

Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energie- versorgung und des Energie- verbrauchs (eEnergy)

Autoren:

wik-Consult:

Dr. Oliver Franz
Matthias Wissner
Dr. Franz Büllingen
Dr. Christin-Isabel Gries

Fraunhofer ISI:

Dr. Clemens Cremer
Marian Klobasa
Frank Sensfuß
Dr. Simone Kimpeler
Elisabeth Baier
Tobias Lindner

Fraunhofer ISE:

Dr. Harald Schäffler
Werner Roth
Malte Thoma

Bad Honnef, 21. Dezember 2006

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VII
Abkürzungsverzeichnis	VIII
Zusammenfassung	1
1 Einführung und Problemstellung	3
1.1 Allgemeine Entwicklung der Energiemärkte in Deutschland	3
1.1.1 Liberalisierung und Regulierung	3
1.1.2 Dezentralisierung der Energieversorgung	4
1.1.3 Energieeffizienz als Herausforderung der Zukunft	5
1.1.4 Elektrizitätswirtschaftlicher Investitionszyklus	7
1.2 ITK als künftiges Element des Systems der Energieversorgung	8
2 Methodisches Vorgehen	11
3 Historische Entwicklungen und aktuelle Situation im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien	12
3.1 Historische Entwicklung	12
3.2 Ausgangssituation im Bereich der schmal- und der breitbandigen Zugangstechnologien	16
3.3 Schmal- und breitbandige festnetzgestützte Zugangs-Technologien	16
3.3.1 DSL	18
3.3.1.1 Verfügbarkeit	19
3.3.1.2 Entwicklungstrends	20
3.3.2 Breitband-Kabelnetze	21
3.3.2.1 Verfügbarkeit	22
3.3.2.2 Entwicklungstrends	22
3.3.3 Powerline	23
3.3.3.1 Verfügbarkeit	24
3.3.3.2 Entwicklungstrends	24
3.4 Funkbasierte Zugangstechnologien	26
3.5 Übersicht über die Zugangstechnologien	27
3.6 InHouse-Vernetzung	28

3.6.1	Kabelnetzbasierte InHouse-Lösungen: Der Europäische Installationsbus (EIB/KNX)	29
3.6.2	Funknetzbasierte InHouse-Lösungen: Das Beispiel Bluetooth	31
3.7	Energiemanagement und ITK-Technologien	32
3.8	Datenanforderungen aus dem Bereich der Energieerzeugung, der Netzüberwachung und des Transports sowie der Verbrauchserfassung und –steuerung	36
3.8.1	Aspekte der Interoperabilität	36
3.8.2	Aspekte der Zusammenführung von Verbrauchsdaten	38
3.8.3	Aspekte des Datenschutzes	38
3.8.4	Aspekte der Sicherung der Integrität sowie der Verschlüsselung von Daten	39
4	Netzmanagement	40
4.1	Übertragungsnetzmanagement/Regelenergie	40
4.1.1	Energiewirtschaftliche und energietechnische Ausgangslage	40
4.1.2	Stand der Informations- und Kommunikationstechnik	45
4.1.3	Energiewirtschaftliche Chancen und Potenziale	46
4.1.4	Chancen und Potenziale durch die Informations- und Kommunikationstechnik	47
4.1.5	Querschnittstechnologien und ITK am Beispiel Druckluft	47
4.1.5.1	Systemplan GmbH	48
4.1.5.2	GASEX	49
4.1.5.3	BOGE Kompressoren GmbH & Co. KG	49
4.1.5.4	KAESER Kompressoren GmbH	49
4.1.5.5	Bewertung der ITK-Beispiele im Bereich Druckluft	50
4.2	Verteilnetzmanagement	51
4.2.1	Netzbetriebsführung	51
4.2.1.1	Energiewirtschaftliche Problemstellung	51
4.2.1.2	Elektrotechnische Grundlagen	51
4.2.1.3	Möglichkeiten zur Spannungsanpassung	54
4.2.1.4	FuE-Bedarf	56
4.2.1.5	Systemdienstleistung durch Wechselrichter	58
4.2.1.5.1	Übersicht	58
4.2.1.5.2	Marktsituation und Stand der Technik	61
4.2.1.5.3	FuE-Bedarf	62

4.3	Verteilte Erzeugung	64
4.3.1	Energiewirtschaftliche und energietechnische Ausgangslage	65
4.3.1.1	Windenergie	65
4.3.1.2	Kleine KWK und Mikro-KWK	66
4.3.2	Stand der ITK im Bereich der Windenergie	67
4.3.3	Chancen und Potenziale	69
4.3.3.1	Windenergie	69
4.3.3.2	Kleine KWK und Mikro-KWK	71
4.3.4	FuE-Bedarf	72
4.4	Demand-Side Management und Demand Response	73
4.4.1	Energiewirtschaftliche Ausgangslage	73
4.4.1.1	Preisbasierte Programme	75
4.4.1.2	Anreizbasierte Programme	80
4.4.2	Stand der ITK	81
4.4.3	Chancen und Potenziale	83
4.4.3.1	Energiewirtschaftliche Potenziale	83
4.4.3.2	Chancen für neue Technologien	86
4.4.3.3	Chancen für neue Geschäftsmodelle/Prozesse	87
4.4.4	Hindernisse	88
4.4.5	Handlungsempfehlungen / Weiterer FuE-Bedarf	89
4.5	Potenzialanalyse	90
4.5.1	Potenziale von eEnergy aus theoretischer Sicht	90
4.5.2	Potenzialabschätzung der Einnahmen durch Lastmanagement	93
5	Zähl- und Messwesen	99
5.1	Energiewirtschaftliche Ausgangslage	99
5.1.1	Smart Metering in Europa	102
5.1.2	Smart Metering in Deutschland	106
5.2	Stand der ITK	110
5.2.1	Actaris: ACE Vantage System	112
5.2.2	Enermet: AIM	112
5.2.3	EMH: Raconet	112

5.2.4	Görlitz	113
5.2.5	IBM	113
5.2.6	Landis & Gyr: Advantis	113
5.2.7	Siemens: AMIS	113
5.2.8	EVB Energie AG: AMM-System und Dienstleitung	114
5.3	Chancen und Potenziale	114
5.3.1	Energiewirtschaftliche Potenziale	114
5.3.2	Innovative Stromprodukte	117
5.3.3	Chancen für neue Technologien	117
5.3.4	Chancen für neue Geschäftsmodelle/Prozesse	120
5.4	Hindernisse	122
5.5	Handlungsempfehlungen / weiterer FuE-Bedarf	126
6	Home Automation, intelligente Geräte, Gebäudeleittechnik	129
6.1	Energiewirtschaftliche Ausgangslage	129
6.2	Stand der ITK	129
6.3	Chancen und Potenziale	132
6.3.1	Energiewirtschaftliche Potenziale	132
6.3.2	Chancen für neue Technologien	133
6.3.3	Chancen für neue Geschäftsmodelle/Prozesse	133
6.4	Markthemmnisse	133
6.5	Smart Metering als Migrationsstrategie	137
7	Energiewirtschaftliche Verankerung und Handlungsoptionen	139
	Projektverantwortliche	144
	Literaturverzeichnis	145
	Anhang 1	151
	Vorschläge für Modellprojekte	151
	Modellprojektvorschlag 1: Smart Generation	151
	Modellprojektvorschlag 2: Virtuelle Kraftwerke	152
	Modellprojektvorschlag 3: Intelligentes Netzmanagement	153
	Modellprojektvorschlag 4: Smart Metering	154
	Modellprojektvorschlag 5: Smart Customer	155

Modellprojektvorschlag 6:	eEnergy in kleinen und mittleren Unternehmen	157
Modellprojektvorschlag 7:	Demand Response	158
Anhang 2		159
Verwandte Forschungsprojekte		159

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Energieverbrauch je Kopf der Bevölkerung	5
Abbildung 1-2:	Endenergieverbrauch nach Energieträgern 1995 – 2030	6
Abbildung 1-3:	Dimensionen von IuK-Technologien in der Energiewirtschaft	9
Abbildung 1-4:	ITK-basiertes Energiesystem der Zukunft	10
Abbildung 3-1:	Funktionsweise des TEMEX-Dienstes	13
Abbildung 3-2:	Verfügbarkeit von Breitbandanschlüssen in Deutschland am Beispiel DSL, 2006	18
Abbildung 3-3:	Das Siemens-System serve@Home infoModul	26
Abbildung 3-4:	Integration sämtlicher Anwendungen in Gebäuden auf der Basis einer einheitlichen Konnex-Lösung	29
Abbildung 4-1:	Spannungsverlauf in einer Mittelspannungs- und Niederspannungsleitung mit Transformator	52
Abbildung 4-2:	Spannungsverlauf in einer Mittelspannungs- und Niederspannungsleitung mit Transformator und Generatoren	53
Abbildung 4-3:	Mechanischer Stufenschalter für einen Hochspannungstransformator	56
Abbildung 4-4:	Gleichzeitige Einspeisung und Kompensation von Oberschwingungen	59
Abbildung 4-5:	Installierte Leistung von Photovoltaikanlagen	64
Abbildung 4-6:	Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien	66
Abbildung 4-7:	Schematische Darstellung eines virtuellen Kraftwerks	72
Abbildung 4-8:	Typische Lastkurvenänderungen im Rahmen des Demand-Side Management (DSM)	74
Abbildung 4-9:	Demand-Response-Programme mit jeweiligem Zeithorizont	75
Abbildung 4-10:	Elastische Nachfragekurve zur Spitzenlastzeit	77
Abbildung 4-11:	Elastische Nachfragekurve zur Schwachlastzeit	78
Abbildung 4-12:	Entwicklung des Base- und Peak-Strompreises an der EEX	79
Abbildung 4-13:	Internetseite mit Strompreisinformationen (USA)	82
Abbildung 4-14:	Reaktion der Verbraucher auf Preiswarnungen – Feldversuch Klimaanlage USA 2003	84
Abbildung 5-1:	Vom Zähler zur Rechnung	99
Abbildung 5-2:	Standardlastprofil (H0) für Haushaltskunden (Winter-Werktag)	101
Abbildung 5-3:	Interesse an AMM-Systemen	106
Abbildung 5-4:	Größe der Pilotprojekte	107

Abbildung 5-5:	Interesse an Kommunikationstechnologien	107
Abbildung 5-6:	Einschätzung der Aktivitäten anderer EVU	108
Abbildung 5-7:	Nutzen von AMM-Systemen	109
Abbildung 5-8:	Motive für das (Des-)Interesse an AMM-Systemen	110
Abbildung 5-9:	Durchschnittlicher Automatisierungsgrad bei Lieferantenwechsel 2005	115
Abbildung 5-10:	Zeitabhängiges Tarifangebot der ENEL (Italien)	117
Abbildung 5-11:	Chancen für neue ITK	120
Abbildung 5-12:	Barrieren für die Einführung von AMM-Systemen	123
Abbildung 6-1:	Idealtypische Funktionsarchitektur von Home Automation / Smart Home	132
Abbildung 6-2:	Energieeinsparpotenzial und Nutzerakzeptanz vs. Automatisierungsgrad	136

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Übertragungstechnologien im Überblick	28
Tabelle 3-2:	Charakterisierungsmöglichkeiten von Energiemanagementsystemen und resultierender ITK-Einsatz	33
Tabelle 4-1:	Firmen mit Produktion von Wechselrichtern in Deutschland	61
Tabelle 4-2:	Messstellen des Online-Erfassungssystems für Windenergie des ISET	68
Tabelle 4-3:	Preisbasierte Demand-Response-Programme im Überblick	76
Tabelle 4-4:	Anreizbasierte Demand-Response-Programme im Überblick	80
Tabelle 4-5:	Abschaltbare und nicht abschaltbare Haushaltgeräte	85
Tabelle 4-6:	Technische Daten der Potenziale im Bereich Lastmanagement	94
Tabelle 4-7:	Szenarienbeschreibung	95
Tabelle 4-8:	Modellergebnisse Stromhandel	95
Tabelle 4-9:	Ergebnisse der Abschätzung möglicher Einnahmen auf dem Reserveenergiemarkt	96
Tabelle 5-1:	Übersicht Fallstudien zum Thema Real-Time-Feedback	119
Tabelle 5-2:	Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtungen durch Dritte	121
Tabelle 5-3:	Preise für Messung, Zählung und Abrechnung der Netzbetreiber (August 2006) in €/Jahr	121
Tabelle 5-4:	Geschäftsprozesse und Verantwortlichkeiten im Messwesen	125
Tabelle 7-1:	Akteure in einem eEnergy-Szenario	139

Abkürzungsverzeichnis

ADSL	Asymmetric Digital Subscriber Line
AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMM	Advanced Metering Management
AMR	Advanced Meter Reading
BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CATV	CableTV
DENA	Deutsche Energieagentur
DES	Data Encryption Standard
DESTATIS	Statistisches Bundesamt
DLC	Distribution Line Carrier
DSL	Digital Subscriber Line
DSLAM	Digital Subscriber Line Access Multiplexer
DSM	Demand-Side Management
DTAG	Deutsche Telekom AG
EDNA	Energy Data, Norms and Automation
EIB	European Installation Bus
EIB/KNX	Europäischer Installationsbus /Konnex (-Standard)
ENS	Einrichtungen zur Netzüberwachung mit zugeordneten allpoligen Schaltern in Reihe
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FuE	Forschung und Entwicklung
GJ	Gigajoule
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile Communications
GW	Gigawatt

HSPA	High Speed Packet Access
HYTAS	Hybride Teilnehmeranschlusssysteme
IP	Internet Protocol
IRP	Integrated Resource Planning
ISDN	Integrated Services Digital Network
IT	Informationstechnologie
ITK	Informations- und Kommunikationstechnologie
IuK	Information und Kommunikation
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KW	Kilowatt
KWK	Kraftwärmekopplung
LAN	Local Area Network
Mbit/s	Megabit pro Sekunde
MW	Megawatt
OPAL	Optisches Anschlussleitungssystem
PDA	Personal Digital Assistant
PJ	Petajoule
PLC	Power Line Carrier
PSDN	Packet-Switched Data Network
PV	Photovoltaik
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
TEMEX	Telemetry Exchange
TK	Telekommunikation
TKG	Telekommunikationsdienstegesetz
UCTE	Union pour la Coordination du Transport de l'Énergie
UMTS	Universal Mobile Telecommunications Standard
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
UTP	Unshielded Twisted Pair
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft

VDN	Verband der Netzbetreiber
VDSL	Very High Speed Digital Subscriber Line
WiMAX	Worldwide Interoperability for Microwave Access
WLAN	Wireless Local Area Network
WPAN	Wireless Personal Area Network

Zusammenfassung

Die Energiemärkte waren in den letzten Jahren einem grundlegenden Wandel unterworfen. Drei wichtige Entwicklungen spielten dabei die Hauptrolle: Die Liberalisierung der Märkte sowie das Unbundling vormals vertikal integrierter Strukturen und der damit neu entstehende Wettbewerb, die starke Zunahme der dezentralen Energieerzeugung, insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energien sowie die Notwendigkeit des rationalen Energieeinsatzes zur Minderung von klimaschädlichen Treibhausgasen. Parallel dazu nahmen die Fortschritte in der Informations- und Telekommunikationstechnologie (ITK) eine rasante Entwicklung. Das Internet und drahtlose Übertragungstechnologien wie GSM und damit verbundene Anwendungen sind inzwischen zum Standard geworden. Die zunehmende und in sehr vielen Gebieten schon flächendeckende Abdeckung der Bevölkerung mit Breitbandanschlüssen ermöglicht neue Formen der Information und der Kommunikation, die unter dem Schlagwort „ambient Intelligence“ also einer „allgegenwärtigen Computer-Intelligenz“ zusammengefasst sind. Eine mögliche Nutzung dieses Potenzials für die komplexen Anforderungen, die auf dem Gebiet der Energieerzeugung, -verteilung und -versorgung bestehen, liegt auf der Hand. In diesem Bericht werden daher Handlungsfelder identifiziert, in denen energiewirtschaftliche wie ITK-seitige Potenziale aufgezeigt, Chancen und Hindernisse diskutiert und schließlich Handlungsempfehlungen gegeben werden, die eine Konvergenz dieser beiden Technologie-Bereiche beschreiben (eEnergy).

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass die Potenziale in vielen Bereichen erheblich sind, soweit entsprechende Investitionen getätigt und institutionelle Hemmnisse beseitigt werden. So ergaben Berechnungen zum Lastmanagement, dass Industriebetriebe hier bis zu 27 € pro MW pro Tag an der Strombörse verdienen könnten, wenn sie in den entsprechenden Prozess eingebunden wären. Durch die Teilnahme von Industriebetrieben an der Bereitstellung von Regelenergie würden sich für diese potenzielle Leistungspreise im Bereich der Minutenreserve in der Größenordnung von 215 € pro MW ergeben. Im Haushaltsbereich bestehen Potenziale vor allen Dingen durch eine Visualisierung des tatsächlichen Energieverbrauchs und die hieraus folgenden Einsparungen der Verbraucher (nach konservativer Abschätzung etwa 9,5 TWh pro Jahr) sowie der Einführung von zeitabhängigen Tarifen. Voraussetzung hierfür ist die Einführung von intelligenten Zählersystemen, die nicht nur zu einer Preissensibilisierung der Verbraucher führen, sondern auch Prozesse wie den Lieferantenwechsel oder das Messen und Abrechnen automatisieren, sowie als Schnittstelle für weitergehende Prozesse, etwa im Bereich der Home Automation dienen können. Eine Umfrage unter 40 Energieversorgern ergab, dass die Mehrzahl der Unternehmen an diesem Thema Interesse besitzt und bereits Pilotprojekte durchführt oder plant. 63 % glauben, dass sie durch die Einführung der neuen Technologie ihre Wirtschaftlichkeit verbessern können.

Insgesamt ist zu erwarten, dass die einzelnen Prozesse in der Energiewirtschaft durch die Einführung von ITK durchlässiger werden. Jetzt passive Akteure, wie etwa die Haushaltskunden, können durch die Einbindung in ein umfassendes Kommunikations-

system zu aktiven Marktteilnehmern werden, was Wertschöpfungspotenziale für zahlreiche Dienstleistungen eröffnen würde. Die Technologie für ein solches eEnergy-Szenario ist bereits heute in den meisten Bereichen vorhanden. Ebenso dürfte Handwerk und Gewerbe in der Lage sein, relevante Anlagen zu konfigurieren und aufzubauen. Es ist davon auszugehen, dass eine Implementierung von eEnergy Potenziale für die ITK-Wirtschaft bietet, die innerhalb eines Zehnjahreszeitraums in den zweistelligen Milliardenbereich gehen werden. Wesentlich für den Erfolg einer solchen energiewirtschaftlichen Technologieoffensive sind daher eine genauere Kenntnis der Teilnahmebereitschaft der einzelnen Akteure sowie die Beseitigung von institutionellen Hindernissen, etwa durch Schaffung einheitlicher Datenstandards und Prozesse.

1 Einführung und Problemstellung

1.1 Allgemeine Entwicklung der Energiemärkte in Deutschland

Der deutsche Energiemarkt war in den letzten 10 bis 15 Jahren einem tief greifenden Wandel unterworfen. Bis Mitte/Ende der 1990er Jahre erfolgte die Energieversorgung in voneinander abgegrenzten Versorgungsgebieten, in denen jeweils nur ein (Strom-) Anbieter existierte. Dieser Stromanbieter, in der Regel die Stadtwerke, die mehrheitlich im Eigentum der öffentlichen Hand waren, verpflichteten sich gegenseitig, keine Kunden im Gebiet des jeweils anderen Stromanbieters zu beliefern. Die Kunden hatten somit keine Wahlmöglichkeit hinsichtlich ihres Versorgers, sondern waren „gefangen“. Gleichzeitig erfolgte die Stromerzeugung ganz überwiegend und der Stromtransport ausschließlich durch acht überregionale Verbundunternehmen, die ebenfalls nur in klar abgegrenzten Gebieten als jeweils einziger Anbieter agierten und mit den Stadtwerken in ihrem Gebiet feste Abnehmer besaßen bzw. mit diesen teilweise vertikal integriert waren. Ähnliches galt auch für die Organisation der Versorgung mit Erdgas, das als Energieträger im Folgenden aber nur eine Nebenrolle spielen wird.

1.1.1 Liberalisierung und Regulierung

Eine grundlegende Änderung der oben geschilderten Verhältnisse erfolgte durch die europäische Richtlinie 96/92, die 1999 in Kraft trat und die Liberalisierung der europäischen Strommärkte zum Inhalt hatte. Die Öffnung der Netze und Vorschriften zum Unbundling vertikal integrierter Versorgungsunternehmen machten es Stromversorgern möglich, untereinander in Konkurrenz zu treten und ermöglichten den Endkunden die freie Versorgerwahl. Die Bereiche Erzeugung, Transport, Verteilung und Versorgung wurden klarer voneinander abgegrenzt. Insbesondere in den Bereichen Erzeugung und Versorgung wurden die Voraussetzungen für Wettbewerb geschaffen, während es sich beim Transport und der Verteilung der Elektrizität über die Stromnetze um natürliche Monopole handelt, die seit der Verabschiedung eines neuen Energiewirtschaftsgesetzes im Jahre 2005 der staatlichen Regulierung unterliegen. Parallel hierzu wurde eine Handelsbörse für Energie geschaffen, die seit 2002 unter dem Namen European Energy Exchange (EEX) in Leipzig existiert. Durch die in diesem Großhandelsmarkt gebündelte Liquidität sollten verlässliche Preissignale in kurzer und längerer Frist erzeugt werden. Tatsächlich sind die EEX-Preise heute Leitpreise, an denen sich z.B. Kraftwerksbetreiber bei ihren Investitionsentscheidungen orientieren.

Durch diese Veränderung der Marktverfassung und das Auftreten neuer Marktakteure entstanden neue Anforderungen an die Stromwirtschaft, da die Prozesse und Zuständigkeiten, die in den zuvor vertikal integrierten Unternehmen angesiedelt waren, nun auch auf mehrere ggf. unabhängige Unternehmen ausgedehnt werden mussten. So sieht sich beispielsweise ein Netzbetreiber heute unter Umständen mit mehreren unab-

hängigen Stromanbietern konfrontiert, die im selben Netzgebiet konkurrieren. Durch diese Entwicklung ging eine Vervielfältigung der Unternehmen einher, zu denen ein Netzbetreiber Geschäftsbeziehungen unterhält; diese wiederum führte zu einer Multiplikation der Abläufe und damit einer gewachsenen Komplexität der Anforderungen.¹

1.1.2 Dezentralisierung der Energieversorgung

Parallel zu diesem Prozess der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes und der Änderung seiner Marktverfassung erfolgte in den letzten Jahren eine verstärkte Zunahme der dezentralen Energieversorgung. Diese umfasst sowohl den autonomen als auch den netzparallelen Betrieb von kleinen Versorgungseinheiten. Die Erzeugungseinheiten können direkt am Ort des Verbrauchs betrieben werden und dienen damit entweder der unmittelbaren Bedarfsdeckung eines entsprechenden Verbrauchers oder aber die dort produzierten Strommengen werden dem gesamten Versorgungssystem zur Verfügung gestellt. Beschleunigt wurde diese Entwicklung durch das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien - (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG), das erstmals am 01.04.2000 in Kraft trat. Es sieht eine Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien vor. Da diese in der Regel dezentrale Einheiten sind, erfolgte eine rasche Zunahme in diesem Bereich. Durch diese Situation entstehen neue Anforderungen an das abnehmende Stromnetz, da sich die Richtung des Stromflusses ändern kann. Wird elektrische Energie traditionell „von oben nach unten“ verteilt, so speisen nun immer mehr Erzeuger ab der Mittelspannungsebene ins Netz ein. Zum Ausgleich von Produktion und Verbrauch und damit auch zum Erhalt der Versorgungssicherheit ist nunmehr eine intelligente Netzregelung nötig. Dies kann nur durch Aufbau bzw. Nutzung einer an manchen Stellen bereits vorhandenen Kommunikationsinfrastruktur erfolgen, die Informationen (z.B. Messdaten) akquirieren und getroffene Entscheidungen (z.B. Schaltbefehle) im Netz verteilen kann.² Beeinflusst werden die Marktchancen erneuerbarer Energiequellen und damit die Geschwindigkeit des Ausbaus dieser Energieform aber auch durch den im Kyoto-Protokoll zur Reduzierung von Treibhausgasen angelegten EU-weiten Handel mit CO₂-Zertifikaten, der als zusätzlicher Kostenfaktor auf konventionelle Kraftwerke und die Elektrizität, die diese produzieren, wirkt.

¹ Dies ist ein sich fortsetzender Prozess, von dem alle möglichen IT Systeme der energiewirtschaftlichen Unternehmen betroffen sind, d.h. es bedarf sowohl ITK-wirtschaftlicher Produkte um Energiehandelsströme und die hiermit verbundenen Risiken abbilden zu können als auch veränderter Abrechnungs- und Rechnungsstellungssysteme, die mit einer Zunahme der Geschäftspartner und Kunden sowie der Geschäftsvorgänge kompatibel sind.

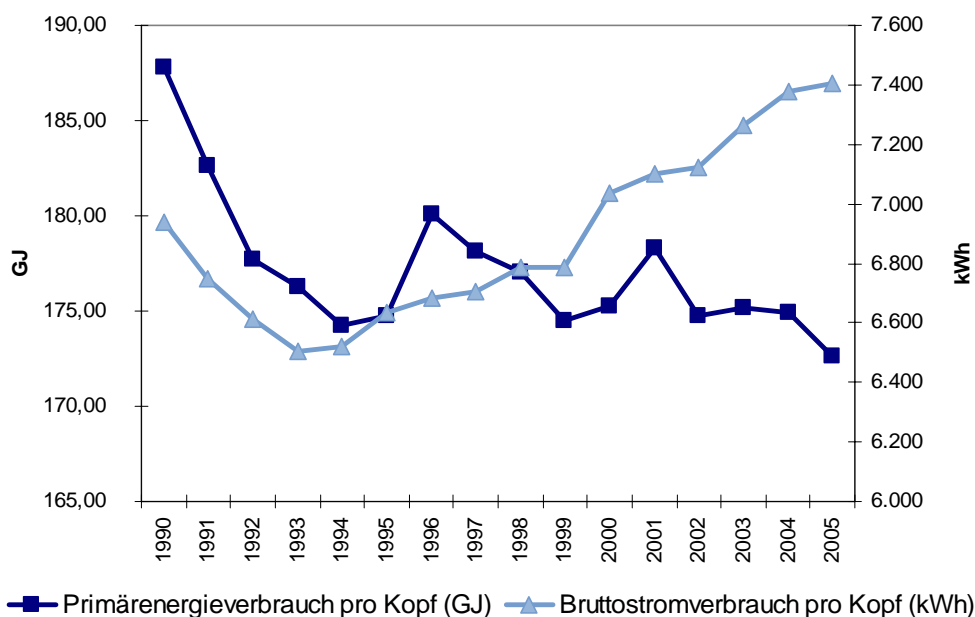
² Buchholz, B.M.(2006).

1.1.3 Energieeffizienz als Herausforderung der Zukunft

Ein weiterer Aspekt, der die Energiemärkte merklich beeinflusst hat und auch in Zukunft eine wichtige Rolle spielen wird, ist die Tatsache, dass von der Stromerzeugung, die in Deutschland heute noch überwiegend aus fossilen Brennstoffen (vor allen Dingen Braun- und Steinkohle) erfolgt, erhebliche Umweltbelastungen ausgehen, insbesondere der Ausstoß des klimaschädlichen Treibhausgases CO₂ (vgl. den vorherigen Abschnitt). Eine derzeit weiterhin steigende Stromnachfrage verschärft dieses Problem:

Der Primärenergieverbrauch pro Kopf ist in Deutschland seit 1990 tendenziell gefallen, während sich der Bruttostromverbrauch im selben Zeitraum nach oben entwickelt hat (siehe Abbildung 1-1).

Abbildung 1-1: Energieverbrauch je Kopf der Bevölkerung



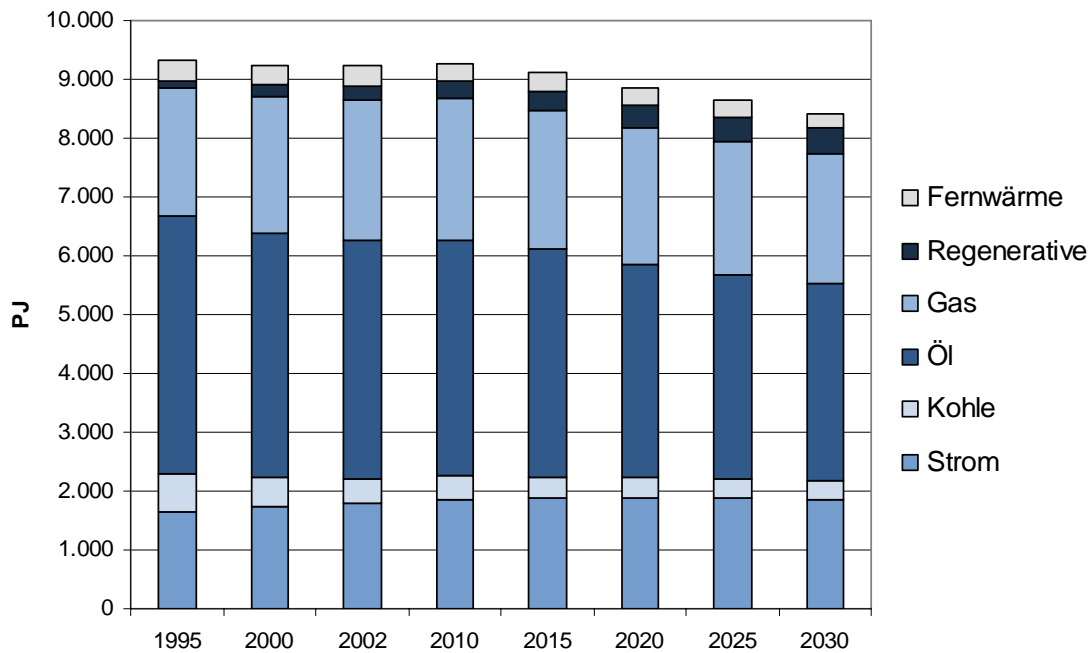
Quelle: WIK-Consult nach Zahlen des BMWi (2006a)

Die zukünftige Entwicklung geht in eine ähnliche Richtung.³ So wird im Jahr 2030 knapp 9 % weniger Endenergie verbraucht werden als heute. Die Stromnachfrage wird 2030 dagegen um gut 4 % höher liegen als 2002 (siehe Abbildung 1-2). Damit setzt sich zwar der langjährige Trend zur Elektrizität als höherwertigere Energieform fort,

³ Vgl. im Folgenden: EWI/prognos (2005).

jedoch sind die Wachstumsraten weiter rückläufig und aufgrund demografischer Entwicklungen ist auch bei der Nachfrage nach Elektrizität eine Trendumkehr nicht auszuschließen.

Abbildung 1-2: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 1995 – 2030



Quelle: EWI/prognos (2005)

Politische Vorgaben sehen allerdings eine schnellere Absenkung des Verbrauchs vor. Auf europäischer Ebene wird eine verbesserte Steuerung der Nachfrageentwicklung durch die kürzlich verabschiedete EU-Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen (2006/32/EG) gefordert. Als sich daraus ergebende positive Wirkungen werden die Verbesserung der Versorgungssicherheit, die Senkung des Primärenergieverbrauchs und die damit verbundene Eindämmung des Ausstoßes klimaschädlicher Treibhausgase, eine Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten und eine Steigerung der Innovations- und Wettbewerbsfähigkeit durch die Einführung energieeffizienter Technologien erwartet. (Unverbindliches) Ziel der Richtlinie ist eine Energieeinsparung von 9 % in jedem Mitgliedsstaat im Zeitraum der Jahre 2008 bis 2016 bezogen auf den mittleren Energieverbrauch in den fünf Jahren vor ihrer Umsetzung.

Auch das BMWi hat dieses Thema bereits aufgegriffen und ein entsprechendes 10-Punkte-Programm entwickelt, in dem u.a. der gezielte Einsatz staatlich geförderter Energieforschung sowie ein Marktanzreizprogramm für Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe vorgeschlagen wird.⁴

1.1.4 Elektrizitätswirtschaftlicher Investitionszyklus

In Deutschland stehen umfangreiche (Ersatz-)Investitionen in den energiewirtschaftlichen Kapitalstock an. Diese sind zum einen dadurch bedingt, dass unabhängig vom angestrebten Atomausstieg in den Jahren bis 2030 etwa die Hälfte des bestehenden Kraftwerksparks erneuert werden muss.⁵ Diese neuen Kraftwerke zeichnen sich zwar im Allgemeinen unabhängig von der eingesetzten Primärenergie durch höhere Wirkungsgrade aus, so dass die Effizienz des Gesamtsystems steigt; nichtsdestotrotz wird es bei der sich abzeichnenden Ersatzstrategie aber weiterhin notwendig sein, umfangreiche Reserven im Kraftwerkspark vorzuhalten. Nach Angaben des VDN⁶ waren am Tag der Jahreshöchstlast 2005 119,4 GW an Kraftwerksleistung installiert, wobei die tatsächliche Höchstlast nur 76,7 GW betrug. Der Differenzbetrag erklärte sich dabei neben Reserven, Ausfällen und Revisionen vor allem durch so genannte nicht-einsetzbare Leistung.⁷ Volkswirtschaftlich betrachtet wäre es vorteilhaft, die hier bestehende Lücke zu reduzieren, um so die insgesamt benötigte Kraftwerksleistung besser an den tatsächlichen Bedarf anzupassen und zu geringeren Gesamtkosten bereitstellen zu können.

Die zuvor für den Kraftwerkspark geschilderte Situation liegt in ganz ähnlicher Art und Weise auch bezüglich der deutschen Stromnetze vor. Turnusmäßig werden hier pro Jahr etwa 2 Mrd. € investiert und auch hier stehen vor allem in den alten Bundesländern umfangreiche Erneuerungsinvestitionen bevor.⁸ Zusätzlich werden aufgrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien – hier vor allem der Windkraft – zusätzliche Leitungen benötigt, um die Distanz zwischen den Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten zu überwinden. Die Dena-Studie hat diesen Investitionsbedarf mit zunächst 1,1 Mrd. € beziffert.⁹ Dabei erfolgt der Ausbau und die Erneuerung von Netzen immer der zu erwartenden Höchstlast entsprechend, d.h. das Netz wird mit Ausnahme einiger ab-

4 BMWi (2006b).

5 Energieversorgung für Deutschland. Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006, BMWi, 2006.

6 VDN (2006): Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005.

7 Gründe für diese Kategorisierung können sein: Geringe Wasserführung, fehlendes Windangebot, begrenztes Tages-Arbeitsvermögen der Pumpspeicherwerke, leistungsmindernde Fernwärme-Auskopplungen, behördliche Auflagen, langzeitige Konservierungen von Anlagen und genehmigungsbedingt nicht einsetzbare Leistung.

8 Ein impliziter Hinweis auf die kommenden Bedarfe mag sein, dass seitens der Netzbetreiber in der aktuellen Diskussion um eine Anreizregulierung in Deutschland explizit „Investitionsbudgets“ gefordert werden, um die anstehenden Aufgaben zu schultern.

9 DENA (2005).

schaltbarer Verbraucher so ausgelegt, dass es immer in der Lage ist, die anstehenden Lasten abzudecken. Da zahlreiche Verbraucher ihre Lastspitze jedoch nicht jeden Tag, sondern nur in ganz bestimmten Konstellationen erreichen, bedingt dies, dass auch im Stromnetz umfangreiche (Reserve-)Kapazitäten vorgehalten werden. Diese Beobachtung gilt dabei für alle Netzelemente, wobei die Auslastung der einzelnen Anlagen im Regelfall von den Höchst- zu den Niederspannungsnetzen deutlich sinkt.¹⁰

1.2 ITK als künftiges Element des Systems der Energieversorgung

Informations- und Kommunikationstechnologien (ITK) können bei der Senkung des Energieverbrauchs und der Optimierung des Energiesystems eine wichtige Rolle spielen, da mit ihrer Hilfe grundsätzliche Probleme im Strombereich, die sich aus der Leitungsgebundenheit und der Nichtspeicherbarkeit von Elektrizität ergeben, adressiert werden können: Das Angebot muss jederzeit auf die Nachfrage, die sich als Ausfluss dezentraler Entscheidungen von Haushalten und Unternehmen ergibt, reagieren können, soll es nicht zu Engpässen oder Überlastungen des Systems kommen – hierbei ist es wichtig im Auge zu behalten, dass sowohl eine zu hohe als auch eine zu niedrige Nachfrage Auslöser eines instabilen Systemzustands sein können.

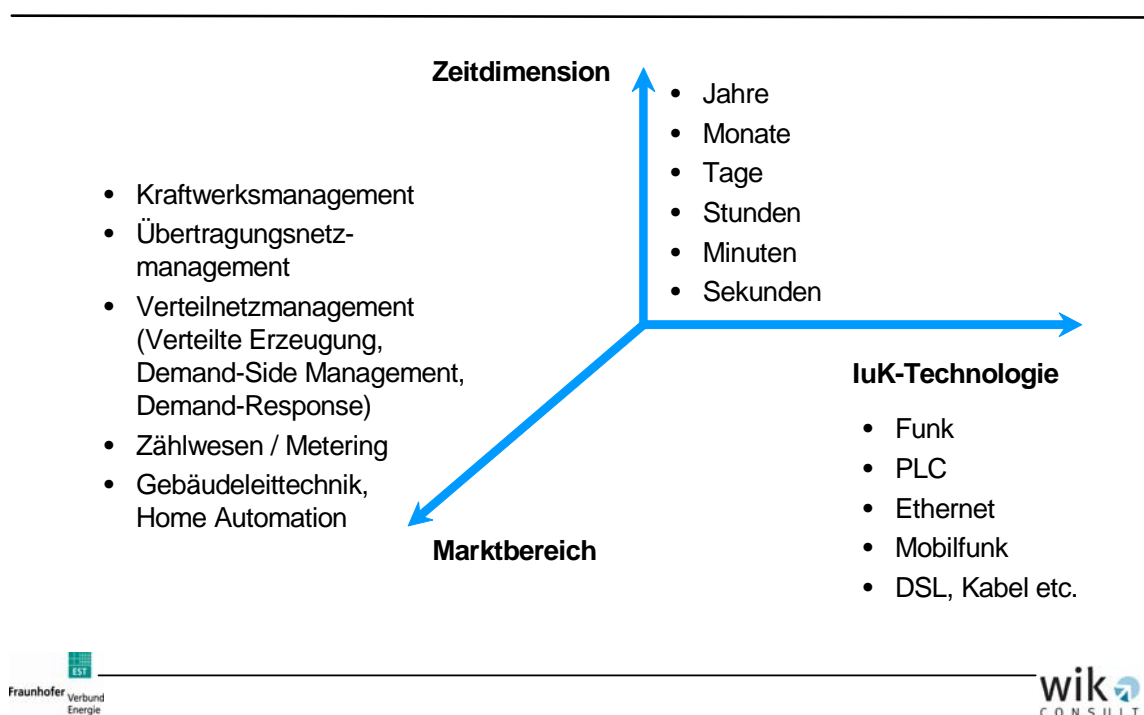
Insbesondere ist eine entsprechende Kapazität bezüglich der zur Verfügung stehenden Kraftwerke und Netzelemente jederzeit vorzuhalten bzw. es müssen zu jedem Zeitpunkt möglichst vollständige Informationen zum Verhältnis von Angebot und Nachfrage vorliegen. Der mangelnde und langsame Austausch an Informationen führt dazu, dass Produktion und Verbrauch nicht ausreichend aufeinander abgestimmt sind, so dass ex post nachgesteuert werden muss bzw. dass zum Erhalt der Systemsicherheit umfangreiche Reserven vorzuhalten sind, die die Gesamtkosten der Versorgung treiben. Der Einsatz von ITK kann hier möglicherweise für entscheidende Effizienzsteigerungen sorgen und Optimierungspotenziale erschließen und so helfen, die Energieversorgung auch in Zukunft kostengünstig zu gestalten. Die bekannten Phänomene der immer günstiger werdenden Versorgung mit Kommunikationstechnologien, die Konzepte wie „ambient intelligence“ erst möglich machen, bedingen zugleich, dass der systemweite produktiv-vorteilhafte Einsatz von ITK in den Elektrizitätsnetzen nicht nur denkbar, sondern auch möglich ist. Dabei kann die Vorstellung einer zunehmenden Konvergenz der Systeme als Arbeitshypothese dienen.

Denn geht man vor dem Hintergrund der ITK-seitigen Entwicklungen davon aus, dass Bytes zunehmend günstiger sind als Stahl und Eisen, so liegt die Vorteilhaftigkeit einer informationswirtschaftlichen „Revolution“ der deutschen Energiewirtschaft quasi auf der Hand. Dies gilt umso mehr, als die oben geschilderte Ausgangslage es mit sich bringt, dass in den kommenden Jahren grundsätzliche Entscheidungen über die künftige Funktions- und Arbeitsweise des Systems anstehen. Ein Ersatz aller (Alt-)Anlagen zum heu-

¹⁰ So auch Kannberg, L.D. et al. (2003).

tigen Stand der Technik dürfte nicht geeignet sein, die deutsche Energieversorgung auf die kommenden Bedarfe auszurichten. Dies gilt vor allem in einer relativen Betrachtung, denn in vielen anderen Volkswirtschaften werden ähnliche Programme zur informationellen Durchdringung der Energiewirtschaft bereits vorangetrieben – so gibt es z.B. unter dem Namen GRIDWISE¹¹ Bestrebungen, das alternde US-amerikanische Stromnetz durch den Einsatz von ITK in die Lage zu versetzen, mit der schnell steigenden Nachfrage fertig zu werden. In ähnlicher Weise nähert sich die EU mit dem Projekt „Smartgrids“ der Frage einer Modernisierung der Netzinfrastruktur.¹²

Abbildung 1-3: Dimensionen von IuK-Technologien in der Energiewirtschaft



Quelle: Fraunhofer ISE

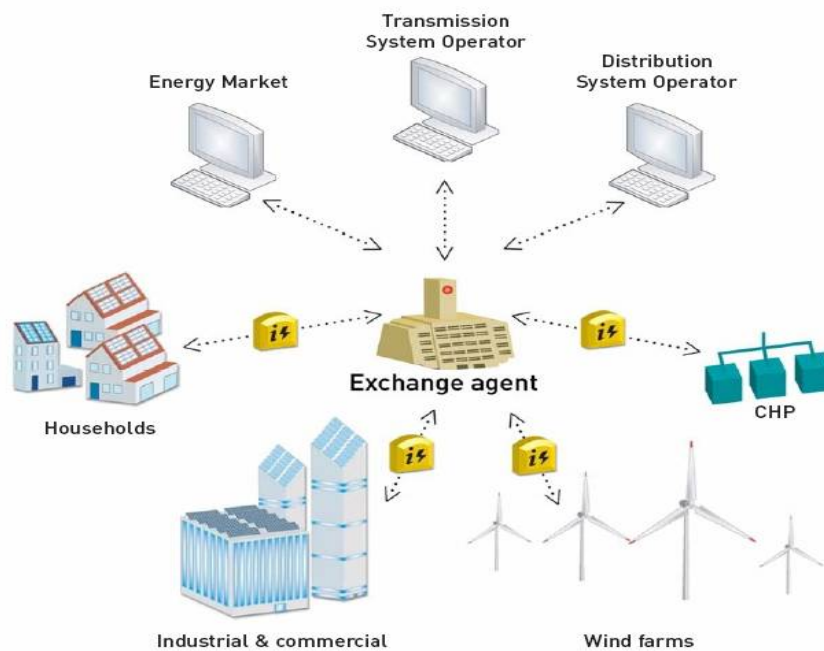
Vor diesem Hintergrund bewegt sich die Problemstellung der Studie in 3 Dimensionen, wie die obige Abbildung 1-3 zeigt. Unter dem Begriff „Marktbereich“ sind sämtliche Stufen der Wertschöpfungskette von der Erzeugung bis zum Endverbraucher dargestellt, in welchen in unterschiedlichen Zeiträumen mit Hilfe entsprechender IuK-Technologie agiert wird bzw. agiert werden könnte.

¹¹ Vgl. <http://www.gridwise.org/>. Ähnliche Bemühungen um eine Verbesserung der Energieversorgung mit informationswirtschaftlichen Mitteln gibt es auch in Italien oder Schweden. Allerdings kann festgestellt werden, dass die Beweggründe eines solchen Vorgehens in den einzelnen Ländern unterschiedlich sind.

¹² http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf

Kommt es zu einem flächendeckenden Einsatz von ITK-Systemen und der hier ange-deuteten Transformation des Elektrizitätssystems hin zu einer eEnergy-Welt, so geht damit aller Wahrscheinlichkeit nach auch eine Veränderung der Rollen der einzelnen Akteure einher. Abbildung 1-4 zeigt die Vision eines solchen künftigen Energiesystems, in dem neben den energetischen Strömen auch zahlreiche informationelle Austausche stattfinden.

Abbildung 1-4: ITK-basiertes Energiesystem der Zukunft



Quelle: Smartgrids, S. 23

Im Zentrum dieser Welt, in der sich Energiehandel, Datenmanagement usw. völlig von den bisher derartige Prozesse kontrollierenden Akteuren gelöst haben, steht ein „exchange agent“, der die Austauschprozesse der Informationen organisiert und dabei Mehrwerte für die Beteiligten schafft. So können über die Plattform des Agenten auch Stromverbraucher, denen dies bis dato nicht möglich ist, direkt am Geschehen auf den Großhandelsmärkten partizipieren oder in Austauschprozesse mit den Übertragungsnetzbetreibern treten. Ziel der Studie ist es nicht zuletzt, mögliche Akteure zu identifizieren, die künftig die Rolle des Agenten übernehmen könnten. Auch gilt es, genauer zu beschreiben, welche Voraussetzungen existieren müssen, damit eine Transformation hin zu einem eEnergy-System gelingt.

2 Methodisches Vorgehen

Zunächst wird in diesem Bericht eine Übersicht über die allgemeine Entwicklung im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien gegeben. Anschließend erfolgt eine Besprechung einzelner Technologien und ihr Potenzial für eine Anwendung in einem Szenario eEnergy. Einsatzmöglichkeiten und mögliche Schwierigkeiten werden diskutiert, so etwa die Frage des Datenschutzes und der Interoperabilität. Anschließend folgt der Aufbau dieses Berichts der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette mit den vier Elementen Erzeugung, Übertragung, Verteilung, (Systemmanagement) und Versorgung. Die Kapitel Netzmanagement, Zählwesen / Metering sowie Home Automation / intelligente Geräte / Gebäudeleittechnik spiegeln dies wider. Zu Beginn jedes Kapitels wird zunächst die energiewirtschaftliche Ausgangslage beschrieben und der Stand der ITK in diesem Bereich dargestellt. In einem weiteren Unterkapitel werden die Chancen sowohl aus energiewirtschaftlicher wie aus ITK-seitiger Sicht analysiert. Die Analyse erfolgt dabei sowohl qualitativ als auch quantitativ. Insbesondere wird eine Modellrechnung zur Potenzialabschätzung von Lastverlagerung und Energieeinsparungen durchgeführt. Schließlich wird auf bestehende und potenzielle Hindernisse bei der Einführung neuer Technologien und Geschäftsmodelle eingegangen, um abschließend Handlungsempfehlungen zu geben und weiteren FuE-Bedarf zu ermitteln. In einem abschließenden systemübergreifenden Kapitel wird betrachtet, welche Anforderungen an ein automatisiertes Zusammenspiel zwischen den verschiedenen Wertschöpfungsstufen gestellt werden müssen. Grundsätzlich wurden neben Desk Research auch Gespräche mit Experten in den jeweiligen Bereichen geführt – hierbei haben sich die Projektworkshops als sehr hilfreich erwiesen. Zusätzlich lag ein besonderer Fokus auf einer Befragung von EVUs als wesentliche Akteure im Bereich eEnergy. Diese hatte zum einen zum Ziel genauer darstellen zu können, welche Unternehmen sich bereits mit ITK-wirtschaftlichen Potenzialen auseinandersetzen oder gar Modellversuche unternehmen; zum anderen lag ein Fokus auf den Hindernissen und Problemen, die die Befragten in diesem Bereich sehen (vgl. Abschnitt 4.4.3)

3 Historische Entwicklungen und aktuelle Situation im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien

Eine wesentliche Voraussetzung für die Konvergenz zwischen Energiesektor und dem Telekommunikationsbereich sowie die Erschließung neuer ITK-basierter Anwendungsfelder im Bereich der Energieversorgung und des Energieverbrauchs besteht in einer möglichst flächendeckenden Verfügbarkeit von geeigneten Zugangs- und Übertragungstechnologien. Diese Verfügbarkeit ist erforderlich, um über alle Stufen der Wertschöpfung des Energiesektors hinweg, d. h. von der Erzeugung über den Transport und die Verteilung bis hin zum Verbrauch die damit verbundenen Prozesse der Informationsgenerierung, des Informationstransports und der Verarbeitung sowie der Rückkopplung und ggf. der Steuerung der relevanten Systemkomponenten realisieren zu können.

