013 [1]).

Die Schwierigkeit beim Handel von Blindleistung ist die Nichtexistenz von „Preisschildern“. Es ist zwar bewiesen, dass Blindleistungsbereitstellung einen effektiven Nutzen für das Netz bringt, jedoch gibt es bis jetzt noch keinen allgemein gültigen Markt oder Richtlinien der Bepreisung für diese Art von Systemdienstleistung. Deshalb wurde während der Konzeptionsphase der Modellregionen die Möglichkeit eines Blindleistungshandels prinzipiell eingeräumt, allerdings in den Feldtests auf Grund der angesprochenen Problematik nicht umgesetzt.

In der Modellregion eTelligence wurde eine theoretische Kalkulation eines Preises für die Bereitstellung von Blindleistung erstellt. Das Ergebnis der Berechnung wurde bereits in Kap. 3.2.3 genannt, wird an dieser Stelle aber ausführlicher anhand der Erkenntnisse und Ausführungen aus der Modellregion eTelligence dargelegt (eTelligence, 2012).

Ein marktbezogener Handel der Blindleistung setzt grundsätzlich einen Blindleistungspreis voraus. Nachdem die Blindleistung als Systemdienstleistung für den Verteilnetzbetreiber gesehen werden kann, fixiert er als Monopolist den Preis. Der Preis errechnet sich durch die vermiedenen Netzausbaukosten, die notwendig gewesen wären, um die steigende Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen aufzufangen. Das Konsortium zog dabei folgende Indikatoren für die Berechnung mit ein:

- Länge des Leistungsnetzes im fokussierten Netzgebiet (Nieder- und Mittelspannung)
- Erwarteter Netzausbau ohne dezentrale Blindleistungsbereitstellung
- Zeitliches Aufkommen kritischer Ereignisse, welche einen Netzausbau erfordern (z. B. hohe Einspeisung von PV-Anlagen bei geringer Last an Wochenenden)
- Kosten für Leitungen und Transformatoren

Blindleistungshandel wurde in den Modellregionen nur theoretisch betrachtet

Theoretische Kalkulation des Blindleistungspreises auf ca. 60 € pro MVA_{rh}

Der zu erwartende Netzausbau wurde dem BDEW-Gutachten zum EEG-bedingten Netzausbaubedarf entnommen. Dieses Gutachten geht davon aus, dass in den nächsten 10 Jahren ein Netzausbau von ca. 10 Prozent auf Mittel- und Niederspannungsebene erfolgen wird. Basierend auf der Vorgabe, dass diese Kosten zum Startzeitpunkt t_0 anfallen, kann eine lineare Abschreibung der Kosten über 40 Jahre gemäß StromNEV mit einem Zinssatz von 3 Prozent erfolgen.

Unter dieser Annahme errechnete das Konsortium für das Netzgebiet Cuxhaven jährliche Ausbaukosten von ca. 215.000 €. Dieser Betrag steht dem Verteilnetzbetreiber zum gezielten Einkauf von Blindleistung theoretisch zur Verfügung. Unter dem Gesichtspunkt der Effizienzsteigerung von ca. 10 Prozent bis 20 Prozent, die durch den Blindleistungshandel erzielt werden soll, fällt der Betrag in der Realität geringer aus. Hinzu kommen Personal- und Sachkosten, die für den Marketbetrieb anfallen. Berücksichtigt man dies, dezimiert sich der Ausgangsbetrag von 215.000 € auf einen effektiven zur Disposition stehen Betrag von 75.000 €.

Das Auftreten netzkritischer Ereignisse wurde mit 440 h pro Jahr (Häufigkeit 5 Prozent) eingeschätzt. Dadurch errechnet sich ein Betrag von 170 €/h, der für netzkritische Ereignisse verfügbar ist. Zur Abschätzung des Preises pro MVARh wurde ferner angenommen, dass die in dem Netzabschnitt installierten dezentralen Anlagen eine installierte Leistung von 4 MVA aufweisen. Wenn ein Leistungsfaktor von 0,75 gegeben ist, könnten 3 MVAR kapazitive bzw. induktive Blindleistung dem Verteilnetzbetreiber bereitgestellt werden.

In Bezugnahme und Beachtung aller Gegebenheiten und Werte ergibt sich im Ergebnis ein mittlerer Preis von ca. 60 € pro MVARh. Dieser ist unter den aktuellen Marktbedingungen vergleichbar mit dem Preis der Wirkleistung (MWh).

3.5 Aggregation und Virtuelle Kraftwerke/ Bündelung/Pooling

In Ergänzung zum Erzeugungs- und Verbrauchsmanagement umfasst die Aggregation die „Orchestrierung“ diverser dezentraler Anlagen zu einem virtuellen, interaktiven Konstrukt (Anlagenpool), welches zentral von einem Systemdienstleister bidirektional gesteuert werden kann. Der Leistungsbegriff ist dabei nicht auf den Terminus der elektrischen Erzeugungsleistung limitiert, sondern umfasst vielmehr die Flexibilitäten, die dezentrale Erzeuger, Speicher und Verbraucher aufweisen. 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“ (E-DeMa, 2013). Über den Aggregator können diese Stromgüter nun an den überregionalen Märkten angeboten werden.

Der Aggregator agiert aber auch als Scharnier zwischen netzseitigen Bedürfnissen und Flexibilitätsmanagement auf Erzeuger- und Verbraucherseite. Als Geschäftsmodell muss die Bündelung Mehrwerte schaffen, aus denen der Aggregator vergütet werden kann. Diese Aufgabe zum Ausgleich zwischen den einzelnen Marktakteuren und zur Bündelung von Flexibilitäten kann auch bei den etablierten Akteuren liegen.

Eine Minimierung der Residuallast gelingt durch Pooling innerhalb virtueller Kraftwerke unter Hinzunahme von Speichern und flexiblen Verbrauchskapazitäten.

Aggregator als Scharnier zwischen Netz und Markt

In Deutschland sind gemäß § 13 Absatz 1 EnWG die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, Störungen und Gefährdungen in der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Energieversorgungssystems durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Vor diesem Hintergrund bietet die Funktion der Aggregation aus Netzsicht verschiedene Möglichkeiten, die geforderte Systemstabilität durch gebündelte und bereitgestellte Flexibilitäten zu erhöhen. Die einzelnen Ansatzpunkte sind nachstehend angeführt:

- Ausgleich von Bilanzkreisungleichgewichten, Minderung von Ausgleichsenergie
- Auflösung von Engpässen (Über-, Unterdeckung) im Stromnetz
- Ausgleich von bilanziellen Schwankungen im Netzregelverbund
- Senkung der Residuallast (Glättung), welche durch konventionelle Kraftwerke abgedeckt werden muss
- Vermeidung des Netzausbaus
- Effiziente und ökonomisch vorteilhafte Integration der erneuerbaren Energien

Auf Seiten der Erzeuger schafft die Bündelung von Einzelleistungen – neben der EEG-Vergütung – die Voraussetzung für eine weitere marktorientierte Bonifikation für regenerativ erzeugten Strom aus EEG-Anlagen. Darüber hinaus soll mittels weiterer direkter Vermarktungsmöglichkeiten die Systemintegration von erneuerbaren Energien weiter vorangetrieben werden. Auf Grund der Anforderungsprofile (Präqualifikationsbedingungen) der verschiedenen Energiemärkte ist nur durch einen Zwischenhändler bzw. Dienstleister eine Teilnahme kleiner dezentraler Anlagen durch die eingangs erwähnte Pooling-Funktion realisierbar. Die gemeinsame Vermarktung vermindert auch die Transaktionskosten und Risiken für alle Beteiligten.

Aggregator verschafft durch Bündelung kleinen Einheiten lukrativen Zugang zu anspruchsvollen Energiemärkten

Die Aufgabe des Aggregators ist nicht auf ein autonomes Geschäftsmodell beschränkt. Je nach Anforderung und Definition kann die Stelle des Aggregators auch z. B. in ein Virtuelles Kraftwerk eingebunden sein. In der Modellregion Harz betreiben der Poolkoordinator (Aggregator) und der Energieanlagenmanager zusammen in einer Personalunion das dort initiierte Virtuelle Kraftwerk. Für die Energievermarktung ist dabei der Poolkoordinator zuständig, ebenso wie für die Marktaktionen (RegModHarz, 2013 [1]). Gleichbedeutend liegt es in seiner Obliegenheit, ob explizit nur Erzeugungsanlagen und/oder Verbraucher in das Portfolio aufgenommen werden. Verbrauchern wird es dadurch ermöglicht, auch als Anbieter auf den verschiedenen Marktplätzen der Energie aufzutreten. Der Kunde wird zum Prosumer und ist fester Bestandteil einer zukünftigen Energieversorgung.

In den meisten Modellregionen agiert der Virtuelle Kraftwerksbetreiber als Marktplatz-Teilnehmer. Vergleichssimulationen im Rahmen des eTelligence-Projektes haben gezeigt, dass innerhalb eines Virtuellen Kraftwerks kleine Erzeugungseinheiten fahrplanteuer koordiniert werden, können als wenn sie auf regionalen Marktplätzen direkt handeln (eTelligence, 2012).

Die Funktion des Aggregators kann auch beim Lieferanten angesiedelt sein, wenn dieser zum Zwecke der Beschaffungsoptimierung kleine Verbrauchseinheiten als Demand Side Manager poolt (E-DeMa, 2013).

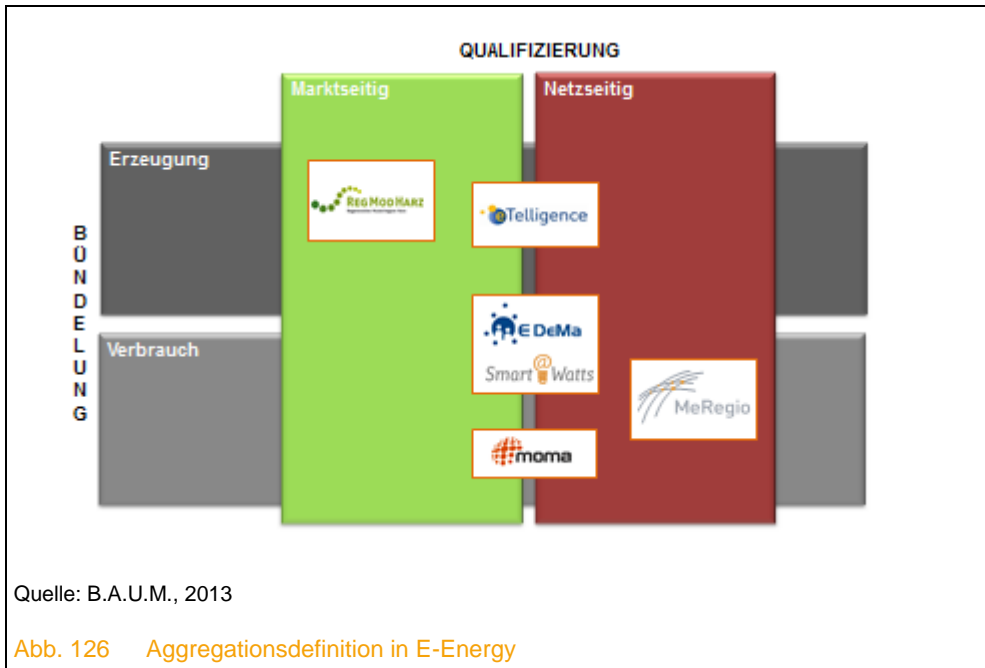


Abb. 126 bietet einen komprimierten Überblick der einzelnen Ebenen, welche der Aggregator mit seiner Funktion als Bündeler tangiert. Die Modellregionen wurden je nach Ausprägung der in den Projekten durchgeführten Aggregationsanwendung in den Ebenen verortet. Horizontal und grau hinterlegt verlaufen die Erzeugung und der Verbrauch als eigenständige und getrennte Einheiten. Sie bilden das Fundament, aus dem der Aggregator seine Flexibilitäten zieht und bündelt. Vertikal erstrecken sich die qualifizierbaren Leistungen, unterschieden zum einen in marktseitige Dienstleistungen, grün hinterlegt, und zum anderen in netzseitige Dienstleistungen, rot hinterlegt.

Zu den marktseitigen Mechanismen zählen z. B. die Direktvermarktung von EE-Erzeugungsanlagen, wie sie in der Modellregion Harz praktiziert wurde (siehe Kap. 3.4.3). Aus diesem Grund ist das Projekt RegModHarz marktseitig und auf Höhe der Erzeugung platziert. Diametral gegenüber stehen die netzseitigen Dienstleistungen, wie sie in MeRegio stattgefunden haben. Hierbei wurden Verbraucher in PV-gestressten Netzsträngen für Maßnahmen zur Lasterhöhung und damit Spannungsstabilisierung eingesetzt. Im Speziellen ging es um eine Änderung der Wirkleistungsabnahme bei den angesteuerten Verbrauchern (MeRegio, Aufbruch zu Minimum-Emission-Regions, 2013). Diese Flexibilität auf Verbraucherseite wurde im Anschluss an den VNB vermarktet und von diesem zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität genutzt.

Eine Koppelung aus beiden Bereichen – markt- und netzseitig – kommt in den restlichen vier Modellregionen eTelligence, E-DeMa, Smart Watts und moma zum Tragen. Exemplarisch konnten durch die optimierte Einsatzplanung des VK die Energiebeschaffungskosten für die teilnehmenden Kühlhäuser um 6 bis 8 Prozent gesenkt werden (siehe Kap. 3.3.2.2). In einem konkreten Fall aus Netzsicht geht es um die optimierte Beschaffung, d.h. wenn Lastgänge vergleichmäßig bzw. sich mit der aktuellen Erzeugungslage parallelisieren und so zu keiner Über- und Unterdeckung im Netz beitragen (moma, 2013).

An dieser Stelle sei vermerkt, dass die dargestellten Übersichten und Ausführungen zu einzelnen Bereichen eines Aggregators Projektionen der größten Schnittmengen der sechs Modellregionen darstellen. Die Funktion des Aggregators kann einerseits zentral für das gesamte neue System sein und in direktem Kontakt zu den wichtigsten Akteuren, wie den Verbrauchern, Lieferanten oder Netzbetreibern, stehen. Andererseits kann sie auch indirekt zum Beispiel über einen zwischengeschalteten Marktplatz agieren und so praktisch nur unterstützend B2B-Prozesse optimieren. Eine Konzentration auf bestimmte Marktsegmente, also zum Beispiel auf die Bündelung von Flexibilitäten, die ausschließlich von Verbrauchern stammen, oder die Bündelung von dezentraler Energie aus einem virtuellen Kraftwerk, ist ebenfalls möglich. Die Aggregation und Weitervermarktung von dezentral erzeugter Energie und Flexibilisierungspotenzialen kann von der bereits bestehenden Rolle des Erzeugers übernommen werden oder von einem dritten, neuen Marktakteur. Die Komponenten, Vorgänge, Beziehungen etc. innerhalb dieses Systems werden anhand von ausgewählten Beispielen aus den Modellregionen konkretisiert und erläutert.

3.5.1 Komponenten

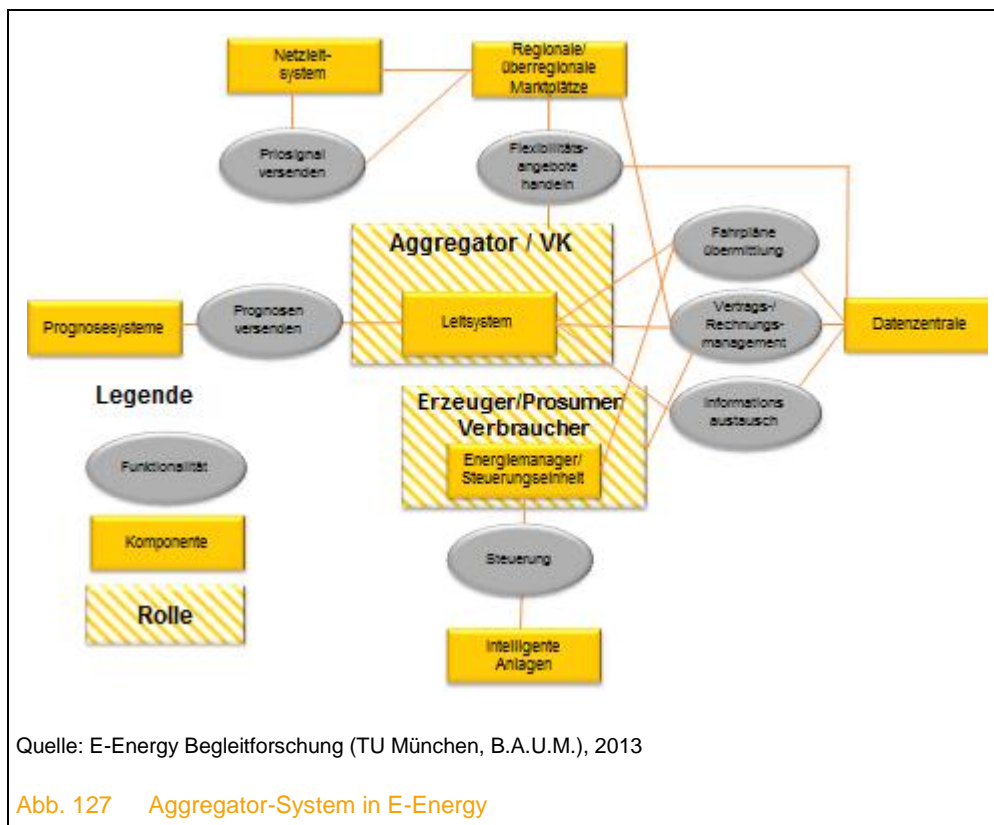


Abb. 127 Aggregator-System in E-Energy

Wie in Abb. 127 zu sehen, bedient sich der Aggregator eines Leitsystems. Hier laufen Informationen verschiedener Quellen zusammen:

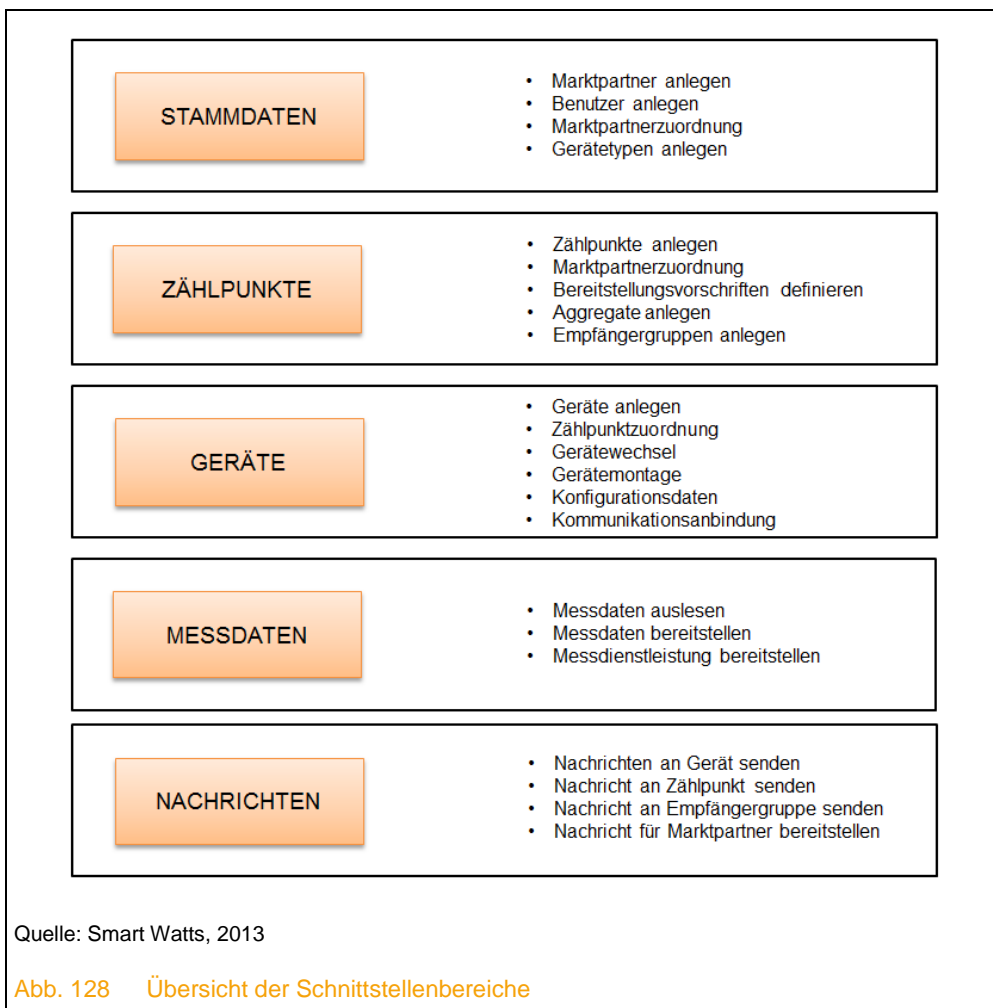
- Preissignale aus den (über-)regionalen Märkten,
- Wetter-, Erzeugungs- oder Lastprognosen aus Prognosesystemen,

- Informationen zu den angeschlossenen Verbrauchern und Erzeugern über die Datenzentrale.

Mittels des Leitsystems trifft der Aggregator die Entscheidung über die optimale Verwertung seiner angeschlossenen Flexibilitäten:

- Handelt diese dann auf den (überregionalen-) Märkten
- übermittelt entsprechende Fahrpläne an seine Prosumer
- rechnet die Leistungen dann mit seinen Kunden ab.

Die in Abb. 127 dargestellte Datenzentrale, welche die anlaufenden Daten vorhält, kann in diesem Zusammenhang in das Leitsystem integriert oder auch extern von dritter Seite betrieben werden. In der Modellregion Smart Watts dient die Datenzentrale als zentraler Datenspeicher und Nachrichtendienst (SmartWatts, 2013). Dort werden sämtliche Verbraucherdaten, welche von den IKT-Gateways versendet werden, gespeichert. Die Datenzentrale bietet Schnittstellen (siehe Abb. 128), die von dritter Seite, beispielsweise einem Aggregator, genutzt werden können.



Zur Ermöglichung eines Monitorings und einer wechselseitigen Beeinflussung des gegenwärtigen Verbrauchs und der aktuellen Einspeisung müssen die beteiligten

Akteure zuerst durch ein zweistufiges Integrationsmanagement in das Netzwerk eingefügt werden. Zunächst müssen wegen der Neuschaffung der Funktion der Aggregation Vertrauenspotenziale, technische und organisatorische Standards sowie Rahmenverträge Gestalt annehmen. Erst im Anschluss an diese Set-up-Phase kann das Integrationsproblem gelöst und die erarbeiteten Strukturen können aktiviert bzw. abgerufen werden (Reiß, 2000).

Dies bedeutet im Einzelnen, dass alle Akteure im System durch intelligente Energiemanager, wie z. B. den Energiebutler aus dem Projekt moma, mit dem Leitsystem vernetzt werden. Durch die bidirektionale Verbindung erfolgt im Leitsystem sowohl die Verwaltung der eingehenden und ausgehenden Daten als auch die Einsatzplanung für alle integrierten Anlagen. Die Anlagenanbindung erfolgt dabei über die bereits existierende IKT-Infrastruktur. Daraus generiert sich der Vorteil einer möglichst kostengünstigen Realisierung der Anlagenanbindung innerhalb des Systems. Dabei können DSL-Verbindungen oder Mobilfunktechniken ebenso zum Einsatz kommen wie dedizierte Leitungen (RegModHarz, 2013 [1]).

Im Rahmen organisatorischer Standards gilt es, alle System-relevanten Verarbeitungsprozesse, wie beispielsweise Anlagenüberwachungsfunktion und Anlagensteuerung, Energiemanagement oder Handelsmanagement zu definieren (RegModHarz, Abschlussbericht, 2013 [1]). Teil des Steuerkonzepts ist es, Fahrpläne an die dezentralen Energieanlagen zu übermitteln und die erfassten Daten zu überwachen. Die zentrale Anlagensteuerung gewährleistet zudem die Einhaltung des Gesamtfahrplans des Aggregator-Systems.

Das Handelsmanagement ist die direkte Schnittstelle zum Marktplatz wie zum Kunden und dient als Tool für das Vertrags- und Rechnungsmanagement. Es registriert und dokumentiert, ob ein Kunde einen Vertrag mit einem Aggregator abgeschlossen und auch eingehalten (ex post) hat.

Der soeben benannte Marktplatz bildet die zentrale Geschäfts- und Handelsplattform im E-Energy System und steht deswegen in übergeordneter Position zum Aggregator bzw. zu der Funktion der Aggregation.

Dabei stehen folgende drei Märkte für den Aggregator im Fokus:

- Regionaler Marktplatz: Handelsplattform für lokale Vermittlung von Angebot und Nachfrage aus der Stromerzeugung, z. B. eTelligence Marktplatz. Auch Ausgleichsenergie kann hier reduziert werden
- Direktvermarktung: Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energien an Großabnehmer oder an der Strombörse
- Regelleistungsmarkt: Markt für den Ausgleich der Lastschwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch bei der Stromversorgung

Die einzelnen Vermarktungsmöglichkeiten an den jeweiligen Märkten werden im späteren Verlauf innerhalb der Geschäftsszenarien näher erörtert. Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass der Aggregator an den jeweiligen Märkten Flexibilitätsangebote in den Bereichen Erzeugung, Speicherung und Verbrauch einstellt.

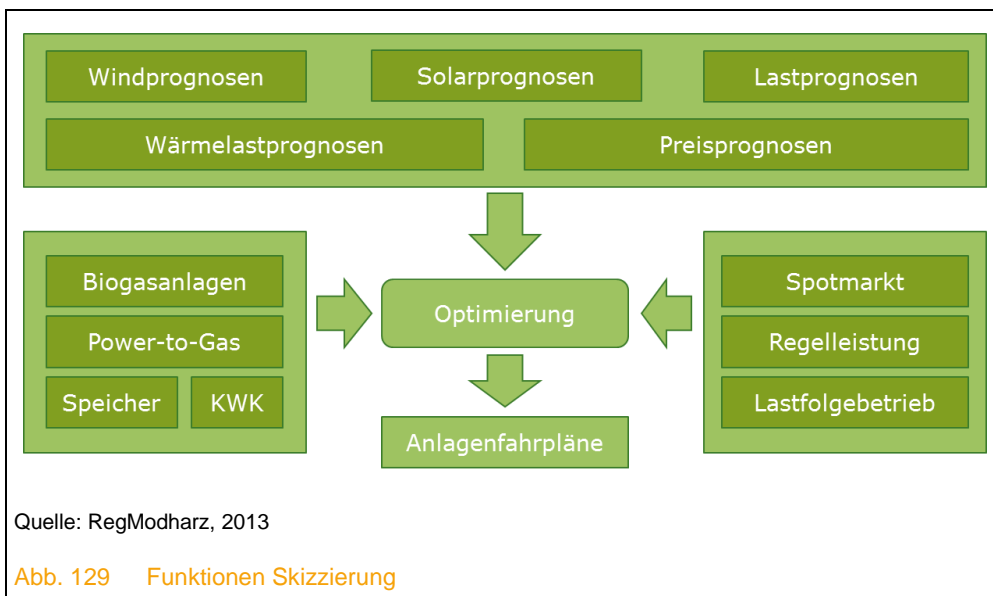
Wird das Gebilde eines Aggregators als Bilanzgruppe in einem Bilanzkreis gesehen, muss innerhalb der Gruppierung von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern

eine permanente Energiebalance angestrebt werden. Von diesem Gleichgewicht kann bewusst abgewichen werden, wenn dies aus Sicht der übergeordneten Regelzone willkommen und auf Grund von Vergütungen für die Bilanzgruppe von Vorteil ist.

Beispielsweise agierten in der Feldphase des Projektes eTelligence zwei Kühlhäuser, ein Windpark, das Stadtbad Cuxhaven, eine Kläranlage sowie ein Blockheizkraft als Akteure am virtuellen Marktplatz. Sie können im Verbund, wie ein VK oder individuell fungieren und Flexibilitäten bei der Stromerzeugung für den Markt bereitstellen. Der Aggregator kann mit Netzbetreibern Kontrakte zur Nutzung dieser flexiblen Lasten abschließen, welche zur Erhöhung der Systemstabilität auf Netzebene beiträgt. Der Netzbetreiber kann in diesem Zuge an den Aggregator Anforderungen stellen, ist aber im Sinne des in § 5 EnWG festgelegten Unbundling weder gesellschaftlich noch organisatorisch oder buchhalterisch direkt damit verbunden (Schiffer 2010, S.220).

3.5.2 Funktionen

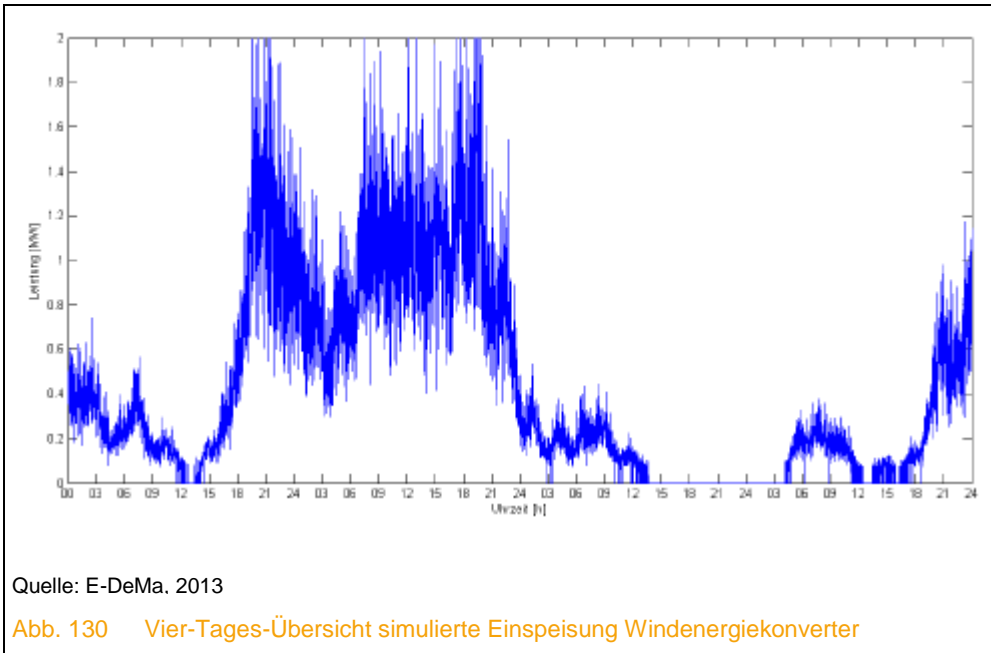
In seiner Eigenschaft als Bündler von separierten Flexibilitäten erfüllt der Aggregator verschiedenste Funktionen für das Gesamtsystem eines Smart Grids. Eine schematische Darstellung der einzelnen Funktionen liefert Abb. 129.



Bei Betrachtung der Funktionen im System des Aggregators ist vor allem auf die Optimierung hinzuweisen. Sie ist die zentrale Aktivität, welche von einem Aggregator übernommen wird. Für die Ausübung dieser Funktion bedarf es verschiedener immaterieller Inputfaktoren, die je nach Anlagenpool variieren können.

In Abb. 129 werden exemplarisch einige Prognoseverfahren näher skizziert, welche in die Optimierung miteinfließen. Im Nachfolgenden werden exemplarisch einige Prognoseverfahren näher skizziert. Diese können ggf. durch weitere Methoden komplettiert werden.

Für die eingebundenen erneuerbaren Energieanlagen werden Last- bzw. Erzeugungsprognosen erstellt. Als Basis hierfür dienen historische Lastverläufe (Zeitraum ein Jahr), welche die betrieblichen Parameter, wie z. B. Nennleistung der Anlage, aber auch saisonale Unterschiede in der Betriebsweise, beinhalten und dadurch die Qualität der Prognose erhöhen. Hinzu kommen meteorologische Parameter, wie Wind- und/oder Solarprognosen.



Dazu werden prognostizierte Wetterdaten unter Einbeziehung der betrieblichen Parameter in Leistungsdaten umgerechnet (siehe Abb. 130). Die für die Windleistungsvorhersage notwendigen meteorologischen Wetterdaten wurden beispielsweise in RegModHarz von den numerischen Wetterprognosen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) bezogen und für die Koordinaten des Landkreises Harz extrahiert (RegModHarz, 2013 [1]).

Für den betriebswirtschaftlich erfolgreichen Betrieb eines Aggregator-Systems sind Preisprognosen von elementarer Bedeutung. Durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien werden flexibel steuerbare Anlagen verstärkt Ausgleichsfunktionen übernehmen müssen, um die Balance im Netz zu garantieren. Dadurch rückt der kurzfristige Energiehandel immer stärker in den Fokus.

Ansatzpunkt für die Preisprognosen sind die Preise des Day-Ahead-Spotmarktes an der Strombörse EPEX. Für untertägige Preisprognosen dienen die Preise des Intra-Day-Spotmarktes als Leitlinie (RegModHarz, 2013 [1]).

Die Tätigkeit der Prognoseverfahren kann der Aggregator selbst ausüben oder wie in der Modellregion RegModHarz, extern über Prognoseanbieter als Dienstleistung einkaufen. Es zeigte sich hierbei ein Qualitätssprung im Vergleich zu rein zeitreihenbasierten statistischen Methoden, wenn die Prognoseanbieter ihre forecasts auf Basis einer aufwändigeren Fundamentaldatenanalyse stützten. Die jeweiligen Prognosen wurden abschließend der zentralen Einsatzplanung in Melderichtung für das weitere Vorgehen übermittelt.

Prognosen als Erfolgsfaktor für qualifizierte Vermarktung

Kurzfristige Handelsmöglichkeiten bringen mehr fluktuierende Erzeugung in den Markt.

Innerhalb des Verbrauchs- und Erzeugungsmanagements in Kap. 3.3 und 3.4 wurden die teilnehmenden Anlagen und Verbraucher mit intelligenten Energiemanagern ausgestattet und mit mittels IKT vernetzt, um so Flexibilitäten für den Aggregator bereit stellen zu können und eine Ansteuerung zu ermöglichen. Diese Energiemanager übertragen nun ebenfalls in Melderichtung KANN-Fahrpläne der einzelnen Anlagen zur zentralen Optimierung. Fahrpläne sind in diesem Kontext – analog zum Erzeugungsmanagement – Daten über die vorhergesehene Betriebsweise von Anlagen sowie Parameter über abrufbare Flexibilitäten.

In der Datenzentrale laufen alle eingehenden Daten aus Prognosen und KANN-Fahrplänen zusammen. Sie werden dort gespeichert, bewertet und aufbereitet. Auf Grund der ausgewerteten Daten stellt der Aggregator an den verschiedenen Marktplätzen optimierte Angebote ein, die auf der Nachfrageseite z. B. von Verteilnetzbetreibern in Anspruch genommen werden können. Leitziel ist es, ein höchst leistungsfähiges betriebswirtschaftliches Ergebnis für den An- und Verkauf von Flexibilitäten an den Märkten zu arrangieren. Beruhend auf den erzielten Handelsergebnissen erstellt der Aggregator IST-Fahrpläne, die durch die intelligente Vernetzung innerhalb seines Systems in Steuerrichtung an die einzelnen Anlagen weitergeleitet werden. Die bereitgestellte Flexibilität kann dabei im vollen Umfang oder nur partiell abgerufen werden. Die Entscheidungsgewalt liegt in diesem Fall auf Seiten des Aggregators.

Weitere wichtige Funktionen sind in diesem Zusammenhang das Vertrags- und Rechnungsmanagement. Stellvertretend für die anderen Modellregionen wird das Vertrags- und Rechnungsmanagement am Beispiel des Aggregator-Handelsystems der Modellregion E-DeMa erklärt. Das Handelssystem ist über eine Schnittstelle direkt mit dem Marktplatz verbunden und für die Vertragsanbahnung und -verwaltung zuständig. Es registriert und dokumentiert, ob ein Kunde einen Vertrag mit einem Aggregator abgeschlossen und auch eingehalten (ex post) hat. Anhand der Vorgänge werden vom Handelssystem Vertragsabrechnungen für die Kunden erstellt.

3.5.3 Datenmanagement

Der Aggregator ist in seiner Funktion als Händler von gebündelten Flexibilitäten nicht auf einen bestimmten Markt beschränkt. Vielmehr ist es ihm möglich, seine Angebote an einem oder mehreren Märkten zu platzieren. Resultierend daraus ergeben sich unterschiedlichste Anforderungen an die Daten, welche für den Aggregator zur Ausübung seiner Tätigkeit zwingend erforderlich sind. Prinzipiell lässt sich festhalten, dass ein erhöhter Datenbedarf für diese Zwecke notwendig ist.

Zur Einhaltung der Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb seines eigenen oder eines dritten Bilanzkreises ist eine Granularität der Daten von 15 Minuten Intervallen ausreichend (E-DeMa, 2013). Dies bedeutet, dass die bei den jeweiligen Anlagen installierten, intelligenten Energiemanager in einer viertelstündlichen Frequenz Daten über ein IKT-Gateway an die Leitzentrale bzw. Datenzentrale senden. Diese werden dort für die Einsatzplanung weiter verarbeitet, mit verschiedenen Prognosen kombiniert und dienen als Grundlage für die Fahrplangestaltung. Die Frequenz von 15 Minuten ist dabei nicht willkürlich gewählt, sondern stellte eine feste Größe im Energiehandel dar. Beispielsweise wird an der Strom-

Mit dem Instrument eines KANN-Fahrplanes bzw. einer tageweisen Entscheidungsfreiheit der einzelnen Anlage über ihre Teilnahme am Pool/Virtuellen Kraftwerk (Opt in/Opt out, wegen Wartung oder saisonalen must run-Betrieb) können Aggregatoren auch schwierige Flexibilitäts-potenziale erschließen.

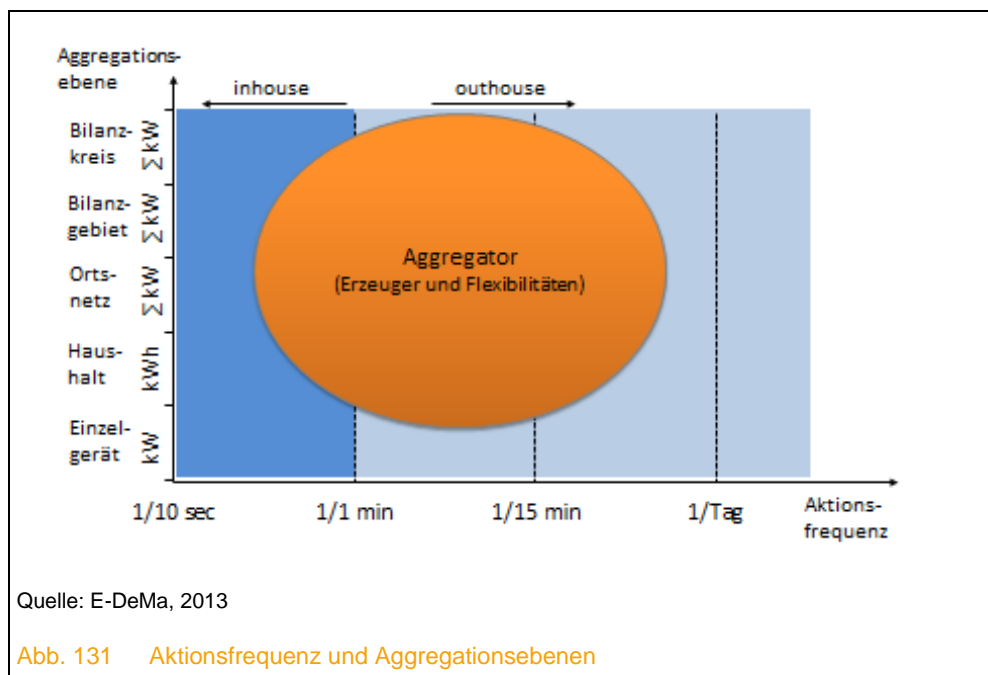
Die Anforderungen an die Granularität der Daten hängen vom Vermarktungszweck ab.

börse EPEXSPOTINTRADAY Energie in 15 Minuten Kontrakten vermarktet. Ebenso bildet das benannte Intervall eine Zieleinheit beim Abschluss von Verträgen zur Bereitstellung von Reserveleistungen (Minutenreserve, Sekundärregelleistung) am Regelenergiemarkt.

Das IKT-Gateway stellt die Schnittstelle zum Endkunden dar und ist im Projekt eTelligence mit einem Marktagenten gleichzusetzen. Der Marktagent befähigt die Marktteilnehmer Gebote, auf dem eTelligence-Marktplatz einzustellen und alle offenen Gebote – eigene, dritte oder zusammengeführte – sowie verschiedene Preishistorien zu prüfen (eTelligence, 2012).

Für die Vermarktung der Flexibilitäten, z. B. am Regelenergiemarkt, ist ggf., je nachdem welcher Reservemarkt penetriert wird, eine Erhöhung der Frequenz auf minütliche Datenintervalle notwendig. Der weitere Vorgang verläuft analog, wie bei der Granularität der Daten von 15 Minuten Intervallen (E-DeMa, 2013). Die Messwerterfassung kann dabei wie in eTelligence über eigene, beiden Anlagen implementierte Steuerrechner erfolgen oder wie in E-DeMa durch die eingesetzten Zähler, die wiederum die Messwerte an das IKT-Gateway weiterleiten.

Die Bedeutung von technischen Betriebsparametern wurde bereits in Kap. 3.5.2 erläutert. Wichtig ist, dass fehlerhafte Messwerte extrahiert und die restlichen Datensätze in ein einheitliches Format überführt werden. Bereits auf Anlagenseite muss eine homogene Datenstruktur gegeben sein. Dies wurde in den Modellregionen über die Verwendung des IKT-Gateways realisiert. In RegModHarz abstrahiert die dort verwendete PowerBridge die verschiedenen Anlagentypen in ein einheitliches Datenmodell und macht dieses über eine standardisierte Schnittstelle zugänglich (siehe Kap. 3.4.1). Abb. 131 fasst die einzelnen Ebenen der Aggregation mit Fokus auf den Aggregator noch einmal abschließend zusammen.



Horizontal sind die unterschiedlichen Aktionsfrequenzen, in denen Daten der Teilnehmer für den Aggregator zur Verfügung gestellt werden müssen, abgebildet. Vertikal verlaufen nach dem Bottom-Up-Ansatz die divergenten Aggregationsebenen. Zudem unterscheidet man zwischen dem inhouse Bereich – Daten verbleiben beim betroffenen Kunden – und dem outhouse Bereich – Bereitstellung der Daten zur Weiterverwertung an Dritte.

Ein Aggregator tangiert sowohl den inhouse als auch den outhouse Bereich sowie verschiedenste Formen der Aktionsfrequenz und der Aggregationsebene (siehe Abb. 131 orangen-farbene Fläche).

Neben der Konsistenz, Qualität und Homogenität der Datensätze umfasst das Datenmanagement auch Fragestellungen in Bezug auf die Datensatzsicherheit. Die Einbeziehung der Kunden in ein zukunftsfähiges Energiesystem setzt auch eine hohe Anzahl von personenbezogenen Daten voraus, die wesentliche Rückschlüsse auf die Lebensgewohnheiten oder -umstände der Kunden zulassen. Vorgaben von Seiten des Gesetzgebers in diesem Bereich sind das Schutzprofil für Datenschutz und Datensicherheit für ein Smart Meter Gateway sowie die Technische Richtlinie TR-03103 des Bundesministeriums für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). Diese umfassen die Anforderungen an die Funktionalität, Interoperabilität und Sicherheit, welche die einzelnen Komponenten in einem Smart Metering System mindestens verwirklichen müssen (BSI TR-03109). Hinzu kommt die Verordnung über technische Mindestanforderungen an den Einsatz intelligenter Messsysteme (MsysV). Die MsysV bildet sozusagen die rechtliche Handhabe von Schutzprofil und Technischer Richtlinie und stellt somit den Vermittler zum EnWG dar.

In E-DeMa wurden die Datenbereitstellung und der Datenschutz wie folgt gelöst (siehe Abb. 131):

- Im inhouse Bereich werden die detaillierten kundenbezogenen Daten nicht aus dem Kundenbereich entfernt oder an dritter Stelle gespeichert. Für die Wahrnehmung seiner Tätigkeit als Poolkoordinator müssen dem Aggregator bestimmte Daten zur Verfügung gestellt werden.
- Zu diesem Zweck werden im outhouse Bereich die Daten an den Aggregator übermittelt. Die Marktplattform verwaltet und verifiziert entsprechende Zugriffsrechte auf die hochauflösenden Daten. Zudem kann der involvierte Kunde an zentraler Stelle prüfen, wer zu welchem Zweck auf seine Daten zugreifen kann bzw. an welchen Marktakteur seine Daten weitergeleitet werden (E-DeMa, 2013).

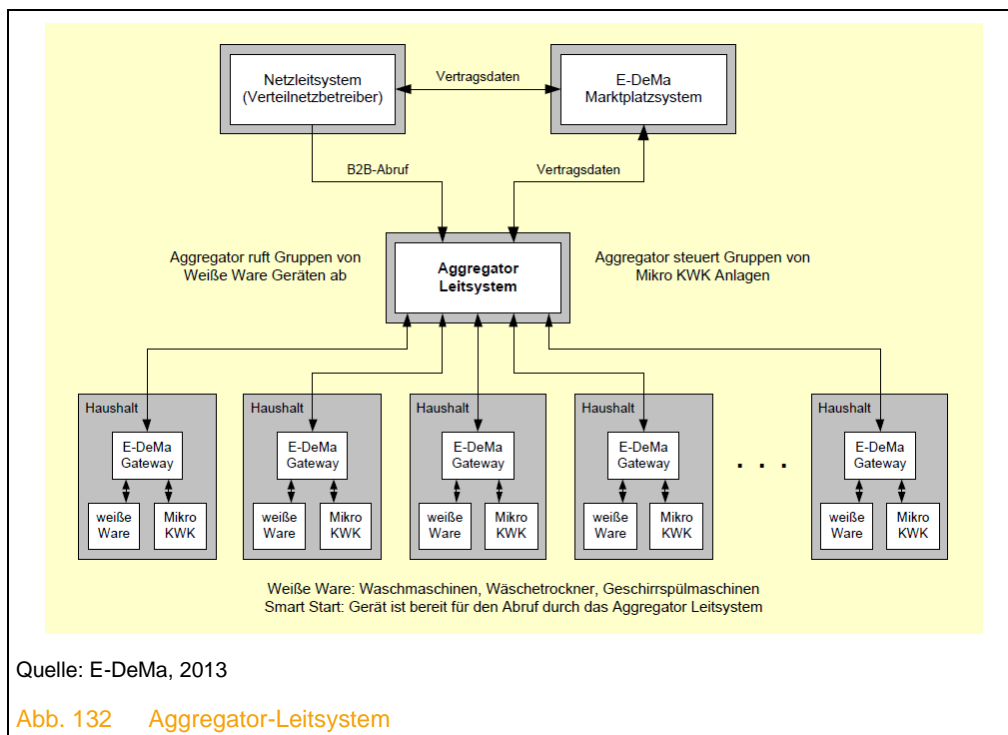
3.5.4 Kommunikationstechnik

Die Kommunikationsarchitektur zwischen dem Aggregator und den Anlagen baut zumeist auf der klassischen Client-Server-System Architektur mit dem jeweiligen Frontend und Backend auf. Der Client, Aggregator, stellt eine Anfrage an den Server, die angeschlossene Anlage, der wiederum die Anfrage entgegennimmt, auswertet und dem Client durch das Bereitstellen des gewünschten Dienstes oder Information bedient. Zum Einsatz können Hardware-Server kommen oder, wie in eTelligence aus Gründen der Energieeffizienz und der leichteren Verwaltung von

Versionen, virtuelle Server (eTelligence 2013). In Verbindung mit dem Standard IEC 61850 werden die Anlagen dahingehend befähigt, eine Selbstbeschreibung – KANN-Fahrplan – an die Leitwarte zu übermitteln.