Diese Anforderung gilt einmal mehr vor dem Hintergrund von mehr Wettbewerb sowie der zunehmenden Dezentralisierung der Energieversorgung. Je mehr Akteure den Markt betreten und je vielfältiger und komplexer die einzelnen Systemelemente werden, um so stärker ist es erforderlich, diese durch eine flächendeckende telekommunikative Infrastruktur zusammen zu binden. Es stellt sich daher die Frage, inwieweit die für eine Implementierung einer durchgehenden Informationskette erforderlichen Netzplattformen und Technologien verfügbar sind bzw. wo ggf. Schwachstellen oder Lücken existieren.

3.1 Historische Entwicklung

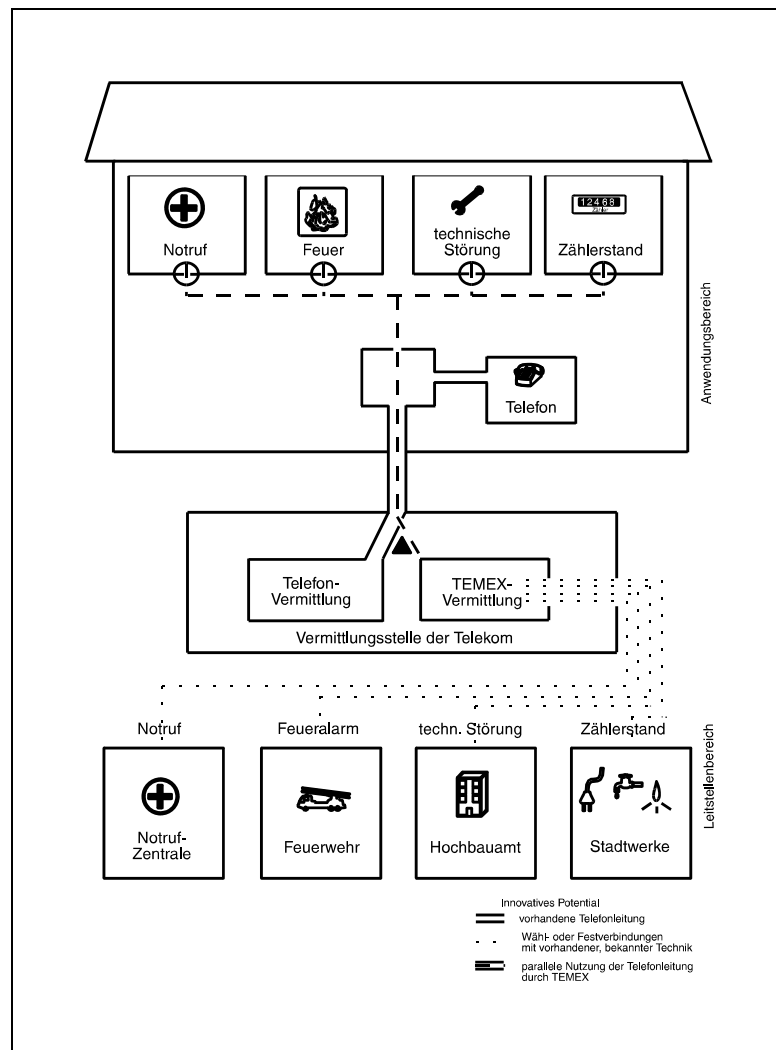
Die Idee, durch Telekommunikation auf System- bzw. Netzelemente des Energietransports und einzelne Verbraucher oder Verbrauchergruppen Einfluss zu nehmen und deren Betriebszustand zu verändern, reicht historisch weit zurück und gehört in Deutschland bereits seit den 30er Jahren, wie das Beispiel der Rundsteuerung (Tonfrequenz-Rundsteuertechnik) verdeutlicht (vgl. Kap. 4.1.2.), zum Stand der Technik der Energiewirtschaft. Es handelt sich hierbei um eher einfache Anwendungen wie z. B. das Ein- und Ausschalten von Verbrauchern (z. B. Nachtstromheizungen) oder die Änderung von Tarifen in Zählern (Tarifschaltuhren), die von den EVU mit Hilfe aufmodulierter Steuersignale direkt über die Energieversorgungsnetze realisiert wurden bzw. heute noch werden.

Von Seiten der Telekommunikationswirtschaft wurden entsprechende Lösungen in Deutschland erstmals in den 80er Jahren entwickelt und angeboten. Der sog. TEMEX-Dienst (Telemetry Exchange) der Deutschen Bundespost wurde in den Jahren 1984 - 1986 entwickelt, 1987 wurden erste Pilotprojekte u. a. in Berlin, Köln, Mannheim und Münster gestartet.

TEMEX basierte auf einem eigenständigen Übertragungsverfahren, für das sowohl die vorhandene Telefonleitung als auch eigene Wähl- oder Festnetzverbindungen genutzt wurden. Der Dienst umfasste die Funktionen Fernüberwachung (Anzeigen und Messen)

und Fernsteuerung (Schalten und Einstellen)¹³ und richtete sich an Nutzer in Behörden, Unternehmen und privaten Haushalten. Die einzelnen Mehrwertdienste wie z. B. Notruf, Gerätefernüberwachung, Fernablesen von Zählern, Fernsteuerung von Beleuchtungs-, Heizungs- und Pumpanlagen etc. wurden von verschiedenen Dienstleistungseinrichtungen wie z. B. Gas-, Elektrizitäts- oder Wasserwerken, Sicherheitsunternehmen, Wartungsfirmen, Rettungsdiensten oder auch von sozialen Diensten angeboten.

Abbildung 3-1: Funktionsweise des TEMEX-Dienstes



Quelle: Palm, B., Unterseher, L. (1988)

¹³ Palm, B., Unterseher, L. (1988)

Von den in 10 bundesdeutschen Städten geplanten 2500 Anschlüssen konnten bis 1988 nur 250 realisiert werden. Zur Einstellung des Dienstes schließlich führte zu einem seine mangelnde Wirtschaftlichkeit. Die Zahlungsbereitschaft selbst kommerzieller Anwender lag nach Ergebnissen damaliger Umfragen nicht höher als 25 DM pro Monat, während der Dienst für die Deutsche Bundespost/Telekom erst ab ca. 100 DM kostendeckend gewesen wäre, da – neben den Kosten für die Umrüstung der Vermittlungsstellen - für die Übermittlung einer Informationseinheit jedes Mal eine analoge Wählverbindung hätte geschaltet werden müssen.

Zum zweiten bestand für TEMEX kaum Nachfrage in Privathaushalten, so dass dieses Angebot mit Bezug auf den erzielbaren Nutzen (z. B. Energieeinsparung) zu früh kam. Zum dritten wurden während der Einführungsphase kritische Argumente von Seiten der Datenschutzbeauftragten vorgebracht, die die ohnehin unsicheren Akzeptanzchancen des Fernmessens und Fernwirkens in der Öffentlichkeit weiter beeinträchtigten.¹⁴ Die mangelnden Aussichten für einen nachhaltig wirtschaftlichen Betrieb des Dienstes führten 1992 zur Entscheidung der Deutschen Bundespost/Telekom, dieses Angebot mit Beginn des Jahres 1996 aus ihrem Angebotsportfolio zu nehmen.

Seit dem Scheitern von TEMEX haben sich die Rahmenbedingungen für die Einführung von neuen TK-Diensten im Energiebereich bis heute in verschiedener Hinsicht grundlegend verbessert:

- Die vollständige Liberalisierung der Telekommunikationsmärkte: Durch die Öffnung des Marktes sind nicht nur alternative Netzbetreiber entstanden, sondern auch eine Vielzahl neuer Anbieter, die auf der Suche nach innovativen Geschäftsmodellen bestrebt sind, neue Dienste für ein breites Spektrum unterschiedlicher Anwendungsfelder in den Markt einzuführen.
- Die Mikroelektronik, insbesondere die Chipentwicklung, die bei gleichzeitig sinkenden Kosten die Entwicklung immer leistungsfähigerer Anwendungen ermöglicht und durch die Miniaturisierung sowohl die Herstellung portabler Endgeräte als auch die Migration von Chips in ein immer größeres Spektrum elektrischer Geräte (Waschmaschinen, Elektroherde, Heizungen, Jalousien) ermöglicht. Durch eine entsprechende Programmierung können diese Chips in die Lage versetzt werden, Befehle zu empfangen und Aktoren zu steuern, Zustands- und Verbrauchsdaten zu messen und die generierten Daten über eine Datenleitung an einen zentralen Server zu übertragen. Hierbei kommt dem Verbrauchszähler

¹⁴ Schon in der Einführungsphase des Dienstes kam es zu Kritik von Seiten der Datenschutzbeauftragten, die angesichts der elektronischen Erfassung und computergestützten Auswertung der Verbrauchsdaten durch private Unternehmen die Erstellung von Verbrauchsprofilen und die Zusammenführung mit persönlichen Daten der Anwender befürchteten. Ferner wurde die Möglichkeit Dritter (z. B. sozialer Einrichtungen oder Sicherheitsdienste), von außen in die privaten Haushalte einzuwirken, als Verletzung des Persönlichkeitsrechts der Bewohner angesehen. Aufgrund der Kritik mussten etliche technische Änderungen an TEMEX vorgenommen werden, die erst eine für Unbefugte zugriffssichere Übertragung und Speicherung der persönlichen Daten ermöglichten.

als intelligentem Gateway zwischen öffentlichen Kommunikationsnetzen und In-House-Netzen in einem künftigen Szenario eEnergy eine besondere Bedeutung zu.

- Die Digitalisierung von Netzen und Vermittlungszentralen, die nicht nur zu einer Vervielfachung der am Markt verfügbaren Dienstleistungen geführt hat, sondern auch zu einem kontinuierlichen Rückgang der Kosten pro transportierter Informationseinheit bzw. der hierauf bezogenen Marktpreise. Auf Grund der „always-on“-Funktionalität können Energie-bezogene Daten bei Bedarf jederzeit und in beliebigem Umfang transportiert werden, ohne dass es einer eigenen Wählverbindung bedarf. Die digitale Übertragung ist daher besonders kosteneffizient.
- Die Entwicklung des Internet, das durch Verwendung gemeinsamer Standards für die paketvermittelte Datenübertragung eine globale und universelle Kommunikationsplattform bietet. Im Kern beinhaltet das Internet schon heute die Technologie-, die Infrastruktur- und die Serviceplattform für die multifunktionale Welt von morgen und übernimmt damit die Rolle, die das leitungsvermittelte Telefonnetz jahrzehntelang für die Sprachkommunikation eingenommen hat. Die Technik des Internet weist einen relativen Preisvorteil durch eine deutlich leistungsfähigere und preiswertere Infrastruktur auf. Hierdurch werden viele Dienste, die früher aus Kostengründen nicht angeboten werden konnten, marktfähig. Jedem an einem solchen Kommunikationsverbund beteiligten technischen System (Gerät) kann im Rahmen des Internetprotokolls eine eigene IP-Adresse zugewiesen werden. Durch die Einführung des neuen Internetprotokolls IPv6 erfährt außerdem der Nummernraum eine erhebliche Erweiterung, die es erlaubt, künftig jedem elektronischen und durch eine Datenleitung angebundenem (End-)Gerät (Herd, Waschmaschine, Rollo) eine eigene Adresse zuzuweisen („Internet der Dinge“). Hierdurch werden auch weitergehende Szenarien wie „ambient intelligence“ erst realisierbar.
- Die Entwicklung und der Aufbau digitaler drahtloser Kommunikationsnetze (GPRS, UMTS, WiMAX, Satellit), die allen Nutzern einfache Sprachdienste, hochbitratige Multimediadienste sowie weitere Mehrwertdienste wie z. B. Fernwirken an fast jedem Ort und zu jeder Zeit zugänglich machen. Technologische Innovationen tragen zur Erhöhung der Netzabdeckung und -qualität bei, führen zu Preissenkungen und erlauben durch das mobile Internet die Inanspruchnahme von Diensten, die bislang nur im Festnetz zur Verfügung standen. Drahtlose Netztechnologien erlauben es, von jedem Ort oder auch mobil Prozesse des Fernmessens oder Fernwirkens in Gang zu setzen. Das Handy erfährt auf diese Weise eine erhebliche Ausweitung seiner Funktionalitäten und erhält die Bedeutung einer auch grenzüberschreitend einsetzbaren „Fernbedienung“ („Mobile Remote Control“).

Nach Einschätzung der im Rahmen dieses Projektes befragten Experten beinhaltet der oben geschilderte „Technological Pool“ der ITK-Wirtschaft bereits heute im Kern alle wesentlichen Innovationen, die für die Konvergenz von Energiebereich und Telekommunikationssektor eine wichtige Rolle spielen. Hemmnisse ergeben sich daher weniger aus den Unzulänglichkeiten oder der Nichtverfügbarkeit einzelner technischer Komponenten, sondern vielmehr aus deren Vernetzung, Zusammenführung und Zusammenwirken im Rahmen eines großen systemischen Verbundes auf der Ebene der Schnittstellen, Standards und Protokolle.

3.2 Ausgangssituation im Bereich der schmal- und der breitbandigen Zugangstechnologien

Die erfolgreiche Entwicklung des Internets, die hohe Verbreitung des Mobilfunks und die Durchsetzung neuer Zugangstechnologien zum Breitband-Internet wie DSL, rückkanalfähige Kabelnetze, Powerline oder auch funkbasierter Lösungen wie WiMAX und WLAN bilden die Grundlage, auf der sich der Datentransport zur Realisierung von Diensten wie etwa das Management der Energieerzeugung, die Netzüberwachung und die Verbrauchserfassung und -steuerung realisieren lassen. Für die Umsetzung eines an Nachhaltigkeit orientierten eEnergy-Konzeptes ist es daher erforderlich, dass die telekommunikative Infrastruktur möglichst flächendeckend verfügbar ist und alle dezentralen Erzeuger, aber auch alle dezentralen Verbraucher kommunikativ vernetzt sind.

Im Folgenden soll daher untersucht werden, in welchem Umfang die verschiedenen telekommunikativen Infrastrukturen zur Verfügung stehen, welche zukünftigen Entwicklungen sich abzeichnen und in welchem Maße sie für die Realisierung von eEnergy-Diensten geeignet sind.

3.3 Schmal- und breitbandige festnetzgestützte Zugangs-Technologien

Grundsätzlich können z. B. Mess- oder Verbrauchsdaten, die von einem Haushalt über ein Gateway an ein EVU übermittelt werden, auf Grund ihrer in der Regel geringen Kapazitätsanforderungen sowohl über die schmalbandigen Telefonnetze, über ISDN-Kanäle oder über breitbandige Verbindungen realisiert werden. Die Übertragung über schmalbandige Telefonnetze und über ISDN benötigt vergleichsweise mehr Zeit und ist deutlich kostenaufwändiger, da hierbei z. B. zur Erstellung eines Verbrauchsprofils regelmäßig eine Wählverbindung erforderlich ist.

Da derzeit in Deutschland eine rasante Migration von der Schmalbandigkeit hin zur Breitbandigkeit zu beobachten ist und eine Übertragung von energie-bezogenen Daten

über einen DSL-Anschluss sich fast ohne zusätzliche Ausgaben für den Transport¹⁵ realisieren lässt, sind breitbandige Anschlüsse für die Realisierung von eEnergy von besonderem Interesse.

Für die Bereitstellung breitbandiger Internet-Anschlüsse sind in Deutschland derzeit folgende netzgebundenen und funkbasierten Technologien relevant, von denen DSL bislang die mit Abstand bedeutendste Rolle spielt:

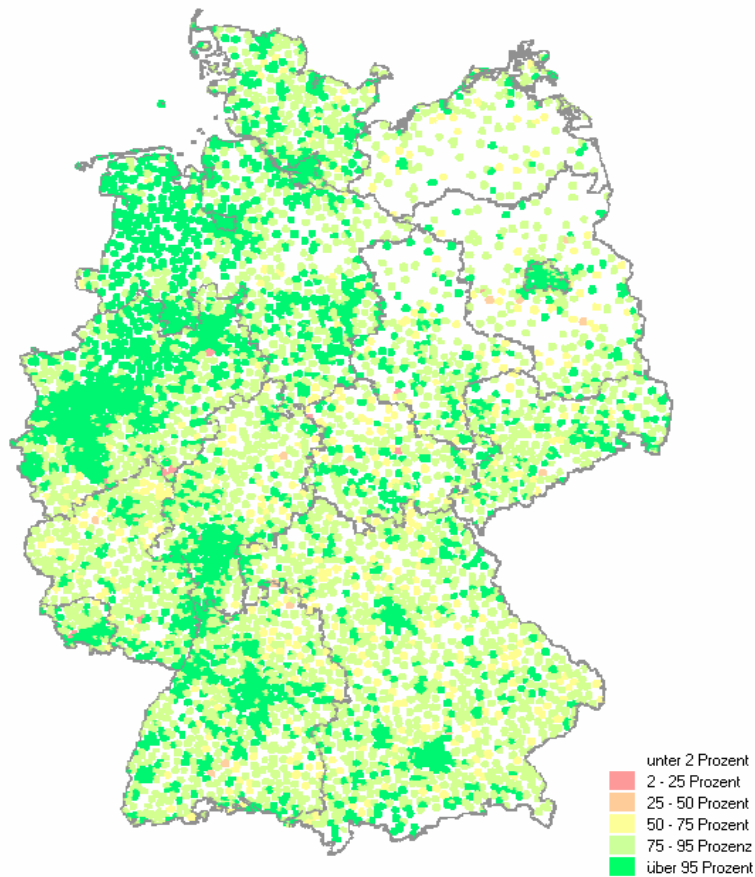
- DSL (Digital Subscriber Line),
- Fernseh-Breitbandkabel (Kabelmodem),
- Stromkabel (Powerline),
- WLAN,
- GSM,
- UMTS (HSPA),
- WiMAX.

Auf der Basis dieser Technologien kann inzwischen kumuliert eine sehr hohe (nahezu flächendeckende) Verfügbarkeit von Breitband-Internet realisiert werden. Dabei weist der Ausbaustand und die Flächendeckung der einzelnen Technologien deutliche regionale Unterschiede auf. Während sich DSL und Breitbandkabel typischerweise zunächst auf Ballungsgebiete konzentrieren und nach und nach im städtischen Umland implementiert werden, eignet sich insbesondere WiMAX für die Deckung des Bedarfs in ländlichen Gebieten, die noch nicht breitbandig angeschlossen sind.

Darüber hinaus unterscheiden sich die Zugangstechnologien im Hinblick auf die Verfügbarkeit in der Fläche, auf die verfügbare Bandbreite und Übertragungskapazität sowie die angebotenen Dienste und Preise.

¹⁵ Dies gilt insbesondere für Haushalte, die einen Flatrate-Tarif-Vertrag besitzen. Aber auch für Haushalte mit Zeit- oder Volumen-basierten Tarifen entstehen durch den geringen Datenumfang kaum nennenswerte Zusatzausgaben für den Datentransport.

Abbildung 3-2: Verfügbarkeit von Breitbandanschlüssen in Deutschland am Beispiel DSL, 2006



Quelle: BMWi (2006c)

3.3.1 DSL

Die herausragende Bedeutung von DSL für die Breitbandentwicklung in Deutschland ist vor allem auf die Gestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen zurückzuführen. Zum einen wurden sehr frühzeitig die Voraussetzungen für DSL geschaffen, indem die vollständige Entbündelung der Teilnehmeranschlussleitung 1998 eingeführt wurde. Eine deutliche Intensivierung des Wettbewerbs erfuhr der DSL-Markt durch die Einführung von T-DSL-Resale im Juli 2004. Eine weitere Stärkung konkurrierender Angebote für den Massenmarkt ist durch die derzeit von der BNetzA verfolgte Einführung von Bitstream Access als weiterem Vorleistungsprodukt zu erwarten. Die Folge hiervon besteht in einer beschleunigten Penetration von DSL in Privathaushalten, wie das Beispiel Frankreich zeigt.

Darüber hinaus besteht in Deutschland im Vergleich zu anderen Ländern ein starker Wettbewerb auf regionaler Ebene durch die City Carrier, die über eine eigene Netzinfrastruktur verfügen und im DSL-Markt z. T. erhebliche Marktanteile in den von ihnen bedienten Regionen erlangen konnten.

Die Intensivierung des Wettbewerbs in den letzten Jahren hat zu deutlichen Preissenkungen und Verbesserungen der Angebotsqualität geführt, was sich insbesondere in steigenden Übertragungsraten niederschlägt. Dabei kommt in Deutschland derzeit überwiegend die ADSL-Technologie zum Einsatz, die dadurch charakterisiert ist, dass die Übertragungsraten downstream und upstream unterschiedlich sind.

Während noch vor zwei Jahren das Standard-DSL-Angebot für private Haushalte 768 kbit/s im Download beinhaltete, sind heute DSL-Zugänge mit 2 Mbit/s am weitesten verbreitet. Aus der Sicht der befragten Experten reicht diese Bandbreite vollkommen aus, um auch umfangreichere Datenpakete beispielsweise an den Central Agent zu übermitteln. Die maximalen Datenraten von DSL betragen derzeit 16 Mbit/s (ADSL2+). Für den Upload, der aus der Perspektive von Haushalten, die energie-bezogene Daten übertragen wollen, noch bedeutsamer ist, verlief die Entwicklung analog: Während bei einem Anschluss mit 768 kbit/s die Upload-Geschwindigkeit 128 k/bits beträgt, liegt sie bei 2 Mbit/s bereits bei 192 kbit/s, also der dreifachen ISDN-Geschwindigkeit.¹⁶ Bei 6 Mbit/s Download-Geschwindigkeit, die inzwischen immer stärker vermarktet wird, beträgt die Upload-Geschwindigkeit durchschnittlich bereits 608 kbit/s.

Der allgemeine Trend zur Steigerung der Übertragungskapazität bei Breitbandanschlüssen sowie weiter sinkende Preise tragen demnach dazu bei, dass Markthemmnisse, die im Bereich der Datenübertragung in der Vergangenheit bestanden, inzwischen als vollständig überwunden angesehen werden können.

3.3.1.1 Verfügbarkeit

DSL spielt in Deutschland für den Zugang zum breitbandigen Internet eine herausragende Rolle und ist die mit Abstand führende Anschlusstechnologie im Bereich privater Haushalte und kleiner Unternehmen. Rund 34 Mio. der insgesamt 37 Mio. Telefonanschlüsse können derzeit für einen DSL-Anschluss genutzt werden, was einer Penetrationsrate von ungefähr 88 % aller bundesdeutschen Haushalte entspricht. Das bedeutet aber auch, dass derzeit rund 4 Mio. Haushalte nicht mit DSL versorgt werden können. Dafür gibt es sowohl technologische als auch wirtschaftliche Gründe:¹⁷

- Ungefähr 1 Mio. Telefonanschlüsse in Deutschland können nicht für DSL umgerüstet werden, da mit ADSL-Technologie bei bis zu 4 km Abstand zwischen

¹⁶ Einige Anbieter wie z. B. netcologne bieten ihren Kunden gegen ein geringes Entgelt bei Bedarf eine Erhöhung der Upload-Geschwindigkeit in Stufen von z. B. 128 kbit/s an.

¹⁷ Büllingen, F., Stamm, P. (2006).

Hauptverteiler und Endkunden Übertragungsraten von höchstens 384 kbit/s realisiert werden können.

- Schätzungsweise 1,5 Mio. Anschlüsse wurden nicht für DSL erschlossen, da in den entsprechenden Hauptverteilern das erwartete Verkehrsaufkommen zu gering ist.
- Für etwa 1,5 Mio. Anschlüsse in rund 780 Anschlussbereichen bestehen technologische Restriktionen dadurch, dass in der Vergangenheit sog. hybride Teilnehmeranschlusssysteme (HYTAS) bzw. Glasfaserverbindungen (OPAL) verlegt worden sind.

Bei den Gebieten, die derzeit nicht mit DSL versorgt werden können, handelt es sich vorwiegend um ländlich geprägte Regionen mit geringer Nachfragerdichte und um Teile Ostdeutschlands, in denen bei der Modernisierung der Netzinfrastruktur vorwiegend Glasfaserleitungen eingesetzt wurden.

3.3.1.2 Entwicklungstrends

DSL wird nach heutigem Stand auch in den nächsten Jahren die führende Anschluss-technologie für Breitband-Internet in Deutschland bleiben. Als dominanter Player wird die DTAG mit ihren strategischen Entscheidungen bzgl. Netzausbau und Dienstangebot die zukünftigen Entwicklungen prägen. Es ist zu erwarten, dass in Zukunft technologische und wirtschaftliche Nachteile in den noch nicht an DSL angeschlossenen Regionen teilweise überwunden werden können. Dadurch kann die Flächendeckung von DSL weiter gesteigert werden:

- Die DTAG plant in denjenigen OPAL-Gebieten, in denen entsprechende Investitionen wirtschaftlich tragfähig erscheinen, bis zum Jahr 2008 eine Überbauung auf der Basis des klassischen Kupferdoppeladerkabels. Die beabsichtigten Investitionen der DTAG in die Umrüstung der Infrastruktur würden insgesamt etwa 500 Mio. Euro betragen. Nach Abschluss der Umrüstung würde die DSL-Verfügbarkeit um 1,6 % auf knapp 90 % steigen.
- Für die HYTAS-Gebiete erwägt die DTAG verschiedene technische Lösungen wie z.B. den Ausbau von sog. Outdoor-DSLAMs. Eine mögliche Umrüstung der HYTAS-Gebiete könnte die Verfügbarkeit von DSL um weitere 3 % auf dann insgesamt rund 93 % erhöhen.

Die über DSL realisierbaren Datenraten werden in Zukunft noch erheblich ausgeweitet. Der VDSL-Standard (Very High Speed Digital Subscriber Line) wird Datenraten von bis zu 50 Mbit/s bzw. 100 Mbit/s (VDSL2+) ermöglichen. Die setzt umfangreiche Investitionen in Glasfaserleitungen voraus. Mit geplanten Investitionen in Höhe von 3,3 Mrd. Euro ist die DTAG bereits dabei, den Ausbau des Glasfasernetzes für VDSL zu beginnen.

Das Marktforschungsunternehmen Mercer geht davon aus, dass in Deutschland bis zum Jahr 2008 rund drei Viertel aller Haushalte über einen DSL-Anschluss verfügen werden. Es kann ferner davon ausgegangen werden, dass schon heute öffentliche Gebäude sowie Büro- und Industriegebäude beinahe flächendeckend breitbandig angeschlossen sind. DSL stellt somit bereits jetzt die vielleicht wichtigste Infrastruktur dar, energie-bezogene Daten zu transportieren und seine Bedeutung wird künftig weiter zunehmen. In solchen Haushalten, die auf einen DSL-Anschluss verzichten wollen, kann ein entsprechender Datentransport technisch auch über schmalbandige Telefonleitungen realisiert werden. Die Verfügbarkeit lag hier nach den Angaben des Statistischen Bundesamtes für das Jahr 2003 bei 98,7 Prozent aller Haushalte.

Durch die wachsende Anzahl von „mobile only“-Haushalten ist dieser hohe Versorgungsgrad tendenziell allerdings leicht rückläufig. Um solche Haushalte oder Faszilitäten in ein eEnergy-Szenario einbinden zu können, müssten entsprechende Funkmodulösungen auf der Basis von GSM, UMTS oder WiMAX zum Einsatz gebracht werden.

3.3.2 Breitband-Kabelnetze

Breitband-Kabel hat in Deutschland trotz seiner hohen Bedeutung für den Fernsehempfang privater Haushalte aus einer Vielzahl von Gründen im breitbandigen Internetzugang-Markt einen deutlichen Rückstand gegenüber DSL, der sich insbesondere aus der späten Privatisierung der Kabelnetze (die DTAG war bis 2003 Eigentümerin wesentlicher Breitband-Kabelnetze) und aus der strukturellen Aufteilung des Betriebs der unterschiedlichen Netzebenen durch sehr heterogene Eigentümer ergibt.¹⁸ In anderen Ländern wie z. B. in den Niederlanden, Österreich oder den USA hingegen spielt Breitband-Kabel für den breitbandigen Internet-Zugang teilweise eine wichtigere Rolle als DSL.

Unter technischen Gesichtspunkten betrachtet bietet das Fernseh-Kabelnetz im Vergleich zum Telefonnetz deutliche Vorteile in Bezug auf Störeinflüsse, Frequenzumfang und Übertragungsdistanz. Allerdings müssen sich die angeschlossenen Internet-Nutzer aufgrund der Topologie des Breitbandnetzes die angebotenen Übertragungsraten teilen. Bei steigenden Penetrationsraten und hoher Nutzerdichte fallen die Nettodatenraten also deutlich niedriger aus. Dies allerdings auf hohem Kapazitätsniveau: Ein über das Kabelnetz heute in Deutschland vermarkteter Internet-Zugang weist mit Datenraten von bis zu 20 Mbit/s im Download und 2,5 Mbit/s im Upload deutliche höhere Datenraten als DSL auf.

In Deutschland wird die Nutzung der technologischen Potenziale derzeit noch durch eine veraltete technische Ausrüstung in weiten Teilen des Kabelnetzes erschwert. Ein wesentlicher Mangel besteht in der nicht vorhandenen Rückkanalfähigkeit, die jedoch

¹⁸ Büllingen, F. et al. (2003).

für das Angebot von interaktiven Diensten und auch für eEnergy zwingend erforderlich ist. Darüber hinaus ist eine Erweiterung des übertragenen Frequenzbereichs notwendig, um neue Dienste anbieten zu können. Für die Modernisierung der deutschen Kabelnetze sind unterschiedliche Ansätze entwickelt worden, die sich u. a. im Hinblick auf den Investitionsbedarf unterscheiden.¹⁹

3.3.2.1 Verfügbarkeit

Während die Breitband-Kabelnetze lange Zeit keine relevante Rolle im Infrastrukturwettbewerb spielten, wird die Bedeutung des Breitband-Kabels für Internetzugang und neue Dienste auch in Deutschland zunehmend größer. Getrieben durch Eigentümer- und Strategiewechsel bei den Kabelnetzbetreibern wurden die Kabelnetze in den letzten Jahren sukzessive Cash flow-orientiert für das Angebot von Triple Play-Diensten – bestehend aus Rundfunk, Breitbandinternet und Telefon - umgerüstet. Ende 2005 waren bereits fast 7 Mio. von rund 20 Mio. bundesdeutschen Kabelhaushalten für den Zugang zum Breitband-Internet ausgestattet. Dies entspricht einer Penetrationsrate von etwa 18 %. Bis Ende 2005 konnten die Kabelnetzbetreiber 320.000 von ihnen als Kunden für neue Dienste akquirieren.²⁰

Da das ursprüngliche Einsatzfeld des Kabelnetzes im Bereich der Fernsehübertragung liegt, ist Internet über das Kabel im Wesentlichen für das Segment privater Haushalte relevant. Im Unternehmenssektor dürfte das Kabel lediglich für kleine Unternehmen oder Selbständige eine mögliche Bedeutung besitzen, während größere Unternehmen typischerweise über andere Zugangstechnologien an das Internet angebunden sind. Für öffentliche Gebäude ist das Kabel als Zugangsmedium nahezu bedeutungslos.

3.3.2.2 Entwicklungstrends

Angesichts der angekündigten Pläne der Kabelnetzbetreiber zur Aufrüstung und Erweiterung ihrer Infrastruktur ist damit zu rechnen, dass die Verfügbarkeit der Breitbandkabelnetze weiter steigen wird. In welchem Umfang und mit welcher Geschwindigkeit die Investitionen innerhalb der nächsten Jahre getätigt werden und ob mittelfristig gar die Aufrüstung aller deutschen Kabelnetze erfolgen wird, ist derzeit schwer abzuschätzen. Aufgrund von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen ist jedoch davon auszugehen, dass die Breitbandkabelnetze vorwiegend in Ballungsgebieten ausgebaut werden. Sie sind damit als wettbewerbliche Infrastrukturplattform zu DSL anzusehen.

¹⁹ Büllingen, F. , Stamm, P. (2006).

²⁰ Büllingen, F. , Stamm, P. (2006).

Das Kabelnetz wird seine Überlegenheit gegenüber DSL in Bezug auf die angebotenen Datenraten weiterhin behalten. Bis zum Jahr 2010 sind Downloadraten von bis zu 100-200 Bit/s zu erwarten, die auf dem Docsis 3.0-Standard realisiert werden.

Insgesamt ist davon auszugehen, dass die Modernisierung und die Rückkanalfähigkeit der Breitbandkabelnetze in den nächsten Jahren deutlich zunehmen werden. Damit ergibt sich für eine wachsende Zahl von Haushalten die Möglichkeit, diese – alternativ zu DSL - für den Transport von Energie-bezogenen Daten zu nutzen.

3.3.3 Powerline

Powerline als Verfahren für die Datenübertragung über das Stromnetz zwischen der Trafostation und dem Hausnetz ist in Deutschland bisher nur wenig verbreitet. Grundsätzlich ist es mit der Powerline-Technologie möglich, in einem Umkreis von 350 m um eine Trafostation herum maximal 100 bis 300 Haushalte mit einer maximalen Bandbreite von bis zu 3 Mbit/s zu versorgen. In der Praxis sind die mit Powerline erzielbaren Datenraten deutlich geringer, da die maximale Datenrate durch die Anzahl der Nutzer geteilt wird (shared medium).

Ende 2005 wurden in Deutschland nach Angaben der BNetzA 9.600 breitbandige Internet-Zugänge auf der Basis von Powerline realisiert.²¹ Damit liegt die Zahl der Kunden deutlich unter den Erwartungen der Anbieter, die vor einigen Jahren mit der Markteinführung von Powerline begonnen haben. So hatte z. B. die MVV Energie der Stadt Mannheim zum Zeitpunkt der Markteinführung im Jahr 2000 noch mit 30.000 Powerline-Kunden bis zum Jahr 2004 gerechnet.²² Im Jahr 2004 hat MVV das Powerline-Geschäft in die Tochtergesellschaft Power Plus Communications ausgelagert. Andere Anbieter wie EON oder RWE, die ursprünglich auch TK-Dienste über Powerline anbieten wollten, haben sich komplett aus diesem Marktsegment zurückgezogen.

Zu den Gründen für die geringe Relevanz von Powerline gehören u. a. die Investitionen in die Umrüstung der Stromnetze, die sich als vergleichsweise hoch erwiesen haben. Darüber hinaus hat die Erprobung von Powerline in zahlreichen Pilotversuchen technische Probleme aufgeworfen. So entstanden z. B. durch elektromagnetische Felder Störungen beim Betrieb anderer elektronischer Geräte. Erst wenn diese Probleme überwunden und die Umrüstkosten gesenkt werden können, könnte das Potenzial von Powerline für die Realisierung von TK-Diensten voll ausgeschöpft werden.

²¹ BNetzA (2006a).

²² MVV (2000).

3.3.3.1 Verfügbarkeit

Die potenzielle Verfügbarkeit von Powerline ist besonders hoch. Da sowohl in privaten Haushalten als auch in Unternehmen und öffentlichen Gebäuden Stromleitungen verlegt sind, könnte Powerline nahezu flächendeckend für unterschiedliche Kundengruppen zur Verfügung gestellt werden. Die tatsächliche Verfügbarkeit von Powerline ist jedoch gering und auf einige wenige städtische Ballungsgebiete begrenzt. Die für die Implementierung von Powerline erforderliche Umrüstung der Stromnetze hat bisher nur äußerst begrenzt stattgefunden.

3.3.3.2 Entwicklungstrends

Powerline könnte erst dann eine stärkere Relevanz für den deutschen TK-Dienste- bzw. Breitband-Markt gewinnen, wenn eine Senkung der Umrüstkosten und die Überwindung technischer Probleme erreicht würden.

Die Europäische Kommission, die in Powerline allerdings eine wichtige Wettbewerbsinfrastruktur zu bestehenden Breitbandtechnologien insbesondere für die noch nicht breitbandig erschlossenen ländlichen Regionen sieht, fördert mit dem 2004 gestarteten Projekt „OPERA – Open PLC European Research Alliance“ für vier Jahre lang mit einem Gesamtbudget von 20 Mio. Euro die Erarbeitung eines einheitlichen europäischen Powerline-Standards und die Untersuchung unterschiedlicher Teilaspekte der Powerline-Thematik. Ein Untersuchungsgebiet besteht daher auch in möglichen Anwendungen rund um „Smart Home“ sowie in technischen Anforderungen zur Vermarktung von entsprechenden Powerline-Anwendungen und –Diensten.²³ Dazu gehört z. B. eine Schnittstelle zwischen Powerline und schmalbandigen Übertragungssystemen.²⁴ Im Rahmen des Projekts wurde ein internationales Konsortium gebildet, zu deren Mitgliedern in Deutschland neben universitären Einrichtungen auch die MVV Energie AG, Power Plus Communications AG und die Eichhoff GmbH gehören.

Powerline hat gegenüber DSL und Kabel den Vorteil, dass Energie und Informationsdaten über das gleiche Medium übertragen werden können, was zu erheblichen wirtschaftlichen Vorteilen dieser Lösung für eEnergy-Dienste (z. B. Vermeidung zusätzlicher Schnittstellen, Einsparung von Material) führen könnte. Aufgrund der restriktiven Rahmenbedingungen ist jedoch kaum damit zu rechnen, dass Powerline größere Anteile im Breitbandmarkt erzielen wird, zumal sich das Zeitfenster für die Vermarktung von Breitbanddiensten mit großer Geschwindigkeit schließt.

Experten sehen vor diesem Hintergrund für Powerline allerdings erhebliche Potenziale bei der Inhouse-Vernetzung, die technisch auch leichter beherrschbar ist. Bereits heute

²³ OPERA (2005).

²⁴ OPERA (2004)-

sind am Markt technische Komponenten z. B. der Firmen Netgear oder Siemens verfügbar, mit deren Hilfe über eine Stromsteckdose etwa Daten vom heimischen PC zu einem Drucker in einem Nachbarraum übertragen werden können. Die Übertragung dieser Daten erfolgt mit einer 56 bit DES-Verschlüsselung über einen Radius von bis zu 200 m.

Es ist inzwischen Stand der Technik, dass Messdaten einzelner oder aller wichtigen elektrischen Verbraucher eines Haushalts über das interne Stromnetz bis zum Gateway transportiert bzw. umgekehrt von dort aus gesteuert werden können. Dies hat den wichtigen technischen und wirtschaftlichen Vorteil, dass keine zusätzlichen Übertragungstechnologien zur telekommunikativen Anbindung der elektrischen Geräte eines Haushalts eingesetzt werden müssen. So bietet der Hausgeräte-Hersteller Miele z. B. im Rahmen einer Produktserie Miele@home zahlreiche Haushaltsgeräte an, die über Powerline gesteuert werden können oder umgekehrt ihre Zustandsdaten übertragen.²⁵

Alternativ kann mit diesen Geräten auch über eine Funkschnittstelle kommuniziert werden. Ein ähnliches Angebot findet sich auch von der Firma Siemens, die eine über Powerline realisierte Kommunikationsinfrastruktur unter ihrem Label serve@Home vermarktet.²⁶ Allerdings ist das Steuerungsmodul noch nicht telekommunikativ vernetzt (vgl. Abbildung 3-3).

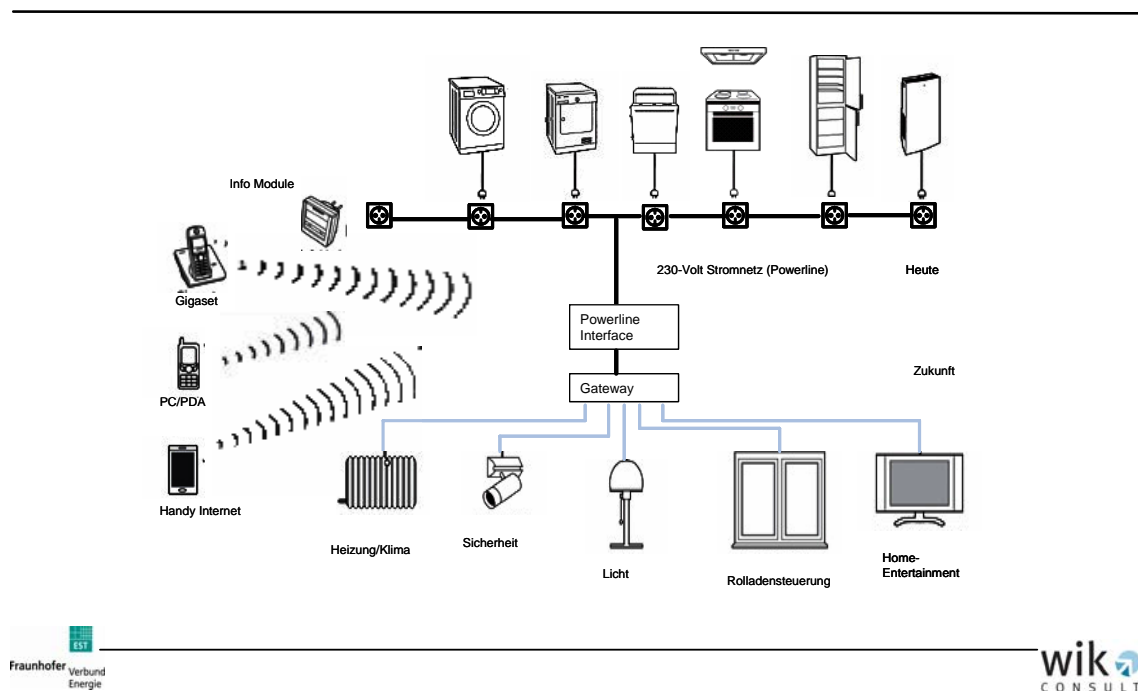
Im Gegensatz zu der hier vertretenen tendenziell pessimistischen Einschätzung zu PLC als Medium der Breitbandkommunikation lässt sich in energiewirtschaftlichen Anwendungen (Netzsteuerung, Zustandsanalyse, Zählerfernauslese, Energiemanagement etc.) weiterhin ein großes Potenzial beobachten. Dieses dürfte zum einen dadurch begründet sein, dass im Regelfall bei Nutzung bestehender Starkstromleitungen keine wesentlichen zusätzlichen Investitionskosten anfallen; andererseits sind die oben ange-deuteten Einsatzgebiete auch mit vergleichsweise geringen Kapazitäten zu bewältigen.²⁷ In diesem Zusammenhang ist es nicht verwunderlich, dass Powerline- bzw. Distribution-Line-Carrier-Ansätze zu den wesentlichen Technologien zur Steuerung und Anbindung digitaler Mess- und Zähleinrichtungen gehört, wie sie in Kapitel 5 vorgestellt werden. Hingewiesen sei auch darauf, dass PLC/DLC seitens der im Rahmen dieser Studie befragten EVU als interessanteste Technologie in diesem Bereich angesehen werden.

²⁵ Miele AG (2005).

²⁶ Siemens AG (2005).

²⁷ Treytl, A. et al. (2005).

Abbildung 3-3: Das Siemens-System serve@Home infoModul



Quelle: Siemens AG

3.4 Funkbasierte Zugangstechnologien

Funkbasierte Zugangs-Technologien bieten im Vergleich zu den festnetzgestützten den herausragenden Vorteil, dass sie nicht an die Existenz einer bestehenden Infrastruktur wie z. B. das Telefonnetz (DSL), das Breitband-Kabelnetz oder das Stromnetz (Powerline) gebunden sind. Dadurch besitzen sie das Potenzial, überall implementiert werden zu können, wo Daten entstehen oder wo Daten zugeführt werden müssen, ohne dass eine neue Netzinfrastruktur verlegt oder dass in die bauliche Infrastruktur eingegriffen werden muss.

Dieser wesentliche Unterschied begründet die hohe Relevanz, die funkbasierte Zugangs-Technologien für diejenigen Regionen besitzen, die auf der Basis festnetzgestützter Technologien bisher nicht an das Breitband-Internet angeschlossen wurden. Allerdings gelten auch für Funknetz-basierte Übertragungstechnologien Economies of Density. Dies bedeutet, dass GSM- und UMTS-Netze nicht flächendeckend konzipiert werden, sondern sich – wie die Fest- und Breitbandkabelnetze – im Wesentlichen auf die Ballungsräume konzentrieren.²⁸

²⁸ So werden z. B. nach heutigem Stand durch die UMTS-Netze zwischen 60 % (T-Mobile) und 75 % (Vodafone) der Bevölkerung abgedeckt.

Dies wird sich auch in den nächsten Jahren nur graduell ändern. Dennoch kommt inzwischen eine Reihe von technischen Lösungen zum Einsatz, bei denen GSM-basierte Funkmodule z. B. Zustandsdaten von Verkaufsautomaten an Service-Unternehmen übermitteln. Grundsätzlich können also überall dort, wo sich gesonderte festnetzbasierete TK-Lösungen als unwirtschaftlich erweisen, zum Transport von energie-bezogenen Daten entsprechende Funkmodule zum Einsatz gebracht werden. So ist z. B. denkbar, dass dezentrale Energieerzeugungseinheiten wie Windmühlenparks, Solaranlagen oder KWK durch Funkmodule telekommunikativ vernetzt werden. Der Aufbau einer WiMAX-Infrastruktur, wie er in Deutschland ab dem Jahr 2006/7 zu erwarten ist, könnte insbesondere auch in ländlichen Räumen bestehende Engpässe in der Anbindung beseitigen.²⁹

Als ein erstes Einsatzgebiet für GSM-basierte Funkanwendungen erweist sich der Stromzählerbereich. So hat beispielsweise die Firma Görlitz AG einen elektronischen Zähler unter der Produktbezeichnung EMETRION entwickelt, der auf die automatische Messung einer Vielzahl von Standardfällen in Haushalten oder Industrieanlagen hin ausgelegt und mit einem Fernablesemodem ausgestattet ist. Die Fernauslesung erfolgt über ein integriertes Funkmodul nach dem GSM bzw. GPRS-Standard.

3.5 Übersicht über die Zugangstechnologien

Tabelle 3-1 gibt eine Übersicht über die Situation verschiedener Übertragungstechnologien im Haushaltsbereich. DSL stellt hier im Moment die beste Alternative in Bezug auf Verfügbarkeit und Übertragungskapazität dar.

Beim Anschluss dezentraler Energieeinheiten an das Nieder- oder Mittelspannungsnetz, deren Aufbau sich in der Regel nicht an dem Vorhandensein von ITK-Infrastruktur orientiert, kann die Kommunikation über Starkstromkabel (DLC) dagegen eine günstige Alternative darstellen.³⁰ Diese hat den Vorteil, dass die vorhandene Infrastruktur genutzt werden kann und die derzeit mögliche Übertragungskapazität im Regelfall ausreichend ist, da nur bedingt große Übertragungsraten notwendig sind.

²⁹ Nach den Vorstellungen der BNetzA sollen mit der Vergabe von Frequenzen auch Versorgungspflichten verbunden werden. So sollen bis 2009 15 % und bis 2011 25 % der Gemeinden in den 16 Regionen mit Breitbandanschlüssen über WiMAX versorgt werden.

³⁰ Buchholz, B.M. (2005).

Tabelle 3-1: Übertragungstechnologien im Überblick

Übertragungstechnologie	Flächenabdeckung in % aller Haushalte	Verfügbarkeit	Übertragungskapazität
Analog/ISDN	99%		
DSL	90%		
CATV	52%		
Powerline	100%		
GSM/GPRS	90% ¹		
UMTS	50% ¹		
WIMAX	-		

¹geschätzt starke Ausprägung
 keine Ausprägung

Quelle: WIK-Consult

3.6 InHouse-Vernetzung

Unter verschiedensten Stichworten wie z. B. „Smart Home“, „Intelligent Home“ „Intelligent Building“ oder „Electronic Facility Management“ werden schon seit vielen Jahren Konzepte diskutiert, um über die Möglichkeit des Fernmessens, Fernwirkens oder Fernsteuerns bestimmte Prozesse wie Heizen, Kochen, Waschen, Beleuchten, Kühlen oder Sichern gezielt zum Zwecke des Komfortgewinns, der Effizienzverbesserung oder der Energieeinsparung beeinflussen zu können. Dies setzt voraus, dass alle (wichtigen) technischen bzw. elektrischen Einrichtungsgegenstände eines Haushalts oder eines Gebäudes mit entsprechenden Kommunikations- und Steuerungsschnittstellen (Messeinheiten, Aktoren) ausgerüstet sind. Um die Kommunikation mit diesen „intelligenten“ Produkten und Geräten zu ermöglichen, sind in Gebäuden oder Haushalten ferner geeignete Technologien erforderlich, um die Mess- oder Steuerdaten zu einem zentralen Steuerungsgerät, einem Server oder einem Gateway zu übertragen, die ihrerseits telekommunikativ angebunden sind.

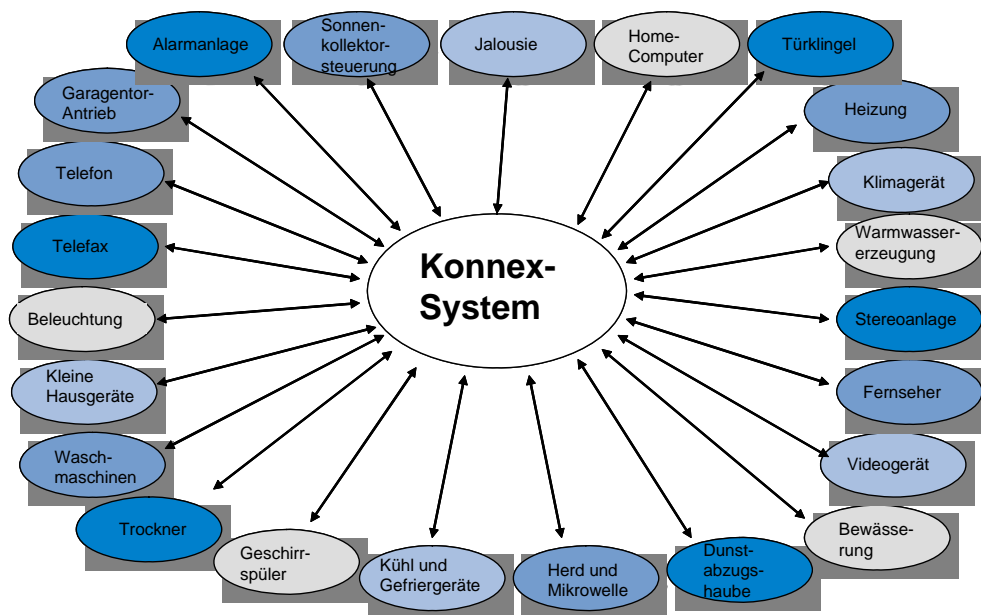
Hierzu sind in den vergangenen Jahren sowohl Kabelnetz-basierte als auch Funknetz-basierte Lösungen entwickelt worden. Jedes dieser Systeme hat Vor- und Nachteile. Kabelnetzwerke laufen stabiler, sind ausfallsicherer und können Stromspannung für

Sensoren liefern. Funknetze sind zwar anfälliger, lassen sich aber wesentlich kostengünstiger nachrüsten und steigern die Flexibilität bei der Raumgestaltung.

3.6.1 Kabelnetzbasierete InHouse-Lösungen: Der Europäische Installationsbus (EIB/KNX)³¹

Der Europäische Installationsbus (EIB) ist ein EU-Standard (EN 50090) für die Gebäudeautomation und das Gebäudemanagement und ist vor allem in Deutschland stark verbreitet. Der Standard ist für Wohn- und Zweckbauten und soll die vorhandenen herstellereigenen Bussysteme ersetzen und einbinden. Aus den ehemals drei verschiedenen wettbewerblichen Standards EIB, BatiBUS sowie dem EHS wurde ein gemeinsamer Standard EIB/KNX geschaffen. Der EIB/KNX-Bus ist ein Bussystem, das alle Sensoren und Aktoren in Gebäuden kabel- oder funkbasiert mit einheitlichen Protokollen und Schnittstellen miteinander verbindet und über das die Steuersignale für diese Komponenten transportiert werden (vgl. Abb. 3.4.1).

Abbildung 3-4: Integration sämtlicher Anwendungen in Gebäuden auf der Basis einer einheitlichen Konnex-Lösung



Im Einzelnen handelt es sich bei den Sensoren um Bewegungsmelder, Temperaturfühler, Brandmelder, Windstärkemesser, Lichtmesser, Verbrauchszähler usw., bei den Aktoren primär um Motoren und um Schalter. Das EIB/KNX-Konzept nutzt für die Sensor- und Steuersignale ein separates UTP-Kabel der Kategorie 5 und ein spezielles Protokoll. Die Steuerspannung für die Sensoren und Aktoren läuft über das UTP-Kabel. Lassen die bautechnischen Voraussetzungen eine separate Verkabelung nicht zu, bieten sich als Alternativen Powerline an sowie eine Funk- oder Infrarot-Verbindung.

Die Struktur der EIB/KNX-Verkabelung kann in Bus-, Stern-, Linien- oder Baumtopologie erfolgen. Die einzelnen Linien werden über Linienkoppler, die sich in den Verteilerkästen befinden, miteinander verbunden. An einer Linie sind Sensoren und Aktoren gleichermaßen angeschlossen, die über das IP-Protokoll mit so genannten Telegrammen - das sind die von der Datenkommunikation her bekannten Datagramme - versorgt werden. Die Telegramme enthalten eine Nutzdateninformation von 8 Bit. Insgesamt kann eine solche Konstellation aus 15 Bereichen und 15 Linien mit jeweils 256 Stationen bestehen. Dementsprechend benutzen die Stationen für die Adressierung den sog. Dotted Decimal Notation Bereich (Beispiel: 12.4.122. Bereich 12, Linie 4, Station 122). Die Datenrate beträgt bei der Übertragung über UTP-Kabel 9,6 kbit/s. Die Öffnung nach Außen erfolgt über das IP-Protokoll, damit das Gebäude- und Facility-Management auch von ausgelagerten Standorten aus über Festnetze und Mobilfunknetze erfolgen kann. Alle Diagnosevorgänge und Fehlermeldungen können dann von einer Zentrale aus gesteuert werden. Die zentrale Leitstelle nimmt alle Störmeldungen, Warnhinweise und Alarime entgegen und kann darauf entsprechend reagieren.

EIB/KNX ist seit einigen Jahren verfügbar und spiegelt den Stand der Technik wieder. International sowie in zahlreichen europäischen Ländern wurden Musterhäuser gebaut, um den State of the Art zu dokumentieren und die Vermarktung durch Anschauungsbeispiele zu erleichtern. In Deutschland wurde u. a. das sog. InHouse in Duisburg in Kooperation mit der Fraunhofer Gesellschaft oder das T-Com-Haus in Berlin realisiert.³² Das Problem besteht darin, dass der Einbau eines Bussystems in bestehende Gebäudestrukturen aufwändig und kostenintensiv ist. Der EIB bietet sich daher insbesondere für Neubauten an.

In Deutschland wird die EIB/KNX-Haus- und Gebäudesystemtechnik von mehr als 110 Firmen (Konnex Association) unterstützt, um diese Technologie nach einheitlichen technischen Richtlinien und Qualitätsvorschriften vermarkten und einbauen zu können. Nach Angaben der Konnex Association verfügt alleine das Elektrohandwerk in Deutschland heute über 4.500 serviceorientierte EIB/KNX-geschulte Fachbetriebe.³³

Die Implementierung des EIB/KNX hat außerdem für die Hersteller von weißer und brauner Ware einen wichtigen Impuls gesetzt. Große Hersteller wie Siemens oder Miele

³² Vgl. www.inhaus-zentrum.de.

³³ Vgl. www.eiba.de.

bieten heute u. a. KNX-kompatible Haushaltsgeräte (Waschmaschinen, Trockner, Kühlschränke, Backofen, Geschirrspüler) an, so dass mit diesen Geräten die Philosophie des Intelligent Home bereits heute realisiert werden kann.

EIB/KNX steht im Wettbewerb zu weiteren BUS-Systemen wie z. B. dem Profibus, LON (Local Operating Network), LCN-PRO3 oder CAN. Nach Angaben der Hersteller basieren diese unterschiedlichen Systeme auf den Richtlinien von LONMARK International, eine internationale Anwendervereinigung, die Interoperabilitätsrichtlinien herausgibt, damit die Systeme auch herstellerunabhängig implementiert werden können.

Inzwischen haben zahlreiche Länder wie z. B. die USA den EU-Standard in nationales Recht übernommen, so dass die Nachfrage nach KNX-Komponenten künftig auch international steigen wird.

3.6.2 Funknetzbasierende InHouse-Lösungen: Das Beispiel Bluetooth

Bluetooth stellt einen Industriestandard gemäß IEEE 802.15.1 für die Funkvernetzung von Geräten über kurze Distanz als Point-to-Multipoint-Verbindung dar, die bei etwa 10 Metern liegt und durch die festgelegte Sendeleistung von 0 dBm bedingt ist. Bluetooth-Geräte senden als Short Range Devices im lizenzfreien ISM-Band (Industrial, Scientific and Medical Band) zwischen 2,402 GHz und 2,480 GHz. Sie dürfen weltweit zulassungsfrei betrieben werden.³⁴ Ein solches Netzwerk wird auch als Wireless Personal Area Network (WPAN) bezeichnet. Durch Einsatz von Verstärkern kann die Entfernung auf 100 Meter erhöht werden. Bluetooth wurde ursprünglich entwickelt, um mit Hilfe der Funktechnik die vielen Kabelverbindungen zwischen Geräten obsolet zu machen. Bluetooth-Kommunikation kann ohne Sichtkontakt erfolgen.

Der Bluetooth-Standard zielt auf das Home-Network mit Kurzstrecken-Kommunikation zwischen bis zu acht Endgeräten wie Notebooks, Organizer, PDAs, MP3-Player und Handys. Aber auch die Fernsteuerung von Druckern, Digitalkameras, Videokameras, Web-Pads, Fernsehern, Radios, Kopfhörern, Lautsprechern oder anderen elektronischen Geräten ist vorgesehen. Darüber hinaus empfiehlt sich Bluetooth in der Automotive-Technik für die drahtlose Anbindung von Kommunikationsgeräten an die Freisprecheinrichtung.

34 Eine Bluetooth verwandte Technologiealternative stellt ZigBee (IEEE 802.15.4) dar. Mit ZigBee zielt eine Allianz aus mehreren Funkhardware-Herstellern auf den Markt der Vernetzung von Heimgeräten ab. ZigBee soll es ermöglichen, Haushaltsgeräte, Sensoren, uvm. auf Kurzstrecken (10 - 75 m) zu verbinden und wird daher ebenfalls als für Smart Home-Anwendungen geeignet angesehen. Dies gilt auch für die WLAN-Technologie, die insbesondere von der Firma Siemens unter dem Stichwort „Industrial Wireless LAN“ (IWLAN) weiterentwickelt worden ist, um Haushaltsgeräte zu vernetzen. Für die auf dem WLAN-Standard (IEEE 802.11) basierenden Netze stehen seit 2002 die entsprechenden Netzkomponenten (Scalance W788-1PRO etc.) bereit. Da sowohl ZigBee als auch IWLAN in Hinblick auf ihre Funktionalität mit Bluetooth vergleichbar sind, werden diese im Rahmen dieser Studie nicht gesondert betrachtet.

Da Bluetooth auch mobile, batteriebetriebene Geräte einschließt, sind bestimmte Betriebsarten auf das Power-Management ausgerichtet. So gibt es bei Bluetooth den aktiven Modus, den Standby-Modus und den Schlaf-Modus, die alle unterschiedlich viel Strom benötigen. Mit Bluetooth können drahtlose Bluetooth-Netze aufgebaut werden, in denen viele LAN-relevante Anwendungen durchgeführt werden.

Bluetooth stellt eine Technik dar, mit der insbesondere innerhalb geschlossener Gebäude oder Wohnungen zu günstigen Bedingungen ein Datentransport bewerkstelligt wird, ohne aufwändige Umbaumaßnahmen realisieren zu müssen. Theoretisch können hierdurch in einem begrenzten Radius komplette telekommunikative Netzwerke erstellt werden. Hierbei müssen die entsprechenden „teilnehmenden“ Geräte mit einer Kommunikationsschnittstelle nachgerüstet werden.

Bluetooth eröffnet somit auch Möglichkeiten für ein Migrationsszenario, bei dem z. B. alle Energieverbraucher eines Haushalts einzeln zu überschaubaren Kosten telekommunikativ angebunden werden können.

3.7 Energiemanagement und ITK-Technologien

Energiemanagement wird als vorausschauende, organisierte und systematisierte Erzeugung, Verteilung und Verwendung von Energie unter Berücksichtigung ökologischer und ökonomischer Zielsetzungen definiert³⁵. Oft bedient man sich zum Energiemanagement eines sog. Energiemanagementsystem (EMS). Dieses umfasst sowohl die Organisation als auch technische Hilfsmittel.

Die Betonung des vorausschauenden, organisierten und systematisierten Umgangs mit Energie macht deutlich, dass die Informationsbereitstellung, -übermittlung und -verarbeitung eine wichtige Rolle im Energiemanagement spielt. Aus diesem Grund können Informations- und Kommunikationstechnologien einen wesentlichen Beitrag zum Energiemanagement leisten. Dabei liegt der Schwerpunkt auf der Erhebung, Übermittlung, Verarbeitung und Analyse von Messdaten. Einerseits kann durch die Vielzahl der Daten, die mittels moderner ITK verarbeitet werden, ein genaues Bild des Energiebedarfs und möglicher Optimierungspotenziale gewonnen werden, andererseits kann genau diese Vielfalt menschliche Entscheidungsträger überlasten. Hier bietet sich demzufolge ebenfalls eine Unterstützung durch ITK an.

Zentraler Bestandteil und erster Schritt³⁶ von Energiemanagement ist das Erfassen, d. h. das Messen von Daten. Solche Messungen umfassen beispielsweise³⁷:

- Lastgangerhebung des Gesamtbetriebs bzw. einzelner Verbraucher

³⁵ VDI Richtlinie 4602, Vorentwurf.

³⁶ Boeck, S. (1999).

³⁷ Behne, M. (2001).

- Ermittlung von Raum-, Vor- und Rücklufttemperaturen
- Erfassung von Betriebsstunden
- Messung des Druckluftverbrauchs und der -verluste

So wird bei der Lastganganalyse einzelner Verbraucher oder der Messung von Raumtemperaturen deutlich, dass es sich hier um eine Vielzahl von Daten handelt, die erhoben werden. Jedoch sind solche kontinuierlichen Daten nur dann sinnvoll, wenn sie auch weiterarbeitet, z. B. dokumentiert, in Berichten publiziert und letztlich genutzt werden.

Ein Energiemanagementsystem lässt sich auch anhand der Art und Weise der Erfassung des Energieverbrauchs charakterisieren (siehe ³⁸):

Tabelle 3-2: Charakterisierungsmöglichkeiten von Energiemanagementsystemen und resultierender ITK-Einsatz

Nach Art der Erfassung	Nach Art der Verbrauchszuordnung	ITK-Einsatz
keine Erfassung von Vor-Ort-Daten	Schätzung; Umlageschlüssel; Kennzahlen	sehr gering
manuelle Erfassung	auf Basis der Messwerte	gering, Verarbeitung der Daten mit IT
mobile Erfassung	auf Basis der Messwerte	mittel
Online-Erfassung	auf Basis der Messwerte	hoch

Quelle: Fraunhofer ISI

ITK-Technologien sind dabei unerlässliches Hilfsmittel für eine Online-Erfassung. Die Online-Erfassung von Verbrauchsdaten ist dann zwingend notwendig, wenn man solche Daten sowohl zeitlich als auch nach einzelnen Verbrauchseinheiten hoch aufgelöst verfügbar machen möchte.

Energiemanagement lässt sich mit unterschiedlicher Intensität betreiben, je nachdem wie detailliert Verbrauchseinheiten erfasst und in welchen Zeitintervallen Daten übermittelt werden. Eine Großunterteilung in drei Stufen wird in der Literatur folgendermaßen vorgeschlagen³⁹:

- Bei Energiemanagement der Stufe 1 werden Daten meist manuell oder mobil erfasst, die Messintervalle sind meist Tage, Wochen oder Monate. Diese Art des Energiemanagements ist auch als Energiecontrolling bekannt. Ziel ist es, die Energie- und Ressourcenverbräuche zu erfassen, anschließend mit Kosten zu bewerten und

³⁸ nach Waltenberger, G. (2005), verändert.

³⁹ Fiederer, E. et al. (2001).

schließlich Kostenträgern und Kostenstellen zuzuordnen. In der Regel stehen die entsprechenden Berichte und Kostenzuordnungen erst mit zeitlicher Verzögerung zur Verfügung. Das Potenzial zur Energieeinsparung und Optimierung ist daher begrenzt. Die Bedeutung von IT-Lösungen ist auf dieser Stufe des Energiemanagements auf die Zuordnung der Kosten beschränkt.

- Demgegenüber werden Daten bei Energiemanagement der Stufe 2 sowohl in örtlicher als auch in zeitlicher Hinsicht "feiner" erhoben. Die Aufzeichnung der Messungen erfolgt meist mit "computerbasierten Zählererfassungssystemen" und wird damit auf Nebenverbraucher ausgedehnt. Die Erfassungsrate wird erhöht, beispielsweise auf Stundenmittelwerte. Die nun zur Verfügung stehenden Daten ermöglichen zusätzliche Analysen wie Lastprofile, Energiebilanzen usw. Damit einhergehend sind auch weitere Optimierungspotenziale gegenüber der Stufe 1 erkennbar. Der Beitrag von IT-Lösungen liegt zusätzlich zum Datentransfer über ein Netzwerk auch in einer zeitnahen Bereitstellung und Aufbereitung von Daten, beispielsweise diese über ein Intranet den Anwendern zur Verfügung zu stellen.
- Das Energiemanagement der dritten Stufe erfasst nun sowohl alle Energie- und Stoffströme als auch andere Prozess- und Verbrauchsdaten in hoher zeitlicher Auflösung, beispielsweise minuten- oder sekundengenau. Die Erfassung der Daten erfolgt zum Teil über ein sog. Prozessinformationssystem. Der Zugriff auf die Daten durch Anwender ist ohne Zeitverzögerung über Netzwerke möglich. Da praktisch "alle" relevanten Daten auf dieser Stufe zur Verfügung stehen, können theoretisch auch alle vorhandenen Optimierungs- und Einsparpotenziale ausgeschöpft werden. Dabei können die erhobenen Daten sowohl langfristig zu statistischen Zwecken (und allen Anwendungen der Stufen 1 und 2) als auch direkt die automatisierte Systeme verwandt werden, um laufende Prozesse zu regeln. Ein Energiemanagementsystem der Stufe 3 kann ohne den Einsatz von ITK praktisch nicht umgesetzt werden. Informations- und Kommunikationslösungen spielen sowohl bei der Erhebung der Messdaten als auch bei der deren Weiterverarbeitung und der selbstständigen Regulierung der laufenden Prozesse die entscheidende Rolle.

Die Einordnung der Intensität eines Energiemanagements in drei Stufen zeigt, dass mit einer weitergehenden Optimierung von Energiebedarf mit Energiemanagementsystemen direkt von einem steigenden Bedarf an ITK gespiegelt wird. Je weiter die Energie- und Stoffströme in einem Unternehmen zeitlich und räumlich disaggregiert erfasst und gesteuert werden, desto höher wird der Bedarf an ITK.

Am Beispiel des in der Literatur beschriebenen Produktionsstandorts Nünchritz von Wacker Silicones lässt sich der Einsatz von Energiemanagementsystemen mit intensiver ITK-Nutzung zeigen⁴⁰. An diesem Standort produzieren ca. 850 Mitarbeiter Silikone und deren Vorprodukte. Die Herstellung dieser Stoffe ist äußerst energieintensiv – so erreicht das Werk in Nünchritz eine maximale Leistungsaufnahme von 12 MW.

⁴⁰ Wildgruber, W. (2005).

Der Stromverbrauch am Produktionsstandort wird mittels 350 unterschiedlicher Zähler erfasst. Die Integration aller Zähler in das Energiemanagementsystem wurde als Herausforderung beschrieben, da es sich um unterschiedliche Fabrikate handelte und unterschiedliche Schnittstellen vorhanden waren. Die Daten der Zähler wurden über ein Bussystem zu einem Energiemanagementsystem verbunden. Das System wird als erweiterbar beschrieben, wobei neue Elemente das eingesetzte Lonworks-Protokoll unterstützen müssen. Durch die Erfassung der einzelnen Zählerdaten ist es neben der Analyse von Lastprofilen nun möglich Verbrauchsgewohnheiten zu untersuchen, geplante Erweiterungen der Produktion bezüglich der Energieeffizienz zu beurteilen und Einsparpotenziale zu erkennen.

Weiterhin können die gewonnenen Daten in das interne Prozessinformationssystem eingebunden und beispielsweise Kostenstellen zugeordnet werden. In einem nächsten Schritt geht es darum, die Datenverfügbarkeit derart zu steigern, dass eine Optimierung des laufenden Betriebs möglich ist. Das bedeutet, dass dann direkt auf Abweichungen des Verbrauchsverhaltens einzelner Anlagen reagiert werden kann.

Insgesamt wird das mit moderner ITK ausgerüstete Energiemanagementsystem an diesem Standort sowohl dazu genutzt den Bezug von Spitzenlaststrom zu vermeiden als auch die Energieeffizienz der Produktion zu verbessern. Letzteres wird sowohl durch die Möglichkeit der besseren Planung als auch durch die Möglichkeit schnell und gezielt auf Verbrauchsabweichungen zu reagieren realisiert.

In der Literatur konnten mit wenigen Ausnahmen⁴¹ kaum quantitative Angaben zu der Wirksamkeit des Energiemanagement gefunden werden. Zu beachten ist auch, dass sich die auf Einzelbeispielen in bestimmten Branchen beruhenden Daten nicht verallgemeinern lassen. Darüber hinaus lässt sich nicht klar abgrenzen, welcher Teil der Energieeffizienzsteigerung, der Spitzenlastminderung oder der Kostensenkung dem verstärkten Einsatz von ITK zuzuordnen ist und welcher Teil auf zum Beispiel der Wirkung organisatorischer Maßnahmen beruht.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass der Einsatz von ITK-Lösungen vor allem dann unverzichtbar ist, wenn die Zielsetzung besteht, Prozesse in Echtzeit zu optimieren oder (auch Gebäude) vollautomatisch steuern zu lassen. Mit solch hoch integrierten Lösungen lassen sich einerseits Effizienzpotenziale ausschöpfen und andererseits Kosten für die Bereitstellung von Spitzenlast reduzieren. Forschungsbedarf besteht vor allem darin, den intensiven ITK-Einsatz besser im allgemeinen Nutzen von Energiemanagement abzugrenzen.

⁴¹ Fiederer, E. et al. (2001) hier für Brauereien.

3.8 Datenanforderungen aus dem Bereich der Energieerzeugung, der Netzüberwachung und des Transports sowie der Verbrauchserfassung und –steuerung

3.8.1 Aspekte der Interoperabilität

Kommunikation und IT werden künftig im Energiesektor eine immer wichtigere Rolle spielen. So gehen Experten davon aus, dass beispielsweise Real-time-Pricing über die telekommunikative Infrastruktur künftig in alle Haushalte dringen und damit auch direkt oder indirekt eines der wichtigsten Instrumente zur Energieverbrauchssteuerung sein wird. Umgekehrt macht das Konzept virtueller Kraftwerke nur dann Sinn, wenn eine (unbestimmte) Vielzahl dezentraler Erzeugungseinheiten telekommunikativ vernetzt und eingebettet in das Gesamtsystem des Regelenenergiemarktes gesteuert wird. Um eine solche systemübergreifende Kommunikation vom Erzeuger bis hin zum Verbraucher zu ermöglichen, müssen daher alle Teilnehmer und Systemkomponenten telekommunikativ interoperabel sein.

Als Interoperabilität kann die Fähigkeit unabhängiger, heterogener Systeme, Techniken oder Organisationen bezeichnet werden, möglichst nahtlos zusammen zu arbeiten, um Informationen auf effiziente und verwertbare Weise auszutauschen oder den Nutzern zur Verfügung zu stellen, ohne dass dazu gesonderte Vereinbarungen zwischen den Systemen erforderlich sind.

Im Bereich der Energieerzeugung, in der Übertragung und im Verbrauch entstehen sehr unterschiedliche Daten, die über die Telekommunikationsnetze übertragen werden sollen. Dazu gehören z. B. Systemdaten zum Energiemanagement und zur Energieerzeugung, Messdaten, Topologiedaten, Betriebsmitteldaten, Zustandsdaten, Verbrauchsdaten etc. Die Struktur dieser Daten ist bisher nur in Ausnahmefällen interoperabel, da viele Akteure in den letzten Jahren dazu übergegangen sind, proprietäre Lösungen zu installieren. Sie können daher nur mit erheblichem Zusatzaufwand aggregiert, ausgewertet und für die weiteren Prozesse des Managements und der Steuerung verwendet werden.

Bisher werden diese verschiedenen Daten in unterschiedlichen Dateiformaten (ASCII, CSV, XML, RDF) erzeugt und über unterschiedliche Protokolle (FTP, http, Gopher, TCP/IP) versendet. Der Datenaustausch funktioniert bislang verlässlich nur innerhalb geschlossener Inseln z. B. innerhalb von Bilanzkreisen bzw. eines Versorgungsgebietes eines EVUs. Die Folgen dieser Situation lassen sich durch folgende Stichworte kennzeichnen:

- der Kommunikationsaustausch der Marktteilnehmer erfolgt weitgehend „händisch“, d. h. über Telefon oder Fax,
- die Daten werden nicht nach einheitlichen Standards erhoben oder dargestellt,
- die Daten werfen teilweise Qualitätsprobleme auf, da sie unter unterschiedlichen Gesichtspunkten und Verwertungszwecken generiert wurden,
- die unterschiedlichen Datenformate erzeugen durch zeitintensive Bearbeitung hohe Transaktionskosten,
- die Austauschprozesse von Daten sind oft nicht genormt und erfolgen überwiegend unverschlüsselt,
- der aktuelle Markt verlangt keine geprüften oder zertifizierten IT-Systeme (z. B. in Hinblick auf Abhörsicherheit und Verfügbarkeit),
- auf der Ebene der Endverbraucher (öffentliche Hände, Privatwirtschaft, private Haushalte) fehlen intelligente Schnittstellen (Gateways), um beispielsweise im erforderlichen Zeitabstand entsprechende Verbrauchsdaten („Smart Metering“) zu generieren und weiterzuleiten.

Um zu einem auf Interoperabilität basierenden Systemverbund zu kommen, der einheitliche Dateiformate sowie dieselben Protokolle verwendet, ist eine bundesweite Vereinheitlichung und Standardisierung erforderlich. Das Common Information Model (CIM)⁴² gilt in der Fachwelt als ein Konzept, das teilweise bereits für die System- und Prozessintegration in EVU sowie die Modellierung von Systemen eingesetzt wird. Im Rahmen der EDNA-Initiative wurde in Hinblick auf die Standardisierung der Datenformate wichtige Vorarbeit geleistet. Die BNetzA hat am 11.07.2006 ebenfalls wichtige Vorgaben bei der Anbahnung und zur Abwicklung der Netznutzung bei der Belieferung von Letztverbrauchern mit Elektrizität hinsichtlich der zu verwendenden Datenformate gemacht.⁴³ Die EDNA-Initiative rät allen Energieunternehmen, die entsprechende Umsetzung dieser Formate möglichst bald zu realisieren.⁴⁴

Als geeigneter Kommunikationsstandard sowohl zwischen den verschiedenen Spannungsebenen als auch für unterschiedliche Betriebsmittel wird der IEC 61850 angesehen.⁴⁵ Dieser Standard erlaubt ebenfalls ein „Plug and Play“ für aufeinander aufbauende Systeme.⁴⁶

Der Fokus der Aktivitäten in diesem Bereich müsste darin bestehen, dass sich alle Akteure des Energiesektors ex ante und dementsprechend frühzeitig bei der Generierung,

⁴² Uslar, M. (2006).

⁴³ BNetzA (2006b).

⁴⁴ www.edna-initiative.de.

⁴⁵ Bucholz, B.M. (2006) und VDE (2006b).

⁴⁶ Bucholz, B.M. (2006).

der Übermittlung sowie der Aggregation von Daten auf die Verwendung gemeinsamer Standards und Austauschformate verständigen.

3.8.2 Aspekte der Zusammenführung von Verbrauchsdaten

Im Rahmen der Standardisierung ist ferner die Frage nach der Datenaggregation zu beantworten. D. h., bei welchem Akteur (z. B. EVU) werden die Daten, die von den Betrieben, öffentlichen Gebäuden sowie den einzelnen Haushalten gesendet werden, aggregiert und ausgewertet, damit sie ggf. (z. B. zur Reduzierung von Last) in das System zurückgekoppelt werden können. Dazu müssen die Daten in eine Hierarchie gebracht und bewertet werden.

Nach Angaben der Industrie ist zur Realisierung von eEnergy in diesem Bereich künftig die meiste Arbeit zu leisten, da einheitliche Antworten auf die Frage der zu wählenden Datenformate, der Datenaggregation, der Häufigkeit der Datenübertragung, der Datenhierarchie und der Datenfilterung, der Erhebung von Kontextinformationen, der Zusammenführung aller Daten in Datenkonzentratoren sowie der Datenbewertung bislang noch aussteht. Im Rahmen des oben angesprochenen Arbeitskreises wäre also zu klären, an welcher Stelle bzw. bei welchem Akteur Energieverbrauchsdaten zusammenlaufen, wer sie in welcher Form auswertet, an wen diese ausgewerteten Daten zurück übertragen werden, um ggf. Steuerungsprozesse in Gang setzen zu können. Im Rahmen der weiteren Befassung mit eEnergy muss daher ein Schwerpunkt in diesem Bereich liegen.

3.8.3 Aspekte des Datenschutzes

Wie das Beispiel TEMEX zeigt, dürfen Aspekte des Datenschutzes bei der Realisierung eines eEnergy-Konzeptes nicht vernachlässigt werden, um unnötige Akzeptanzhürden in der Bevölkerung zu vermeiden. Theoretisch wäre es denkbar, dass z. B. durch die systematische Auswertung der Verbrauchsdaten gezielt Nutzungsprofile einzelner Haushalte erstellt und für Marketingzwecke verwendet werden könnten. Das Verbrauchsverhalten der Kunden könnte dadurch auch für Dritte in hohem Maße transparent werden und u. U. zu Missbrauch führen.

Es ist daher zu überlegen, ob bei der Umsetzung von eEnergy ähnliche Datenschutzlösungen implementiert werden, wie sie für den TK-Sektor im Telekommunikationsdienstegesetz (TKG) festgelegt wurden (vgl. § 88 ff.) und wie sie dort seit Jahren praktikabel und allseitig akzeptiert gehandhabt werden. Danach dürfen personenbezogene Daten (Bestandsdaten, Verkehrsdaten) von Kunden erhoben, verarbeitet und gespeichert werden, soweit dies zum Abschluss oder der Änderung einer Vereinbarung mit dem Kunden oder der Erfüllung der Verpflichtung des Anbieters aufgrund dieser Vereinbarung notwendig ist. Die Erhebung, Verarbeitung und Speicherung personenbezo-

gener Daten für andere Zwecke erfordert eine ausdrückliche Zustimmung des Kunden. Die Verwendung von Kundendaten für Werbezwecke findet daher in Deutschland so gut wie nicht statt.

Für das Fernwirken von Dienstleistungsunternehmen etwa in private Gebäude hinein müssen mit großer Wahrscheinlichkeit gesonderte Regelungen entwickelt und kodifiziert werden, da diese in Hinblick auf die soziale Akzeptanz als besonders sensibel angesehen werden müssen. Dies könnte etwa auch im Wege einer Branchenlösung (Selbstverpflichtung) geschehen.

3.8.4 Aspekte der Sicherung der Integrität sowie der Verschlüsselung von Daten

Wie im vorangegangenen Abschnitt deutlich wurde, handelt es sich bei Verbrauchsdaten, aber auch etwa bei Steuerbefehlen zum Zwecke des Fernmessens, des Fernwirkens oder etwa der Aktivierung von Sicherheits- und Überwachungseinrichtungen, in hohem Maße um sensitive Daten, die eines besonderen Schutzes gegen Ausspähung, Manipulation oder den Verlust der Verfügbarkeit bedürfen. Im TK-Sektor stehen für alle telekommunikativen Anwendungen und Dienste, die über offene Netze abgewickelt werden, unterschiedliche Tools zum Schutz der Vertraulichkeit, der Integrität, der Authentizität sowie der Verfügbarkeit zur Verfügung.

Zu diesen Tools gehören insbesondere Hard- sowie Software-basierte Verfahren der Verschlüsselung. Je nach dem Grad der Schutzwürdigkeit von Datenströmen verfügen diese Tools über unterschiedliche Stärken und Schutzeigenschaften. Je höher bzw. je stärker diese Schutzeigenschaften sind, umso höher wird allerdings auch der Rechen- und Zeitaufwand, der zur Verschlüsselung sowie zur Dechiffrierung von Daten aufgewendet werden muss. Vor diesem Hintergrund ist es zweckmäßig (im Sinne der Akzeptanz) und erforderlich (im Sinne der Interoperabilität und Funktionalität), dass sich die unterschiedlichen Akteure bei eEnergy auf entsprechende Mindeststandards, Konzepte sowie Hard- oder Softwarelösungen verständigen.

Auch dieser Verständigungsprozess zur Implementierung mehrseitiger Sicherheit könnte im Rahmen des oben bereits angeregten Arbeitskreises auf der BITKOM/VDN-Plattform eingeleitet und dort entsprechende Abstimmungsprozesse durchgeführt werden. Hierbei wäre es erforderlich frühzeitig - auch im Sinne des Schutzes Kritischer Infrastrukturen – das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) mit einzubeziehen. Hierbei kann auf die technischen Lösungen und Konzepte zurückgegriffen werden, die im Rahmen des Projektes SELMA (Sicherer Elektronischer Messdaten-Austausch)(siehe Anhang 2) gewonnen worden sind.

4 Netzmanagement

4.1 Übertragungsnetzmanagement/Regelenergie

4.1.1 Energiewirtschaftliche und energietechnische Ausgangslage

Grundsätzlich werden am Strommarkt im day-ahead Verfahren Angebot und Nachfrage, für den Teil des Marktes, der nicht durch langfristige Verträge abgedeckt ist, ausgeglichen. Auf Grundlage der avisierten Nachfrageprofile für ihre Kunden decken sich die Lieferanten mit Lieferkontrakten ein oder stellen die Fahrpläne für eigene Kraftwerke für die Lieferungen ein. Kraftwerksbetreiber treten hierbei als Anbieter auf. Nach dem Marktclearing, also der Festsetzung der Mengen und Preisen stellen die Kraftwerksbetreiber aufgrund des Marktergebnisses die Fahrpläne für den folgenden Tag zusammen. Im - nicht erreichbaren - Idealfall würde mit dem Betrieb der Kraftwerke nach den am Vortag aufgestellten Fahrplänen die Nachfrage exakt gedeckt werden,

Im komplexen System der Stromversorgung bestehen jedoch vielfältige Quellen für Störimpulse, die sowohl ein Abweichen der Nachfrage von der Nachfrageprognose als auch ein Abweichen der Erzeugung von den Fahrplänen bewirken:

- Für kleine Stromnachfrager wie Haushaltskunden und kleine Gewerbebetriebe werden nur standardisierte Lastprofile verwendet. Die reale Nachfrage kann hiervon abweichen.
- Die temperaturabhängige Nachfrage wie Heizung und Klimatisierung verhält sich anders als durch die Wetterprognosen vorausgesagt.
- Große Verbraucher, die eigentlich einem Nachfragefahrplan folgen, fallen aufgrund von Betriebsstörungen aus.
- Kraftwerke erleiden ungeplante Ausfallzeiten durch Betriebsstörungen.
- Netzstörungen, z.B. Ausfall von Leitungen, führen dazu, dass Anbieter oder Nachfrager nicht mehr in geplanter Weise Strom liefern bzw. nachfragen können.
- Fluktuierende erneuerbare Energien (insbesondere Windenergie, z.T. auch Solarenergie) weichen in ihrer Erzeugung von der Prognose ab.

Zur Aufrechterhaltung eines stabilen Netzbetriebes unter den gegebenen realen Bedingungen greifen die Übertragungsnetzbetreiber auf Regelenergieleistung zurück, mit der sie die saldierte Gesamtheit der kurzfristigen Abweichungen ausgleichen.

Der technischen Seite der Netzregelung mit Regelenergie steht ein wirtschaftliches Verfahren gegenüber, mit dem die Kosten, die aus der Nutzung von Regelenergie entstehen, verursachergerecht zugeordnet werden. Der Übertragungsnetzbetreiber einer Re-

gelzone gleicht dabei nicht die Abweichungen einzelner Lieferanten und Nachfrager von ihren Fahrplänen ab, sondern agiert hier gegenüber den Bilanzkreisen mit den Bilanzkreisverantwortlichen als Ansprechpartnern. Ein Bilanzkreis besteht aus mindestens einem, in der Regel aber mehreren Lieferanten und Nachfragern, die durch ein gegenseitiges Vertragsverhältnis zusammengefasst sind. Der Übertragungsnetzbetreiber stellt dem Bilanzkreis ex post die Energiemenge, die sich aus dem Saldo der Abweichungen aller Bilanzkreisteilnehmer ergibt, als so genannte Ausgleichsenergie in Rechnung.

Mit dem Begriff Regelenergie wird also die technisch benötigte Gesamtmenge an Leistung und Arbeit bezeichnet, die ein Übertragungsnetzbetreiber benötigt, um die saldiereten Abweichungen aller Bilanzkreise in seiner Regelzone auszugleichen. Mit dem Begriff Ausgleichsenergie wird die wirtschaftlich gegenüber den Bilanzkreisen abgerechnete Energiemenge der Bilanzabweichung bezeichnet.

Die Regelenergie wird in Abhängigkeit der Fristigkeit ihres Einsatzes in verschiedene Bereiche differenziert.

- Primärregelung
- Sekundärregelung
- Minutenreserve
- Intra-Day Markt

Eine Störung (z.B. Lastabwurf eines Großabnehmers oder Kraftwerksausfall) bewirkt als technische Folge eine Abweichung der Frequenz von ihrem Standartwert von 50 Hertz. Solch eine Abweichung wirkt sich im gesamten Netzverbund der UCTE aus. Die für die Primärregelung bereitstehenden Kraftwerke reagieren auf die Frequenzabweichung vollautomatisch und dezentral gesteuert innerhalb kürzester Zeit mit einer Leistungserhöhung oder einer Leistungsabsenkung. Technisch wird dies bei thermischen Kraftwerken so gelöst, dass dies im Normalbetrieb bis zu 5 % unterhalb ihrer Nennlast gefahren werden und diesen Anteil als Leistung freihalten.

Die Sekundärregelung ersetzt möglichst zügig die Primärregelung, um diese für ein neues Störereignis wieder frei zu machen. Sie wird vollautomatisch von der zentralen Netzleitstelle des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers ausgelöst und muss von den bereitstellenden Kraftwerken innerhalb von wenigen Minuten erbracht werden.

Die Minutenreserve wiederum steht dazu bereit, die Sekundärregelung abzulösen und wird nicht vollautomatisch ausgelöst, sondern durch telefonischen Abruf innerhalb von 7,5 bis 15 Minuten innerhalb des viertelstündlichen Fahrplankontakts angefordert.

Herkömmlicherweise wird die notwendige Regelenergieleistung nicht nur für die Primärregelung, sondern auch für die anderen Stufen der Regelenergie vor allem von Kraft-

werken vorgehalten⁴⁷. Grundsätzlich kann jedoch der Ausgleich einer Bilanzabweichung auch aktiv durch Veränderung der Leistungsaufnahme der Nachfrager erzielt werden. Im folgenden Abschnitt werden solche Maßnahmen des Lastmanagement in der Industrie beispielhaft dargestellt.

Optionen zur Lastverlagerung in der Industrie

Grundstoffchemie - Chlor

Die chemische Industrie wies im Jahr 2002 einen Strombedarf von 49,8 TWh⁴⁸ auf und machte damit einen Anteil von rund 24 % am gesamten industriellen Strombedarf aus. Die Herstellung von chemischen Grundstoffen steht dabei mit 42,6 TWh wiederum für den größten Teil des Strombedarfs in der chemischen Industrie. Bei der Chlorherstellung werden drei Prozesse eingesetzt: das Quecksilberverfahren, das Diaphragmaverfahren und das Membranverfahren. In der Chlorherstellung liegt ein Strombedarf von ca. 11 TWh vor (Jahr 2000)⁴⁹, der bis zum Jahr 2020 auf ca. 8,5 TWh zurückgehen könnte. Dem prognostizierten Rückgang des Strombedarfs liegt vor allem der Wechsel des Produktionsverfahrens von Quecksilberzellen zu Membrantechnologie zugrunde sowie auch ein möglicher leichter Rückgang der produzierten Menge. Unter der Annahme, dass die Produktion weitgehend konstant gefahren würde, betrüge der Leistungsbedarf für die Chlorelektrolyse ca. 1,2 bis 1,3 GW. Für die Auslastung der Anlagen wird jedoch ein Wert von leicht über 80 % angenommen, so dass auch temporär ein höherer Leistungsbedarf bestehen könnte. Laständerungen sind beim Membranverfahren und beim Quecksilberverfahren möglich, nicht jedoch beim Diaphragmaverfahren, das sich damit kaum für Lastmanagementmaßnahmen eignet. Die minimale Teillast beim Membranverfahren liegt je nach Auslegungspunkt bei 40 – 60 % der Maximallast; ein Betrieb bei verminderter Last kann unter Umständen auch zu Qualitätseinbußen der Produkte führen. Für den Quecksilberprozess wird von einer minimalen Teillast von 30 % ausgegangen⁵⁰. Aufgrund der hohen Jahresauslastung sind für die Chlorherstellung keine großen, langfristigen Lastverlagerungspotenziale zu erwarten. Für kurzfristige Lastverlagerungen sind dagegen signifikante Potenziale vorhanden, die im Jahr 2000 bei ca. 260 MW gelegen haben dürften und durch die stärkere Marktdurchdringung des Membranverfahrens (auch auf Kosten des wenig flexiblen Diaphragmaverfahrens) deutlich ansteigen wird. Schätzungen auf Basis der Verschiebung der Produktionsverfahren für das Jahr 2020 liegen bei über 800 MW an kurzfristig verlagerbarer Kapazität.

⁴⁷ Eine Ausnahme bilden dabei die frequenzabhängigen Verbraucher, wie Elektromotoren, die auch in der Vergangenheit schon zur Primärregelung beigetragen haben, da sie direkt auf eine Verringerung der Netzfrequenz mit einer geringeren Leistungsaufnahme reagieren. Umgekehrtes gilt für eine Erhöhung der Netzfrequenz.

⁴⁸ (DESTATIS, Fachserie 4.1.1)

⁴⁹ Berechnet aus der Produktionsmenge nach Daten des VCI/DESTATIS und dem spezifischen Elektrizitätsbedarf nach IPCC BAT-Ref.

⁵⁰ Lindley, A. (1997).

Papierindustrie

Der Strombedarf der Papierindustrie in Deutschland für die Papierherstellung⁵¹ allein lag im Jahr 2002 bei einer Jahresproduktion von ca. 18,5 Mio. t Papier⁵² bei rund 15,3 TWh⁵³. Ausgehend von einer weitgehend konstanten Produktion kann daraus ein Leistungsbedarf von rund 1 750 MW abgeleitet werden. Für den Betrieb der Papiermaschinen liegt der durchschnittliche Strombedarf zwischen 325 und 550 kWh/t (EC/IPTS 2001).

Wiederum auf Grundlage des Werts der Produktionsstatistik von 18,5 Mio. t. im Jahr 2002 lässt sich so ein Strombedarf der Papiermaschinen in der Größenordnung von 7.500 GWh abschätzen. Geht man von einer durchschnittlichen Auslastung von 85 % aus und unterstellt eine Variabilität der Papierherstellung von +/- 10 % ergibt sich eine verlagerbare Nachfrage von ca. 100 MW aus der Papierherstellung in Papiermaschinen. Allerdings benötigen diese einen Planungshorizont von 24 Stunden, so dass dieses Potenzial nicht auf den klassischen Regenergiemärkten angeboten werden könnte. Weitere Anlagen wie Streichmaschinen und Kalander, die nicht direkt mit Papiermaschinen gekoppelt sind, könnten Verlagerungsmöglichkeiten von 60 MW bieten, wenn man eine vollständige Verlagerung in Betracht zieht, die dann allerdings nur für eine kurze Zeit eingegangen werden könnte.

Der zweite Bereich in der Papierindustrie, der eine verlagerbare Nachfrage aufweist, ist die Stoffaufbereitung. Das Gemisch aus Fasern und Wasser wird im so genannten Refiner aufbereitet, bevor es in die Papiermaschine verbracht wird. Der dafür anfallende Strombedarf kann für 2002 auf rund 3,7 TWh abgeschätzt werden⁵⁴. Geht man von einer 85 % Auslastung aus, ergibt sich ein Leistungsbedarf von 500 MW. Rechnet man mit einem 50 %-igen Verlagerungspotenzial (z. B. Abschaltung des Refiners) liegt dies in der Größenordnung von ca. 250 MW. Aus der Holz- und Zellstoffproduktion ließe sich ein Lastverlagerungspotenzial von 400 MW ableiten, wenn von der Möglichkeit ausgegangen wird, dass kurzfristig ein vollständiger Produktionsstopp durchführbar ist. In Summe ergibt sich für die Papierindustrie in Deutschland eine Abschätzung für das Verlagerungspotenzial von maximal. rund 800 MW. Einschränkend ist jedoch hinzuzufügen, dass wegen zum Teil langer Vorlaufzeiten nicht dieses gesamte Potenzial am Regenergiemarkt zur Verfügung stünde.

Aluminiumindustrie

Typische Jahresproduktionsmengen von Primäraluminiumschmelzen liegen zwischen 90 und 155 kt Aluminium pro Jahr. Derzeit gibt es 4 Primäraluminiumerzeuger in

⁵¹ Weiterer Strombedarf besteht bei der Herstellung von so genanntem Marktzellstoff, der als Zwischenprodukt nicht in die eigenen Papierherstellung geht, sondern an andere Marktteilnehmer verkauft wird. Die Marktzellstoffproduktion wird hier nicht weiter betrachtet.

⁵² Verband Deutscher Papierfabriken (VDP, 2004).

⁵³ nach DESTATIS Fachserie 4.1.1.

⁵⁴ EC/IPTS (2001).

Deutschland (HAW: 128 kt/a, Corus: 90 kt/a, Trimet: 155 kt/a, Hydro: Rest, in Summe ca. 270 kt)⁵⁵. Ausgehend von einem durchschnittlichen Elektrizitätsbedarf von 16,0 MWh/t ergibt sich eine Leistungsaufnahme der Anlagen von HAW von 230 MW, Corus von 164 MW, Trimet von 280 MW und Hydro von ca. 500 MW.

Laut Auskunft der SaarEnergie⁵⁶ sind ca. 60 MW der HAW im Regelenenergiemarkt eingebunden, die als flexible Last genutzt werden können. Dies entspricht rund einem Viertel des abgeschätzten Leistungsbedarfs der HAW. Ausgehend von der Gesamtleistung der Aluminiumschmelzen in einer Größenordnung von rund 1200 MW und dem Lastmanagementangebot der HAW als Referenz mit einem abschaltbaren Potenzial von 25 %, ergibt sich ein Lastverlagerungspotenzial von etwa 300 MW für die Aluminiumindustrie in Deutschland

Kupferherstellung

Bei der Kupferherstellung wird der größte Teil des Strombedarfs von der Elektrolyse verursacht, mit der das in den vorgelagerten Produktionsschritten bis zu einer Reinheit von ca. 99,5 % hergestellte Kupfer auf einen Reinheitsgrad von 99,99 % affiniert wird. Bei einem Strombedarf für die Elektrolyse von 300 – 400 kWh/t kann damit zum Beispiel ein Leistungsbedarf von 19 bis 25 MW für die Werke der Norddeutschen Affinerie in Hamburg und Lünen mit ihrer Produktion Jahresproduktion von rund 560 kt abgeschätzt werden. Die gesamte Jahresproduktion in Deutschland lag in 2004 bei 653 kt und entspräche damit einem Leistungsbedarf von rund 22 bis 30 MW. Ausgehend von einem ähnlichen Verlagerungspotenzial wie in der Aluminiumindustrie von 25 % könnte ein Lastverlagerungspotenzial von 5 bis 7,5 MW abgeschätzt werden.