Zur leichten Hebung der Flexibilitäten ist zudem wichtig, dass bereits auf Anlagenseite eine gewisse einheitliche Darstellung von Daten und Kommunikation vorherrscht (siehe Kap. 3.4.1). Eine weitere Komponente der Kommunikationstechnik stellt das Aggregator-Leitsystem dar. Es ist in Ansätzen vergleichbar mit dem Netzleitsystem der Netzbetreiber und dient im Wesentlichen als Steuerungskonzept. Ein Leitsystem ist zwingend erforderlich, wenn die generierten IST-Fahrpläne der Anlagen umgesetzt, erfasst und finanziell entlohnt werden sollen.¹⁸ Es bildet sozusagen den Partner zum Handelssystem und ist für den technischen Aspekt innerhalb des Aggregator-Systems verantwortlich.

In der Modellregion E-DeMa steuert das dort installierte Leitsystem die Weiße Ware der angeschlossenen Haushalte und die KWK-Anlagen (siehe Abb. 132). Als weiße Ware werden dabei Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschinen verstanden, die im Smart Start Modus für den Abruf von Flexibilität durch das Leitsystem bereit stehen. Die in dem Schaubild dargestellten schwarzen Pfeile zeigen die Kommunikationsrichtung an, in der das Leitsystem mit den Haushalten Daten austauscht. Ebenso veranschaulichen sie, wie das Leitsystem mit dem in E-DeMa charakterisierten Marktplatz und dem VNB kommuniziert.



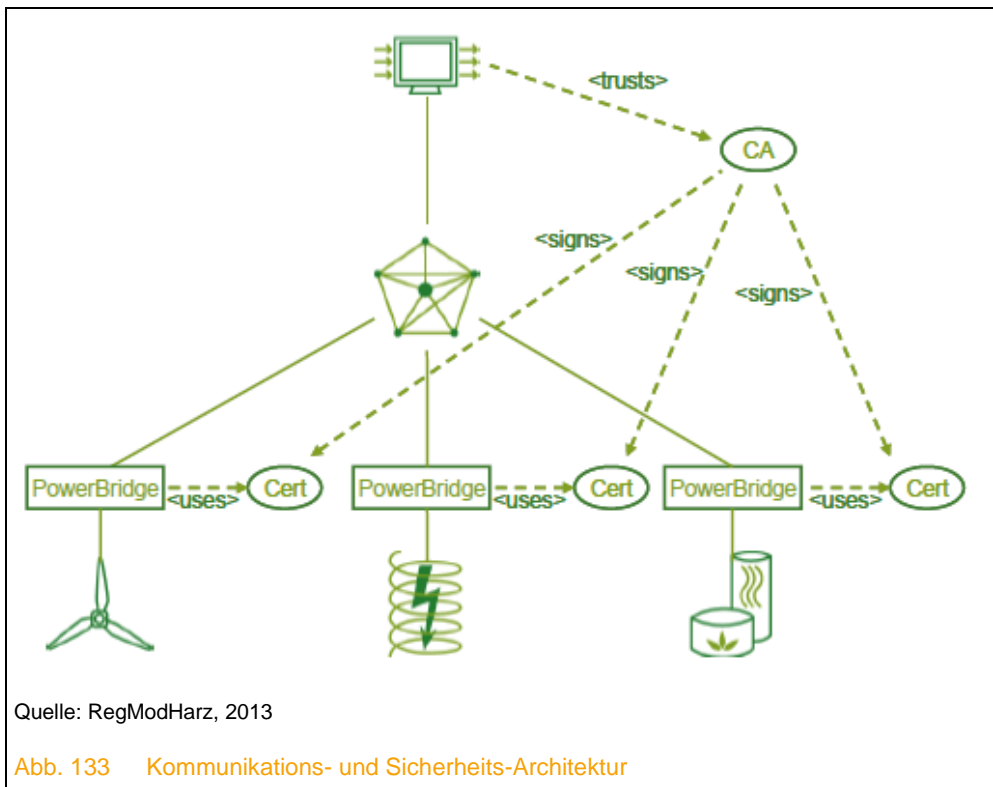
Quelle: E-DeMa, 2013

Abb. 132 Aggregator-Leitsystem

¹⁸ Weiterführende Informationen zum Aggregator-Leitsystem können dem Abschlussbericht der Modellregion E-DeMa Kap. 2.3.7 entnommen werden

Wie bereits erörtert, stützt sich die Kommunikation der zentralen Koordinierungsstelle und den installierten IKT-Gateways auf die Client-Server-System Architektur. Den Aspekt Datensicherheit bei Übertragung der Anlagenfahrpläne und Steuersignale schließt dieses System mit ein.

In Abb. 133 ist die Kommunikationsstruktur noch einmal schematisch veranschaulicht. Zum einen sind dort die verschiedenen Anlagenformen, z. B. Windkraftanlagen dargestellt. Aus Sicht des Aggregators ist der Anlagentyp als sekundär einzustufen. Primär sind vor allem die betrieblichen Parameter, wie Erzeugungsleistung und mögliche Flexibilisierungen von Bedeutung. Sowohl Anlagen als auch Leitwerke des Aggregators sind über das IKT-Gateway – in der Darstellung PowerBridge – miteinander verbunden. Die Kommunikation erfolgte in den Modellregionen über die bereits existierende IKT-Infrastruktur – DSL-Verbindungen, UMTS-Verbindungen oder dedizierte Leitungen. Das Aggregator-Leitsystem wird ebenfalls über diese Verbindung umgesetzt.



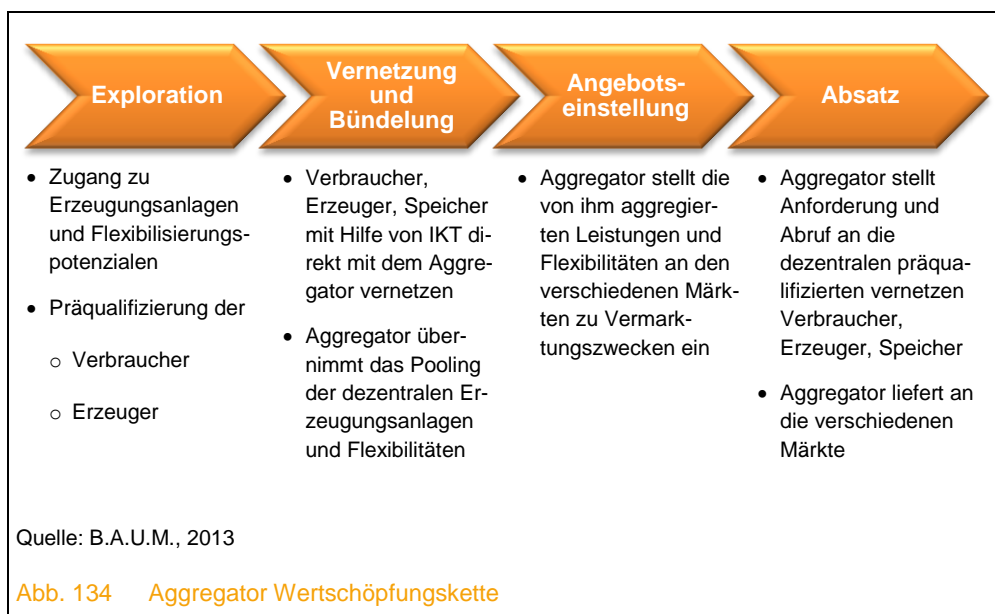
Im dargestellten Fall treffen die von den dezentralen Energieanlagen angebotenen Dienste und Informationen an einem zentralen Punkt – Dreiecksprisma – auf die Anfragen des Aggregators. In RegModHarz steht die Registry für diesen zentralen Knotenpunkt. Sie macht die angebotenen Dienste erst im System bekannt und arrangiert dadurch eine gezielte Suche nach qualifizierten Diensten anhand unterschiedlicher Kriterien (RegModHarz 2013).

Zum anderen ist das Sicherheitskonzept¹⁹ – in der Grafik durch gestrichelte Linien gekennzeichnet – der Client-Server-System Architektur präzisiert. Der Absicherung der Kommunikation innerhalb z. B. von VK wurde über den Standard IEC 61850 Rechnung getragen.

In Abb. 133 baut der Server eine verschlüsselte und vertrauenswürdige Verbindung mittels eines Server-Zertifikates gegenüber dem Client auf und kann dadurch identifiziert werden. Der Client verifiziert im Gegenzug dieses Zertifikat auf Integrität und baut infolge dessen eine verschlüsselte Verbindung zum Server auf (Reg-ModHarz 2013).

3.5.5 Anwendungsfälle und Ausprägungen in den Modellregionen

Innerhalb von E-Energy ist der Aggregator als eine organisatorische Einheit zu verstehen, deren Zweck und Funktion es ist, Güter- und Dienstleistungen zur Befriedigung der Nachfrage am Markt anzubieten. Entlang der Wertschöpfungskette laufen beim Aggregator verschiedene Prozesse und Aktivitäten ab, die bereits ausführlich in den vorangegangenen Kapiteln erläutert wurden. Eine komprimierte, stilisierte und punktuelle Übersicht der grundlegenden Determinanten der Wertschöpfungskette liefert Abb. 134.



Darauf aufbauend wurden in den Modellregionen verschiedene Anwendungsfälle zu der neuen Funktion der Aggregation entwickelt und in den Testphasen erprobt. Die Ausformung der Geschäftsmodelle ist je nach Aufbau des Marktplatzes der Modellregionen unterschiedlich.

Für die Ausgestaltung der Geschäftsmodelle galt als oberste Prämisse die Entwicklung attraktiver Endprodukte. Ziel war es, möglichst allgemeingültige und stan-

¹⁹ Eine genaue Definition des Vorganges zur sicheren Datenübertragung können dem Abschlussbericht der Modellregion Harz Kap. 3.2.6 entnommen werden

standardisierte Produkte für spezifische Kundengruppen zu schaffen. Infolgedessen lassen sich grundsätzlich drei stereotypische Produktsegmente unterscheiden, die aggregiert und zu Handelszwecken vermarktet werden können:

- Das Segment der Wirkleistung ist das bekannteste und umfasst die elektrische Leistung, die für die Umsetzung in eine andere Leistung, z. B. mechanische oder thermische Leistung verfügbar ist. Sie ist die maßgebende Leistung für die Energieumformung bei Wechselstrom.
- Dem gegenüber steht das Segment der Blindleistung, welche nicht umgewandelt werden kann. Blindleistung spielt aber vor allem als Netzprodukt bzw. Systemdienstleistung für den Netzbetreiber eine erhebliche Rolle. Durch den Blindleistungshandel wird eine Vermeidung des Netzausbaus lanciert oder der Ausbau wird zumindest zeitlich in die Zukunft verschoben. Die Variation der Blindleistung ist prinzipiell auch geeignet, potenzielle Netzengpässe aufzulösen (MeRegio, 2013).
- Als letztes ist das Segment der Flexibilitäten anzuführen, die im Zuge der Erzeugung und Verbrauch entstehen bzw. entstehen können. Allem voran wäre dabei die Vermarktung von harten Lastmanagementmaßnahmen, Demand Response Systeme, zu nennen.

Ein Handel von Blindleistung ist im Gegensatz zu den anderen beiden Produkten auf die Ausbildung eines regionalen Marktes, bzw. regionaler Handelsmechanismen beschränkt (siehe Kap. 3.4.4). Modellübergreifend wurde deshalb festgelegt, die Möglichkeiten der Wirk- und/oder Blindleistung prinzipiell zu ermöglichen, jedoch sich zunächst auf die Vermarktung der Wirkleistung und der damit verbundene Flexibilisierungspotenziale zu konzentrieren.

Die Zusammensetzung und Ausformung möglicher Musterprodukte kann indes anhand zuvor definierter Produktbausteine vorgenommen werden. Durch Kombination und Parametrisierung einzelner Bausteine bildet der Aggregator ein Produkt, welches im Anschluss an dem zuvor ausgewählten Markt angeboten wird. Dabei kann ein Musterprodukt auch beispielsweise eine Kombination aus Wirkleistung und Flexibilisierungspotenzialen verkörpern.

Unabhängig davon, welche Ware an welchem Markt zur Erzielung einer höchst möglichen Handelsbilanz eingestellt wird, bedeutet die Intervention des Aggregators in den Lastverlauf der Endkunden bei der Schaltung der angesteuerten Anlagen einen Eingriff in den Fahrplan des Lieferanten, sofern dieser nicht selbst die Funktion des Aggregators übernommen hat. In der Modellregion E-DeMa wurde diese Problematik, die im Zuge bei der Schaltung von Lasten und der Schaltung von Einspeisungen entsteht, ausführlich erörtert (E-DeMa, 2013).

Die Einhaltung des Gleichgewichts bei der Ein- und Ausspeisung ist für alle Netznutzer verpflichtend. Für Haushalte – wie vornehmlich in den Modellregionen – und kleinere Unternehmen übernimmt der Stromlieferant diese Rolle als Bilanzkreisverantwortlicher (BKV). Der BKV ist dafür verantwortlich, dass sein Bilanzkreis in jeder Abrechnungsperiode ausgeglichen ist. Dazu erstellt er für den Folgetag jeweils am Vortag eine Prognose seines Lastverlaufs. Abweichungen von dieser Prognose/Fahrplan führen naturgemäß zu Abweichungen im Bilanzkreis und damit zu einem Ausgleichsenergiebedarf.

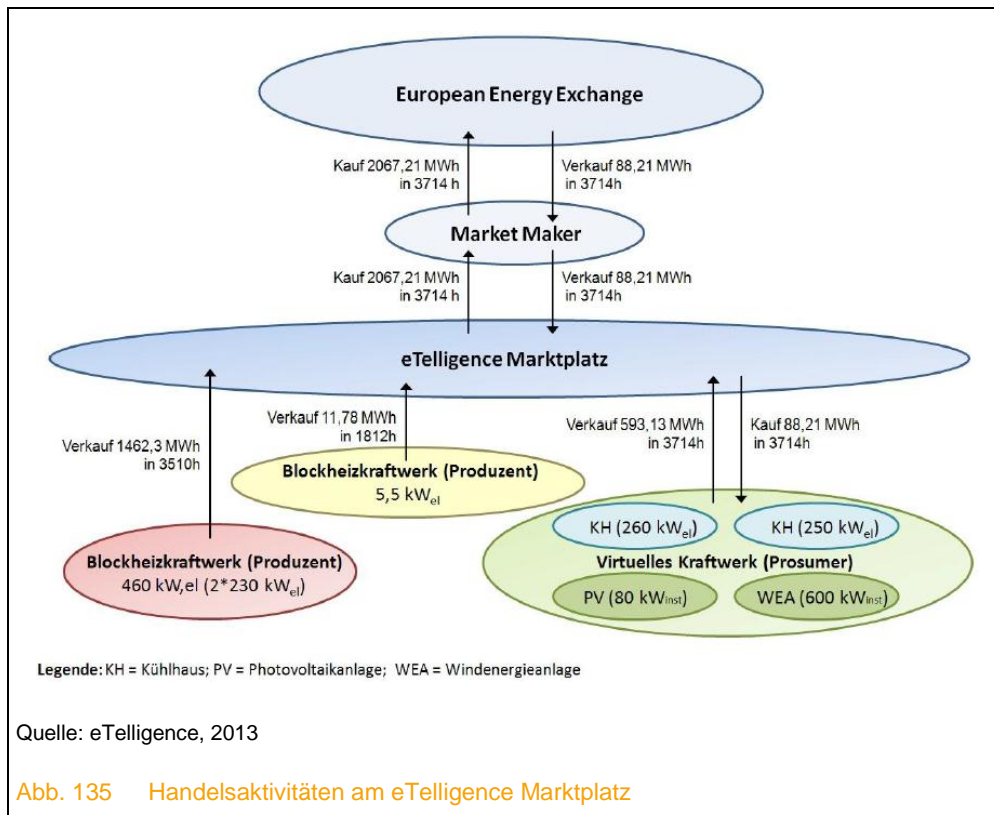
- Für die Schaltung von Lasten wurde vom E-DeMa Konsortium daher folgendes Vorgehen angewandt: Sowohl Aggregator, als auch der Lieferant unterhalten einen separaten Bilanzkreis. Dem Lieferanten ist bekannt, dass der Endkunde eine vertragliche Verpflichtung mit einem Aggregator eingegangen ist. Wird vom Aggregator eine Schalthandlung durchgeführt, wird die Energie zeitgenau ermittelt, die durch diesen Schaltbefehl anfällt. Mit Hilfe dieser Aufzeichnungen wird am Folgetag ein Lieferschein im 15 Minutenintervall erstellt, wodurch dem Aggregator-Bilanzkreis eine zusätzliche Belastung und im Lieferantenbilanzkreis eine zusätzliche Einspeisung gebucht wird. Dieses Prinzip des Ausgleichsfahrplanes stellt die verursachungsgerechte Verbindungen zu dem initiierten Lastabwurf her.
- Für die Schaltung von Wirkleistung wurde daher folgendes Vorgehen vom E-DeMa Konsortium angewandt: Die Erzeugungsanlagen, hier KWK-Anlagen, sind mit dem Aggregator verbunden und können über das Aggregator-Leitsystem angesteuert werden. Veranlasst der Aggregator eine Schalthandlung muss simultan wie bei der Schaltung von Lasten die Differenz zwischen den prognostizierten Wirkleistungs-Fahrplan und der tatsächlichen Einspeisung zeitgenau erfasst werden. Aus der verzeichneten Schalthandlung bzw. Einspeisung des Aggregators wird ebenfalls ein Lieferschein im 15 Minutenintervall, allerdings vom Marktplatz ermittelt, der wiederum zur vorzeichenrichtigen Fahrplanverbuchung in den beiden betroffenen Bilanzkreisen an den Bilanzkreiskoordinator weitergeleitet wird.

3.5.5.1 Regionaler Marktplatz

Der E-Energy Marktplatz ist in den Modellregionen als zentrale Geschäfts- und Handelsplattform zu verstehen. Die Schaffung von Transparenz und ein manipulationssicherer Handel werden mittels einer einheitlichen Datenbasis ermöglicht. Bezogen auf die Vermarktung von Erzeugungsleistungen und Flexibilitätsangeboten unterstützt der Marktplatz den Aggregator in der Ausübung seiner Tätigkeit in Funktion einer Handelsplattform, auf welcher der Aggregator Flexibilitätsangebote einstellen und gewinnbringend verkaufen kann.

Im nachfolgenden Kap. 3.6 werden ausführlich die Ausprägungen der Marktplätze und Informationsplattformen der jeweiligen Modellregionen erörtert.

Anhand des eTelligence Marktplatzes in Abb. 135 ist der Vorgang des regionalen Handels gut nachvollziehbar. Der Aggregator, in diesem Fall der VK-Betreiber, stellt am Marktplatz die von ihm aggregierten Flexibilitäten und Erzeugungsleistungen zum Weiterverkauf ein. Der in Abb. 135 zu sehende Market Maker kann simplifiziert als Vermittler betrachtet werden, der die am Markt eingestellten Flexibilitäten und Erzeugungsleistungen noch weiter aggregieren kann und an anderen Märkten, in diesem Fall der Strombörse, zum Handel anbietet.



Wird der regionale Marktplatz durch seine hohe Konnektivität zum Niederspannungsbereich als Bilanzkreis gesehen, können durch die Ausregelung von Erzeugung und Verbrauch die internen Bilanzkreisungleichgewichte durch den Aggregator angepasst werden, was zu einer Reduzierung der Ausgleichsenergiekosten beiträgt (siehe Kap. 3.5.2). Simultan kann auch ein Abgleich mit anderen Bilanzkreisen zum subsidiären Ausgleich erfolgen.

Die zellulare Topologie in der Modellregion moma ist besonders geeignet für dieses Prinzip. Die Komplexität des Systems wurde durch die Zerlegung in kleinere Systeme als eigenständige Regelkreise mit einer beherrschbaren Komponentenzahl reduziert. Das bedeutet, dass sich die jeweiligen Regelkreise über Regelsysteme lokal selbst optimieren können, aber auch als synergetisches Gesamtsystem nach außen am Marktplatz auftreten (moma, 2013).

Das Selbstverständnis des Aggregators ist hier, dass Dienste zur Aggregation von Energieangeboten verschiedener Quellen (Erzeuger) angeboten werden und er gegenüber dem Netz, wie gerade beschrieben, als eine Gesamteinheit wirkt. Die Aggregation erfolgt automatisch über den Marktautomat und das fertige Produkt wird über den Marktplatz den anderen Akteuren am Energiemarkt angeboten.

Die Vertragsbeziehungen, welche über den E-Energy Marktplatz abgebildet werden, sind grundsätzlich nicht nur auf die Business to Customer (B2C) Ebene beschränkt, sondern umfassen auch die Business to Business (B2B) Ebene (E-DeMa, 2013). Der Marktplatz dient dem Aggregator als Plattform, um seine aggregierten Leistungen und/oder Flexibilisierungspotenziale über den Marktplatz an Dritte, beispielsweise wie in Abb. 135 die dargestellte Strombörse (EEX), zu ver-

äußern. Ziel ist es, neben den intern abgebildeten Beziehungen der B2C-Ebene ebenso die unternehmensexternen Beziehungen aller relevanten an der Wertschöpfung beteiligten Akteure auf der B2B-Ebene in den Kontext der gemeinschaftlichen Wertschöpfung zu setzen.

In Tab. 15 sind die für den Aggregator zutreffenden Anwendungsfälle in Anlehnung an die in der Modellregion E-DeMa definierten Business-Modelle aufgeführt.

Tab. 15 Business-Model B2C-Ebene und B2B-Ebene

Quelle: E-DeMa, 2013

Use Case B2C-Ebene	Anbieter	Nachfrager	Inhalt
Aggregatorensgeschäfte	Aggregator	Prosumer	Dienstleistungsvertrag über den Ankauf von Energie, Flexibilitäten oder Speicher
Use Case B2B-Ebene	Anbieter	Nachfrager	Inhalt
Aggregatorensgeschäfte	Aggregator	VNB, Lieferant, ÜNB, Börse	Vertrieb von aggregierten Energien oder Leistungen

Auf B2C-Ebene vereinbart der Aggregator mit den Nachfragern/Prosumern einen Dienstleistungsvertrag über den Ankauf von Wirkleistung, Flexibilitäten oder Speichern. Im Anschluss werden die separierten Einzelflexibilitäten durch den Aggregator zu einem handelbaren Produkt gebündelt und über den Marktplatz, der B2B-Ebene, zum Verkauf offeriert.

Beispielsweise kauft der Verteilnetzbetreiber die vom Aggregator angebotene Flexibilität und es kommt zum Vertragsabschluss. Unter Berücksichtigung bestehender Verträge mit seinen Endkunden befähigt der Aggregator das Leitsystem in der Hinsicht, dass die vom VNB eingekaufte Flexibilität abgerufen und durch das Leitsystem umgesetzt werden kann.

In der Modellregion E-DeMa generiert der Marktplatz zur Umsetzung dieses Vorgangs auf Basis der B2C-Vertragsdaten für jeden B2B-Vertrag eine Übersicht signifikanter Leistungsflexibilitäten. Der B2B Partner kann nun die im B2B-Vertrag fixierte Flexibilität abrufen, ohne die B2C-Verträge zwischen dem Aggregator und seinen Kunden zu tangieren. Mittels Gewichtung der Flexibilitäten wird die Reihenfolge bestimmt, in der das Leitsystem die aggregierten Lasten abrufen. Die Gewichtung ist wichtig, wenn insgesamt mehr Flexibilität zur Verfügung steht, als angefordert wurde. Somit kann der Aggregator über die Gewichtung eine gleichmäßige Verteilung der Abrufe auf Kundenseite bewerkstelligen (E-DeMa, 2013).

3.5.5.2 Direktvermarktung

Die Direktvermarktung ist ein vom Gesetzgeber geschaffenes Instrument, welches neben dem im EEG fixierten Vergütungsmodell eine alternative Vermarktungsmöglichkeit für erneuerbare Energie-Erzeugungsanlagenbetreiber bietet. Diese Möglichkeit der alternativen Vermarktung von EE-Anlagen wurde bereits in Kap. 3.4.3 ausführlich behandelt.

Dem Aggregator bieten sich dabei die äquivalenten Voraussetzungen wie einzelnen Anlagenbetreibern, welche ihren Strom über das Marktprämienmodell selbst vermarkten. Der Unterschied oder der Vorteil des Aggregators liegt darin, dass er durch die Mehrzahl der Anlagen eine größere Streuung des Ausfallrisikos erreicht und damit die von ihm gehandelten Energiemengen sicher verkaufen kann.

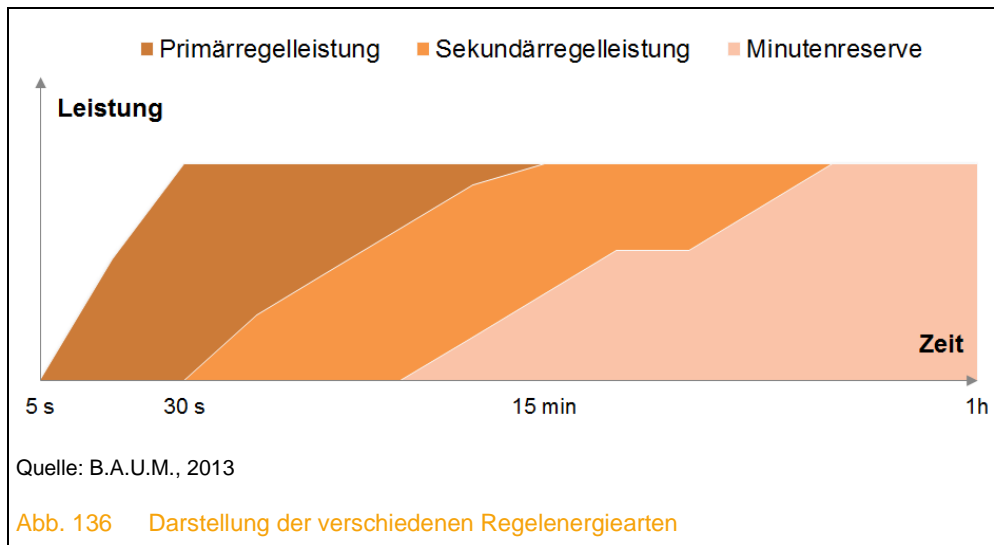
In Bezug auf die Beschreibung des im vorangegangenen Kap. 3.5.5.1 beschriebenen regionalen Marktplatz ergibt sich für den Aggregator die Möglichkeit der regionalen Direktvermarktung über das Marktprämienmodell. Dabei wird die von ihm gebündelte Erzeugungsleistung nicht an der Strombörse, sondern am regionalen Marktplatz zu Handelszwecken angeboten. Parallel zur Direktvermarktung an den Großhandelsmärkten erhalten die Anlagenbetreiber weiterhin die in Kap. 3.4.3 aufgezeigten Vergütungen und Prämien. Unter bestimmten Voraussetzungen können Anlagenbetreiber stromsteuerrechtliche Vorteile (§ 9 Abs. 1 Nr. 3b StromStG) über die regionale Direktvermarktung ausnützen und dadurch einen geldwerten Vorteil bei der Einsparung der Stromsteuer erlangen.

Nachdem diese Form der Direktvermarktung in den Modellregionen nicht zum Tragen kam und, wie bereits erwähnt, eine ausführliche Darstellung der Direktvermarktung über Großhandelsmärkte in Kap. 3.4.3 erfolgte, wird an dieser Stelle für detailliertere Informationen zur regionalen Direktvermarktung auf den § 9 Abs. 1 Nr. 3b StromStG verwiesen.

3.5.5.3 Regelleistungsmarkt

Als Regelleistung wird allgemein die elektrische Energie oder Leistung verstanden, die bei der Stromversorgung zum Ausgleich der Lastschwankungen zwischen Angebot und Nachfrage benötigt wird. In Deutschland fällt diese Aufgabe in den Zuständigkeitsbereich der vier ÜNB Tennet TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH und Transnet BW GmbH. Sie sind dafür verantwortlich, das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Stromabnahme in ihrer Regelzone ständig aufrecht zu erhalten. Des Weiteren haben sie dafür Sorge zu tragen, dass in dem von ihnen verwalteten Übertragungsnetz und in den untergelegten Netzen auf der vorherbestimmten Frequenz von 50 Hz die Spannung konstant ist. Die Beschaffung der Regelleistung erfolgt in einem Ausschreibungsverfahren für die einzelnen Regelleistungsarten.

Die Regelleistung wird prinzipiell in die drei Kategorien Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve eingeteilt. Diese unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Aktivierungs- und Änderungsgeschwindigkeit. Eine schematische Übersicht liefert die nachfolgende Abbildung:



Die Primärregelleistung (primary control) muss innerhalb von 30 Sekunden zur Verfügung stehen und bis zu 15 Minuten (siehe Abb. 136) lang abgegeben werden können. Die Bereitstellung erfolgt nach dem Solidaritätsprinzip durch alle im ETM-Gebiet synchron verbundenen Übertragungsnetzbetreiber.

Die Aktivierung der Sekundärregelleistung (secondary control) muss innerhalb von fünf Minuten erfolgen. Dies geschieht unmittelbar und automatisch durch den betroffenen Übertragungsnetzbetreiber. Die Sekundärenergie deckt den Zeitraum pro Störung zwischen 30 Sekunden und 15 Minuten ab.

Durch fernmündliche Anweisung und fahrplanmäßige Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers beim jeweiligen Anbieter wird die Minutenreserve angefordert. Seit 03.07.2012 ist auch ein automatischer Abruf der Minutenreserve durch den Merit-Order-List-Server (MOLS) möglich. Sie löst die Sekundärregelleistung ab, um diese wieder für neue Störfälle freizumachen. Sie muss innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung stehen und den Zeitraum bis zu einer Stunde abdecken. Die ÜNB sind entsprechend den deutschen Marktregeln nur innerhalb der ersten Stunde nach Auftreten eines Störfalles für die Reservebereitstellung verantwortlich. Nach Ablauf dieser zeitlichen Frist ist der betroffene Bilanzkreisverantwortliche (BKV) für den Ausgleich des Leistungsungleichgewichtes zuständig.

Eine weitere Untergliederung der Regelenergie findet durch die Begriffe positive und negative Regelenergie statt. Von positiver Regelenergie spricht man, wenn beim dem Ausgleich von plötzlich erhöhter Nachfrage bei nicht ausreichendem Angebot schnell mehr Strom in die Netze eingespeist wird (bzw. Stromverbraucher abgeschaltet werden). Negative Regelenergie hingegen bezeichnet den Vorgang, wenn Strom aus dem Netz genommen werden muss (bzw. Stromverbraucher, in der Regel Speicher, zugeschaltet werden). Diese Angleichung ist notwendig, wenn zeitgleich ein erhöhtes Angebot und eine schwache Nachfrage herrschen.

Äquivalent zur Direktvermarktung ist für die Teilnahme am Regelenergiemarkt ein Zwischenhändler oder Dienstleister aus den bereits in Kap. 3.5.5.2 genannten Gründen erforderlich. Bezogen auf den Regelleistungsmarkt können die dort vorherrschenden Anforderungen – Mindestangebotsgröße, Abrufzeiten, Zuverlässig-

keitsanforderungen – durch den Aggregator eher erfüllt werden, was im Gegensatz dazu einzelne dezentrale Anlagenbetreiber nicht realisierbar wäre.

Der Aggregator übernimmt in seiner Eigenschaft als Bündler das Pooling der einzelnen Flexibilitäten auf Erzeuger- und/oder Verbraucherseite und bietet diese am Regelenergiemarkt an. Allein für die Vorhaltung negativer und/oder positiver Regelleistung erhalten die Teilnehmer eine Bereitschaftsvergütung, den Leistungspreis (€/MW). Wird die Leistung tatsächlich in Anspruch genommen, bekommen die Akteure zusätzlich eine Vergütung für den Abruf der Leistung, den Arbeitspreis (€/MWh).

Modellregionen übergreifend wurden vornehmlich Kapazitäten für die positive und negative Minutenreserve auch mit Blick auf die Sekundärregelleistung vermarktet. Eine Vermarktung in Richtung Primärregelleistung wurde in den Modellregionen auf Grund der derzeitigen Gestaltung des Marktes nicht angestrebt. Bei veränderter Marktlage könnte die Option allerdings zukünftig für einige Modellregionen eine Rolle spielen. Hierzu kommt es insbesondere auf die rasche Bereitstellung der ersten Megawattstunde pro Regelzone innerhalb von 30 Sekunden an. Dies stellt besondere Herausforderungen an die Zuverlässigkeit der IKT und an das Portfolio des Aggregators.

Die aktuellen Rahmenbedingungen sind in Tab. 16 noch einmal aufgeschlüsselt nach der jeweiligen Regelleistungsart wiedergegeben.

Tab. 16 Aktuelle Rahmenbedingungen der einzelnen Regelleistungsarten

Quelle: Eigene Darstellung B.A.U.M., Daten von regelleistung.net

	MRL	SRL	PRL
Ausschreibungszeitraum	täglich	wöchentlich	wöchentlich
Ausschreibungsgebiet	Regelzonenübergreifende Ausschreibung des gesamten Bedarfs, Kernanteil nur nach Zustimmung durch die BNetzA zulässig	Regelzonenübergreifende Ausschreibung des gesamten Bedarfs	Regelzonenübergreifende Ausschreibung des gesamten Bedarfs
Produkte	POS/NEG MRL 6 Zeitscheiben über eine Dauer von 4 Stunden	POS/NEG MRL 2 Zeitscheiben HT: Mo bis Fr 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr NT: Mo bis Fr 00:00 bis 08:00 Uhr und 20:00 bis 24:00 Uhr Sa, So, Feiertage 00:00 Uhr bis 24:00 Uhr	POS/NEG PRL Keine Zeitscheiben vorgesehen
Mindestangebotsgröße	5 MW	5 MW Eine Einkürzung der Mindestloßgröße auf 1 MW ist zulässig	1 MW
Angebotspooling	Innerhalb der Regelzone möglich Regelzonenübergreifendes Pooling nur zur Errei-	Innerhalb der Regelzone möglich Regelzonenübergreifendes Pooling nur zur Errei-	Innerhalb der Regelzone möglich,

	chung der Mindestangebotsgröße erlaubt	chung der Mindestangebotsgröße erlaubt	
Blockangebote	Kennzeichnung von Angeboten als unteilbar bis max. 25 MW	x	x
Aktivierung	Telefonisch Automatisierter Abruf von MRL durch MOLS ab 03.07.12	Telefonisch Automatisch über übertragungsnetzbetreibereigene Fernwirkverbindung	Automatisch und dezentral in den Anlagen der Anbieter
Besicherung	Darf über präqualifizierte technische Einheiten in der gleichen Regelzone gelegene Anlagen Dritter erfolgen	Darf über präqualifizierte technische Einheiten in der gleichen Regelzone gelegene Anlagen Dritter erfolgen	Darf über präqualifizierte technische Einheiten in der gleichen Regelzone gelegene Anlagen Dritter erfolgen

3.5.5.4 Ergebnisse und Effekte

Nachfolgend werden zuerst die durch die Funktion der Aggregation erzielten Handlungsergebnisse und Erkenntnisse aus den Modellregionen ausführlich dargestellt. Des Weiteren sind die daraus resultierenden qualifizierbaren Dienstleistungen eines Aggregators tabellarisch veranschaulicht. Abschließend erfolgt eine Betrachtung der Effekte in Bezugnahme auf heutige aktuelle Marktgegebenheiten.

Wie bereits in Kap. 3.4.3 eingehend dargelegt, konzentrierte sich das Konsortium in der Modellregion Harz auf die Direktvermarktung von EE-Anlagen über das Marktprämienmodell. Die erzielten Ergebnisse basieren dabei vornehmlich auf umfangreichen techno-ökonomischen Simulationen und Analysen. Darüber hinaus konnten praktische Erfahrungen aus der Direktvermarktung einer existierenden Biogasanlage im Landkreis Harz gewonnen werden. Die erzielten Ergebnisse und Erkenntnisse bei der Direktvermarktung an Großhandelsmärkten können zur Vermeidung von Redundanzen dem Kap. 3.4.3 entnommen werden.

Ergebnisse RegModHarz

Bei eTelligence standen zwei wesentliche Ziele für den Feldtest des Virtuellen Kraftwerks im Vordergrund. Zum einen galt es einen optimalen Fahrplan für die steuerbaren Anlagen (Kühlhäuser) für eine vorzugsweise günstige Strombeschaffung zu erzeugen. Zum anderen sollten mit den steuerbaren Anlagen die Prognosefehler der erneuerbaren Energien reduziert werden. Die Ergebnisse aus der Einbindung der gewerblichen steuerbaren Verbraucher (Kühlhäuser) können aus dem Kap. 3.3.2 extrahiert werden. Nachfolgend sind deshalb nur die Ergebnisse der Reduzierung der Prognosefehler der steuerbaren Anlagen angeführt. Die Resultate der Direktvermarktung der KWK-Anlagen über den eTelligence Marktplatz wurden bereits in Kap. 3.4.3 dargestellt.

Ergebnisse eTelligence

Für die Bewertung der Reduktion der Prognosefehler der EE-Anlagen kamen nur die Zeiträume in Betracht, in denen steuerbare und nicht steuerbare Anlagen gemeinsam im virtuellen Kraftwerk betrieben wurden. Wegen verschiedener Lernprozesse und Einstellungsprozedere zu Beginn der Feldphase wurde die Auswertung der erzielten Ergebnisse in drei Szenarien unterteilt:

- Szenario 1: 11.03.2011 bis 31.03.2011

- Szenario 2: 11.03.2011 bis 31.03.2011 (Ignorierung der Zeiträume mit deaktivierter Steuerung)
- Szenario 3: 11.03.2011 bis 31.03.2011 (Ignorierung der Zeiträume mit deaktivierter Steuerung und ungenauen Laststufen)

Tab. 17 MAE und Ausgleichsenergien von fluktuierenden Erzeugern und VK Modellregion eTelligence

Quelle: eTelligence, 2013

Szenario	MAE Windpark + PV-Anlage	MAE Virtuelles Kraftwerk
Szenario 1	47 kW	81 kW
Szenario 2	77 kW	68 kW
Szenario 3	95 kW	64 kW
Szenario	Ausgleichsenergie Windpark + PV-Anlage	Ausgleichsenergie Virtuelles Kraftwerk
Szenario 1	21.800 kWh	38.200 kWh
Szenario 2	10.700 kWh	9.500 kWh
Szenario 3	6.700 kWh	4.500 kWh

Wie aus Tab. 17 ersichtlich, sind für alle Szenarien die mittlere Fahrplanabweichung MAE (Mean Absolute Error) des Virtuellen Kraftwerkes als auch für die fluktuierenden Erzeuger errechnet worden. In Szenario 3 wird durch Nicht-Beachtung der Zeiträume mit deaktivierter Steuerung und ungenauen Laststufen die deutlichste Verbesserung von einem Drittel erzielt.

Parallelisiert man die Ergebnisse der mittleren Fahrplanabweichung mit den Werten für die Ausgleichsenergie, vermitteln diese eine ähnliche Impression. Im Szenario 3 konnte die Ausgleichsenergie durch den koordinierten Betrieb des Virtuellen Kraftwerks von 6.700 kWh auf 4.500 kWh reduziert werden.

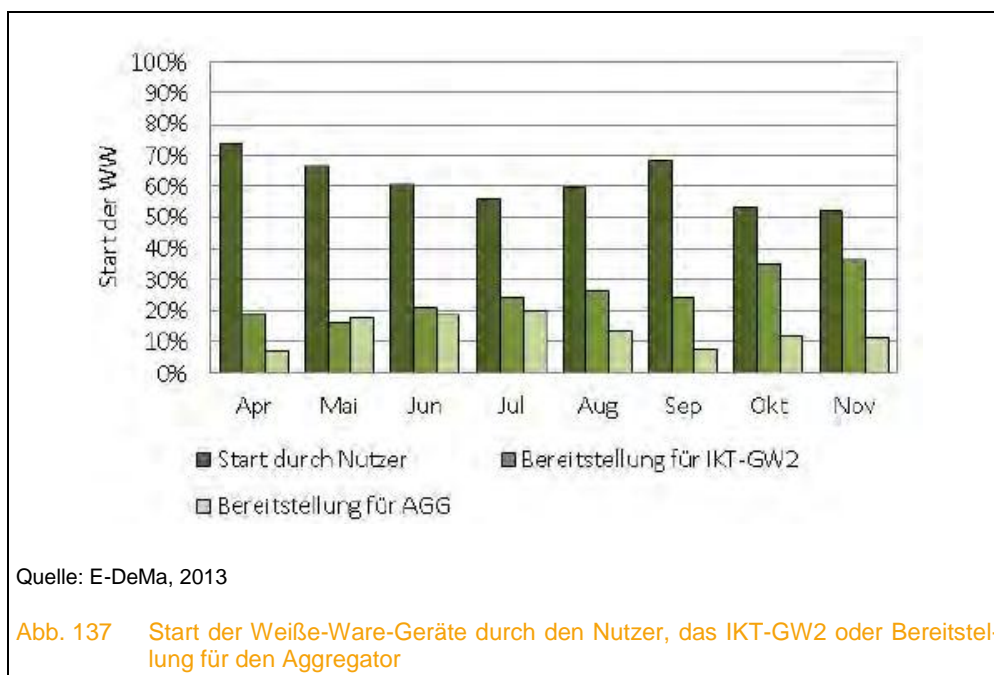
Während der Projektphase konnten die Ergebnisse für die Ausgleichsenergie in einem zweiten Feldtest verifiziert werden. Der kontinuierliche Betrieb im zweiten Feldtest über mehrere Monate lieferte Ausgleichsenergieeinsparungen durch das Virtuelle Kraftwerk in einer Spanne von 10,9 Prozent bis 14,8 Prozent (eTelligence, 2013).

Gemäß der grundlegenden Ausrichtung des Forschungsprojekts E-DeMa waren die vom Konsortium entwickelten Musterprodukte ausschließlich an Haushaltskunden adressiert. In Bezug auf das Aggregator Geschäftsmodell sind nur die Musterprodukte für IKT-GW2 Kunden E-DeMa.Flex und E-DeMa.Komplex relevant. Nur diese beiden Kundengruppen hatten die Möglichkeit, ihre Weiße Ware-Geräte dem Aggregator bereit zu stellen, damit dieser die Geräte zu einer von ihm bestimmten Uhrzeit starten konnte. Die Nutzer signalisierten durch die Aktivierung der Smart-Start Funktion der Weißen Ware die Bereitstellung einer positiven Leistungsflexibi-

Ergebnisse E-DeMa

lität. Zusätzlich musste eine späteste Endzeit der Bereitstellung bestimmt werden und der gesamte Zeitraum von 9 Uhr bis 18 Uhr zur Erhaltung der Leistungsflexibilitätsprämie abgedeckt sein (E-DeMa, 2013). Eine genauere Definition dieser beiden Musterprodukte kann dem Kap. 3.3.1.2.4 entnommen werden.

Abb. 137 zeigt die relativen Anteile der Nutzung der Weiße-Ware-Geräte aufgliedert in drei Kategorien – Start durch Nutzer, Bereitstellung für IKT-GW2, Bereitstellung für Aggregator (AGG) – für den Zeitraum April bis November. Die Resultate dieser Analyse wurden bereits in Kap. 3.3.1.2.4 behandelt, werden jedoch nachstehend noch einmal mit verändertem Fokus auf die Funktion des Aggregators beurteilt.



Auffällig ist, dass dem Aggregator die Weiße Ware-Geräte seltener zur Ansteuerung bereitgestellt wurden als vergleichsweise der automatisierten Tarifsteuerung des IKT-Gateway 2²⁰. Der höchste Wert der Bereitstellung für den Aggregator wurde im Juli mit 20 Prozent erzielt. Bis dahin nahm die Bereitschaft zur Bereitstellung nach einem verhaltenen Start, auf Grund technischer Unstimmigkeiten, beharrlich zu. Ab August nahm das Interesse merkbar ab und pendelte sich bei einem relativen Anteil von 10 Prozent ein (E-DeMa, 2013).

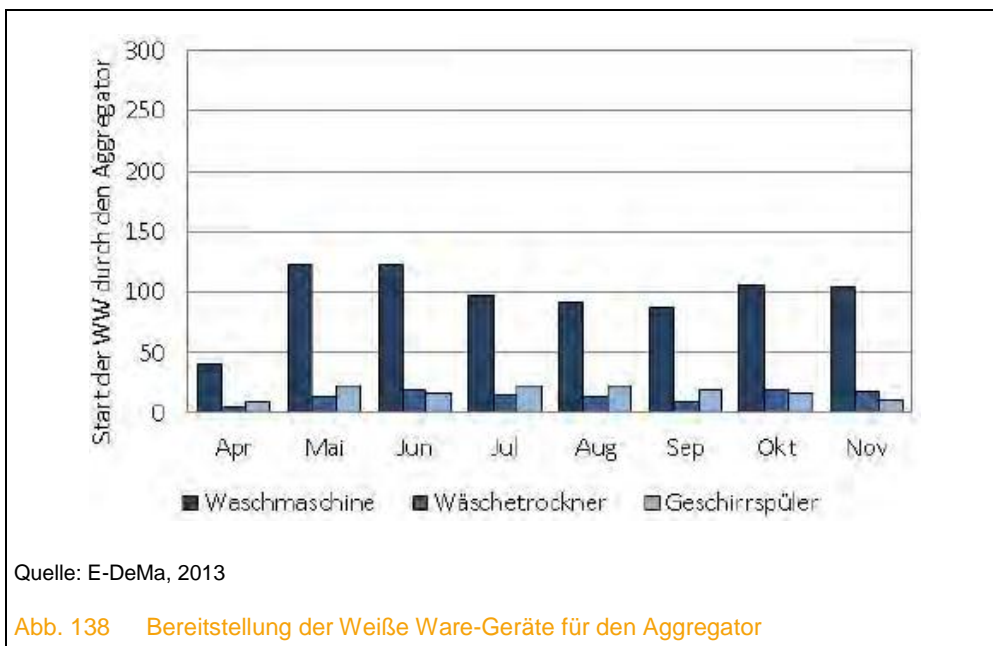
Des Weiteren wurde untersucht, welches Weiße Ware-Gerät in Verbindung mit den bereits genannten Musterprodukten vorzugsweise dem Aggregator zur positiven Leistungsflexibilisierung bereitgestellt wurde. In Abb. 138 sind für die Weiße Ware-Geräte Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler die Anzahl der durch den Aggregator eingeleiteten Startzeitpunkte im Zeitraum von April bis November

²⁰ Weitere Ausführungen und Erklärungsansätze hierzu in Kap. 3.3.1.3.

dargestellt. Während des Feldversuches wurden 107 Waschmaschinen, 86 Wäschetrockner und 21 Geschirrspüler eingesetzt.

Kongruent zur Abb. 137 lassen sich auch Startschwierigkeiten zu Beginn des Feldtests im April erkennen. Diese wurden, wie bereits erwähnt, durch technische Unstimmigkeiten verursacht, welche aber zeitnah behoben werden konnten. Unter Berücksichtigung dieses Fakts ist die Anzahl an Bereitstellungen für den Aggregator während des Feldversuchs relativ konstant. Dies belegen auch die Zahlen. Pro Monat wurden dem Aggregator ca. 100 Waschmaschinen bzw. 15 Wäschetrockner und Geschirrspüler pro Monat dem Aggregator bereitgestellt.

Wie aus Abb. 138 weiter klar hervorgeht, sind Waschmaschinen auf Grund ihrer großen zeitlichen Variabilität in ihrer Betriebsweise am besten für die Bereitstellung von positiver Leistungsflexibilität geeignet. An zweiter Position folgen die Geschirrspüler. Allerdings sind die Geschirrspüler nach Ansicht des Konsortiums besser für die Tarifoptimierung geeignet, was an der vorgeschriebenen Bereitstellungszeit (09:00 - 18:00 Uhr) des Aggregators liegt. Die geringste Anzahl an Bereitstellungen war für die Wäschetrockner zu verzeichnen. Dies führt zu dem Schluss, dass Wäschetrockner, wiederum wegen der Bereitstellungszeit, kaum für Pooling Maßnahmen geeignet sind. Generell ist eine möglichst ausgedehnte Bereitstellungszeit wesentlich, damit der Aggregator ausreichende Spielräume zur Vermarktung nutzen kann.