Eisen- und Stahlerzeugung

Die elektrische Leistung, die von Öfen zur Elektrostahlerzeugung aufgenommen wird, liegt geschätzt bei rund 750 – 800 MW (Jahr 2002)⁵⁷. Mit steigender Produktion von Elektrostahl einerseits und gleichzeitig steigender Energieeffizienz andererseits wird der Leistungsbedarf vermutlich bis ins Jahr 2020 leicht ansteigen. Die Nennleistung der in Deutschland betriebenen Öfen ist dagegen höher, da sie aufgrund des diskontinuierlichen Batch-Prozesses nicht permanent im Einsatz sind. Die Unterbrechungen des eigentlichen Schmelzvorgangs, der die Stromaufnahme bewirkt, ergibt sich daraus, dass sie zum einen beladen werden müssen und zum anderen das fertige Produkt abgegossen werden muss. Diese Charakteristik als Batch-Prozess begründet die gute Eignung der Elektrostahlerzeugung zur Lastverlagerung. Typischerweise lässt sich bei einer gewissen Vorlaufzeit der Prozessbeginn verschieben oder es lohnt sich bei hohen monetären Erlösen aus der Lieferung von Regelenergie sogar den Schmelzvorgang zu

⁵⁵ Zahlen entnommen aus den Geschäftsberichten der Unternehmen.

⁵⁶ Armbruster, H. (2006).

⁵⁷ Die Werte wurden aus der Produktionsstatistik nach DESTATIS und den spezifischen Energieverbräuchen abgeschätzt.

unterbrechen. Unter der Annahme, dass hochwertige Stähle und ein Teil der Produktion nicht in den Regelenergiemarkt eingebunden werden, kann ein Verlagerungspotenzial von rund der Hälfte der aufgenommenen Leistung entsprechend 400 MW angenommen werden.

Marktsituation des Regelenergiemarkts für industrielle Anbieter

Der Regelenergiemarkt zeichnet sich in vielen Bereichen durch ein hohes Maß an Intransparenz aus. So wird auch die Veröffentlichungspraxis von Marktdaten durch die Übertragungsnetzbetreiber in einer Studie zum Regelenergiemarkt kritisiert⁵⁸. Beispielsweise wird dort angeführt, dass lediglich die E.ON Netz AG Angaben zur Anzahl der präqualifizierten Anbieter gemacht habe, die Daten jedoch über einen Zeitraum von 18 Monaten nicht aktualisiert habe.⁵⁹

Aus den veröffentlichten Daten wird dennoch deutlich, dass lediglich vier Anbieter für die Erbringung von Primärregelung und ebenfalls vier Anbieter für die Erbringung von Sekundärregelung präqualifiziert waren. Für den Minutenreservemarkt waren immerhin 11 Anbieter präqualifiziert und konnten am Marktgeschehen mit Geboten teilnehmen. Die geringe Anzahl an Marktteilnehmern legt die Vermutung nahe, dass lediglich die Betreiber großer Kraftwerke hier aktiv sind. Eine bekannte Ausnahme bildet dabei die Aktivität der Saar Energie AG, die Regelenergie nach dem Konzept eines virtuellen Regelkraftwerks anbietet, indem sie größere verlagerbare Verbraucher zusammenfasst. Nach Aussagen von Unternehmensvertretern bestünde seitens der Saar Energie AG durchaus Interesse, auch kleinere Einheiten in das Konzept des virtuellen Regelkraftwerks zu integrieren⁶⁰. Aufgrund des aufwändigen Präqualifizierungsverfahrens seien solche Vorhaben jedoch kaum wirtschaftlich durchführbar.

4.1.2 Stand der Informations- und Kommunikationstechnik

Für den Großteil der Akteure am derzeitigen Regelenergiemarkt dürften moderne Informations- und Kommunikationstechnologien eine wichtige, aber keine entscheidende Rolle spielen. Der Zusammenschluss des großen Synchronnetzes der UCTE wurde lange vor der Marktdurchdringung der modernen IuK-Technologien betrieben und die notwendige Signalübermittlung wurde über konventionelle Wege erreicht. Die Primärregelung bezieht ihre Steuerinformation direkt aus der Netzfrequenz selbst. Sekundärregelungen wurden per Rundsteuerung ausgelöst und die Minutenreserve wurde per Telefon von der Leitwarte aus angefordert.

Eine sicher verfügbare Kommunikation spielt bei der Auslösung der Sekundärregelung und der Minutenreserve eine wichtige Rolle, da sich der Übertragungsnetzbetreiber

⁵⁸ Nailis, D., Ritzau, M. (2006).

⁵⁹ Der Informationsstand auf der Internetpräsenz von E.ON ist weiterhin nicht aktualisiert worden.

⁶⁰ Armbrüster, H. (2006)

darauf verlassen können muss, dass seine Signale den jeweiligen Steuerungsverantwortlichen für die Regelleistung erreichen. In den Bedingungen für die Erbringung von Regelenergie des VDN wird der Bedeutung der dauerhaft sichergestellten Kommunikation Rechnung getragen und dem Anbieter auferlegt, dem Übertragungsnetzbetreiber eine Funktionsprüfung der informationstechnischen Anbindung der angebotenen Anlagen zu erlauben⁶¹. Als Übertragungsverfahren werden im Transmission Code die telefonische Kommunikation, E-Mail, Leittechnik und Telefax genannt. Die zu verwendende Kommunikationsart, die Übertragungsverfahren und die Datenformate werden vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegt. Der Transmission Code sieht darüber hinaus vor, dass Anlagen der Primärregelung und der Sekundärregelung online mit dem Übertragungsnetzbetreiber verbunden sind.

Auch wenn die Sicherung der Verfügbarkeit von Kommunikation ein wichtiges Element in der Bereitstellung von Regelenergie ist, kann bei den derzeit am Regelenergiemarkt hauptsächlich aktiven Anlagen nicht davon gesprochen werden, dass der Kommunikationstechnik eine Schlüsselrolle zukommt. Vielmehr hat sie in diesem Zusammenhang eine Enabler-Funktion und gehört seit vielen Jahren zum Stand der Technik. Große Kraftwerke und Anlagen mit hohem Energiebedarf wie die oben beschriebenen verfügen über Leitwarten, die mit entsprechenden Kommunikationseinrichtungen ausgerüstet sind. Die Aufwendungen für eine möglicherweise notwendige Erweiterung der Kommunikationstechnik dürften gering sein, sowohl gemessen am Volumen der wirtschaftlichen Tätigkeit als auch gegenüber den wirtschaftlichen Vorteilen von Lastmanagementbetrieb, und von daher sollten sie nicht ins Gewicht fallen⁶².

4.1.3 Energiewirtschaftliche Chancen und Potenziale

Über die großen industriellen Stromverbraucher hinaus könnten aus technischer Sicht grundsätzlich auch kleinere Verbraucher Regelenergie für die Übertragungsnetze bereitstellen. Energiewirtschaftlich wären hier insbesondere Kühlungsprozesse interessant, da diese meistens in Systemen wie Kühlhäusern, Kühlräumen oder Kühlmöbeln eingesetzt sind, die eine vergleichsweise hohe Trägheit aufweisen. Die Erbringung von Regelenergie durch die Verschiebung der Nachkühlphasen kann hier zu sehr geringen Opportunitätskosten gelingen. Die Potenziale aus der Lastverlagerung von Kühlprozessen werden auf 325 MW in der Nahrungs- und Genussmittelindustrie, auf 400 MW im Lebensmitteleinzelhandel und auf 780 MW in Haushalten geschätzt.

⁶¹ Transmission Code (2003).

⁶² Diese Aussage könnte sich relativieren, wenn die Übertragungsnetzbetreiber jeweils die Anbindung durch Mietleitungen einfordern, deren Kosten so hoch sein könnten, dass sie eine Teilnahme am Regelenergiemarkt wirtschaftlich uninteressant machen.

4.1.4 Chancen und Potenziale durch die Informations- und Kommunikationstechnik

Auf dem Regelenergiemarkt bieten Informations- und Kommunikationstechnologien die so in der Vergangenheit nicht vorhandene Möglichkeit, auch kleinere und kleinste Anlagen wie etwa Windenergieparks, Solarenergieanlagen oder dezentrale Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen zur Erbringung von Regelenergie heranzuziehen. Diese müssen allerdings im Sinne von Smart Grids zuvor entweder durch Festnetz- oder Funknetz-basierte Lösungen telekommunikativ angeschlossen werden. Zur Realisierung ihres virtuellen Regelkraftwerks greift die Saar Energie AG z.B. auf unterschiedlichste Übertragungswege zu.⁶³ So wird auch Mobilfunktechnologie eingesetzt, um nicht an kabelgebundene Kommunikationsnetze angeschlossene dezentrale Anlagen einbeziehen zu können.

Für die Informationswirtschaft könnte sich im Regelenergiemarkt die Möglichkeit bieten, hochwertige Dienstleistungen bereitzustellen, die eine sichere Kommunikation zwischen Übertragungsnetzbetreibern, Anbietern von Regelenergie und den von ihnen koordinierten kleinen bis mittelgroßen Anlagen herstellen. Die dafür erforderlichen telekommunikativen Infrastrukturen stehen seit vielen Jahren zur Verfügung und die entsprechenden Dienste sind im Markt verfügbar.

4.1.5 Querschnittstechnologien und ITK am Beispiel Druckluft

Druckluft findet als Querschnittstechnologie in zahlreichen Branchen des verarbeitenden Gewerbes und in Handwerksbetrieben Anwendung. Der Einsatz von Druckluft bewegt sich im folgenden Spannungsfeld: Einerseits wird zur Arbeit ein gewisser Mindestluftdruck benötigt, der durch einen oder mehrere Kompressoren erzeugt wird, andererseits führt ein dauerhaft erzeugter Luftdruck unabhängig vom aktuellen Bedarf zu hohen Kosten. Die Vermutung liegt daher nahe, dass sich hier ein Einsparpotenzial bieten könnte. Neben der verbrauchsunabhängigen Erzeugung der Druckluft werden die Leckagen in Druckluftsystemen ebenfalls als eine Quelle von Verlusten im Druckluftsystem genannt⁶⁴. Die zeitnahe Erkennung und Behebung von Leckagen im Leitungssystem bietet hier ein signifikantes Effizienzpotenzial und damit auch ein Kosteneinsparpotenzial. Beide Potenziale zusammen bieten ein Einsparpotenzial von bis zu einem Drittel der ursprünglichen Kosten⁶⁵.

Informations- und Kommunikationstechnologien spielen eine wichtige Rolle dabei die aufgezeigten Einsparpotenziale realisieren. Über Messsensoren am Leitungsnetz können disaggregierte Daten in Echtzeit erfasst und automatisiert überwacht werden.

⁶³ Armbrüster, H. (2006).

⁶⁴ vgl. z.B. Schmid 2004, S. 199

⁶⁵ Vgl. <http://www.druckluft-effizient.de/presse/pressefruehstueck/pm-messkampagne-02-12-2003.doc>

Wenn Daten über den Druck im Leitungsnetz von mehreren Messstellen aus bereitgestellt werden, lassen sich Leckagen vergleichsweise schnell identifizieren und lokalisieren. Ebenso können diese Daten genutzt werden, um mittels geeigneter Regelalgorithmen die Druckluftbereitstellung der Kompressoren der tatsächlichen Nachfrage besser anzupassen.

Im Folgenden wird anhand von vier Fallbeispielen ein Überblick über die bereits am Markt verfügbaren Lösungen sowie deren Anbieter und Nachfrager gegeben. Die Beispiele wurden ausgewählt, weil die dargestellten Lösungen besonders deutlich den Bezug zur Informations- und Kommunikationstechnologie erkennen lassen, und erheben somit keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

4.1.5.1 Systemplan GmbH⁶⁶

Bei dem Ingenieurbüro Systemplan GmbH aus Durmersheim bei Karlsruhe handelt es sich um ein typisches Unternehmen der Gruppe der kleinen und mittleren Unternehmen. Es beschäftigt derzeit 11 Mitarbeiter. Die Systemplan GmbH beschreibt sich als ein Dienstleister für Nutzenergie mit einem Schwerpunkt auf den Bereich Druckluft. Neben Anlagenbau und Messtechnik bietet das Büro Unterstützung bei Planung und Finanzierung von Anlagen an.

Das Unternehmen bietet als ein Produkt "AIR.SYSTEM" an, das als messtechnische Komplettlösung bezeichnet wird, mit der Nutzenergiesysteme bilanziert und kontinuierlich überwacht werden können. Das System besteht aus Sensoren (beispielsweise für Luftdruck), deren Daten über eine so genannte "AIR.BOX" digital erfasst und ca. 10 mal in der Sekunde an einen PC weitergegeben werden. Pro "BOX" können 8 analoge und 8 digitale Sensoren angeschlossen werden. Der PC, der die Daten anschließend speichert und analysiert, wird über eine Kabelverbindung mit der "AIR.BOX" verbunden und kann (ohne Signalverstärkung) bis zu 200 Meter entfernt liegen. Ein Export der erhobenen Daten in Excel ist ebenso möglich wie der Zugriff über ein firmeneigenes Intranet bzw. mittels DFÜ-Verbindung von außerhalb.

Die oben diskutierten Potenziale bei der Aufspürung von Leckagen und nachfrageorientierten Druckluftbereitstellung werden als ein Nutzen des "AIR.SYSTEM" benannt, das in den Varianten "BASIC" und "MOBIL" angeboten wird. Es kann somit sowohl dauerhaft als auch durch Berater, Dienstleister oder Außendienstmitarbeiter temporär (beispielsweise zur erwähnten Leckagedetektion) eingesetzt werden.

⁶⁶ Vgl. <http://www.systemplangmbh.de/>

4.1.5.2 GASEX ⁶⁷

Die GASEX Technology GmbH wurde 1999 gegründet und hat ihren Sitz in Bremen. Außerdem unterhält sie Niederlassungen in Stuttgart, Essen und Sibiu (Rumänien). Die Firma ist nach eigenen Angaben spezialisiert auf die Ortung und Behebung von Leckagen sowie die Optimierung, Berechnung und Simulation von Druckluftanlagen. Als Leistungen bietet GASEX die Bestandsaufnahme, Optimierung und Wartung von Druckluftanlagen sowie Schulungen an.

Als aktuelle Leistung des Unternehmens bewirbt GASEX den "Air Commander". Dabei handelt es sich um eine programmierbare Druckluftanlagensteuerung für bis zu 16 Kompressoren. Die Steuerung soll dabei das Ein- und Ausschaltverhalten der Kompressoren optimieren und verfügt über einen "Energie-Sparmodus". Nach Angaben von GASEX sind für das System Erweiterungszubehör und Sensoren erhältlich. Ebenso ist nach Angaben des Anbieters bei Betriebsruhe eine Leckagenentdeckung durch das System möglich.

4.1.5.3 BOGE Kompressoren GmbH & Co. KG⁶⁸

Das Familienunternehmen BOGE Kompressoren wurde 1907 gegründet und hat seinen Sitz in Bielefeld. BOGE beschäftigt rund 500 Mitarbeiter. Das Unternehmen produziert Kolben-, Schrauben- und Turbokompressoren sowie Druckluftsystemlösungen. Außerdem bietet es den Service für die Produkte an.

Eine "Effizienzsteuerung für bis zu 16 Kompressoren" bietet BOGE unter der Bezeichnung "airtelligence" an, die auch für bestehende Anlagen eingesetzt werden kann. Das System kann einerseits zur Aufspürung möglicher Leckagen eingesetzt werden, andererseits optimiert es auch den Regelbetrieb der Druckluftversorgung, indem es den Bedarf an Druckluft prognostiziert und die Kompressorenleistung entsprechend anpasst.

Die Bedienung der Steuerung ist sowohl über Display direkt an der Druckluftanlage möglich als auch über den PC. Am Computer stehen verschiedene Visualisierungs- und Auswertungsmöglichkeiten zur Verfügung sowie die Möglichkeit der Überwachung durch Stör- und Warnmeldungen.

4.1.5.4 KAESER Kompressoren GmbH⁶⁹

Das Unternehmen, das sich selbst als "einer der weltweit führenden Anbieter von Drucklufttechnik" bezeichnet, hat seinen Sitz in Coburg, ist in 70 Ländern vertreten und

⁶⁷ Vgl. <http://www.gasex.de>

⁶⁸ Vgl. <http://www.boge.de>

⁶⁹ Vgl. <http://www.kaeser.de>

hat weltweit 3100 Konzernbeschäftigte, davon ca. 1700 in Deutschland. Neben Produkten zur Druckluftherzeugung bietet KAESER ebenso Dienstleistungen wie Analyse und Beratung sowie komplette Systemlösungen an.

Im Bereich der Steuerung von Druckluftanlagen ist zwischen den Produkten "SIGMA CONTROL" und "SIGMA AIR MANAGER" zu unterscheiden. "SIGMA CONTROL" ist eine Steuerung eines einzelnen Druckluftkompressors, während sich mit dem "SIGMA AIR MANAGER" bis zu 16 Kompressoren im Verbund steuern lassen. Letzterer bietet neben einer Bedieneinheit direkt an der Druckluftanlage ebenso die Steuerung und Visualisierung am PC sowie den Datenaustausch (beispielsweise mit dem Kundendienst) über eine Modemschnittstelle.

4.1.5.5 Bewertung der ITK-Beispiele im Bereich Druckluft

Grundsätzlich wird anhand der aufgezeigten Beispiele deutlich, dass das Angebot von IT-Lösungen bei Drucklufttechnik nicht auf Groß- oder Kleinunternehmen konzentriert ist, sondern sowohl von führenden Unternehmen am Markt als auch von kleineren Firmen der Branche der Steuerungs- und Messsysteme – auch im Zusammenhang mit Beratungsleistungen – angeboten wird. Die Angebote umfassen sowohl (Beratungs-) Dienstleistungen als auch als Produkt die Anlagensteuerungen selbst.

Die von den Unternehmen angegebenen Referenzen für ihre Produkte lassen auch den Schluss zu, dass die Nachfrage nach diesen Produkten nicht auf einzelne Branchen oder Unternehmen von bestimmter Größe konzentriert ist. Das internationale Engagement der Unternehmen lassen Chancen für den zunehmenden Absatz von assoziierten IT-Lösungen zu den Grundprodukten der Drucklufttechnik auch am Weltmarkt vermuten.

In technischer Hinsicht fällt zumindest auf, dass die gemeinsame Steuerung von bis zu 16 Kompressoren die Obergrenze der untersuchten Beispiele ist. Die angebotenen Systeme umfassen dabei reine Messdatenauswertung als auch kombinierte Leckagedetektion und Verbundsteuerung. Schnittstellen sind sowohl Bediendisplays direkt am Arbeitsplatz als auch PC- und Telekommunikationsanwendungen. Die Beschreibungen der Systeme zeigen, dass es sich dabei um von den jeweiligen Anbietern entwickelten bzw. von ihnen vermarkteten individuelle Lösungen handeln, die allenfalls nur begrenzt auf die Integration in ein weiter gefasstes Energiemanagementsystem ausgelegt sind. Es fehlen Hinweise auf offene Standards, so dass davon ausgegangen werden muss, dass es sich um proprietäre Standards handelt, die eine weitere Integration erschweren.

Mit Hinblick auf das Ziel, mittels „eEnergy“ die Effizienz des Energiesystems zu steigern, lässt sich folgern, dass vor allem FuE-Bedarf hinsichtlich der Schnittstellen und der Integration der Druckluftsysteme in höher aggregierende Energiemanagementsysteme bestehen dürfte.

4.2 Verteilnetzmanagement

4.2.1 Netzbetriebsführung

4.2.1.1 Energiewirtschaftliche Problemstellung

Durch zunehmende Einspeisung von dezentralen Kraftwerken muss in Zukunft damit gerechnet werden, dass die Qualität der Stromversorgung beeinträchtigt werden kann. Die Betriebsführung von Niederspannungsnetzen ist hierdurch vor neue Herausforderungen gestellt. So kann z.B. die dezentrale Einspeisung zu einer Spannungserhöhung in dem betreffenden Netzabschnitt beitragen. Wird hierbei der zulässige obere Spannungsgrenzwert überschritten, kann es zu Fehlfunktionen oder sogar Schäden an elektrischen Geräten von unbeteiligten Endverbrauchern kommen.

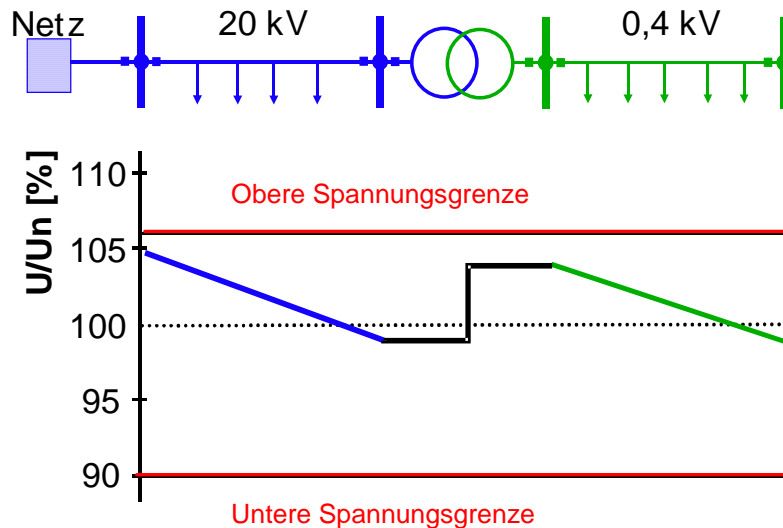
Auf der anderen Seite können durch eine intelligente Leistungselektronik auch von dezentralen Erzeugern Serviceleistungen für den Netzbetrieb bereitgestellt werden. Eine elektronisch gesteuerte Einstellung der Spannung an einem Ortsnetztransformator kann dazu beitragen, dass Spannungsgrenzwerte besser eingehalten und damit Schäden für Endverbraucher vermieden werden. Wechselrichter von Photovoltaikanlagen sind in der Lage, Blindleistungen und Verzerrungsleistungen zu kompensieren und zum Spannungserhalt beizutragen. Beide Möglichkeiten werden im Folgenden erläutert. Zum besseren Verständnis werden zunächst jedoch die elektrotechnischen Grundlagen der Netzbetriebsführung kurz umrissen.

4.2.1.2 Elektrotechnische Grundlagen

In einem Verteilnetz fällt die Spannung in der Richtung des Stromflusses ab. Die Höhe des Abfalls hängt einerseits von dem ohmschen Widerstand und der Induktivität der Leitung sowie andererseits vom durchfließenden Strom ab. Widerstand und Induktivität wiederum sind eine Funktion der Leitungslänge, dem Leiterquerschnitt, dem Leitermaterial sowie einigen anderen Faktoren. Letztere können in guter Näherung an dieser Stelle vernachlässigt werden. Die Leitungslänge ist durch die Netztopologie vorgegeben und kann nicht verändert werden. Es verbleiben als beeinflussbare Größen der Widerstand sowie die Induktivität. Es gilt die Faustformel: Je dicker die Leitung und je edler das Leitermaterial, desto weniger Widerstand und Induktivität weist sie auf; desto höher ist aber auch ihr Preis.

Um nun alle Verbraucher einer Leitung mit einer ausreichenden Spannung zu versorgen, wird am Transformator die Spannung am Beginn der Leitung etwas über dem Sollwert eingestellt. Diese Maßnahme veranschaulicht Abbildung 4-1.

Abbildung 4-1: Spannungsverlauf in einer Mittelspannungs- und Niederspannungsleitung mit Transformator



Quelle: Fraunhofer ISE

Demnach sinkt die Spannung entlang des Mittelspannungsnetzes (20 kV) bis zum Transformator. Dort wird sie auf das Niveau der Niederspannungsleitung (400 V) transformiert. Die Spannung am Beginn der Niederspannungsleitung beträgt dabei 102,5 % der Nennspannung um am Ende etwa 98 % zu erreichen.

Die zulässigen Grenzen für Spannungsabweichungen werden durch die internationalen Normen IEC 60038⁷⁰ und EN 50160⁷¹ vorgeschrieben. Beide Normen unterscheiden sich im zulässigen oberen Spannungsgrenzwert.⁷² Die IEC 60038 lässt bezogen auf die Nennspannung von 230 V eine Abweichung von + 6 % zu (243,8 V), während die EN 50160 + 10 % toleriert (253 V). In den kommenden Jahren soll eine Angleichung beider Grenzwerte erfolgen. Zurzeit gelten aber noch die unterschiedlichen Grenzwerte. In der Praxis wird daher der schärfere Grenzwert nach IEC 60038 angewendet.

Speisen nun dezentrale Erzeuger auf eine Niederspannungsleitung ein, können sich die Verhältnisse umkehren und der Strom fließt in Richtung Transformator. Die Spannung

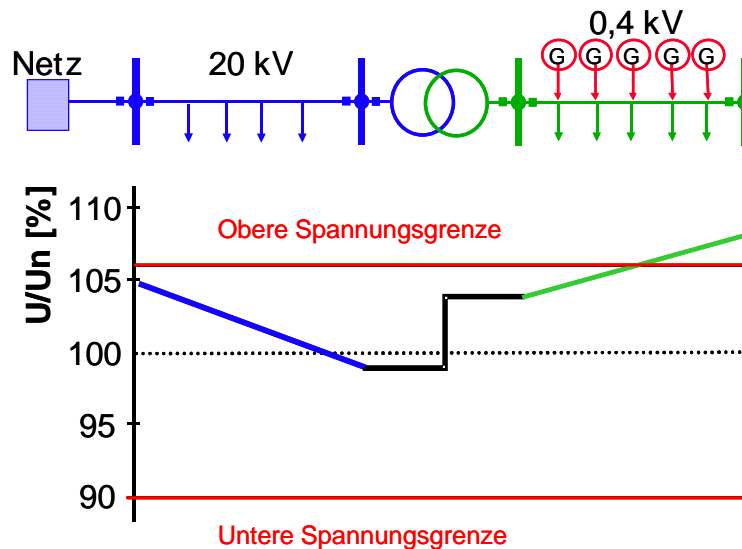
⁷⁰ IEC (2002).

⁷¹ DKE (2003).

⁷² Thoma, M. (2006).

steigt zum Leitungsende hin an und kann hierdurch die vorgeschriebene Spannungsobergrenze überschreiten. Dies verdeutlicht Abbildung 4-2.

Abbildung 4-2: Spannungsverlauf in einer Mittelspannungs- und Niederspannungsleitung mit Transformator und Generatoren



Quelle: Fraunhofer ISE

Das Problem der Spannungsanhebungen wird in der Praxis durch den Trend verstärkt, dass immer mehr und immer größere dezentrale Erzeuger insbesondere in ländlichen und damit tendenziell an eher „schwache“ Netze angeschlossen werden. Unter „schwachen“ Netzen versteht man Netze mit kleinem Leiterquerschnitt und somit geringer Stromtragfähigkeit sowie geringer Kurzschlussleistung.

In der Praxis führt dies dazu, dass schon relativ geringe dezentrale Einspeisung ausreicht, um die Spannung auf unzulässig hohe Werte anzuheben. Da aber der Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen und die Verpflichtung zur vorrangigen Aufnahme der gesamten erzeugten elektrischen Energie gesetzlich vorgeschrieben ist, bleibt dem Netzbetreiber zur Lösung dieses Problems bisher nur der kostenintensive Netzausbau, bei dem Leitungen mit größerem Querschnitt (und damit geringerer Impedanz) verlegt werden. Die Mehrkosten hierfür darf der Netzbetreiber über seine Netznutzungsentgelte auf alle Stromkunden umlegen. Somit wird die Allgemeinheit zur Finanzierung dieser Kosten herangezogen.

Gleichzeitig gibt es - gerade in ländlichen Gebieten – auch immer noch den umgekehrten Fall, dass hohe Lasten Spannungsabsenkungen bewirken, die zu unzulässig niedrigen Spannungen führen. Dieses Problem tritt vor allem in Netzen mit geringen Anschlussdichten und langen Leitungen auf. Hier ist ein Netzausbau aus Kostengründen oft nicht wirtschaftlich.

4.2.1.3 Möglichkeiten zur Spannungsanpassung

Lässt man die Option des teuren Netzausbaus außer Betracht, gibt es grundsätzlich folgende Möglichkeiten, um das Problem der unzulässig hohen bzw. niedrigen Spannungen zu lösen:

Im Fall von zu niedrigen Spannungen

- a) Lastabwurf oder Lastreduzierung

Im Fall von zu hohen Spannungen

- b) Abregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen
- c) Gezielte Blindleistungseinspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen

In beiden Fällen gibt es aber noch eine weitere Möglichkeit:

- d) Automatische Spannungsregelung am Ortsnetztransformator. Dabei wird je nach Situation im Netz (überwiegend Last / überwiegend Einspeisung) das Übersetzungsverhältnis von Mittelspannung zu Niederspannung am Transformator so angepasst, dass sich in jedem Punkt des Netzes eine Spannung innerhalb des zulässigen Toleranzbandes einstellt.

Alle oben genannten Verfahren haben den Vorteil, dass ein teurer Netzausbau verzögert oder sogar ganz vermieden wird und trotzdem den gesetzlichen Vorgaben zur vorrangigen Aufnahme der erzeugten elektrischen Energie aus erneuerbaren Energiequellen Genüge getan werden kann. Ansonsten ergeben sich folgende Vor- und Nachteile:

- a) Lastabwurf oder Lastreduzierung

Lastabwurf oder Lastreduzierung sind Möglichkeiten, die derzeit noch wenig aber künftig verstärkt in die Netzbetriebsführung einbezogen werden können.

b) Abregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen

Diese Variante ist nach dem novellierten EEG, das am 1. August 2004 in Kraft getreten ist, grundsätzlich möglich.⁷³ Aufgrund der hohen Windenergieeinspeisung im Norden Deutschlands wurde ein solches System bereits vom Stromnetzbetreiber E.ON Netz bei Windparks auf Hochspannungsebene realisiert. Im Jahr 2005 wurden die Windräder an etwa 40 windreichen Tagen für mehrere Stunden vom Netz genommen. Für 2006 werden sogar noch wesentlich mehr Abschaltungen prognostiziert. Das hat zum Teil gravierende Folgen für die wirtschaftliche Grundlage der Windparks. Mehrere Windparkbetreiber in Schleswig-Holstein haben daher nun Schadenersatzklagen gegen E.ON Netz eingereicht.

c) Gezielte Blindleistungseinspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen

Mittels gezielter Blindleistungseinspeisung kann bei gleich bleibender Wirkleistungseinspeisung ebenfalls die Spannung im Netz gesenkt werden. Da die Wirkleistungseinspeisung, die für die Berechnung der Vergütung nach EEG relevant ist, unverändert bleibt, ergeben sich für den Anlagenbetreiber keine finanziellen Nachteile. Allein die heute auf dem Markt befindlichen Erzeugungsanlagen sind technisch noch nicht für eine aktive Blindleistungseinspeisung ausgelegt. Technisch wäre diese Möglichkeit insbesondere bei mit Wechselrichter einspeisenden Anlagen vergleichsweise einfach zu realisieren und wird näher in Abschnitt 4.2.1.5 beschrieben.

d) Automatische Spannungsregelung am Ortsnetztransformator

Bisher ist eine automatische Spannungsregelung nur auf höheren Spannungsebenen üblich. Dafür werden so genannte mechanische „Stufensteller“ eingesetzt. Eine Anhebung auf Mittelspannungsebene berücksichtigt jedoch nicht die Verhältnisse in einzelnen Segmenten des Niederspannungsnetzes. Gerade dieser Aspekt ist aber von Bedeutung, da der Umfang der dezentralen Einspeisung in einzelnen Netzsegmenten sehr unterschiedlich und zeitlich variabel sein kann. Die automatische Spannungsregelung am Ortsnetztransformator hingegen kann sich an der aktuellen Last- und Einspeisesituation orientieren. Zudem bietet sie die Vorteile, dass keine Mess- oder Regelungstechnik an Einzelanlagen installiert werden muss und die Abregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen vermieden werden kann.

Abbildung 4-3 zeigt zur Illustration einen mechanischen Stufenschalter der Firma Maschinenfabrik Rheinhausen, der allerdings auf Hochspannungsebene eingesetzt wird.

⁷³ BMU (2004).

Abbildung 4-3: Mechanischer Stufenschalter für einen Hochspannungstransformator



Quelle: Maschinenfabrik Rheinhausen, Rheinhausen

4.2.1.4 FuE-Bedarf

Zur Anpassung der Ausgangsspannung an die Lastverhältnisse sind an den Wicklungen der Transformatoren in der Regel Anzapfungen zur Änderung des Übersetzungsverhältnisses vorgesehen. Bei heutigen Ortsnetztransformatoren sind drei Anzapfungen üblich, die die Nennspannung entweder um 2,5 % erhöhen, unverändert lassen oder um 2,5 % absenken. Diese befinden sich normalerweise auf der stromschwächeren Oberspannungsseite und können nur im stromlosen Zustand, d.h. nicht im laufenden

Betrieb, mittels eines manuell zu betätigenden Umstellers geschaltet werden⁷⁴. Daher werden die Umsteller in der Regel beim Einbau der Transformatoren justiert und ihre Stellung danach nicht mehr verändert. Bisher wurde dabei gewöhnlich ein höherer Spannungswert als 230 V gewählt, damit auch am entferntesten Netzausläufer – trotz Spannungsabfällen über den Leitungen - noch der zulässige untere Spannungsgrenzwert sicher eingehalten wird.

Ortsnetztransformatoren weisen damit bereits grundsätzlich die nötigen Anschlüsse auf, um anstatt des manuell zu bedienenden Umstellers nachträglich einen automatischen Stufensteller zu installieren. Ein Stufensteller auf Niederspannungsebene müsste aus baulichen Gründen und aus Kostengründen wesentlich kleiner und kompakter sein. Hierfür müssten entsprechende leistungselektronische Komponenten entwickelt werden. Für die Regelung eines automatischen Stufenstellers müssten weiterhin die jeweils aktuellen Spannungen insbesondere der kritischen Punkte im Netz erfasst und die Daten zur Ortsnetzstation übertragen werden. Hierfür bieten sich zwei Möglichkeiten an: Einrichtungen zur Netzüberwachung mit zugeordneten allpoligen Schaltern in Reihe (ENS) sowie elektronische Stromzähler.

Die ENS dient dazu, bei einer Netzstörung einer dezentralen Erzeugungsanlage im Niederspannungsnetz automatisch vom Netz zu trennen und ist in Deutschland weit verbreitet. Die Anforderungen an die ENS werden in Deutschland sowohl in den o.g. VDEW-Richtlinien⁷⁵ als auch in der Norm DIN VDE 0126⁷⁶ geregelt. Die Anschlussbedingungen der Netzbetreiber stellen dabei eine übergeordnete Vorgabe dar, die auf die VDE 0126 verweist.

Um einen Fehler im öffentlichen Netz detektieren zu können, misst die ENS kontinuierlich Spannung und Frequenz. Überschreiten die gemessenen Werte die voreingestellten Bereiche, wird die Erzeugungsanlage automatisch vom Netz getrennt. Das bedeutet, dass an allen dezentralen Erzeugungsanlagen mit ENS bereits Spannungsmesswerte vorliegen. Um die Daten auszulesen, müssten allerdings geeignete Schnittstellen entwickelt werden.

Eine andere Option sind elektronische Stromzähler mit Funktionen zur Überwachung der Power Quality (siehe Abschnitt 5.2). Über eine angeschlossene oder integrierte Kommunikationsschnittstelle können die Spannungswerte kontinuierlich ausgelesen werden. Diese Zähler sind im Vergleich zu früheren Lastgangzählern um ein Vielfaches günstiger und stellen somit ebenfalls eine interessante Option für die Messwerterfassung dar. Für die Datenübertragung kommen PLC, WLAN, GSM oder herkömmliche Telefonleitungen in Betracht.

⁷⁴ Janus, R. (1993)

⁷⁵ VDEW (1998), VDEW (2001a)

⁷⁶ VDE (2006a)

In Deutschland werden in der öffentlichen Stromversorgung etwa 600.000 Ortsnetztransformatoren betrieben. Aus Kostengründen ist es völlig unrealistisch, diese auszutauschen, um eine automatische Spannungsanpassung zu integrieren. Vorrangige Forschungsaufgabe ist es daher, einen Stufensteller für den nachträglichen Einbau zu entwickeln. Hierfür müssen die erforderliche Leistungselektronik sowie ein Kommunikationskonzept entwickelt werden, das mit ENS oder elektronischen Zählern die Spannungsregelung realisiert.

4.2.1.5 Systemdienstleistung durch Wechselrichter

4.2.1.5.1 Übersicht

Wechselrichter, mit deren Hilfe z. B. photovoltaischer Strom in das Netz eingespeist wird, sind prinzipiell in der Lage, verschiedene Systemdienstleistungen für die Netzbetriebsführung bereit zu stellen:

- Kompensation von Blindleistung im Netz
- Kompensation von Verzerrungsleistung
- Bereitstellung von Kurzschlussleistung
- Spannungshaltung an lokalen Netzknotenpunkten bzw. Netzausläufern
- Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV).

Diese Funktionen werden im Folgenden erläutert.

a) Kompensation von Blindleistungen im Netz

Wechselrichter können prinzipiell zur Blindleistungskompensation herangezogen werden. Ohne Strommessung im Netzanschlusspunkt kann der Wechselrichter allerdings nicht selbsttätig die erforderliche Blindleistung einstellen. Die einfachste Lösung, die auch teilweise in großtechnischen Anlagen realisiert wird, ist daher, eine Blindleistung fest einzustellen. Für eine variable Einspeisung, die z.B. durch den Netzbetreiber ferngesteuert werden kann, müssen geeignete Protokolle und Kommunikationsschnittstellen adaptiert bzw. entwickelt werden. Ferner muss ein Konzept erarbeitet werden, nach welchen Prioritäten Wirk- und Blindleistung ins Netz eingespeist werden. Beispielsweise steht nachts die volle Wechselrichterleistung für die aktive Filterung zur Verfügung. Bei Sonneneinstrahlung ist hingegen der Anteil der möglichen Blindleistung begrenzt, weil aufgrund der begrenzten Belastbarkeit der Leistungselektronik eine entsprechende Wirkleistung eingespeist werden muss. Hierzu müssen neue Auslegungskriterien für z. B. PV-Einspeisewechselrichter mit PQ-Funktionalität gefunden werden.

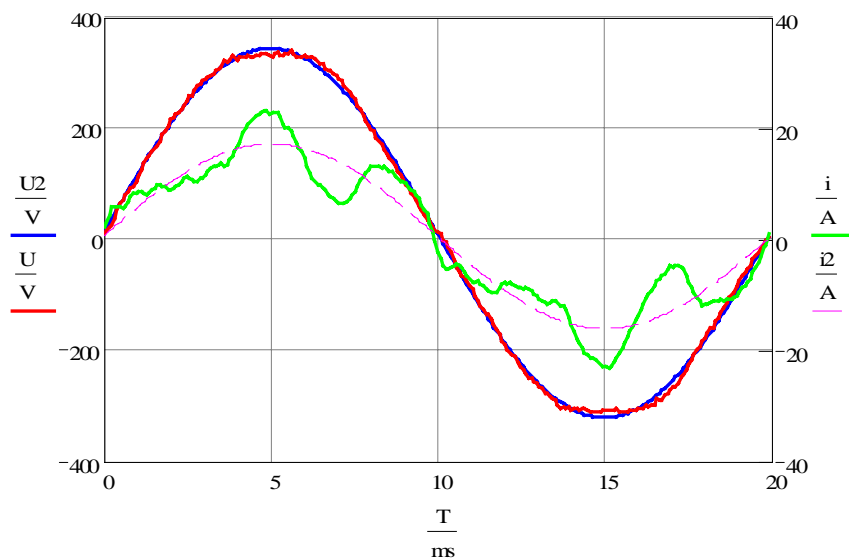
b) Kompensation von Verzerrungsleistungen

Durch die zunehmende Anzahl elektronischer Verbraucher im Netz steigt der Anteil von Oberschwingungen in der Spannung. Besonders Gleichrichterlasten ohne Leistungsfaktorkorrektur flachen die Netzspannung im Scheitel ab. Ebenfalls verzerrend wirken Phasenanschnittsteuerungen in Dimmern und Motorsteuerungen. Bei entsprechender Erweiterung der Elektronik können Wechselrichter auch Oberschwingungen filtern.

Die Netzbetreiber schreiben Erzeugern, die auf der Mittel- oder Hochspannungsebene einspeisen, heute bereits bestimmte PQ-Fähigkeiten vor. Dort herrschen auf Grund der wesentlich größeren Spannungstoleranzen jedoch andere Randbedingungen. Die Netzimpedanz ist dort bezogen auf die Erzeugerleistung ebenfalls höher. Eine PQ-Regelung im Niederspannungsbereich muss daher eine deutlich höhere Dynamik aufweisen.

In Abbildung 4-4 ist als Beispiel eine Kompensation der dritten und fünften Harmonischen dargestellt. Durch die Kompensation wird die durch Gleichrichterlasten verursachte typische Abflachung des Sinusverlaufs bereits deutlich reduziert.

Abbildung 4-4: Gleichzeitige Einspeisung und Kompensation von Oberschwingungen⁷⁷



Quelle: Fraunhofer ISE

⁷⁷ Die grüne Kurve zeigt den Verlauf des Einspeisestroms, mit dessen Hilfe die dritte und fünfte Harmonische kompensiert werden und die verzerrte Netzspannungskurve (rot) ihrem Idealwert (blau) angenähert wird.

c) Bereitstellung von Kurzschlussleistungen

Der Beitrag der PV-Wechselrichter zur Erhöhung der Kurzschlussleistung des Netzes - insbesondere an schwachen Netzausläufern - wurde bisher nicht ausreichend beachtet. Hier könnten die Wechselrichter das Netz bei Lastspitzen stützen, so dass auf kostspielige Ausbaumaßnahmen im Netz verzichtet werden kann. Als Ausgangsbasis könnten Vorschriften der Netzbetreiber für Erzeuger gelten, die ins Hoch- oder Höchstspannungsnetz einspeisen. Dort wird beispielsweise verlangt, im Kurzschlussfall für eine bestimmte Zeit weiter einzuspeisen, um Schutzorgane auslösen zu können und letztlich das Netz zu stabilisieren. Einspeiser kleiner Leistung im Niederspannungsnetz müssen hingegen derzeit bei Kurzschlüssen im Netz gemäß VDE 0126 unverzüglich abschalten – mit destabilisierender Wirkung!

Die Energie für die Aufrechterhaltung oder sogar Erhöhung des Stroms muss ein Kurzzeitspeicher (z. B. ein Doppelschichtkondensator) liefern. Zur Minimierung der erforderlichen Kapazität muss ein großer Spannungshub am Kondensator zugelassen werden, der entsprechende Anforderungen an die Regeldynamik stellt.

d) Spannungshaltung an lokalen Netzknotenpunkten bzw. Netzausläufern

Neben der automatischen Spannungsregelung am Transformator (siehe Abschnitt 4.2.1.3), gibt es alternativ die Möglichkeit, mittels einer Spannungsregelung am Wechselrichter das Problem der unzulässig hohen bzw. niedrigen Spannungen zu lösen. Dabei muss je nach Situation im Netz (überwiegend Last / überwiegend Einspeisung) die Ausgangsspannung bzw. die Blindleistungsbilanz am Wechselrichter so angepasst werden, dass sich am Anschlusspunkt des Netzes wieder eine Spannung innerhalb des zulässigen Spannungstoleranzbandes einstellt.

e) USV-Betrieb

Bei Netzausfall ist ein Wechselrichter prinzipiell in der Lage, ein Inselnetz aufzubauen und zu betreiben und damit wie unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV) zu arbeiten. Dadurch können wichtige elektrische Verbraucher wie z. B. Kommunikation, Beleuchtung, Heizungssteuerungen oder Kühlschränke weiter versorgt werden.

Ein Wechselrichter mit USV-Eigenschaften muss zwei grundsätzlich verschiedene Regelungsarten beherrschen und dabei möglichst unterbrechungsfrei zwischen beiden hin- und herschalten können. Im Netzparallelbetrieb, der den Normalfall darstellt, speist der Wechselrichter die vom Solargenerator gelieferte Leistung ins Stromnetz ein. Er arbeitet als Stromquelle. Der Arbeitspunkt des Solargenerators wird vom Wechselrichter auf maximale Leistungsabgabe (MPP) eingestellt. Gleichzeitig wird der Energiespeicher überwacht und bei Bedarf geladen. Die Netzgrößen werden permanent überwacht, um die angeschlossenen Verbraucher bei Netzausfall möglichst verzögerungsfrei vom Netz zu trennen und diese dann im Inselbetrieb weiter versorgen zu können.

Im Inselbetrieb bildet der Wechselrichter zusammen mit dem Energiespeicher und den angeschlossenen Verbrauchern ein eigenes Netz. Hierfür benötigt er einen Energiespeicher mit einer Kapazität bis zu mehreren zehn kWh, wofür typischerweise ein Bleiakkumulator zum Einsatz kommt. Spannung und Frequenz müssen geregelt werden, nicht von den Verbrauchern benötigte PV-Energie wird in die Batterie geladen. Gleichzeitig wird der Zustand des öffentlichen Netzes überwacht, damit bei Netzwiederkehr nach einer Synchronisationsphase wieder in den Netzparallelbetrieb gewechselt werden kann. Im Inselbetrieb sollte der Wechselrichter kurzzeitig mit mehrfacher Nennleistung überlastbar sein, um bei Kurzschluss die in der üblichen Installationstechnik verwendeten Sicherungsorgane auslösen zu können. Darüber hinaus müssen verschiedenste Lasten versorgt werden können, z. B. induktive und kapazitive Verbraucher, anlaufende Maschinen, Phasenanschnittsteuerungen oder Halbwellenlasten. Im Inselbetrieb muss ebenso wie im Netzparallelbetrieb der Punkt maximaler Leistung am PV-Generator eingestellt werden, sofern die Batterie nicht vollständig geladen ist und die Verbraucherleistung nicht geringer ist.

4.2.1.5.2 Marktsituation und Stand der Technik

Wechselrichter zur Netzeinspeisung von photovoltaisch erzeugtem Strom zählen zum Stand der Technik. In Deutschland gibt es bereits mehrere Hersteller am Markt (siehe Tabelle 1). Die SMA Technologie AG als Marktführer produziert nach eigenen Angaben inzwischen rund 100.000 Wechselrichter pro Jahr. Deutschlandweit stand Ende 2005 eine Produktionskapazität von nahezu 1000 MW zur Verfügung; die Gesamtproduktion lag 2005 bei ca. 580 MW.⁷⁸

Tabelle 4-1: Firmen mit Produktion von Wechselrichtern in Deutschland

Firma	Sitz	Bemerkung
ACE Ingenieur GmbH	51647 Gummersbach	Zentralwechselrichter
Aixcon Elektrotechnik GmbH	5222 Stolberg	Stringwechselrichter, Zentralwechselrichter
Conergy AG	20537 Hamburg	Stringwechselrichter, Zentralwechselrichter
Diehl Controls	88239 Wangen im Allgäu	Wechselrichter bis 4,6 kW
Dorf Müller Solaranlagen GmbH	71394 Kernen	Kleine Wechselrichter, Modulwechselrichter
FEG mbH	99610 Sömmerda	Inselwechselrichter, netzgekoppelte Wechselrichter, auch Systeme zur Notstromversorgung
G & H Elektronik GmbH	94127 Neuburg	Wechselrichter bis 3 kW
KACO Gerätetechnik GmbH	74172 Neckarsulm	Netzgekoppelte Wechselrichter bis 30 kW
Kostal Industrie-Elektrik GmbH	58099 Hagen	OEM-Anbieter von Wechselrichtern

⁷⁸ Witt, A. (2006).

Firma	Sitz	Bemerkung
Oelmaier Industrieelektronik GmbH	88416 Ochsenhausen	Wechselrichter bis 5 kW
Pairan Elektronik GmbH	37079 Göttingen	Wechselrichter bis 5 kW
RES GmbH	07318 Saalfeld	Modulares Wechselrichtersystem
SIEMENS AG	90766 Fürth	Stringwechselrichter, Zentralwechselrichter
SMA Technologie AG	34266 Niestetal	Stringwechselrichter, Zentralwechselrichter, Inselwechselrichter
Solar Konzept GmbH	51427 Bergisch Gladbach	Wechselrichter von 1 kW bis 2 MW
Solutronik GmbH	72663 Großbettlingen	Wechselrichter bis 30 kW
Steca GmbH	87700 Memmingen	Netzgekoppelte Wechselrichter, Inselwechselrichter
Sunways	78467 Konstanz	Wechselrichter bis 30 kW
Würth Solergy GmbH & Co. KG	71672 Marbach	Netzgekoppelte Wechselrichter, Inselwechselrichter

Quelle: Witt (2006)

Bei Zentralwechselrichtern wird der komplette PV-Generator an einen zentralen Wechselrichter angeschlossen. Von Vorteil sind hier z. B. die geringen leistungsspezifischen Kosten. Beim Einsatz von Stringwechselrichtern wird der PV-Generator in einzelne Abschnitte (Strings) aufgeteilt. Jeder String wird über einen eigenen Wechselrichter an das Netz angeschlossen. Damit können z. B. Ertragsminderungen, die durch Fertigungsstreuungen oder unterschiedliche Verschattungen der Solarmodule entstehen, reduziert werden. Inselwechselrichter werden in isolierten vom öffentlichen Stromnetz unabhängigen Systemen eingesetzt und bilden ein eigenes Netz.

PV-Wechselrichter mit USV-Funktion sind nicht in Stückzahlen am Markt erhältlich. Das große Angebot an ausschließlich batteriegestützten USV-Anlagen zeigt andererseits den hohen Bedarf an einer redundanten Stromversorgung. Auf Grund häufiger werdender Netzausfälle (siehe z. B. Ausfall im Münsterland 2005) steigen die Anfragen von Kunden nach PV-Anlagen mit integrierter Notstromversorgung.

4.2.1.5.3 FuE-Bedarf

Der Einsatz vieler verteilter Wechselrichter als PQ -Einheiten im Niederspannungsnetz zur Verbesserung der Netzspannungsqualität stellt eine neue technische Herausforderung dar. PV-Wechselrichter besitzen heute meist eine schnelle digitale Regelung. Damit sind sie prinzipiell in der Lage, nicht nur einen sinusförmigen Strom ins Netz einzuspeisen, sondern zusätzlich die Kurvenform der Netzspannung durch die gezielte Einspeisung harmonischer Oberschwingungen zu verbessern. Dies muss jedoch eng mit den Energieversorgern abgestimmt werden, damit mögliche Resonanzen im Netz nicht angeregt werden und die Stabilität des Netzes tatsächlich erhöht und nicht vermindert wird. In enger Abstimmung mit den Energieversorgern muss festgelegt werden, wie

stark Blindleistung, Verzerrungsleistung oder Phasenasymmetrien kompensiert werden sollen.

Die Herausforderung bei der Entwicklung neuer Schaltungskonzepte besteht einerseits in der Entwicklung einer neuen Hardware, die in der Lage ist, alle Funktionen parallel auszuführen und andererseits in der Entwicklung einer schnellen digitalen Regelung, die einen stabilen Betrieb gewährleistet und die gewünschten Sollwerte schnell und sicher einregelt.

Entscheidend für die Netzstabilisierung durch Wechselrichter ist, dass diese Netzfehler schnell und dabei sicher erkennen und korrekt darauf reagieren. Während die heute üblichen Verfahren und Toleranzen zur Netzfehlerdiagnose zu häufigen Fehlabschaltungen führen, hängt die Stabilität eines Netzes mit hohem Anteil dezentral eingespeister Energie entscheidend davon ab, wie sicher die PQ-Wechselrichter arbeiten. Auch deren gegenseitige Beeinflussung spielt eine wichtige Rolle und muss so weit wie möglich vermieden werden.

Die Erhöhung der Kurzschlussleistung im Netz setzt bei den PQ-Wechselrichtern eine Überlastbarkeit voraus, die allerdings klar bestimmbar sein muss. Im Inselbetrieb müssen Maschinen sicher anlaufen, hohe Einschaltströme von Glühlampen beherrscht und ebenso bei Kurzschlüssen entsprechende Ströme zum Auslösen von Sicherungselementen bereit gestellt werden. Diese Anforderungen müssen bei der Auswahl der Leistungshalbleiter, der thermischen Auslegung, der Regelungsdynamik und der Auslegung der Sicherheitsmechanismen zum Schutz des Wechselrichters selbst berücksichtigt werden. Die Bereitstellung von Kurzschlussleistung durch einen Kurzzeitspeicher im netzgekoppelten Betrieb ist wirtschaftlich nur machbar, wenn ein großer Spannungsbereich durchfahren werden kann. Dazu sind bidirektionale DC/DC-Wandler notwendig.

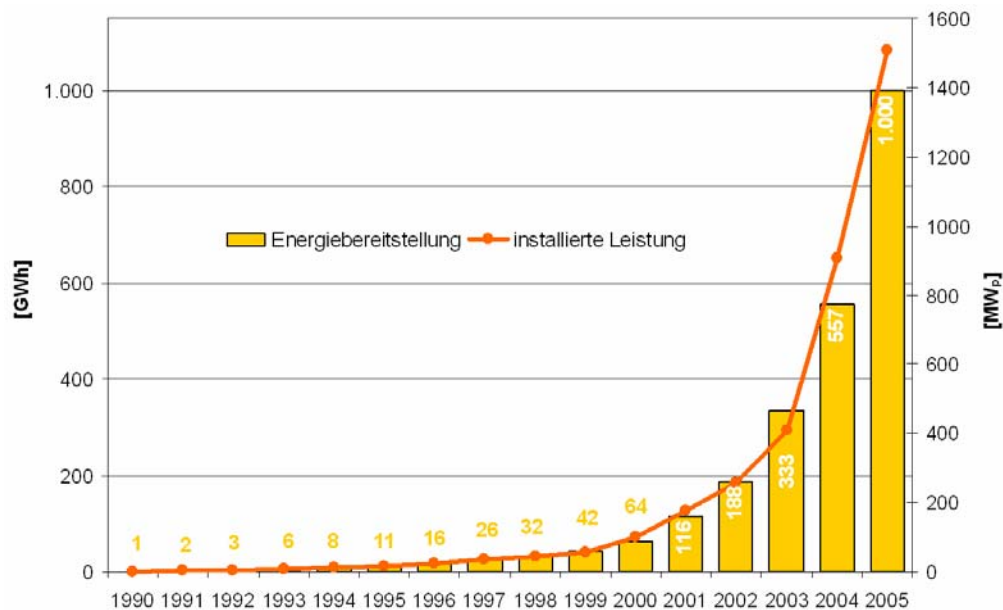
Die Wirtschaftlichkeit von Wechselrichtern mit USV-Funktion hängt stark von der Batterielebensdauer ab. Üblicherweise müssen Batteriesätze in USV-Systemen während der Systemlebensdauer mehrfach ausgewechselt werden und schlagen daher überproportional zu Buche. Durch eine geeignete Batteriebetriebsführung muss die Häufigkeit der erforderlichen Batteriewechsel minimiert werden.

Während Verzerrungen in der Netzspannung, Phasenasymmetrien oder Kurzschlüsse vom Wechselrichter selbst kommunikationslos erkannt werden können und damit die Regelung stabilisierend eingreifen kann, kann die korrekte Vorgabe für die Blindleistungsbereitstellung nur von einer übergeordneten Netzregelung erzeugt werden. Hierfür muss ein Kommunikationsstandard etabliert werden, der dem Netzbetreiber eine kontinuierliche Vorgabemöglichkeit für den PQ-Wechselrichter zur Verfügung stellt. Eine Kommunikationsinfrastruktur ist erforderlich, die eine sehr schnelle Echtzeitkommunikation erlaubt.

Das Potenzial für diese Netzsystemdienstleistungen hängt von der weiteren Entwicklung des PV-Marktes ab. Da eine Nachrüstung von Wechselrichtern zunächst ökonomisch

misch als nicht rentabel erscheint, kommen nur neu installierte Anlagen in Betracht. Allein im Jahr 2005 wurde eine Leistung in Höhe von 600 MW installiert und die kumulierte Leistung aller PV-Anlagen betrug etwa 1,5 GW. Da prinzipiell jeder PV-Wechselrichter zur Netzstabilität beitragen kann, steht theoretisch dieses Potenzial zur Verfügung.

Abbildung 4-5: Installierte Leistung von Photovoltaikanlagen



Quelle: BMU (2006)

4.3 Verteilte Erzeugung

Verteilte Erzeugung ist ein Begriff, der in der Energiewirtschaft nicht völlig einheitlich verwendet wird. Einerseits werden hiermit häufig die dezentral einspeisenden Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien bezeichnet. Andererseits wird der Begriff auch für die gesteuerte dezentrale Stromerzeugung in kleinen Anlagen, insbesondere KWK-Anlagen, verwendet. In der folgenden Betrachtung des Zwischenberichts wird die Rolle der Windenergie mit Schwerpunkt der informationswirtschaftlichen Potenziale und Chancen untersucht.

4.3.1 Energiewirtschaftliche und energietechnische Ausgangslage

4.3.1.1 Windenergie

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen hat sich in den 1990'er Jahren mit sehr großer Dynamik entwickelt. Beginnend mit der Förderung der Windenergie durch das 250 MW-Wind Programm legte das Stromeinspeisegesetz aus dem Jahre 1991 die Basis für ein anhaltendes Wachstum im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung. Mit der Verpflichtung der Netzbetreiber, Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen und zu vergüten (Abnahme- und Vergütungspflicht), wurden die notwendigen stabilen Ausgangsbedingungen für Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien geschaffen. Nach dem Stromeinspeisegesetz lag die Vergütung Anfang der 1990er Jahre technologieabhängig bei 80 % bis 90 % des Endkundenpreises.

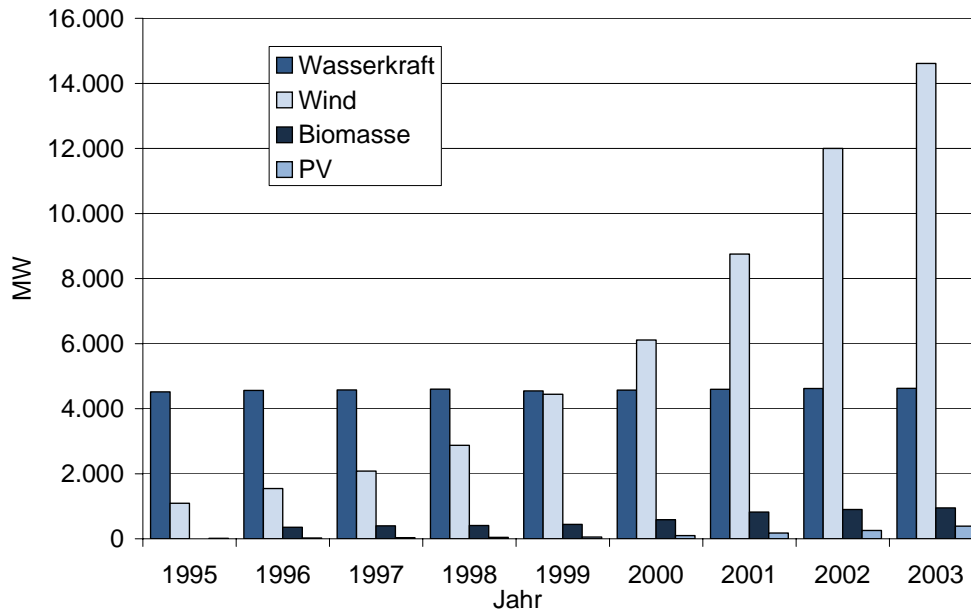
Betrachtet man die Entwicklung der installierten Anlagenleistung zeigt sich, dass vor allem die Nutzung der Windenergie von den neuen Rahmenbedingungen profitierte. Mit einer installierten Leistung von 18,43 GW Ende 2005⁷⁹ trägt die Windenergie inzwischen einen signifikanten Beitrag zur Stromerzeugung bei. Mit dem starken Wachstum der installierten Leistung der Windenergieanlagen trat in einigen Netzregionen der Fall ein, dass die Höchstmenge der Abnahmeverpflichtung des höchsten Netzbetreibers erreicht wurde, die im Stromeinspeisegesetz festgelegt war und bei max. 5 % des Gesamtstromverbrauchs lag. Dieser Umstand führte z.T. regional zu einer Begrenzung des Wachstums der Windenergie. Die Limitierung der Abnahmeverpflichtung wurde 1998 mit der Novellierung des Stromeinspeisegesetzes aufgehoben⁸⁰.

Mit der Verabschiedung des Gesetzes zur Förderung Erneuerbarer Energien im Jahr 2000 erhielt die Entwicklung der Erneuerbaren Energien und insbesondere der Windenergie einen weiteren Schub. Wichtige Neuerungen des EEG gegenüber dem Stromeinspeisegesetz waren die technologiedifferenzierten Einspeisungsvergütungen, die jährliche Degression der Vergütungssätze für Neuanlagen bestimmter Technologien und die Neuregelung der Kostenumwälzung mit einem Ausgleich unter den Netzbetreibern. Im Jahr 2004 wurde das EEG überarbeitet. Dabei wurden bestimmte Vergütungssätze angepasst und das Konzept der degressiven Vergütungssätze für Neuanlagen auf weitere Technologien ausgeweitet.

⁷⁹ Ender, C. (2006).

⁸⁰ Laubner, V., Metz, L. (2004).

Abbildung 4-6: Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien



Quelle: Fraunhofer ISI auf Basis von Daten des BMWi (2004)

4.3.1.2 Kleine KWK und Mikro-KWK

Neben den konventionellen Konzepten der zentralen Stromerzeugung hauptsächlich in großen Kraftwerken, wird seit geraumer Zeit auch die Idee der verteilten Erzeugung in kleinen und kleinsten Kraft-Wärmekopplungsanlagen diskutiert⁸¹. Die in diese Richtung zielenden Konzepte werden häufig auch als „virtuelles Kraftwerk“ bezeichnet. Dieser Begriff spiegelt die Erwartung wider, dass durch die informationstechnische Verknüpfung vieler kleiner Erzeugungseinheiten die Kraftwerksleistung und das Arbeitsvermögen eines großen herkömmlichen Kraftwerks am Elektrizitätsmarkt geschaffen werden könnte. Konzepte der verteilten Erzeugung könnten aber auch durch Marktmechanismen realisiert werden, bei denen mit kurzfristigen innertägigen Handelsperioden Bilanzabweichungen ausgeglichen werden.

⁸¹ Der Hauptunterschied der verteilten Erzeugung zum herkömmlichen Einsatz von KWK-Anlagen, die in der Regel vor allem wärmebedarfsgeführt gefahren werden, liegt darin, dass hier die Fahrweise aus dem Bedarf des Strommarktes bzw. des Regelenergiemarktes abgeleitet wird.

Bei der Plänen zur Realisierung von virtuellen Kraftwerken spielen Brennstoffzellen eine wichtige Rolle, da sie eine Reihe von technischen Eigenschaften aufweisen, die sie für die Zusammenschaltung zu einem virtuellen Kraftwerk geeignet erscheinen lassen. Zunächst einmal handelt es sich um eine modulare und skalierbare Technologie, die auch in kleinen Einheiten konstruiert und mit hohen Wirkungsgraden betrieben werden kann. Darüber hinaus weisen sie eine hohe Stromkennzahl auf und könnten damit auch in der Nutzung als KWK-Anlagen einen signifikanten Beitrag zur Stromerzeugung leisten⁸².

Für den Betrieb als virtuelles Kraftwerk fällt weiter ins Gewicht, dass Brennstoffzellen im Allgemeinen hohe Lastwechselgeschwindigkeiten zulassen und damit nicht nur im Grundlastbetrieb, sondern auch in der Mittel- und Spitzenlast betrieben werden können. Genauso könnten solche kleinen Brennstoffzellen-KWKs Systemdienstleistungen bereitstellen. Neben der Aufzählung der Potenziale dürfen naturgemäß die Hindernisse und Schwierigkeiten nicht verschwiegen werden. Brennstoffzellen befinden sich bisher noch im Pilotstadium und es gibt noch keinen Massenmarkt für diese Technologie. Auf technischer Seite bestehen beispielsweise Herausforderungen in der Reduktion der heute noch eingesetzten Mengen an Platinkatalysatoren, im Verhindern von Degradationserscheinungen der Stacks und in der Reduktion der sehr hohen spezifischen Technologiekosten⁸³.

Auch wenn die Brennstoffzellentechnologie noch technische Hürden zu überwinden hat, werden in der Literatur weiterhin Szenarien diskutiert, die den möglichen Markteintritt dieser Technologien beschreiben. In der Literatur⁸⁴ wird ein Szenario als plausibles Pfad gewertet, bei dem von einem Markteintritt ab 2010 ausgegangen wird und ein ähnlicher Penetrationspfad wie der von Brennstoffkesseln im Heizungsmarkt angenommen wird⁸⁵. Unter diesen Annahmen werden bis 2030 1,8 Millionen Geräte am Markt erwartet. Unter den Annahmen eines „Maximalszenarios“ wird schon um 2020 diese Durchdringung erreicht und bis 2030 eine Durchdringung von 5,5 Millionen Geräten. Bei beiden Pfaden würde sich, was die informationstechnische Anbindung angeht, ein Massenmarkt entwickeln, allerdings in einem Zeithorizont, der über dem in der Informationswirtschaft üblichen Betrachtungszeitraum liegt.

4.3.2 Stand der ITK im Bereich der Windenergie

Bei der fluktuierenden Einspeisung der Windenergie spielt die zeitnahe, detaillierte und genaue Kenntnis der Einspeisemenge eine wichtige Rolle für die Übertragungsnetz-

⁸² An dieser Stelle sei auf den Intra-Day Markt hingewiesen, über den die großen Akteure des deutschen Strommarkts bereits heute Bilanzabweichungen mit einem Vorlauf von 1 bis 4 Stunden handeln. Allerdings ist dieser Markt als reiner OTC-Markt nicht transparent.

⁸³ vgl. z.B. Bradke, H. et al. (2006).

⁸⁴ Sander, K. et al. (2004).

⁸⁵ Kramer, T. (2001).

betreiber, um sie in die Lage zu versetzen, die Netze sicher zu fahren, sinnvoll auszulasten und den Bedarf und Einsatz von Regelenergie zu planen. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die Messung aller Anlagen in einem Versorgungsgebiet das genaueste Verfahren zur Unterstützung der Systemführung und die beste Grundlage zur Bereitstellung von Daten für die Einspeiseprognose ist. Dem Informationsbedarf der Netzbetreiber steht jedoch die große Anzahl an Windenergieanlagen gegenüber, die zwar meist in Windparks zusammengefasst sind, sich dennoch über ganz Deutschland verteilen und damit nur unter großem Aufwand zu erfassen sind.

Wegen des hohen Aufwandes einer Totalerfassung aller Windenergieanlagen beschaffen sich die Übertragungsnetzbetreiber realzeitliche Informationen über ein Onlineerfassungssystem, das auf der Messung einer Stichprobe von Windenergieanlagen beruht. Gleichzeitig werden Prognoseverfahren eingesetzt, um das in kurzfristiger Zukunft zu erwartende Leistungsangebot an Windenergie abzuschätzen. Mit Hilfe der Online-Erfassung und der Prognose optimieren die Übertragungsnetzbetreiber nicht nur die Fahrweise ihres jeweiligen Netzes, sondern erfüllen auch die Verpflichtungen aus dem Erneuerbare Energien Gesetz, die Einspeisung erneuerbarer Energien unverzüglich unter den Übertragungsnetzbetreibern auszugleichen (§ 14 EEG).

Das derzeit von den Übertragungsnetzbetreibern verwendete Online-Erfassungsmodell wurde vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) an der Universität Kassel entwickelt. Es basiert auf der Messung der Leistung von wenigen ausgewählten Windenergieanlagen bzw. Windparks. Das Messstellennetz wurde bestimmt, indem historische Windeinspeisedaten aus Messprogrammen analysiert wurden. Mit Stand Juni 2005 wurde die Leistungsmessung für das Online-Modell an 111 repräsentativen Windparks durchgeführt (vgl. Tabelle 4-2).⁸⁶ Die Daten aus dem Online-Erfassungssystem werden von einem Modellalgorithmus (basierend auf künstlichen neuronalen Netzen⁸⁷) verarbeitet und als Ergebnis werden für die Übertragungsnetzbetreiber realzeitliche Werte über die Windleistung generiert. Diese Ergebnisse werden ex post mit weiteren Messwerten abgeglichen um die Güte des Online-Modells zu verbessern.

Tabelle 4-2: Messstellen des Online-Erfassungssystems für Windenergie des ISET

	Anzahl der Stationen	Leistungsabdeckung der Messung	Anteil der Abdeckung
E.ON Netz	69	2356 MW	33,2 %
VE-T	17	725 MW	11,4 %
RWE	16	461 MW	15,2 %
EnBW	7	108 MW	41,3 %
Summe	111	3650 MW	21,8 %

Quelle: Daten aus Schlögl (2005)

⁸⁶ Schlögl, F. (2005).

⁸⁷ vgl. z.B. Rohrig, K. (2005).

Die Daten des Online-Modells werden nicht nur an die Übertragungsnetzbetreiber geliefert, sondern dienen auch als Eingangsgröße für das Prognosemodell der Windeinspeisung. Neben den Informationen aus dem Online-Modell gehen Wetterdaten und Wetterprognosen des Deutschen Wetterdienstes in das Prognosemodell ein. Das Modell liefert Windleistungsprognosen sowohl für einen 72-Stunden Zeithorizont als auch für einen Kurzzeithorizont. Ebenso wie im Online-Modell werden Rechenverfahren basierend auf künstlichen neuronalen Netzen verwendet, die mit historischen Wetterdaten und korrelierten Windleistungsdaten trainiert werden. Mit der Verwendung von aktuellen, gemessenen Windleistungsdaten aus dem Online-Modell erreicht das Prognosemodell größere Genauigkeiten als bei einer reinen Verwendung von Wetterdaten, die nur zwei mal täglich aktualisiert werden.

4.3.3 Chancen und Potenziale

4.3.3.1 Windenergie

Mit den heute vorhandenen Verfahren der Online-Modellierung und der Prognose lassen sich Genauigkeiten von 96 % für die 4-Stunden-Prognose und von 94 % für die Folgetagsprognose erreichen⁸⁸. Die Erhöhung der Messstellenanzahl, d.h. die reale Online-Messung von mehr Windparks mit dem Ziel, die Prognosegüte zu verbessern, könnte damit nur eine inkrementelle Verbesserung des Systems bewirken. Dementsprechend wären bei dieser statischen Betrachtung die wirtschaftlichen Chancen für den Einsatz von Informationstechnologien auf den Nutzen dieser inkrementellen Verbesserung beschränkt. Angesichts des erwarteten weiteren Ausbaus von Windenergieanlagen auch im Offshore Bereich und der Pläne, die Integration der Windenergie in das Netz zu verbessern, ist jedoch ein größerer Bedarf an Informations- und Kommunikationstechnik zu erwarten als es der Status Quo erscheinen lässt.

Aus den energiewirtschaftlich interessanten Optionen wie der Bereitstellung von garantierter Leistung durch Windenergie, der Bereitstellung von Regelleistung durch Windenergie durch angedrosselte Fahrweise, der netzknotenscharfen Erfassung und Prognose sowie des Cluster-Managements von Windparks könnte ein neuer Bedarf an informationstechnischer Vernetzung entstehen, der weit über die heute übliche Dichte von wenigen Stichproben hinausgeht. Beispielsweise machen Ansätze wie die Bereitstellung von Regelleistung durch Windparks eine bidirektionale Online-Verbindung aller teilnehmenden Anlagen zu einem Leitstand notwendig, um die realzeitlich unter gegebenen Windbedingungen bereitstellbare Regelleistungsleistung kennen zu können und um sie bei Bedarf durch entsprechende Steuerbefehle auch abrufen zu können.

⁸⁸ Schlögl, F. (2005).

Es ist ebenfalls darauf hinzuweisen, dass auch der VDE in seiner Studie zur Versorgungsqualität einen dringenden Bedarf an einer besseren informationstechnischen Erfassung und Anbindung der Windenergieanlagen sieht⁸⁹. Nach Ansicht der Autoren dieser Studie ergibt sich diese Notwendigkeit allerdings weniger aus der Möglichkeit Effizienzpotenziale auszuschöpfen, sondern vielmehr aus der Gefahr, dass ein zuverlässiger Netzbetrieb nicht mehr darstellbar sein könnte.

Letztlich kann das maximale informationswirtschaftliche Potenzial im Bereich Windenergie als die Online-Vernetzung aller Windturbinen (mit Ausnahme von Kleinstanlagen) mit der realzeitliche Auswertung der erhobenen Daten und der sachgerechten Übermittlung an die zuständigen Akteure charakterisiert werden. Ende 2005 waren insgesamt rund 18 400 Anlagen in Betrieb. Auch wenn in Zukunft noch eine deutliche Zunahme der installierten Leistung zu erwarten ist, wird die Anzahl der Anlagen langsamer zunehmen, da die spezifische Leistung der installierten Anlagen wächst.

Das wirtschaftliche Potenzial für die Informationswirtschaft liegt daher nicht in einem Massengeschäft, sondern vielmehr in der effizienten Anbindung von verstreuten Anlagen. Insbesondere beim zu erwartenden Ausbau der Windenergie im Offshore-Bereich ist dabei ein höherer Bedarf an Automatisierung und IuK-Dienstleistungen zu erwarten, da Wartungsarbeiten durch Personal dort um ein Vielfaches teurer sind.

Über die reine Erfassung von Zustandsdaten hinaus gibt es viele Möglichkeiten, diese zu verarbeiten. Allein die Interessen der verschiedenen Akteure werfen ein Schlaglicht auf die dort bestehenden Optionen. Während die Netzbetreiber an einer (strom-) netztopologisch scharfen, realzeitlichen Aggregation der Windleistung und einer gleichartig aufgelösten Prognose interessiert sind, sind beispielsweise Anlagenbetreiber und Hersteller auch stark an Informationen zu Ausfällen einzelner Anlagen und, so weit möglich, deren Ursache interessiert. Darüber hinaus ergibt sich aus der Vielzahl der Akteure einerseits ein Bedarf nach Standardisierung von Informationen und andererseits auch die Notwendigkeit, Anforderungen der Geheimhaltung und Datenintegrität zu wahren. Es besteht demnach ein mehrseitiges Interesse an der telekommunikativen Integration von Windenergieerzeugungsanlagen, wobei Mobilfunk-basierte Lösungen insbesondere im Offshore-Bereich einen wichtigen Beitrag leisten können.

Prinzipiell wäre ebenso wie bei Windenergieanlagen auch eine Anbindung von PV-Anlagen über bidirektionale Kommunikationseinrichtungen an das Netzmanagement denkbar. Einerseits wären die Herausforderungen aber auch die Chancen auf der ITK-Seite aufgrund der deutlich größeren Anzahl an PV-Anlagen signifikant höher. Andererseits ist davon auszugehen, dass das energiewirtschaftliche Effizienzpotenzial bei PV-Anlagen wegen der um mehr als eine Größenordnung geringeren installierten Leistung deutlich kleiner ist. Hinzu kommt, dass jegliche Maßnahme, PV-Anlagen nicht nach dem Dargebot der Solarstrahlung zu fahren, gegenüber der hohen Einspeisvergütung

⁸⁹ VDE (2006b).

für diese Technologie wirtschaftlich sein müsste. Die wirtschaftlichen Chancen für die Implementierung von Online-Erfassungs- und Prognosesystemen für PV-Anlagen würde vielmehr aus der Möglichkeit resultieren, die PV-Erzeugung in die Fahrpläne der Netzbetreiber aufzunehmen und damit den Prognosefehler für die Erneuerbaren Energien insgesamt zu senken. Der zu erwartende Minderbedarf an Regelenergie würde dabei den wirtschaftlichen Rahmen für die Implementierung solch eines Erfassungs- und Prognosesystems darstellen.

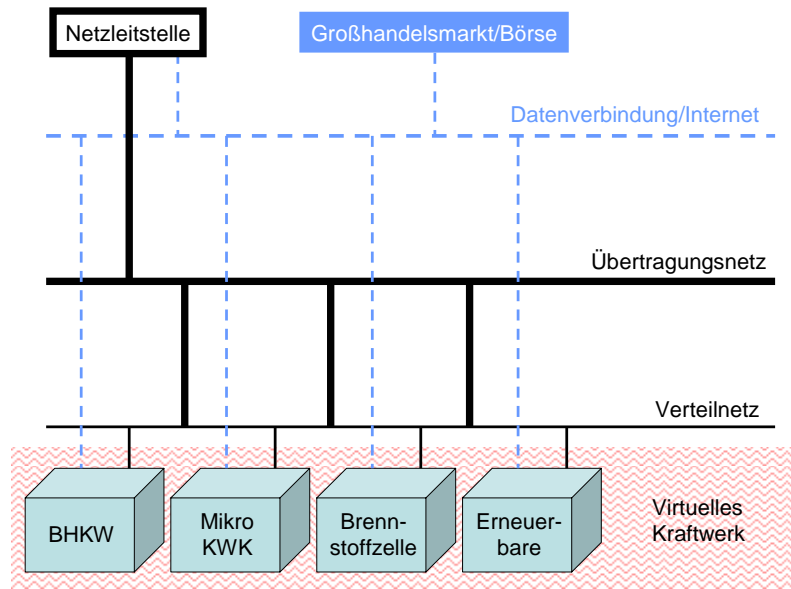
4.3.3.2 Kleine KWK und Mikro-KWK

Neben den Chancen, die in dem Konzept des virtuellen Kraftwerks gesehen werden, wird auch in der Energiewirtschaft wahrgenommen, dass hieraus auch neue Anforderungen an die Informations- und Kommunikationstechnologien entstehen. So wird beispielsweise in der im EU-Altener Programm entstandenen Roadmapping-Studie⁹⁰ ausdrücklich auf den Bedarf an Überwachungs- und Steuertechnologien („monitoring and control technologies“) hingewiesen. Die Autoren führen dort aus, dass Steuerkonzepte wie SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) zwar in modernen Übertragungs- und Verteilnetzen eingesetzt werden, aber bei einer großen Anzahl von verteilten Erzeugungsanlagen wie sie in einem virtuellen Kraftwerk auftreten würden, zu hohen Kosten führen würden. Auf dem europäischen Markt seien bisher kaum Entwicklungen vorhanden, die effizientere Lösungen bereitstellen könnten.

Als Schlussfolgerung daraus wird die Notwendigkeit formuliert, leistungsfähige IT-Plattformen und darauf abgestimmte Algorithmen zu entwickeln, mit denen eine zeitlich hoch aufgelöste Zustandsüberwachung der Systeme und Fehlererkennung möglich ist und die insgesamt die Funktionalitäten bereitstellen, um sichere Systemzustände in unterschiedlichen Stromnetzkonfigurationen unter dem Einfluss verteilter Erzeugung zu erhalten und dabei wirtschaftlich implementiert werden können.

⁹⁰ DG-FER-Project Consortium (2004).

Abbildung 4-7: Schematische Darstellung eines virtuellen Kraftwerks



Quelle: WIK-Consult

4.3.4 FuE-Bedarf

Vor dem Hintergrund der stetig steigenden Angebotsmengen an Elektrizität aus Erneuerbaren Energien und der zunehmenden Ansiedlung der fraglichen Erzeugungsanlagen in Verteilnetzen, ergeben sich vielfältige Herausforderungen im Hinblick auf die Steuerung des Gesamtsystems aber auch auf das einzelne Verteilnetz.

Heutige Prognosen über das Verhalten des Netzes beruhen zumeist auf der Annahme einer Nichtsteuerbarkeit der zusätzlichen Angebotslasten aus ökologischem Strom bzw. diese wird aus netztechnischer Sicht beklagt⁹¹. Es erscheint daher geboten, frühzeitig Untersuchungen anzustellen, wie das Management von (Verteil-) Netzen mit hohem EEG-Anteil durch verstärkten Einsatz von ITK verbessert werden kann. Dabei sind unterschiedliche Ausbauszenarien ebenso zu untersuchen, wie unterschiedliche Steuerungsphilosophien. Insgesamt sollte dabei immer das Ziel sein, durch verbesserte und zeitnähere Informationen das Konfliktpotenzial zwischen EEG-Lasten und Netzmanagement zu vermindern.

⁹¹ VDE (2006).

In diesem Zusammenhang wäre es auch hilfreich, bessere Informationen darüber zu erzeugen, wie sich das Nachfrageverhalten breiter Bevölkerungsschichten nach EEG-Anlagen vor dem Hintergrund realistischer Szenarien für die Preise von Primärenergien und damit Elektrizität einerseits und staatlichen Förderprogrammen andererseits entwickeln wird. Steigende Primärenergiekosten dürften geeignet sein, geringere staatliche Förderungen überzukompensieren, so dass vor dem Hintergrund der allgemeinen Preiserwartungen mit einem weiteren Anstieg der Nachfrage nach EEG-Anlagen durch die Haushalte zu rechnen ist. Befragungen erscheinen daher geeignet, hier ein besseres Verständnis für die zu erwartenden Ausbauten zu entwickeln und damit den Umfang der zu bewältigenden Lasten abzuschätzen.

4.4 Demand-Side Management und Demand Response

4.4.1 Energiewirtschaftliche Ausgangslage

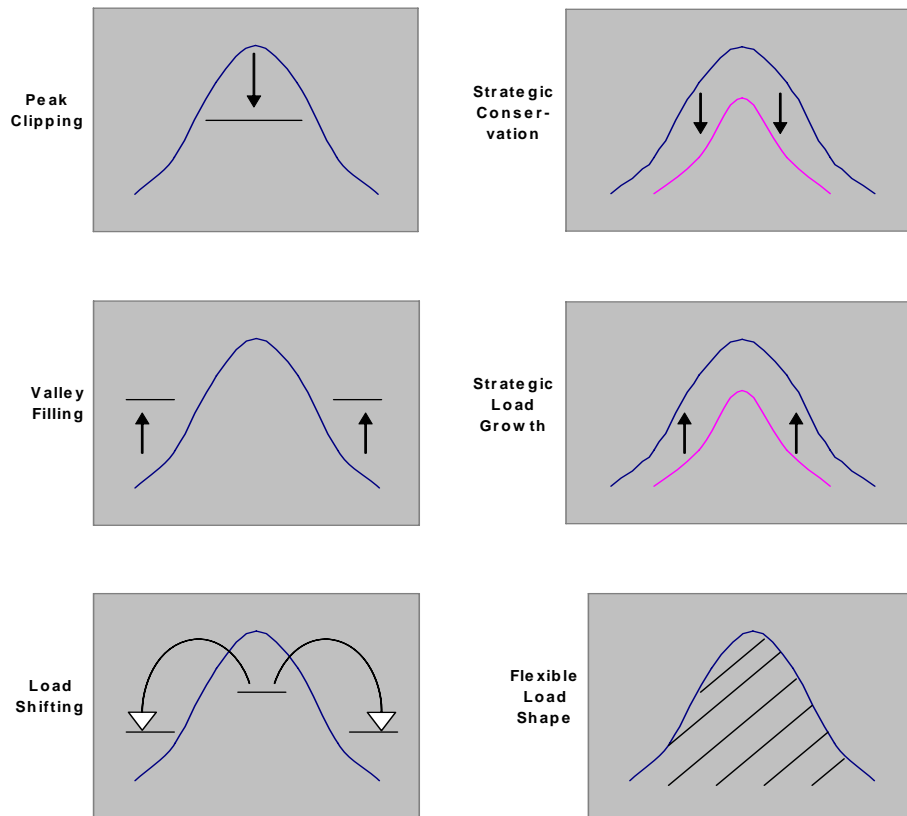
Die Stromnachfrage stellt sich bis zu einem gewissen Preisniveau als recht unelastisch dar,⁹² wodurch ihr Verlauf in gewissem Maße vorhersehbar ist. Die internationale Energieagentur spricht im Haushaltsbereich von einem Wert in Höhe von -0,14, eine 100 %-ige Erhöhung der Spitzenlastpreise in Relation zu den Grundlasttarifen hat kurzfristig also einen nur 14 %-igen Rückgang der Nachfrage zur Folge.⁹³ Zudem variiert die Last abgesehen von externen Einflüssen wie den Wetter- oder Lichtverhältnissen, im Tagesverlauf systematisch. Dies führt auf der Erzeugerseite sowohl zu Vor- als auch zu Nachteilen. Einerseits erleichtert ein wiederkehrendes Nachfragemuster den Planungsprozess. Auf der anderen Seite zieht eine Nachfrage, die innerhalb des Tages etwa um den Faktor zwei variiert, einige Probleme im Hinblick auf die Vorhaltung entsprechender Kapazität nach sich (siehe Kapitel 4.1). Es liegt daher vor allen Dingen auch im Interesse der Kraftwerks- und Netzbetreiber, über möglichst genaue Informationen bezüglich der aktuell anliegenden Last zu verfügen bzw. die Lastkurve entsprechend umzugestalten, wenn diese die Kapazitätsbeschränkungen des Systems gefährdet. Hier kann das Demand-Side Management (DSM) eine wichtige Rolle spielen.

Unter diesem Begriff werden solche Aktivitäten subsumiert, die den Energieverbraucher an der Gestaltung seiner Energieversorgung beteiligen, und zwar entweder durch direkte Einflussnahme des Energieversorgers oder Netzbetreibers, oder indirekt durch entsprechende Preissignale oder Tarifgestaltung. Ziel ist es, Einfluss auf die Lastkurve zu nehmen, um beispielsweise Lastspitzen zu glätten und so den Einsatz teurerer Spitzenlastkraftwerke zu vermeiden. Mögliche Handlungsalternativen sind in Abbildung 4-8 dargestellt.

⁹² Erdmann, G. (1992).

⁹³ IEA (2006).

Abbildung 4-8: Typische Lastkurvenänderungen im Rahmen des Demand-Side Management (DSM)



Quelle: Electric Power Research Institute (EPRI) (1987)

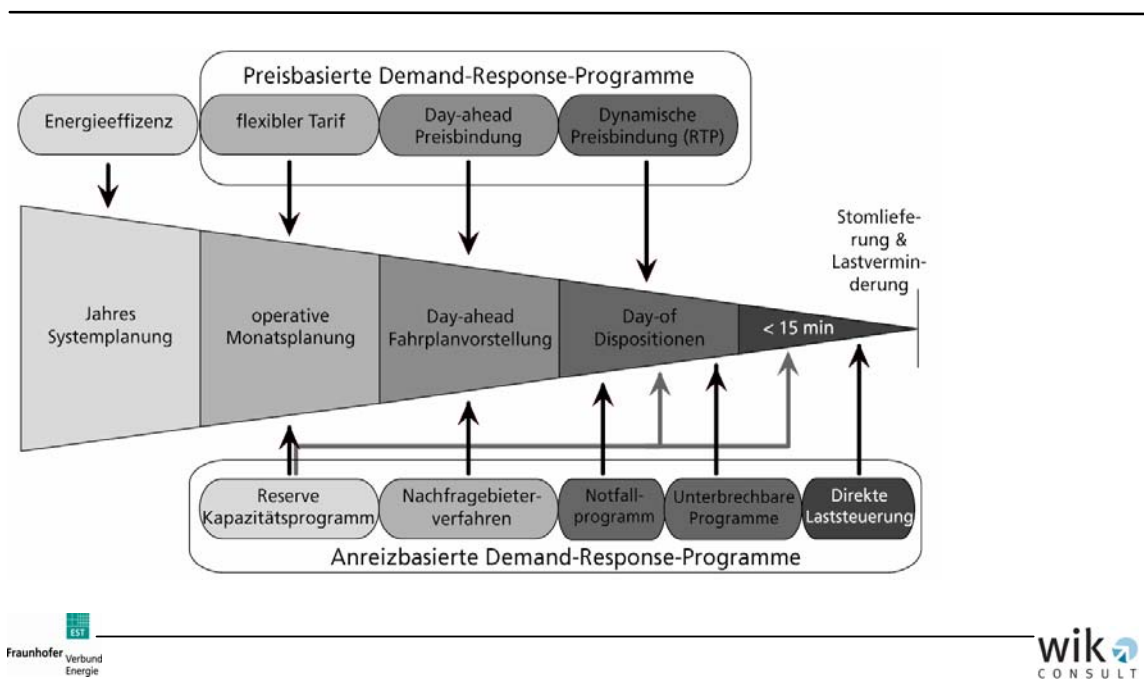
- „Peak Clipping“ meint die Kappung der Spitzenlast, da die Bereitstellung von Kapazität zu diesem Zeitpunkt normalerweise mit höheren Kosten verbunden ist.
- „Valley Filling“ bedeutet eine Zunahme der Last zu solchen Zeitpunkten, an denen die Bereitstellung von Elektrizität zu Inkrementalkosten verwirklicht werden kann, die unter den durchschnittlichen Stromgestehungskosten liegen.
- „Load Shifting“ beinhaltet die Lastverschiebung von Spitzenlastzeiten zu Schwachlastperioden.
- „Strategic Conservation“ zielt auf die Reduzierung des Endverbrauchs ab, wobei diese zu allen Zeitperioden erfolgen kann.

- “Strategic Load Growth“ resultiert aus einer generellen Steigerung des Stromabsatzes. Diese Art des Lastmanagements kann beispielsweise durch das Bestreben nach größeren Marktanteilen ausgelöst werden.
- “Flexible Load Shape“ meint die Option, die Lastkurve kurzfristig verändern zu können.

Die detaillierte Ausgestaltung von DSM-Maßnahmen erfolgt durch sog. Demand-Response-Programme. Hierbei wird zwischen preisbasierten und anreizbasierten Demand-Response-Programmen unterschieden. Abbildung 4-9 gibt einen Überblick über die Programme und zeigt gleichzeitig deren zeitliche Dimension auf.

In jüngster Zeit wird der Einbeziehung der Verbraucher in den USA im Rahmen von Demand-Response-Programmen wieder vermehrt Aufmerksamkeit geschenkt, nicht zuletzt aufgrund des großen Blackouts in Kalifornien im Jahre 2001.

Abbildung 4-9: Demand-Response-Programme mit jeweiligem Zeithorizont



Quelle: Fraunhofer ISE und U.S. Department of Energy (2006).

4.4.1.1 Preisbasierte Programme

Die preisbasierten Programme bewegen sich in Monats- bis Tagesfristen. So können etwa Tarife, die tages- und jahreszeitliche Schwankungen in den Stromkosten berücksichtigen, eingesetzt werden.

sichtigen bereits Monate vorher festgelegt werden. Solche Tarife bietet etwa der italienische Versorger ENEL an.

Beim sog. „Real-Time-Pricing“ werden dem Endverbraucher die Preise für die jeweiligen Tagesabschnitte dagegen in der Regel einen Tag vorher bekannt gegeben, so dass er sein Verhalten entsprechend anpassen kann. Die Preise orientieren sich an den Spotmarktpreisen oder den Grenzkosten der Strombeschaffung des Energieversorgers. Tabelle 4-3 gibt einen Überblick über preisbasierte Programme.

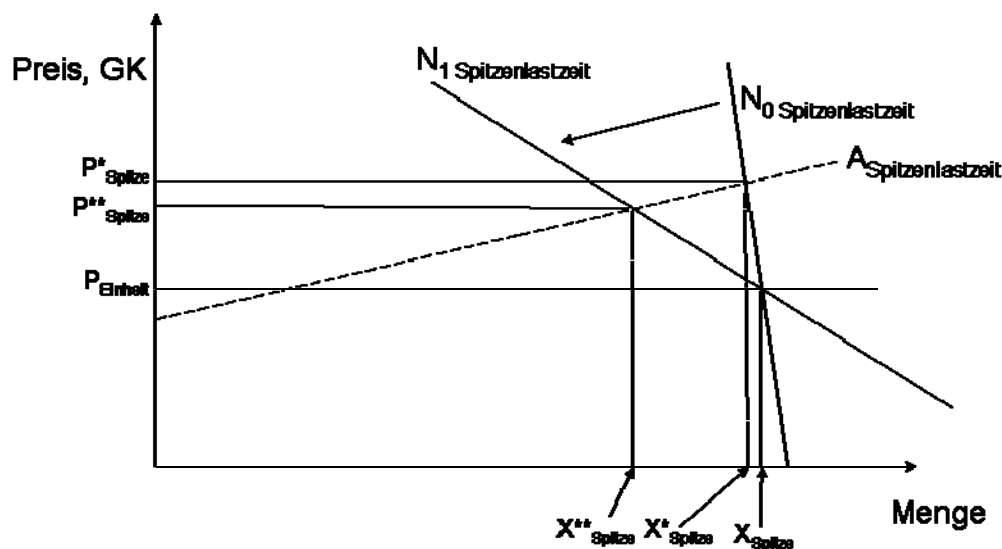
Tabelle 4-3: Preisbasierte Demand-Response-Programme im Überblick

Preisbasierte Programme	
Zeitvariable Tarife (Time-Of-Use)	Der Energiepreis variiert mit der Zeit, z.B. Tageszeit, Wochentag oder Jahreszeit. Kombinationen davon sind möglich. Die Preisstufen und Zeiträume sind festgelegt. Zeitvariable Tarife orientieren sich hierbei an den Durchschnittskosten der Erzeugung und des Netzes in den jeweiligen Zeitperioden.
Dynamische Tarife (Real-Time-Pricing)	Der Energiepreis variiert mit dynamischen entsprechend externen Führungsgrößen, wie. Z.B. dem Börsenpreis, der Versorgungssituation oder ähnlichen kurzfristigen Preissignalen. Die Preisstufen werden jeweils in dem Zeitraum angekündigt, der der eigentlichen Nachfrage voran steht (z.B. stündlich oder täglich).
Kritische Spitzenlasttarife (Critical Peak Pricing)	Mischform aus zeitvariablen und dynamischen Tarifen. Grundsätzlich variiert der Energiepreis nach einer zeitvariablen Struktur, jedoch kann diese in bestimmten (ex ante festgelegten) Situationen durch sehr viel höhere kritische Spitzenlastpreise abgelöst werden – z.B. in kritischen Netzzuständen oder bei sehr hohen Beschaffungspreisen.

Quelle: WIK-Consult und U.S. Department of Energy (2006).

Volkswirtschaftlich betrachtet ermöglichen zeitvariable Tarife eine elastischere Nachfragekurve, da sie die korrekten Preissignale an den Verbraucher weitergeben. Der Preis zeigt also (im besten Fall in „Realzeit“) etwaige Engpässe genauso an wie eine relativ problemlose Verfügbarkeit von Energie. Erst diese Informationen machen eine Reaktion des Kunden möglich, der nun, wie auf anderen funktionierenden Märkten auch, selbst entscheiden kann, ob er zu dem entsprechenden Preis Strom einkauft oder nicht. Voraussetzung ist natürlich ein entsprechendes Tarifangebot (Real-Time-Pricing, Time-of-Use-Tarif). Abbildung 4-10 und Abbildung 4-11 zeigen die Effekte, die sich aus einer elastischeren Nachfragekurve ergeben.