Weitere Auswertungen der in der Feldphase des Projektes gesammelten Daten ergaben, dass insgesamt 61 Prozent der Kunden mit E-DeMa.Flex und E-DeMa.Komplex Tarifen ihre Weiße Ware-Geräte dem Aggregator mindestens einmal für einen automatisierten Start zur Verfügung stellten (E-DeMa, E-DeMa_01, 2013).

In Zusammenhang mit den für die Funktion des Aggregators relevanten Musterprodukten konnten ferner Erkenntnisse in Bezug auf das verwendete Aggregator-

Leitsystem aus den gewonnenen Daten der Feldphase abstrahiert werden (siehe Tab. 18).

Tab. 18 Erkenntnisse in Bezug auf das Aggregator-Leitsystem

Quelle: E-DeMa, 2013

Erzeuger	Erkenntnisse
Weißer Ware-Geräte und KWK-Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Verfügbarkeit und Funktionszuverlässigkeit des Leitsystems und des Leitstellensystems entlang des Versuchsfahrplans • Anfängliche Probleme bei der Ansteuerung der KWK-Anlagen konnten zeitnah behoben werden • Im weiteren Verlauf zuverlässige und ausfallfreie Ansteuerung der KWK-Anlagen • Verhalten der lokalen Steuerung der KWK-Anlagen problematisch für einen möglichen massenweisen Einsatz – bspw. Resultieren aus der hohen Gleichzeitigkeit der Einspeisung Netzrestriktionen

Das Leitsystem ist verantwortlich für die Ansteuerung der intelligenten Weißer Ware-Geräte und den bei den Teilnehmern installierten KWK-Anlagen. Das Hauptaugenmerk während des Feldversuchs lag auf der Ermittlung von technischen Restriktionen etc., die für ein Leitsystem bei solch einem umfangreichen Versuchsaufbau zu erwarten waren. Aus diesem Grund wurde das Aggregator-Geschäftsmodell in einer Umwelt erprobt, in der regelmäßig nicht vom Vorliegen eines Netzengpasses auszugehen ist. Flexibilitätsabrufe, welche durch das Leitsystem umgesetzt werden sollten, wurden deshalb bereits ex ante formuliert und für die Dauer des Feldtests eingespielt (E-DeMa, 2013).

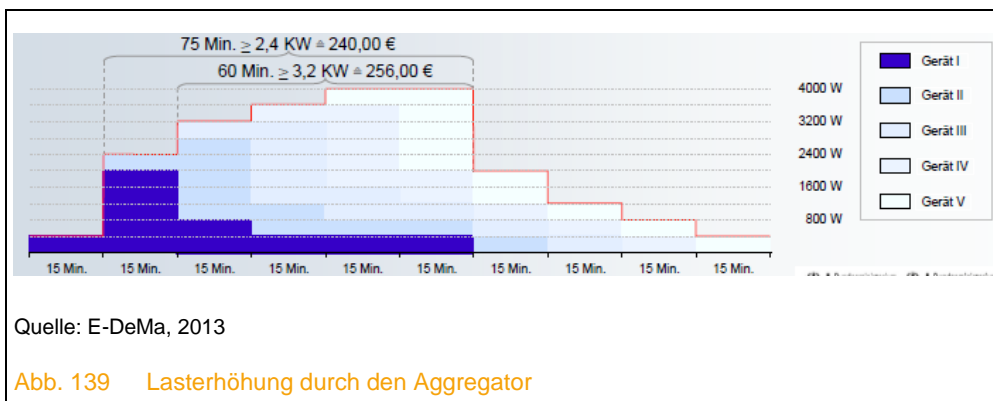
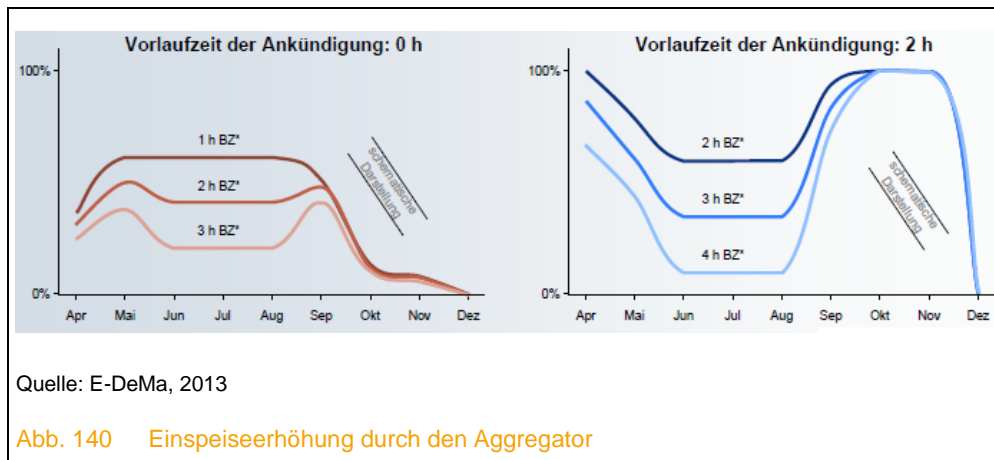


Abb. 139 Lasterhöhung durch den Aggregator

In der Abbildung zeigt E-DeMa in einem B2B-Anwendungsfall, wie durch das zeitversetzte Zuschalten der positiven Leistungsflexibilität von Waschmaschinen und Geschirrspülern garantierte positive Leistungsflexibilitäten für z. B. 20 €/kW und Viertelstunde an den Verteilnetzbetreiber zur Kompensation von dezentralen Einspeisespitzen verkaufte werden können.



In der Abbildung zeigt E-DeMa, dass die Bündelung von dezentralen statistisch und jahreszeitlich abhängig vorhandenen Einspeisepotenzialen aus mikro-BHKWen dem Aggregator den Verkauf garantierter negativer Leistungsflexibilitäten für z. B. 10 €/kW und Viertelstunde in den Monaten März bis Oktober ermöglicht. Durch den Vorlauf von z. B. 2 h und eine kurze Betriebszeit (BZ) kann das Zuschaltpotenzial erheblich gesteigert werden.

Der Fokus in der Modellregion MeRegio lag während des Feldtests im Test von Preissensitivitäten der Kunden durch die Aussendung von Preissignalen. Ziel war die Schaffung von Flexibilität auf der Verbraucherseite begründet, durch die zukünftig deutlich höheren Schwankungen auf der Erzeugerseite, die wiederum wegen des dezentralen Ausbaus der erneuerbaren Energien zu erwarten sind. Die auf Verbraucherseite erreichten Flexibilitäten können aggregiert werden und markt- und/oder-netzseitigen Zwecken dienen.

Ergebnisse MeRegio

Nachdem diese Zieldefinition eindeutig in den Bereich des Verbrauchsmanagements unter Kap. 3.3 fällt und dort bereits ausführlich dargestellt wurde, wird zur Vermeidung von Redundanzen auf eine ausführliche Darstellung verzichtet. Prinzipiell dienen die in MeRegio erzielten Ergebnisse der Aggregation ausschließlich der Erhöhung der Transparenz (Abstimmung von Angebot und Nachfrage) und der Systemstabilität im Niederspannungsbereich des VNB. Der Demand Side Manager (DSM) betreibt eine aktive Verbrauchsregelung auf der Kundenseite. Dazu ist er im Besitz von Steuerrechten, welche er zuvor am MeRegio Marktplatz eingekauft hat. Diese kann er nun beispielsweise zu einem Regelenergieprodukt bündeln. Allerdings wurden im Rahmen des Pilotversuchs diese Anforderungen nicht umgesetzt, da keine ausreichende Anzahl von steuerwilligen dezentralen Energieanlagenbetreibern in den Feldversuch involviert war.

Ferner konnte keine IKT-rechtliche Bewertung des DSM-Modells in der Modellregion durchgeführt werden, da die gesetzlichen und regulatorischen Vorfragen nach der Rollenzuordnung des DSM, den Prozessen und Datenformaten für die Marktkommunikation und der notwendigen Sicherung des (informationellen) Unbundling zu diesem Zeitpunkt nicht geklärt waren.

Innerhalb des Arbeitspakets 644 „Weiterentwicklung und Implementierung des Basismodells und Durchführung von Marktsimulationen“ wurden insbesondere das

Haushaltskundenmodell sowie die Konfiguration und Simulation eines regionalen Marktes mit einem Broker/Aggregator beschrieben. In der durchgeführten Simulation konnte gezeigt werden, dass die Interaktion zwischen den Haushaltskundenmodellen und dem Aggregator funktionierten und diese auf die Preisänderungen der Tarife, die durch den Aggregator publiziert wurden, reagierten. Ein weiteres Ergebnis der Simulation war, dass durch eine wachsende Anzahl von Haushaltskunden die durchschnittlichen Erlöse pro Simulationslauf bzw. Handelsperiode für den Aggregator sanken. Das Konsortium führte dies auf eine durch die Anzahl gestiegene Marktmacht der Kunden gegenüber dem Aggregator sowie auf bessere Einkaufsbedingungen für den Aggregator auf dem nationalen Energiemarkt zurück (MeRegio, 2012).

Gleichbedeutend wie in der Modellregion MeRegio lag die Perspektive in der Modellstadt Mannheim in Zusammenhang mit der Funktion der Aggregation auf der Beeinflussung in der Flexibilisierung von Lasten auf Verbraucherseite. Deshalb wird auch an dieser Stelle auf eine ausführliche Darstellung der Ergebnisse verzichtet, da diese bereits in Kap. 3.3.1.2.4 erfolgte. Für den Betrieb eines sinnvollen und gewährleisteten Lastmanagements im Bereich von Demand Response Systemen zur Integration erneuerbarer Energiequellen und den damit einhergehenden Handelsaktivitäten auf dem Strommarkt ist prinzipiell eine intelligente, dezentrale Steuerung im thermischen Kälte- und Wärmebereich notwendig. Durch die Pooling Funktion der Aggregation kann eine Vielzahl von Verbrauchseinrichtungen gemeinsam gesteuert werden. Sie schalten je nach Bedarf der Regelleistung selbständig in dem Maße nacheinander, dass das gleichzeitig verfügbare Verlagerungspotenzial vom Betrag her sinkt, jedoch durch die zeitliche Versetzung der Schaltung die über alle Verbrauchseinrichtungen betrachtete Verlagerungsdauer zunimmt. Daraus ergibt sich eine sehr variable Anpassung an die Energieerzeugung durch Lastmanagementmaßnahmen (moma, 2013).

Aus den in den Modellregionen erzielten Ergebnissen lassen sich verschiedenste qualifizierbare Dienstleistungen für die neue Marktfunktion des Aggregators ableiten. Tab. 19 bietet einen strukturierten Überblick über die qualifizierbaren Dienstleistungen, gegliedert nach verschiedenen Perspektiven. Tendenziell können Firmen und/oder Unternehmen die Aggregator-Leistungen im Sinne eines virtuellen Kraftwerkes anbieten, im gleichen Zug auch Demand-Response Maßnahmen in ihr Dienstleistungsportfolio mit aufnehmen oder zumindest diese Möglichkeit als zukünftiges Geschäftsfeld in Betracht ziehen. Selbiges gilt natürlich auch in umgekehrter Reihenfolge.

Die Ergebnisse und Erfahrungen aus den Feldphasen der Modellregionen zeigen, wie die Aggregation bereits heute sinnvoll markt- und netzseitig appliziert werden kann. In Analogie mit anderen Ländern ist in Deutschland das Geschäftsmodell der Aggregation allerdings nur im geringen Umfang umgesetzt. Die nachstehenden Ausführungen zeigen eine Auswahl an Gründen, welche die nur sehr langsame Entwicklung in diesem Bereich zu erklären versuchen. Diese können ggf. durch weitere Fragestellungen komplettiert werden. Im Vordergrund stand die Vermarktung von aggregierten Verbrauchsflexibilitäten, da die Vermarktung von aggregierten Erzeugungsleistungen im Moment grundsätzlich finanziell profitabler ist.

Ergebnisse moma

Qualifizierbare Dienstleistungen eines Aggregators

Tab. 19 Qualifizierbare Dienstleistungen eines Aggregators

Quelle: B.A.U.M., 2013

Perspektive	Qualifizierbare Dienstleistung
Technisch	<ul style="list-style-type: none"> • Urbarmachung bzw. Hebung der vermarktungsfähigen Flexibilität von elektrischen Erzeugern, Speichern, Verbrauchern • Anbindung der Anlagen an das System • Modulares System (Client-Server-System) basierend auf offener Standardreihe IEC 61850 • Systemsicherheit über verschlüsselte Kommunikationstechnik • Systemstabilität durch störungsfreien Betrieb • Kompatibilität und Interoperabilität durch Verwendung offener Standards zu anderen Systemen • Leitsystem zur Schaltung der Anlagen
Wirtschaftlich	<ul style="list-style-type: none"> • Erfüllung der Anforderungen der verschiedenen Energiemärkte • Alternative Vermarktungsmöglichkeiten zur konventionellen EEG-Vergütung • Handelssystem • Vertragsmanagement • Abrechnungsmanagement • Bedarfsgerechter, intelligenter, optimierter Betrieb der Anlagen durch Prognosen und Fahrpläne
Volkswirtschaftlich	<ul style="list-style-type: none"> • Beitrag zur Netzstabilität durch <ul style="list-style-type: none"> ○ Ausgleich Bilanzkreisungleichgewichte ○ Glättung der Residuallast ○ Auflösung von Engpässen im Stromnetz ○ Vermeidung des Netzausbaus ○ Effiziente und ökonomisch vorteilhafte Integration der erneuerbaren Energien

Am Regelleistungsmarkt wurden erst in den letzten Jahren die Markteintrittsbarrieren gesenkt, sodass auch aggregierte Angebote leichter am Markt platziert werden können (siehe Tab. 16). Im Vergleich zu den USA steckt die Aggregation von Lasten noch in ihren Anfängen, obwohl das Prinzip in der deutschen Industrie seit Jahrzehnten eingesetzt wird. In den USA ist die Anzahl der Dienstleister, die dort Demand Response Systeme anbieten, von 126 im Jahr 2006 auf 274 im Jahr 2008 angestiegen. Die aggregierte Leistung entsprach damals 5,8 Prozent der Spitzenlast in den USA. Ebenso nimmt seit 2003 die von Dienstleistern am Markt platzierte gebündelte Leistung kontinuierlich zu, während die von Energieversorgungsunternehmen gehandelte Leistung abnimmt (FfE, 2010).

In den Modellregionen lag der Fokus bei der Vermarktung von gepoolter Leistung vorwiegend wegen der geringsten Anforderungen (siehe Abb. 141) auf dem Minutenreservemarkt. Populäre Thesen in diesem Zusammenhang sind:

- Der volatil erzeugte Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen führt zu einem Mehrbedarf an Regelenergie bzw. Regelleistung.
- Durch die Energiewende und der damit implizierten Verdrängung konventioneller Kraftwerke sinkt der Gesamtbetrag der zur Verfügung stehenden Regelenergie bzw. Regelleistung.

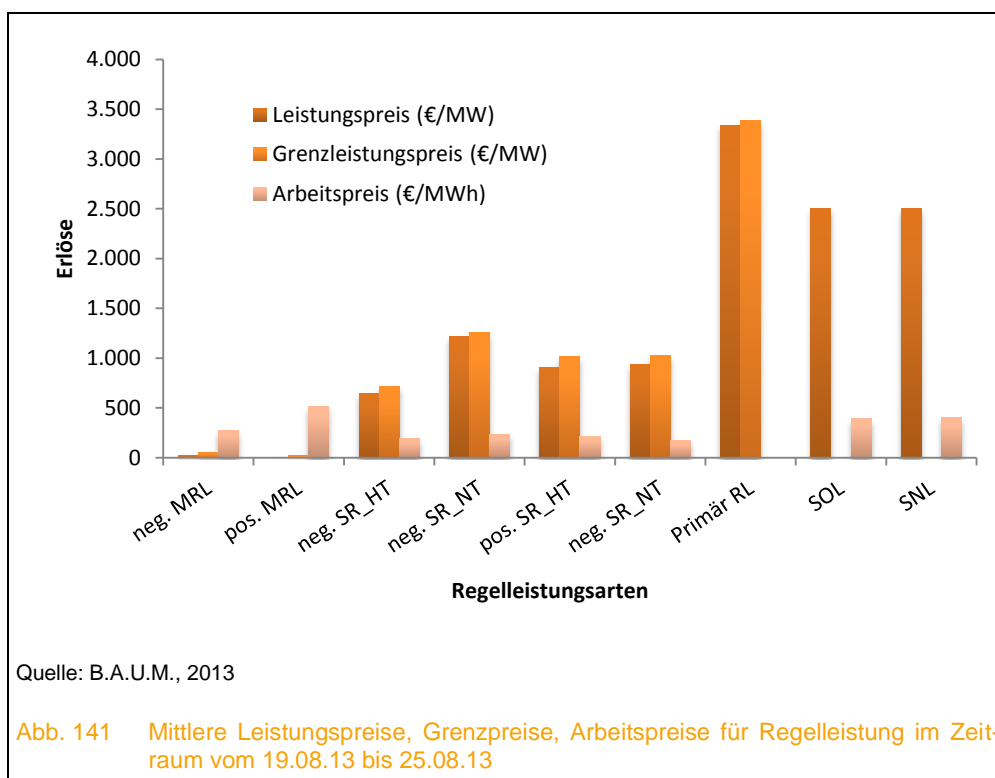
Senkung der Markteintrittsbarrieren am Regelleistungsmarkt

Analysen²¹ der Clean Energy Sourcing GmbH zeichnen jedoch ein anderes Bild. Im Betrachtungszeitraum (2010 bis 2013) der positiven Minutenreserveleistung ist der Bedarf regelmäßig um 50 Prozent bis 100 Prozent durch die Angebotsseite überdeckt. Dabei sind Schwankungen des Angebotsvolumens in Abhängigkeit der ausgeschriebenen Zeitscheibe und des Wochentags zu verzeichnen. Bei der negativen Minutenreserve ist ebenfalls keine Engpasssituation gegeben. Allerdings sind die kurzfristigen Angebotsschwankungen deutlich größer als bei der positiven Minutenreserve. Die Ergebnisse führen zu der Konklusion, dass der Bedarf an Reserveleistung im Betrachtungszeitraum nicht gestiegen ist und die Angebotsseite durchaus in der Lage ist, trotz steigender volatiler Erzeugung die geforderte Liquidität zu leisten (Clean Energy Sourcing GmbH, 2013).

Angebotsseite ist in der Lage, trotz steigender volatiler Erzeugung die geforderte Liquidität zu leisten.

Eine weitere Entwicklung im Minutenreservemarkt verdeutlicht Abb. 141. Dort sind für die verschiedenen Regelleistungsarten die Erlöse aus dem Leistungspreis, Grenzleistungspreis und Arbeitspreis veranschaulicht. Für die Primärregelleistung wird nur ein Leistungspreis veranschlagt. Bei den abschaltbaren Lasten im Rahmen der AbLaV ist kein Grenzleistungspreis angegeben, da der Leistungspreis innerhalb der Verordnung fixiert ist.

Der Leistungspreis am Minutenreservemarkt fällt im Vergleich zu den anderen Regelleistungsmärkten deutlich ab und beträgt häufig 0 €/MW.



Folgende Abkürzungen sind für das bessere Verständnis der Übersicht aus Abb. 141 relevant:

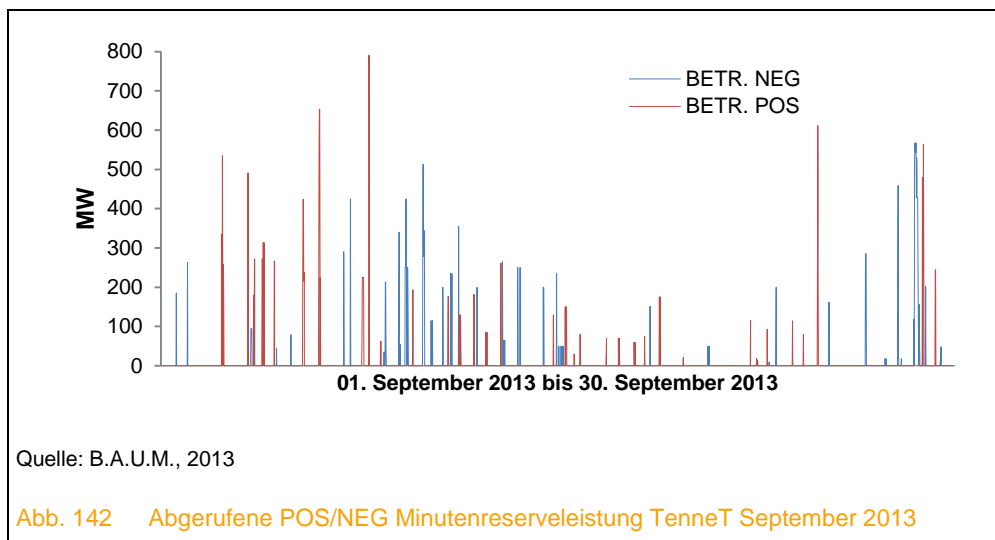
²¹ Die Analysen der Clean Energy Sourcing GmbH beruhen auf eigenen Auswertungen der veröffentlichten Daten der Internetplattform regelleistung.net.

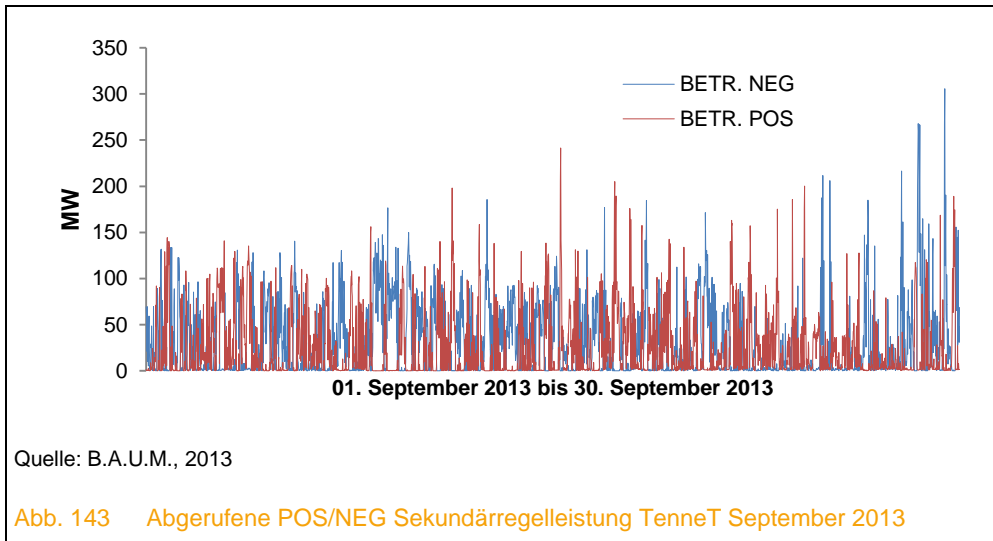
- neg. MRL: Negative Minutenreserveleistung
- pos. MRL: Positive Minutenreserveleistung
- neg. SR_HT: Negative Sekundärregelleistung Hauptzeit
- neg. SR_NT: Negative Sekundärregelleistung Nebenzeit
- pos. SR_HT: Positive Sekundärregelleistung Hauptzeit
- pos. SR_NT: Positive Sekundärregelleistung Nebenzeit
- primär RL: Primärregelleistung
- SOL: Sofort abschaltbare Lasten
- SNL: Schnell abschaltbare Lasten

Trotz des sehr kurzen Auswertungszeitraums wird deutlich, dass sich für die Bereitstellung (Leistungspreis) von Minutenreserveleistung in Gegenüberstellung der anderen Regelleistungsarten deutlich die geringsten Erlöse am Markt erzielen lassen. In einem längeren Betrachtungszeitraum beträgt der Leistungspreis für die pos. MRL häufig sogar 0 €/MW (Clean Energy Sourcing GmbH, 2013).

Hinzu kommt, dass bei der Minutenreserveleistung geringere Abrufzahlen zu verzeichnen sind als beispielsweise bei der Sekundärregelleistung. Abb. 142 zeigt die tatsächlich abgerufene positive (rot) und negative (blau) Minutenreserveleistung in der Regelzone von Tennet für den Monat September 2013. Die tatsächlich abgerufene positive (rot) und negative (blau) Sekundärregelleistung in der Regelzone ist der Abb. 143 zu entnehmen.

Die Frequenz der tatsächlichen Abrufe für die Sekundärregelleistung ist um ein vielfaches höher als bei der Minutenreserveleistung.





Quelle: B.A.U.M., 2013

Abb. 143 Abgerufene POS/NEG Sekundärregelleistung TenneT September 2013

Vergleicht man die beiden Abbildungen miteinander, so ist klar erkennbar, dass die Sekundärregelleistung, negative wie positive, eindeutig massiv öfter in Anspruch genommen wird als die Minutenreserveleistung. Zwar ist bei der Minutenreserve im Betrachtungszeitraum ein höherer Arbeitspreis gegeben (siehe auch Abb. 141), allerdings ist die Frequenz der Abrufe zu gering, um den erheblich kleineren Leistungspreis für die Bereitstellung gegenüber den anderen Regelleistungsarten zu egalisieren. Ferner ist davon auszugehen, dass die genannten Entwicklungen am MRL-Markt nicht kurzfristig oder rückläufig, sondern von längerfristiger Dauer sind.

Zusätzlich zu den Regelleistungsmärkten ist es seit dem 28.12.2012 möglich im Rahmen der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) Lasten neben den bereits genannten Märkten über die Internetplattform regelleistung.net für das Übertragungsnetz zu vermarkten.

Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)

Vorteil dieser Vermarktungsoption sind der in der Verordnung fixierte Leistungspreis sowie fixierte Spannen für den Arbeitspreis. Voraussetzung für den Einsatz ist, dass Lasten eine Leistung von mindestens 50 MW erreichen und Schaltungen schnell, d.h. innerhalb von 15 Minuten, oder sofort, d.h. innerhalb von Sekunden, durchgeführt werden können (dena, 2012). Die Mindestangebotsmenge kann dabei auch durch die die Funktion der Aggregation erreicht werden.

Aktuell (Stand November 2013) existierten laut der Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber ein Rahmenvertrag für sofort abschaltbare Lasten und vier Rahmenverträge für schnell abschaltbare Lasten. Die geringe Anzahl der Rahmenverträge begründet sich in den sehr hohen technischen und zeitlichen Anforderungen, denen die Lasten unterworfen sein müssen. Es ist deshalb fraglich inwiefern die Anforderungen tatsächlich über die Aggregation bewerkstelligt werden können.

Einen weiteren Aspekt stellen die Kosten für die Hebung und Vermarktung der Flexibilitätspotenziale, z. B. in Haushalten dar, zwar ist von einem erheblichen Potenzial von aggregierbaren Flexibilitäten in diesen Sektor auszugehen, jedoch ist der Aufwand zur wirtschaftlichen Vermarktung im Moment noch zu hoch, um eine adäquate Kosten-Nutzen-Bilanz erreichen zu können.

Ebenso verhält es sich, wenn Aggregatoren Preisschwankungen am Spotmarkt der Strombörse zu Gewinnerzielungsabsichten ausnutzen. Das Erlösniveau, acht bis 27 € pro Tag und MW, ist für viele Prozesse zu gering, um den Aufwand für eine Vermarktung zu refinanzieren. Die Deutsche Energie-Agentur GmbH, kurz dena, geht allerdings davon aus, dass mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien die Preisschwankungen auf dem Strommarkt zukünftig zunehmen werden und somit auch höhere Erlöse generiert werden (dena, 2012).

Preisschwankungen am Spotmarkt refinanzieren noch nicht die Vermarktungskosten.

Die Weichen für die Funktion der Aggregation wurden in Grundzügen vom Gesetzgeber und auch von den Energiemärkten gestellt. Zudem ist davon auszugehen, dass der Bedarf an aggregierten Flexibilitäten, für Verbraucher als auch für Erzeuger, noch stärker an Bedeutung für die Energiewirtschaft gewinnen wird. Diese übergeordneten Faktoren lancieren die Funktion der Aggregation und machen sie trotz der momentanen Restriktionen zu einem wichtigen Bestandteil des Smart Grids.

3.6 Informationsplattformen und Marktplätze

Schon bei der Ausschreibung der Förderinitiative E-Energy war klar: Bidirektionale Kommunikationsstrukturen, die Schaffung von Marktplätzen, auf denen die neuen und alten Akteure in der Energiewirtschaft gleichermaßen interagieren können, können zu zentralen Bausteinen für smarte Energiesysteme werden. So setzten alle Modellregionen unterschiedliche Ausprägungen dieser neuen Marktplätze in ihren Forschungs- und Demonstrationsprojekten um und zeigten, auf welche Weisen Marktplätze für Energie funktionieren können und welchen konkreten Beitrag sie leisten können.

Aus der Leitidee eines „Internet der Energie“ heraus wurde erforscht, wie die gemeinsame Nutzung von Informationen für verschiedene Funktionalitäten (Netz, Markt, Abrechnung etc.) über Plattformlösungen organisiert werden kann²².

Aus der Perspektive der IT-Architektur entstanden in allen Modellregionen Marktplätze in Dreischichten-Modellen:

- Energieebene: Anschluss der am Energiesystem beteiligten Komponenten (Erzeugungsanlagen, Verbraucher, Speicher etc.),
- Informationsebene: Verarbeitung der Daten,
- Geschäftsebene: Aufbereitung der Informationen zu Services.

Dieser Aufbau wird am Beispiel von SmartWatts in Abb. 144 verdeutlicht.

Marktplätze gestalten sich in einem Dreischichten-Modell.

²² Die IK-technische Auswertung der Marktplätze findet sich im Berichtsteil der TUM. In diesem Kapitel werden nur Anwendungen und Effekte betrachtet.

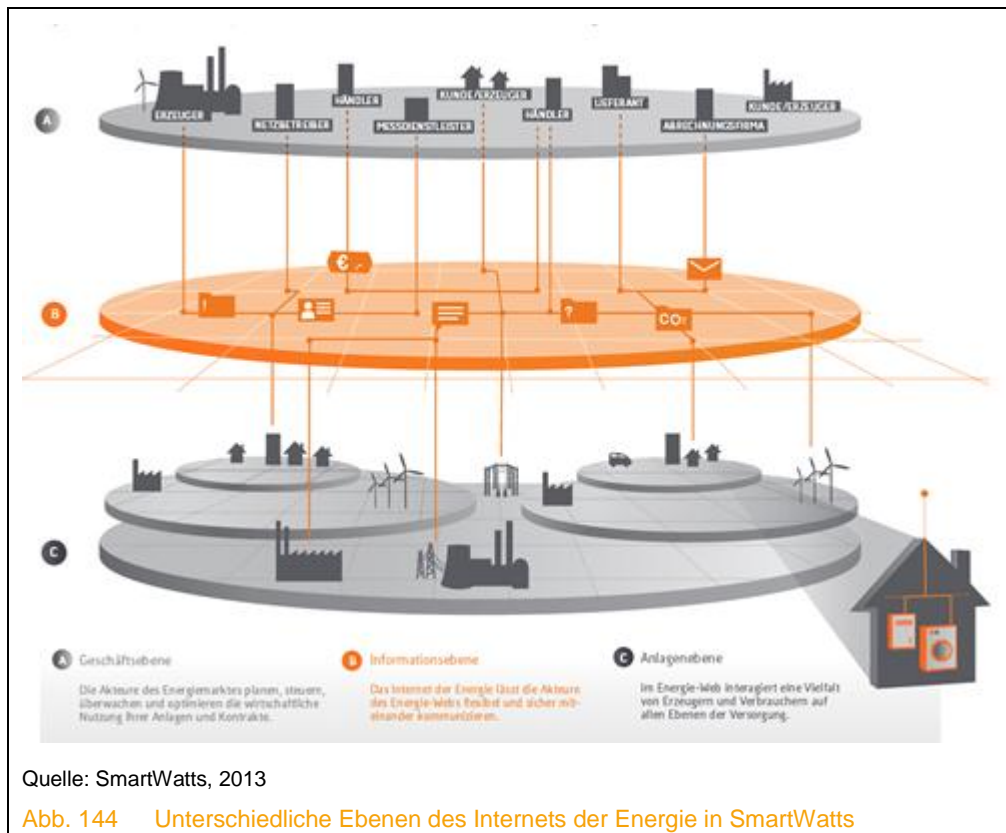


Abb. 144 Unterschiedliche Ebenen des Internets der Energie in SmartWatts

Aus der instrumentellen Betrachtung heraus leisten die Marktplätze entweder

- reine Informationsdienste der Datenvermittlung, -haltung, -bereitstellung, -verarbeitung (z. B. Verbrauchsdaten für Abrechnung oder Netzmonitoring)
- oder Services der Datenaufbereitung und –verknüpfung (Prognose, Simulation)
- oder Vermittlung von Geschäften (Energiedienstleistungen, Tarif-/Lieferantenwechsel).

Aus der funktionalen Warte betrachtet, bewirken die Marktplätze entweder

- netzdienliche Effekte (eher Datenplattform zur Unterstützung des Netzmonitorings durch hohe Verfügbarkeit von Messdaten, Interaktion mit Prosumern oder M2M)
- oder marktorientierte Effekte (Vermittlung oder Abschluss von Energielieferverträgen z. B. Tarifbereitstellung, Aggregator-Funktionen, Veredelung von Grundinformationen zu höherwertigen Services, wie optimiertes Energiemanagement, Optimiertes Liegenschaftsmanagement)
- oder geschäftsprozessoptimierende Effekte (Beschleunigung Lieferantenwechsel).

Marktplätze bieten Informationsdienste, Dienstleistung aus aufbereiteten Daten oder dienen der Vermittlung und Anbahnung von Geschäften.

Marktplätze können netz- und gleichermaßen marktdienlich agieren und sich positiv auf bestehende Geschäftsprozesse auswirken.

Der Marktplatzbetrieb kann bei unterschiedlichen Akteuren angesiedelt sein:

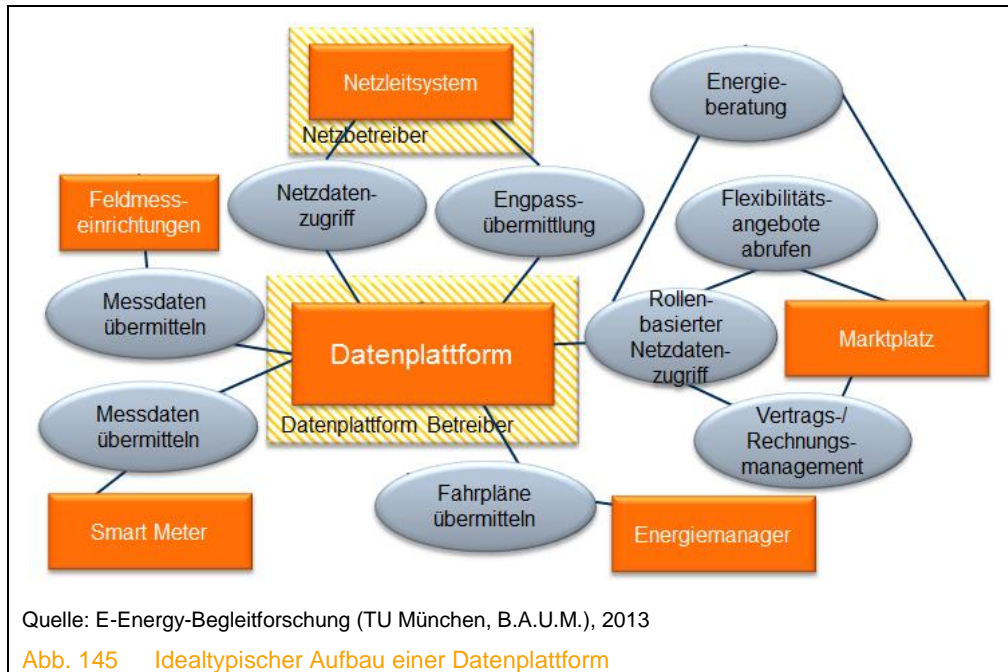
- Aus organisatorischen Gründen wurden die Plattformen innerhalb der Modellprojekte zentral beim Netzbetreiber installiert. Insbesondere wenn im Interesse des Netzmanagements Bedarf besteht, auf die dort verfügbaren Daten unmittelbar und vollständig zugreifen zu können, bietet sich seine neutrale Rolle an. Denn der Netzbetreiber verfügt ohnehin über ein natürliches Infrastrukturmonopol und kann als regulierter Akteur diskriminierungsfreien Zugang gewährleisten.
- Alternativ könnte der Betrieb auch bei einem der Messstellenbetreiber angesiedelt werden. Der Vorteil bestünde darin, dass der Messstellenbetreiber Interesse hat, die Daten für die Entwicklung marktorientierter Geschäftsmodelle intensiver aufzubereiten (Abrechnung, Energieberatung, Aggregatordienste) und diese Dienste aktiv anzubieten. Der Nachteil liegt ggf. in der Fragmentierung der Datensätze (ggf. auf viele Messstellenbetreiber in einem Verteilnetz) und dem folglich nur mittelbaren Zugriff durch den Netzbetreiber.
- Der Betrieb könnten auch von völlig unabhängigen Dritten als freie Dienstleistung angeboten wurden.

Die Marktplätze können von unterschiedlichen Akteuren betrieben werden. Diskriminierungsfreiheit muss aber gewährt bleiben.

Darüber hinaus muss an dieser Stelle festgehalten werden, dass mit der Dezentralisierung des Energiesystems die regionale Dimension von Energieprodukten an Bedeutung gewinnt. Insbesondere für netzdienliche Energieprodukte ist wichtig, dass **regionale Energiedienstleistungen** von regionalen Anbietern auch regionale Nachfrager finden können.

Insofern kann mit dem Zustandekommen von Austauschprozessen regionaler Produkte zwischen regionalen Anbietern und Nachfragern **von regionalen Märkten** gesprochen werden. Die Modellregionen betonen jedoch, dass der Preisbildungsprozess nicht abgekoppelt von überregionalen Preisen geschehen sollte. Für diese Anbindung sind auf den **konstruierten Virtuellen Marktplätzen** in den Modellregionen Market Maker eingesetzt worden. In organisatorischer Hinsicht können die der **Marktplattform** zugrunde liegenden Informations- und Dienstleistungsplattformen im virtuellen Zeitalter ortsunabhängig, also auch überregional installiert werden, solange sie dezentrale Austauschprozesse handeln können.

3.6.1 Funktionen von Datenplattformen und Marktplätzen

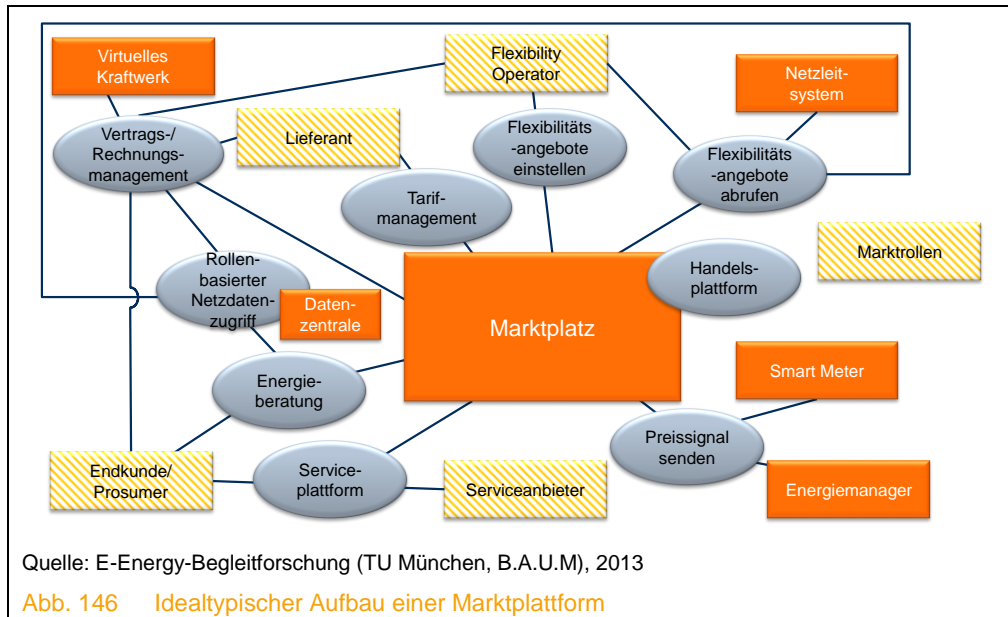


Die Datenplattform ermöglicht als neutrale Instanz den diskriminierungsfreien Zugriff auf potenziell verteilt gelagerte Netzdaten.

Sie unterstützt die Funktionen:

- Engpassübermittlung:
 - Engpässe, die durch das Netzleitsystem erkannt wurden, werden Netzknoten zugeordnet und an den Marktplatz gesendet.
- Fahrpläne übermitteln:
 - Der Energiemanager übermittelt in regelmäßigen Abständen Kann-Fahrpläne an die Datendrehscheibe.
- Messdaten übermitteln:
 - Der Smart Meter übermittelt in regelmäßigen Abständen Messdaten an die Datendrehscheibe.
- Rollenbasierter Netzzugriff:
 - Mittels eines Authentifizierungs- und Autorisierungskonzepts stellt die Datendrehscheibe den rollenspezifischen Zugriff sicher und liefert Daten in der richtigen Auflösung, Qualität und Quantität. Hierunter fallen auch die Plausibilisierung von Daten, die Ersatzwertbildung sowie die Aggregation und Anonymisierung von Daten.

Weitere Auswertungen zu Datenplattformen finden sich im Berichtsteil der (TUM Detailbericht 1: Evaluationsbericht der TU München).



Der Marktplatz bildet die zentrale Geschäfts- und Handelsplattform im E-Energy System. Durch eine einheitliche Datenbasis schafft er Transparenz in geschäftlichen Beziehungen, um manipulationssicheren Handel zu ermöglichen. Er vermittelt und dokumentiert Geschäfte und Verträge zwischen Marktakteuren, sorgt für Tarif- und Abrechnungsmanagement, den Versand von Preissignalen, unterstützt den Handel von Flexibilitätsangeboten und dient als Serviceplattform.

Tab. 20 Zentrale Funktionalitäten von Marktplätzen

<p>Handelsplattform:</p> <p>Als Handelsplattform dient der Marktplatz einer großen Anzahl von Akteuren und stellt diesen verschiedene Handelsplätze zur Verfügung, auf denen Produkte wie Energie aber auch Mehrwertdienste wie z. B. Blindleistung oder Regelleistung durch verschiedene Handelsmechanismen (z. B. Börsen-, Echtzeit-, Auktionshandel) vermittelt werden.</p>
<p>Energieberatung:</p> <p>Auf Grund von Daten über Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten eines Kunden können durch den Marktplatz Anbieter verglichen, bessere Tarife analysiert und Einspartipps vermittelt werden oder es kann auf Beratungsservices verwiesen werden, die auf der Serviceplattform zur Verfügung stehen.</p>
<p>Serviceplattform:</p> <p>Der Marktplatz bietet dem Kunden (u. a. kostenpflichtige) Services wie z. B. buchbare Wetterprognosen oder Handelsagenten, den Kontakt z. B. zu Herstellern intelligenter Geräte und Anbietern von Wärmedämmungsmaßnahmen.</p>
<p>Vertrags-/Rechnungsmanagement:</p> <p>Der Marktplatz realisiert eine Geschäftsplattform, die es verschiedenen registrierten Akteuren ermöglicht, Verträge abzuschließen, zu kündigen, diese zu dokumentieren und zu bilanzieren.</p>
<p>Tarifmanagement:</p> <p>Lieferanten können über den Marktplatz Tarife definieren und ändern, die an Endkunden per Preissignal weitergegeben werden. Je nach Tarifsystem gelten unterschiedliche Konditio-</p>

nen.
<p>Flexibilitätsangebote einstellen/abrufen:</p> <p>Der Flexibility Operator/Aggregator kann Angebote auf den Marktplatz einstellen und so die gebündelte Flexibilität seiner Kunden als Regelleistung oder Ausgleichsenergie vermarkten. Dieses Angebot kann idealerweise vom Netzleitsystem als Regelenergie knotenscharf unter Verarbeitung des Priosignals abgerufen (d.h. über Marktprozesse beschafft) werden.</p>
<p>Preissignal senden:</p> <p>Der Marktplatz sendet mindestens einmal täglich und bei Änderungen von Tarifen ein Preissignal an alle dem Signal zugeordneten Smart Meter oder Energiemanager, die dieses verarbeiten können.</p>

Die Akzeptanz für die neu geschaffenen Marktplätze hängt von den Faktoren Transparenz, Beschleunigung und Wertschöpfung ab:

- Transparenz erlangt die Plattform, in dem die Zugänge diskriminierungsfrei und gleichzeitig autorisiert erfolgen.
- Geschäftsprozesse, die gegenüber isolierter Abwicklung erheblich beschleunigt werden, wie z. B Lieferanten- oder Tarifwechsel, sind ein weiteres Motiv zur gemeinsamen Nutzung von Plattformen.
- Der nachhaltige Betrieb eines Marktplatzes kann nur gesichert werden, wenn Mehrwerte auf diesen Plätzen geschaffen werden. Es reicht also nicht, fertige Produkte zu vermitteln, sondern die zusammenlaufenden Informationen müssen durch die Verknüpfung auf den Plattformen veredelt werden. Marktteilnehmer sind nur durch den Zusatznutzen bereit, auch den Marktplatzbetreiber/-agenten zu honorieren.

In den E-Energy-Modellregionen sind Marktplätze auf Verteilnetzebene entstanden. Die Frage, ob der Handel von regional erzeugten oder nachgefragten Dienstleistungen auf regionalen Marktplattformen stattfinden muss, ist damit nicht präjudiziert (siehe regionale Suchfilter bei eBay). Es geht um regionale Produkte und Handel (Markt); die Regionalität der Plattformen ist nicht entscheidend. Der Marktplatz bindet den regionalen Handel an den überregionalen Handel an. Dies kann jedoch für unterschiedlichste regionale Märkte bundesweit geschehen.

In dem Zusammenhang weisen Modellregionen auf die Liquiditätsaspekte hin, die bei regionalen Märkten zu beachten sind. D. h., dass sowohl unzureichend zur Verfügung stehende Flexibilitätsmengen (kW), als auch finanzielle Mittel (€) zu Engpässen und Unternutzung der Marktplätze führen können. Insbesondere eTelligence, dessen Marktplatz nur durch einen MarketMaker, der künstlich ausreichend Liquidität zur Verfügung stellte, funktioniert, führt dies aus (eTelligence, 2013). In eTelligence, aber auch anderen Modellregionen wurde die fehlende Liquidität durch die enge Anbindung an die überregionalen Energiemärkte (EEX, OTC) gelöst.