Abbildung 4-10: Elastische Nachfragekurve zur Spitzenlastzeit

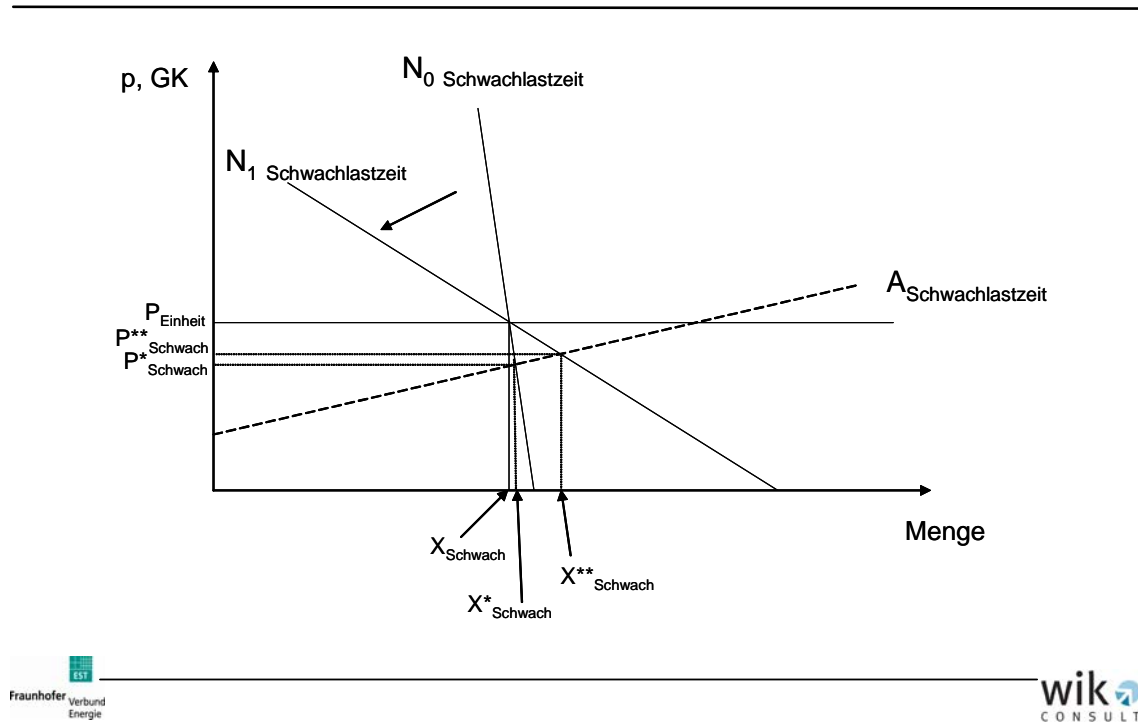


Quelle: WIK-Consult

Die derzeitige Situation ist von einem Einheitstarif gekennzeichnet (P_{Einheit}), der auf einer Durchschnittskalkulation der Energieunternehmen beruht. Er gibt nicht die tatsächlichen Kosten der Energieverzeugung und –übertragung zur jeweiligen Tageszeit wieder. Daraus resultierend kann der Energieverbraucher infolge von Unkenntnis über den „wahren“ Preis keine wirkliche Entscheidung treffen und hat auch keinen Anreiz dies zu tun, da ein Verbrauch etwa zu Spitzenlastzeiten keinerlei Auswirkungen auf seine Stromrechnung nach sich zieht. In Abbildung 4-10 liegt der Stromverbrauch bei einem Einheitstarif bei X_{Spitze} . Würde die Angebotskurve, also die Grenzkosten der Stromerzeugung, bei der Preisbildung direkt berücksichtigt, so würde die verbrauchte Menge zunächst auf X^*_{Spitze} sinken, während der Preis auf P^*_{Spitze} ansteigen würde. Nun würden die Verbraucher also zunächst den „wirklichen“ Strompreis P^*_{Spitze} bezahlen, der deutlich höher liegt als der Einheitstarif P_{Einheit} , verursacht auch durch eine recht unelastische Nachfragekurve N_0 . Wenn die Verbraucher nun diesen hohen Preis wahrnehmen ist davon auszugehen, dass sie versuchen werden ihren Verbrauch abzusinken (in Abbildung 4-10 auf X^{**}_{Spitze} .) Der Preis geht entsprechend auf P^{**}_{Spitze} zurück, die Nachfragekurve ist elastischer geworden (N_1). Allein die Information über die tatsächlichen Kosten der Stromerzeugung führen also - unter der Annahme, dass es sich bei Strom um ein normales Gut handelt - zu einer Reduzierung des Energieverbrauchs während der Spitzenlastperiode.

Eine umgekehrte Situation wird sich tendenziell während der Schwachlastzeiten ergeben (vgl. Abbildung 4-11).

Abbildung 4-11: Elastische Nachfragekurve zur Schwachlastzeit



Quelle: WIK-Consult

Die Angebotskurve ($A_{\text{Schwachlastzeit}}$) sinkt im Vergleich zu Abbildung 4-10 entsprechend nach unten, auch das ursprüngliche Nachfrageniveau nach Strom (N_0) ist geringer. Der reale Preis sinkt nun zunächst von P_{Einheit} auf P_{Schwach}^* , da die Stromerzeugung in der Schwachlastperiode tatsächlich billiger ist. Der Haushalt wird seinen Verbrauch zunächst auf X_{Schwach}^* und im Falle einer elastischer gewordenen Nachfragekurve auf X_{Schwach}^{**} ausdehnen. Insbesondere ist damit zu rechnen, dass gewisse Verbräuche von der Spitzen- zur Schwachlastperiode hin verlagert werden.

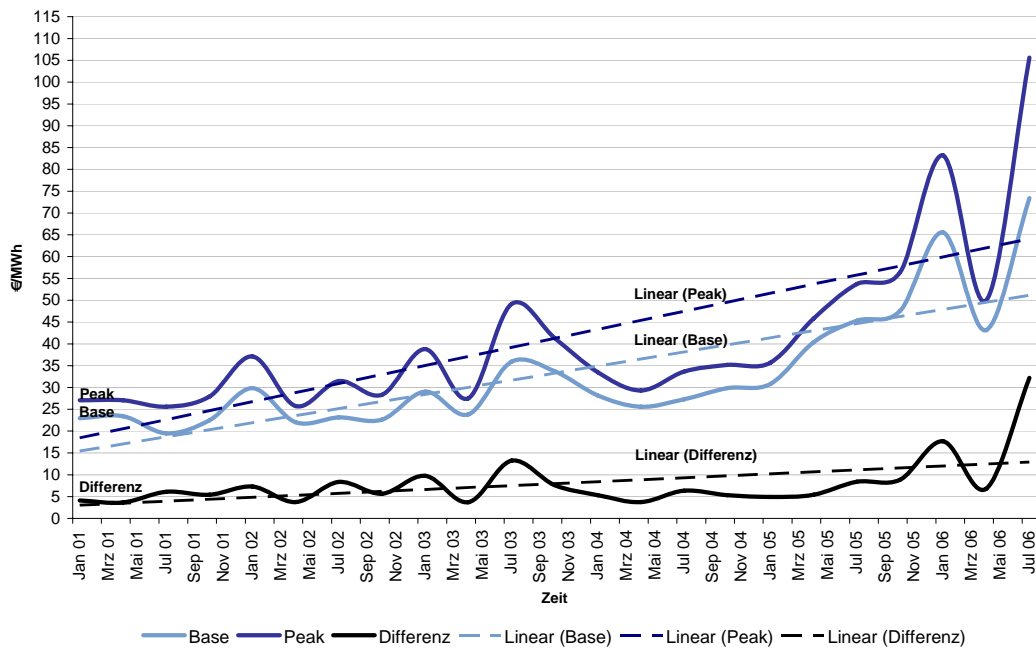
Insgesamt findet also durch die aufgrund verbesserter Zählertechnik ermöglichten Preisinformationen sowohl ein Peak Clipping als auch ein Valley Filling statt (vgl. Kapitel 4.4). Die Lastkurve wird insgesamt geglättet, was zu einer Stabilisierung des Energiesystems führt.

Bei der Betrachtung ist zu beachten, dass ein gewisser Teil der Nachfrage immer recht unelastisch sein wird, etwa in den Morgenstunden (Betrieb von Küchengeräten, Fön, Radio etc.) oder während der Essenzeiten, da eine Umstellung der Lebensgewohnheiten nur bedingt umzusetzen sein wird. Der Verbraucher wird innerlich stets eine Ent-

scheidung treffen, die seinen Nutzen gegen seine Kosten, die durch Inkaufnahme eines höheren Strompreises entstehen, abwägt. Die Konsumenten werden genau dann Lastverlagerungsprogramme installieren, wenn die gesamten „Gewinne“ zur Spitzenlastzeit größer sind als die „Verluste“ zur Schwachlastzeit.⁹⁴

Wie Abbildung 4-12 zeigt, hat sich die Differenz zwischen Base- und Peakpreisen in Deutschland im Zeitablauf vergrößert. Stadler/Auer⁹⁵ schlussfolgern daraus auf eine zunehmende Knappheit gerade bei Spitzenlastkraftwerken. Die für den Verbraucher zu erzielenden „Gewinne“ steigen also tendenziell, der Anreiz für entsprechende Verhaltensänderungen steigt.

Abbildung 4-12: Entwicklung des Base- und Peak-Strompreises an der EEX



Quelle: WIK-Consult

⁹⁴ Palensky, P. et al. (2006).

⁹⁵ Stadler, M., Auer, H. (2004).

4.4.1.2 Anreizbasierte Programme

Die anreizbasierten Programme reichen von Vereinbarungen über Lastreduktionen, die Monate im voraus vereinbart werden und die der Systemadministrator im Bedarfsfall mit circa stündlicher vorheriger Ankündigung abrufft, bis hin zur direkten Laststeuerung, die ohne Rückmeldung des Kunden innerhalb von Minuten erfolgen kann. In jedem Falle wird der Verbraucher für seine Teilnahme finanziell entschädigt. Tabelle 4-4 gibt einen Überblick.

Tabelle 4-4: Anreizbasierte Demand-Response-Programme im Überblick

Anreizbasierte Programme	
Direkte Lastkontrolle (Direct Load Control)	Im Fall direkter Lastkontrolle können die Versorger direkt und ferngesteuert auf einzelne Nachfrageeinheiten (z.B. Klimageräte und Heißwasserboiler) zugreifen. Während ähnliche Techniken in Deutschland derzeit eher im Rahmen der Rundsteuerung für größere Nachfrager eingesetzt werden, kommen sie im Ausland auch und gerade bei Haushalts- und kleineren Gewerbekunden zum Einsatz.
Unterbrechbare und begrenzbare Versorgungen (Interruptible/Curtailable Load)	Unterbrechbare, begrenzbare Versorgungen werden traditionell für Großkunden angeboten und beinhalten zumeist das Recht der Versorger, seine Leistungen im Falle von Systemschwierigkeiten zu reduzieren. Hierfür erhält der Nachfrager entweder einen vergünstigten Tarif oder einen einmaligen Rechnungsabschlag.
Nachfragegebote, Rückkaufprogramme (Demand Bidding/Buyback Programs)	In den USA und anderen Ländern können (größere = > 1 MW) Nachfrager orientiert an den Großhandelspreisen Gebote abgeben, zu denen sie bereit sind, bestimmte Lasten einzuschränken.
Notfallreaktionsprogramme (Emergency Demand Response Programs)	Systematiken, die Nachfragern Anreize bieten, ihre Lasten zu reduzieren, wenn die Reserven im Netz besonders knapp sind.
Kapazitätsmarkt-Programme (Capacity Market Programs)	Nachfrager offerieren Lastbeschränkungen als Systemkapazität, die konventionelle Kraftwerke ersetzen kann und werden im Aufrufsfalle tagesaktuell informiert und erhalten eine Reservierungsprämie für die bereitgestellten Lasten – dies entspricht ungefähr der Organisation des deutschen Minutenreservemarktes ⁹⁶ .
Systemdienstleistungen (Ancillary Services Market Programs)	Nachfrager bieten Lastreduktionen in den Märkten für Systemdienstleistungen an. Sie erhalten den Marktpreis, dafür, dass sie sich als Standby bereithalten. Dieser Mechanismus ähnelt dem Vorgehen im deutschen Markt für Primär- und Sekundärregelung. ⁹⁷

Quelle: WIK-Consult und U.S. Department of Energy (2006).

⁹⁶ Im Wesentlichen besteht der Unterschied darin, dass am Minutenreservemarkt im Falle eines Aufrufs auch die negative oder positive elektrische Arbeit abgegolten wird, wobei dies zu Preisen geschieht, die Teil der ursprünglichen Gebote der Anbieter sind.

⁹⁷ In den deutschen Primär- und Sekundärregelmärkten werden Frequenzschwankungen durch die Bereitstellung entsprechender kurzfristiger Kapazitäten (Sekunden- bzw. Minutenbereich) der Energieerzeuger ausgeglichen. Die Beschaffung der Regelenergie erfolgt durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren.

4.4.2 Stand der ITK

Derzeit werden ITK-Elemente vor allen Dingen in den Bereichen Strategic Conservation und Peak Clipping eingesetzt, um Lasten direkt abzuwerfen. Dies geschieht mit Hilfe der sog. Rundsteuerung.

Die Rundsteuertechnik findet schon seit längerem Anwendung in der Energiewirtschaft und hat unter den Systemen zur Beeinflussung der Netzlast international die größte Verbreitung. In den alten Bundesländern sind über 600 dieser Anlagen in Betrieb, während sie in den neuen Bundesländern eher gering verbreitet sind. Ähnlich dem Rundfunk werden Signale großflächig ausgesandt und können nur durch entsprechende Empfänger aufgenommen werden. Sendungen können durch verschiedene programmierbare Bedingungen ausgelöst werden, etwa bestimmte Zeitfenster, Ereignisse oder Netzbelastungen.

Die Nachteile der Rundsteuerung sind zum einen die unidirektionale Datenübertragung, die keine direkte Rückmeldung des Empfängers zulässt. Zum anderen sind die Systeme oftmals auf den Energieversorger bzw. Netzbetreiber zugeschnitten, so dass sie bei einem Versorgerwechsel nicht zum neuen Anbieter übertragen werden können.

Tonfrequenz-Rundsteuerung

Bei der Tonfrequenz-Rundsteuerung ist der Übertragungskanal das Stromnetz selbst. Dabei werden Signale im Bereich von 168 bis 1600 Hertz benutzt, die für die einzelnen Adressaten wiederum in individuelle Impulsfolgen gegliedert werden, so dass nur dasjenige Signal vom Empfänger herausgefiltert wird, das für ihn auch tatsächlich relevant ist. Die Sendeanlage besteht aus einer Sendezentrale, die in der Regel in der Netzleitstelle ihren Standort hat, der Übertragungseinrichtung zur Einspeisestelle, einem Rundsteuersender mit zugehörigem Kommandogerät am Ort der Einspeisung, sowie der Ankopplung an das Energieversorgungsnetz.⁹⁸ Die Aussendung des Signals erfolgt über die Sendezentrale bzw. das Kommandogerät, in der Regel ein normaler PC.

Vorteil der Tonfrequenz-Rundsteuerung sind die geringen Zusatzinvestitionen, da keine separaten Kommunikationswege aufgebaut werden müssen, sondern die Integration in bestehende Verteilnetze erfolgt. Weiterhin besteht eine relative Unempfindlichkeit gegen Störungen von außen.

Funk-Rundsteuerung

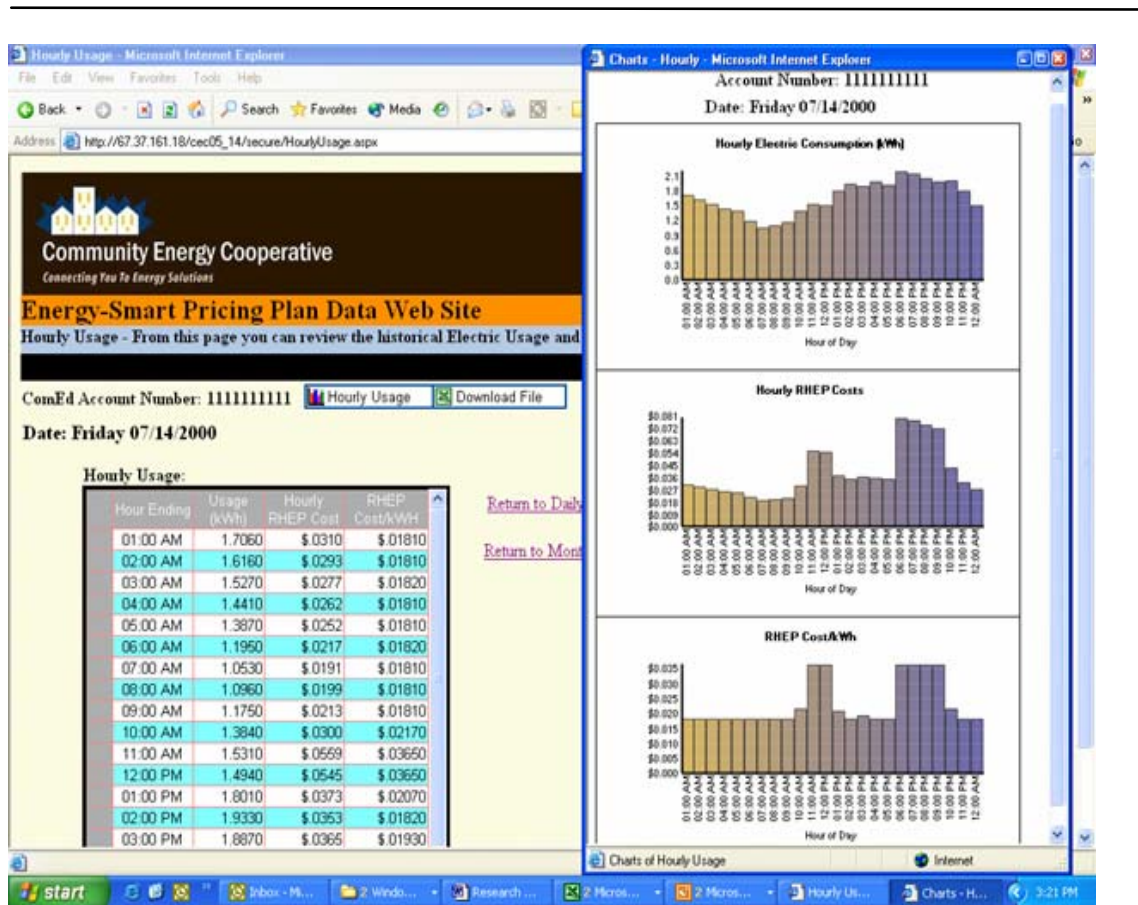
Die Funk-Rundsteuerung erfolgt nach dem gleichen Prinzip wie die Tonfrequenz-Rundsteuerung, allerdings liegt ihr ein anderer Übertragungsweg zugrunde. Die jeweiligen Signale werden hier über UKW- oder Langwellenfunk ausgesandt. Somit funktio-

⁹⁸ Fritz, J. (2005).

niert das System unabhängig vom Versorgungsnetz, wodurch leitungsbedingte Störungen oder Netzurückwirkungen ausgeschlossen sind.

Bei Demand-Response-Programmen werden die Information über Preise bzw. Preisänderungen bei preisbasierten Programmen bzw. über abzuschaltende Lasten bei anreizbasierten Programmen dem Endverbraucher derzeit über Telefon, e-Mail oder Internet übermittelt. Dieser kann seinen Stromverbrauch dann „manuell“ anpassen. Abbildung 4-13 zeigt den Aufbau einer solchen Homepage, über die sich der Verbraucher über die für ihn gültigen tageszeitabhängigen Preise informieren kann. Bei direkter Lastbeeinflussung (anreizbasierte Systeme), die in Zeiträumen im Minuten- oder Sekundenbereich stattfindet, erfolgt die Steuerung dagegen zumeist über Funk (siehe Kapitel 4.4.2).

Abbildung 4-13: Internetseite mit Strompreisinformationen (USA)



Quelle: Liebermann, B., Tholin, K. (2004).

4.4.3 Chancen und Potenziale

4.4.3.1 Energiewirtschaftliche Potenziale

Ein verbessertes Lastmanagement ist mit mehreren Vorteilen verbunden, und so ist die Motivation zur Umsetzung in verschiedenen Ländern entsprechend unterschiedlich.

In den USA gewann das Demand-Side Management (DSM) erstmals während der 1970er und 80er Jahre Aufmerksamkeit, also noch vor der Liberalisierung der Energiemärkte. Damals wurde eine optimierte Energieversorgung (Stichwort Least-Cost-Planning) sowohl auf der Erzeuger- als auch auf der Verbraucherseite als Antwort auf die Ölkrise und die damit verbundenen steigenden Energiepreise angesehen. DSM-Programme waren weit verbreitet, da sich eine Optimierung der Nachfrage (d.h. insbesondere Abbau von Lastspitzen, Absenkung des Energieverbrauchs insgesamt) in den damals noch integrierten Energieunternehmen direkt auf das (eigene) Netz und die (eigene) Erzeugung auswirkte.

Die Motivation des deutschen Gesetzgebers geht bei der Anwendung des Lastmanagements eher vom Ziel der Versorgungssicherheit aus und wird als eine Alternative zur Regelenergiebeschaffung gesehen. In § 13 (1) EnWG heißt es: „Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind Betreiber von Übertragungsnetzen berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch

1. netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzschaltungen, und
2. marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Regelenergie, **vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten**, Information über Engpässe und Management von Engpässen sowie Mobilisierung zusätzlicher Reserven zu beseitigen.“

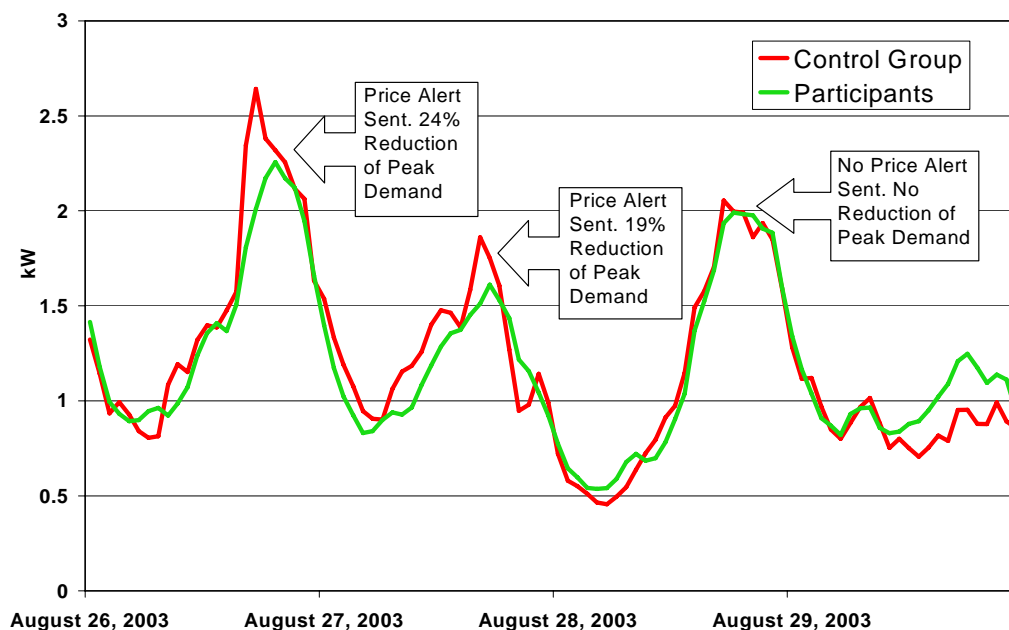
Weiterhin haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen bei der Planung des Verteilernetzausbaus die Möglichkeiten von **Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen** und dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. (§ 14 (2) EnWG). Durch Rechtsverordnung des Bundestages können hierzu allgemeine Grundsätze erlassen werden.

Letztendlich hat auch der Verursacher der Lasten, also der Endverbraucher ein Interesse an DSM, denn dieser kann seine Nachfrage beim Angebot eines entsprechenden Demand-Response-Programms in tariflich günstigere Perioden verlagern oder seinen Stromverbrauch insgesamt senken. Dadurch erzielt er einen finanziellen Nutzen durch niedrigere Stromrechnungen. Ein finanzieller Nutzen entsteht auch für den Gesamtmarkt. Wird die Stromnachfrage zu Spitzenzeiten gesenkt, müssen weniger Spitzen-

lastkraftwerke eingesetzt werden. Daraus ergeben sich niedrigere Großhandelspreise und langfristig Kapazitätssenkung im Kraftwerksbereich.

Gleichzeitig nimmt durch die gleichmäßigere Netzlast die Versorgungszuverlässigkeit zu, da dadurch die Wahrscheinlichkeit von Ausfällen abnimmt. Als weitere Konsequenz ergibt sich ein positiver Einfluss auf den Wettbewerb, da es den EVU erschwert wird, die Strompreise deutlich über den Gestehungskosten anzusetzen. Letztlich löst sich das heute zumeist zu beobachtende Arrangement eines fixen Preises für ein komplettes Jahr auf und macht so Preisreaktionen möglich; die Elastizitäten nehmen zu. Abbildung 4-14 zeigt das Verhalten von Verbrauchern, die durch Preiswarnungen informiert wurden im Vergleich zu einer Gruppe ohne entsprechende Informationen.

Abbildung 4-14: Reaktion der Verbraucher auf Preiswarnungen – Feldversuch Klimaanlage USA 2003



Quelle: Liebermann, B., Tholin, K. (2004)

Wie ersichtlich ist, waren die Endverbraucher durchaus bereit, ihren Energieverbrauch zu Spitzenlastzeiten zu senken, um so die zu diesem Zeitpunkt höheren Preise zu umgehen. Wobei zu bemerken ist, dass aufgrund der spezifischen Eigenschaften der Nachfrage von US-Haushalten nach Strom (Klimaanlagen sind für umfangreiche Lasten

verantwortlich und zugleich einfach mit Zeitschaltuhren steuerbar) eine solche Reaktion im Hochsommer auch besonders wahrscheinlich ist.

Weiterhin ist festzuhalten, dass sich nur bestimmte Geräte für den direkten Lastabwurf eignen, da sonst zu stark in die Lebensgewohnheiten der Menschen eingegriffen werden würde. Eine Bereitschaft der Verbraucher zur automatischen Abschaltung etwa des Fernsehens oder Radios durch den Energieversorger (oder einen anderen Dritten) ist kaum vorstellbar. Tabelle 4-5 gibt einen Überblick, welche Haushaltsgeräte direkt abgeschaltet werden können und welche eher durch preisbasierte Anreizsysteme angesprochen werden können.

Tabelle 4-5: Abschaltbare und nicht abschaltbare Haushaltgeräte

Direkt abschaltbar mit Lastverlagerung	Direkt abschaltbar, aber nur geringe Lastverlagerung bewirkend	Nicht abschaltbar (evt. über Preisanreiz lenkbar)
Waschmaschine	Klimaanlage	Video/DVD
Spülmaschine	Kühlschrank	Radio
Wäschetrockner	Kühl-Gefrier-Gerät	Fernseher
	Gefrier-Gerät	Computer
	Elektroherd	Drucker
		Telefon
		Staubsauger
		Fön
		Toaster
		Mikrowelle
		Dunstabzugshaube
		Kaffeemaschine
		Bügeleisen
		Beleuchtung (Intellig. Steuerung möglich)

Quelle: WIK-Consult

Die Aktivitäten, die mit Hilfe der Geräte ausgeführt werden, die in der ersten Spalte von Tabelle 4-5 aufgeführt sind und die theoretisch direkt abgeschaltet werden können, können auf einen anderen, schwachlastigen Zeitpunkt verschoben werden. Die Geräte in der zweiten Spalte können zunächst direkt abgeschaltet werden, da sie in der Lage sind, die gewünschte Energiedienstleistung (Wärme oder Kälte) für eine gewisse Zeitperiode zu speichern. Allerdings kann es hier zu dem Effekt kommen, dass, je nach Dauer der Abschaltung, eine ähnlich große Menge an Energie verwendet werden muss, um das Gerät auf das „alte“ Niveau zu bringen. Es kommt in diesem Fall also „nur“ zu einem „Peak Clipping“ und nicht zu einer Stromeinsparung insgesamt. Potenzial besteht bei Beleuchtungsanlagen (Dritte Spalte), die über Bewegungsmelder so gesteuert werden können, dass sie sich bei Betreten eines Raumes oder Grundstücks einschalten, bzw. bei Verlassen wieder ausschalten.

Es ist daher sehr wahrscheinlich, dass ein gewisses Potenzial für Lastverschiebungen über **Preissignale** grundsätzlich durchaus vorhanden ist. Im Haushaltsbereich können dabei zunächst nur aktiv verschiebbare elektrische Verbraucher betrachtet werden: Waschmaschinen, Wäschetrockner, Spülmaschinen, Klimaanlage und Herde. Allen diesen Aggregaten ist gemein, dass sie durch den Verbraucher manuell gesteuert werden können. In einem weiteren Schritt können Kühl- und Gefriergeräte in die Potenzialrechnung einbezogen werden, sobald diese automatisiert gesteuert werden können. Es ist zu erwarten, dass bei einer reinen „Gewinnmaximierung“ der Verbraucher ohne Berücksichtigung von Präferenzen (d.h. der Abwägung des Nutzens und der Kosten des Energieverbrauchs zu einem gewissen Zeitpunkt) dies zu deutlichen Lastverschiebungen führen würde, die jetzigen Lastspitzen sich also tendenziell von den Mittags- in die Abendstunden verschieben würden. Inwieweit dies die Lastkurve glätten würde, bleibt allerdings unklar. Werden jedoch die Kühlgeräte und Preispräferenzen mit berücksichtigt, so ist zu erwarten, dass dies zu einer generellen Glättung der Lastkurve während des Tages beitragen könnte.⁹⁹ Es sollten daher verstärkt solche Aggregate eingesetzt werden, die im Bereich Kühlung automatisch und ohne Serviceverlust Energie in Schwachlast bzw. Schwachpreisphasen nachfragen (Einführung von grid-friendly appliances, siehe Kapitel 4.1.1). Mit einer solchen Lastverlagerung muss jedoch in Abhängigkeit von den gewählten Tarifstrukturen nicht unbedingt auch ein wesentlicher monetärer Vorteil für den Haushalt verbunden sein.¹⁰⁰

Im Bereich der Gewerbekunden ist ein differenziertes Bild zu erwarten, da sich die Lastprofile hier z.T. sehr unterschiedlich darstellen. Eine Spitzenlastreduktion ist bei Einführung eines vollständig zeitvariablen Tarifs eher unwahrscheinlich, da gewisse Prozesse - wenn überhaupt - nur verschoben, aber nicht gänzlich aufgehoben werden können (z.B. das Backen in einer Bäckerei). Allerdings könnte der Summenlastgang innerhalb eines Gebietes möglicherweise geglättet werden, da die Spitzenlasten der einzelnen Betriebe zu unterschiedlichen Zeiten anfallen würden, wenn die Produktion preissensitiver Produkte in Schwachlastzeiten verlegt würde, um Kosten zu sparen. Aus diesen Überlegungen ergeben sich möglicherweise auch monetäre Einsparpotenziale für einzelne Gewerbebetriebe.

4.4.3.2 Chancen für neue Technologien

In diesem Bereich sind Chancen darin zu sehen, die oben beschriebenen technischen Vorgänge weiter zu automatisieren. Zunächst können Preissignale über veränderte Kommunikationswege gesendet werden. Hierzu zählen etwa PLC oder Signale über das GSM-Funknetz. Ist der Stromzähler mit entsprechender Kommunikationsschnittstel-

⁹⁹ Köln, K. (2006).

¹⁰⁰ Für zwar in der Summe merkliche Lastverlagerungen aber geringfügige Einsparungen monetäre Wirkung, bei den Haushalten sprechen z.B. die Ergebnisse des Modellversuchs „Eckernförder Tarif“, die bei realistischen Lastreduktion von ca. 50 MW zu jährlichen Einsparungen im Bereich von 8-13 DM führten. Vgl. hierzu Morovic et al. (1997).

le ausgestattet, kann dieser etwa Preissignale direkt umsetzen. In einem weiteren Schritt ist die direkte Kommunikation mit einzelnen „intelligenten“ Geräten denkbar. Hierzu ist u. U. in Abstimmung etwa mit den Verbraucherverbänden zu klären, wie diese Geräte adressiert werden sollen bzw. ob diese Geräte automatisch oder nur nach direktem Eingriff des Konsumenten regelbar sein sollen. Diese könnten z.B. so programmiert werden, dass sie ab einer gewissen Preisobergrenze automatisch abschalten. Hier besteht ein fließender Übergang zum Bereich Home Automation, der in Kapitel 6 behandelt wird.

Grid Friendly Appliances

Derzeit werden von zahlreichen Institutionen (Pacific Northwest National Laboratory, Umweltfreundliche Energieanlagen, ResponsiveLoad Ltd.) Computerchips entwickelt, die in Haushaltsgeräte installiert werden können und es ermöglichen, die Geräte kurzfristig, d.h. für Sekunden oder Minuten, vom Netz zu nehmen und dieses so im Falle einer Störung zu stabilisieren.¹⁰¹ Die Programmierung des Chip erfolgt dergestalt, dass dieser bei einer gewissen Frequenzunterschreitung des Netzes die jeweiligen Geräte selbständig abschaltet. Dabei kann insbesondere an solche Geräte gedacht werden, die in der Lage sind, eine gewisse Zeit Energie zu speichern, also vorwiegend Geräte zur Wärme- oder Kälteerzeugung (z.B. Kühlschränke). Bereits heute verfügen viele neuere Kühlschränke über relativ lange Lagerzeiten bei Störungen.¹⁰² Hierdurch würden die genannten Geräte und Funktionen gewissermaßen "reservefähig", d.h. sie wären geeignet, den Bedarf an Primär- und Sekundärreserve zu kürzen, wobei derzeit noch im Feldversuch geklärt wird, ob sich die Frequenzregelung der Kraftwerke der Primärreserve mit diesen neuen Ansätzen verträgt. Die Informationen fließen dabei „systemimmanent“, d.h. es ist keine weitere Infrastruktur neben dem Stromnetz nötig, um diese Technologie einzusetzen. Die UFE GmbH beziffert die Kosten der Technologie derzeit auf 100€/Stück, geht aber davon aus, dass sich diese bei Massenproduktion auf den Bereich von wenigen Euro reduzieren ließe.¹⁰³ Eine Rückmeldung über Abschaltzeiten oder andere Informationen findet allerdings (noch) nicht statt, so dass es sich auch hier um eine unidirektionale Verbindung handelt. Durch die Chiptechnologie ist allerdings die Anbindung an ein umfassenderes Kommunikationssystem denkbar. Zu klären wäre an dieser Stelle, inwieweit die Endkunden bereit sind, diese Technologie zu bezahlen, wenn sie keine direkten Vorteile hieraus ziehen können.

4.4.3.3 Chancen für neue Geschäftsmodelle/Prozesse

Ein in diesem Bereich bereits existentes Geschäftsmodell stellt das sog. Contracting dar. Hierbei übernimmt der Contractor das gesamte Energiemanagement des Haus-

¹⁰¹ Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) (2006).

¹⁰² So beträgt die Lagerzeit bei Störungen z.B. für ein Modell von Privileg (144-Liter, Super-Energiespar-Kühlschrank) lt. Herstellerangaben 12 Stunden.

¹⁰³ Köln, K. (2006).

halts oder Unternehmens vom Einkauf bis zur Versorgung. Beim sog. Einsparcontracting finanziert der Contractor Investitionen in energieeffiziente Technologien vor, also z.B. in effizientere Maschinen oder Geräte, und verdient seine Marge durch einen Anteil an den erzielten Energieeinsparungen. Auch für den Energieverbraucher entsteht eine vorteilhafte Situation, da auch ihm ein gewisser Anteil an der Energie- und Kosteneinsparung zu Gute kommt und der Contractor zumeist das finanzielle Risiko der Investition übernimmt.

Hier können mit großer Sicherheit Potenziale unterstellt werden, die den Contractor vom Anbieter rein energietechnischer Lösungen zu einem Anbieter von ITK-basierten Geschäftsmodellen werden lassen können. Ein professioneller Anbieter in diesem Bereich ist etwa die Firma EnerNoc in den USA,¹⁰⁴ die sowohl Endverbrauchern, Händlern, als auch den Systemverantwortlichen der Netzbetreiber ein individuelles Lastmanagement anbietet.

4.4.4 Hindernisse

Durch die Liberalisierung der Energiemärkte und den gleichzeitig ausgelösten Unbundling-Prozess ist eine integrierte Planung über alle Stufen der Wertschöpfungskette (Integrated Resource Planning (IRP)) wie noch in den Zeiten der monopolistischen Vollversorgung (Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Versorgung aus einer Hand) nur noch sehr bedingt möglich. Vielmehr besitzen die einzelnen Akteure entlang der Wertschöpfungskette unterschiedliche, z. T. widerstrebende Interessen. So war DSM vor der Liberalisierung für die regionalen Monopolisten beispielsweise eine Alternative zum Kraftwerksneubau, da sich eine veränderte Lastkurve direkt auf ihre Erzeugungssituation auswirkte. Ein unabhängiger Händler im Markt besitzt dieses Interesse nicht mehr. Er strebt nach Gewinn- und Absatzmaximierung, die Auswirkungen seines Handelns auf die vorgelagerten Stufen der Wertschöpfung sind für ihn mehr oder weniger uninteressant. In den USA beispielsweise gingen unternehmensfinanzierte DSM-Programme nach Beginn der Liberalisierung Anfang der 1990er-Jahre bis 2001 um ca. 50 % zurück.¹⁰⁵

Weitere mögliche Hindernisse in diesem Bereich erscheinen insbesondere Informationsdefizite beim Kunden zu sein, denn letztendlich muss der Endkunde sich für oder gegen ein Demand-Response-Programm entscheiden. Die Hindernisse können dabei in unterschiedlichen Facetten auftreten. Zunächst einmal ist es möglich, dass dem Kunden nicht bewusst ist, dass solche Programme überhaupt existieren und welchen Nutzen sie für ihn bieten. Selbst wenn ihm die Vorteile bewusst sind, müssen diese im Vergleich zu den notwendigen Anstrengungen oder potentiellen Disnutzen aus eingeschränktem Stromangebot substantiell sein, damit der Nachfrager sich für die Teilnah-

¹⁰⁴ www.enernoc.com.

¹⁰⁵ Cowart, R. et al. (2001).

me entscheidet. Insofern wirken die steigenden Energiepreise zu Gunsten solcher Ansätze, da sie dabei sind, das „low-interest-product“ Energie in ein gesellschaftlich relevantes Thema zu verwandeln.

Aus Sicht der Energieversorger widerstrebt ein Demand-Response-Programm zudem möglicherweise den Gewinnmaximierungsinteressen der Organisation – dies gilt jedenfalls solange sich mit steigenden Lasten positive Einkommenserwartungen verbinden.

4.4.5 Handlungsempfehlungen / Weiterer FuE-Bedarf

An dieser Stelle ist zu fragen, wer außer den Endverbrauchern ein wirtschaftliches Interesse an DSM besitzt. Erste Aussagen darüber werden in der quantitativen Analyse von Einsparpotenzialen und den damit verbundenen Kosten und Nutzen in der Potenzialanalyse in Kapitel 4.5.2 gegeben. Weiterhin ist zu fragen, wie hoch die Elastizität der Nachfrage nach Strom tatsächlich ist, wenn den Haushalten entsprechende Demand-Response-Programme angeboten werden. Hierin liegt nach Ansicht des Konsortiums auch ein wesentlicher Forschungsbedarf. Belastbare und längerfristige empirische Daten über die tatsächliche Preissensitivität des Nachfragerverhalten der Haushalte in der jetzigen Situation und vor allem in Hinblick auf die Schaffung bestimmter Anreize im Sinne von DSM-Programmen für Deutschland liegen nicht vor.

Um die hier gemachten Potenzialabschätzungen der Realität anzunähern, wäre es daher sinnvoll Projekte zu kreieren, die geeignet sind solche Datenreihen zu erzeugen. Dies kann im Verein mit anderen Projekten geschehen, die z.B. der Erprobung bestimmter Technologien dienen, sollte aber in jedem Fall Ziel der Bemühungen sein. Bedacht werden sollte in diesem Zusammenhang auch, dass die Geräte, welche in den Haushalten zum Einsatz kommen einem technischen Wandel unterliegen, der die Potenziale in Zukunft weiter begrenzen wird – nicht zuletzt, da hier im Rahmen von Auflagenpolitik effizienzsteigernde Maßnahmen in diese Richtung ergriffen werden dürften.

Eine ökonomische Analyse und in deren Folge politische Abstimmung der Zielrichtung bzw. gesichertes Wissen darüber, welche Strategie schneller und günstiger zu einer Reduktion der fragliche Verbräuche führen dürfte, erscheint daher ebenso geboten, wie ein vertiefte Beschäftigung mit den Fragen der technischen Umsetzung von DSM-Lösungen. Diese dürfte jedoch wiederum im Verein mit anderen Fragen dieser Studie, wie AMM usw. erfolgen können.

Sollte sich herausstellen, dass die von den Haushalten individuell zu erzielenden Einsparungen tatsächlich nicht ausreichen, um die Haushalte zu einer Investition in zusätzliche Steuergeräte zu motivieren und besteht trotzdem ein Interesse die Lasten im Bereich kleiner und mittlerer Verbraucher für die Systemsteuerung zu nutzen, so wäre zu überlegen, welche (finanziellen) Strukturen hierfür geeignet wären. Gegebenenfalls

wäre zudem ordnungsrechtlich vorzugehen, um sicherzustellen, dass das Steuerpotenzial gehoben wird.

Im Bereich der grid-friendly appliances könnte durch die Zahlung einer staatlichen Prämie beim Kauf eines mit der entsprechenden Technologie ausgestatteten Gerätes operiert werden. Weiterhin ist eine verbindliche Vorschrift für die Gerätehersteller zum Einbau der Technologie denkbar.

4.5 Potenzialanalyse

4.5.1 Potenziale von eEnergy aus theoretischer Sicht

Eine Durchdringung der Energiewirtschaft mit informationswirtschaftlicher Technologie dürfte im Wesentlichen in vier Richtungen wirken:

- Existierende Anlagen der Stromerzeugung können ihre Funktionen besser ausfüllen – Kraftwerke produzieren z.B. näher an der tatsächlichen Nachfrage.
- Existierende und vor allem neue Anlagen des Energieverbrauchs könnten effizienter arbeiten, so ist es z.B. denkbar, dass Erzeugungs- und Nachfrageanlagen der Industrie eine weitergehende Rolle beim Management des Übertragungsnetzes spielen.
- Existierende Anlagen können dazu beitragen, bestehende Aufgaben besser zu lösen, so z.B. wenn zusätzliche Lasten dazu herangezogen werden können, um Systemdienstleistungen zu erbringen.
- Neue Anlagen können neue/zusätzliche Funktionen übernehmen, so können Ausgleichsdienste und -mechanismen auch auf unteren Netzebenen, d.h. von Akteuren erbracht werden, die heute „nur“ Kunden sind.

Um sich der Frage der Vorteilhaftigkeit eines solchen Vorgehens zu nähern, soll hier zunächst eine taxonomische Auflistung aller möglichen Vorteile unabhängig von ihrem wahrscheinlichen Umfang erfolgen.¹⁰⁶

¹⁰⁶ Bereits an dieser Stelle seien zwei Hinweise angebracht: So sind zunächst die im Folgenden aufgelisteten Vorteile nicht unabhängig voneinander. Zusätzlich sollte bedacht werden, dass in einem kaum noch wachsenden Markt (vgl. die obigen Angaben zur Entwicklung der Nachfrage) Effizienzsteigerung weniger umfangreich zu Buche schlagen dürften, als dies in einem wachsenden Markt der Fall sein würde.

Mögliche Vorteile für Elektrizitätserzeuger und andere Energieunternehmen

Erzeugung und Speicherung

- Reduzierte Spitzenlasten, flachere Lastgangkurven, d.h. bessere Auslastung existierender Kraftwerke¹⁰⁷
- Verzögertes Auftreten der Kapitalkosten für (Ersatz-)Kraftwerke
- Geringere Mindestreserven im Kraftwerkspark
- Höherer Cashflow wegen der besseren Ausnutzung der vorhandenen Anlagen
- Verbessertes Monitoring und Kontrolle des Systems
- Größere Stabilität der Systeme
- Geringere Amplituden der Erzeugungszyklen
- Potentiell geringere Kosten für Primärenergie und Emissionsrechte

Übertragung und Verteilung

- Reduzierte Spitzenlasten
- Verzögertes Auftreten der Kapitalkosten für (neue) Transport- und Verteilleitungen
- Höherer Cashflow wegen der besseren Ausnutzung der vorhandenen Anlagen
- Verbessertes Monitoring und Kontrolle der Systeme
- Geringere Ausfallkosten
- Geringere Netzverluste
- Geringere Kosten für Systemdienstleistungen durch erhöhte Liquidität in den einzelnen Segmenten des Regelmarktes
- Bessere Chancen für verteilte Erzeugungsanlagen und Nachfragesteuerungsangebote

Mögliche Vorteile für Endkunden

- Verbesserte Möglichkeiten zur aktiven Steuerung der Nachfrage (Peak und Base)
- Verbessertes Monitoring und Steuern interner Energieverbrauchsprozesse
- Geringere Energiekosten durch reduzierte und verschobene Lasten
- Geringere Verluste aus Stromausfällen und -störungen

¹⁰⁷ Hier wird die Interdependenz einzelner Argumentationslinien deutlich, denn eine bessere Auslastung einzelner Kraftwerke müsste einen geringeren Regelbedarf zur Folge haben – dies wirkt aber zu ungunsten der heute in diesem Segment aktiven Unternehmen.

- Vermiedene Kosten für Notfallsysteme und Ausgleichssysteme
- Niedrigere Kosten der Anbindung eigener Erzeugungsanlagen an das Netz
- Gesteigerte Einkünfte aus eigenen Erzeugungsanlagen und durch diese gestellten Systemdienstleistungen

Mögliche Vorteile für die Volkswirtschaft insgesamt

- Größere Versorgungssicherheit durch robustere Systeme
- Geringere Emissionen und andere Umweltkosten
- Bessere Koordination der Einführung alternativer Energiequellen in das Elektrizitätsversorgungssystem
- Geringere Manipulationsmöglichkeiten und Windfall Profite
- Neue Geschäftsfelder und Möglichkeiten der Wertschöpfung in der ITK-Wirtschaft sowie in neuen Querschnittsfeldern, in denen sich energiewirtschaftliches und ITK-Know-How verbinden
- Verbesserte Möglichkeiten der Wertschöpfung in den Bereichen Energiehandel und -beschaffung

Diese umfangreiche Auflistung deutet die methodischen Schwierigkeiten einer Abschätzung der Potenziale von eEnergy an, denn für eine quantitative Analyse müssen in dreierlei Hinsicht Abgrenzungen und Qualifizierungen vorgenommen werden:

- **Langfristige und kurzfristige Vorteile** – während die Möglichkeiten für die Nachfrager, ihre Lasten zu managen und so Kosten zu sparen relativ kurzfristig wirken, entstehen Effekte bezüglich der vorzuhaltenden Kapazitäten in Erzeugung oder Netz eher langfristig. Dies ist nicht zuletzt dem Charakter der Investments geschuldet, die in großen Einheiten realisiert werden.
- **Abhängigkeiten, die zwischen den einzelnen Vorteilen bestehen** – so dürfte elastischeres Nachfrageverhalten zu sinkenden Preisen und höherer Last bei Grundlastkraftwerken führen (der derzeitige Wohlfahrtsverlust aufgrund der starren Nachfragekurve geht zurück); insgesamt aber gehen die Umsätze aller Produzenten zurück, da die Knappheitsrenten, die diese zur Zeit vereinnahmen, reduziert werden. Auch muss darauf geachtet werden, dass es bezüglich gesamtwirtschaftlicher Vorteile, wie der verbesserten Robustheit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht zu Doppelzählungen insofern kommt, als Erzeuger, Netzbetreiber und Kunden bereits direkt von der verbesserten Versorgungssicherheit profitieren. Verbleibende gesamtgesellschaftliche Effekte müssten daher außerhalb dieser Gruppen identifiziert werden, um das Ergebnis zu verbessern.

- **Mögliche Externalitäten und immaterielle Vorteile** – größeres Vertrauen in das Energiesystem und den ihm zugrunde liegenden Preismechanismus, geostrategische Vorteile aus reduzierten Importabhängigkeiten und ähnliche Aspekte einer durch den systemweiten Einsatz von ITK verbesserten Energieversorgung sind denkbar, entziehen sich aber weitgehend einer ökonomischen Bewertung. Sie werden daher im Rahmen der Studie nicht im Zentrum der Analyse stehen.

Im Rahmen der Potenzialanalyse ist es zudem notwendig, zahlreiche Annahmen zu treffen. Diese betreffen die künftige Primärenergie- und Strompreisentwicklung ebenso wie den Prozess und die Kosten der Kraftwerkserneuerung oder die Zusammensetzung der Haushaltsnachfrage. Zudem ist es sinnvoll im Bereich größerer Nachfrager diejenigen Bereiche zu identifizieren, in denen es relativ einfach erscheint, Erfolge zu erzielen. Betrachtet werden im folgenden daher (große), potenziell durch ITK steuerbare Lasten, da hier davon auszugehen ist, dass mit zunehmender Kostendegression der Anlagen und steigenden Energiepreisen ein Einsatz laststeuernder und damit kostensparender Maßnahmen auch individuell rational ist. Derartige Bereiche können Kerne für einen flächendeckenden Einsatz der entsprechenden Technologien liefern.

4.5.2 Potenzialabschätzung der Einnahmen durch Lastmanagement

Für den Bereich des **direkten Lastabwurfs** werden im Folgenden die Ergebnisse eigener Berechnungen durch das Projektkonsortium vorgestellt. Wenn entsprechende Voraussetzungen durch die Kommunikationstechnologie erfüllt sind, können durch abschaltbare Stromverbraucher zusätzliche Einkünfte auf den Strommärkten erzielt werden. Prinzipiell kommen dabei sowohl der Stromhandel über die Strombörse als auch die Märkte für die Bereitstellung von Reserveenergie (vgl. Kapitel 4.1) in Frage. Anhand einer Abschätzung über die verfügbaren Potenziale im Bereich der abschaltbaren Lasten soll im Folgende die Höhe möglicher Einnahmen für verschiedene abschaltbare Lasten in den Sektoren Industrie und Haushalte ermittelt werden. Für die Abschätzung möglicher Einnahmequellen im Bereich der Reserveenergie wird dabei auf veröffentlichte Marktpreise der deutschen Stromnetzbetreiber zurückgegriffen. Für die Ermittlung möglicher Einnahmen auf der deutschen Börse wird das Strommarktmodell PowerACE¹⁰⁸ eingesetzt. Ein Überblick über die wichtigsten Rahmendaten findet sich in Tabelle 4-6. Das Potenzial der für mindestens eine Stunde verschiebbaren Leistung beläuft sich für die analysierten Technologien auf ca. 4.5 GW und erreicht damit eine durchaus signifikante Größe.¹⁰⁹ Der Zeithorizont von einer Stunde wurde gewählt, da dies die übliche Handelseinheit für die Preisfeststellung an der deutschen Strombörse ist.