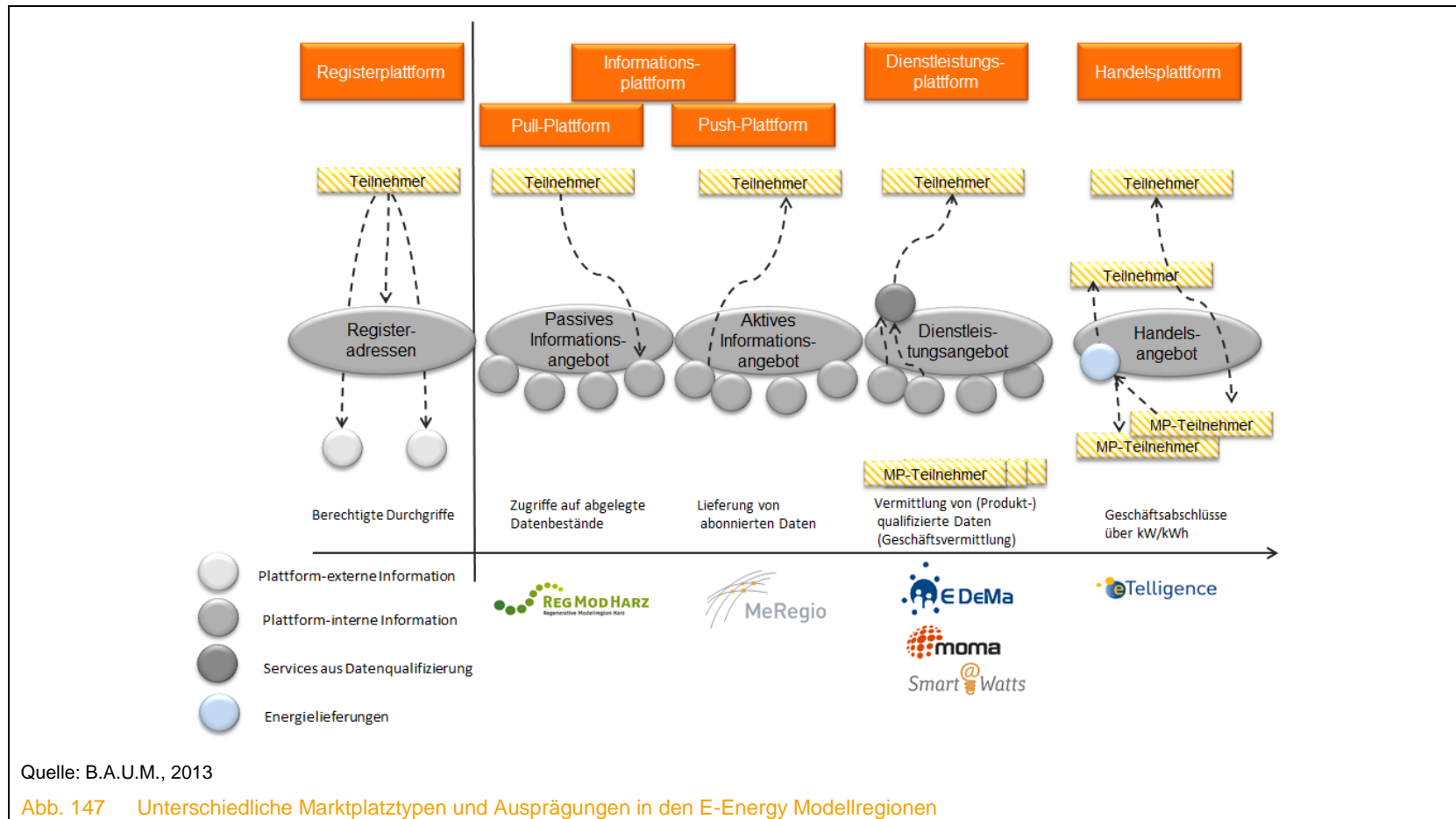
Entscheidende Aufgaben der Marktplätze vor dem Hintergrund der Dezentralisierung des Energiesystems sind

Regionale Produkte sind wichtiger als regionale Marktplätze

- die Zugänglichkeit von Marktplätzen für regionale Akteure (Qualifizierung, Authentifizierung),
- die Verwertbarkeit relativ kleiner Einheiten (Flexibilität etc.). Hier ist die wesentliche Aufgabe, durch Aggregationsprozesse die Vermarktungshürden für kleine Einheiten zu überwinden und diese Produkte ggf. an die überregionalen Marktebenen wie dem EPEX Spotmarkt zu integrieren (E-DeMa, 2012),
- das Angebot regionaler Produkte und Dienstleistungen. Als Beispiel seien hier angeführt: „Regionalstrom“ in RegModHarz, die „intelligente Kilowattstunde“ bei Smart Watts sowie knotenscharfe Systemdienstleistungen für Netzbetreiber angegeben.

3.6.2 Ausprägungen in den Modellregionen

Die E-Energy Modellregionen haben unterschiedlichste Formen von Marktplätzen realisiert. In Abb. 147 sind unterschiedliche Idealtypen von Marktplätzen schematisch dargestellt. Dabei sind die Marktplatzausprägungen der Modellregionen den am besten passenden Idealtypen zugeordnet.



Während die **Registerplattform** nur Zugriffsrechte auf externe Daten (hellgrau) verwaltet und keine Daten hält, stellt die **Informationsplattform** quasi als Datenbank Stamm- und Bewegungsdaten (grau) zur Verfügung (pull), bzw. beliefert Abonnenten damit (push). Die **Dienstleistungsplattform** veredelt vorliegende Informationen und bietet eigene Ergebnisse als eigene Dienstleistungen (dunkelgrau) an (beispielsweise Auswertung von Prognosen und Preisen zu Fahrplänen oder Aufbereitung vergleichbarer Angebote). Auf der **Handelsplattform** werden tatsächlich Energiemengen gehandelt. Die Marktplätze sind in den Modellregionen einerseits stark gekoppelt mit den Aktivitäten der Aggregatoren, Poolkoordinatoren, virtueller Kraftwerke bzw. auch Nachfragen/Bedürfnissen seitens des Verteilnetzbetreibers verknüpft worden und andererseits mit Referenzpreisen der überregionalen Energiemärkte bspw. über den MarketMaker der somit die Preisfindung sicherstellen konnte (eTelligence, 2013).

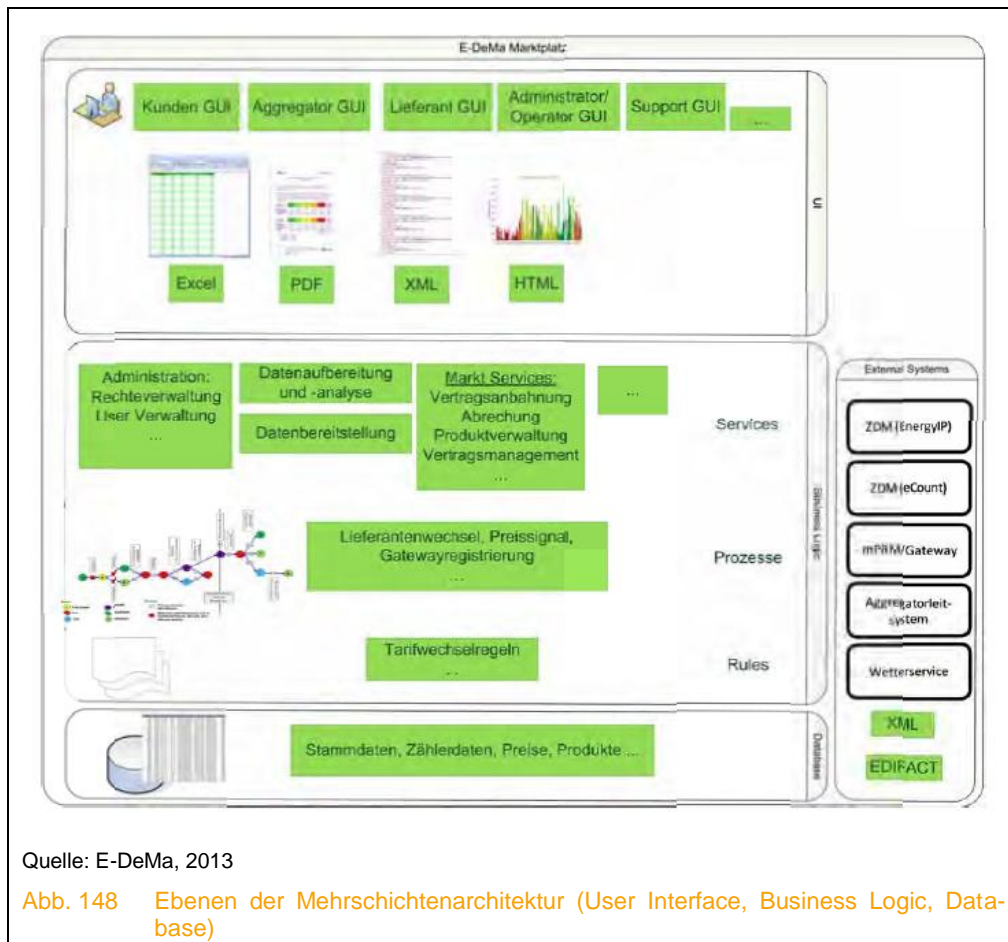
Auf dem E-DeMa-Marktplatz ist die Datenzentrale/das Data Warehouse integriert. Der Marktplatz versteht sich als Informations- und Kommunikationsplattform und dient der Reduzierung der Transaktionskosten. Der Marktplatzbetreiber als neutraler Intermediär führt Anbieter und Nachfrager in neuartiger Weise zusammen und ermöglicht den transparenten und diskriminierungsfreien Austausch von Informations-, Dienstleistungs- und Güterinteressen. Somit fungiert der Marktplatz mehr als Plattform zur Anbahnung und Abwicklung bzw. Abbildung von bilateralen und/oder multilateralen Geschäften, denn als eine börsenartige Marktumgebung auf der für ein homogenes Gut ein Preis bestimmt wird.

Konkret deckt der Marktplatz vor allem die Funktion des Vertrags- und Rechnungsmanagements sowie des Tarifmanagements ab, indem er Stamm- und Zählerdaten hält und verarbeitet. Kunden können ihre Lieferbeziehung über diese Plattform abwickeln und monatlich Lieferanten und Tarife wechseln. Für weitere Akteure werden Schnittstellen zur Verfügung gestellt, so dass er für alle Akteure mit einer direkten Kundenbeziehung von Bedeutung ist: Lieferanten, Aggregatoren, Messstellenbetreiber, Messdienstleister. Aggregatoren können hier mit Kunden in Kontakt kommen, Flexibilitätsangebote einstellen und abrufen. Es können gleichermaßen Demand-Side-Management und Demand Response-Produkte abgewickelt werden. Geschäftsprozesse wie Lieferanten- oder Tarifwechsel werden erheblich beschleunigt.

Im Front –End (Internet-Browser) werden folgende Funktionen bereitgestellt:

- Kundenregistrierung, -konto, Anbieter- und spezifische Kundenverwaltung
- Produkt- und Dienstleistungskataloge, Content-Management
- Warenkorb und Bestell- After-Sales-Funktion
- Virtuelle Kasse, Transaktionsverwaltung

Elektronische Marktplätze wurden in E-Energy erfolgreich simuliert und teilweise im Feld getestet. Auf ihnen können auch lokale und regionale Produkte und Dienstleistungen gehandelt werden.



Der Marktplatz-Betreiber bekommt Gebühren für die Geschäfte, die auf seinem Marktplatz abgeschlossen werden. Er muss sich folglich als neutrale Instanz erweisen. Perspektivisch sieht E-DeMa den Sinn von Marktplätzen als Einspeiserportal für Erneuerbare zu fungieren, um so die Integration kleiner Einheiten zu verbessern.

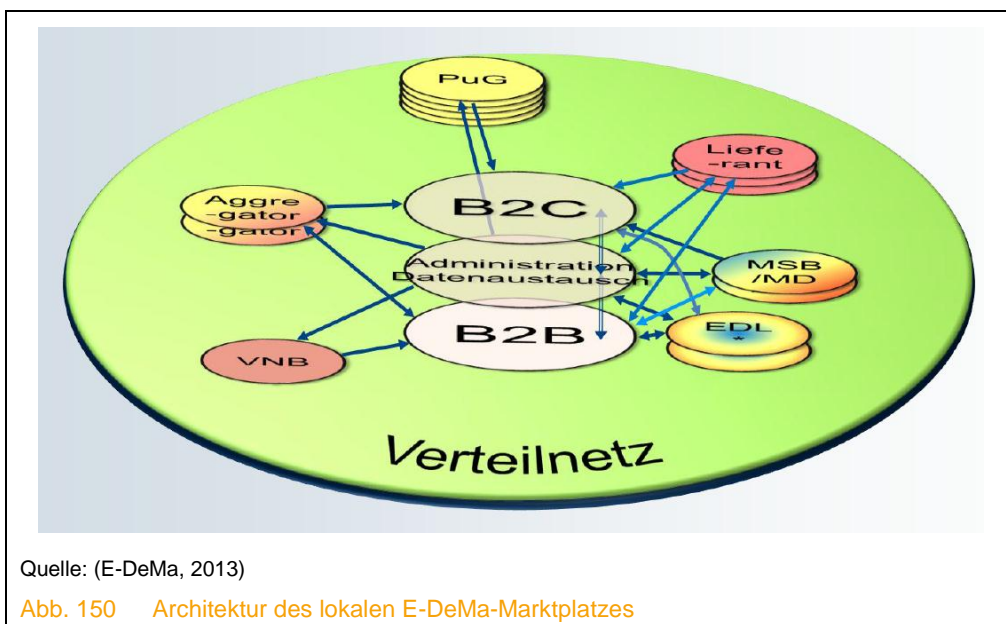
Verteilnetzbetreiber und Anlagenbetreiber können hier (über Aggregatoren) interagieren. Die Bereitstellung von Bewegungsdaten für Bilanzkreisverantwortliche und -koordinatoren ist unabdingbar. Neue Belieferungskonzepte müssen dort Standardlastprofile ersetzen, wo diese der Flexibilisierung der Energienachfrage im Wege stehen.

Wertschöpfungskette

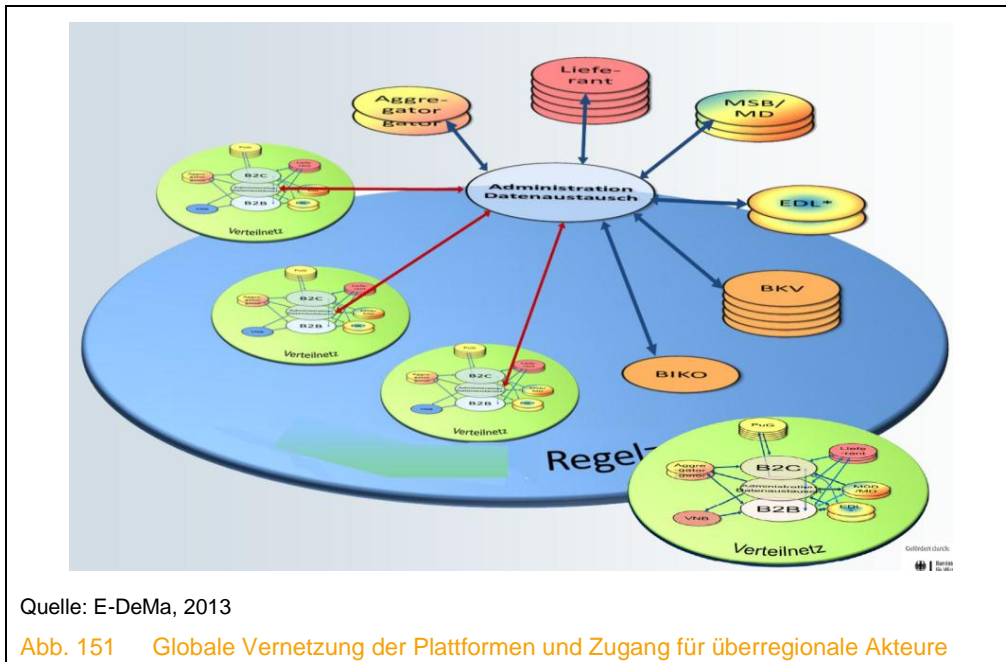
	Informationsphase	Vereinbarungsphase	Transaktionsphase	After-Salesphase	
Wertschöpfungskette	Kunde	+ Markttransparenz	+ Konditionen infolge bedarfsgerechter Nachfrage	+ Kostentransparenz durch zeitnahe Abrechnung	
	Lieferant	- Kontaktkosten - Informations-/Suchkosten	- Geschäftsprozesskosten	- Opportunitätskosten der Zeit - Prognoserisiko + Portfolio-optimierung	+ Bedarfsorientierte Produktdifferenzierung
	Aggregator	- Kontaktkosten - Informations-/Suchkosten	- Geschäftsprozesskosten	- Beschaffungsrisiko - Lieferrisiko	+ Bedarfsorientierte Produktdifferenzierung
	Netzbetreiber		- Geschäftsprozesskosten - Intermediationskosten	- Prognoserisiko, Verlustenergie + Versorgungsqualität infolge verbesserter Lastprofilkenntnis	- Bedarfsorientierte Netzausbaukosten
	EDL	Neue Geschäftsfelder durch direkten Kundenzugang (elektronische Medien)			
	MSB/MDL	- Kontaktkosten - Informations-/Suchkosten	- Geschäftsprozesskosten	- Geschäftsprozesskosten + neue Dienstleistungen	

Quelle: E-DeMa, 2013

Abb. 149 Steigende und senkende Effekte entlang des E-DeMa-Marktplatzbetriebes

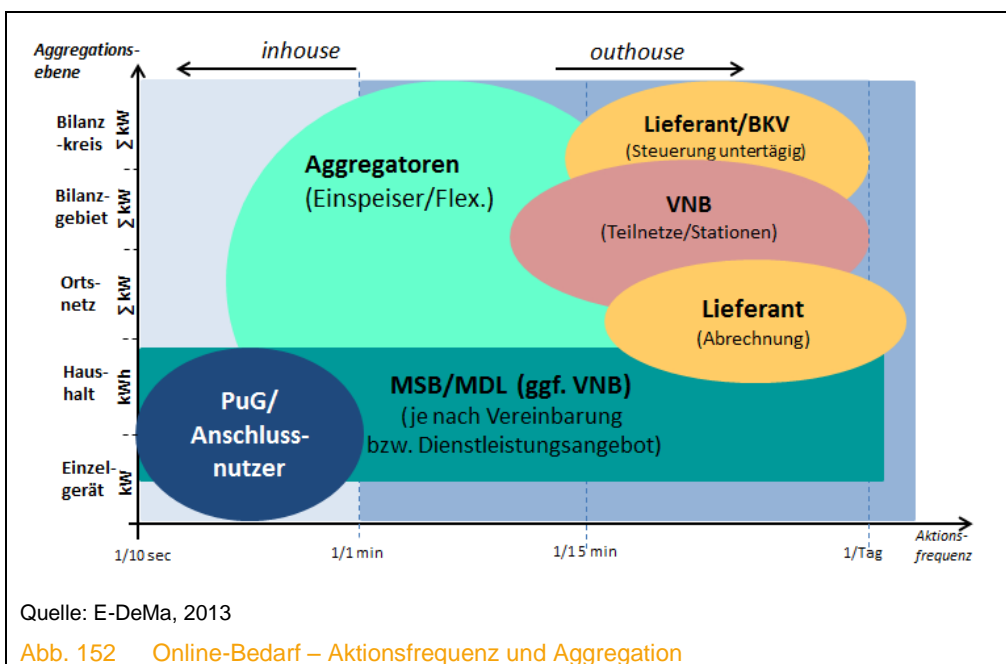


Als „mandantenfähige“ Datenplattform stellt sie künftig die zentrale Datenquelle pro Netzgebiet dar, kann jedoch physisch für mehrere Bilanzgebiete zusammengeführt werden.

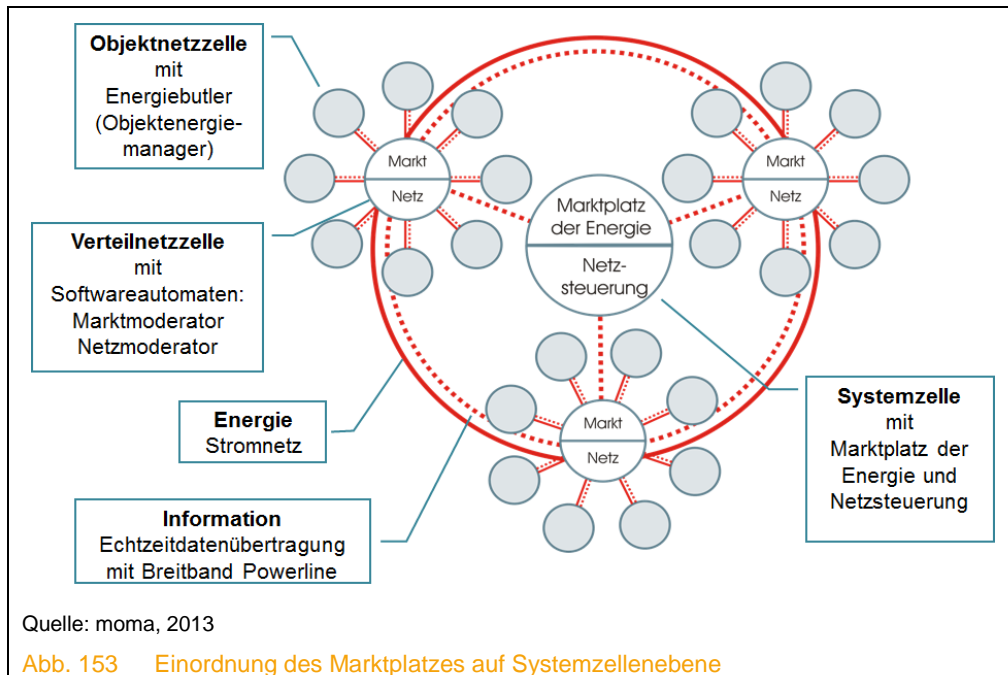


Eine Zersplitterung des Marktes wird aktuell nicht für sinnvoll erachtet. Vielmehr ist die Aufgabe der Marktplätze die dezentralen Einheiten an überregionale Marktplattformen heranzuführen und auch für aufkommende „vertikale“ Informationsbedürfnisse (Regelzonenführer, europäische Network-Codes) die Bewegungsdaten zeitnah bereitstellen zu können.

Der Bedarf an Daten ist bei unterschiedlichen Akteuren hinsichtlich räumlicher und zeitlicher Auflösung sehr unterschiedlich.



Der moma-Marktplatz ist Teil der Kommunikations- und Dienstplattform und auf der Systemzellenebene angesiedelt, die als Schnittstelle zwischen Verteilnetzen und den Markt- und Netzführungspartnern fungiert. Hier werden die Angebote, die durch die Automaten in den einzelnen Zellen eingestellt werden, verglichen und können abgerufen werden. Des Weiteren werden die anderen Zellen über den Marktplatz mit den Energiemärkten verbunden, wobei gleichzeitig die Netzstabilität gewahrt bleibt.



Bis auf Stammdaten werden die Informationen virtuell gemanagt. Zugriffe auf weitere Daten (z. B. Zähler) erfolgen über eine Registry. Ein diskriminierungsfreier Zugriff auf den Marktplatz wird durch den Betrieb der Registry seitens des VNB gewährleistet. Dieser hält nicht die Daten, sondern vermittelt die Informationsquellen. Hier kann das zentrale Webportal zur Verbrauchsvizualisierung und das Abrechnungssystem angebunden werden.

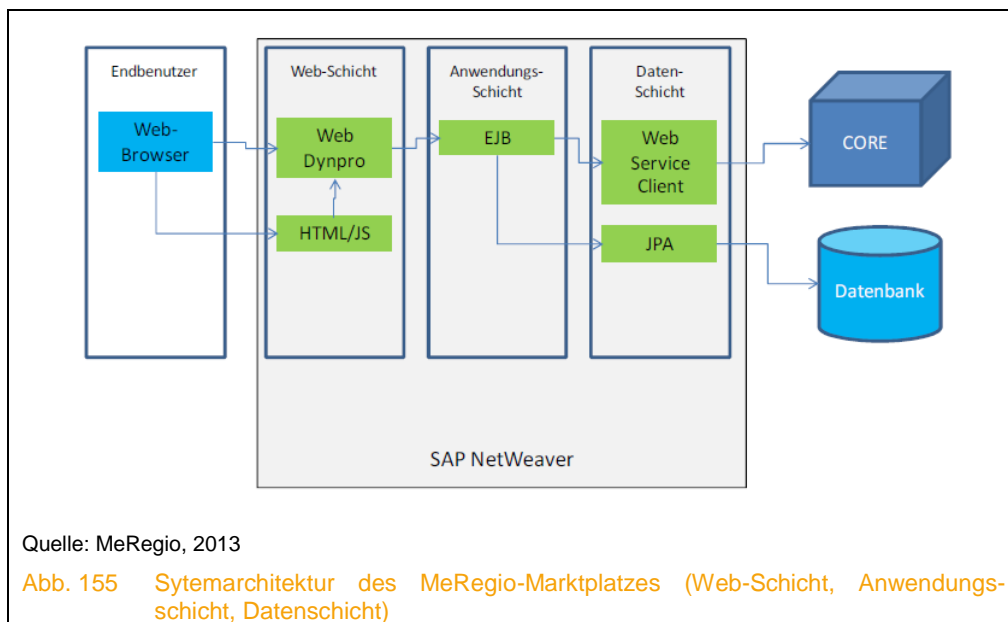
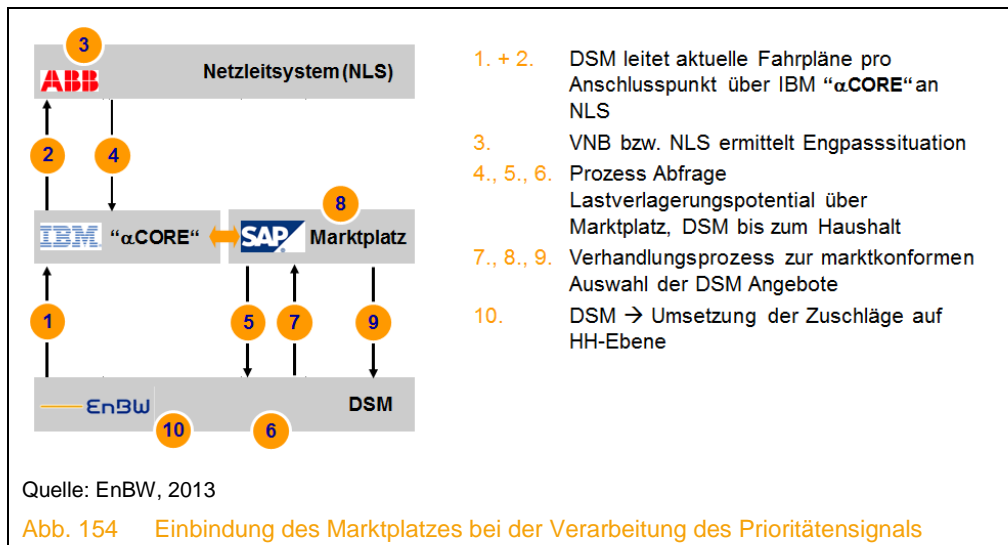
Die künftige Marktplatzinfrastruktur muss nicht zwingend dezentral aufgebaut sein, sie sollte jedoch mittels regionaler Handels- und Bilanzierungsmechanismen den erzeugungsnahen Stromverbrauch organisieren.

Die Wertschöpfungseffekte, die auf (regionalen) Marktplätzen erwirtschaftet werden können, werden derzeit als gering eingestuft („kein Selbstläufer“), womit die Forderung nach dem Aufbau einer smarten Kommunikationsinfrastruktur als gesellschaftliche Aufgabe abgeleitet wird.

Die MeRegio Marktplattform (SAP Marktplatz) bietet ein umfassendes Vertragsdatenmanagement zur Kontrolle, Veränderung und Marktvergleich von Liefer- und Einspeiseverträgen.

Über die Möglichkeit des Handels von Produkten hinaus kann der Marktbetreiber weitere Dienstleistungen (ggf. über Dritte) anbieten und Transaktionskosten für alle beteiligten Parteien reduzieren.

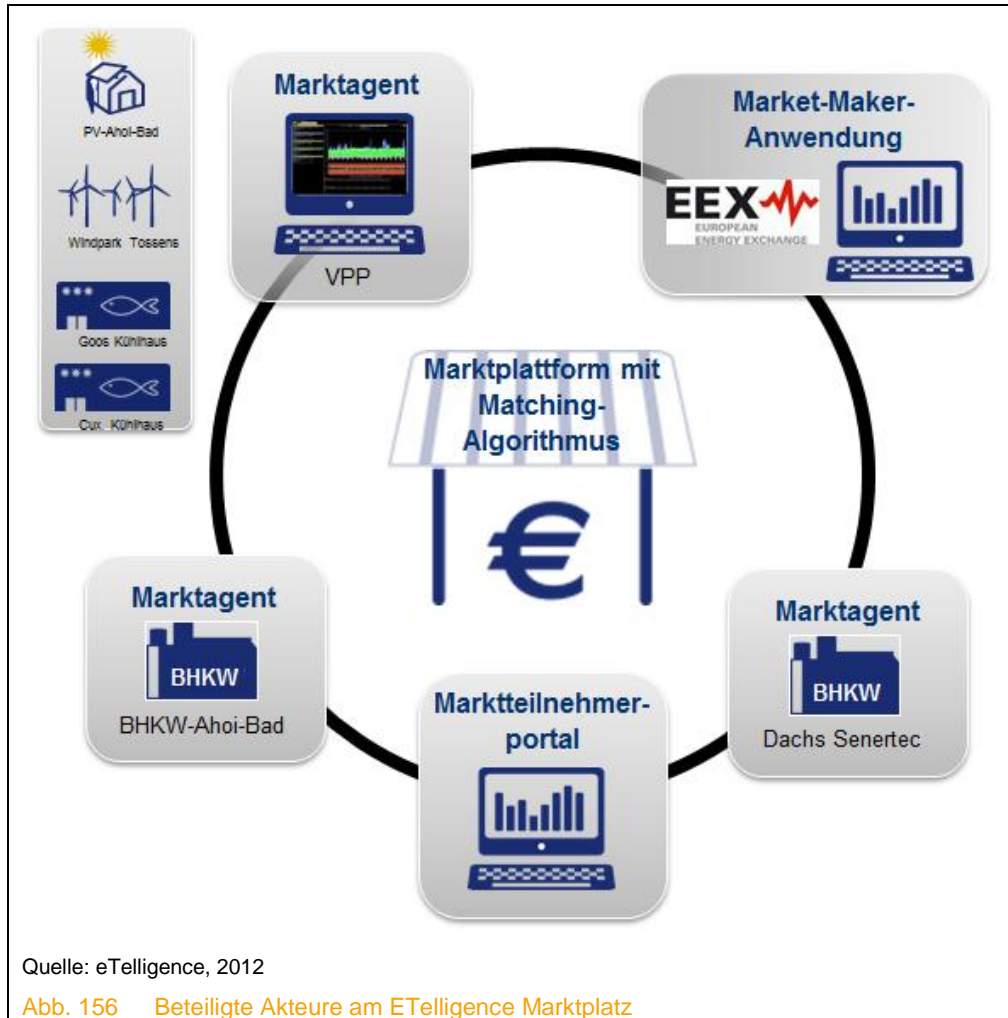
Insbesondere kann der SAP Marktplatz Informationen über außergewöhnliche Ereignisse (meteorologische Veränderungen, Netzstörungen durch höhere Gewalt, Prognosefehler) verarbeiten und so das Priosignal umsetzen, das unbundlingkonform zwischen Netz und Vertrieb funktioniert, in dem Flexibilitätsangebote eingestellt und abgerufen werden. Dieser marktbasierter Mechanismus zur Netzengpassbehebung steht bei MeRegio im Fokus. Für diesen Anwendungsfall fungiert er wie eine automatische Börse zur Abwicklung des Priosignals, denn der Marktplatz entscheidet über die Geschäfte nach Preis und Wirkungsalgorithmen.



MeRegio sieht für einen regionalen Haushaltsverbrauchsmarktplatz momentan nur geringe Potenziale auf Grund rechtlicher und ökonomischer Rahmenbedingungen.

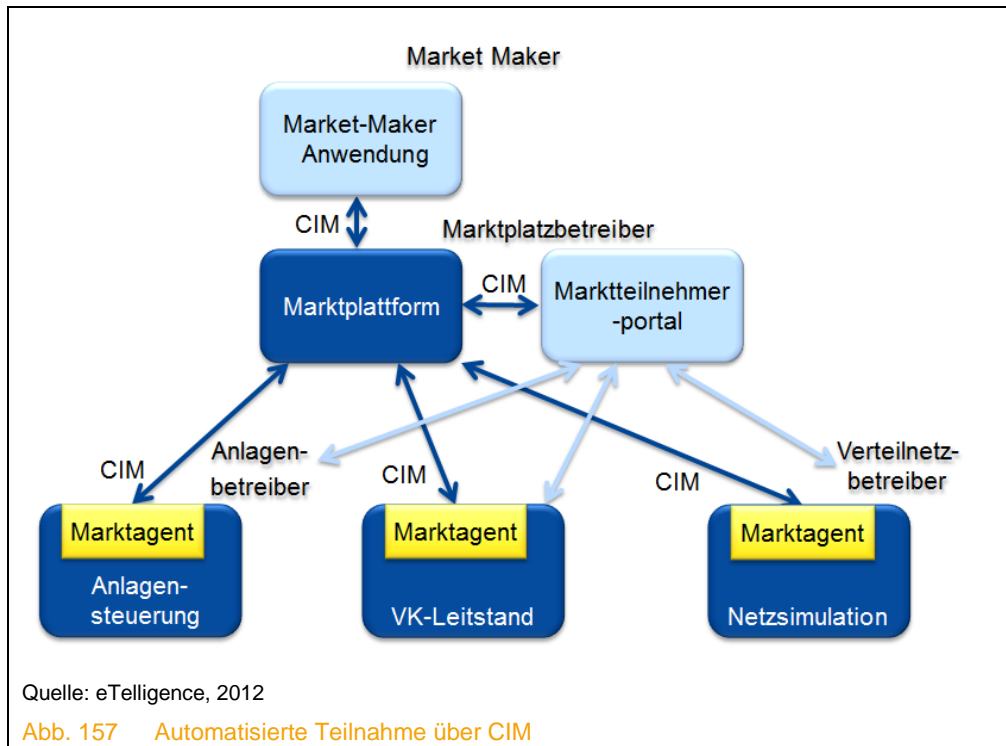
Der eTelligence Marktplatz ermöglicht es teilnehmenden Marktpartnern (BHKW, Virtuelle Kraftwerke mit dezentralen Erzeugern und Verbrauchern und Verteilnetz-

betreiber) Stromprodukte (Wirk- und Blindleistung) direkt day ahead und intraday zu handeln. Die Verträge werden bilateral abgeschlossen.



- Auch kleinere dezentrale Erzeuger wie BHKW können auf dem eTelligence Marktplatz ihr Stromverhalten nach dynamischen Preisen oder anderen Eigenschaften (GrünStrom) ausrichten.
- Der Marktplatz stellt in CIM beschriebene und standardisierte Produkte (Fahrpläne, kWh, kVAr pro 0,25 h oder 1h) zur Verfügung, gewährt einen leichten Zugang durch automatisierte Teilnahme und senkt damit die Transaktionskosten der Beteiligten. Geschäfte werden über die Marktplattform nur angebahnt. Die Abrechnung erfolgt direkt zwischen den Marktparteien.
- Durch Aggregieren kleiner Mengen und Bereitstellung der nötigen Bilanzkreise können diese Mengen von Großhandelsmarkt aufgenommen werden. Die Liquidität ist nur durch den Market Maker und seine Verbindung mit dem Großhandelsmarkt (EEX) gesichert.

- Verteilnetzbetreiber können Verlustenergie einkaufen, auch Blindleistungen können gehandelt werden. Hier ist der Ortsbezug wichtig.
- Der Marktplatzbetreiber kann eine beliebige Partei sein.

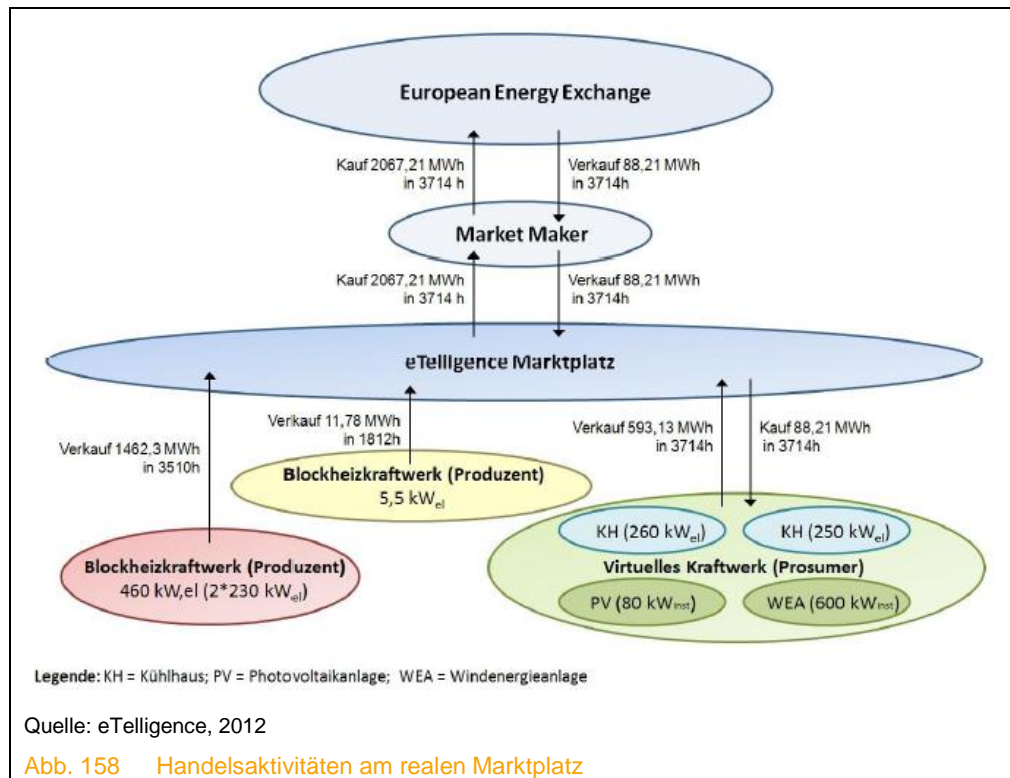


Der eTelligence-Marktplatz ist auf das Vermitteln von Angeboten von Virtuellen Kraftwerken und Anlagen spezialisiert. Er benutzt dazu den Market Maker, der die Liquidität des Marktplatzes sicherstellt und Angebot und Nachfrage vermittelt und mit Referenzpreisen der Börse verbindet. In einer simulierten Variante konnte ebenfalls der Verteilnetzbetreiber teilnehmen und Systemdienstleistungen von den Anlagen des VK abnehmen. Es ist ein Anbahnungsmarkt zum Handel von Energiemengen.

Auf dem Marktteilnehmerportal ist eine Web-Oberfläche für administrative Tätigkeiten (Handels- und Rechnungsdaten).

Marktagenten unterstützen die jeweiligen Marktteilnehmer bei ihren Geschäften.

Im realen Feldtest wurde nur der day ahead-Handel durchgeführt. Auf Grund der regulatorischen Rahmenbedingungen war der intraday-Handel nicht möglich. EEG-Anlagen nahmen nur kurz teil, weil Verluste durch entgangene Vergütung entstanden.



Nur in der Simulation konnte die Teilnahme des Verteilnetzbetreibers mit entsprechendem Blindleistungshandel getestet werden. Auf Grund der unsicheren Prognosen sind Bereitstellungsoptionen dem Handel über Fahrpläne vorzuziehen. Durch die Verkürzung der Lieferfristen (Handel von Stunden oder Viertel-Stunden-Wirkleistung eine Stunde vor Lieferung) steigt die Zahl und Flexibilität der Angebote auch kleiner Anbieter, weil der Ausgleichsenergiebedarf deutlich geringer ist. Die Fahrplanoptimierung der am Virtuellen Kraftwerk beteiligten Anlagen kann durch eine unmittelbare Teilnahme der einzelnen Anlagen am Marktplatz nicht verbessert werden.

Im vorgestellten Fall vermarktet der Market Maker die ihm über den eTelligence Marktplatz zur Verfügung gestellte Energie an der Strombörse. Allerdings sind auch weitere Vermarktungsstrategien in anderen Märkten denkbar, möglich und wurden in den Modellregionen in den Feldversuchen auch umgesetzt.

Der Market Maker ist in dem genannten Beispiel als Marktteilnehmer zu verstehen, der Überschussmengen und -bedarf des Marktplatzes am Energiegroßhandelsmarkt veräußert oder auch einkauft. Zudem erhöhte der Market Maker mit seiner Marktteilnahme während des Feldtest in der Modellregion die Liquidität des regionalen Marktplatzes mit seiner ansonsten begrenzten Teilnehmerzahl. Mit Hilfe der Market-Maker-Anwendung – eine eigene Anwendung zur Unterstützung der Abwicklung des operativen Handelsbetriebs – kann der Market Maker eine von ihm prognostizierte stündliche Preiskurve für den nächsten oder die folgenden Werkta-ge hochladen. Zu den in dieser Preiskurve angegebenen Preisen werden mittels eines vom Market Maker definierten Spreads Kauf- und Verkaufspreise gebildet, zu denen der Market Maker dann bereit ist, Geschäfte abzuschließen. Die Preise werden mit den übergreifenden Gebotsparametern angereichert und anschließend

über die eTelligence-Marktplattform bekanntgemacht. Jedoch ist es dem Market Maker möglich, die von ihm eingestellten Gebote zurückzuziehen oder auch Gebote mit veränderten Preisen am regionalen Marktplatz einzustellen. Darüber hinaus kann mittels der Anwendung der Market Maker die aktuellen Handelsvorkommnisse am eTelligence Marktplatz überblicken (eTelligence S. 28).

In der Modellregion Smart Watts wurde die Smart Market Plattform entwickelt. Auf dieser Plattform gibt es grundsätzlich zwei Basis-Produkttypen, auf die alle Produkte sichtbar abgebildet und vermittelt werden können: Fahrpläne und Smart Profiles. Agenten kümmern sich für die Kunden um die Geschäftsabschlüsse intelligenter Kilowattstunden. An diesen haften alle handelsentscheidenden Differenzierungsmerkmale (einzelne oder zusammengefasste Attributsätze aus Ort, Zeit, Qualität, Herkunft, Art der Erzeugung).

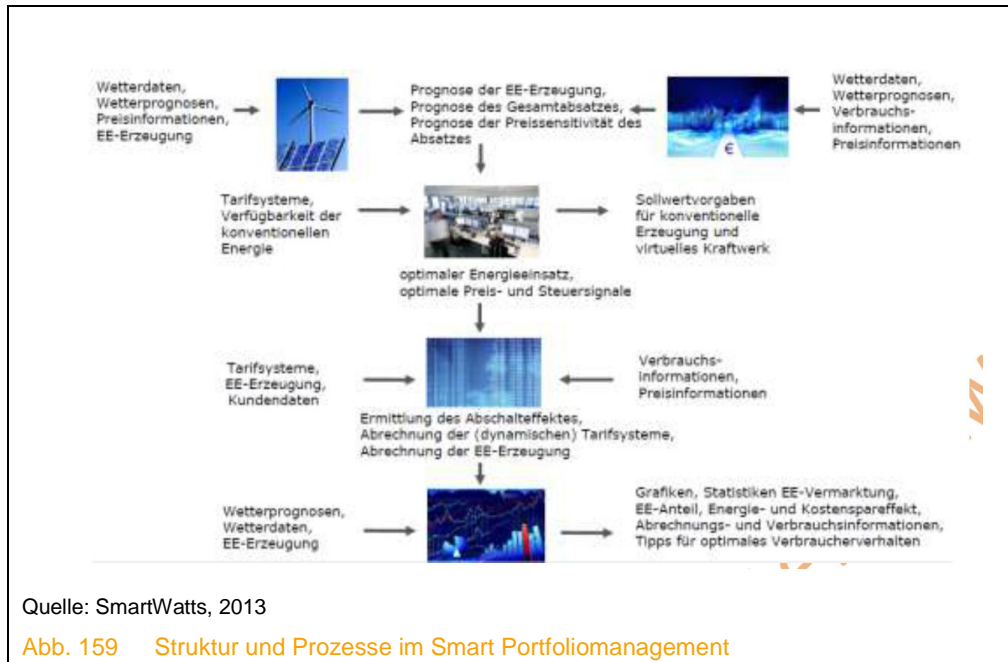
Zugang zu dem Smart Market per Marktplatzvertrag mit Marktbetreiber haben als Marktteilnehmer über ein Web-Interface Großverbraucher und Großherzeuger, Aggregatoren (für kleine Erzeugung oder Verbrauch), VNB und Händler, die wiederum mit anderen Smart Markets, der EEX und dem OTC-Markt verbunden sind. Im Gegensatz zur Energiebörse übernimmt der Marktplatz nicht die Funktion des Zwischenhandels, sondern der gebührenpflichtigen Geschäftsanbahnung und Transparenz-Haltung durch Auktionen und Ausschreibungen.

Prosumer können nun ihre Fahrplantreue zur Beschaffungsoptimierung einbringen oder ihre Flexibilität (Demand Response) kurzfristig auf Grund dynamischer Preise ausspielen. Verbrauchsdaten werden über eine Datenzentrale des Messstellenbetreibers gespeichert und weiterkommuniziert.

Der Portfoliomanager ist über eine API-Schnittstelle an den Marktplatz angebunden und kümmert sich um die intelligente Steuerung und den optimalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im Gesamtportfolio sowie darum, die hierfür erforderlichen Geschäfte, Steuermaßnahmen und Eingriffe abrechnen zu können. Das Smart Portfoliomanagement ist in vier Aufgabenböcke gegliedert:

- Smart Forecasting (Prognoseoptimierung auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite)
- Smart Balancing (Ausgleich der Energiebilanz)
- Smart Accounting (Abrechnung über Smart Meter und Energiemangementendgeräte)
- Smart Information & Advice (Auswertungen und Handlungsempfehlungen als Mehrwertdienste)

Das Zusammenwirken der einzelnen Aufgaben wird in Abb. 159 in Beziehung gesetzt.



Der Betreiber des Virtuellen Kraftwerkes übernimmt die Bündelung kleiner Erzeuger, die er in einem eigenen Portfolio darstellt. Kombikraftwerke können direkt aus dem Portfolio der Lieferanten zusammengestellt werden.

Die Automatisierung von Prozessen auf dem Smart Market soll durch Einbeziehung von Agenten Transaktionskosten senken. Request- und Offer-Agenten suchen die relevantesten Anfragen für den Händler heraus. Der Market Maker gewährleistet das Zusammenkommen von Angebot und Nachfrage über spezielle Fahrplanprodukte und ggf. ergänzt mit der nötigen Liquidität aus anderen Märkten.

Der Feldtest zeigte: Rund ein Viertel der angebotenen Energie wurde auch nachgefragt (Durchschnittsgröße 1 MW). Die Erhöhung der Granularität (Verfeinerung der Energieprodukte) wirkte sich im Feldtest marktbelebend aus.

Die interaktive Marktplattform stellt als Webapplikation komplexe Zusammenhänge der Stromversorgung, des Stromverbrauchs, der Strommärkte autorisierten Nutzern zur Verfügung (Transparenz). Somit ist sie auch als Feedbackinstrument, das die Informationstransparenz bei den Verbrauchern erhöht, einzustufen (siehe Kap. 3.3.1.1., Screenshot des RegModHarz-Marktplatz in Abb. 72). Dabei sind leichte Verständlichkeit, Datensicherheit und hohe zeitliche Auflösung maßgeblich.

Verbraucher können in einem personalisierten Login die Auswertung ihres Stromverbrauchs einsehen. Anhand der Erzeugungsprognosen und daraus abgeleiteten Preisstufen kann der Verbraucher sein Nutzungsverhalten für den nächsten Tag planen.

Auf der Erzeugerkarte können die Anlagenstandorte, und deren installierte Leistung eingesehen werden.

Der Marktbereich bietet Einblick in die Preise auf unterschiedlichen Strompreisen und die Abweichungen von Prognosen zu tatsächlich gehandelten Preisen und Mengen.

Die weiteren Bemühungen zur Integration dezentraler Erzeugungseinheiten sind weniger über die Marktplattform, sondern mehr über die Einbindung in das Regionalkraftwerk erfolgt.

ABSCHNITT C: Einordnung und Verbreitung von E-Energy

4 Handlungsempfehlungen

Die Handlungsempfehlungen beruhen auf den zusammengefassten Erkenntnissen der Begleitforschung (verantwortlich B.A.U.M. Consult). Teile davon konnten während der Laufzeiten der Modellregionen mit diesen im Rahmen von Fachgruppentreffen abgestimmt werden. Viele Aussagen sind im Hinblick auf aktuelle Entwicklungen überarbeitet worden. Einzelne Modellregionen haben in ihren Abschlussberichten weitere individuelle Empfehlungen ausgesprochen. Einige dieser sind hier in die allgemeinen Empfehlungen aufgenommen worden, sofern sie verallgemeinerbar erscheinen.

4.1 Politische Kommunikation

4.1.1 Regierung

Die Energiewende erfordert eine lokal und zeitlich differenzierte Anpassung bzw. Evolution des Energiesystems an fluktuierende dezentrale Einspeisung (und zunehmend weniger vorhersehbare Verbräuche). Die dafür notwendigen Investitionen in Milliardenhöhe können im heutigen Marktdesign und bei dem derzeit absehbaren geringen Mehrnutzen nicht über konventionelle Geschäftsmodelle innerhalb der Energiewirtschaft finanziert werden.

- ▶ Um Planungssicherheit in der Wirtschaft zu schaffen, ist ein klares politisches Signal notwendig, dass dieser intelligente Umbau des Energiesystems als gesellschaftliche strategische Aufgabe sinnvoll ist und gemeinsam getragen wird.
- ▶ Zudem sind verlässliche, finanziell kalkulierbare Rahmenbedingungen für neue Geschäftsmodelle zu schaffen.

E-Energy erprobte insbesondere auf Verteilnetzebene die Anforderungen und Effekte moderner IKT und konnte beweisen, dass Smart Grid-Technologien zu einer sicheren, bezahlbaren und umweltverträglichen Stromversorgung beitragen können.

- ▶ Zum Ausgleich von überwiegend fluktuierender Erzeugung und Stromverbrauch können und müssen auf Verteilnetzebene wichtige Beiträge geleistet werden. Für die im Interesse einer Gesamteffizienz nötigen Abstimmungsprozesse zwischen den Netzebenen ist eine weitere Durchdringung des Verteilnetzes mit Informations- und Kommunikationsinfrastruktur Voraussetzung (Transparenz).
- ▶ Es muss eine Konvergenz mit den übrigen Energiesystemen (Wärmenetz, Gasnetz, Mobilität) angestrebt werden, um die Flexibilität und Langfrist-Speicherkapazitäten im Gesamtsystem nutzen zu können.

E-Energy konnte zeigen, dass die Palette nützlicher Smart-Grid-Technologien weit über den Einsatz von Smart Metern bei Haushaltskunden hinausgeht. Die Kosten für eine pauschale flächendeckende Einführung von Smart-Grid-Technologien übersteigen jedoch den kurzfristig absehbaren Nutzen.

- ▶ Bei der Einführung von Smart-Grid-Technologien ist ein differenziertes und an die jeweiligen lokalen/ regionalen Gegebenheiten (Netz-, Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur) angepasstes Vorgehen erforderlich.

- ▶ Die „Smartifizierung“ des Energiesystems, die derzeit nicht auf der Einzelbetrachtung der verschiedenen Nutzen der Energiewirtschaft und der Verbraucher finanziert werden kann, muss insofern auch als eine gesellschaftliche Aufgabe betrachtet und getragen werden.

E-Energy konnte zeigen, dass der Bürger zwar grundsätzlich der Energiewende und den dafür nötigen IKT-Infrastrukturen gegenübersteht, jedoch deshalb nicht automatisch zum smarten Stromverbraucher wird. Strom ist bis dato ein low-interest-Produkt und die Allgegenwärtigkeit und Bezahlbarkeit wird als Selbstverständlichkeit genommen.

Relevanz und Akzeptanz bei den Verbrauchern steigern

- ▶ Eine Akzeptabilität von flexiblem Verbrauch und Smart Grids kann nur durch allgemeine Aufklärung (über die Kundenkommunikation des Energieversorgers hinaus) und ökonomische Vorteile erreicht werden. Die Akzeptanz hängt von einer ausgewogenen Regelung zum Datenschutz und ausreichenden Nutzeffekten ab.
- ▶ Die IKT-basierte Beteiligung der Stromkunden am Energiegeschehen sollte letztlich im Sinne einer fortschreitenden Liberalisierung und energetischen Selbstbestimmung durch einfache (automatisierte) Zugänge und ausreichende wirtschaftliche Anreize sukzessive ermöglicht werden.

Die tatsächlich erschließbaren Potenziale, mit dem Verbrauch der Erzeugung zu folgen, sind derzeit allerdings nur in größeren Haushalten, Gewerbe und Industriebetrieben systemrelevant und künftig ggf. auch ökonomisch attraktiv.

Die Politik kann durch ein deutliches Bekenntnis unterlegt mit Meilensteinen, Plänen und Maßnahmen zu Aus- und Umbau des Energiesystems (energieträgerübergreifend) die Umsetzung deutlich beschleunigen. Dazu müssen nachgelagerte Behörden die Ausformung entsprechender Rahmenbedingungen proaktiv gestalten.

- ▶ Orientiert am Kosten-Nutzen-Verhältnis könnte die Regulierung gleichwertig neben Ausbau-Investitionen auch Smart Grid Technologie bei der Anpassung der Netzinfrastruktur erwarten und anerkennen. Für die Honorierung von Flexibilität auf Verbrauchs- und Erzeugungsseite sollten ausreichende Spielräume geschaffen werden (Gestaltung von Netzentgelten, Tarifen und Beschaffungsprofilen sowie diskriminierungsfreien, möglichst kurzfristig agierenden Flexibilitätsmärkten auch für kleine und lokale Dienstleistungen).

Die Politik sollte ihre Aufgabe wahrnehmen, einen geeigneten Rechtsrahmen zu schaffen (siehe dazu Kap. 4.2). Leitmotive dabei sollten sein:

- ▶ Die Systemverantwortung für die Erneuerbaren Energien sollte angereizt werden und zu mehr Planbarkeit im Betrieb des Netzes und des gesamten Kraftwerksparkes führen.
- ▶ Die nötige Konvergenz der Energiesysteme sollte sich auch im Rahmen der politischen Programme und Gesetzesharmonisierung niederschlagen (Synergien zwischen EEG und EnWG)
- ▶ Es ist zu beachten, dass die Ausgestaltung der Markt und Regulierungsspielräume in Deutschland mit den europäischen Rahmenbedingungen kohärent ist. Mindestens folgende Aspekte sind davon unmittelbar betroffen:

- Vorgaben an den Smart Meter (vgl. BSI Schutzprofil),
- Umgang mit Überschüssen aus Windkraft an den Kopplungsstellen zu den Nachbarländern,
- Sicherung der EEG-Einspeisevergütungen,
- Investitionssicherheit beim Aufbau von Reservekapazitäten.

4.1.2 Verbände (Energiewirtschaft, IKT-Branchen, Verbraucherschutz)

Im Laufe des E-Energy-Projektes haben sich alle relevanten Verbände der Energie- und IT-Wirtschaft dem Thema Smart Grid angenommen, aktiv an den Diskussionen im Rahmen der E-Energy-Kongresse teilgenommen, zahlreiche eigene Veranstaltungen zu den Smart Grid Themen durchgeführt und in eigenen Arbeitskreisen Positionspapiere und Roadmaps in die Gespräche mit dem Ministerium und den Regulierungsbehörden eingebracht. In vielen Positionen ist eine Abstimmung der energiewirtschaftlichen Verbände bereits erfolgt. Die übergreifende Abstimmung zwischen Arbeitskreisen der IKT-Industrieverbände aber auch der Verbraucherschutzseite und Vertretern erneuerbarer Energien könnte den politischen Umsetzungsdruck weiter positiv verstärken. In den Reihen der IKT-Wirtschaft ist zu prüfen, ob sich Wertschöpfungspotenziale aus einer smarten Energieinfrastruktur erwarten lassen, wenn proaktive Verknüpfungen mit anderen Geschäftsfeldern der IKT-Wirtschaft strategisch vorgenommen werden (Beispiel Smart Home).

Die Erfahrungen im Bereich der europäischen Standardisierungsdiskussion haben gezeigt, dass die Verbandsarbeit in diesen Gremien enorm wichtig ist und mit entsprechenden Experten besetzt werden muss. Die Mitgestaltung der europäischen Standardisierungsprozesse kann als Schlüsseldisziplin zur Aufrechterhaltung einer industriepolitischen Führungsrolle Deutschlands als Leitmarkt und Leitanbieter für systemintegrierende technische Lösungen gelten.²³

- ▶ Durch Meinungsbündelung, gegenseitige Vertretung und Bildung von Allianzen können die deutschen Positionen im europäischen und internationalen Abstimmungsprozess mehr Gewicht erlangen. Eine Voraussetzung dafür ist, dass Deutschland international mit einer Stimme spricht. Gewissermaßen das gemeinsame internationale Sprachrohr von Smart Energy könnte die Netzplattform sein, auf der Vertreter sowohl der Energiewirtschaft als auch der IKT-Wirtschaft zusammenarbeiten. Das hätte den Vorteil, dass die Verbände nicht nur innerhalb ihrer jeweiligen europäischen Pendanten agieren. In diesem Sinne konnte und könnte auch weiterhin die deutsche Position sich im Rahmen gleichgesinnter europäischer Allianzen (z.B. D-A-CH-Kooperation o.ä.) einbringen.

²³ Weitere Ausführungen über die erfolgreiche Unterstützung dieser Gremienarbeit finden sich im Detailbericht (incowia), Kapitel 5.

4.2 Gestaltung des Rechtsrahmens

4.2.1 Zwischen Markt und Regulierung

In diesem Kapitel geht es um die Frage der Abgrenzung zwischen den marktwirtschaftlichen und regulatorischen Domänen, in denen sich Netzbetreiber, Erzeuger, Lieferant und flexible Verbraucher bewegen.²⁴

Deutschland verfügt über ein gut ausgebautes Stromversorgungssystem. Im Zuge der Liberalisierung bestand nun eine Gestaltungsaufgabe des Rechts- und Regulierungsrahmens darin, durch die Entflechtung der Rollen (Erzeuger, Netzbetreiber, Lieferant) zu mehr Wettbewerb und damit zu mehr Kosteneffizienz zu gelangen. Anders als Energieerzeugung (konventionell), Handel und Lieferanten, die sich nun im freien Wettbewerb befinden, unterliegen die rund 900 Netzbetreiber der Regulierung auf Grund ihrer natürlichen Monopolstellung bei der Transportinfrastruktur „Netz“. Errichtung, Instandhaltung und Betrieb des Netzes werden nach festgelegten Vergütungen (ARegV, Netzentgelte etc.) bewirtschaftet.

Im Zuge der Anpassung der Netzinfrastruktur – insbesondere der Verteilnetze - an die neue gesellschaftlich geforderte Aufgabe der flächigen Integration der (insb. fluktuierenden) dezentralen Erzeugungs-Anlagen ergeben sich neue Zielkonflikte zwischen maximaler Anschlusskapazität, kosteneffiziente Bereitstellung von Transportleistung und der verursachungsgerechten Kostenverteilung. Darauf sind die bisherigen Spielregeln der Regulierung (Kostenkontrolle in einem Fließgleichgewicht) nicht ausgerichtet. Für die Netzbetreiber sind die Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass die volkswirtschaftlich sinnvollsten Lösungen zur Anpassung der jeweiligen Infrastruktur zur jeweiligen Ausbauphase honoriert bzw. angereizt werden.

- Das Ampel-Modell erweist sich als anerkannte und geeignete Methode zur räumlich und zeitlich differenzierten Charakterisierung der Netzzustände. Insbesondere die weitere Ausgestaltung der regulatorischen und marktlichen Handlungsmöglichkeiten für den gelben Bereich sind systematisch fortzuentwickeln.

E-Energy konnte nachweisen, dass dem Netzbetreiber neben klassischen Instrumenten des Netzausbaus künftig eine Palette serienreifer Smart-Grid-Technologie zur Verfügung stehen wird. Diese Palette reicht von intelligenter Sekundär-Technik bis zur Interaktion mit Systemdienstleistern auf allen Netzebenen. Diese neuen und fallweise kosteneffizienteren Optionen werden derzeit im gültigen Anreiz-Regulierungsrahmen nicht ausreichend berücksichtigt, so dass die Gefahr besteht, dass ineffizientere Optionen zum Zuge kommen. Die notwendige Forschung und Entwicklung neuer Lösungen seitens der Netzbetreiber kann derzeit nicht vollständig über die staatliche Projektförderung und Netzentgelte refinanziert werden. Investitionen in F&E-Vorhaben, die z.T. auf der verpflichtenden Einführung von intelligenten Messsystemen aufsetzen, können deshalb zu Lasten der Eigenkapitalren-

Revolution im Kraftwerkspark und Evolution der regulatorischen Rahmenbedingungen

Umbau der Versorgungsinfrastruktur als gesellschaftliche Herkulesaufgabe

²⁴ Detaillierte Empfehlungen zur Weiterentwicklung der rechtlich regulatorischen Rahmenbedingungen finden sich im entsprechenden Detailbericht.

dite gehen. Der Zeitverzug in der Honorierung der getätigten Investitionen und Unklarheiten bzgl. der Standardanforderungen an die Komponenten lähmt eine zügige Anpassungsdynamik. Um diese Probleme zu vermeiden, bieten sich folgende Lösungsmöglichkeiten an:

- ▶ Mögliche harte oder smarte Anpassungsoptionen sind derzeit nicht vergleichbar anrechenbar. Auf Grund der Unterschiedlichkeit der Netzausgangssituationen sollten die vorgeschlagenen Anpassungsmaßnahmen nicht nach Art und Weise, sondern nach Ursache und Wirkung bzw. mit vergleichbaren Zeithorizonten nach Kosten und Nutzen miteinander verglichen werden (wirksame Indikatoren anstelle von Einzelfallprüfung durch die BNetzA).
- ▶ Es gilt Anreize zu schaffen, die Anschlusskapazität für erneuerbare Erzeugungsanlagen durch aktives Einspeisemanagement (Verzicht auf wenige Prozent Energiemenge durch Kappung von Einspeisespitzen) signifikant zu erhöhen.

E-Energy konnte bzgl. des Erzeugungsmanagements feststellen, dass unter derzeitigen Rahmenbedingungen des EEG Erzeugungsanlagen nicht ausreichende Anreize sehen, sich aus der sicheren EEG-Vergütung hinauszubewegen in eine „raue“ Direktvermarktung mit entsprechendem Erlösrisiko. (Probleme bei der Finanzierung von Energieanlagen außerhalb EEG, Mehrerlöse an den Regelenergiemärkten zu gering gegenüber den festen EEG-Vergütungen.)

Die bisherigen Boni zur Direktvermarktung decken zwar die zusätzlichen Aufwendungen bei der Vermarktung fluktuierender Einspeisemengen (Direktvermarktungsbonus, Managementbonus). Das bisherige System trägt aber kaum zur Übernahme weitergehender Systemverantwortung der EEG-Anlagen bei (Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie z. B. Blindleistung, Hinnahme von geminderter Abnahme bei Netzengpässen, Aufbau notwendiger Speicher- oder Wandlungskapazitäten zur bedarfsgerechten Einspeisung).

Im Zuge von E-Energy konnte eine wesentliche kommunikationstechnische Voraussetzung erprobt werden, um kleinere Einheiten an den Energie-Märkten anzubinden. Die eingesetzte IKT ermöglicht eine entsprechend zuverlässige und standardisierte Kommunikation mit den vielen kleinen Anlagen. Über die Funktion von Aggregatoren konnten kleine Einheiten zu vermarktbar Gebinden zusammengefasst werden.

- ▶ Es sind weiterhin Möglichkeiten zu schaffen, um kleine Energiemengen, Kapazitäten und Flexibilitäten zu bündeln und marktfähig zu machen.

Regulierung fördert Netzbetreiber, die vielfältige smarte Optionen zur Netzanpassung kosteneffizient einsetzen.

Erneuerbare mit zunehmender Systemverantwortung

Marktzugänge für kleine Einheiten durch Aggregatoren

In der Realität ist das Zusammenspiel von erneuerbarer Einspeisung und dem Betrieb konventioneller Kraftwerke noch nicht optimal organisiert. Die derzeitige „Merit Order“ des konventionellen Kraftwerksparks bildet die Konkurrenzkraft der verschiedenen Kraftwerke entlang steigender Nachfrage ab. Da die variablen Erzeugungskosten bei Wind- und PV sehr gering sind, zwingen sie den konventionellen Kraftwerkspark in den Teillastbetrieb (eTelligence, 2012)²⁵. Hierauf sind einige Kraftwerke technisch nicht optimiert oder sie sind dafür grundlegend nicht ausgelegt. Die derzeitigen Marktmechanismen geben noch keine ausreichende Honorierung für konventionelle Kraftwerke im Residuallastbetrieb her. Insofern gilt für die nähere Zukunft:

- ▶ Im Zuge des Rückbaus konventioneller Kraftwerke ist ein ausreichender Bestand an „Reserve- und Regelkraftwerken“ sicherzustellen, der im Rahmen seiner strategischen Funktion ausreichende Kostendeckung erlangt.²⁶
- ▶ Im Hinblick auf die Notwendigkeit strategischer Reserven und den Umgang mit Energieaufkommen zu negativen Preisen sind die Wechselwirkungen zum europäischen Verbundnetz zu beachten.
- ▶ Im Sinne eines grenzüberschreitenden Energieaustausches sind Überlegungen zur Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken zunehmend im europäischen Zusammenhang zu betrachten.

Im Interesse einer verursachungsgerechten Kostenverteilung bei der Netznutzung besteht die künftige Herausforderung darin, die Netznutzungskonditionen für Erzeuger diskriminierungsfrei zu gestalten. Für den weiteren Zubau von kleinen Erzeugungsanlagen sind derzeit die Allokationssignale bzgl. Anschlusskapazitäten noch zu gering. Einige Netznutzer (auch Speicher) sind derzeit von Gebühren ausgenommen. Die Netznutzungskonditionen müssten sich einerseits für alle Netznutzer entsprechend des jeweiligen Aufwandes und Systemnutzens ableiten und gleichzeitig nicht zu einer Entsolidarisierung führen.

- ▶ Sofern sich Prosumer durch Eigenverbrauchsoptimierung von mengenabhängigen Netznutzungsgebühren entlasten, steigt das Netzentgelt bei den verbleibenden Nutzern. Hier wird vorgeschlagen das Netzentgelt zunehmend leistungsabhängig zu gestalten.

Das Miteinander von Erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken ist künftig im Lichte europäischer Energiemärkte zu organisieren.

Ausgewogene Verteilung der Infrastrukturkosten zwischen Verursachungsgerechtigkeit und Solidaritätsprinzip.

²⁵ Weitere zu erwartende Effekte hat Öko-Institut im Rahmen der Wirkungsforschung zu eTelligence mit Hilfe von Szenarien-Simulation im PowerFlex-Modell aufgedeckt.

²⁶ Ob hierzu Kapazitätsmärkte (national) eingerichtet werden müssen, gibt es aus E-Energy keine Position. Zu beachten ist aber, dass dies von den künftigen Marktbedingungen im deutschen Strommarkt und im Europäischen Verbund abhängt.

Variable Netzentgelte eröffnen die Möglichkeit, Netzbefindlichkeiten temporär oder lokal am Markt abzubilden und somit die Ein- oder Ausspeisung des Netznutzers ökonomisch abwägen lassen zu können. E-Energy konnte zeigen, dass im jeweilig untersuchten Fall damit relevanter Systemnutzen (Kapazitätserweiternde Effekte für das Netz) verbunden ist. Die Zuordnung, zu welcher Zeit welcher Netznutzer tatsächlich zur Netzentlastung beitragen konnte und wo nicht, ist allerdings kaum abgrenzbar.

- ▶ Teile der Modellregionen sprechen sich gegen eine Dynamisierung der Netzentgelte aus und empfehlen pauschale Lösungen.

Mit der Zunahme dezentraler dargebotsabhängiger Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen steigt der Ausgleichsbedarf von Erzeugung und Verbrauch auf Verteilnetzebene. Das Steuern von Lasten (Zuschalten, Drosseln, Abschalten, Wiederanschalten) sowie auch von Erzeugung (Abschalten, Drosseln, Bereitstellen von Systemdienstleistungen) kann dem Netzbetreiber helfen Netzengpässe zu verhindern.

- ▶ Netznutzern könnte (analog zu §14a EnWG) ihr spezifisches netzdienstliches Verhalten mittels reduzierten Netzentgelten, vorvertraglich gesicherten Schalloptionen oder Ähnlichem honoriert werden. Im Sinne eines diskriminierungsfreien Zugangs sollte die systemgeführte Ein- und Ausspeisung einheitlich für Verbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber geregelt werden.²⁷

Dabei sind folgende Zielkonflikte zu beachten:

- Auswirkung von Kapazitätsmanagement z. B. auf Bilanzkreise und andere Wettbewerbsbereiche (zusätzliche Ausgleichsenergie)
- Auswirkung von erzeugungsorientierten Verbrauchsspitzen auf Netzentgelte.

4.2.2 Dynamisierung der Lieferantenverhältnisse

In diesem Kapitel geht es um das Verhältnis zwischen Verbrauchern und Lieferanten/Aggregatoren sowie die Anforderungen an Prozesse und Strukturen von Handelsmechanismen - und Datenplattformen.²⁸

Im heutigen Marktmodell dienen sog. Standardlastprofile (SLP) dazu, den Netzzugang im Massenkundengeschäft einfach und effizient zu organisieren. Auf diesem stark vereinfachten Ansatz beruht auch die Bilanzierung in diesem Kundensegment. Die Bilanzierung, d.h. die ex post Nachverfolgung der ¼-h Verbrauchswerte aller leistungsgemessenen und profilbasierten Kunden wird letztlich benötigt, um festzustellen, ob alle Lieferantenorganisationen, die eine Netzinfrastruktur nutzen, ihren mengen- und leistungsmäßigen Verpflichtungen nachgekommen sind. Die so erzielte verallgemeinernde Betrachtungsweise von Haushalten oder Gewerbekun-

Mit der aktiven Gestaltung der Netznutzungskonditionen kann der Netzbetreiber zur Ausweitung der gelben Ampelphase am Markt beitragen.

Systemgeführte Ein- und Ausspeisung als netzdienliche Kooperation.

Abkehr von der verpflichtenden Nutzung von Standardlastprofilen (Strom)

²⁷ konkrete Ausführungen zur Steuerung durch den Netzbetreiber im Anhang Rechtsrahmen betreffend §14a EnWG und §11 EEG

²⁸ konkrete Ausführungen im Anhang zum Rechtsrahmen

den ermöglicht zwar den heutigen Wettbewerb um Endkunden, hat aber den Nachteil vom dem tatsächlichen Verhalten der Kunden unabhängig zu sein. Diese Kopplung besteht derzeit erst bei tatsächlich gemessenen Verbrauchern, sogenannten rLM-Kunden (> 100.000 kWh/a).

Sollen künftig auch heutige SLP-Kunden dazu incentiviert werden, ihr Verhalten an die Beschaffungssituationen- oder Netz-Anforderungen anzupassen²⁹, so fehlt es an einem Transmissionsmechanismus, der es erlauben würde, einen Teil des zusätzlichen Beschaffungsrisikos an die Kunden zu überwälzen; diese aber auch umgekehrt an den Vorteilen einer kurzfristigen Verbrauchsoptimierung teilhaben zu lassen. Die konkreten Kundenbedürfnisse bzw. das aus diesen resultierende Nachfrageverhalten und die Beschaffung der Lieferanten können nicht aneinander gekoppelt werden. Dies steht einer dynamischen Tarifgestaltung entgegen.³⁰ Die E-Energy-Modellregionen haben die „smarten“ Kunden mittels Preissignalen oder über Demandside-Manager in die Beschaffungs- und/oder Netzoptimierung eingebunden. Ein günstiges Kosten-Nutzen-Verhältnis ergibt sich aber erst bei größerem Lastverschiebungspotenzial.

Um die Integrationskosten zu minimieren und auch kleineren Flexibilitäten einen Zugang zu Energiemärkten zu verschaffen, bietet der Einsatz von IKT - wie in E-Energy bewiesen – die Möglichkeit der virtuellen Bündelung und gemeinsamen Vermarktung. Die Aggregatoren-Funktion kann nun von Lieferanten, Energiehändlern, Betreibern von Virtuellen Kraftwerken wahrgenommen werden. Als wichtige Voraussetzung, um auch diese dezentralen Energie-Einheiten erfolgreich vermarkten zu können, ist die Anpassung der Präqualifikationsanforderungen für den Regenergiemarkt (Mindestgröße, Ausfallsicherheiten) und der Produkthanforderungen (Kurzfristigkeit, Liefersicherheit) sinnvoll.

Für den Handel dezentraler kleiner Einheiten sind in den E-Energy-Regionen regionale Marktplätze erprobt worden. Dabei hat sich gezeigt, dass dort Liquiditätsprobleme bestehen können. Entscheidend für die Handelbarkeit sind

- Marktmechanismen mit niedrigen Transaktionskosten,
- die Aggregierbarkeit für überregionale Märkte,
- die Zuordnung von Attributen „intelligenter Kilowattstunden“ (z. B. Herkunft und Qualität) für spezifische Nachfragen (Lokale Systemdienste, Regionalstrom, Grünstrom).

In E-Energy sind für den notwendigen Informationsaustausch Datenplattformen bei den Netzbetreibern aufgebaut worden, womit diese auch das Netzmanagement unterstützen konnten. Sofern die Handelsprozesse im Vordergrund stehen, können diese Plattformen auch bei anderen Trägern betrieben werden.

Die Teilhabe der Verbraucher am Beschaffungsrisiko setzt aufwendigere Realzeitmessung und Fernauslesung voraus.

Vermarktung der dezentralen Flexibilitäten durch Bündelung und regionale Marktmechanismen (nicht unbedingt regionale Marktplätze)

²⁹ (siehe §§ 12 und 13 StromNZV)

³⁰ Bericht BNetzA, S. 63.

4.2.3 Erneuerbare auf dem Weg in die Systemverantwortung

Nach erfolgreichen Jahren der mengenorientierten Förderung von Erneuerbaren Energien sollten sich zukünftige Anreize orientieren an

- der Netzverträglichkeit der Erzeugung,
 - dem Kapazitätsfaktor im Laufe eines Jahres,
 - den Potenzialen der Anlagen zum Bereitstellen negativer und positiver Regenergie,
 - der Bereitstellung von weiteren Systemdienstleistungen wie z. B. Blindleistung, Momentanreserve oder Schwarzstartfähigkeit.
- Die Anforderungen an Erneuerbare Energien Anlagen sind differenziert und sukzessive bei Neuanlagen, bestehenden Anlagen und schließlich bei Altanlagen anzuwenden.

Veränderte Rahmenbedingungen sollten unter anderem umfassen:

- Zugang zum Regel- und Ausgleichsenergiemarkt durch Änderung der Präqualifikationskriterien (ohne Doppelvermarktungsverbot aber ggf. SDL-Boni, wobei das Doppelvermarktungsverbot jedenfalls für Anlagen in der festen Einspeisevergütung weitergelten muss, andernfalls droht Überförderung)
- Ausbau der Direktvermarktung (Risikoaufteilung bei Teilmengenvermarktung und kurzfristigere Direktvermarktungsoptionen)
- Senkung des Vergütungsniveaus gegenüber Flexibilitätsprämien (Flexibilitäts-/Kapazitätzahlungen beschränkt auf den Bereich Biogas sind derzeit schon verfügbar, Ausweitung allerdings mit Vorsicht zu bewerten, da dies eine allgemeine Diskussion zu Kapazitätsmärkten für alle Energieträger auslösen kann (Schaffung breiter Kapazitätsmärkte aus Sicht des BMU kritisch gesehen); zudem muss genau geprüft werden, ob/unter welchen Bedingungen eine Ausweitung von Flexibilitätsprämien bei gleichzeitiger Absenkung des Vergütungsniveaus in der Gesamtbetrachtung tatsächlich Kosteneinsparungen ermöglicht)
- Einschränkung der Vergütung nicht eingespeister Energie und vermiedener Netznutzung
- Allokationssignale bei der Auslegung des Netzverknüpfungspunktes
- Einspeise- bzw. Aufnahmevorrang für EE mit einer Abregelungsquotenoption (bis zu 5 Prozent)
- Marktintegration von EEG-/KWKG-Anlagen in virtuelle Kraftwerke und Handelsaktivitäten mit Fahrplanaustausch, monetären Transaktionen und Vertragsabwicklungen in Verbindung mit lokalen Dienstleistungen im Energiemanagementsystem des Objektes
- echtzeitfähige Einbindung von EEG-/KWKG-Anlagen in zeitkritischer Steuerung durch das Netz im Störfall.

4.3 Energie- und IKT-Branchen

Deutsche Industrieunternehmen sind weltweit bekannt und führend in der Bereitstellung von integrierten Systemlösungen. Im Rahmen der E-Energy-Projekte konnte die Vernetzung der IKT und Energiebranchen vorangetrieben werden. Ganz konkrete Kooperationen sind eingeübt worden, die für kommende Aufgabenstellungen in hiesigen Netzen und auch im Ausland funktionieren können.

Um Planungs- und damit Investitionssicherheit bei der Umsetzung von Smart Grid Lösungen zu erlangen, ist ein Zusammenspiel zwischen unternehmerischem Umsetzungswille und klaren staatlichen Rahmenbedingungen zwingend, insbesondere im regulierten Bereich und hinsichtlich der anzupassenden Marktbedingungen. Hier ist zu begrüßen, dass einzelne Unternehmen (Siemens, EWE) sich ebenso mit konkreten Vorschlägen an der Diskussion zu neuen Marktbedingungen beteiligen wie die Verbände.

- ▶ Für die Markteinführung sind seitens der Industrie Komponenten vorzuhalten, die gleichermaßen folgenden Anforderungen genügen:
 - flexibel für unterschiedliche Einsatzbedingungen
 - schnittstellenoffen, interoperabel für die herstellerunabhängige Verknüpfung
 - standardisiert für die sichere und nachhaltige Implementierung
 - kosteneffizient für den massentauglichen Einsatz

Die Geschäftsszenarien, die sich im Zuge der Smart Energy-Entwicklung ergeben können, sind noch unabsehbar. Offensichtlich ist jedoch heute schon, dass die Wertschöpfungspotenziale nur im Zusammenwirken verschiedener Branchen gehoben werden können. Die Energie- und IKT-Branchen planen und handeln in unterschiedlichen zeitlichen Horizonten. Nur in gegenseitigen Verständnis und Zulassen der Stärken des jeweilig anderen können die komplexen Aufgaben gelöst werden. Neben der Frage einer gerechten Teilhabe aller Wertschöpfungspartner (inkl. der Prosumer) steht auch die Frage einer strategischen Ausrichtung auf den Binnenmarkt oder den Export an. Günstigstenfalls werden die Kooperationen im Rahmen nationaler Vorhaben soweit gefestigt und eingeübt, dass diese auch für internationale Aufgaben vorbereitet sind.

4.3.1 Deutschland als Leitmarkt und Leitanbieter (international)

Auf Grund der besonders drängenden Herausforderungen bei dem Umbau der Energienetze in Deutschland, ist Deutschland als Leitmarkt für Smart Grid Technologie prädestiniert. Voraussetzung ist, dass die Industrie funktionierende Gesamtlösungen proaktiv entwickelt. Proaktiv bedeutet in diesem Zusammenhang, unabhängig von den Refinanzierungsperspektiven, die staatlicherseits noch für die Implementierung in Deutschland auszugestalten sind.

- ▶ Die enge Kooperation zwischen den Branchen Energiewirtschaft, IKT- und auch Telekommunikationswirtschaft ist für die Entwicklung von Gesamtlösungen unabdingbar.
- ▶ Die Einbindung weiterer Partner (auch KMU-Ebene) aus weiteren Anwendungsbereichen (Smart Home, assisted living, Wohnungswirtschaft, Mobilität)

Planungs- und Investitionssicherheit

Wertschöpfungspotenziale nur kooperativ zu heben

kann entscheidende Mehrwerte generieren, die Wertschöpfungsketten vitalisieren.

- ▶ Um auch als Leitanbieter international erfolgreich zu sein, sollten sich die deutschen Unternehmen mit ihren Lösungsportfolios auch an den Herausforderungen ausländischer, weniger dezentraler Energiesysteme orientieren.

Die Prägung der internationalen Normungs- und Standardisierungsprozesse ist wesentliche Voraussetzung für die Exportfähigkeit deutscher Produkte.

4.3.2 Schlüsseltechnologien

Nach E-Energy kann es keinen Zweifel mehr geben, dass die Informations- und Kommunikationstechnologien eine Schlüsselrolle für das zukünftige Energiesystem spielen. Die Modellregionen haben ihre Feldtests auftragsgemäß mit den vorhandenen Technologien realisiert. Eine Vielfalt von Entwicklungsmöglichkeiten beschreibt die acatech in ihrer Studie „Future Energy Grid – Migrationspfade ins Internet der Energie“. An dieser Stelle seien lediglich Empfehlungen zur Nutzung vorhandener Technologien und Hinweise zu kurzfristigen Handlungsbedarfen im IKT Bereich skizziert.

Eine einheitliche Terminologie ist essentiell für den fachlichen Austausch im noch jungen Forschungsbereich Smart Grid. Mit dem in der Arbeitsgruppe Referenzarchitektur innerhalb des EU Smart Grid Mandats M/490 entwickelten Smart Grid Architekturmodell (SGAM) ist eine wichtige Grundlage für die strukturierte Betrachtung von Business Cases, Use Cases, Funktionen, Protokollen und Komponenten vorhanden. Ergänzt wird dieses Strukturmodell durch das E-Energy-Glossar, das zusammen mit E-Energy Akteuren bei der DKE entwickelt wurde sowie die Funktionsbeschreibungen und eine E-Energy Referenzarchitektur, die von der TU München im Rahmen der Begleitforschung erarbeitet wurde und sich ihrerseits auf den in den Modellprojekten entwickelten Architekturen (z. B. Referenzarchitektur von eTelligence) abstützt.

- ▶ Die in E-Energy entwickelten Terminologien, Ontologien und Referenzarchitekturen eignen sich hervorragend für die Beschreibung und die Diskussion des zukünftigen Internet der Energien und sollten umfassend genutzt werden.

Alle E-Energy Modellregionen haben Datenmodelle und Strategien zur Verwaltung von Daten spezifiziert und in der Praxis realisiert. Anhand dieser Beispiele hat die TU München im Rahmen einer Datenvolumenanalyse die Anforderungen an die Datenhaltung beschrieben (siehe Abschlussbericht der TUM, Kap. 6.6). Demnach ist in Anbetracht der Größe der heutigen Speichermedien nicht die schiere Menge der Daten die entscheidende Herausforderung.

- ▶ Vielmehr geht es darum, welche Daten wirklich gespeichert werden müssen oder dürfen. Weiter ist zu fragen, wer Zugang erhalten soll und wie schnell die Daten verfügbar sind. Die Big Data Herausforderung besteht schließlich darin, geeignete Algorithmen zu finden um aus den Daten aussagekräftige Informationen zu generieren und soweit nötig diskriminierungsfrei für den optimalen Betrieb des Gesamtsystems sowie neue Dienstleistungen bereitzustellen.

Einheitliche Terminologie und vergleichbare Sichtweisen

Umgang mit großen Datenmengen (Big Data)

Die damit zusammenhängenden Fragestellungen werden derzeit europaweit noch recht vielschichtig unter dem Begriff Data Access Manager (DAM) oder dem von der TU München favorisierten Begriff Daten-Integrator diskutiert. Da die Antworten auf diese Fragen essentiell für die weitere Entwicklung im Bereich Smart Energy und die Akzeptanz eines Internet der Energie sind, sollte hier ein großes Gewicht in der zukünftigen Gestaltung des Forschungs- und Förderrahmens gelegt werden.

Während die Speicherung der Daten eher keine große Herausforderung darstellt, ist die Frage des Transports durchaus noch mit einigen Fragezeichen behaftet. Die E-Energy Modellregionen haben hier sehr unterschiedliche Erfahrungen gemacht und mancher Feldversuch wurde durch Datenausfälle massiv behindert. Dabei ist zu unterscheiden (vgl. Abb. 42) zwischen

**Bandbreiten und
Zuverlässigkeit der
Datenübertragung**

- a) der Datenkommunikation zwischen dem Energiemanager und dem Datenmanagementsystem bzw. Datenkonzentrator und
- b) der Inhouse-Kommunikation.

Fall a) stellt schon jetzt und wird auch in der Zukunft kein Problem darstellen. Setzt die Bundesregierung die deutsche Breitbandstrategie um, werden bis Ende 2014 mindestens 75 Prozent der Haushalte Anschlüsse mit Übertragungsraten von 50 Megabits und mehr haben. Bis 2018 sollen diese Bandbreiten flächendeckend realisiert sein. Systemkritische Kommunikation (z. B. für in Realzeit zu aktivierende Schaltvorgänge) kann über spezielle Punkt-zu-Punkt-Verbindungen und gegebenenfalls dedizierte Breitband-Powerline-Strecken abgewickelt werden. Für die anderen Kommunikationsbedarfe dürften – bei geeignetem Gesamtdesign - die Schutzmechanismen ausreichen, die im Internet auch für andere Fälle (z. B. Home-Banking) entwickelt wurden.

Fall b) stellt theoretisch ebenfalls kein Problem dar. Technologien wie Breitband-Powerline, Schmalband-Powerline, LAN, WLAN, Bluetooth, etc. können für eine sichere und schnelle Datenübertragung mit ausreichender Bandbreite für alle energierelevanten Anwendungen im In-House Bereich sorgen. Praktisch besteht in den meisten Fällen erheblicher Ausbaubedarf mit solchen Technologien, was im Gebäudebestand mit Eingriffen in die Substanz und entsprechenden Kosten verbunden ist. Für die Inhouse-Kommunikation eignen sich etablierte LAN-Lösungen auch deshalb nur sehr bedingt, da die meisten Endgeräte nicht über entsprechende (teure) Anschlüsse verfügen.

Allgemein scheinen neben den wegen des geringen Installationsaufwands attraktiven Powerline-Technologien alle Arten von Funktechnologien eine Lösung zu bieten. Aus Kosten- und Verbreitungsgründen kommen häufig die typischen Schnittstellen aus der Gebäudeautomatisierung zum Einsatz (KNX, wMBus, IEE-E802.15.4/ZigBee). Jedoch zeigten die Tests in den Modellregionen, dass die derzeit verfügbaren Technologien den hohen Anforderungen an Smart Energy Infrastrukturen nur unzureichend erfüllen.

Eine ausführliche Diskussion der Übertragungstechnologien sowie „Breitband-Steckbriefe“ finden sich in Kap. 6.4. und 6.5 des Begleitforschungsberichts der TU München.

Auf eine mit dem Thema DAM bzw. Integrator zusammenhängende Frage weist die TU München in Ihrem Abschlussbericht zu E-Energy deutlich hin: Aus Sicht des Software- und Systems Engineering handelt es sich um eine kritische Komponente, deren Ausfall zu einem kompletten Systemausfall führen könnte.

- ▶ Handlungsbedarf besteht hier vor allem bei der Spezifikation der technischen Anforderungen an diese Komponente. Standardisierte Systemanforderungen würden den flächendeckenden Ausbau solcher Systeme wesentlich vereinfachen.

Die skizzierten Fragen zur Verfügbarkeit der Komponente DAM bzw. Integrator beschreiben nur einen Teil der Problematik, die sich mit der Entwicklung eines resilienten Versorgungssystems verbindet. Hier zeigt sich ein Dilemma des Internets der Energie: einerseits wird es nur durch eine Vielzahl von IKT-Komponenten beherrschbar sein, andererseits steigt dadurch die Zahl der möglichen Fehlerquellen und Angriffspunkte. Eine genaue Analyse dazu wurde im BMWi-Projekt "Sichere Informations- und Kommunikationstechnologien für ein intelligentes Energienetz" durchgeführt.

- ▶ Die meisten in diesem „Sicherheitsprojekt“ vorgeschlagenen Lösungsansätze bedürfen jedoch noch einer intensiven Untersuchung und Erprobung.

Die Ansätze einiger E-Energy Modellprojekte legen das Konzept eines zellularen oder holaren Systems nahe. In einem solchen System ist der physische Energieaustausch zwischen dem Netz und den Zellen minimiert. Entsprechend sind die Übertragungsverluste geringer und es besteht Aussicht, dass sich solche Zellen in Ausnahmesituationen abkoppeln und solange autark betrieben werden können, bis wieder alle Elemente des Gesamtsystems voll funktionsfähig sind. Bei Verwendung einer geeigneten Architektur würden diese Zellen auch ihr eigenes Datenmanagement besitzen, das es ihnen erlaubt einen großen Teil der Steuerung auch ohne Verbindung zu anderen Datenpools durchzuführen. Insofern wären sie ein Beitrag zur Lösung der oben skizzierten Problematik von DAM bzw. Integrator. Solche Systeme wären weniger anfällig gegen das Ausbreiten von Fehlerzuständen und die Resilienz des Gesamtsystems dürfte weit höher sein, als bei herkömmlichen Netztopologien.

- ▶ Die Anforderungen und Effekte holarer bzw. zellularer Systeme konnten in E-Energy nur sehr rudimentär untersucht werden. Hier wären weitergehende Modellprojekte mit vergleichenden Analysen wünschenswert.

Unabhängig davon, wie zentral oder dezentral, wie hierarchisch oder zellular die Architektur des zukünftigen Versorgungssystems sein wird, bleibt die Frage, wie eine beabsichtigte oder unbeabsichtigte Verfälschung von Daten vermieden und deren missbräuchliche Verwendung verhindert werden kann. Mit dem *BSI Schutzprofil* für Smart Meter Gateways wurde hier ein gangbarer Weg aufgezeigt.

- ▶ Vergleichbare Schutzmechanismen gilt es nun auch für die Gateways zu entwickeln, die betriebliche und häusliche Energiemanager mit dem Internet der Energie verbinden. Bei allem Bestreben nach Sicherheit darf eine solches Smart Grid Schutzprofil nicht die Entwicklung von neuen (Mehrwert)diensten verhindern.

Resiliente Systeme**Holare und zellulare Systeme****Datenschutz und Datensicherheit**

4.3.3 IKT-Wirtschaft

Die IKT-Wirtschaft versteht sich bisher in einer Zulieferrolle für energiewirtschaftliche Lösungen. Erhebliche Wertschöpfungspotenziale werden allerdings in den energiefernem Diensten vermutet. Hier geht es um die kreative Bereitstellung der entstehenden Dateninfrastruktur und Plattform für Anwendungen Dritter. Sektoren wie Gebäudewirtschaft, Kreativwirtschaft, Smart Home, Gesundheit, Unterhaltungswirtschaft können durch die IKT-Wirtschaft an diese Plattformen herangeführt werden.

4.3.4 Energiewirtschaft

Den größten Anpassungsbedarf werden Verteilnetzbetreiber haben. Insbesondere die kleinen der insgesamt ungefähr 900 Verteilnetzbetreiber werden kaum ausreichende Personalkapazitäten haben, um den Technologie-Rollout zu vollziehen. Hier gilt es Allianzen zu schmieden, mit denen die erforderliche Professionalität und Kosteneffizienz gewahrt ist. Der Trend zur Rekommunalisierung der Netze sollte unter diesen neuen Anforderungen betrachtet werden.

Die neue Rolle des Messstellenbetreibers sollte aktiv aufgegriffen werden. Erste kreative Geschäftsmodelle der Energieberatung zeigen, dass diese Akteure mehr als nur Datenerfassung betreiben könnten.

- ▶ Weiterhin ist zwischen den Rollen VNB und MSB abzuwägen, wer die erforderlichen Datenplattformen (DAM) betreiben möge und wie der erforderliche Datenaustausch organisiert wird.

Für die Lieferanten von Energiedienstleistungen beginnt eine spannende Zeit. Mit der Einführung variabler Tarife eröffnen sich Gestaltungsspielräume auch zur Kundenbindung und Erweiterung des Dienstleistungsspektrums (Energieberatung, Contracting, Smart Home).

- ▶ Es steht die grundlegende Entscheidung an, ob die Diversifizierung auch in energieferne Geschäftsmodelle hineinreicht oder welche strategischen Partnerschaften mit diesen Sektoren aufgebaut werden sollen.

Die Vertriebe sollten darüber hinaus grundlegende Aufklärungsaufgaben zur Energiewende und der jeweiligen Beteiligungsmöglichkeiten der Prosumer übernehmen.

Querverbände zwischen den Betreibern von Stromnetzen, Gasnetzen und Wärmenetzen sind zu organisieren, damit die Flexibilitäten auch der benachbarten Infrastrukturen genutzt werden können.

Neues Geschäftspotential mit Energiedienstleistungen

4.4 Gestaltung des Förderrahmens

4.4.1 Erfahrung aus E-Energy

Der Zeitpunkt der Ausschreibung war ideal, weil hiermit ein nationaler Impuls ausgelöst werden konnte, sich in der Energie- und IKT-Wirtschaft mit einem bis dato eher unterschätzten Trendthema auseinander zu setzen. Durch die Beschleunigung der Energiewende nach Fukushima ist der öffentliche Erwartungsdruck „Smart Grid als Lösung der Energiewende“ in dem laufenden Projekt sogar übergroß geworden und Teile der Stakeholder zeigten sich von der Dynamik überfordert (gläserner Stromkunde durch Smart Meter, IKT als Kostentreiber anstelle Kostendämpfer, Ausbau gegen Umbau).

Als Wettbewerbsverfahren konnte eine hochkarätige E-Energy-Jury aus einer Vielzahl von Anträgen die besten und geeignetsten auswählen. Dieses Verfahren wird auch für folgende Demonstratoren-Ausschreibung im Leuchtturm-Niveau empfohlen.

Mit der Ausschreibung war die Aufgabe verständlich beschrieben, so dass die Konsortien den Kern Herausforderungen gut annehmen konnten und sich grundsätzlich vergleichbare Aufgaben gestellt haben. Ob in der Auswahl eine Repräsentativität (Beteiligung aller wesentlichen Akteursgruppen und Themenaspekte) berücksichtigt wurde, ist nicht bekannt. Die überwiegende Zahl der ausgewählten Modellregionen legte den Fokus ihrer Feldtests auf die Beeinflussung des Stromverbrauchs in Einfamilienhaushalten (nicht Mehrfamilien, wenig Gewerbe, wenig Erzeugung, nicht Speicher). Durch die geografische Abdeckung Nord Süd und ländlich, urban sind die für Deutschlands Energiewende relevanten Themen gut vertreten gewesen. Bezüglich der Branchenabdeckung fehlten Vertreter der Telekommunikationswirtschaft.

- ▶ Es wird empfohlen einerseits zu beteiligende Branchen im Konsortium vorzugeben.
- ▶ Es wird empfohlen, die Lösungsvielfalt wenig einzuengen. Mit der parallelen Beteiligung mehrerer Modellregionen kann die Unterschiedlichkeit der Ausgangsvoraussetzungen in den Konsortien zur vollständigen Ausleuchtung des Lösungsraums genutzt werden.

In der Evaluation ergaben sich Probleme in der Vergleichbarkeit einzelner Aspekte (unähnliche Versuchsanordnungen, unvergleichbare Kennziffern und andere Auswertungskriterien) und Intensität der Zusammenarbeit mit der Begleitforschung. Es wird empfohlen einen Pflichtteil für alle Modellregionen einheitlich vorzuschreiben, zu dem vergleichbare Ergebnisse erbracht werden sollen (ökonomische Auswertung nach vordefinierter oder gemeinsam vereinbarter Methode oder Erstellung einer Architektur oder Stellungnahme zum aktuellen EnWG/EEG und Beiträge zur übergreifenden Öffentlichkeitsarbeit).

Im Zuge der Umsetzung ergaben sich verschiedentlich Planabweichungen nicht oder nur eingeschränkt realisierbarer Arbeitsergebnisse. Seitens des Förderträgers wurde im Interesse des Gesamtprojekterfolges damit konstruktiv verfahren, was

Trendthema erfolgreich zum richtigen Zeitpunkt als industriepolitischen Impuls gesetzt.