¹⁰⁸ Sensfuß, F., Genoese, M. (2006).

¹⁰⁹ Dies entspricht der Leistung von 5-10 konventionellen Kraftwerksblöcken, die zwischen 400 und 800 MW Leistung erzeugen können.

Tabelle 4-6: Technische Daten der Potenziale im Bereich Lastmanagement

Branche	Technologie	Leistung MW	Abwurfleistung pro Einheit MW	Max. Verschiebung h	Anzahl Abwürfe pro Jahr
Chemie	Chloralkalielektrolyse	260	14	4	20
Papier	Papiermaschine	100	2	4	20
Papier	Streichen und Kalandern	60	1	1	20
Papier	Refiner und Schleifmaschinen	400	10	8	40
Papier	Aufbereitung	250	1	2	20
NE-Metalle	Aluminium-Schmelzflusselektrolyse	300	10	4	20
NE-Metalle	Kupfer-Affinierung	7,5	1	4	20
Eisen-Stahl	Elektrostahlofen	400	30	4	20
Zement	Rohstoff- und Zementmühlen	180	2	8	40
Haushalte	Waschmaschine	487	0,000033	24	unbegrenzt
Haushalte	Spülmaschine	427	0,000031	24	unbegrenzt
Haushalte	Wäschetrockner	538	0,000374	24	unbegrenzt
Haushalte	Kühlschrank	353	0,000027	1	unbegrenzt
Haushalte	Kühl-Gefrier-Gerät	194	0,000033	1	unbegrenzt
Haushalte	Gefrier-Gerät	358	0,000033	1	unbegrenzt
Haushalte	Elektroherd	191	0,000032	1	unbegrenzt

Datenquelle: Fraunhofer ISI, WIK-Consult

Abschätzung der Einnahmen im Stromhandel

Aufgrund der Komplexität der Situation auf dem deutschen Strommarkt werden 2 verschiedene Szenarien-Rechnungen durchgeführt, um die Bandbreite möglicher Einnahmen zu bestimmen. Im Max-Szenario werden die Spotmarktpreise des Jahres 2005 (European Energy Exchange [EEX], 2006) zu Grunde gelegt. Auf Basis dieser Preiszeitreihe berechnet PowerACE einen gewinnoptimierten stundenscharfen jährlichen Einsatzplan für jede Technologie unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Eigenschaften. Es wird nicht angenommen, dass der Einsatz des Lastmanagements eine Auswirkung auf den Marktpreis hat. Durch die fehlende Rückwirkung auf die Marktpreise und die Annahme der exakten Kenntnis zukünftiger Marktpreise kann dieses Szenario als die **absolute Obergrenze** der erzielbaren Einnahmen an der Strombörse unter den gegebenen Bedingungen angesehen werden. Für das Min-Szenario wird zwischen Industrie und Haushalten unterschieden. Für den Industriesektor muss die Begrenzung möglicher Abwürfe berücksichtigt werden. Dies ist modelltechnisch nur mit dem Planungshorizont eines ganzen Jahres möglich. Aus diesem Grund erfolgt die Modellrechnung für das Min-Szenario nach dem oben beschriebenen Ansatz des Max-Szenarios. Der Unterschied ergibt sich jedoch aus der hinterlegten stundenscharfen Preiszeitreihe. Der Preisprognose wird modellendogen erstellt und basiert auf detaillierten Annahmen zu Angebot und Nachfrage und den variablen Kosten bestehender deutscher Kraftwerke und den CO₂ Preisen. Durch den kostenbasierten Ansatz liegen die erwarteten Preise in ihrer Höhe und Volatilität unter den realen Marktpreisen, jedoch im Rahmen der Möglichkeiten einer realen Preisprognose. Die Auswirkungen eines Lastabwurfs auf die Marktpreise können in diesem Szenario ebenfalls nicht berücksichtigt werden. Für den Industriesektor kann also davon ausgegangen werden, dass das Min-Szenario ein realistischeres Bild der möglichen Einnahmen zeichnet, ohne jedoch das absolute Minimum zu berechnen. Für den Haushaltssektor müssen keine Begrenzun-

gen in der Häufigkeit der Abwürfe berücksichtigt werden. Im Modell werden täglich Preisprognosen für den kommenden Tag erstellt und der Einsatz von Lastabwürfen gewinnorientiert geplant. Nach Abschluss der Planung für eine Technologie wird der erstellte Einsatzplan bei der Marktpreisprognose für die nächste Technologie berücksichtigt. Die Lastabwürfe werden dann entsprechend der Einsatzplanung getätigt und zu den im Modell entstehenden Marktpreisen bewertet. Durch stochastische Kraftwerk- auffälle kann es ähnlich den realen Verhältnissen zu Fehlprognosen kommen. Da für die Preisbildung auch hier ein kostenorientierter Ansatz gewählt wird, bildet das Min-Szenario das untere Spektrum möglicher Einnahmen ab. Eine Übersicht über die getroffenen Szenario-Annahmen und die Modellergebnisse finden sich in Tabelle 4-7 bzw. Tabelle 4-8.

Tabelle 4-7: Szenarienbeschreibung

	Max-Szenario Industrie & Haushalte	Min-Szenario Industrie	Min-Szenario Haushalte
Preisbasis	Reale Marktpreise 2005	Modellendogene Preise	Modellendogene Preise
Marktpreise	Statisch	Statisch	Dynamisch
Einsatzplanung des Lastabwurfs	Optimaler Einsatz für 365 Tage bei perfekter Kenntnis der Marktpreise	Einsatzplanung für 365 Tage auf Basis einer kostenbasierten Preisprognose	Einsatzplanung auf 24 h Basis für 365 Tage auf Basis einer kostenbasierten Preisprognose

Quelle: Fraunhofer ISI

Tabelle 4-8: Modellergebnisse Stromhandel

Branche	Technologie	Leistungsabwurf pro Einheit in MW	Min-Szenario Einnahmen pro Tag in Euro/MW	Max-Szenario Einnahmen pro Tag	Min-Jährliche Einnahmen pro Einheit in Euro	Max- Jährliche einnahmen pro Einheit in Euro
Chemie	Chloralkalielektrolyse	14	1,91	16,05	9.760	82.020
Papier	Papiermaschine	2	1,91	16,05	1.390	11.720
Papier	Streichen u. Kalandern	1	1,32	9,80	480	3.580
Papier	Refiner u. Schleif- maschine	10	4,18	26,80	15.260	97.820
Papier	Aufbereitung	1	1,55	14,18	570	5.180
NE-Metalle	Aluminiumschmelzfluss- elektrolyse	10	1,91	16,05	6.970	58.580
NE-Metalle	Kupfer-Affinierung	1	1,95	16,16	710	5.900
Eisen-Stahl	Elektrostahlöfen	30	2,13	17,09	23.320	187.140
Zement	Rohstoff- u. Zement- mühlen	2	4,34	27,47	3.170	20.050
Haushalte	Waschmaschine	0,000033	55,02	312,25	0,66	3,76
Haushalte	Spülmaschine	0,000031	54,99	303,05	0,62	3,43
Haushalte	Wäschetrockner	0,000374	54,50	244,09	7,44	33,32
Haushalte	Kühlschrank	0,000027	0,00	40,20	0,00	0,40
Haushalte	Kühl-Gefrier-Gerät	0,000033	0,00	40,30	0,00	0,49
Haushalte	Gefriergerät	0,000033	0,00	40,20	0,00	0,48
Haushalte	Elektroherd	0,000032	0,00	35,62	0,00	0,42

Quelle: Fraunhofer ISI, WIK-Consult

Abschätzung der Einnahmen auf den Reserveenergiemärkten

Eine weitere mögliche Einnahmequelle für Lastmanagement ist der Einsatz auf den Reserveenergiemärkten. In Deutschland wird die Vorhaltung von Reserveleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber ausgeschrieben. Die Teilnahme an den jeweiligen Märkten setzt eine Präqualifikation durch den Übertragungsnetzbetreiber voraus. Je nach Zeithorizont des Einsatzes unterscheidet man zwischen Primär-, Sekundär und Minutenreserve. Während für die kurzfristig-einsetzbare Primärreserve ein einheitlicher Leistungspreis gezahlt wird, wird für die Sekundärreserve zwischen positiver und negativer Reserveleistung unterschieden. Zudem wird für tatsächlich abgerufene Leistung ein Arbeitspreis bezahlt. Da für die wenigsten Lasten eine negative Reserveleistung garantiert werden kann, werden für die Abschätzung der Einkünfte auf Sekundär- und Minutenreservemarkt nur positive Reserveleistungspreise berücksichtigt. Arbeitspreise finden ebenfalls keine Berücksichtigung, da der eigentliche Abruf und die generierbaren Einkünfte nicht zuverlässig abgeschätzt werden kann, da keine ausreichenden Informationen zu Preisen und Profilen der von deutschen Übertragungsnetzbetreibern in Anspruch genommenen Reserveleistung vorliegen. Somit sind diese Einkünfte für einen neuen Akteur kaum planbar. Unabhängig von den detaillierten Präqualifikationskriterien werden die möglichen Einkünfte auf den Regelenergiemärkten im Min-Szenario über einen durchschnittlichen Preis für positive Minutenreserve abgeschätzt (RWE Transportnetz Strom, 2006). Für eine Abschätzung der maximalen Einnahmen wird ein üblicher Primärreservereiseleistungspreis verwendet. Ein Überblick über die Ergebnisse findet sich in Tabelle 4-9.

Tabelle 4-9: Ergebnisse der Abschätzung möglicher Einnahmen auf dem Reserveenergiemarkt

Technologie	Leistungsabwurf pro Einheit in MW	Minutenreserve Leistungspreis in Euro/MW	Sekundärreserve Leistungspreis in Euro/MW	Primärreserve Leistungspreis in Euro/MW	Min-Jährliche Einnahmen pro Einheit in Euro	Max-Jährliche Einnahmen pro Einheit in Euro
Chloralkalielektrolyse	14	215	250	350	1.099.000	1.789.000
Papiermaschine	2	215	250	350	157.000	256.000
Streichen u. Kalandern	1	215	250	350	78.000	128.000
Refiner u. Schleifmaschine	10	215	250	350	785.000	1.278.000
Aufbereitung	1	215	250	350	78.000	128.000
Aluminium-Schmelzflusselektrolyse	10	215	250	350	785.000	1.278.000
Kupfer Affinierung	1	215	250	350	78.000	128.000
Elektrostahlöfen	30	215	250	350	2.354.000	3.833.000
Rohstoff- u. Zementmühlen	2	215	250	350	157.000	256.000
Waschmaschine	0,000033	215	250	350	2,59	4,22
Spülmaschine	0,000031	215	250	350	2,43	3,96
Wäschetrockner	0,000374	215	250	350	29,35	47,78
Kühlschrank	0,000027	215	250	350	2,12	3,45
Kühl-Gefrier-Gerät	0,000033	215	250	350	2,59	4,22
Gefrier-Gerät	0,000033	215	250	350	2,59	4,22
Elektroherd	0,000032	215	250	350	2,51	4,09

Quelle: Fraunhofer ISI, WIK-Consult

Auswertung:

Zusammenfassend lassen sich die untersuchten Technologien in 3 Gruppen einteilen.

1. Im Bereich der Industrieanwendungen bestehen erhebliche Potenziale für Lastmanagement. Die modellgestützte Analyse möglicher Einnahmen auf der Strombörse weist mögliche Einnahmen in der Größenordnung von 2-27 Euro/MW pro Tag bzw. mehreren hundert bis 190.000 Euro pro Anlage je nach Anlagentyp aus. In diesem Rahmen fallen die nötigen Ausgaben für die Kommunikationsinfrastruktur vermutlich nicht ins Gewicht. Bei Aufhebung der Begrenzung der maximalen Abwürfe pro Jahr ließen sich noch höhere Einnahmen erzielen. Dem Abwurf von industriellen Lasten stehen jedoch auch betriebliche Kosten gegenüber, die unter anderem auch von der Auslastung des einzelnen Unternehmens abhängen. In diesem Zusammenhang scheint es deutlich lukrativer das Lastmanagementpotenzial industrieller Anwendungen auf den Reservemärkten zu bieten. Hier können im Bereich der Minutenreserve im Tagesdurchschnitt Leistungspreise für positive Reserveleistung in der Größenordnung von 215 Euro erzielt werden. Da die Minutenreserve relativ selten in Anspruch genommen wird, kann in diesem Fall von einer begrenzten Beeinträchtigung der Produktion ausgegangen werden, die allerdings im Gegensatz zu Spotmarktgeschäften kaum planbar ist. Den deutlichen höheren Einnahmen auf dem Reservemarkt stehen dabei Kosten für die Zulassung (Präqualifikation) beim Übertragungsnetzbetreiber gegenüber. Hier gibt es bereits Anbieter, die diesen Prozess für ihre Kunden übernehmen und die zu Verfügung stehende Leistung auf dem Minutenreservemarkt in einem Pool anbieten. Es wäre möglich auf dem Sekundärreservemarkt bzw. dem Primärreservemarkt noch höhere Leistungspreise zu erzielen. Hier gelten jedoch erheblich schärfere Qualifikationskriterien und es ist zu diesem Zeitpunkt noch unklar, ob eine Teilnahme in diesen Märkten möglich und aufgrund der Einsatzprofile für die einzelne Anlage rentabel ist.
2. Die zweite wichtige Kategorie ist der Bereich der Haushaltsgeräte mit Verschiebungsdauern von bis zu 24 h. Hierzu gehören Waschmaschinen, Spülmaschinen und Wäschetrockner. Aufgrund der langen Verschiebungsdauern ließen sich auf der Strombörse im Schnitt tägliche Einnahmen in der Größenordnung von 50-300 pro MW generieren. Bricht man diesen Wert über die verfügbare Abwurfleistung jedoch auf das einzelne Gerät herunter ergeben sich jährliche Einnahmen in der Größenordnung von 0,62-3,76 Euro. Für einen profitablen Einsatz der Geräte müssten die Kosten für die Kommunikationsinfrastruktur und das Pooling der Anlagen unter diesem Betrag liegen. Ein etwas besseres Bild ergibt sich für Wäschetrockner die aufgrund der längeren Nutzungsdauern und der größeren Durchschnittsleistung Einnahmen zwischen 7-33 Euro pro Jahr und Gerät erzielen könnten. Ein ähnliches Bild ergibt sich für die Abschätzung der Einnahmen auf den Reserveenergiemärkten. Die möglichen jährlichen Einnahmen über Leistungspreise liegen hier bei max. 4 Euro für Wasch- und Spül-

maschine bzw. max. 48 Euro für Wäschetrockner. Für den Einsatz von Haushaltsgeräten auf den Reservemärkten müssen jedoch sehr große Pools gebildet werden um geeignete Vorhaltungsleistungen garantieren zu können. Bei den Geräten dieser Kategorie tritt zudem das Problem auf, dass beim derzeitigen Nutzerverhalten nachts kaum Leistungen für eine Reservevorhaltung zur Verfügung stehen. Für das Angebot einer durchgängigen Reservevorhaltung müssten also Pools mit anderen Geräten bzw. Erzeugungseinheiten gebildet werden, oder die Reserveleistung für Zeitscheiben geboten werden. In beiden Fällen würden sich die Einnahmen pro Gerät weiter reduzieren.

3. Die dritte Kategorie bilden die Geräte mit einer stark eingeschränkten Verschiebungsdauer von maximal einer Stunde wie Kühl- und Gefriergeräte und Elektroherde. Aufgrund der geringen durchschnittlich verfügbaren Abwurfleistung pro Gerät und der geringen Verschiebungsdauer sind die im Max-Szenario erwarteten jährlichen Einnahmen pro Gerät im Bereich unter 0,5 Euro. Aus diesem Grund erscheint ein Einsatz dieser Geräte für den Handel an der Strombörse wenig sinnvoll. Ein etwas besseres Bild ergibt sich für die Reservemärkte wo mit jährlichen Einnahmen von 2-4 Euro pro Gerät und Jahr gerechnet werden kann. Hier haben besonders die Kühl- und Gefriergeräte den Vorteil, dass rund um die Uhr Leistung für den Abwurf bereit steht. Es stellt sich jedoch die Frage, ob bei den erwarteten Einnahmen die Kosten für die Infrastruktur und Pooling gedeckt werden können.

Fazit

Der Einsatz von Lastmanagement für Strommarkt und Reserveleistungsmärkte ist für industrielle Großverbraucher schon heute attraktiv. Hier scheint besonders der Minutenreservemarkt mit hohen Leistungspreisen und geringen Abrufdauern ein attraktiver Markt zu sein. Hier sind heute schon einige Anbieter aktiv. Im Haushaltsbereich sind die erwartbaren Einkünfte bei den hier untersuchten Technologien deutlich geringer. Besonders aufgrund der geringen verfügbaren Geräteleistungen sind die erwarteten Erträge mit Ausnahme der Wäschetrockner gering. Der Kostenrahmen für das Pooling, die Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur und ggf. Anreizzahlungen für die Kunden ist somit unter den gegebenen Bedingungen äußerst gering. Ein besseres Bild im Hinblick auf mögliche Lastverlagerungen könnte sich ergeben, wenn mehr Klimageräte im Haushaltssektor eingesetzt werden. Dies würde allerdings eine grundsätzliche Erhöhung des Strombedarfs nach sich ziehen. Im Bereich der Großverbraucher des GHD-Sektors dürften die Potenziale schon heute größer sein.

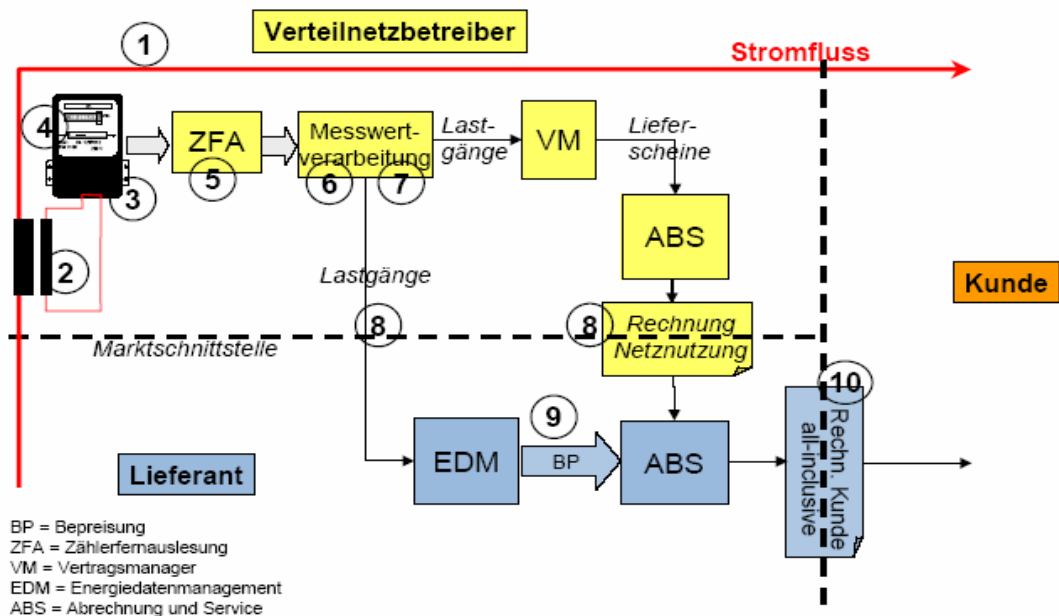
5 Zähl- und Messwesen

Um den Endverbrauchern individuelle, d. h. an ihrem tatsächlichen Verbrauch gemessene Abrechnungen zu garantieren und gleichzeitig Informationen über ihr Nachfrageverhalten zu erhalten, ist die Einführung intelligenter Zähler notwendig (Smart Metering). Mit ihrer Hilfe können auch die im Kapitel 4.4 beschriebenen Demand-Response-Programme, insbesondere preisanreizbasierte Angebote mit ihren jeweiligen Vorteilen verwirklicht werden.

5.1 Energiewirtschaftliche Ausgangslage

Die Hauptaufgabe des Zähl- und Messwesens besteht heute darin, eine zuverlässige Datengrundlage für die Abrechnung bzw. Rechnungserstellung zu liefern. Dieser Vorgang lässt sich in verschiedene Einzelschritte aufgliedern, die an dieser Stelle zum besseren Verständnis der energiewirtschaftlichen Ausgangssituation beschrieben werden.

Abbildung 5-1: Vom Zähler zur Rechnung



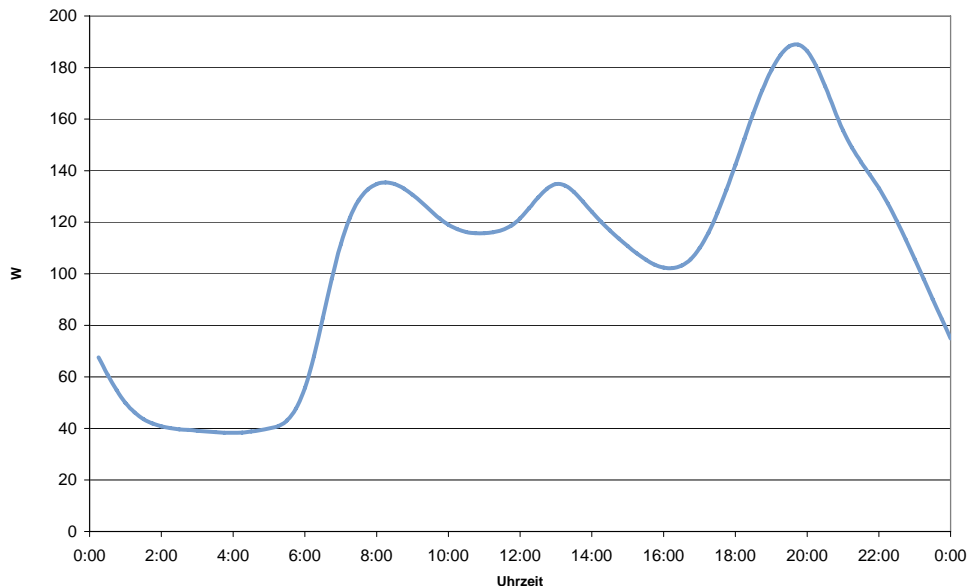
Die Zahlen beziehen sich auf die Darstellung in Abbildung 5-1.¹¹⁰

Der Abnehmer bezahlt den Strom, der durch die Stromleitung zu seinem Anschluss fließt (1). Da viele größere Abnehmer mit höheren Spannungen beliefert werden (in der Regel Mittelspannung oder höher), ist aus Sicherheitsgründen keine direkte Messung im Stromkreis möglich. Daher werden Strom und Spannung mittels eines Wandlers auf kleinere Größen transformiert, um sie messbar zu machen (2). Anschließend erfolgt die eigentliche Messung mithilfe des Zählers (3), deren Ergebnisse am Gerät angezeigt werden (4). Bei einigen, momentan vor allem größeren Kunden, ist die Übertragung der Lastgangmessungen per Zählerfernauslesung (ZFA) an den Netz- bzw. Messstellenbetreiber möglich (5). Bei Haushaltskunden erfolgt die Übermittlung im Regelfall einmal im Jahr durch manuelles Ablesen und/oder Übermittlung durch den Abnehmer selbst. Anschließend werden die Daten einer Plausibilisierung unterzogen (6) und ggf. (bei vorherigem Einsatz eines Wandlers, siehe Punkt (2)) mit Hilfe der entsprechenden Wandlerkonstanten in die tatsächlichen „Primärverbräuche“ umgerechnet (7). Die Daten werden dann ggf. vom Netz- bzw. Messstellenbetreiber an den jeweiligen Energielieferanten weitergegeben. Hierbei ist es erforderlich, dass die Daten in einer Weise bereitgestellt werden, die z.B. den Wechsel des Messstellenbetreibers oder des Energielieferanten problemlos möglich machen. Einheitliche Datenaustauschformate spielen an dieser Stelle also eine entscheidende Rolle (8) – diese Problematik wird gerade in einer künftigen eEnergy Welt noch größere Bedeutung erlangen, da mit einer weiteren Aufgliederung der Wertschöpfungsketten bzw. zusätzlichen Energiedienstleistungen eben auch zusätzliche Informationsaustauschprozesse verbunden sind. Diese gilt es geeignet mit den bestehenden Energiedatenmanagement (EDM) und Customer Relationship Management (CRM) Systemen zu verzahnen, um bei allen Akteuren möglichst geringe Transaktionskosten zu erzeugen. Der Energielieferant bepreist sodann die Energiemengen mit den mit dem Kunden vereinbarten Tarifen (9). Auf dieser Basis erfolgt schließlich die Rechnungsstellung an den Kunden (10).

Derzeit werden jedoch insbesondere im Haushaltsbereich fast ausschließlich herkömmliche, elektro-mechanische Ferrariszähler eingesetzt. Es wird nicht der individuelle zeitliche Verlauf der Nachfrage gemessen, sondern lediglich der Gesamtverbrauch im Abrechnungszeitraum, der dann wiederum mit Hilfe so genannter Standardlastprofile auf den tageszeitlichen Verlauf umgerechnet wird. Es wird also kein individueller Bezug zum Zeitpunkt des Stromverbrauchs hergestellt. §12 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) fordert dieses Vorgehen sogar explizit: „Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben für die Abwicklung der Stromlieferung an Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 Kilowattstunden vereinfachte Methoden (standardisierte Lastprofile) anzuwenden, die eine registrierende Lastgangmessung nicht erfordern.“ Ein solches Standardlastprofil für Haushaltskunden ist in Abbildung 5-2 dargestellt.

¹¹⁰ Die folgenden Ausführungen orientieren sich an Weber, C. (2006).

Abbildung 5-2: Standardlastprofil (H0) für Haushaltskunden (Winter-Werktag)



Quelle: WIK-Consult auf Grundlage VDEW

In der bereits erwähnten EU-Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen wird als Maßnahme zur Erreichung der geforderten Energieeinsparungen u.a. die Installation von individuellen Zählern aufgeführt, die den Endkunden über den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit informieren.

Durch das im Juli 2005 in Kraft getretene Energiewirtschaftsgesetz hat sich die rechtliche Ausgangssituation im Bereich des Zähl- und Messwesens grundlegend geändert. War bis dahin nur der Netzbetreiber berechtigt, in diesem Bereich tätig zu werden, so können nun auch unabhängige Dritte den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen vornehmen. Voraussetzung dafür ist, dass der einwandfreie und den eichrechtlichen Vorschriften entsprechende Betrieb der Messeinrichtungen gewährleistet ist und die Messeinrichtung den vom Netzbetreiber einheitlich für sein Netzgebiet vorgesehenen technischen Mindestanforderungen und Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität genügt. Die Marktfreigabe für die eigentliche Messung der gelieferten Energie ist im Gesetz ebenfalls vorgesehen, bedarf aber noch einer entsprechenden Rechtsverordnung.

Durch die geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen entstehen neue Marktchancen. Die EVU gründen eigenständig oder in Kooperation mit anderen Unternehmen Zähl- und Abrechnungsgesellschaften, die ihre Dienstleistungen nicht nur der eigenen Netz-

sparte, sondern auch Dritten anbietet. Große Dienstleistungsunternehmen, die bereits im Wärmemarkt etabliert sind, entwickeln Konzepte, um auch den Betrieb der Strommessstellen zu übernehmen.

Durch die Liberalisierung wächst auch in Deutschland das Interesse an so genannten Smart Metering- bzw. AMM-Systemen (Advanced Meter Management) für Tarifkunden. Der elektronische Haushaltszähler eHZ, der in den letzten Jahren von Energieversorgern zusammen mit der Zählerindustrie entwickelt wurde, wird derzeit in Feldversuchen getestet. Allerdings bietet dieser Zähler noch keine integriertes Kommunikationssystem. Die neueste Generation elektronischer Stromzähler, wie sie bereits im europäischen Ausland und in den USA eingesetzt werden, ist hingegen mit integrierten PLC-, GSM/GPRS-, Ethernet oder DSL-Modems bzw. Schnittstellen ausgestattet. Neben der Möglichkeit zur Zählerfernauslesung bieten sie zahlreiche zusätzliche Funktionen wie z.B. Fernab- und -aufschaltung, Leistungsbegrenzung, Schaltung von externen Geräten, Tarifregister und PowerQuality-Monitoring. Diese Zähler werden zurzeit in den deutschen Markt eingeführt bzw. befinden sich in dem Zulassungsverfahren. Im Bereich der Sondervertragskunden hingegen haben sich Zähler mit Zählerfernauslesung bereits weitestgehend durchgesetzt.

Durch AMM-Systeme können vielfältige Geschäftsprozesse rationalisiert werden. Zusätzlich werden neue Funktionalitäten und Dienste verfügbar, wie z.B. die Lastbegrenzung oder Sperrung des Stromanschlusses bei Zahlungsverzug, die Verhinderung von Stromdiebstahl, Reduzierung von Ablesefehlern, vereinfachtes Management von Lieferantenwechsel oder Mieterwechsel. Die Energiedaten können auch für Netz- und Lastganganalysen sowie für Prognosen herangezogen werden. Die flächenmäßige Einführung von AMM-Systemen bietet daher ein großes ökonomisches Potenzial: für die Rationalisierung gleichermaßen wie für neue Angebote, Dienste und Stromprodukte. Demgegenüber stehen erhebliche Investitionskosten. Aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive gilt es aber zu bedenken, dass diesen Kosten eine Technologie gegenüberstehen würde, die geeignet ist, den Lieferantenwechsel wesentlich zu beschleunigen und zu vereinfachen. Sie beinhaltet insofern auch das Potenzial als Liberalisierungstreiber zu wirken.

5.1.1 Smart Metering in Europa

In immer mehr europäischen Ländern werden AMM- bzw. AMR (Advanced Meter Reading) -Systemen für Tarifkunden flächendeckend eingeführt. Italien und Schweden sind hier Vorreiter, aber auch in anderen Ländern führt eine zunehmende Anzahl von Energieversorgungsunternehmen AMM-Systeme für Tarifkunden ein (Fraunhofer ISE 2006c). Im Folgenden werden einige ausgewählte Projekte kurz vorgestellt.

Großbritannien

Ein Konsortium mit den Firmen Powerten (zur E.ON-Gruppe gehörend), Pace Micro Technology, SKY Satellite Network, Oneclick Technology plant ein AMR-Pilotprojekt mit etwa 1000 Haushaltskunden. Dabei sollen herkömmliche und bereits installierte Gas- und Stromzähler optisch ausgelesen und die Daten über das TV-Kabelnetz bzw. die TV-Satellitenübertragung übermittelt werden. Über die Kabelverbindung wird eine bidirektionale Kommunikation zu dem Energieversorger aufgebaut. Der Energieversorger erhält die Zählerwerte und kann seinerseits Tarife und andere Informationen an den Kunden übermitteln. Die Informationen werden in einem gesonderten Fenster auf dem Fernseher angezeigt. Bei einem Satellitenanschluss können Informationen vom EVU zum Kunden übermittelt werden. Die Zählerwerte hingegen sollen über ein GPRS oder PSDN-Modem übertragen werden.

Italien

In Italien startete der staatliche Energieversorger ENEL mit dem Telegstore das weltweit größte AMM-Projekt. Bis Ende 2005 sollen über 30 Mio. elektronische Zähler installiert werden, ein Großteil davon mit AMR. Zudem werden 300.000 Konzentratoren installiert.

Motiviert wurde das rund 3 Mrd. Euro schwere Investitionsprogramm durch die erwarteten Kosteneinsparungen im administrativen Bereich und durch Eindämmung von Stromdiebstahl. Weiterhin können durch diese AMM-Systeme Tarife mit Leistungsbegrenzung angeboten werden, das insbesondere in den Sommermonaten hilft, die Spitzenlasten z.B. durch Klimaanlage zu begrenzen und damit das Stromnetz zu stabilisieren. In Zukunft soll dem Kunden eine Vielzahl verschiedener Tarifmodelle angeboten werden. Tarifwechsel, Stromanbieterwechsel oder Umzüge werden vereinfacht und effizienter durchgeführt. Ablesefehler sollen eliminiert und die Rechnungen auf den realen Verbrauch bezogen werden. Weiterhin erwartet ENEL durch die Möglichkeit, per Fernwirkung die Stromzufuhr zu limitieren oder komplett abzuschalten, Verbesserungen beim Inkasso säumiger Kunden.

Die Zähler sind eine Eigenentwicklung in Kooperation mit IBM, die von fünf verschiedenen Herstellern produziert werden. Die Stromzähler besitzen ein integriertes PLC-Modul, das die Daten an die Konzentratoren übermittelt. Die Konzentratoren senden die gesammelten Daten über ein Telekommunikationsnetzwerk (GSM, ISDN, etc.) via TCP/IP-Protokoll an das zentrale System. So sollen täglich 700.000 Zähler abgelesen werden. Dabei werden hauptsächlich GSM Verbindungen genutzt, da dieses Netz flächendeckend vorhanden ist. Die Energiedaten werden von dem von IBM entwickelten Management-System weiterverarbeitet.

Niederlande

Im Februar 2006 entschied das niederländische Wirtschaftsministerium, die Strom- und Gaszähler sämtlicher niederländischer Haushalte innerhalb von sechs Jahren auf AMR-Systeme umzustellen. Das Ministerium beauftragte die niederländische Normierungsbehörde NEN, einen Anforderungskatalog für AMR-Systeme zu verfassen. Die Rahmenbedingungen lauten wie folgt:

- In den Häusern installierte AMR-Systeme sollen Eigentum des Netzbetreibers sein und von diesem installiert und betrieben werden.
- Ein vom Energieversorger beauftragter Datendienstleister soll die gesammelten Messdaten auswerten.
- Weiterhin sollen Dritte Zugriff auf das AMR-System haben (read only).
- Für die Zählerdatenkommunikation zwischen dem AMR-System im Haushalt und dem Datendienstleister oder Dritten soll ein offenes Kommunikationsprotokoll verwendet werden.
- Der Verbraucher soll über einen eigenen Zugang zum AMR-System verfügen.

Da die Einführung einer Standardisierung mit einem hohen Zeitaufwand verbunden ist, beschloss die niederländische Normierungsbehörde, einen NTA (Netherlands Technical Approach) durchzuführen.

Die Projektgruppe NTA 8130 wurde im Januar 2006 gegründet. Ihre Hauptaufgabe bestand zunächst darin, den Nutzen eines AMR-Systems zu verdeutlichen. Dafür stellte die Projektgruppe die folgende AMR-Funktionsliste zusammen:

- Metering
 - Periodischer Zählerstand (z. B. monatlich)
 - Zählerstand auf Anfrage
 - Messdatenintervalle (z. B. viertelstündlich oder stündlich)
- Schalten und Steuern
 - An- oder Abschalten der Gasversorgung
 - An- oder Abschalten der Stromversorgung
 - Leistungsbegrenzung der Stromversorgung (z. B. 5 A)

- Monitoring
 - Manipulationserkennung
 - Leistungsabfall
 - Spannung

Die Arbeitsgruppe musste sowohl die technischen, also auch die marktrelevanten Rahmenbedingungen und Möglichkeiten berücksichtigen, die sich in den kommenden Jahren verändern werden. Das NTA 8130 ist daher als dynamisches und somit jederzeit anpassungsfähiges Dokument konzipiert worden. Die erste Fassung des NTA 8130 soll im Oktober 2006 veröffentlicht werden. Während der kommenden Jahre besteht die Aufgabe der Arbeitsgruppe darin, zu evaluieren, ob das Dokument gegebenenfalls den möglicherweise veränderten Umständen angepasst werden muss.

Schweden

In Schweden beschloss der Gesetzgeber (im Vorgriff auf die oben beschriebene EU-Richtlinie), dass bis 2009 auch Tarifkunden eine monatliche Verbrauchsabrechnung statt Abschlagszahlung ausgestellt werden muss. Um diese Vorgaben zu erfüllen, investieren die schwedischen EVU in den Aufbau von AMR-Systemen. Hierzu zählen z.B. E.ON Schweden, Vattenfall, Göteborg Energi und viele weitere Energieversorger. Zum Einsatz kommen dabei u.a. Systeme der Hersteller Actaris und Enermet mit PLC- und GPRS-Kommunikationstechnologien.

Spanien

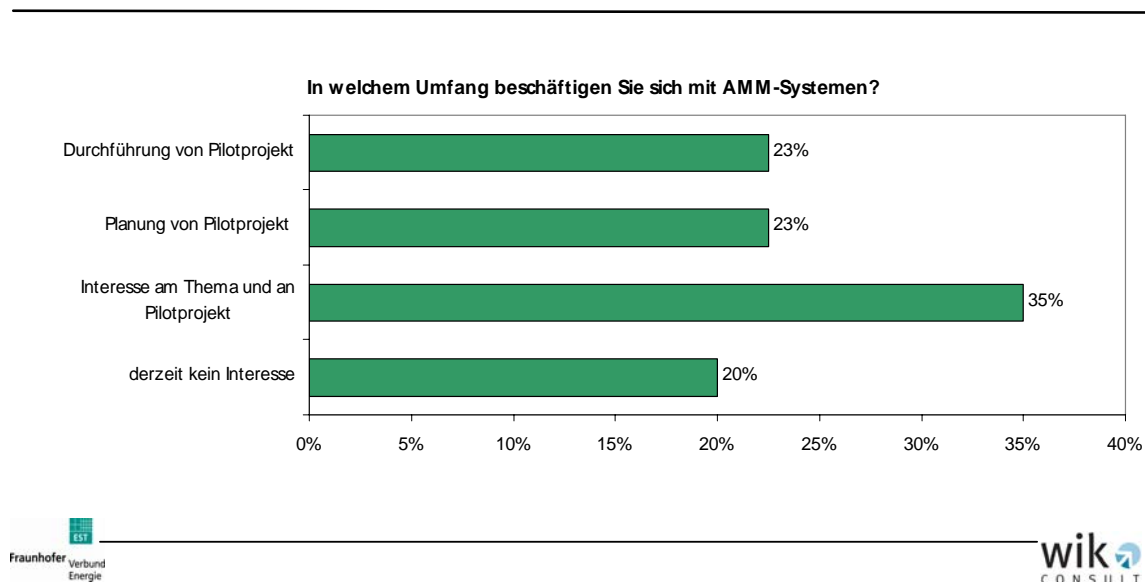
Im Jahr 2000 begann Endesa mit der Entwicklung eines auf Powerline gestützten Fernauslesesystems. Hierzu wurde ein Pilotprojekt mit zwei Installationen in Barcelona und Sevilla in Angriff genommen. Es wurden jeweils 750 Zähler von zwei verschiedenen Herstellern installiert, um die Systeme zu evaluieren und die Produkte zu testen. Die Daten werden von den Zählern per Funk oder PLC übertragen. 95 bis 98 % der Kunden in Spanien können nach Einschätzung von Endesa über PLC ausgelesen werden. Die Informationsübertragung per GPRS /GSM wird aufgrund hoher Modem- und Wartungskosten weniger favorisiert.

Parallel zu den Pilotprojekten entwickelt Endesa zusammen mit 8 Zählerherstellern ein eigenes Kommunikationssystem. Die Ergebnisse sollen als Standard für den gesamten Markt von Endesa gelten, die Zähler der verschiedenen Hersteller sollen dann austauschbar sein. Im Projektkonsortium arbeiten u.a. Iskra, Actaris, Elster und Landis & Gyr mit.

5.1.2 Smart Metering in Deutschland

In Deutschland ist ein steigendes Interesse an AMM-Systemen erst seit der Liberalisierung des Messwesens zu beobachten. Eine Erhebung des Fraunhofer ISE im September 2006 zeigte,¹¹¹ dass bereits 24 % der Energieversorger AMM-Systeme im Rahmen von Pilotprojekten untersuchen, 19 % planen dies in näherer Zukunft. Weitere 35 % beschäftigen sich mit dem Thema und verfolgen den Markt. Nur 22 % halten AMM-Systeme derzeit für noch nicht interessant. Das Interesse ist allerdings deutlich abhängig von der Unternehmensgröße: ab der Größenklasse 12 beschäftigten sich nahezu alle Unternehmen mit AMM-Systemen, in den Klassen darunter ist dies eher die Ausnahme. Insbesondere kleinere Versorger zeigen noch kein Interesse oder warten die Entwicklung ab.

Abbildung 5-3: Interesse an AMM-Systemen

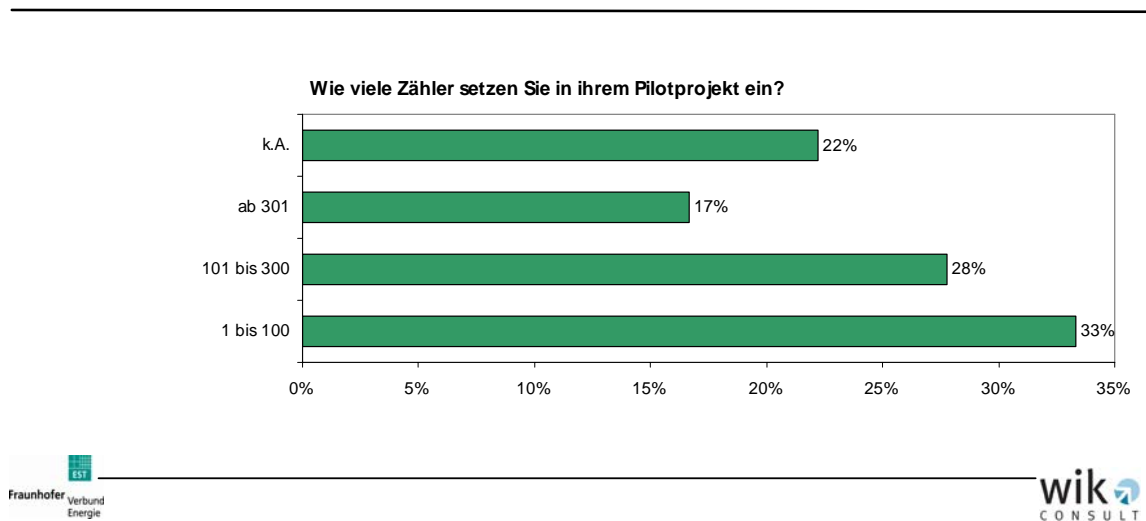


Quelle: Fraunhofer ISE (2006b)

Ziel der Pilotprojekte ist es, vor allem Praxiserfahrungen mit den Systemen zu machen. Daher untersuchen über die Hälfte der Unternehmen nur ein AMM-System. Nur wenige (17 %) machen einen systematischen Vergleich mit 4 und mehr Systemen. Die Größe der Pilotprojekte reicht dabei von etwa 20 bis etwa 1000 Zählern. 33 % der Projekte umfassen bis zu 100, etwas weniger bis zu 300 und 17 % der Projekte über 300 Zähler. Knapp ein Viertel der Unternehmen machten allerdings hierzu keine Angaben (vgl. Abbildung 5-4).

¹¹¹ Fraunhofer ISE (2006b). Die Erhebung wurde telefonisch bei 40 Energieversorgern der Größenklasse 9 bis 17 durchgeführt (d.h. Unternehmen mit einer nutzbaren Stromabgabe zwischen 63.000 MWh (GK 9) und über 100 Mio. MWh (GK17), vgl. hierzu die Einteilung des VDEW (2001b)) Interviewt wurden die Verantwortlichen für das Zähl- und Messwesen.

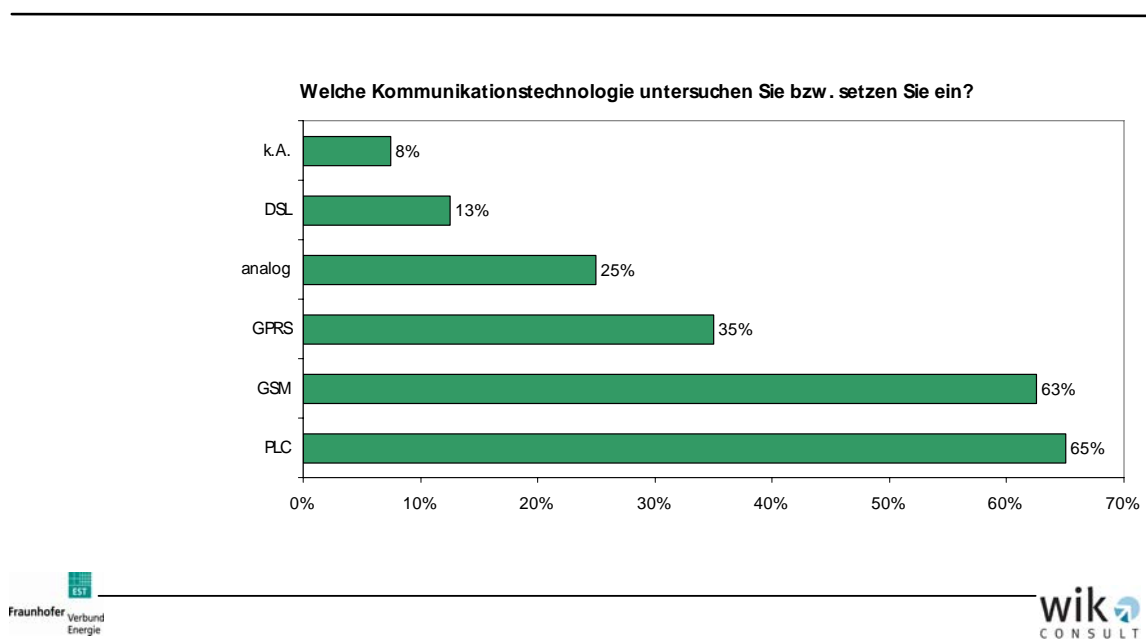
Abbildung 5-4: Größe der Pilotprojekte



Quelle: Fraunhofer ISE (2006b)

Mit 65 % ist das Interesse an der Powerline-Technologie am größten, gefolgt von GSM, GPRS und analogen Kommunikationswegen. DSL spielt derzeit eine untergeordnete Rolle (vgl. Abbildung 5-5).

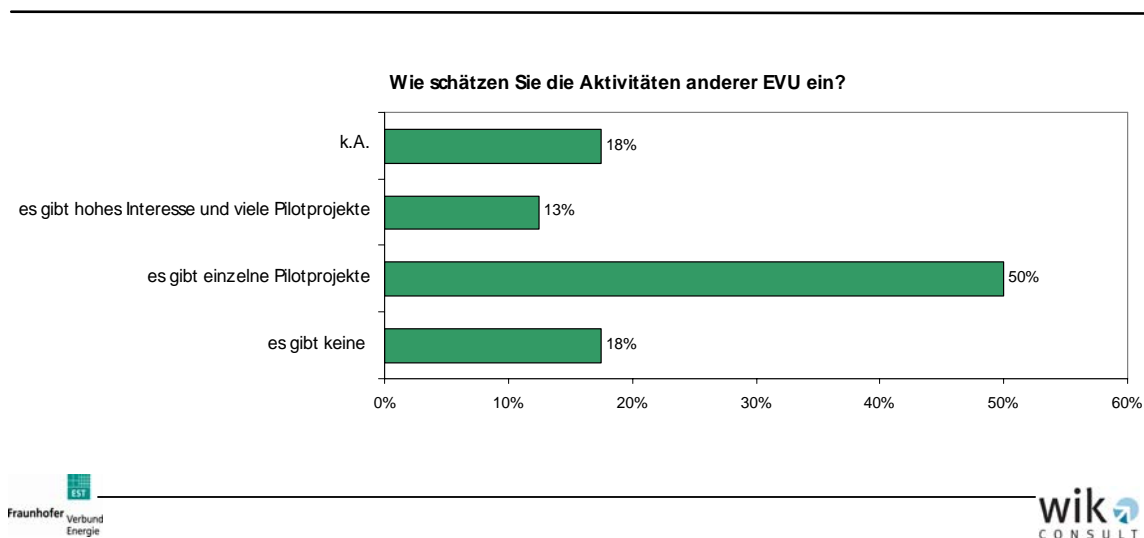
Abbildung 5-5: Interesse an Kommunikationstechnologien



Quelle: Fraunhofer ISE (2006b)

Deutlich wurde auch, dass über die Pilotaktivitäten - mit Ausnahme von EnBW, die ihr Projekt „Preissignal an der Steckdose“ u.a. auf der Hannover Messe 2006 vorstellten – gar nicht oder in nur sehr geringen Maße gegenüber der Öffentlichkeit berichtet wird. Dementsprechend gering ist der Kenntnisstand der Interviewpartner über die Aktivitäten anderer Unternehmen. Fast 20 % der Befragten glauben, dass in Deutschland AMM-Systeme noch kein Thema sind, immerhin noch die Hälfte meint, dass nur vereinzelt Pilotprojekte durchgeführt werden. Lediglich 13 % vermuten, dass AMM eine hohe Aufmerksamkeit genießt und dass viele Pilotprojekte durchgeführt werden (vgl. Abbildung 5-6). Selbst EVU, die größere Pilotprojekte vorbereiten, haben vielfach den Eindruck, dass sie die einzigen oder zumindest die ersten sind, die AMM-Systeme im Feld testen.