Wettbewerb bringt Exzellenz für Leuchttürme

Balance zwischen Individualität und Vergleichbarkeit

künftig beibehalten werden sollte. Seitens des Fördermittelgebers wurde auf die aufkommenden Fragestellungen, die sich in Verbindung mit der Integration der Elektromobilität oder nach Langfristszenarien stellten, mit assoziierten Ausschreibungen reagiert.

- ▶ Es wird empfohlen die Verknüpfung von Zwischenergebnissen aus benachbarten Förderprojekten mit ausreichenden Budgets zu gewährleisten.

Mit einer Laufzeit von 3-4 Jahren hat sich eine ausgereifte Arbeits- und Kooperations-Dynamik innerhalb des Projekts entfalten können, um den komplexen Herausforderungen insbesondere der Feldtests gewachsen zu sein. Durch die Einführung der Fachgruppen durch die Begleitforschung konnten Zwischenergebnisse zusammengetragen werden und Ergebnistrends bereits frühzeitig für die weiteren Strategien in Politik, Verbänden und Wirtschaft beobachtet werden.

- ▶ Wir empfehlen auch künftig auf die Verwertbarkeit von Zwischenergebnissen zu achten, da im hochdynamischen IKT-Umfeld wichtige Erkenntnisse nach 4-5 Jahren bereits zu spät kommen, um die Entwicklung mit zu beeinflussen.

Die finanzielle Ausstattung erschien ausreichend, um die geforderten Aufgaben auch in Feldtestumgebungen zu erforschen. Allerdings waren entsprechend finanzstarke Konsortien auf Seite der Modellregionen eine unabdingbare Ergänzung. Die Förderquoten für KMU sind ggf. zu verbessern, um eine Beteiligung anzuregen. Die Budgets für Öffentlichkeitsarbeit waren sehr knapp im Anbetracht zu der Kommunikationsaufgabe, die die Projekte innerhalb ihrer Modellregionen und in Zusammenarbeit mit der Begleitforschung darüber hinaus zu leisten hatten.

- ▶ Hier empfehlen wir die Anforderungen an die öffentliche Kommunikation (Messen, Kongresse, Medien) mit entsprechenden Budgets zu versehen.

Die Begleitforschung hatte neben einem Evaluationsauftrag einen erheblichen Kommunikationsauftrag. Dies hat dem Gesamtprogramm große Sichtbarkeit in der Energie- und IKT-Wirtschaft-interessierten Öffentlichkeit im In- und Ausland verschafft (auch D-A-CH-Kooperationen).

- ▶ Dieser Transfer- und Kommunikationsauftrag sollte für ähnlich gesellschaftlich relevante Themen, zu denen ein hoher Aufklärungsbedarf besteht, weiterhin durch eine Begleitforschung wahrgenommen werden.

Durch die Begleitforschung konnte als „neutrale Instanz“ innerhalb der Modellregionen Wissenstransfer und Meinungsbildung stark beschleunigt werden. Die Fachgruppen haben sich hierzu als sehr probates Instrument erwiesen, nicht zuletzt um auch Stellungnahmen frei von partikularen Interessen abzustimmen und an die Ministerialebene reichen zu können. Die Kooperationskultur und Vertrauensbildung konnte stark befördert werden. Es hat sich derweil eine E-Energy-Familie/Community herausgebildet.

- ▶ Die Begleitforschung sollte auch bei weiteren Projekten, in denen branchenübergreifender Vernetzungsbedarf besteht, für den Queraustausch sorgen.

Der kontinuierliche Transfer-Auftrag und PR-Auftrag hat zum starken Wissensaustausch in die beteiligten Branchen schon während der Projektlaufzeit geführt.

**Zwischenergebnisse
abholen können**

**Begleitforschung und
interne Vernetzung**

- ▶ Der Anspruch sollte auch bei weiteren langjährigen Projektlaufzeiten beibehalten werden.

Der Evaluationsauftrag konzentriert sich angesichts der Heterogenität der Modellregionen auf die Herstellung von Vergleichbarkeit der konzeptionellen Ansätze, Begriffsverständnisse und Herausfilterung der grundlegenden Erkenntnisse.

- ▶ Die Zuarbeit der Modellregion zu übergeordneten Erkenntnissen (auch die Scharnierfunktion der jeweiligen Wirkungsforschung in den einzelnen Modellregionen) sollte künftig klarer vorgegeben werden.

4.4.2 Künftige Förderthemen und -strukturen

Aufbauend auf dem Erkenntnishorizont von E-Energy zeigen sich Forschungs- und Förderbedarfe die im Folgenden beschrieben werden.

In E-Energy wurde im Wesentlichen der Bereich Stromversorgung betrachtet. Einige der entwickelten IKT-Lösungen zielen bereits auf einen „Multispartenansatz“, speziell im Bereich des Erfassens und Steuerns von Verbräuchen. Diese Ansätze gilt es auszudehnen auf eine Konvergenz von Netzen, auf Hybrid- und Polynetze und entsprechende Querverbünde.

Entwicklungsaufgabe:
Systemübergreifende
Ansätze

Mit der Zunahme der Dezentralität und Volatilität in der Erzeugung stellt sich nun zunehmend die Frage nach Speichern, die es ebenfalls mittels IKT optimal einzusetzen gilt. Das größte und wirtschaftlichste Potenzial für Langzeitspeicher wird hier im Bereich der Gasnetze gesehen, die aus überschüssigem Strom erzeugtes Methan oder Wasserstoff aufnehmen und transportieren können.

Im Bereich Wärme stecken größte Effizienzpotenziale. Mittels IKT, wie sie in E-Energy entwickelt und in Feldtests zum Einsatz gebracht wurde, könnte auch die Nutzung von Heizanlagen oder der Betrieb von Anlagen zur Gemeinschaftsversorgung (Nah- und Fernwärmenetze) optimiert werden. Hier bietet sich neben einer zielgenauen und weitgehend automatisierten Beratung zur Effizienz auch eine automatische Einstellung von Anlagenparametern (Stichwort: Heizkennlinie) an, mit denen sich die Heizung dynamisch an die Nutzung der Wohnung und die Lebensgewohnheiten der Bewohner anpasst. Hier kann auf den aktuellen Forschungserfolgen des Schwesterprojektes ProShape aufgebaut werden.

- ▶ Aus IKT Sicht sind zellulare Systeme weiter zu untersuchen, ggf. gesteuert mit Methoden des Cloud Computing. Sie können bei der Kleinteiligkeit des zukünftigen Versorgungssystems entscheidende Vorteile für die Steigerung der Resilienz bieten.

Entwicklungsaufgabe:
Resiliente zellulare An-
sätze

E-Energy konnte nur rudimentäre Auskunft zu Kosten und Nutzen der entwickelten und erprobten Smart Grid Lösungen geben. Ähnlich wie es bereits für das Thema Smart Meter-Rollout geschehen ist, sollte hier eine vorbehaltlose Analyse der betriebswirtschaftlichen, regionalwirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Effekte durchgeführt werden. Es ist allerdings zu bedenken, dass der Netznutzen von den jeweiligen lokalen Rahmenbedingungen abhängt und kaum pauschaliert werden kann.

Entwicklungsaufgabe:
Kosten-/Nutzenanalyse
für Smart Grid

- ▶ Um die Dimensionen der potenziell eingesetzten Systeme abschätzen zu können und um technische Realisierungen auf deren Skalierbarkeit hin zu untersuchen, sind Simulationen von Zukunftsszenarien nötig.

Grundlage dieser Simulationen sind Annahmen über die Zukunft des Energienetzes, der Stromverbraucher-, Erzeuger- und Speicherstruktur. In solchen Simulationen könnten dann verschiedene Realisierungen auf deren Skalierbarkeit hin untersucht werden. Hier kann auf den Ergebnissen der Szenarienanalyse des E-Energy-Projektes Future Energy Grid (acatech, 2012) aufgebaut werden.

Grundlage dafür wären einheitliche Kennzahlen und Kosten-Kurven, ggf. in enger Zusammenarbeit mit den im Rahmen von ISGAN entwickelten und in vielen Ländern inzwischen erfolgreich praktizierten Methoden.

Wenn die Markteinführung Smart Grid und Smart Energy „geschäftsmotiviert“ geschehen soll, d.h. die Infrastruktur sich sukzessive aus lukrativen Geschäftsideen entfalten soll, zeichnet sich ein sehr heterogenes Bild der Entwicklung ab. In einigen Verteilnetzbereichen wird IKT intensiviert werden und in anderen weniger. Es wird ein buntes Mosaik der wirtschaftlich günstigsten Lösung zur Integration der erneuerbaren Energien entstehen, mit Sensorik und Intelligenz auf unterschiedlichen Aggregationsebenen, teils am Netzrand beim Prosumer, teils auf Ebene der Ortsnetzstationen. Schritt für Schritt werden die Lösungen den steigenden (Regel-)Energiepreisen aus betriebswirtschaftlichen Motiven folgen. Eine verstärkte Betrachtung realistischer Geschäftsideen wäre hier angeraten - insbesondere in Verbindung mit den Synergien weiterer Heimvernetzungstendenzen (gleiche Management-Infrastruktur für Strom, Wärme und Smart Home Funktionen). Hier sollten neueste Methoden innovativer Geschäftsmodellentwicklung (open innovation Prozesse) angeregt werden und durch eine Durchmischung der Konsortien aus verschiedenen Branchen und Wertschöpfungsstufen neue Ideen entstehen. Im Zentrum dieser Beobachtung sollte aus Sicht der IKT-Förderung stehen, ob und welche Basisinfrastruktur für die Geschäftsmodellentwicklung nötig ist. Dabei ist auch die Frage zu klären, ob und wie das Internet die differenzierten Anforderungen der Steuerungsprozesse in kritischer Infrastrukturmgebung erfüllen kann.

Viele der ja überwiegend kleinen Versorger und Netzbetreiber sind überfordert mit der Entwicklung angepasster, tragfähiger Geschäftsmodelle. Die Wissenschaft wie die Beratungspraxis kennt Methoden, mit denen diese Aufgabe bewältigt werden kann. Sie gilt es zu verfeinern und für breite Kreise in der Energiewirtschaft nutzbar zu machen.

Der künftige Markt- und Regulierungsrahmen wird entscheidend dafür sein, welche der in E-Energy erprobten Lösungen sich in der Fläche ausrollen lassen. Hier gilt es möglichst schnell Klarheit zu schaffen – soweit nötig durch eine zügige Bewertung der Chancen und Risiken verschiedener Modelle.

Das zu implementierende Marktdesign und die zugehörigen Geschäftsmodelle hängen wesentlich von der Akzeptanz der Lösungen in breiten Bevölkerungskreisen ab. Sollte sich zeigen, dass manche Konzepte durch fehlende Nutzerakzeptanz nicht in erwünschtem Maß umsetzbar sind, muss deren Umsetzung erneut betrachtet werden. Hier gilt es auch auf die im Rahmen von EU-Projekten (z. B.

Entwicklungsaufgabe:
innovative Methoden zur
Geschäftsmodellentwicklung

Entwicklungsaufgabe:
Marktdesign und Regulierungsrahmen

Entwicklungsaufgabe:
Nutzerbedürfnisse und
Steigerung der Akzeptanz

S3C oder ADVANCED) erfolgten Untersuchungen im Bereich der außer-tariflichen und nicht-monetären Anreize aufzubauen. Die sozialwissenschaftlichen Dimensionen der Energiewende sind dabei mit zu beobachten und geeignete Methoden aktiven Beteiligungsmanagements und lebenslanger Qualifizierung zu ermitteln.

Grundlage für wirtschaftliche Lösungen einerseits und hohe Akzeptanz andererseits wird der richtige Umgang mit den großen Datenmengen sein, die es im zukünftigen Internet der Energien zu verarbeiten gilt. In der von BMWi beauftragten Studie „SIKT – Sichere Informations- und Kommunikationstechnologien für ein intelligentes Energienetz“ (secunet, 2013) gibt es wertvolle Hinweise auf den Forschungs- und Entwicklungsbedarf, ebenso wie in dem als *Detailbericht 1: Evaluationsbericht der TU München* beigefügten Ergebnis der Begleitforschung. Als weiteres verwandtes Forschungsthema ist der Umgang mit großen Datenmengen und Echtzeitanforderungen, um aus Big Data Smart Data zu machen. (Vgl. aktuelle Ausschreibung „Smart Data“ vom BMWi). Im folgenden Schritt sind die sektorübergreifenden Konvergenzen zwischen den Netzinfrastrukturen weiterzuentwickeln.

Bei der Analyse der IKT der Modellprojekte hat sich gezeigt, dass die bisher erarbeiteten Systeme nicht mit einer einheitlichen, geschlossenen Methodik beschrieben wurden. Eine Erarbeitung von einheitlichen Beschreibungsmethoden ist grundlegend für die weitere Entwicklung innerhalb dieses Bereichs und die Anschlussfähigkeit an weitere Domänen. Reibungseffekte, wie sie durch die Übersetzung unterschiedlicher Systembeschreibungen entstehen, können minimiert werden und mittels dieser einheitlichen Beschreibung für ein einheitliches Bild sorgen. Bisher bestehen mehrere Lösungen nebeneinander. Das Ziel muss aber sein, diese Vorstellungen weiter zu konsolidieren. Auch im Sinne der Geschäftskonzeptentwicklung, der Normierung und der Regulierung bietet eine einheitliche Beschreibung von Smart Grid Systemen die Grundlage für weitere Handlungsschritte. Insofern gilt es auf den im Schlussbericht der TU München skizzierten Ansätzen für eine Smart Energy Referenzarchitektur aufzubauen und diese weiter zu entwickeln.

Forschungsaufgabe:
Datenschutz und Datensicherheit bei Big Data und Übergang zu Smart Data

Entwicklungsaufgabe:
Smart Energy Referenzarchitektur

5 Vernetzung und Verbreitung von E-Energy

5.1 Arbeit in den Fachgruppen und auf der Wissensplattform

Um den Wissensaustausch zu Querschnittsfragen zwischen den Modellregionen zu ermöglichen, richtete die Begleitforschung Fachgruppen ein und organisierte und moderierte deren Treffen.

5.1.1 Fachgruppe Interoperabilität

(Leitung: incowia)

Diese Fachgruppe, die von den Experten des Begleitforschungspartners incowia geleitet wurde, sollte die Spezialisten aus den Modellregionen dabei zu unterstützen, bei den in der jeweiligen Modellregion zu entwickelnden Lösungen für die einzelnen Bereiche des E-Energy-Gesamtsystems zu Ergebnissen zu gelangen, die mit den Ergebnissen (Produkten, Protokollen, Geschäftsprozesse etc.) der anderen Modellregionen und weiteren bedeutenden Entwicklungen vergleichbar und im Idealfall interoperabel sind. Dabei wurde angestrebt, auf vorhandene Standards oder Normen zurückzugreifen, wo dies möglich war, bzw. gemeinsame Erweiterungen von Standards oder Normen voranzutreiben, wo dies erforderlich war (siehe Kap. 5.2.).

Die zu entwickelnden E-Energy-Systeme in allen Modellregionen enthielten jeweils eine große Anzahl von Schnittstellen zwischen den Akteuren (Geräten, Marktteilnehmern) in den jeweiligen Systemen. In der Regel sollten diese Schnittstellen so beschaffen sein, dass sie auch mit den analogen Schnittstellen in den jeweils anderen Modellregionen kompatibel sind, d.h. dass Akteure unterschiedlicher Modellregionen miteinander interagieren können. Gleichzeitig ist es erforderlich, dass beim Entwurf und der Implementierung der Schnittstellen die nationalen und internationalen Normen und Standards, die für derartige Schnittstellen existieren, beachtet werden, bzw. wenn es keine ausreichenden Standards gibt, diese entwickelt und in die entsprechenden Standardisierungsgremien eingebracht werden. Dies kann auch die Änderung von rechtlichen Rahmenbedingungen umfassen. Die so geschaffene Interoperabilität der in den Modellregionen entstandenen E-Energy-Systeme ist die Grundvoraussetzung dafür, dass diese Lösungen in der Zukunft am breiten Markt eingesetzt werden können.

So beteiligten sich an der von der E-Energy-Begleitforschung Fachgruppe seit 2009 etwa ca. 20 Experten aus allen sechs Modellprojekten aktiv. Gleichzeitig wurden aber von Beginn an auch in diese Mitglieder nationaler Normungsgremien wie der DKE und dem DIN mit eingebunden, die so sehr frühzeitig Kenntnis von den Normierungsanstrengungen zu erhalten.

Zu den Treffen der Fachgruppe wurden neben deren Mitgliedern auch weitere Spezialisten für die jeweils diskutierten Interoperabilitäts-Themen eingeladen. Durch diese Zusammensetzung und das Vertretensein von Mitgliedern der Fachgruppe in verschiedenen Standardisierungs- bzw. Normungsgremien gelang sowohl die Abstimmung der Modellregionen untereinander als auch die Kenntnis über (internationale) Standardisierungs-Entwicklungen und die Widerspiegelung

der Interessen von E-Energy in der Standardisierungswelt konnten gewährleistet werden.

Ein früher Meilenstein und wichtiges Ergebnis der FG-IOP-Arbeit war die Erkenntnis der Notwendigkeit zur Einrichtung, die Anregung und die Unterstützung mit Hilfe des DIN FOCUS.ICT bei der Gründung eines Kompetenzzentrums „Normung E-Energy/Smart Grids“ bei der DKE im Oktober 2009. Die fachliche Differenzierung der FG-Interoperabilität-Arbeit und deren organisatorische Abbildung in Unterarbeitsgruppen (siehe Tab. 21) war dabei Vorbild für die initiale Organisationsstruktur des DKE-Kompetenzzentrums. Die enge Zusammenarbeit der E-Energy- Modellprojekte über die Fachgruppe IOP mit den verschiedenen Gremien des DKE Kompetenzzentrums ist über Personalunionen ihrer Mitglieder sichergestellt.

Tab. 21 Inhaltliche Schwerpunkte in den Untergruppen der Fachgruppe Interoperabilität

Quelle: B.A.U.M., 2013

Unterarbeitsgruppe	Thema	Federführende Modellregionen und Akteure
IOP-1	Smart Metering	E-DeMa
IOP-2	Anlagensteuerung/Automatisierung	eTelligence
IOP-3	Inhouse-Automation	SmartWatts
IOP-4	Smart Distribution Grid (Aktives Verteilnetz)	RegModHarz
IOP-5	Geschäftsprozesse/Marktkommunikation	Begleitforschung
IOP-6	Konformität und Profile	moma, MeRegio

Mit Abgabe und der Verteilung dieses Abschlussberichts (Kaufman, et al., 2012) Ende Oktober 2012 beendete die Fachgruppe Interoperabilität ihre fast vierjährige Arbeit im Rahmen der E-Energy-Förderinitiative. Sie wird stattdessen nachhaltig und - so hoffen dies die Mitglieder dieser Fachgruppe - auf Dauer institutionalisiert in den Gremien des DKE-Kompetenzzentrums in der bereits bewährten Form ihre Fortsetzung finden, so wie dies für die Interoperabilitäts-Unterarbeitsgruppen „Inhouse Automation“ und „Geschäftsprozesse/Marktkommunikation“ schon seit längerem der Fall ist.

5.1.2 Fachgruppe Rechtsrahmen

(Leitung: B.A.U.M.)

Durch die Fachgruppe (Leitung: Dr. Katharina Boesche) wurden in Konsensverfahren mit den Modellregionen erarbeitete Stellungnahmen zu Standardisierungs- und Regulierungsfragen, zum Datenmanagement (Schutz, Sicherheit und Formate) sowie zu Novellierungsanforderungen an das EnWG und EEG (z. B. marktconforme Einspeisung) erarbeitet. Gemeinsam wurde die entsprechenden Empfehlungen an die Adressaten in Ministerien, Regulatoren etc. weitergeleitet.

Die Fachgruppe veranstaltete regelmäßig ganztägige Workshops, an denen als ständige Mitglieder Vertreter aller sechs E-Energy Modellregionen teilnahmen. An den Workshops der Fachgruppe nahmen in aller Regel auch Vertreter des Refe-

rats VI B 3 sowie des Referat III B 1 des BMWi und der BNetzA teil. Als Gäste nahmen wiederholt Vertreter verschiedener Landesdatenschutzbehörden, des Bundesdatenschutzbeauftragten, des Düsseldorfer Kreises, der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt, verschiedener Landeseichbehörden, des BSI und des BMU teil. Mit den Verbänden BDEW, VKU, BDI, DKE und BNE wurde ein regelmäßiger Austausch gepflegt, vor allem in Form von Vorträgen der Leiterin der Fachgruppe Recht auf diversen Veranstaltungen der genannten Verbände wie auch durch persönliche Gespräche und schriftlichen Austausch.

Die Fachgruppe unterteilte sich in die folgenden Unterarbeitsgemeinschaften, die unter derselben Leitung arbeiteten wie die Fachgruppe Recht selbst:

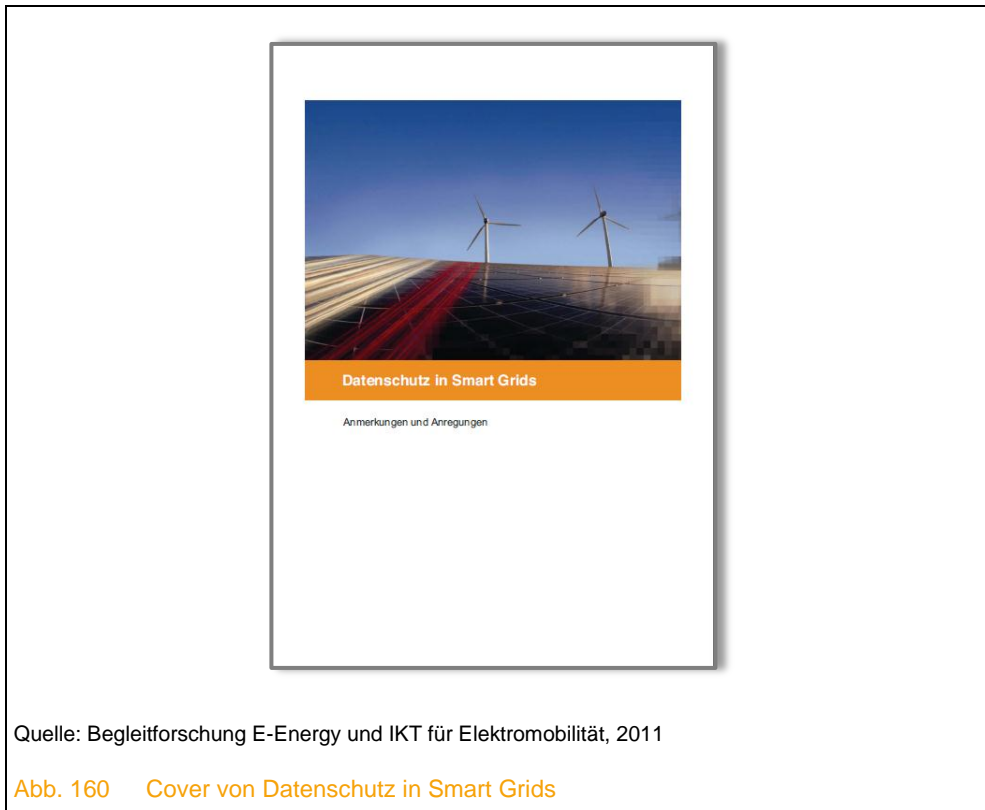
- ▶ AG Regulierung
- ▶ AG Datenschutz
- ▶ AG Beweissicherheit
- ▶ AG EE/KWK
- ▶ AG Interoperabilität/Standardisierung.

Die Fachgruppe arbeitete eng mit der Fachgruppe Recht des Förderprojekts *IKT für Elektromobilität* zusammen, soweit sich dies thematisch anbot.

Die Untergruppen arbeiteten zum Teil getrennt, zum Teil gemeinsam (z. B. AG Regulierung mit AG Datenschutz oder AG Datenschutz mit AG Beweissicherheit/Eichrecht), je nachdem welche Besetzung sich thematisch als effektiv erwies. Zum Thema „Security by Law and Design“ wurde eine gemeinsame Sitzung mit der *Fachgruppe Systemarchitektur* durchgeführt.

Datenschutz wurde von der Fachgruppe bereits früh als eines der zentralen Themen erkannt. Gemeinsam mit der Alcatel-Lucent-Stiftung wurde am 17. Juni 2010 eine eigene Konferenz zum Thema Daten- und Verbraucherschutz veranstaltet. Früh starteten die Arbeiten an einer E-Energy-Publikation zum Thema.

So wurden zum Jahreskongress im Januar 2011 die von den Mitgliedern der Fachgruppe erarbeiteten Anmerkungen und Anregungen zum „Datenschutz in Smart Grids“ vorgestellt. Damit wurden erstmals seitens der betroffenen Marktakteure (Vertreter von IT- und Energieversorgungsunternehmen, von Forschungseinrichtungen/ Universitäten) verschiedene Szenarien (insgesamt sieben) ausführlich auf ihre Datenschutzkonformität rechtlich ausführlich analysiert. Die Anregungen haben bereits konkrete Berücksichtigung in den Vorschriften zum intelligenten Messsystem in der EnWG-Novelle gefunden und werden voraussichtlich noch detailgenauer in der MessZV (siehe § 21i EnWG) geregelt werden. Die Novellierung des MessZV ist im Frühjahr 2012 verabschiedet worden und enthält von der FG Markt ausgehende Handlungsempfehlungen. Die Anmerkungen und Anregungen wurden Anfang Juni 2011 als Buch veröffentlicht und erfreuen sich seitdem einer großen Nachfrage.



Quelle: Begleitforschung E-Energy und IKT für Elektromobilität, 2011

Abb. 160 Cover von **Datenschutz in Smart Grids**

Weitere Arbeitsschwerpunkte der Fachgruppe lagen z. B. in der Unterstützung der Arbeiten am BSI-Schutzprofil sowie in der Kommentierung des EnWG sowie der ARegV.

Zuletzt wurden die rechtlichen Empfehlungen, die die Modellregionen aus ihren Erfahrungen in den Feldtests ableiteten, zusammengefasst und verglichen. Die Fachgruppe Recht hatte maßgeblichen Anteil daran, vor allem das Marktdesign, also das Zusammenspiel zwischen rechtlich-regulatorischen Rahmen und Markt als zentrale Stellschraube für die weitere Entwicklung und Einführung von Smart Grids in Deutschland zu erkennen.

5.1.3 Fachgruppe Markt

(Leitung: B.A.U.M.)

Die sechs E-Energy- Modellregionen kooperierten unter der Leitung von Begleitforschungskonsortialführer B.A.U.M. Consult in der Fachgruppe Markt auf der Suche nach Produkten, Dienstleistungen und Geschäftsmodellen der Zukunft, die auf Grund der sich abzeichnenden Ergebnisse, Erkenntnisse und Impulse in Bezug auf das Internet der Energie möglich sein werden. Im Laufe der Arbeiten rückten aber auch die Themen Akzeptanz und Akzeptabilität für die neuen IKT-Lösungen bei Verbrauchern sowie passgenaue Kommunikations- und Feldtestkundenrekrutierungskampagnen in den Fokus der gemeinsamen Diskussionen. Die Fachgruppe förderte dazu den regionsübergreifenden Erfahrungsaustausch wobei sie sich im Verlauf der Arbeiten nicht mehr nur auf das B2C-Geschäft in Richtung Haushaltsverbraucher konzentrierte (zeit-, last-, oder eventabhängige Tarife für Privathaush-

halte, Erarbeitung konsensfähiger Methoden zur Erfassung der Kunden und deren Akzeptanz). Da im Laufe der Feldtest immer deutlicher wurde, dass vor allem gewerbliche Verbraucher über hohe Lastverschiebungs- sowie Einsparpotenziale verfügen, tauschten sich die Modellregionen auch zum Thema Rekrutierung, Einbindung und Ergebnisse mit Gewerbekunden aus.

Bis zu 20 Experten aus den Modellregionen unterstützt durch Experten und Vertreter anderer Smart Grid Projekte trafen sich zu insgesamt sieben Workshops, auf denen sie ihre Ergebnisse zu bestimmten Themen präsentierten und sich im Anschluss austauschten und ihre Ergebnisse vergleichend diskutierten.

Weiterhin wurde die Zusammenarbeit mit den Akteuren anderer E-Energy-Fachgruppen insbesondere der Fachgruppe Recht gepflegt. Gemeinsam mit der Fachgruppe Recht wurden in einem Workshop geeignete Anreizmodelle zur marktkonformen Einspeisung dezentraler Energien erarbeitet. Auch die Arbeit zum Thema Datenschutz wurde von der Fachgruppe Markt beobachtet, da der Datenschutz der haushalts- und personenbezogenen Daten als Grundvoraussetzung für die Akzeptanz der Feldtestkunden für die neuen Lösungen erkannt wurde.

Zu Beginn der Zusammenarbeit 2009, wurde vor allem - prototypisch und noch konzeptionell - an zentralen Fragen des zukünftigen Marktdesigns gearbeitet. Der Dialog zwischen den Partnern der Modellregionen und geladenen Experten wurde von B.A.U.M. Consult moderiert. Ziel war es, die neuen Energieprodukte sowie deren Nutzen und Markttrollen im neuen E-Energy- Markt gemeinsam zu definieren und zu bewerten. Es ging dabei beispielsweise um die Fragen, welche Effizienz- und Marktpotenziale in verschiedenen Nutzenkategorien in den sich weiter entwickelnden Energiemärkten auf Basis des Internet der Energien stecken, mit welchen Strategien diese Potenziale gehoben werden können und welche Marketingstrategien sich ableiten lassen. Die umfassende Durchdringung der Energiebranche mit modernen Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) lässt schließlich völlig neue Produkte und Dienstleistungen entstehen, weil es neue, erstmals integrierte Daten- und Energienetze mit völlig neuen Strukturen und Funktionalitäten geben wird.

Nach den ersten Fortschritten und mit Beginn der Rekrutierungskampagnen und vor-Ort-Einbindungen der Feldtestkunden, tauschten die Modellregionen speziell ihre Vorgehensweise zur Kundenrekrutierung aus und präsentierten, so vorhanden, erste Befragungen über Soziodemographie des Feldtestkundensegments und Motivationen zur Teilnahme.

Weiterhin wurden die ersten Ergebnisse aus den Vortests besprochen. In den Diskussionen fiel ein Klärungsbedarf bezüglich der verwendeten Begrifflichkeiten und Auswertungsmethoden des Verhaltens der Kunden auf.

Die Fachgruppe Markt ermöglicht es, dass die Betrachtungsweisen der Modellregionen vergleichbar werden. Untersuchungsansätze in den Modellregionen z. B. mit auf die Bewertung der Kundenakzeptanz werden soweit wie möglich vereinheitlicht, um zu gemeinsamen Bewertungen zu kommen. So konnten z. B. bereits folgende Aussagen getroffen werden:

- Ex ante-Befragungen zur Kundenakzeptanz weisen zu viele Spekulationen auf („Lippenbekenntnisse“ zu Umweltargumenten, unterschätzte Wechselträgheit, Misstrauen wegen Datenschutz)
- Kundenpriorisierung hilft zunächst Akzeptanzerfolge bei affinen Kundengruppen zu erzielen und die aufwändige Einbindung schwieriger oder unattraktiver Kunden zu verschieben.
- Kundendifferenzierung (passiv/aktiv, potent/mittellos) hilft passende Geschäftsmodelle zu schaffen (rechtliche Spielräume weiten, Kunden halten anstatt neue Umsätze erwarten).
- Schwellenkunden: Endkunden mit einem Stromverbrauch unter 10 000 kWh/a werden weiterhin stochastisches Verhalten zeigen (E-DeMa) und Geschäftsmodelle zu entwickeln, die bei diesem Kundenkreis zu bedeutenden Lastverschiebung führt, stellt eine der großen Herausforderungen dar.
- Die Flexibilitäten durch zeitlich angepassten Stromverbrauch in Betrieben sind beträchtlich. Sie zu nutzen ist für die Optimierung des Netzbetriebs interessant und als Geschäftsmodell – z. B. für entsprechende Aggregatoren - hochattraktiv. Auch wenn leistungsabhängige Geschäftsmodelle in diesem Segment nicht ganz neu sind, zeigt das Beispiel der Einbindung von Kühlhäusern (eTelligence), dass bei Vorhandensein der in E-Energy entwickelten Technologien und Marktmodelle künftig größere Potenziale genutzt werden können.
- Mit der dezentralen Einspeisung nehmen bisherige Verbraucher zusätzlich auch die Erzeugerrolle ein. In dieser Doppelfunktion als „Prosumer“ können Lastabgleiche bereits auf Kundenebene oder Haus- oder Betriebsebene erfolgen (wie z. B. bei MeRegio gerade gezeigt wird). Die marktkonforme Einbindung dezentraler Stromerzeuger erfordert allerdings die Anpassung der Stromeinspeise-Vergütung (EEG) als Übergang zur künftigen liberalen Vermarktung. Auch hier werden Schwellenwerte erkennbar, unterhalb derer die Steuerung kleiner Einspeiser unrentabel wird. In der Fachgruppe Markt wird deshalb an entsprechenden Vorschlägen für weitere Novellen des EEG gearbeitet.
- Tarifgestaltung als naheliegendes Steuerungsinstrument kann nicht allein die technisch abgeleiteten Mehrwerte weiterreichen. Die Produktentwicklung gelingt nur in Rückkopplung mit dem Nachfrageverhalten verschiedener Kunden. Zur Identifikation attraktiver Geschäftsmodelle hat sich ein 4 stufiges-Verfahren bewährt (moma): Geschäftsidee > Geschäftsmodell > Business Case > Business Plan.
- Die Kommunikationsstrategie (story telling und branding, vertrauensschaffende Marken wie bei Smart Watts) kann als zentraler Erfolgsfaktor für die Kundenakzeptanz gelten. Hier gilt es auch von den Erfahrungen der Telekommunikationsbranche lernen. Dort heißt es z. B. „Flatrate und Komfort statt Askese und Umweltmotive“. Es wird allgemein erwartet, dass die künftigen Applikationen vielfach von kreativen neuen Marktteilnehmern kommen, nicht nur vom Grundversorger. Damit stellt sich die Frage der fairen Verteilung der Wertschöpfung in der Kette.

Die für die Fachgruppe Markt zuständigen Mitglieder der Begleitforschungen entwickelten ein detailliertes Excel-Tool zur Erfassung und Bewertung der Produktat-

traktivität der unterschiedlichen Tarife und Feedbackinstrumente sowie zur Feststellung der Soziodemographie des Feldtestkundensegment und, die in den Modellregionen zum Einsatz kamen

5.1.4 Fachgruppe Systemarchitektur

(Leitung: B.A.U.M. in Kooperation mit der TU München)

Diese Fachgruppe hatte sich zum Ziel gesetzt, die Systemarchitekturen der einzelnen E-Energy Modellregionen vergleichbar dar- und einander gegenüberzustellen. Schließlich können nur so die verschiedenen Lösungen der Modellregionen diskutiert und entsprechende Vor- und Nachteile herausgearbeitet werden. Dafür legte die Fachgruppe u. a. Begriffe fest, mit denen die Funktionalität, Module und Dienste eines E-Energy-Systems beschrieben werden sollen. Als die Modellregionen ihre konkreten Anforderungen (use cases) definiert hatten, bearbeiteten sie in der Fachgruppe schwerpunktmäßig folgende Fragestellungen:

- Wie ist die Intelligenz im Gesamtsystem verteilt?
- Was hat das für Effekte auf Datenschutz und der Datensicherheit?
- Welche Funktionen bilden sich auf welche Hardware- und Software-Module ab?
- Welche Übertragungswege und -protokolle sind notwendig und sinnvoll? Welche Anforderungen an Interoperabilität bzw. Standardisierung ergeben sich daraus?

Insgesamt beschäftigten sich die Mitglieder der Fachgruppe mit den Themen Zuverlässigkeit, Effizienz, Betriebssicherheit, Betriebskosten, Performance, Anpassbarkeit und Migrierbarkeit, Kompatibilität und Skalierbarkeit. Dies geschah in enger Zusammenarbeit mit den anderen Fachgruppen und den Experten, die unter Federführung der DKE an der Standardisierung arbeiteten (siehe Kap. 5.2)

Ihren Niederschlag fanden die Aktivitäten dieser Fachgruppe vor allem in der von der TU München erstellten Ontologie (siehe *Detailbericht 1: Evaluationsbericht der TU München*) und in Beiträgen zu den Standardisierungsarbeiten im EU Mandat M /490.

Die Ausarbeitungen zum Datenschutz und Datensicherheit in Smart Grids wurden in dieser Fachgruppe im Vergleich zur Fachgruppe Recht eher aus architektonischer Perspektive betrachtet. Im Kassel-Prozess der FG Systemarchitektur trafen die E-Energy Modellregionen sowie Mitglieder des Kompetenzzentrums E-Energy der DKE, der Arbeitsgruppe Smart Grid von TeleTrust, BITKOM und BSI unter Moderation der E-Energy-Begleitforschung zusammen, um ein gemeinsames Verständnis zu Sicherheitsaspekten im Smart Grid zu entwickeln, ihre Ansätze zu vergleichen und weitere Gemeinsamkeiten zu finden.

Im Rahmen der „Kasselgruppe“ wurden übergreifend IT-Sicherheitsfragen (inkl. Fragen des Datenschutzes) für alle Business und Use Cases des Smart Grid diskutiert. Dieser Scope beinhaltete auch die spezifische Behandlung von Datenschutzfragen.

Fragen bezüglich des Smart Meters und seines Gateways sollten in der Gruppe nicht umfassend diskutiert werden, da sie im Rahmen der Arbeiten am BSI-Schutzprofil für das Smart Meter Gateway eingehend in anderen Foren - ebenfalls unter Beteiligung von E-Energy Vertretern - behandelt werden. Die „Kassel-Gruppe“ sah ihre Aufgabe darin, Aspekte des Smart Grid insgesamt zu diskutieren und damit weit über die beschränkten Anforderungen an Smart Meter hinauszugehen.

Hintergrund und Basis der Aktivitäten im Kasselprozess waren die diesbezüglichen Arbeiten der sechs E-Energy Modellprojekte. Die E-Energy Modellregion haben jeweils unterschiedliche Schwerpunkte bezüglich der Bearbeitung von IT Security gesetzt:

- moma arbeitete auf Basis einer IBM-Studie mit Beschreibung der Bedrohungen, Schutzziele und Maßnahmen (siehe IBM Security Framework) und veröffentlichte als Ergebnis eine eigene Security-Studie. Innerhalb von MeRegio wurde speziell an Lösungen für die Datenschutzproblematik geforscht, es wurde aber auch ein White Paper erstellt, das Bedrohungen, Schutzziele und Maßnahmen sowohl für die Pilot- als auch für die Verwertungsphase beschreibt.
- SmartWatts beschreibt mit jedem Use Case auch relevante Sicherheitsaspekte und erarbeitete ein umfassendes Sicherheitskonzept.
- eTelligence orientiert sich am BSI Katalog für Cyber Security. Der Konsortialpartner OFFIS erarbeitete ein Sicherheitskonzept sowohl für die konkrete Architektur als auch für die Referenzarchitektur, die im Rahmen von eTelligence entwickelt wurde. Der Fokus liegt auf dem Umgang mit vorsätzlichen Angriffen auf die Smart Grid-Infrastruktur.
- Innerhalb von E-DeMa wurden Studien, die die Risiken der Gesamtarchitektur beschreiben, erarbeitet. Der Schwerpunkt liegt allerdings bei Smart Metering. So brachte sich die Modellregion maßgeblich in die Arbeiten zum BSI-Schutzprofil ein.

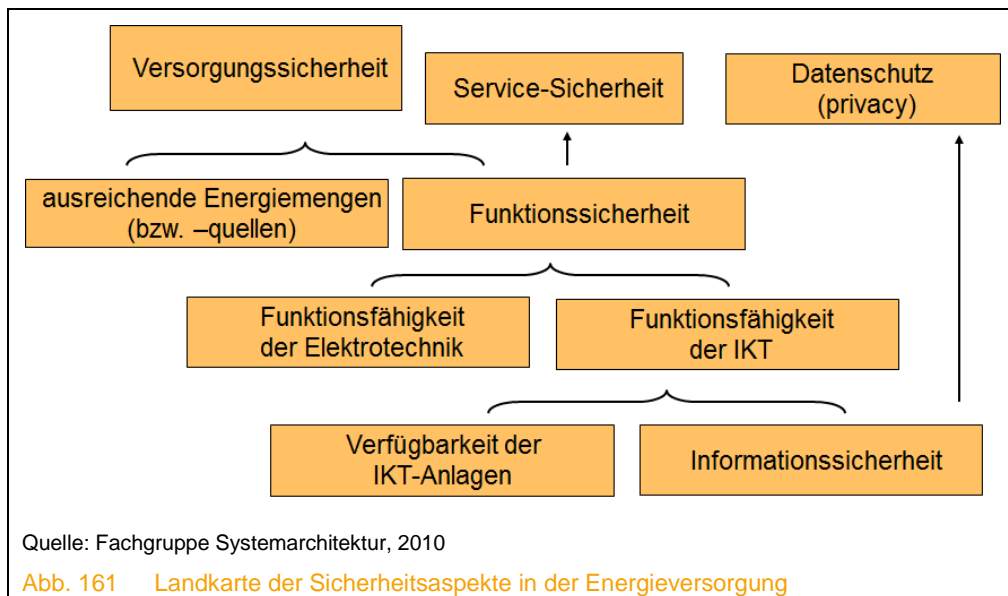
Als Ausgangspunkt der gemeinsamen Überlegungen im Rahmen der Kassel-Workshops diente ein Modell, das im Zuge der E-Energy Fachgruppe Systemarchitektur entwickelt wurde, und die unterschiedlichen Sicherheitsbegrifflichkeiten im Smart Grid sowie deren Beziehungen untereinander erläutert (siehe Abb. 161). Die Versorgungssicherheit wird dabei auch in einem Smart Grid als oberstes Schutzziel betrachtet.

Service-Sicherheit ist ebenfalls eine herausragende Zieldimension, die wie der Datenschutz allerdings der Versorgungssicherheit untergeordnet ist. Mit Service-Sicherheit ist die Verfügbarkeit von energieverbundenen Dienstleistungen, wie sie im „Internet der Energie“ angeboten werden (z. B. gesteuertes Ent-/Beladen von E-Fahrzeugen) gemeint.

Weder Versorgungssicherheit noch Service-Sicherheit können ohne Funktionssicherheit des Energieversorgungssystems gewährleistet werden. Die Funktionssicherheit setzt sich wiederum zusammen aus der Sicherheit der elektrotechnischen Komponenten des Energiesystems einerseits und der Funktionsfähigkeit der integrierten IKT andererseits. Die IKT-Funktionsfähigkeit kann nur sicher sein, wenn

die entsprechenden Komponenten erstens vorhanden sind und zweitens Informationssicherheit bezüglich der integrierten IKT im Energiesystem gegeben ist.

Die Kasseler Arbeitsgruppe setzte sich schwerpunktmäßig mit der Informationssicherheit auseinander und beschäftigte sich darüber hinaus vor allem mit den Wirkungspfaden der dargestellten Elemente. Darüber hinaus wurden die bereits angeklungenen unterschiedlichen Ansätze im Bereich IT-Security vorgestellt und diskutiert. Letztlich nimmt die Kasselgruppe für sich in Anspruch, die ersten Grundlagen für die Ausschreibung der aktuellen Security Studie für den Bereich Smart Grid gelegt zu haben.



Die gemeinsam entwickelten Begrifflichkeiten und Ansätze sowie die übergreifende Darstellung der Sicherheitsansätze in den Modellregionen wurden zur Vernetzung von E-Energy mit in das Projekt Sikt und die aus ihm entstehende IT-Security Studie (secunet, 2013) eingebracht³¹.

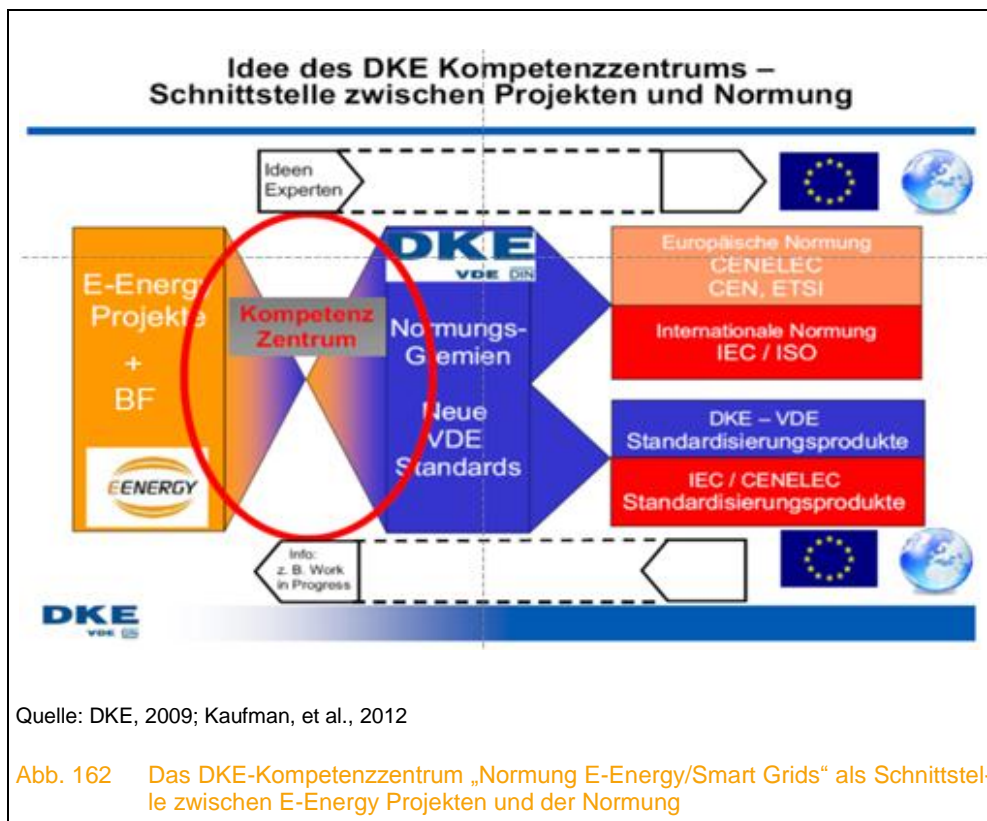
5.2 Normungs- und Standardisierungsaktivitäten

Mit Hilfe des DKE-Kompetenzzentrums E-Energy/Smart Grids und den Zuarbeiten der E-Energy-Fachgruppe Interoperabilität³² gelang es, substantielle Beiträge sowie neue Erkenntnisse und Bedarfe aus der E-Energy-Projektinitiative heraus direkt in nationale wie auch internationale Normungs- und Standardisierungsgremien auf dem Gebiet der Smart Grids einzubringen und deren Aktivitäten mit zu prägen, so u. a.

³¹ Für mehr Informationen zu Sikt und der IT-Security-Studie, siehe Kap. 5.3

³² Für ausführlichere Informationen zur E-Energy Fachgruppe Interoperabilität und über ihren Beitrag zu (inter)nationalen Normierungs- und Standardisierungsarbeiten siehe Kap. 5.1.1 sowie Detailbericht 4: Bericht der Fachgruppe Interoperabilität für eine ausführliche Behandlung.

- auf nationaler Ebene bei der Erarbeitung der DKE-Normungsroadmap „E-Energy/Smart Grid“ im Jahr 2010 und deren Nachfolgeversion, die Ende 2012 vorgestellt wird,
- auf europäischer Ebene im Rahmen der Bearbeitung der EU-Mandats M/490 in den einzelnen Arbeitsgruppen der *Smart Grid Coordination Group* (SGCG), z. B. bei der Erarbeitung einer Smart Grid-Referenzarchitektur, beim systematischen Anforderungsmanagement als Grundlage für Prozessdefinitionen und Normenprofilierung oder beim Etablieren von Informationssicherheit als wichtiges Querschnittsthema,
- auf internationaler Ebene bei der Weiterentwicklung Smart Grid relevanter Standards wie beim IEC 61850 oder dem CIM-Modell bzw. bei der Etablierung des EEBus als standardisiertes und konsensorientiertes Vernetzungskonzept von Smart Grid und Smart Home, das auf international anerkannte und gebräuchliche Kommunikationsstandards aufsetzt und diese erweitert.



Wichtige Ergebnisse dieser engen Zusammenarbeit mit dem DKE-Kompetenzzentrum waren das aktive Einbringen des aktuell erarbeiteten E-Energy-Knowhow durch Fachgruppenmitglieder

- in die einzelnen Arbeitskreise und Fokusgruppen des DKE-Kompetenzzentrums zur Diskussion,
- in die DKE-Normungsroadmap „E-Energy/Smart Grid“ 2010 sowie deren Ende 2012 in der Version 2.0 vorliegenden, neu erarbeiteten Fassung,

- im Rahmen der Bearbeitung der EU-Mandate M/441 und M/490 in allen 4 Arbeitsgruppen der damit befassten Smart Grid Coordination Group (SGCG),
- eine inzwischen abgestimmte Terminologie, die mit Unterstützung der E-Energy-Begleitforschung zu einer Ontologie weiterentwickelt wird. Die Fachgruppe IOP ist direkt und indirekt über ihre Mitglieder intensiv mit nationalen und internationalen Standardisierungsgremien und -experten vernetzt, so u.a.:
- im DKE-Lenkungskreis „Normung E-Energy/Smart Grids“,
- dem Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN),
- in der FOCUS.ICT Task Force E-Energy,
- in den Arbeitsgruppen der Smart Grid Coordination Group (SGCG),
- in der IEC TC 57 WG 17 (Smart Grid Task Force),
- im BITKOM Dialogkreis E-Energy,
- in der ITG-Fokusgruppe Energieinformationsnetze & -systeme.

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

Mit dem EEBus wurde darüber hinaus ein normierter Ansatz zur einheitlichen, herstellerunabhängigen, technologieübergreifenden und offenen Vernetzung von Geräten im Smart Grid gefunden.



5.3 Transferaktivitäten

Durch die E-Energy Begleitforschung wurde eine Entwicklung von Leuchttürmen in den Modellregionen in die Fläche angestoßen, die sich auch in folgenden Vernetzungsaktivitäten zeigt und auch in den Medien Abbildung findet:

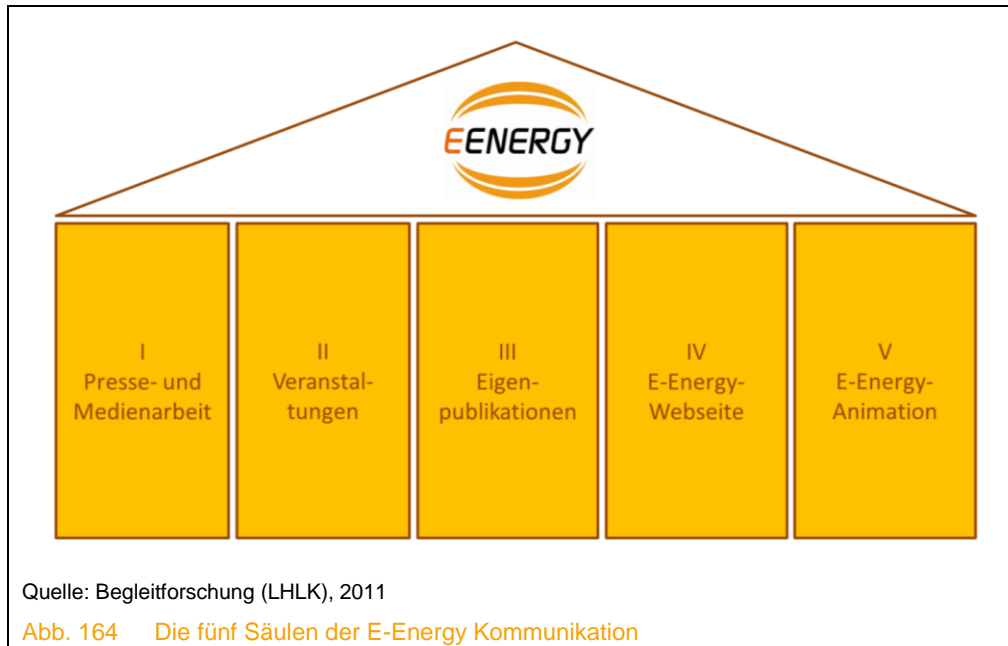
- Der BDI und der BDEW waren Partner des E-Energy Kongresses 2011 – der BDI hat eine Initiative „Internet der Energie“ lanciert, die eng mit E-Energy zusammenarbeitet.
- Das Center for Digital Technology & Management der LMU und der TU München – von der Begleitforschung aktiv betreut und Partner des E-Energy Kongresses 2009 – hat einen Forschungsschwerpunkt E-Energy eingerichtet.
- Über die Arbeitsgruppe 1 des IT Gipfels sind die Begleitforschung und damit E-Energy fest in die Aktivitäten eingebunden.
- Im „Living Lab“ der SAP AG ist E-Energy ein zentraler Bestandteil zur Darstellung des intelligenten Energiesystems der Zukunft.

5.4 Aktivitäten zur Verbreitung

Die Kommunikationsarbeit des Förderprogramms E-Energy fußte auf fünf zentralen Säulen. Im Mittelpunkt der Aktivitäten stand eine intensive und nachhaltige Presse- und Medienarbeit (erste Säule). Darüber hinaus war das Förderprojekt E-Energy bei einer Vielzahl an Messen und Veranstaltungen präsent und führte eigene Workshops, Kongresse und Arbeitsgruppen durch (zweite Säule). Die dritte Säule formte eine Reihe von Eigenpublikationen, wie Flyer, Broschüre und regelmäßige Newsletter. Darüber hinaus war die Webseite www.e-energy.de ein wichtiger Kommunikationskanal und zentrales Instrument der Öffentlichkeitsarbeit. Die fünfte Säule war und ist die E-Energy Animation, die einerseits auf der Webseite zu sehen ist, mittlerweile aber auch von einer Vielzahl an Institutionen und Organisationen zu Aufklärungszwecken über Smart Grids und Smart Energy genutzt wird und so große Multiplikatorenwirkung hat.

5.4.1 Presse- und Medienarbeit

Grundlage für eine umfangreiche und positive Berichterstattung über das Förderprogramm E-Energy war die kontinuierliche Information und Ansprache der relevanten Fach-, Wirtschafts- und Wissenschaftsjournalisten durch die Begleitforschung. Als besonders wirkungsvoll haben sich – neben ausführlichen Hintergrundgesprächen – Briefings und Interviews mit den Beteiligten des Förderprogramms erwiesen. Darüber hinaus war der kontinuierliche Dialog mit den relevanten Fachmedien ein wichtiges und erfolgreiches Instrument. Schon eine erste große Versandaktion mit Presseunterlagen zu Beginn des Förderprogramms und im August 2010 hatte die 150 wichtigsten Meinungsmacher im Bereich IT/Energie erreicht. Auch im weiteren Verlauf des Projekts wurde ein intensiver, kontinuierlicher Kontakt zu den wichtigen Pressevertretern gepflegt.



Die Presse- und Medienarbeit zum Förderprogramm war geprägt von einem Mix aus bewährten Maßnahmen und neuen Kommunikationsideen. Bewährte Kommunikationsinstrumente legten dabei eine solide Basis für die gelungene Öffentlichkeitsarbeit. Folgende Maßnahmen wurden ergriffen:

- Kontinuierliche und kompetente Besetzung des E-Energy-Pressebüros
- Regelmäßige Erstellung von informativen Presseunterlagen, Pressemitteilungen, Infografiken, etc.
- Erstellung eines umfangreichen und passgenauen Presseverteilers sowie eines Editorial Calendars/ Themenplanes
- Kontinuierliche Medienansprache
- Medienauswertung und Evaluation
- Erstellung einer PR- und Marketing-Toolbox für die Modellregionen

Die Ergebnisse der Medienarbeit lassen sich in Zahlen wie folgt darstellen, wobei über den Projektverlauf eine kontinuierliche Steigerung der Reichweite zu erkennen war:

	PRINT Anzahl Beiträge	PRINT Auflage	PRINT Reichweite	ONLINE Anzahl Beiträge	TV/Hörfunk Anzahl Beiträge	TV/Hörfunk Reichweite
2008	17	2.020.715	5.830.000	31		
2009	101	3.116.679	8.997.609	314		
2010	143	11.257.690	29.659.585	1.218	11	14.350.000
2011	274	11.828.227	34.928.150	812	14	11.230.000
2012	288	9.514.785	31.059.469	746	3	1.250.000
2013³³	77	4.538.649	14.002.000	326		
gesamt	900	42.276.745	124.476.813	3.447	28	26.830.000

Insgesamt konnte eine Reichweite allein aus Print- und TV-Medien von über 150 Millionen Kontakten über Print, TV und Hörfunk über die gesamte Laufzeit des Projekts erzielt werden. Auch qualitativ fand sich E-Energy in allen wichtigen Leitmedien wieder, sei es in den Publikums- oder Fachmedien, sowohl im Printbereich (z. B. Handelsblatt, Financial Times Deutschland, Welt, etc.), Online (z. B. Spiegel Online, Wirtschaftswoche, heise, etc.) und im TV (z. B. ARD Tagesschau/ Tagesthemem/ Nachtmagazin, ZDF Morgen- und Mittagmagazin, etc.).

**Außergewöhnliches
Medieninteresse für ein
Forschungsprogramm**

Eine Übersicht über die wichtigsten TV-Beiträge ist unter www.lhk.de/E-Energy_TV zu finden. Hier einige ausgewählte Beispiele:

ARD Tagesthemem, 07.12.2010:



N24, 07.12.2010:



³³ bis September

ARD Nachtmagazin, 05.04.2011:



ZDF Morgenmagazin, 04.04.2011:



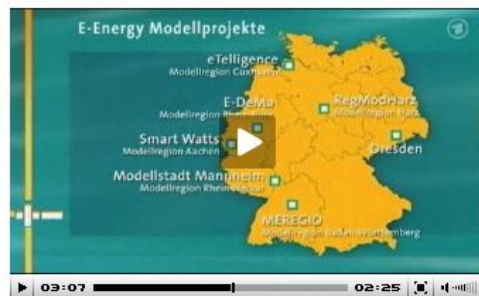
NDR Wirtschaftswelt, 06.04.2011,
ARD Eins Extra, 07.04.2011:



SAT1 Niedersachsen, 05.04.2011:



ARD Plusminus, 12.04.2011:



NDR "Hallo Niedersachsen", 26.03.2011:



ZDF Drehscheibe Deutschland, 25.03.2011:



Energy TV24, SmartEnergy auf der E-World:



Die Berichterstattung zu E-Energy war geprägt von zwei Stoßrichtungen:

1. Sowohl regionale, als auch überregionale **Tages- und Wirtschaftsmedien** und reichweitenstarke Online-Newssites beleuchteten das Thema der intelli-

genten Energieversorgung und der Smart Grids mit seinen verschiedenen Facetten sehr intensiv. Als Best-Practice-Beispiel wurde in diesem Zusammenhang häufig ausführlich über das Förderprogramm E-Energy, seine Ziele und die übergeordnete Bedeutung des Themas "Smart Grids" berichtet (u. a. Wirtschaftswoche, Die Welt). Die Mitglieder der Begleitforschung waren dabei gefragte Gesprächspartner als Experten und prägen die Diskussion (u. a. Frankfurter Rundschau). Zunehmend wurden auch die Modellregionen und deren Arbeit in regionalen, aber reichweitenstarken Medien besprochen und vorgestellt (u. a. Stuttgarter/Cuxhavener/Aachener Nachrichten). Dabei standen die ökonomischen und ökologischen Effekte der intelligenten Netze im Vordergrund der Berichterstattung.

2. Mit den ersten Ergebnissen und dem Fortschreiten der Feldtests wurde die Berichterstattung vielfältiger und verschob sich zunehmend von der reinen Aufklärung zur intelligenten Energieversorgung in Publikumsmedien hin zu themenspezifischen Fragestellungen in **Fach- und Branchenmedien**. So wurden zunehmend Fragen der Datensicherheit und des Datenschutzes oder der Normierung und Standardisierung thematisiert, wobei die E-Energy-Fachgruppen und deren Teilnehmer eine wichtige Rolle in der Diskussion spielten. Konkrete Beispiele sind ausführliche Berichte zum Kongress „Nutzerschutz im Energieinformationsnetz“ im BMWi (u. a. Energiespektrum), zu den Aktivitäten rund um den EEBus (u. a. Markt&Technik) oder das E-Energy Kompetenzzentrum bei der DKE (u. a. Maschinenmarkt).

Die wichtigsten Erkenntnisse aus der Berichterstattung über das Förderprogramm E-Energy zusammengefasst:

- Der mit der Ausschreibung des Förderprogramms kreierte Kunstname "E-Energy"/„Internet der Energie“ hat sich als Synonym und generischer Gattungsbegriff für die Entwicklung von intelligenten Netzen national und international etabliert. Dabei steht E-Energy für den systemischen Ansatz und der intelligente Verbindung der Energieerzeugung, -verbrauch, -verteilung und -speicherung.
- Während E-Energy einen gesamtheitlichen Ansatz von Erzeugung, Verbrauch, Speicherung und Übertragung der Energiesysteme adressiert, liegt bei der Perzeption in der Öffentlichkeit immer noch ein Schwerpunkt auf den intelligenten Netzen und der Einführung von Smart Metern.
- Die Bedeutung des Themas wurde auch auf Grund der Energiewende gesamtgesellschaftlich erkannt. Vor allem spezielle Fragestellungen rund um das Thema Smart Grids rückten zunehmend in den Vordergrund.
- Die Modellregionen wurden als die Avantgarde der deutschen (und internationalen) Smart Grids Entwicklung gesehen. Gemeinsam mit der Begleitforschung waren und sind sie gefragte Ansprechpartner, wenn es um konkrete Ansätze und die Umsetzung von intelligenten Energiesystemen geht.
- E-Energy ist weiterhin eines der wichtigsten Infrastrukturthemen für die Zukunftsfähigkeit des Standortes Deutschland und eines der bedeutendsten Wachstumsfelder für die deutsche Industrie.

5.4.2 Veranstaltungen und Messen

Durch eine umfangreiche Teilnahme an verschiedenen brancherelevanten Veranstaltungen und den zentralen Messen sowohl im Bereich Energie als auch bei den Informations- und Kommunikationstechnologien konnte ebenfalls eine große Sichtbarkeit in der Öffentlichkeit erzielt werden. In den Jahren 2009 bis 2013 war E-Energy jeweils auf den beiden wichtigen Energiefachmessen E-world in Essen und auf der Leitmesse Energie der Hannover Messe präsent. Die E-world hat sich dabei mit ihrem Schwerpunktthema ‚Smart Energy‘ als wichtiger Branchentreffpunkt im Bereich intelligenter Energiesysteme etabliert. E-Energy hatte von Beginn an diese Entwicklung entscheidend mitgeprägt und zur Attraktivität des Ausstellungsbereiches beigetragen. Gegen Ende des E-Energy Programms traten die Begleitforschung und die gtai (Germany Trade and Invest) stets gemeinsam auf der E-world auf.

Die Hannover Messe hat sich zu einem wichtigen Forum für E-Energy entwickelt. Das E-Energy Kompetenzzentrum (heute: Smart Energy Forum), in dem sich alle sechs Modellregionen und die Begleitforschung ausführlich präsentierten, ist ein wichtiger Anlaufpunkt für alle Interessierten zum Thema geworden. Mit der E-Energy Speakers Corner hat sich auf der Hannover Messe ein Forum entwickelt, das gemeinsam mit dem ZVEI und VDE inhaltlich gestaltet wurde. Die Schirmherrschaft des Bundeswirtschaftsministers und die Namensgebung des Kompetenzzentrums nach dem Förderprogramm E-Energy haben dazu beigetragen, dass das Thema ‚E-Energy‘ für die Hannover Messe und die Energiebranche zu einem wichtigen Anlaufpunkt geworden ist.

Smart Energy Forum auf der Hannover Messe: eine mit E-Energy geschaffene bleibende Einrichtung

Darüber hinaus war E-Energy auch im Rahmen des Auftritts des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie in den Jahren 2009 bis 2013 auf der **CeBIT** vertreten. Im ersten Jahr war E-Energy dort auch ein zentraler Bestandteil der Green IT-World.

Auf dem **IT-Gipfel** 2009 und 2010 war E-Energy jeweils mit einem Exponat vertreten und Teil der Tour der Bundeskanzlerin. Auf Grund der vielen interessanten und anschaulichen Exponate, die einerseits von der E-Energy Begleitforschung aber auch von den Modellregionen entwickelt wurden, hat sich E-Energy auf den Veranstaltungen zu einem Zuschauer magneten entwickelt.

Herausragende Veranstaltungen im Rahmen der Begleitforschung waren die vier **E-Energy Kongresse**. Zu den hochrangig besetzten und immer deutlich überbuchten E-Energy-Kongressen kamen jeweils mehr als 30 zum Teil hochkarätige Medienvertreter. Damit waren die Kongresse wichtige Meilensteine bei der Projektentwicklung und bei der Darstellung nach außen. Sie fungierten als Katalysator für die Berichterstattung. Persönlichkeiten, wie der acatech-Präsident Prof. Kagermann mit seiner Keynote auf dem E-Energy-Kongress 2009 oder die Eröffnungsreden der damaligen Bundeswirtschaftsminister Rainer Brüderle beim Kongress 2011 und Dr. Philipp Rösler beim Kongress 2012 (der von acatech anlässlich der Veröffentlichung des Abschlussberichts zum Projekt Future Energy Grid organisiert wurde) waren wichtige Botschafter für das Thema.

Die vier E-Energy Kongresse: jedes Jahr ein medialer Höhepunkt

Beim ersten E-Energy Kongress 2009 wurde ein umfangreicher **„Marktplatz der Energie“** entwickelt und umgesetzt, auf dem sich neben den Modellregionen auch

weitere spannende Projekte vorgestellt haben, u. a. Studenten des Center for Digital Technology and Management CDTM. Auch auf dem E-Energy Kongress 2011 sprachen hochkarätige Persönlichkeiten wie der damalige Bundeswirtschaftsminister Rainer Brüderle, Hildegard Müller, Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung des BDEW oder Dr. Werner Schnappauf, der damalige Hauptgeschäftsführer und Mitglied des Präsidiums des BDI.

Die Medienresonanz auf die E-Energy Kongresse war sehr gut. Insgesamt konnten Beiträge durch Nachrichtenagenturen (u. a. dpa), in wichtigen Print- (u. a. VDI Nachrichten, Energie und Management, Energiespektrum) und Onlinepublikationen (u. a. Spiegel Online, tagesschau.de, heise.de) sowie im Hörfunk erreicht werden. So hat die Deutsche Welle zum E-Energy Kongress 2011 beispielsweise einen ausführlichen, knapp 10-minütigen Beitrag einen halben Tag lang stündlich wiederholt. Auch die Webseite spiegelt das rege Interesse am E-Energy Kongress 2011 wieder. Knapp 1.000 User haben den Kongress im Live-Stream über die Webseite www.e-energy.de verfolgt und weitere knapp 1.000 haben den gesamten Live-Mitschnitt des Kongresses abgerufen. Neben den knapp 300 Teilnehmern vor Ort haben knapp 3.500 Menschen den Kongress über das Internet verfolgt. Im Live Webcast-Fenster war nach der Veranstaltung der Stream vom kompletten Tag, als Ganzes zu sehen. Insgesamt gab es knapp 3.000 On-demand Abrufe und knapp 4.000 Besucher haben den Kongress entweder on Demand und Live über das Internet verfolgt.

Bei weitem übertroffen wurden alle vorausgegangenen E-Energy Veranstaltungen vom **Abschlusskongress im Januar 2013**. Der E-Energy Abschlusskongress fand insgesamt einen sehr hohen und vor allem positiven Anklang. Dies spiegelte sich in den hohen Anmeldezahlen ebenso wieder wie in der insgesamt sehr positiven Resonanz, die während des Kongresses und auch nach der Veranstaltung von Referenten und Teilnehmern an die Begleitforschung herangetragen wurde. Damit konnte sich E-Energy auch beim Abschlusskongress wieder erfolgreich darstellen.

Das Programm – im Besonderen die sechs Themenblöcke – schuf einen ansprechenden Rahmen um die konkreten Ergebnisse der Modellregionen zu präsentieren und zu diskutieren. Verbände und verwandte Projekte wie *PeerEnergyCloud* oder *IRENE* wurden konstruktiv in die Diskussionen involviert.

Die Aussicht auf weiterführende Aktivitäten zog sich durch das Programm und fand auch Eingang in die Vorträge von Referenten. Die fördernden Bundesministerien für Wirtschaft und Technologie sowie Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ebenso wie die Verbände machten deutlich, dass sie weiterhin eine führende Rolle als Plattformen für Folgemaßnahmen zu E-Energy spielen werden. Auch die Perspektive der EU konnte dargestellt werden.

Mit dem Abschlusskongress wurden auch die gewünschten Zielgruppen – Verantwortliche in Verbänden und Interessengruppen, Industrie und Wissenschaft sowie die Entscheidungsträger in Stadtwerken und bei anderen Versorgern bzw. Netzbetreibern – erreicht, wobei letztere noch stärker hätten vertreten sein können. Die Anmeldezahlen zum Kongress überstiegen die räumlichen Kapazitäten bei Weitem, so dass noch im Vorfeld ein weiterer Raum zur Übertragung eines Live-Streams hinzugenommen wurde. Darüber hinaus wurde der Live-Stream im Internet übertragen, um noch weitere Interessenten zu erreichen.

Der intensive Abruf des Live-Streams des Kongresses bestätigt das große Interesse weit über den Kreis der Teilnehmer hinaus. Die Zugriffszahlen überstiegen die des E-Energy Kongresses 2011 deutlich. Das Zusammenspiel bei der Kongressorganisation zwischen Begleitforschung und Ministerium hat trotz hoher Anforderungen zu einem reibungslosen Ablauf mit sehr gutem Ergebnis geführt. Insgesamt sind die Ziele des Kongresses aus Sicht der Begleitforschung voll erreicht worden.



Insgesamt haben sich 516 für die Veranstaltung angemeldet – viele davon konnten nur auf die Warteliste genommen werden. Vor Ort waren darüber hinaus die 65 Akteure (Referenten, Moderator und Organisationsteam), die Presse war mit 22 Personen vertreten. Am ersten Tag waren rund 50 Teilnehmer mehr anwesend als am zweiten Tag. Der Peak lag am Vormittag des ersten Tages. Details zu den anwesenden Teilnehmern können der Teilnehmerliste (Stand 14. Januar 2013) entnommen werden.

Die Zugriffe auf den Live-Stream und die Videoaufzeichnung lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Insgesamt hatte der Live-Stream 4.334 Zuschauer – knapp 2000 mehr als im Jahr 2011 (2.468). Die Aufzeichnung haben 1.354 Zuschauer gesehen. Insgesamt gab es damit 5.688 Zugriffe auf die Videoaufzeichnung.
- 730 Besucher haben die englische Version des Live-Streams bzw. der Aufzeichnungen angeschaut, d.h. etwa 13 Prozent waren internationale Zuseher.
- Insgesamt hatten wir Besucher aus 18 Ländern: knapp 90 Besucher aus den USA (5 Prozent des Traffics auf der Webseite), Besucher aus Japan (28), GB (27), Österreich (20), Italien & Frankreich (17), der Schweiz (14), China (8), Spanien (6), Russland (4), Brasilien (3), Schweden, Holland (je 2), der Türkei, Portugal, Rumänien, Finnland und Tschechien (je 1)
- Zusammen mit den 318 Besuchern vor Ort hat der Kongress insgesamt etwa 6.000 Leute erreicht.

Auch die Webseite spiegelte das rege Interesse am E-Energy Kongress wieder. Im Vorfeld des Kongresses, wie auch während und nach der Veranstaltung, konnte eine enorme Steigerung der Zugriffe auf die Webseite www.e-energy.de festgestellt werden. Insgesamt verzeichnete die Webseite im Januar 4.862 Unique Visitors – knapp 1.000 mehr als im gleichen Zeitraum des Vorjahres (3.974). An den beiden Kongresstagen konnten Spitzenwerte von 1.393 Besuchern erreicht werden. In der Woche vor dem Kongress und der Woche nach dem Kongress informierten sich insgesamt 3.888 Personen auf der Webseite über E-Energy. Noch im Februar konnte die Webseite mit 3.844 Besuchern sehr starken Traffic generieren.

Im Januar und Februar verzeichnete die Webseite darüber hinaus eine Rekordzahl an Downloads. Insgesamt wurden die Präsentationen der Sprecher des E-Energy Abschlusskongresses 4.630 Mal heruntergeladen.

5.4.3 Publikationen

Flankiert wurden diese Aktivitäten von einer Reihe von Publikationen, die die E-Energy Begleitforschung entwickelt hat. Dazu zählen zunächst die E-Energy-Broschüren als zentrale Publikationen mit den wichtigsten Informationen rund um das Forschungsprogramm.

- In der ersten Broschüre wurden auf 16 Seiten die einzelnen Modellregionen vorgestellt und die Bedeutung der Entwicklungen herausgearbeitet. Die Broschüre wurde mit einer Auflage von 10.000 Exemplaren gedruckt und kam neben den zuvor beschriebenen E-Energy-Veranstaltungen auch bei einer Vielzahl weiterer Veranstaltungen zum Einsatz. Die Broschüre lag auch in einer englischen Version vor und wurde nach der ersten Version aus dem Jahre 2008 im Juni 2010 komplett überarbeitet und neu aufgelegt.
- Besonders großer Nachfrage erfreute sich die zweite Broschüre, die unter dem Titel „Smart Energy made in Germany. Zwischenergebnisse der E-Energy-Modellprojekte auf dem Weg zum Internet der Energie“ erstmals einen kompletten Überblick über die bereits vorliegenden bzw. zu erwartenden Ergebnisse der Modellregionen und der Fachgruppen gab. Die deutsche Version der Broschüre wurde in einer Auflage von 5.000 und die englische von 2.000 Exemplaren produziert und verteilt. Zudem wurde sie tausendfach im Internet heruntergeladen.
- Zum Abschluss des E-Energy Programms wird Ende 2013 die dritte Broschüre verfügbar sein. Sie fasst die in diesem Bericht ausführlich dargestellten Ergebnisse in Form eines Leitfadens für Versorger und Netzbetreiber sowie Verbandsvertreter, Wissenschaftler und weitere Experten eines interessierten Fachpublikums zusammen. Geplant ist eine Printauflage von 1.000. Die Abschlussbroschüre steht aber auch auf Dauer auf der Website www.e-energy.de zum Download bereit.

Darüber hinaus wurden mehrere **Flyer und Falblätter zu E-Energy** entwickelt. Der zentrale E-Energy Flyer ist neben der deutschen und der englischen Fassung auch auf Chinesisch und Japanisch erschienen, um den asiatischen Markt zu bedienen. Insgesamt wurden die Flyer mit einer Auflage von 16.000 Exemplaren produziert. Auch für die Messen und Veranstaltungen wurden individuelle Kurzpublikationen entwickelt.

Der halbjährlich erscheinende **E-Energy Newsletter** hatte zum Ende des Programms etwa 1.500 Abonnenten und informierte stets über die aktuellen Entwicklungen rund um das Forschungsprogramm E-Energy. In festen Rubriken wurden Neuigkeiten aus den Modellregionen, Berichte von Veranstaltungen aber auch Mitteilungen seitens der Begleitforschung publiziert. Der als Dokument entwickelte Newsletter wurde sowohl über einen E-Mail Verteiler versendet als auch auf der Webseite eingestellt.

Gemeinsam mit der GTAI wurde E-Energy in einer Broschüre für internationale Investoren vorgestellt und dort als Avantgarde bei der Entwicklung intelligenter Energiesysteme präsentiert. Derzeit ist eine gemeinsame Datenbank für Projekte in den Bereichen intelligente Netztechnik und Speichertechnologien in Planung.

Mit verschiedenen **Fachpublikationen** im Energiebereich wurden Schwerpunkte zum Thema „E-Energy“ entwickelt und umgesetzt. Neben der umfassenden Unterstützung von Redakteuren veröffentlichte die Begleitforschung zahlreiche eigene Beiträge. Eine Auflistung dazu findet sich in *Literaturverzeichnis*

5.4.4 Webseite

Die große Resonanz auf das Förderprogramm E-Energy zeigte sich auch am überdurchschnittlichen Besucheraufkommen auf der E-Energy-Webseite. Zeitweise haben knapp 800 Personen die Webseite pro Tag besucht und knapp 25.000 pro Monat. Mit im Schnitt über 500 Besuchern pro Tag, über 15.000 Besuchern pro Monat und 215.000 Besuchern im Jahr 2011 lag die Webseite – soweit das hier beurteilt werden kann – weit über dem Durchschnitt für Förderprojekte des Bundes.

Summary by Month										
Month	Daily Avg				Monthly Totals					
	Hits	Files	Pages	Visits	Sites	KBytes	Visits	Pages	Files	Hits
Jun 2011	8566	6263	1604	543	3265	23720793	6517	19248	75166	102793
May 2011	10997	8291	1934	641	9020	70607960	19886	59983	257024	340918
Apr 2011	11366	8710	1982	687	7880	62045047	20622	59485	261329	340980
Mar 2011	11665	9093	2063	717	7739	65743109	22240	63966	281897	361626
Feb 2011	11856	9168	2111	688	7898	75767510	19281	59134	256714	331968
Jan 2011	15558	11554	2499	777	9151	61023139	24117	77492	358187	482308
Dec 2010	8087	6233	1616	527	5265	29350264	14238	43655	168293	218352
Nov 2010	11329	8321	1991	677	6560	48892798	17624	51777	216367	294563
Oct 2010	9949	7375	1953	535	7031	47626704	16596	60543	228632	308446
Sep 2010	9707	7251	2090	549	6440	44233747	16493	62728	217530	291234
Aug 2010	8713	6527	2083	503	4952	41929263	15621	64595	202366	270109
Jul 2010	8019	5822	1927	528	4947	36041444	16372	59747	180499	248398
Totals						606981778	209607	682353	2704004	3591895

Quelle: Begleitforschung (LHLK)

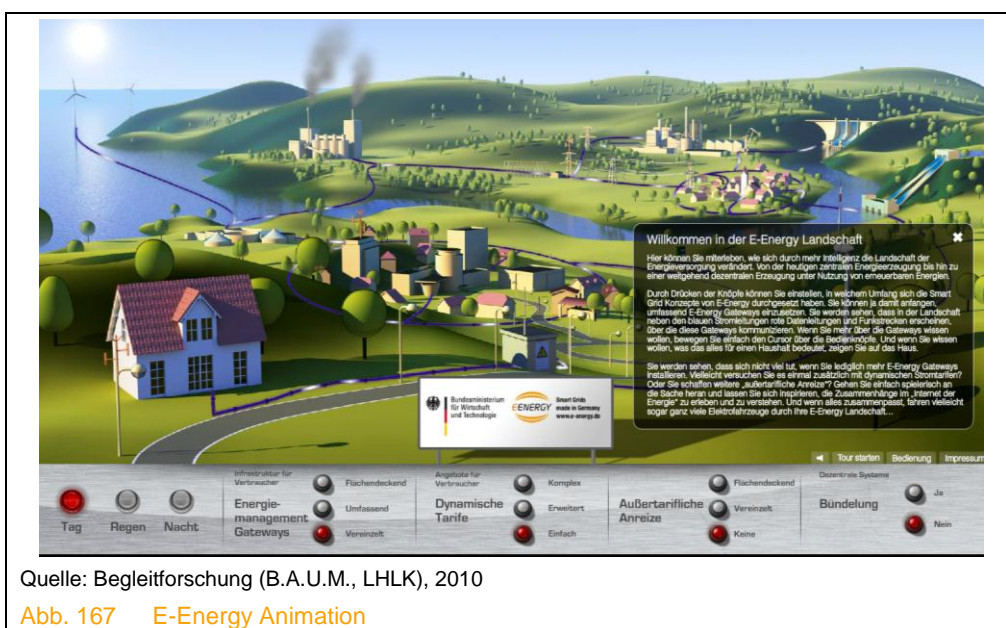
Abb. 166 Exemplarische Nutzerzahlen der E-Energy-Webseite aus den Jahren 2010 und 2011

Gegen Ende des Projekts hat die Nutzungsintensität auf Grund geringerer Aktivitäten der Begleitforschung nachgelassen. So haben im Jahr 2012 knapp 50.000 Personen die Webseite besucht und 2013 bisher knapp 32.000. Die Nutzerstruktur zeigt, dass die Webseite primär im beruflichen Umfeld genutzt wird – über 90 Prozent der Besucher informieren sich wochentags von 9 bis 18 Uhr über die Webseite. Im Verlauf des Gesamtprojekts haben etwa 500.000 Personen die E-Energy Webseite besucht.

5.4.5 E-Energy-Animation

Sehr großen Anklang fand eine Flash-basierte Animation, die die Zukunft der Energieversorgung in einfacher und verständlicher Art und Weise darstellt und zeigt, wie das intelligente Netz von Morgen aussehen kann. Die E-Energy Animation bringt sowohl Experten als auch der an Energiethemen interessierten Öffentlichkeit das Thema und die mögliche Dimension intelligenter Energienetze nahe. Sie wurde von der Begleitforschung und den Modellregionen sowohl auf Messen und Veranstaltungen als auch auf der Webseite des Projekts eingesetzt. Die Resonanz auf die Animation war außergewöhnlich positiv und überstieg die Erwartungen um ein Vielfaches.

Die Bedienung der E-Energy Animation ist intuitiv und bewusst einfach gehalten. Zu Beginn erklärt eine Sprechertour in insgesamt 14 Schritten, wie das Smart Grid funktioniert und welche Veränderungen im bisherigen Energiesystem dafür notwendig sind. Über eine separate Steuerleiste kann der Text zugeschaltet werden, die Tour gestoppt und zwischen den einzelnen Schritten hin und her geschaltet. Darüber hinaus können über das Steuerboard verschiedenen Ausbaustufen des Smart Grid simuliert werden. Mouseover erklären dem Nutzer die einzelnen Elemente der Energiewelt eines Smart Grids. Neben der deutschen gibt es auch eine englische Version der Animation. So kann der Nutzer spielerisch die Zukunft der Energieversorgung kennenlernen und erleben.



Auf der E-Energy-Webseite ist die Animation einer der meistgeklickten Links (www.e-energy.de/de/animation/). Darüber hinaus wird die Animation mittlerweile von einer Vielzahl von Unternehmen, Bildungseinrichtungen und Privatpersonen zu Aufklärungs- und Demonstrationzwecken genutzt. Die DKE verfügt über eine eigene Animation, die einen Schwerpunkt auf die Normungs- und Standardisierungsaktivitäten legt und von DKE und VDE vielfältig eingesetzt wird (u. a. Hannover Messe, IEC General Meeting in Seattle). Die in Tab. 22 gelisteten Unternehmen und Institutionen haben sich registriert und nutzen die Animation oder haben sie bereits für unterschiedliche Zwecke genutzt.

Tab. 22 Registrierte Nutzer der E-Energy Animation

Quelle: Begleitforschung (LHLK), 2103

Nutzer	Anlass
Bildungseinrichtungen	
Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES	Informationswoche "Mit neuer Energie"
Oberstufenzentrum II, Hein-Moeller-Schule	Unterricht an Berufsschule
Holbein Gymnasium Augsburg	Unterricht an Gymnasium
Gymnasium Donauwörth	Unterricht an Gymnasium
Berufsbildungszentrum Meiningen	Präsentation bei der Ausbildung des handwerklichen Nachwuchses im Bereich der Gebäudetechnik
Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES	Vortrag auf der Jahrestagung der deutschen Ingenieurinnen
FH Würzburg-Schweinfurt	Erster Bayerischer Mobilitätskongress
Bergische Universität Wuppertal	Schülerinformationstage
VHS Stuttgart	Seminar "alternative Energien"
Städtische Berufsoberschule Augsburg	Unterricht an der Berufsoberschule
EBZ Dresden	Berufs- und Studienorientierung
Sebastian Jüngst	Vortrag bei der Sommerakademie der Studienstiftung des deutschen Volkes
RWTH Aachen	Vortrag zur Zukunft der Energieversorger
Dr. Theodor Pfeiffer	Vortrag
Prof. Dr. Gerhard Saupe	Vorlesung
Dr. Theodor Pfeiffer	Vortrag
Andreas Reinhardt	Vortrag zur Elektromobilität
Ferienakademie der Universität Stuttgart	Vortrag zum Thema "Smart Grids: Aufbau, Funktionsweise, leistungselektronische Schlüsselkomponenten.."

Simon Strobl	Schulreferat
Hochschule Hamm-Lippstadt	Uni-Referat Fachbereich "Energietechnik und Ressourcenoptimierung"
Simon Watscheder	Referat am Veit-Höser Gymnasium
Berufsschule Schongau	Unterrichtszwecke
Dr. Theodor Pfeiffer	Vortrag
FH Landshut	Vorlesung
HAW Hamburg	Bildungsvorträge
HAW Hamburg	Presseveranstaltungen
Fraunhofer-Institut für Solare Energie Systeme	PVEW Sonderschau auf der Intersolar 2012
Universität Münster Forschungsgruppe "Zivilgesellschaftliche Verständigungsprozesse"	interner wissenschaftlicher Gebrauch
Dipl.-Inf. Florian Niedermeier, Uni Passau	Bild der Animation im Rahmen einer Präsentation zum Thema Energiewende
Stadtwerke/Stromversorger	
RWE Rheinland Westfalen Netz AG	Konzerttreffen
Stadtwerke Konstanz GmbH	Dauerausstellung "Discoveries 2010"
Lechwerke AG	Hochschultag Energie
Stadtwerke Cottbus GmbH	Intranet der Stadtwerke Cottbus
Lechwerke AG	Veranstaltung des bayerischen Kompetenzzentrums Umwelt (KUMAS)
Lechwerke AG	kommunale Energiegespräche
EnBW Regional AG	interne Schulungen
EnBW ODR AG	Vorfürhungen auf Messen und Ausstellungen
Erlanger Stadtwerke AG	Vortrag
Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH	Messen
EnBW	Firmenpräsentation
EWE Aktiengesellschaft	Büro Brüssel
in.power GmbH	Interne Vorführung
EWB Energywerk GbR	Veranstaltungen der Energie Lounge
in.power GmbH	Interne Vorführung
EnBW ODR AG	Ausstellungen und Messen
Lechwerke AG	Vortrag des Vorstands

medl GmbH	Mitarbeiterinformationen
EnBW	Firmenpräsentation
EnBW	Firmenpräsentation
RheinEnergie AG	Mitarbeiterinformationen
LEW Verteilnetze	Interne Schulungen
juwi	Interner Gebrauch
E.On AG	Interner Gebrauch
in.power GmbH	Interne Vorführungen
Stadtwerke Zofingen	Webseite
E.ON Metering GmbH	Vorlesung
Centralschweizerische Kraftwerke AG	Stromwelt CKW Vorträge und Besuchergruppen
DREWAG NETZ GmbH	populärwissenschaftliche Zwecke
RWE Deutschland AG	Veranstaltung mit kommunalen Vertretern
RWE Deutschland AG	Veranstaltung mit kommunalen Vertretern
EnBW ODR AG	Vorführungen auf Messen und Ausstellungen
Stadtwerke Traunstein GmbH & Co. KG	Vorführung auf der Gewerbeschau Truna
Lechwerke AG	Vortrag des CEO
BEW - Bergische Energie- und Wasser-GmbH	Interne Schulungen
Stadtwerke Weilheim i.OB Energie GmbH	Oberlandausstellung in Weilheim vom 02. bis 06.10.2013 einen Messestand
rhenag - Rheinische Energie AG	Schulungen
in.power GmbH	Diverse Messeauftritte (u. a. beim Energietag Rheinland-Pfalz in Bingen, Renexpo, E-Word 2014)
Thüga MeteringService GmbH	Webseite und Veranstaltungen
Weitere Unternehmen	
CUBE Engineering GmbH	Nutzung auf dem Kongress "100% Erneuerbare Energie Regionen"
Detlef Coldewey GmbH	Nutzung im Verkaufsraum
Ökostromgruppe Freiburg	Gesellschafterversammlung der Ökostromgruppe Freiburg
Obermeyer Planen + Beraten GmbH	Interne Nutzung im Unternehmen zur Veranschaulichung des Themas "Smart Grids"
Controlmatic GmbH	Interne Nutzung im Unternehmen zur Veranschaulichung des Themas "Smart Grids"

Bebecon - Ingenieurbüro für Projektentwicklung	Workshop zum Thema „smart home, smart grid“
ebz.rems:murr	Präsentationen auf der Umweltmesse in Nürtingen
Apoll Consult	Beratungstätigkeit
SIEMENS AG	Ausstellung
landis+Gyr GmbH	Präsentationen und Messeauftritte
SAP Research	Energy Future Lab
Apoll Consult	Beratungstätigkeit
aleo solar Deutschland	Interne Vorführung
SAP AG	Keynote International Utilities Conference IUC
EnergieEinsparung Oberfranken	Messeauftritt
SIEMENS AG	Ausstellung
SI Module GmbH	Vorfürungen im Eingangsbereich
E.G.O. Blanc und Fischer & Co. GmbH	Lights & Building Messe 2012
ifed. Institut für Energiedienstleistungen GmbH	Energiewirtschaftliche Seminare
Messe Husum & Congress	New Energy Husum
CTG Corporate Transformation Group GmbH	Imagefilms zur Auftaktveranstaltung der Energie Lounge
IBM Global Business Services, Energy and Utilities	Webauftritt von IBM
listen & tell	Ausstellung zum Thema "Nachhaltige Stadtentwicklung: Antworten von Siemens"
VARTA Microbattery GmbH	hausinterne Vorführungen
Public Service Enterprise Group	Webauftritt und Vorführungen
Solar Promotion GmbH	Sonderschau PV ENERGY WORLD auf der Intersolar Europe
Creos Deutschland	Vortrag des Vorstands beim Rotary Club Völklingen zur Energiewende
Schleupen AG	Anwendertagung der Schleupen AG
Solartechnik Stiens GmbH & Co. KG	Einbindung auf der Webseite
A.T. Kearney GmbH	Vortrag auf dem „Fulbright Alumni Welcome Meeting 2012“ in Frankfurt
Steinbeis Netzwerk	Seminarreihe in Hyderabad und Delhi, Indien
Creos Deutschland	Vortrag des Vorstands beim Rotary Club im Schlossberg Hotel in Homburg

Verbände/Interessenvertretungen	
Fachverband Elektro- und Informationstechnik Baden-Württemberg	Informationsveranstaltung für Geschäftsführer der Kreishandwerkerschaften und Innungsgeschäftsstellen Baden-Württembergs
Fachverband Elektro- und Informationstechnik Baden-Württemberg	Informationsveranstaltungen für Geschäftsführer der Kreishandwerkerschaften und Innungsgeschäftsstellen Baden-Württembergs
DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE	Webseite
DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE	Hannover Messe Industrie
DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE	IEC General Meeting in Seattle
Förderverein Wasserkraftwerk Mittweida e.V.	Animation im Rahmen von Projekttagen mit Schülern
Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V.	Pressekonferenz im Rahmen des 7. Forum Wärmepumpe
Silicon Saxony e.V.	9. Silicon Saxony Symposium
Silicon Saxony e.V.	Präsentationen auf der Semicon EUROPA
Bundesverband eMobilität e.V.	Präsentationen auf der eCarTec in München
Kreishandwerkerschaft Pforzheim-Enzkreis	Präsentationen im Energie- und Bauberatungszentrum Pforzheim
IHK Zetis GmbH	Präsentation des Interreg IVC Projekts RETS
Bundesverband mittelständische Wirtschaft, Landesverband Thüringen	Einbindung auf der Webseite
Hansa Green Tour	Hansa Green Tour 2012
TAB Forum	TAB Forum
TAB Forum	TAB Forum
Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	Parlamentarischer Abend BDI Task Force
Institut für Umweltenergie Projektbetreuung: Effizienzhaus Plus als Energiespeicherhaus	Projektvorstellung am 31.7. oder 1.8. im Thermalbad Bad Emstal und auf der Webseite www.ifu-ug.de
Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. - VBEW	ENERGIE INNOVATIV – Sonderschau des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie

DLG e.V. Fachzentrum Land- und Ernährungswirtschaft	Messestand BioEnergy Decentral
Smart Grids AG	Jahreshauptversammlung
Landesinnungsverband für Elektro- und Informationstechnik Niedersachsen/Bremen	Einladungsflyer
GTAI - Germany Trade & Invest GmbH	Informationsveranstaltung in Berkeley
DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE	HMI 2012
DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE	Smart Grids Konferenz in Moskau
DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE	Hannover Messe 2013
Exportinitiativen Energieeffizienz und Erneuerbare Energien	Internationale Roadshow 2012/13

5.4.6 Einschätzung

Knapp 150 Multiplikatoren, die die E-Energy Animation aktiv nutzen, 1.500 Abonnenten des regelmäßigen E-Energy Newsletters, 30.000 verteilte Printpublikationen (Broschüre und Flyer), Über 500.000 Besucher der Webseite und 150 Millionen Leser und TV-Zuschauer, die im Verlauf des Förderprogramms erreicht wurden, sprechen eine eindeutige Sprache: Die (Medien-) Resonanz von E-Energy ist für ein Förderprojekt ungewöhnlich stark und positiv.

Die zukünftige Entwicklung der Energiesysteme in Deutschland und die intelligente Verknüpfung der einzelnen Systemkomponenten von der Erzeugung über die Verteilung, die Speicherung und den Verbrauch hat mit „E-Energy“ einen Namen bekommen. Sowohl überregionale Tages- und Wirtschaftsmedien als auch Fachzeitschriften und reichweitenstarke Online-Newssites berichteten ausführlich über das Förderprogramm E-Energy und seine Ziele, die Modellregionen und die übergeordnete Bedeutung des Themas "Smart Grids". Dabei kamen dem Projekt der systemische Ansatz und die umfassende Kommunikationsarbeit aller Beteiligten der Begleitforschung und Modellprojekte zu Gute.

Nachdem zu Beginn vor allem der Nutzen des Forschungsansatzes im Mittelpunkt des medialen Interesses stand, fanden auch in den Medien ein zunehmender Detaillierungsgrad und die Diskussion von Fachfragen ihren Niederschlag. Die Präsenz der E-Energy Begleitforschung und der Konsortialpartner der Modellregionen in vielen Fachgremien und Arbeitsgruppen und bei Veranstaltungen bestimmte dabei in zunehmendem Maße die Berichterstattung, wobei E-Energy stets die thematische Klammer darstellte.

Es ist zu beobachten, dass der mit der Ausschreibung des Förderprogramms kreierte Kunstname "E-Energy" oder „Internet der Energie“ zunehmend von Medien, Verbänden und Experten als Synonym und generischer Gattungsbegriff für die Entwicklung von intelligenten Netzen genutzt wurde. Prominente Beispiele sind die E-Energy-Arbeitskreise bei BITKOM, BDI sowie VDE oder der Namensartikel des IBM-Deutschland-GFs Martin Jetter im Wirtschaftsteil der Süddeutschen Zeitung, in dem er eine „noch stärkere Initiative des IT-Standortes Deutschland beim Thema E-Energy“ forderte. Auch die ausführliche Integration und Darstellung von E-Energy in der BDI Broschüre „Internet der Energie – IKT für Energiemärkte der Zukunft“ ist ein deutlicher Beleg für die starke Wertschätzung und Relevanz des Förderprojekts in Expertenkreisen. Darüber hinaus hat E-Energy den Kompetenzzentren der DKE und der Hannover Messe den Namen gegeben.

Grundlage der qualitativ und quantitativ überdurchschnittlichen Berichterstattung war die kontinuierliche Information und Ansprache der relevanten Fach-, Wirtschafts- und Wissenschaftsjournalisten durch die Begleitforschung. Als besonders wirkungsvoll haben sich ausführliche Hintergrundgespräche, Briefings und Interviews mit den E-Energy-Verantwortlichen des BMWi, dem Leiter der Begleitforschung oder den Projektleitern der Modellregionen (meist als Kombination) erwiesen. Dies erforderte zwar ein erhebliches Zeitinvestment aller Beteiligten für die Vorbereitung und Durchführung, zahlte sich aber in Form von mehrfacher Berichterstattung zu E-Energy/Smartgrids deutlich aus. Auch die Präsenz des Förderprogramms bei wichtigen Branchenmessen wie E-World, CeBIT und Hannover Messe Industrie mit dem Kompetenzzentrum E-Energy haben sich als wichtiger Treiber für die Medienpräsenz von E-Energy erwiesen.

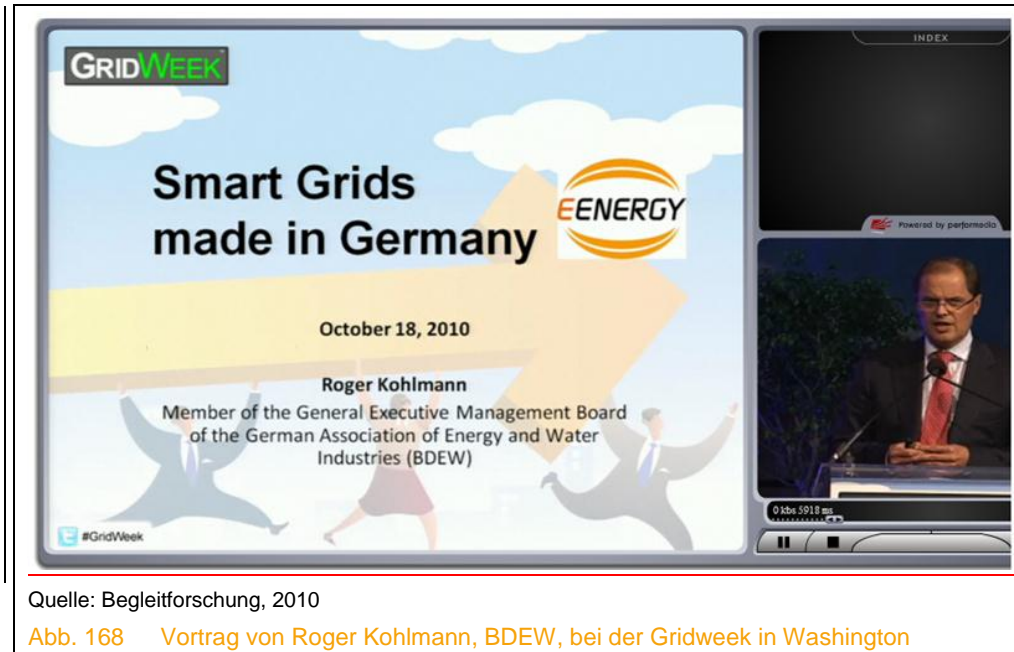
Neben diesen strategisch gesetzten Faktoren trieben externe Entwicklungen wie die substanziellen Smart Grids Initiativen in USA, Japan und China sowie der Hype um die Entwicklung der Elektromobilität die Relevanz des Themas. Die beschlossene Energiewende in Deutschland hat dem Thema der intelligenten Netze einen weiteren Schub verliehen. E-Energy wurde dabei immer mehr als ein zentraler Baustein zum Umbau der Stromnetze angesehen, als zentrale wichtiger Voraussetzung für den erfolgreichen Ausbau der Erneuerbaren Energien und als "Startrampe" für Elektromobilität.

5.5 Internationale Aktivitäten

Das Interesse an E-Energy war und ist im Ausland sehr groß. So waren und sind die Akteure der Modellregionen und die Mitglieder der Begleitforschung gefragte Experten bei internationalen Konferenzen und für weitergehende Kooperationen. Sie wurden häufig zu Vorträgen eingeladen bzw. für die Moderation von Workshops.

Die DACH-Kooperation, die beim E-Energy Kongress 2009 mit einem ‚Memorandum of Understanding‘ ins Leben gerufen wurde, unterstreicht die enge Kooperation mit den deutschsprachigen Nachbarländern bei der Entwicklung intelligenter Energiesysteme. Über die Begleitforschung hält E-Energy in der EU vor allem Kontakt zu EEGI und JRC, nach USA über EPRI und NIST und nach Fernost u. a. über die GIZ und die vom BMU betriebene enge Zusammenarbeit mit Japan. Zur

weiteren Internationalisierung wurde mit Fortschreiten des Projekts eine noch engere Zusammenarbeit mit der GTAI (Germany Trade & Invest) vereinbart.



Zudem waren die Aktivitäten im Rahmen von Standardisierungsgremien von größter Bedeutung für die internationalen Anerkennung und die Nutzung von E-Energy-Ergebnissen (siehe dazu Kap. 5.2).

Auf Projektebene fand E-Energy Niederschlag in EU geförderten Projekten. In FINSENY (Future Internet for Smart Energy, siehe www.FINSENY.eu) arbeiteten in einem Konsortium von 33 Partnern auch 10 deutsche mit, darunter zahlreiche aus E-Energy Konsortien. Im ebenfalls im Rahmen des EU-Programms Future Internet Public Private-Partnership (FI PPP) geförderten Projekt FINESCE (siehe www.FINESCE.eu) wird unter Beteiligung zahlreicher E-Energy Konsortialmitglieder ausführlich untersucht, welche Rolle das Internet für die Entwicklung des Energiesystems spielt und wie speziell KMU gewonnen werden können, Beträge dafür zu leisten. Dabei spielt die in E-Energy diskutierte Dienstplattform (in EU-Diktion: Generic and Domain Specific Enablers) die Rolle einer soliden Basis für die Entwicklung neuer IKT-basierter Dienste sowie der zugehörigen Geschäftsmodelle und Software-Applikationen.

Nicht unwesentlich trug die EEBus-Initiative zur Internationalisierung von



E-Energy bei. Um den Diskurs um den umfassenden Informationsaustausch elektronischer Geräte EU-weit zu befördern und unterschiedliche Standpunkte von Akteuren verschiedener Märkte zu bündeln, hat die EEBus Initiative zwischenzeitlich ein Büro in Brüssel eröffnet. Weitere Hinweise zur Entwicklung von EEBUS finden sich an verschiedenen Stellen dieses Berichts sowie auf der Website www.eebus.org.

5.5.1 Smart Grids D-A-CH

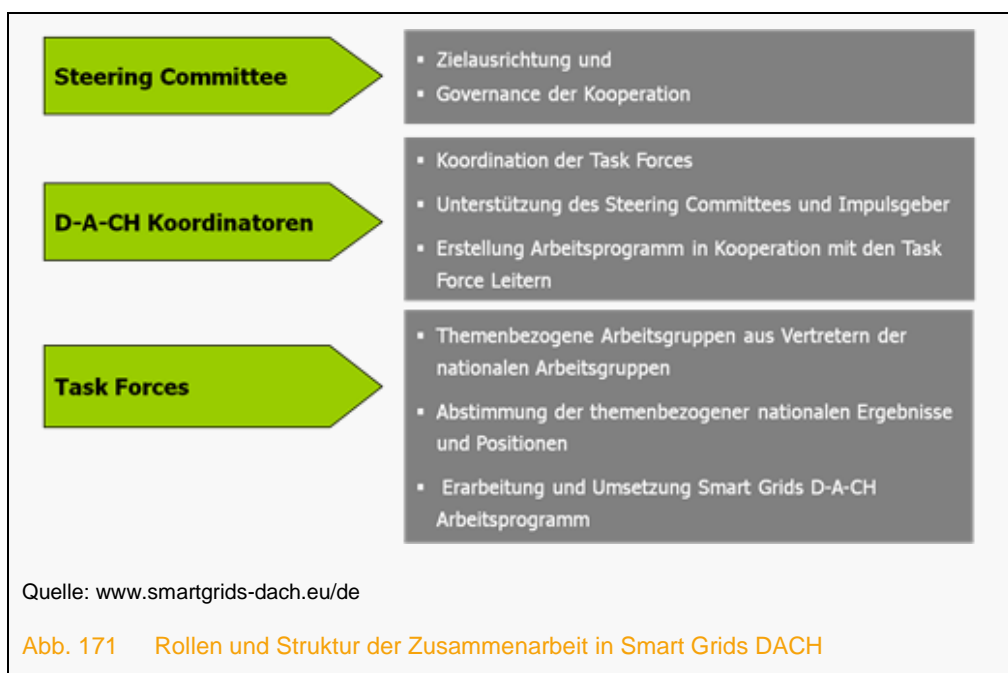
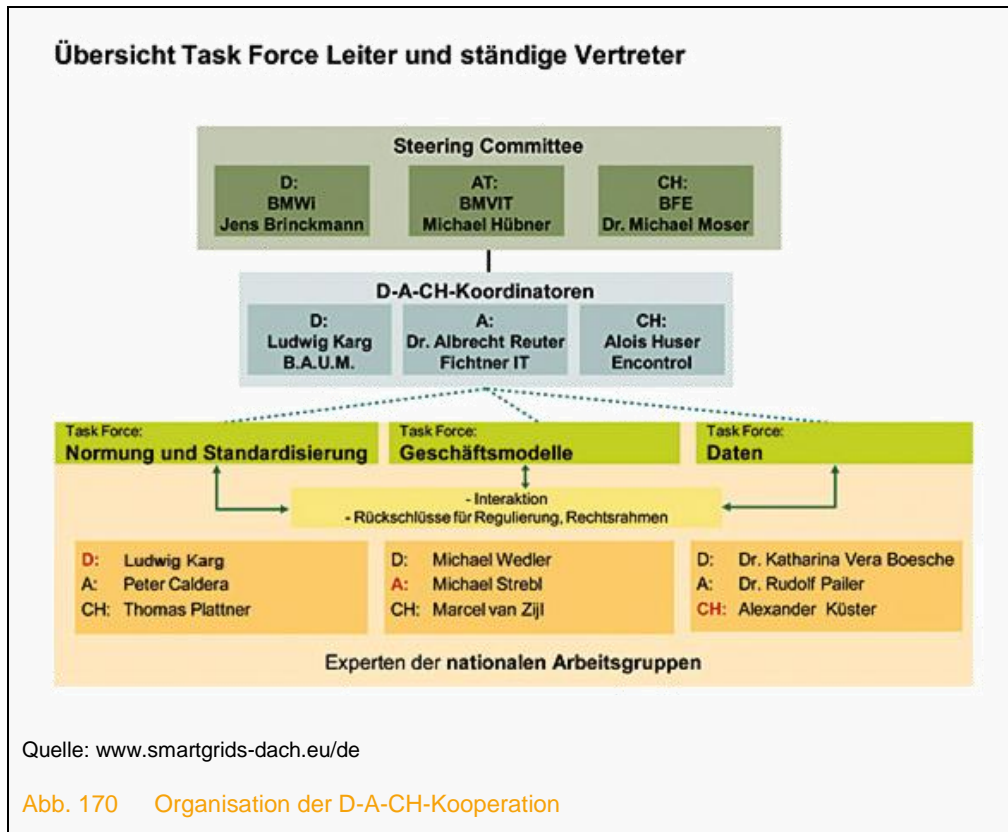
Im November 2009 wurde im Rahmen des ersten E-Energy Jahreskongresses das Memorandum of Understanding (MoU) zur Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Erforschung & Entwicklung von IKT-basierten Energiesystemen der Zukunft zwischen Deutschland, Österreich und der Schweiz unterzeichnet. Die Zusammenarbeit konzentriert sich auf die Entwicklung von intelligenten Elektrizitätsnetzen - auch "Internet der Energie" oder "Smart Grids" genannt. Ein weiterer Fokus liegt auf der Systemintegration der Elektromobilität. Aktuelle Informationen enthält die DACH-Website (www.Smartgrids-DACH.eu).

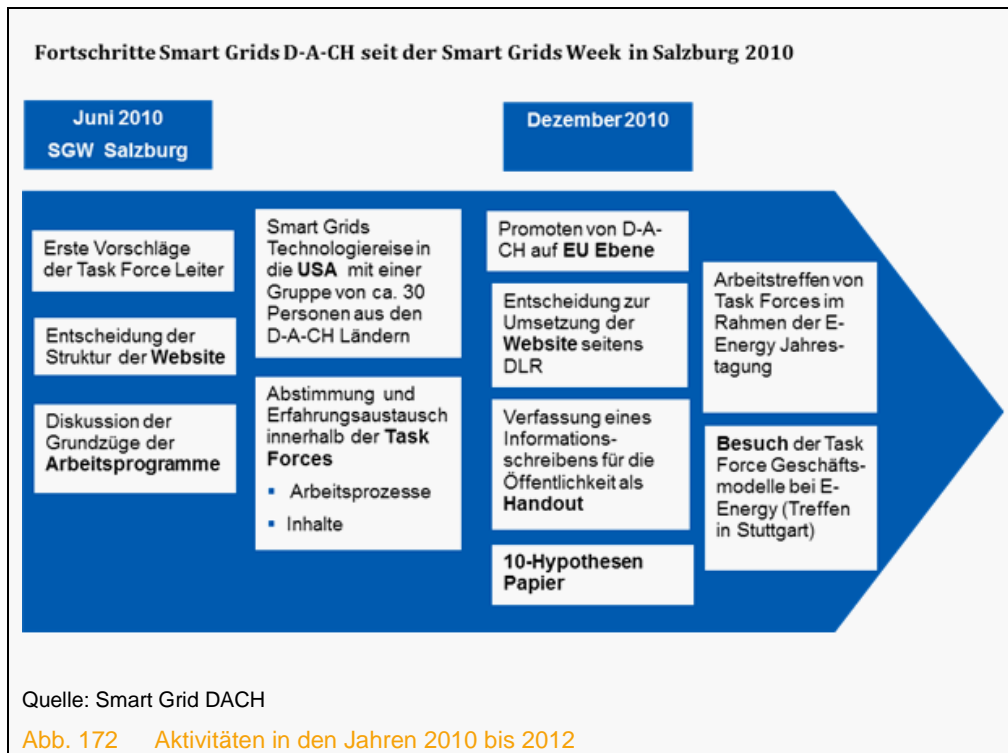
Die Ziele der D-A-CH-Kooperation sind gemäß MoU:

- Erarbeitung der Grundlagen und Strategien für die Einführung von Smart Grids auf Basis der Erfahrungen aus Forschungs- und Pilotprojekten zur Entwicklung und Erprobung von Smart Grids Lösungen
- Wissensaustausch und Koordination der nationalen Technologiepolitik
- Unterstützung von Kooperation zwischen nationalen Projekten (Modellregionen, Kompetenzzentren, usw.). Nutzung von Synergien.
- Gemeinsame Behandlung von Querschnittsthemen (Interoperabilität, Standardisierung, Sicherheitsanforderungen, Rechtsverträglichkeit, Geschäfts- und Marktmodelle, Anforderungen an Regulierungsrahmen)
- Koordination öffentlicher Aktivitäten zur Steigerung der Nutzer- Akzeptanz und zur Unterstützung der Markteinführung

Im Januar 2010 wurde eine Struktur für die Zusammenarbeit in der Technologiekooperation Smart Grids D-A-CH vorgeschlagen, die im Rahmen des gemeinsamen Workshops bei der Smart Grids Week in Salzburg 2010 vorgestellt und diskutiert wurde. Ebenfalls zur Diskussion gestellt wurden mit den nationalen Arbeitsgruppen akkordierte Vorschläge für die Task Force Leiter und ständigen Vertreter. Da die Arbeitsstruktur allseits positiv angenommen wurde, wurden im Januar 2011 die Task Force Leiter offiziell nominiert. Die Schwerpunktthemen Normung und Standardisierung, Geschäftsmodelle und Daten sollten demnach in drei entsprechenden Task Forces bearbeitet werden. Jedes Land ist für die Leitung einer Task Force zuständig, die anderen Länder stellen nationale ständige Vertreter zur Verfügung. Zu den Aufgaben der Task Force Leiter gehört die Erarbeitung des Arbeitsprogrammes für die jeweilige Task Force in Zusammenarbeit mit den ständigen Vertretern der Partnerländer und in Abstimmung mit den Smart Grids D-A-CH Koordinatoren sowie die Organisation und Koordination der jeweiligen Task Force zur Umsetzung des Arbeitsprogrammes. Die ständigen Vertreter stellen die Kontinuität der Kooperation sowie die Kommunikation zwischen den nationalen Arbeitsgruppen und der Task Force sicher.

Abb. 170 stellt den Aufbau der Smart Grids D-A-CH Kooperation mit den jeweiligen Ansprechpartnern dar. Die Aktivitäten der ersten 3 Jahre sind übersichtlich in Abb. 172 zusammengestellt.





Die Task Force Geschäftsmodelle hat folgende länderübergreifenden Erkenntnisse festgehalten:

Bereich Kundensegmentierung:

- Kunden sind neben Haushaltskunden auch Gewerbe/Industrie sowie öffentliche Organisationen (z. B. Kommunen)
- Haushaltskunden reagieren insgesamt zurückhaltend auf derzeitige Chancen am Internet der Energie zu partizipieren.
- Barrieren sind mangelnde ökonomische Anreize, Unsicherheiten beim Datenmanagement sowie fehlende spannende Mehrwertdienste (nur Smart Home, das auch ohne Anbindung funktioniert)
- Es gibt kein standardisierten, durchschnittlichen privaten Stromkunden, weshalb eine differenzierte Kundenansprache nötig ist: Welche Kunden machen warum mit?

Lösungsweg zur Kundensegmentierung privater Haushalte:

- In Deutschland, Österreich und der Schweiz laufen derzeit Feldversuche, die das Verhalten von Haushaltskunden im Umgang mit Smart Metern und dynamischen Stromtarifen testen. Mittels eines gemeinsamen Fragekerns (entwickelt in E-Energy durch ENCT) fragen wir Stammdaten zu Internetnutzung, Haushalt, Geräte, Wohn- und Lebenssituation in allen Feldversuchen von E-Energy und einigen Smart Grid-Projekten Österreichs gleich ab. So können gleiche Kundenmuster entdeckt werden und zu Kundentypen geclustert werden. Evtl. gelingt es, diese Stromkundenprofile auf klassische Konsumtypen (Sinus-Milieu) zu projizieren. Damit wäre eine Skalierung auf nationaler Ebene

möglich, wie viele Kunden wo (straßengenaue Kartierung), mit welchem Marketing angesprochen werden können.

Einschätzung der Beteiligung von Gewerbe/Industriekunden sowie Kommunen:

- Großes kurzfristig erschließbares Potenzial, weil Strom in Betrieben als bedeutender Kostenfaktor zunehmend professionell gemanaged werden wird. (Haushaltskunden eher unbewusstes Thema und irrationales Verhalten)
- Attraktive und verlässliche Verschiebepotenziale sind in Gewerbe und Industrie noch nicht mit derzeitigen statischen Tarifen zu erreichen.
- Günstige Integrationskosten auf Grund großer hinterstehender Regelenergie-mengen

Besonderheit öffentliche Stromkunden:

- Interessante Zielgruppe, weil politische Motive (Grünstrom) mit bedient werden können. (teils auch Thema in der Wirtschaft, z. B. Nachhaltigkeitsberichte)

Bereich Innovative Tarifsysteme:

- Auch die Tarifierung der Netzgebühren sollte als Anreiz für Lastverschiebungen, Stabilisierung des Netzes und bei der Integration Erneuerbarer Energie eingesetzt werden. Beispiele zeigen, dass derzeit der arbeitsbezogene Anteil den weitaus größeren Anteil an der Summe der Netzgebühren hat.
- In Modellregionen werden derzeit Geschäftsmodelle bei Haushaltskunden mit Spreizungen in dynamischen Tarifen getestet.
- Die Marge aus Beschaffungsvorteilen liegt derzeit in der Größenordnung von 1-2 ct/kWh. Bei +/- 10 ct Spreizung ist noch keine Bereitschaft zur Lastverschiebung sichtbar. Die erzielbare Größenordnung über ein Jahr beträgt ca. 60 €. Nicht nur monetäre Anreize müssten geboten werden.
- Im nächsten Schritt werden Tarifspreizung bis zu 80 ct getestet, um Event-Zeiten bei Windkraft und Solarenergie simulieren zu können.
- Der Bonus von 50 – 100 €/a, der in Versuchen derzeit geboten wird, entspricht in etwa dem Gewinn je Kunde und Jahr. Dies zeigt, dass die Bandbreite der möglichen Spreizung nur schwer zu einem Anreiz zur Lastverschiebung führt.
- In Deutschland gibt es im Unterschied zu Österreich nur einen Vertrag mit dem Haushaltskunden. Das Netzentgelt ist darin enthalten und regulatorisch regional festgelegt.
- Dynamische Tarifmodelle wurden verschiedenen Anteilen fixer und flexibler Netztarife modelliert. Mögliche Effekte sind stark vom Verbrauchsverhalten abhängig. Um einen Effekt zu erzielen, müssten Haushalte leistungsmäßig stärker belastet werden. Ziele wie Energieeffizienz und sozialer Ausgleich müssten berücksichtigt werden.
- Innovative Netztarife helfen nur, wenn Standardlastprofile nicht mehr verwendet werden und sind daher inhaltlich mit Smart Metering verbunden.

- Durch die Integration von PV und Wind stellt sich in Zukunft nicht nur die Frage der Verstetigung des Verbrauchs und der Lasten, sondern vor allem auch die Frage nach Flexibilität mit Spitzen und Senken bei Angebot und Verbrauch durch Lastanpassung an die Erzeugungssituation umzugehen. Stichwort: Erzeugungsorientierter Verbrauch
- Die Netztarife müssen zur Optimierung des Gesamtsystems beitragen. Es gibt aber auch Situationen mit gegenläufigen Optima von Netz und Verbrauch. Diese Optimierung kann aus Komfortgründen nicht den Kunden überlassen werden, sondern muss automatisiert geschaffen werden.
- Eine Einschränkung der Versorgung – Abschaltkunden wie bei Smart grid Geschäftsmodellen in den USA – ist in Europa von Seiten des Marketings aus heutiger Sicht nicht durchführbar. Absolute Versorgungssicherheit ist ein hoher Wert der Energieversorger – es gibt kein Verständnis für Stromausfälle. Dabei darf allerdings Netzzuverlässigkeit nicht mit der Notwendigkeit flexibler Lastverschiebung verwechselt werden.
- Wenn im liberalisierten Stromsystem der Versorger den Kunden schalten würde, kann es zu Durchlässigkeitsproblemen im Informationsfluss kommen.
- Es ist noch ein langer Weg vom „sicheren Kunden“ zum selbstbestimmten, aufgeklärten, liberalen Kunden“.
- Telekommunikation muss nicht produziert werden.
- Energie ist auch ein Sicherheitsthema.
- Um die Wertschöpfungspotenziale eines Smart Grids auszuschöpfen, muss es gelingen nicht nur kWh, sondern Energiedienstleistungen wie Kilometer, Licht, Sicherheit und Spaß zu verkaufen.

Die Task Force Daten hat folgende länderübergreifenden Aspekte festgestellt:

- Datenschutz, Datenhoheit, Datensicherheit der Energiedaten des Endkunden im liberalisierten Umfeld erfordern die Anpassung der Gesetzgebung.
- Trotz Unterschieden zwischen den D-A-CH Ländern im (liberalisierten) Rollenmodell soll ein juristischer Arbeitskreis zur Ausarbeitung von Vorschlägen und zum Aufzeigen von Änderungsbedarf für den Gesetzgeber/Regulatoren/EU eingerichtet werden.
- Es bestehen Anforderungen an die Anonymisierung/Pseudonymisierung für Betriebsdaten.
- Es wird ein Ländervergleich der Eichrechtsituation angestrebt.
- Es bestehen Risiken und Potenziale aus volkswirtschaftlicher Sicht bezüglich der Wahrung von Versorgungssicherheit und Gewährleistung von Beobachtbarkeit, Steuerbarkeit des Energiesystems (Darf ein VNB/ÜNB Echtzeitenergie-daten ermitteln?).
- Folgende Adressierung von Sicherheitsaspekten: Cyber Security und Physical Security (Messwertmanipulation)
- Durch die Identifikation von Regelungsbedarf im Datenmanagement sollen Anforderungen und Stolpersteine für «use cases» formuliert werden.

Die Task Force Standardisierung hat folgende länderübergreifende Arbeit begonnen:

- Zusammenarbeit bei der Erstellung und Sammlung von Use Cases. Als Basis dient eine in D entwickelte und als Vorschlag in die internationale Normung eingebrachte Vorgehensweise (u.a. Template und beabsichtigte Tool-Unterstützung)
- Zusammenarbeit bei künftiger Konformitäts-Spezifikation und den zugehörigen Prozessen
- Zusammenarbeit bezüglich konkreter Normen/Bestimmungen, die für die drei Länder Gültigkeit haben, für Smart Grids relevant sind und ggf. angepasst werden müssen (Beispiel: Bestimmungen zu einphasigen Wechselrichtern, die in D, A, CH und CZ gelten und Anpassungsbedarf erkennen lassen).
- Beteiligung bei der Smart Grid SVN, (bisher 51 Mitglieder/Interessenten)

Konkrete Themenbearbeitung zu

- Einphasigen Wechselrichtern (Reduzierung des PV-Spannungsproblems in Verteilnetzsträngen) und Erarbeitung von Erfahrungswerten, Empfehlungen, Vorschlägen und Begründungen (Abstimmung eines Positionspapiers und Vorlage des Papiers bei ÖVE/DKE/CES August 2011)
- Leistungsbegrenzung Einspeisung: Abstimmung mit den Regulatoren in den Ländern
- PLC als Kommunikationsmedium für das Grid: Existierende Standards, EMC, Sendefrequenzen für PLC
- Gateways
- Smart Meter und M2M Gateways, Schutzprofil

Aktuell wird die Organisation von Smart Grids DACH überdacht. In jedem Fall soll eine engere Zusammenarbeit mit den inzwischen in allen drei beteiligten Ländern etablierten Nationalen Plattformen zum Thema Smart Grids sowie mit der im Aufbau befindlichen DACH Kooperation zum Thema Smart Cities gewährleistet werden.

5.5.2 Mitarbeit in der internationalen Smart Grid Entwicklung

Die Präsenz des Leiters der E-Energy Begleitforschung in Sitzungen der European Energy Grid Operator Initiative (EEGI) sowie beim International Smart Grid Action Network (ISGAN) brachten E-Energy eine europa- und weltweite Beachtung und legte den Grundstock für diverse Folgeprojekte von E-Energy auf internationaler Ebene. Die folgende Liste gibt einen Überblick über die Veranstaltungen, an den Mitglieder der Begleitforschung teilnahmen. Entsprechende Dokumentationen bzw. Präsentation können interessierten Personenkreisen durch die Leitung der Begleitforschung zugänglich gemacht werden.

Veranstaltung, Veranstalter	Termin, Ort	TeilnehmerIn
ICT 2020 Conference	19.– 20.03.2009, Brüssel	Karg
EU Commission; ICT FOR ENERGY EFFICIENCY-Konferenz	19.– 20.03.2009, Brüssel	Karg,
Smart Grid Tagung	13.- 15.05.2009, Salzburg	Karg, Zinke
OECD Conference „ICTs, the Environment and Climate Change“	27.- 28.05.2009, Helsingör (DK)	Reinhardt
Projektforum Smart Grids 2009	29.05.2009, Wien	Reinhardt
IEEE Tagung	28.07.2009, Calgary (CAN)	Karg
E-Energy Roundtable im DOC	10.8.2009, Washington	Karg
TWIN World Congress, Veranstalter: EMPA	14.- 15.09.2009, Davos	Karg
Energy 2050 Kongress (VERBUND)	16.– 18.09.2009, Fuschl	Karg
Smart Grid Week	19. 23.09.2009, Washington	Karg
ELSA Workshop	08.10.2009, Brüssel	Karg
Konferenz: "Metering / Billing / CRM Europe	06. - 08.10.2009, Barcelona	Reinhardt
Kongress des Verbands der Elektrizitätsunternehmen Österreich (VEÖ)	30.11.2009, Wien	Karg
ICT for Energy Efficiency - ICT4EE 2009	23.02.2010, Brüssel	Reinhardt
Smartgrids Europe 2010	29.-30.03.2010, Amsterdam	L Karg
Workshop „Neue Energien“	9.4.2010, Wien	Karg
Meeting bei EU Kommission zur Vorstellung der Normungsroadmap (mit DKE, BMWi, DLR)	04.05.2010, Brüssel	Hagen
Smart Grid Roadshow Cincinnati	11.-12.05.2010, Cincinnati (USA)	Steiner
Sino-EU Smart Grid Forum	28.05.2010, Peking (China)	Steiner
Smart Grid Demonstration Advisory Meeting	09.-11.06.2010, Clamart (France)	Reinhardt, Steiner
Future Internet Workshop	21./22.6.2010, Brüssel	Karg
Smart Grids Week Salzburg und D-A-CH Workshop	22.– 25.06.2010, Salzburg	Karg, Hagen, Boesche, Wedler, Benkert
ET Plan / FP 7 Info Day, Brüssel	9.7.2010, Brüssel	Karg
25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition	06.09.-10.09.2010, Valencia (Spain)	Steiner
Smart Grid Roadshow Portland	02.11.-03.11.2010, Portland (USA)	Steiner
Unterzeichnung Koop. zw. EEBus und KNX (bei TU Darmstadt)	10.11.2010, Darmstadt	Hagen
SolHome + Empfang und Diskussion Delegation der Universität Peking an TU Darmstadt	15.11.2010, Darmstadt	Ruppelt
Japan Germany Industry Forum (JGIF 2010) „Smart Energy and Mobility Solutions – Sustainable Business Opportunities in Germany“	18.11.2010, Tokyo	Benkert

Veranstaltung, Veranstalter	Termin, Ort	TeilnehmerIn
SHAPE Expertenworkshop - Connected Living	25.11.2010, Berlin	Steiner
Fünfter Nationaler IT-Gipfel	07.12.2010, Dresden	Karg, Liepold, Krupka
Kick Off Meeting E-Energy Future	08.12.2010, Berlin	Ruppelt
Smart grid Conference, University of Niigata, Japan	Niigata, Japan	Steiner
BMWi-Meeting mit TeleTrust	17.01.2011, Berlin	Hagen
Fachtreffen University of Berkeley	11.- 16.2.2011	von Scheven
EEGI Meeting	9.5.2011, Wien	Karg
DACH / Smartgridweek	24.5.2011, Linz	Wedler, Karg, Hagen
ISGAN / WEC Kongress	3.6.2011, Rom	Karg
Contractors Meeting	8.7.2011, Brüssel	Karg
Smart City Week Yokohama	26.10.2011, Yokohama	von Jagwitz
D-A-CH-Workshop Task Force Normung und Standardisierung	28.10.2011, Baden/Schweiz	Hagen
Smart Grids Week	21. – 23.05.2012, Bregenz,	Karg, Boesche, Irlbeck
BioEnergy in Smart Grids Conference	21.06.2012, Mailand	Karg
World Energy Congress, 2nd Smart Grid International Forum	25.06.2012, Rom	Karg
National Development and Reform Commission-GIZ Smart Grid Workshop	11.-13.07.2012, Peking,	Karg
Dt. Jap. Umweltkonferenz	15.1.2013, Berlin	Karg
ISGAN Konferenz	12.-14-3.2013, Moskau	Karg
Workshop GIZ / SERC (China)	10.4.2013, Hannover	Karg
Smart Grid Week	14.-15.5.2013, Salzburg	Karg, Wedler
Besuch des Niederländischen Königshauses mit einer Delegation von Energie-Experten (Workshop)	5.6.2013, Stuttgart	Karg
VDE / DKE Workshop „SMART CITY – success stories in Germany and in Russia“ im Rahmen der Energiemesse	18.-19.6.2013, Moskau / Skolkovo	Karg
4. Smart Grid Day	23.10.2013, Baden (CH)	Karg
diverse Workshops mit Stromversorgern, Energie- und Landesentwicklungsministerium sowie Universitätsmitgliedern	11.-14.11.2013, Rio de Janeiro	Karg

Eingang fanden die Modellprojekte, teils in Form von Fallstudien, vor allem in folgende internationale Datenbanken bzw. Best Case Studien:

- Europäische Smart Grid Datenbank, entwickelt als gemeinsame Initiative von Eurelectrics und JRC (siehe <https://portal.smartgridsprojects.eu> bzw. <http://ses.jrc.ec.europa.eu/>)
- EPRI Repository of Smart Grid Development and Demonstration Projects (<http://smartgrid.ieee.org/ieee-smart-grid>)
- Report "Mapping & Gap Analysis of current European Smart Grids Projects" (siehe Kap. 6), entwickelt von europäischen Smart Grid Experten im Rahmen des Smart Grids ERA-Net unter Federführung des AIT und mit Unterstützung des Österreichischen Ministeriums für Transport, Innovation und Technologie (bmvit)
- Best Practice Sammlung des EU Projekts Grid+, erstellt zum Zwecke des *Labellings* von Projekte durch die EEGI.

Anlässlich der EXCO Sitzung von ISGAN und dem damit verbundenen Expertenworkshop in Moskau im März 2013 erhielt Ludwig Karg als Leiter der Begleitforschung die Gelegenheit, den Vertretern aller in ISGAN organisierten Länder ausführlich über die Ergebnisse von E-Energy zu berichten. Allseits wurde der Wunsch geäußert, Deutschland und damit die Ergebnisse von E-Energy und weitergehenden nationalen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten auf diesem Gebiet noch stärker in diese internationale Kooperation einzubinden.

Um die Ergebnisse von E-Energy einem breiten internationalen Publikum zugänglich zu machen, legt B.A.U.M. zum Abschluss der Begleitforschung noch zwei stark verdichtende Publikationen vor:

- Kurzstudie in Broschürenformat zu den Export- und Investitionsmöglichkeiten im Zusammenhang mit E-Energy-Ergebnissen

Unter Verwendung der im Förderprogramm THESEUS entwickelten PRISMA Methodik werden die verwertbaren Ergebnisse der Modellprojekte erfasst und in Zusammenarbeit mit dem BMWi und den Modellprojekten übersichtlich als englisch-sprachige Publikation aufbereitet. Die Aufbereitung und Verteilung der Publikation erfolgt in enger Zusammenarbeit v. a. mit Germany Trade & Invest sowie den Export-Initiativen des BMWi.

- Kurzstudie "Smart Grids-Innovationspolitik im internationalen Kontext"

E-Energy wird national wie international als bedeutsamer Beitrag zur deutschen Innovationspolitik wahrgenommen. Durch Konzeption, Umsetzung und Verbreitung einer vergleichenden Analyse staatlicher Innovationspolitik im Bereich Smart Grids (zunächst für die EU, USA und Japan) sollen Methodik und Erfolg dieses Förderschwerpunkts einem interessierten internationalen Publikum nahegebracht werden. Dabei wird ein enger Bezug der Modellprojekte und der Begleitforschung zur acatech-Studie „Future Energy Grid“ hergestellt.



6 Literaturverzeichnis

Das folgende Verzeichnis listet alle in diesem Bericht zitierten Quellen, mithin die zentralen Publikationen der Modellregionen auf.

- Appelrath, Hans-Jürgen; Kagermann Henning und Christoph Mayer (Hrsg.) (2012).** Future Energy Grid, Migrationspfade ins Internet der Energie. acatech Studie. Berlin, München.
- B.A.U.M. Consult GmbH (2012).** Smart Energy made in Germany, Zwischenergebnisse der E-Energy Modellprojekte auf dem Weg zum Internet der Energie. München, Berlin.
- B.A.U.M. Consult GmbH (2013).** Eigene Berechnungen und eigene Darstellungen. München.
- Brunner, Helfried; Herold, Irmgard; Karg, Ludwig et al. (2012).** Mapping & Gap Analysis of current European Smart Grids Projects, report by the EEGI Member States Initiative "A pathway towards functional projects for distribution grids. Web.
[URL: http://www.smartgrids.eu/documents/EEGI/EEGI_Member_States_Initiative_-_Final_Report.pdf, zuletzt aufgerufen am 12.12.2013.]
- BDI-IdE (2013).** Impulse für eine smarte Energiewende, Handlungsempfehlungen für ein IKT-gestütztes Stromnetz der Zukunft. Berlin.
- BNetzA. (2011).** „Smart Grid“ und „Smart Market“, Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Berlin.
- dena (2012).** Hanbuch Lastmanagement, Vermarktung flexibler Lasten: Erlöse erwirtschaften - zur Energiewende beitragen. Berlin.
- DKE (2012).** E-Energy-Glossar, E-Energy - Smart Grids made in Germany. Web.
[URL: <https://teamwork.dke.de/specials/7/Wiki-Seiten/Homepage.aspx>; zuletzt aufgerufen am 12.12.2013]
- E-DeMa (2013).** Abschlussbericht E-DeMa, Eingehende Darstellung des erzielten Ergebnisses. Essen, Dortmund.
- E-Energy Fachgruppe Recht (2012).** Positionspapier zur Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens. *Internes Papier.*
- EnBW (2013).** MeRegio, Endbericht Teilvorhaben EnBW. Karlsruhe.
- Ernst&Young (2013).** Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. Düsseldorf, München.

- eTelligence (2012).** eTelligence Abschlussbericht, Neue Energien brauchen neues Denken. Cuxhaven.
- eTelligence (2013).** Schlussbericht eTelligence, E-Energy Leuchtturmprojekt in der Modellregion Cuxhaven. Cuxhaven.
- EWE (2013).** Mit neuen Rahmenbedingungen die Energiewende erfolgreich fortsetzen, Ansatzpunkte einer nachhaltigen Energiemarktreform. Positionspapier EWE AG. Web. [URL: http://www.ewe.com/de/_media/download/20130926_EWE_Positionspapier_Energiemarktreform.pdf; zuletzt aufgerufen am 12.12.2013]
- FfE (Hrsg.) (2010).** Demand Response in der Industrie, Status und Potenziale in Deutschland. München.
- Grein, Arne; Pehnt, Martin; Duscha, Markus und Holger Kellerbauer (2009).** Nutzung von thermischen Speichern als Energiespeicher. Mannheim.
- Hager, Michael und Johannes Winter (2012).** E-Energy Projekt MeRegio. Präsentation während des Meilensteintreffens September 2012. Karlsruhe.
- ifeu (2012).** Endbericht des E-Energy-Projektes Modellstadt Mannheim (moma) zur Evaluation der Feldtests und Simulationen. Mannheim.
- IZES (2009).** Studie zu Geschäftsmodellen und –prozessen. Saarbrücken.
- Kaufman, Viktor; Kießling, Andreas; Malina, Alfred et al (2012).** E-Energy Fachgruppe Interoperabilität - Abschlussbericht. Ilmenau.
- KEMA Consulting GmbH (2012).** Endbericht Anpassungs- und Investitionserfordernissen der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (SmartGrid). In Auftrag gegeben vom VKU. Bonn.
- Khatabi, Mariam; Hübner, Christian; Kießling, Andreas und Martin Braun (2012).** Verteilnetzautomatisierung als Grundlage für die intelligente Energieversorgung der Zukunft. Proceedings des VDE-Kongress 2012.
- Kröpelin, Jörn (2011).** MeRegio - Erfahrungen Kundenakquise und Soziodemographie. Präsentation im Rahmen der Fachgruppe Markt am 27.06.2011 in Frankfurt.
- Lorenz, Marie-Luise; Menkens, Christian und Nikolaus Konrad (2009).** E-Energy, Volume 19 of CDTM Trend Report (Bd. 19). München.
- MeRegio (2013).** Aufbruch zu Minimum-Emission-Regions. Abschlussbericht MeRegio. Karlsruhe.
- Müller, C.; Kellerbauer, H.; Hirsch, H et al (März 2013).** Coexistence Analysis of Access and Indoor Powerline Communication Systems for Smart Grid ICT Networks. 16th IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications (ISPLC), Peking, China.

- moma (2013).** Abschlussbericht der E-Energy-Modellregion Modellstadt Mannheim. Mannheim.
- OGEMA. (2012).** Open Gateway Energy Management Alliance. Web. [URL: <http://www.ogema.org/>; zuletzt aufgerufen am 12.12.2013]
- Pilgram, Thomas (2013).** Die Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Regulenergiemarkt. Präsentation auf der Fachkonferenz „Entwicklung der Märkte für Flexibilität in der Stromversorgung“ in Berlin, 29.05.2013. Web. [URL:http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2013/FK_Flexibilitaet_Stromv/06_Pilgram_CLENS_v3.pdf; zuletzt aufgerufen am 12.12.2013)
- Raabe, Oliver; Pallas, Frank; Weis, Eva; Lorenz, Mieke und Katharina Vera Boesche (2011).** Datenschutz in Smart Grids, Anmerkungen und Anregungen. London, Berlin.
- RegModHarz (2013 [1]).** Landkreis als Vorreiter, Regenerative Modellregion Harz Abschlussbericht. Kassel.
- RegModHarz(2013 [2]).** Abschlusspräsentation RegModHarz im Rahmen des E-Energy Abschlusskongresses am 17. und 18.01.2013 in Berlin.
- Reiß, M. (2000).** Koordinatoren in Unternehmensnetzwerken, in: Kaluza, Bernd/ Blecker, Thorsten (Hrsg.): Produktions- und Logistikmanagement in Virtuellen Unternehmensnetzwerken. Berlin. 217 – 248.
- secunet. (2013).** Sikt - Sichere Informations- und KOmmunikationstechnologien für ein intelligentes Energienetz. Berlin.
- Siemens AG. (2010).** Effiziente Energie-Automatisierung mit dem Standard IEC 61850 Anwendungsbeispiele. Erlangen.
- SmartWatts. (2013).** Smart Watts, Abschlussbericht. Aachen.
- TU München. (2013).** Eigene Berechnungen und Darstellungen. München.
- VDE; DKE (Hrsg.) (2009).** Die Deutsche Normungsroadmap E-Energy/ Smart Grid. (VDE, Hrsg.) Frankfurt am Main.
- VDE; DKE (Hrsg.) (2012).** Normungsroadmap E-Energy/Smart Grids 2.0, Status, Trends und Perspektiven der Smart Grid-Normung. Berlin.
- VDE– ITG-Fokusgruppe Energieinformationsnetze (2012).** Positionspapier - Energieinformationsnetze und –systeme, Teil A - Verteilungsnetzautomatisierung und Teil B – Geschäftsmodelle VNB. Frankfurt.
- Winter, Johannes und Hellmuth Frey (2012).** MeRegio B2B-Erfahrungen. Präsentation innerhalb der Fachgruppe Markt in Essen am 24.12.2012.
- ZVEI; BDEW (Hrsg.) (2013).** Smart Grids in Deutschland. Handlungsfelder für Verteilnetzbetreiber auf dem Weg zu intelligenten Netzen. Berlin, Frankfurt a.M..

Index

Abregelung 44

Aggregation 132, 161, 189, 206, 215, 222

Aggregator 59, 61, 68, 76, 78, 105, 113, 167, 188, 197, 206, 219

Ampelmodell 35, 36, 62

Anlagensteuerung 179, 190, 211

Ausgleichsenergie 62, 75, 105, 200, 207, 211, 220, 263

Automatisierung 9, 14, 31, 43, 56, 64, 73, 96, 101, 109, 138, 256

Bilanzkreis 62, 105, 193, 198, 207, 211, 214, 220, 247, 252, 263

Blindleistung 33, 43, 51, 75, 99, 104, 186, 205, 220, 242, 252

Common Information Model (CIM) 188, 252

DAM 58

Datenschutz 57, 69, 80, 83, 102, 106, 216, 258, 278, 282, 291, 310

Datensicherheit 80, 216, 218, 256, 282, 291

Demand Side Management 40, 46, 59, 79, 170

Diensteplattform 57, 88, 100, 250

Dienstverzeichnis 58

DIN EN ISO 50001 39, 77

Direktvermarktung 76, 193, 195, 208, 211, 224, 225, 264

EEBus 66

EEG-Vergütung 193, 196, 207, 259, 261

Eigenverbrauch 63, 102, 113, 186, 192, 262

Einspeisemanagement 44, 91, 185, 261

Elektromobilität 53, 195, 304, 306

Energieberatung 240, 242, 269

Energieeffizienz 37, 39, 47, 68, 69, 115, 176, 216, 309

Energieeinsparung 71, 76

Energieinformationssystem 56, 57, 88

Energiekonzept 33

Energiemanager 16, 49, 59, 72, 87, 113, 122, 189, 211, 214, 241

ERA-Net 314

Erzeugungsflexibilität 11, 189

Fahrpläne 62, 80, 100, 161, 197, 198, 207, 214, 220, 254

Feedback und Verbrauchsvisualisierung 12, 21, 39, 43, 71, 87, 101, 110, 113, 115

Gateway 8, 49, 53, 54, 59, 60, 64, 111, 132, 188, 189, 214, 218

Gewerbekunden 11, 14, 26, 114, 169, 170, 263

Haushaltskunden 10, 73, 114, 134, 169, 228, 258, 308

Hypergrids 53

IEC 61850 18, 67, 96, 187, 217

Informationsplattform 115, 238, 246

Infrastruktur 35, 44, 69, 78, 79, 85, 110, 131, 170, 218, 250

Interoperabilität 24, 27, 187, 216, 282, 306

Kundensegmente 31, 70, 129, 263, 308

KWK-Anlagen 14, 43, 53, 167, 186, 194, 221

Lastverschiebung 22, 39, 42, 43, 73, 110, 112, 164, 176, 180, 263, 309

M/490 54

Marktdesign 79, 80, 274

Marktplätze 59, 68, 75, 82, 197, 207, 214, 221, 238, 243, 246

Microgrid 50

Netzanpassung 36, 79

Netzentgelt 76, 104, 259, 262, 309

Netzentgelte 263

Netzeitsystem 92, 97, 99, 100, 104, 217, 241

Prioritätensignal/Preissignal 42, 104, 105, 108, 111, 121, 138, 161, 209, 242, 243

Prognosen/Prognoseverfahren 45, 49, 63, 75, 94, 101, 104, 197, 212, 220

Prosumer 9, 37, 68, 80, 106, 113, 161, 192, 207, 255, 262, 273

Referenzarchitektur 25, 28, 31, 54, 56, 87, 266, 274

Regelleistung/Regelenergie 43, 47, 76, 174, 193, 196, 201, 211, 224, 242, 261

Regelzone 212, 224

Residuallast 19, 44, 103, 108, 156, 194, 207, 261

Resilienz 50

Roadmap 25, 259

RONT 49, 93, 96

Schutzprofil 61, 69, 95, 216

SGAM 55, **56**, **266**

Smart Grid 29, 56, 61, 63, 67, 68, 79, 85, 185, 259, 273, 284, 285

Smart Home 29, 61, 63, 67, 69, 85, 285

Smart Meter 58, 73, 93, 95, 111, 132, 216, 241, 259, 273, 283, 308

Smarte Ortsnetzstation 97

Standardlastprofil 77, 79, 96, 109, 124, 145, 247, 309

Tarif 133

Übertragungsnetz 34, 44, 51, 62, 102, 103, 106, 197, 207, 224

Unbundling 50, 59, 79, 161, 212, 232, 251

Verbrauchsflexibilität 168, 180

Verbrauchsverlagerung 43, 68, 109

Verteilnetz 33, 49, 80, 89, 90, 205, 243, 253, 273

Verteilnetzeben 49

Virtuelles Kraftwerk 174, 188, 207

Wechselrichter 43, 51, 96, 99, 311

Weißer Ware 72, 112, 167, 217

Wirkleistung 51, 185, 208, 220

Zelle 15, 44, 50, 61, 99, 106, 109, 250

Detailberichte

Detailbericht 1: Evaluationsbericht der TU München

Detailbericht 2: Evaluationsbericht der TU Darmstadt

Detailbericht 3: Empfehlungen zur Anpassung des Rechtsrahmens

Detailbericht 4: Bericht der Fachgruppe Interoperabilität

Detailbericht 5: Highlights der Presse- und Medienarbeit