Abbildung 5-6: Einschätzung der Aktivitäten anderer EVU



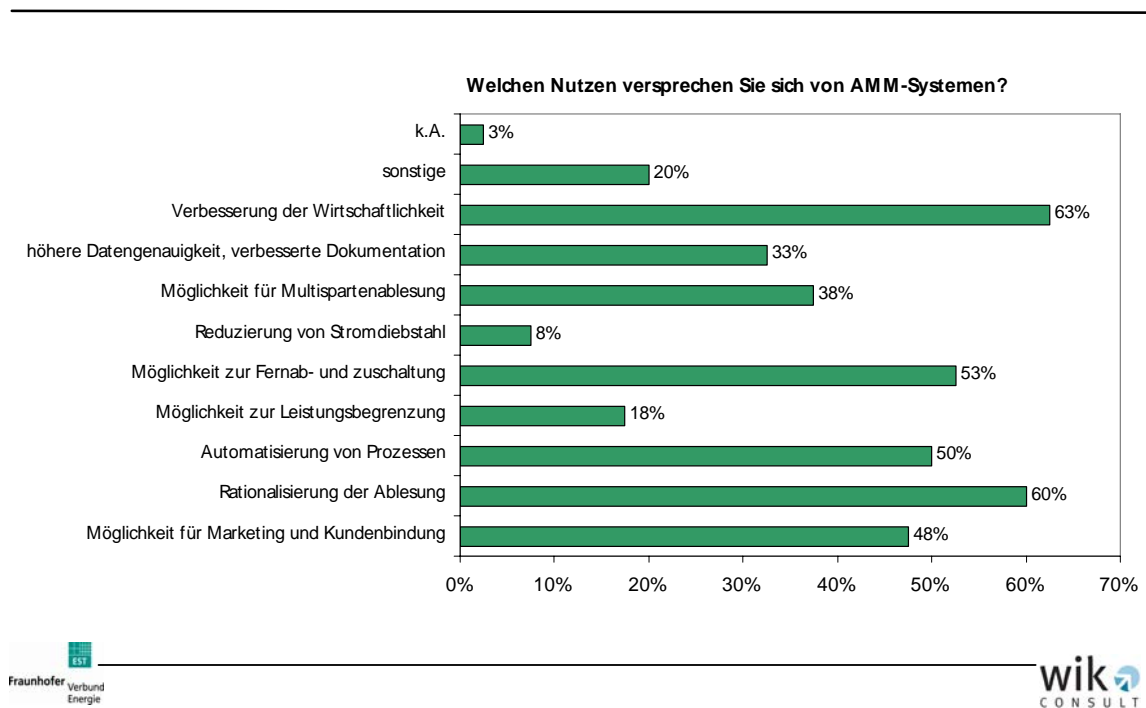
Quelle: Fraunhofer ISE (2006b)

Charakteristisch ist auch bei diesem Punkt die Differenzierung nach der Größenklasse. Während große EVU (ab Größenklasse 13 und aufwärts) vornehmlich ihre Projekte alleine durchführen und unter Verschluss halten, um sich auf dem entwickelnden Zähl- und Messwesenmarkt zu positionieren und Marktvorteile zu verschaffen, ist bei kleineren EVU die Bereitschaft deutlich ausgeprägter, in Arbeitskreisen ihre Erfahrungen zu teilen und durch Kooperation mit anderen z.B. Preisvorteile bei der Beschaffung zu realisieren.

In der Erhebung wurde weiterhin gefragt, welche Nutzen die Unternehmen sich von AMM-Systemen versprechen. Im Gegensatz zu Italien, wo u.a. die Reduzierung von Stromdiebstahl und Leistungsbegrenzung ein wesentliches Ziel für die Einführung von AMM-Systemen war, spielen diese Beweggründe bei deutschen EVU nur eine untergeordnete Rolle. Im Vordergrund stehen hier Möglichkeiten zur Verbesserung der Wirt-

schaftlichkeit, der Rationalisierung der Ableseprozesse und nachfolgender Geschäftsprozesse, die Möglichkeit zur Fernabschaltung z.B. bei Mieterwechsel oder bei Zahlungsverzug, aber auch Aspekte wie höhere Datengenauigkeit und verbesserte Dokumentation. Ein relativ hohes Interesse besteht auch an der Möglichkeit, neben Strom auch Gas und Wärme erfassen und abrechnen zu können. Fast die Hälfte der Unternehmen sehen neue Chancen für Marketing und Kundenbindung, z.B. durch kundenspezifische Tarife.

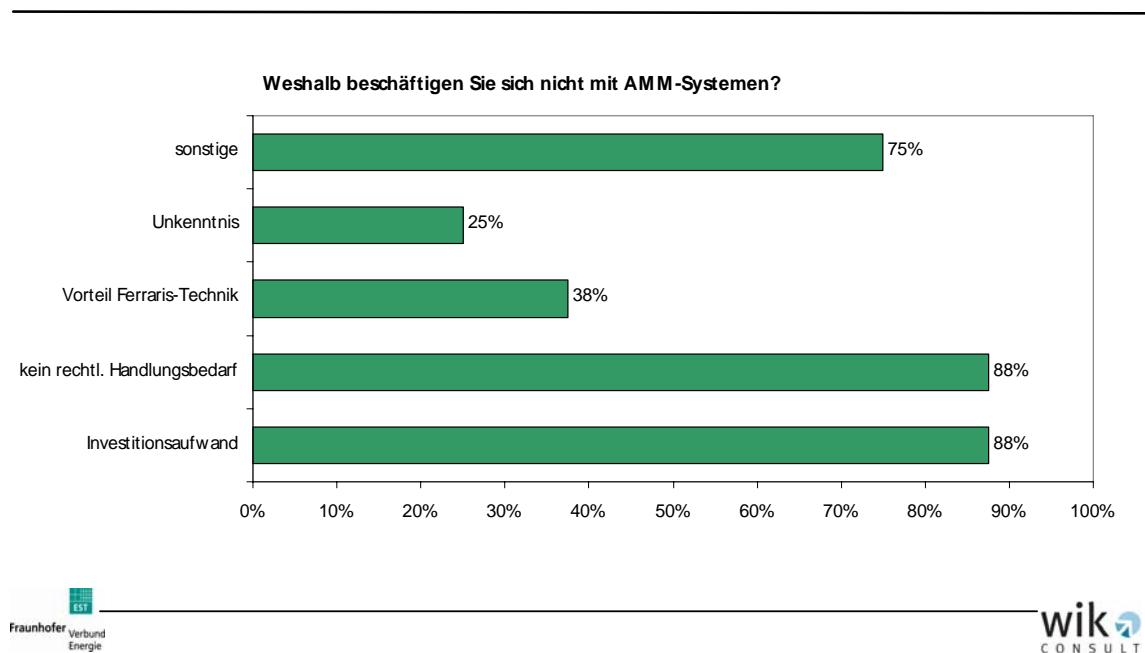
Abbildung 5-7: Nutzen von AMM-Systemen



Quelle: Fraunhofer ISE (2006b)

Den Nutzen stehen jedoch hohe Investitionskosten entgegen. Und diese Kosten sind einer der wesentlichen Gründe, die die Unternehmen anführen, die sich derzeit noch nicht mit AMM-Systemen beschäftigen (vgl. Abbildung 5-8). Ein weiterer Grund ist der fehlende rechtliche Handlungsbedarf. Immerhin 25 % der Unternehmen haben allerdings auch noch keine näheren Informationen über AMM-Systeme.

Abbildung 5-8: Motive für das (Des-)Interesse an AMM-Systemen



Quelle: Fraunhofer ISE (2006b)

Zusammenfassend kann man sagen, dass das Thema Smart Metering in Deutschland auf ein verhaltenes, in Abhängigkeit zur Unternehmensgröße aber durchaus wachsendes Interesse bei den Energieversorgern stößt. Es ist kein Unternehmen bekannt, das AMM-Systeme derzeit in der Fläche oder zumindest in ausgewählten Versorgungsgebieten installieren will. Die Potenziale für die Rationalisierung der Geschäftsprozesse und für den Vertrieb werden überwiegend noch skeptisch beurteilt, die hohen Investitionskosten hingegen schrecken ab. Pilotprojekte werden vornehmlich durchgeführt, um Erfahrungen mit der neuen Technologie zu sammeln und um sich vorzubereiten, wenn der Regulierer eine monatliche Abrechnung vorschreibt.

5.2 Stand der ITK

Im Zähl- und Messwesen fand in den letzten Jahren ein grundlegender technologischer Wandel statt. Das elektro-mechanische Zählwerk wurde durch ein elektronisches ersetzt. Statt in Rollenzählwerken werden die Werte heute elektronisch gespeichert und über Kommunikationsschnittstellen oder integrierte Kommunikationssysteme ausgelesen.

Die Zählerfernauslesung entwickelte sich dabei von AMR- zu so genannten AMI bzw. AMM-Systemen. Beim **AMR (advanced meter reading)** werden die Werte von konventionellen oder elektronischen Zählern über einen Impulsausgang oder einer externen

Ableseeeinrichtung erfasst, zwischengespeichert und z.B. über Funk von einem Ableser des Energieversorgers ausgelesen, entweder vor Ort oder von der Straße aus. Ein direkter Kontakt mit dem Zähler ist nicht mehr erforderlich. AMR-Systeme können auch über GSM, Ethernet und andere Kommunikationsmedien betrieben werden. Charakteristisch ist allerdings, dass beim AMR nur das Auslesen der Zählwerte beschleunigt wird.

So genannte **AMI-** (advanced metering infrastructure) oder **AMM-Systeme** (advanced metering management) erlauben hingegen eine Zwei-Wege-Kommunikation, entweder durch ein separates oder durch ein integriertes Kommunikationssystem. Die Zähler sind in der Regel mit Tarifregistern ausgestattet, in denen bis zu 1/4-Stundenwerte gespeichert werden können (Lastgangzähler). Über die Kommunikationsschnittstellen können sowohl Zählerwerte ausgelesen, als auch Informationen an den Zähler übermittelt werden.

AMM-Zähler bieten - je nach Hersteller und Gerät - folgende Funktionen:

- Zählwerke für Wirk- und Blindleistung, Bezug- und Lieferung (4-Quadranten-Zähler)
- Tarifregister mit Aufzeichnung von ¼ Stunden-Werten
- Tarife mit frei definierbaren Leistungsstufen, beliebigen Zeitzonen, beliebigen Kalenderfunktionen (Wochentage, Monate, Jahreskalender)
- Registerauslesung in frei definierbaren Zeitintervallen
- Leistungsbegrenzung
- Integration anderer Zähler (Gas, Wasser, Fernwärme)
- Dokumentation von PQ-Ereignissen (Spannungsüberwachung)
- Kommunikationsschnittstellen (PLC, Ethernet, M-Bus, S0, Impuls-Ausgang)
- Gruppenbildung von Zählern (hierdurch wird kontrolliertes Zu- oder Abschalten z.B. in Notfällen möglich)
- Fernschaltung (Auf-, Abschaltung)
- Schaltung von externen Geräten
- Manipulationswarnung

Fast alle renommierten Hersteller sowie einige neue Anbieter entwickeln derzeit AMM-Systeme für den Tarifkundenmarkt. Diese Systeme umfassen Endgeräte wie Zähler, Fremdzählerintegratoren und Schaltgeräte, Datenkonzentratoren und zum Teil auch Energiedaten-Managementsysteme (EDM). Die Systeme umfassen in der Regel integrierte Modems mit PLC-, DSL-, GPRS-, GSM- oder Ethernet-Technologie. Im Folgen-

den wird eine Übersicht über ausgewählte Systeme und deren Anwendung gegeben.¹¹²

5.2.1 Actaris: ACE Vantage System

Actaris bietet in Schweden in Kooperation mit Vodafone das „ACE Vantage System“ an. Das System umfasst Zähler, Kommunikationsdienstleistungen und Software sowie Dienstleistungsangebote für die Installation, Wartung und Auslesung. Technologisch setzt Actaris dabei auf eine funkbasierte Punkt-zu-Punkt-Verbindung über GPRS.

Für Tarifkunden werden Zähler vom Typ ACE4000 GPRS mit eingebauter SIM-Karte eingesetzt, die automatisch über das Mobilfunknetz von Vodafone ausgelesen werden. Separate Datenkonzentratoren werden nicht verwendet. An einen ACE 4000 GPRS können im Bedarfsfall über einen M-Bus bis zu ca. 25 weitere Zähler angeschlossen werden, auch Gas-, Wasser- oder Wärmezähler. Der ACE 4000 GPRS fungiert dabei als Datenkonzentrator. Durch diese Lösung kann jeder Zähler über TCP/IP direkt angesprochen werden. Auf die AMR-Funktionen können Drittsysteme mit Hilfe von SOAP (Simple Object Access Protocol) zugreifen.

5.2.2 Enermet: AIM

Die AIM-System (Active Information Management) von Enermet umfasst ein Geräteprogramm (Zähler, Konzentratoren und weitere Kommunikationsgeräte), ein Management-Softwarepaket sowie ein Dienstleistungsangebot. Für den Tarifkundenbereich wird die Zählerfamilie E120 mit integrierten Kommunikationsschnittstellen für verschiedene Übertragungsmedien wie PLC, GPRS, LAN oder LON angeboten. Über eingebaute S0- oder M-Bus-Schnittstellen können weitere Zähler angeschlossen werden. Die Zähler werden über Datenkonzentratoren oder direkt über GPRS ausgelesen. Das AIM-System umfasst weiterhin ein Softwarepaket mit verschiedenen Modulen für die Datenfernauslesung, Datenaufbereitung, Tarifierung, Zählermanagement und Monitoring.

5.2.3 EMH: Raconet

Das AMM-System „Raconet“ (radio controlled net) arbeitet auf der Basis von Kurzstreckenfunk im 868 MHz-Band. Ein Datenkonzentrator kann bis zu 128 Zähler auslesen, optional auch bis zu 512 Zähler. Die Datenkonzentratoren übermitteln ihrerseits die Zählerdaten über das Telefon- oder Mobilfunknetz an eine Zentrale. Die Reichweiten sollen ca. 20 bis 100 Meter betragen, in offenem Feld bis zu 600 Meter. Die Zähler dienen dabei auch als Repeater, so können weiter entfernte Zähler mit angeschlossen werden. Das Kommunikationsprotokoll basiert auf IEC 62056-21. Das System soll mit allen gängigen Zählerdatenmanagementsystemen zusammenarbeiten.

¹¹² Fraunhofer ISE (2006a).

5.2.4 Görlitz

Die Firma Görlitz konzentrierte sich bisher vorwiegend auf AMM-Systemlösungen für Gewerbe- und Industriekunden an. Im Tarifikundenbereich bietet Görlitz derzeit einen Zähler an, der auf der PLC-Technologie von Echolon basiert. Das EDM-System EDW3000 soll für den Einsatz im Tarifikundenbereich erweitert werden.

5.2.5 IBM

IBM plant, den zusammen mit ENEL in Italien entwickelten Zähler auch in Deutschland sowie in anderen Ländern auf den Markt zu bringen. Mit der Zulassung durch die PTB wird für 2006 gerechnet. Der Zähler soll in verschiedenen Varianten mit integrierten oder externen DSL-, GSM/GPRS- und PLC-Modulen angeboten werden. Für das EDM kooperiert IBM mit Anbietern wie z.B. Görlitz oder Fröschl.

5.2.6 Landis & Gyr: Advantis

Unter dem Namen „Advantis“ will Landis & Gyr ab 2006 ein AMM-System anbieten, das die gesamte Prozesskette vom Zähler bis zu den Anwendungssystemen (Billing, CRM) eines Netzbetreibers bzw. Versorgers abbildet. In das System sollen Tarif- sowie Gewerbe- bzw. Industriezähler integriert werden können. Austauschbare Kommunikationsmodule für PLC oder GSM/GPRS stehen zur Verfügung; alternativ können auch externe Module für Schnittstellen zu PSTN, Funk und Ethernet verwendet werden. Weiterhin können über Schnittstellen weitere Zähler sowie externe, schaltbare Lasten angeschlossen werden.

Die Zähler kommunizieren entweder direkt mit der Advantis-Zentrale (GPRS) oder mit einem Datenkonzentrator. An diesen können bis zu 2000 Zähler angeschlossen werden. Der Datenkonzentrator kommuniziert über GSM/GPRS, PSTN oder Ethernet mit dem Advantis-System. Die Kommunikation erfolgt auf offenen internationalen Protokollstandards (DLMS, IEC 62056-21).

5.2.7 Siemens: AMIS

Das AMIS-System (Automated Metering and Information System) wurde von der Firma VA Tech / SAT entwickelt und im Zuge der Übernahme der Firma durch Siemens in das Produktportfolio von Siemens integriert. AMIS ist ein integriertes AMM- und Leitsystem für Verteilnetzbetreiber, um Daten und Informationen von Haushalten, Sondervertragskunden und der Verteilnetzinfrastuktur zu erfassen, zu übertragen und in einer Zentrale zur Verfügung zu stellen. Siemens verfolgt dabei die Philosophie, das AMM-System als ein Teil des Fernwirk- und Leitsystems des Netzbetreibers aufzubauen. Das AMIS-System umfasst Zähler, Lastschaltgeräte und Fremdzähler-Gateways mit integrierter DLC-Kommunikationsschnittstellen (DLC Distribution Line Carriere, vergleichbar mit

PLC). Die Datenkonzentratoren übermitteln die Informationen über Mittelspannungs-DLC oder über andere Medien (ISDN, GSM, GPRS u.a.).

5.2.8 EVB Energie AG: AMM-System und Dienstleitung

Die EVB Energie AG bietet als Partner von Echelon deren NES-System (Networked Energy Services) an. Dieses modulare System besteht aus digitalen Stromzählern, die über das herkömmliche Stromnetz mit dem Datenkonzentrator kommunizieren. Je nach gewünschtem und verfügbarem Netz kommuniziert der Datenkonzentrator, der bis zu 1024 Zähler verwalten kann, über GSM, GPRS, Ethernet etc. mit der Datenzentrale. Die Software der EVB Energie AG ermöglicht die optimale Steuerung, von der Datenauslesung bis zur Zählerfernspernung. In zahlreichen Pilotprojekten wurde die Stabilität und Funktionalität der Lösung unter Beweis gestellt. Dabei bietet EVB vom Einbau der Komponenten über das Hosten der Daten-Server bis hin zum Betrieb der Infrastruktur als Komplettdienstleister Lösungen an.

5.3 Chancen und Potenziale

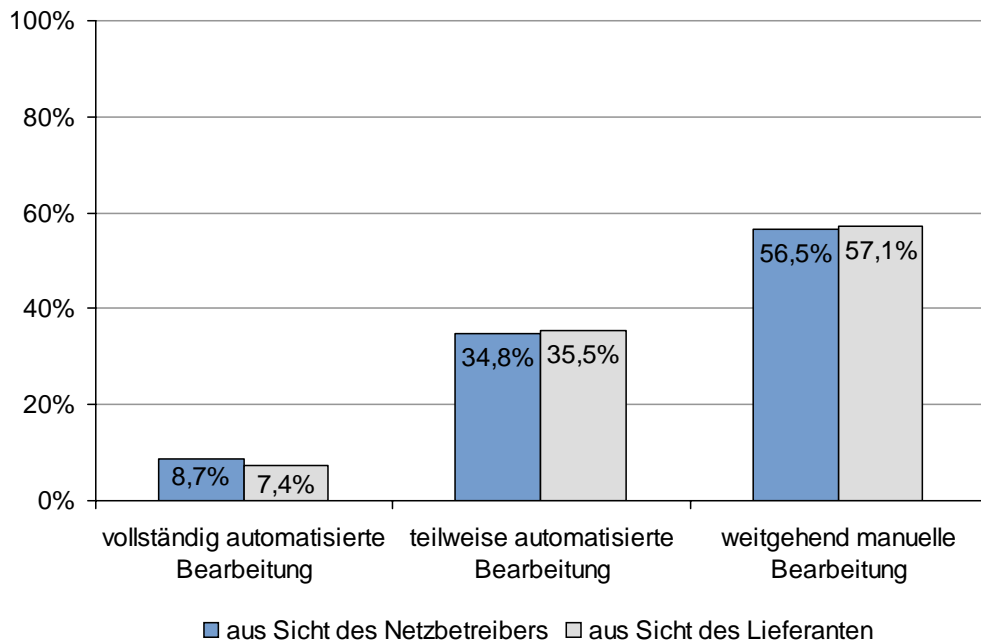
5.3.1 Energiewirtschaftliche Potenziale

Für einen flächendeckenden Ausbau müssten ca. 5 Mrd. Euro allein in die Zählerinfrastruktur investiert werden (bei ca. 49 Mio. Zählstellen und einem Preis von ca. 100 Euro pro Zähler). Hinzu kommen die Kosten für Kommunikationsinfrastruktur sowie für die Erweiterung der erforderlichen IT-Systeme. Diesen Kosten stehen vielfältige Potenziale für die Rationalisierung von Geschäftsprozessen gegenüber. Hierzu gehören die Beschleunigung von Ablese- und Abrechnungsprozessen, die Fernab- und Zuschaltbarkeit von Zählern, höhere Datensicherheit, verbesserte Dokumentation der Versorgung, verbesserte Verbrauchsprognosen, Verminderung von Verlusten, Missbrauch und anderes. Hinzu kommt, dass die Verteilnetzbetreiber durch die Liberalisierung in weit höherem Umfang als zuvor Netz- und Verbrauchsdaten Dritten zur Verfügung stellen müssen. Insbesondere im Bereich des Kundenmanagements wird mit steigenden Kosten gerechnet. Denn bedingt durch die wachsende Mobilität der Menschen und durch die potentiell wachsende Wechselbereitschaft der Stromkunden müssen Netzbetreiber immer mehr Anschluss- und Versorgungsänderungen bewältigen.

AMM-Systeme vereinfachen diesen Prozess. Im Moment ist der Automatisierungsgrad z.B. beim Lieferantenwechsel noch recht gering, wie Abbildung 5-9 zeigt. Die durchschnittlichen Kosten eines Wechsels beliefen sich im Jahr 2005 auf € 107,89 und kön-

nen zumindest teilweise auch auf den unzureichenden Automatisierungsgrad zurückgeführt werden.¹¹³

Abbildung 5-9: Durchschnittlicher Automatisierungsgrad bei Lieferantenwechsel 2005



Quelle: BNetzA (2006b)

AMM-Systeme dürften zudem geeignet sein, die Kosten der Prozesse Kundenverwaltung, Abrechnung, Inkasso etc. zu senken. Dies ist auch vor dem Hintergrund zu sehen, dass eine umfassende Informationsversorgung Grundlage des zukünftig immer wichtiger werdenden Vertriebscontrolling der EVU ist. Nur die Hälfte der EVU, die an einer entsprechenden Umfrage teilnahmen, kennen derzeit den tatsächlichen Wert ihrer Kunden.¹¹⁴

Hinzu kommt, dass die Kosten für Mahnungen und Sperrungen zahlungsunwilliger Kunden im Moment von ca. 80 % der Unternehmen nicht in ihrer vollen Höhe erhoben

¹¹³ BNetzA (2006c).

¹¹⁴ Hilkenbach, M. (2006a).

werden. Teilweise betragen die Sperrentgelte nur etwa 25 €¹¹⁵, was in Relation zu den Kosten einer Mannstunde bedeutet, dass hier Verluste entstehen, die über die verzögerte Zahlung der Rechnung deutlich hinausgehen.¹¹⁶ Vor diesem Hintergrund ist auch zu fragen, ob heute angestellte Wirtschaftlichkeitsvergleiche zwischen Ferraris-Systemen und AMM-Lösungen tatsächlich das volle Kostenbild enthalten, oder ob nicht ein Teil der Unternehmen bestimmte Folgekosten der alten Technik noch gar nicht ins Kalkül gezogen hat. Allerdings ist eine Tendenz zu verzeichnen, gerade schwierige Kundensegmente mit modernen Zählern zu bearbeiten – dies spricht dafür, dass eine Reihe von Unternehmen alle Kosten beachtet haben.

Weitere Potenziale ergeben sich durch den Einsatz von AMM-Systemen im Bereich der dezentralen Energieerzeugung (siehe Kapitel 4.3). Eine bidirektionale Kommunikation gibt hier nicht nur Aufschluss über die Menge der eingespeisten Energie sondern auch über die örtliche Position der einspeisenden Einheit.

Herkömmliche Konzepte für das dezentrale Demand-Side Management (DSM) sind darauf angewiesen, eine eigene Kommunikationsstruktur zu Erzeugern und Lasten aufzubauen, um diese *unmittelbar zu steuern*. Aus Kostengründen lohnte sich dieser Aufwand bisher nur bei relativ große Einheiten mit mehreren hundert kW bis MW. Durch den Aufbau eines AMM-Systems ist Aufbau, Betrieb und Pflege einer *separaten* Kommunikationsinfrastruktur nicht mehr erforderlich. Vielmehr können über das AMM-Systemen auch Steuerungssignale an Erzeuger und Verbraucher übermittelt werden. Auch zeitvariable Tarife und Demand-Response-Programme können angeboten werden, auf die die Kunden nach eigenen Kriterien reagieren (siehe Kapitel 4).

Hierdurch sind erstmalig die ökonomischen und technischen Voraussetzungen gegeben, nicht nur große Stromkunden mittels Sonderverträge, sondern auch kleinere Industrie-, Gewerbe- und Haushaltskunden - und damit rund die Hälfte des Strombezugs - in das Energie- und Netzmanagement mit einzubeziehen.

Ebenfalls vereinfacht die Kommunikationsfähigkeit der Zähler die Fehlersuche im Netz. Außerdem können genauere Mess- und Abrechnungsdaten die Grundlage für ein optimiertes Regelennergiesystem bilden.

Ein weiterer Aspekt ist die Tatsache, dass die elektronischen Zähler im Vergleich zu den Ferrariszählern generell eine wesentlich niedrigere Eigenleistung besitzen. Beide Systeme bewegen sich zwar in einer gewissen Bandbreite was das Angebot angeht,

¹¹⁵ Die Höhe des Sperrentgeltes beinhaltet ein offensichtliches Dilemma: Sind Sperrentgelt und etwaige Mahngebühren niedrig, so haben die Kunden kaum Anreize, ihre Rechnungen pünktlich zu begleichen. Liegen die Strafkosten dagegen hoch, so treffen sie mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit auch Haushalte, die akut nicht der Lage sind, die fraglichen Summen aufzubringen. Dieses Problem wird sich auch bei einem zunehmenden Einsatz von AMM-Systemen stellen. Von einer Kostenorientierung dürfte aus den gerade dargestellten Überlegungen abzuraten sein, selbst wenn die Sperrung aus Sicht des EVU deutlich billiger wird.

¹¹⁶ Hilkenbach (2006b).

dennoch können elektronische Zähler um den Faktor 7 bis 8 unter denen der Ferraris-zähler liegen.¹¹⁷ Bei 49 Mio. Zählstellen bedeutet dies ein auf die Dauer nicht zu unterschätzendes Einsparpotenzial.

5.3.2 Innovative Stromprodukte

Neben dem Rationalisierungspotenzial bieten AMM-Systeme auch die Möglichkeit für die Einführung von kundenspezifischen Stromprodukten. Derzeit bieten die meisten Stromversorger einen Einheitstarif an, der auf Basis einer Durchschnittskalkulation gebildet wird. Durch die Analyse der Verbrauchsdaten können Kundengruppen identifiziert und spezifische Stromprodukte angeboten werden. So bietet z.B. der italienische Energieversorger nicht nur „Abendtarife“ und „Wochenendtarife“ an, wie Abbildung 5-10 zeigt, sondern z.B. auch Tarife für Unternehmen, die von Frauen geleitet werden.

Abbildung 5-10: Zeitabhängiges Tarifangebot der ENEL (Italien)



Quelle: ENEL Homepage

5.3.3 Chancen für neue Technologien

AMM-Systeme stellen eine Basistechnologie dar, an die vielfältige weitere IuK-Technologien anknüpfen können. Hierzu zählen z.B.

- die Integration von Gas- und Wärmemengenzählern ,

¹¹⁷ Hoffman, R. (2006).

- Kundeninformationssysteme,
- Schnittstellen zu intelligenten Haushaltsgeräten, Gebäudeleitsystemen und betrieblichem Energiemanagement,
- IuK-Gateway für Drittanwendungen (z.B. Monitoring von BHKWs, Wärmepumpen, Heizungen, Solaranlagen, stromerzeugende Heizungen).

Die Integration von Gas- und Wärmemengenzählern ermöglicht neue Formen des Energiemonitorings- und des Energiemanagements. Auch der Kundenservice kann verbessert werden, indem z.B. der Kunden für alle Energiearten nur noch eine Rechnung erhält. Dadurch kann z.B. der Gesamtenergieverbrauch eines Haushalts oder eines Gebäudes besser beurteilt und bequemer analysiert werden. Gesamtenergiebilanzen können einfacher erstellt werden.

An ein AMM-System können auch Kundeninformationsdisplays angeschlossen werden, Ebenso ist es möglich, wie schon bei industriellen Verbrauchern zum Teil üblich, die Energieverbrauchsdaten im Internet zur Verfügung zu stellen. Hierdurch erhält der Kunde erstmalig Informationen über die Verursacher (Geräte und Konsumgewohnheiten) seines Energieverbrauchs und seiner Kosten. Langfristig wird eine Visualisierung des aktuellen Energieverbrauchs bzw. -preises die Verbraucher auch dazu bewegen, nicht nur Lastverschiebungen sondern tatsächliche Energieeinsparungen vorzunehmen etwa durch die Anschaffung energieeffizienterer Geräte. Dies würde zu einer Absenkung der gesamten Lastkurve führen (Strategic Conservation, siehe Kapitel 4.4)

Der kanadische (staatliche) Energieversorger Hydro One in Ontario zum Beispiel hat an seine Kunden einen so genannten „Blue Line Monitor“ ausgegeben, der mit dem Stromzähler verbunden und ständig über den aktuellen Energieverbrauch und die entsprechenden Kosten informiert. Laut Firmenaussage haben einzelne Kunden damit bis zu 15 % Energie eingespart.¹¹⁸

Tabelle 5-1 gibt eine Übersicht über entsprechende Fallstudien, in denen es um eine einfache Visualisierung des Energieverbrauchs geht. Bezüglich einer Abschätzung der zu erwartenden Einsparungen sind mehrere Faktoren zu bedenken. Die Studie von Mountain ist die jüngste und langfristige Analyse – es ist daher davon auszugehen, dass sich Einmaleffekte und positive Verzerrungen aufgrund einer Anfangsmotivation nicht wesentlich bemerkbar machen. Angenommen werden kann daher im Rahmen einer vorsichtigen Erstabschätzung ein Einsparpotenzial im mittleren einstelligen Prozentbereich.

¹¹⁸ http://www.hydroonenetworks.com/en/community/projects/conservation_pilots/#2

Tabelle 5-1: Übersicht Fallstudien zum Thema Real-Time-Feedback

Autor(en)	Jahr	Inhalt	Dauer der Studie	Einsparung
Dobson u. Griffith	1992	Endverbraucher-spezifische Anzeige auf PC über Echtzeit-Energieverbrauch	k.A.	13 %
McClelland u. Cook	1979	Anzeige in elektrifizierten Wohnungen	11 Monate	12 %
Wood u. Newborough	2003	Anzeige auf Elektroherd über Energieverbrauch	k.A.	15 %
Mountain	2006	Blue Line Monitor in 400 Wohnungen, Informationen mit kurzer Zeitverzögerung (Minutenbereich)	2 ½ Jahre	6,5 %

Quelle: Darby, S. (2006)

Nimmt man die Studie von Mountain daher als Grundlage einer einfachen Hochrechnung, so würde dies für Deutschland bedeuten, dass allein durch die Visualisierung des Stromverbrauchs im Jahr 2010 ca. 9,5 TWh in Haushalten eingespart werden könnten.¹¹⁹ Bei Haushalten ohne Elektroheizung konnte in dem kanadischen Feldversuch sogar ein Einsparpotenzial von 8,2 % festgestellt werden. Diese Potenziale ergeben sich also bereits **ohne** zusätzliche preis- oder anreizbasierte Programme (vgl. Kapitel 4.4).

Das AMM-System kann weiterhin als Gateway zu intelligenten Haushaltsgeräten fungieren, die hierdurch automatisiert in Demand-Response-Programmen integriert werden können (siehe ebenfalls Kapitel 4.4).

Schließlich können weitere energietechnische Anlagen über das AMM-System beobachtet und gemanagt werden. Neue Heizungsanlagen ebenso wie BHKW, Solaranlagen und Wärmepumpen werden inzwischen mit Kommunikationsschnittstellen und eigenen Modems ausgestattet. Die Firma Senertec erfasst z.B. die Leistungs- und Zustandsdaten seiner BHKW-Anlagen und übermittelt diese über ein Telefon- oder GSM-Modem. Den Kunden werden diese Daten im Internet zur Verfügung gestellt. Gleichzeitig hat der Hersteller hierdurch die Möglichkeit, aus der Ferne Erstdiagnosen bei Störungen durchzuführen. Mit einem AMM-System könnte der Aufbau einer separaten Kommunikationsinfrastruktur entfallen, die Daten könnten über die integrierte Kommunikationstechnik des Zählers übermittelt werden.

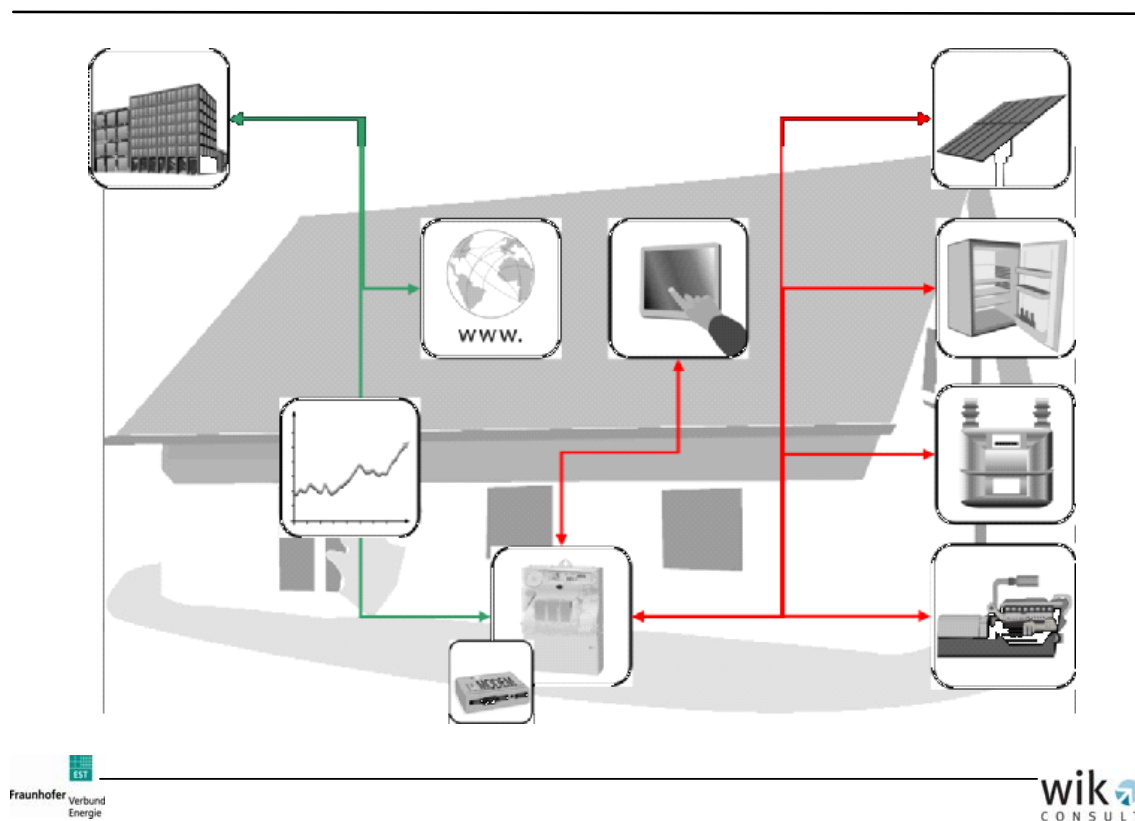
In Abbildung 5-11 sind graphisch die Chancen für neue ITK im Kontext von AMM-Systemen zusammengefasst. Sie umfassen folgende Punkte:

- Bidirektionale Kommunikation zu allen Netzkunden

¹¹⁹ Ausgehend von einem Gesamtstromverbrauch der Haushalte von ca. 145 TWh im Jahr 2010 (EWI/prognos 2005).

- Transparenter Energieverbrauch und Kosten
- Webbasierte Tarifwahl und Lieferantenwechsel
- Multi-Metering und Mehrwertdienste (z.B. Alarmmeldungen)
- Kundenspezifische Tarife
- Intelligente Geräte und Anlagen (home automation)
- Integration von dezentralen Erzeugern ins Netzmanagement
- Kommunikationstechnische Integration von Energieanlagen (z.B. Heizungen)

Abbildung 5-11: Chancen für neue ITK



Quelle: Fraunhofer ISE (2006a)

5.3.4 Chancen für neue Geschäftsmodelle/Prozesse

Durch den Aufbau einer bidirektionalen Kommunikationsinfrastruktur zu allen Netzkunden bieten sich zahlreiche Chancen für neue Geschäftsmodelle. Hierzu zählen z.B.

Mehrwertdienste, die auf einem Monitoring der Zählerdaten basieren. Alarmmeldungen, Überwachung von Mindestverbräuchen oder Höchstverbräuchen von Wohnungen und Anlagen sind möglich, ebenso webbasierte automatische Verbrauchsanalysen, Tarifchecker und Benchmarking-Werkzeuge. Werden alle Energiearten (Strom, Gas, Wärme) erfasst, so können für Wohnungen und Gebäude neue Formen der Energieanalyse und –beratung entwickelt werden, die nicht nur die Summenwerte, sondern den zeitlichen Verlauf der Verbräuche berücksichtigen.

Grundsätzlich ist zu prüfen, ob die Kommunikationsinfrastruktur der AMM-Systeme nur den Betreibern oder auch Dritten zur Verfügung gestellt werden kann. So könnten z.B. die Betreiber von BHKW und Solaranlagen über das AMM-System Anlagendaten abrufen und Signale zur Betriebsführung übersenden. Die Integration in Gebäudeleitsysteme und intelligente Haushaltsgeräte ist ebenso möglich.

Weiterhin liegen Chancen für neue Geschäftsmodelle in der Liberalisierung des Zähl- und Messwesens. Prinzipiell ist nach § 21b EnWG jeder Anschlussnehmer (d.h. in der Regel der Vermieter bzw. Hauseigentümer) berechtigt, seinen Messstellenbetreiber selbst auszuwählen. Der Messstellenbetreiber kann dabei entweder - wie schon bisher - der Netzbetreiber oder aber ein unabhängiger Dritter sein. Seine Aufgaben umfassen den Einbau, den Betrieb und die Wartung der Messanlage. Bisher sind hier im Vergleich zu den 49 Millionen Stromanschlüssen eher geringe Aktivitäten zu verzeichnen,¹²⁰ die Anzahl der Anträge dritter Messstellenbetreiber ist in Tabelle 5-2 aufgeführt.

Tabelle 5-2: Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtungen durch Dritte

Anträge	Anzahl
Gesamt	2.062
Gestellt bei Netzbetreibern	118
Davon Netzbetreiber mit mehr als zehn Anträgen	28

Quelle: BNetzA (2006b)

Diese Zahlen belegen, dass trotz der noch jungen Marktliberalisierung ein gewisses Interesse vorhanden ist. Dies lässt sich nicht zuletzt auch durch die derzeit großen Preisunterschiede in diesem Bereich erklären (vgl. Tabelle 5-3).

Tabelle 5-3: Preise für Messung, Zählung und Abrechnung der Netzbetreiber (August 2006) in €/Jahr

	Mittelspannung	Niederspannung	
	leistungsgemessen	leistungsgemessen	nicht leistungsgemessen
Maximalwert	5.184,00	4.933,00	62,00

¹²⁰ BNetzA (2006c).

Minimalwert	319,32	70,00	9,90
Durchschnittspreis	1.411,52	1.033,87	28,79
Anzahl Unternehmen	866	898	918

Quelle: VEA-Datenbank, Wik-Consult

Zu beachten ist an dieser Stelle allerdings, dass die Prozesse Messung, Zählung und Abrechnung in Tabelle 5-3 noch als eine Dienstleistung angesehen und bepreist werden, so dass sich die Preisschwankungen auch aus anderen Bereichen als dem reinen Messstellenbetrieb ergeben können. Dennoch weist der enorme Spielraum auf ein großes monetäres Potenzial für den Prozess „Messstellenbetrieb“ hin. Neue Kooperationen zwischen den Herstellern von Zählern und Messstellenbetreibern sind denkbar.

In Großbritannien beispielsweise wurde das Zähl- und Messwesen bereits 2001 liberalisiert, vor allen Dingen in der Hoffnung, die Durchsetzung digitaler Zähler zu beschleunigen. Hierbei wurde die Verantwortung von den Netzbetreibern zu den Energieversorgern verlagert, die im Wettbewerb stehen. Diese schrieben Messdienstleistungen z. T. öffentlich aus. So hat etwa der Versorger Centrica die Firmen United Utilities, Onstream und Siemens mit dem Zähl- und Messvorgang beauftragt.¹²¹ Insgesamt waren die Bewegungen im Markt aber eher verhalten; eine umfassende Einführung von AMM-Systemen hat bisher nicht stattgefunden, sondern konzentrierte sich eher auf Großverbraucher, teilweise nur als Versuchslauf. Statt der erwarteten intelligenten wurden oft einfachere Zähler installiert.¹²² Als Konsequenz will der britische Regulierer Ofgem nun verstärkt potenzielle Hindernisse aus dem Weg räumen. So wird darüber nachgedacht, die Pflicht zur zweijährlichen Inspektion der Zähler durch das EVU aufzuheben und einheitliche Standards für verschiedene Zählertypen zu definieren.¹²³

Ein Anstoß von Seiten der IT-Industrie oder Energiedienstleistern, die die gesamte Energieoptimierung des Kunden übernehmen, ist sicherlich wünschenswert. Impulse könnten in diesem Bereich auch von einer konsequenten nationalen Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie ausgehen, die eine detailliertere Abrechnung für die Endkunden verlangt.

5.4 Hindernisse

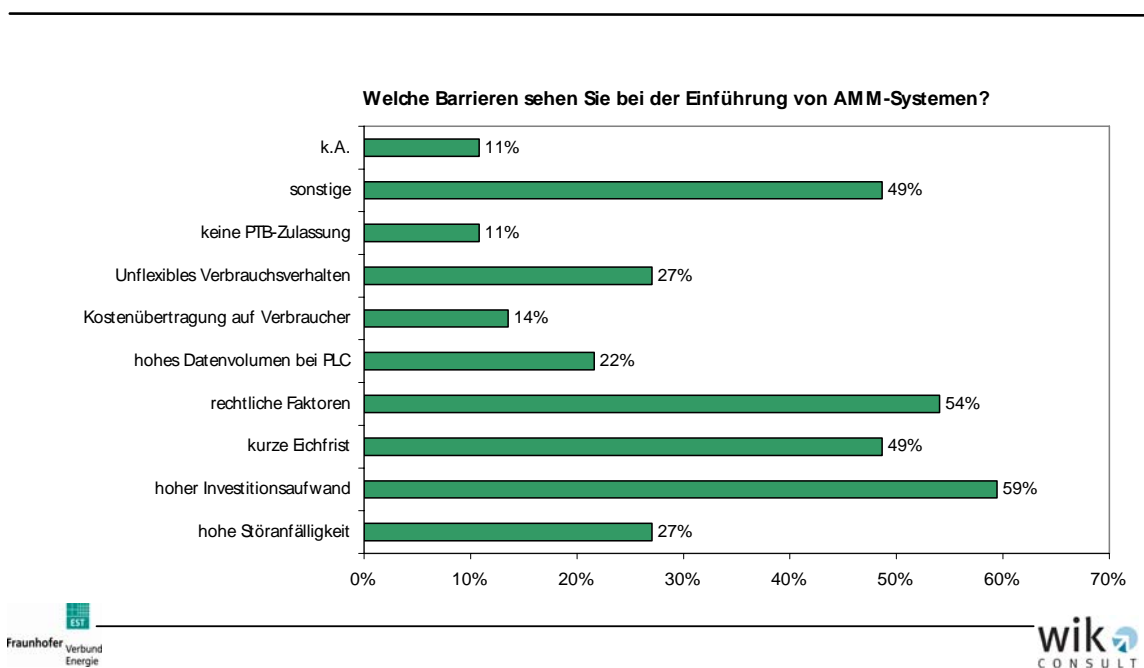
Der Einführung von AMM-Systemen stehen eine Vielzahl von Barrieren entgegen. In der Erhebung unter 40 Energieversorgern wurde mit rund 60 % am häufigsten der hohe Investitionsaufwand genannt. Weiter Barrieren stellen die (unsichere) rechtliche Situation dar, die kurze Eichfrist der elektronischen Zählern sowie das vermutete unflexible Verbraucherverhalten.

¹²¹ OFGEM (2006a).

¹²² OFGEM (2006a).

¹²³ OFGEM (2006b).

Abbildung 5-12: Barrieren für die Einführung von AMM-Systemen



Quelle: Fraunhofer ISE (2006b)

Im Gegensatz zu europäischen Energieversorgern, die sich häufig auf ein AMM-System festlegen, wollen deutsche EVU sich eher ungern in die Abhängigkeit von einem Hersteller und Systemlieferant begeben. Vielmehr möchten sie die Flexibilität haben, Zähler und Komponenten von unterschiedlichen Herstellern zu kombinieren. Hierfür muss gewährleistet sein, dass diese miteinander in einem Netz zuverlässig funktionieren. Die Interoperabilität ist derzeit noch nicht gewährleistet. Hier sollte zumindest für den Bereich Datenformate und Datenfluss ein einheitlicher Standard gefunden werden, um eine Informationsweitergabe an Dritte zu erleichtern. Werden die Daten tatsächlich von einer dritten Partei genutzt (Netzbetreiber, Systemadministrator, Bilanzkreisverantwortlicher etc.), so schließt sich die Frage des Datenschutzes und des Dateneigentums an. Es muss definiert und eine Einigung darüber herbeigeführt werden, wer die Zähl- und Messdaten in welcher Weise verwenden soll bzw. darf.

Das Desinteresse der Haushaltskunden beruht zum einen auf einem Informationsdefizit und zum anderen auf dem derzeitigen Abrechnungsmodus. Der Stromkunde erhält einmal jährlich seine Stromrechnung, nachdem er selbst oder ein Mitarbeiter des Energieversorgers den Zählerstand abgelesen hat. Somit ist der Stromverbrauch nicht im gedanklichen Blickfeld und eine Beschäftigung mit diesem Thema findet nicht statt.

Weiterhin ist z. B. in Mietwohnungen nicht der Energieverbraucher, sprich der Mieter, für die Installation des Zählers zuständig, sondern der Vermieter. Dieser besitzt aber an einer technischen Aufrüstung wenig Interesse, da er selbst nicht für die jeweiligen Stromkosten aufkommen muss. Damit verbunden ist oft eine Unkenntnis über die Kosten und Nutzen, die mit der Anschaffung neuer, intelligenter Zähler verbunden sind.

Hier wird eine eventuelle Ersparnis möglicherweise unterschätzt, da nur die Anfangsinvestitionen betrachtet werden, nicht aber die damit verbundenen Einsparungen über die Zeit. Ähnliches gilt unter dem bekannten Stichwort Mieter-Vermieter-Dilemma auch für alle anderen Investitionen in Energieeffizienz, die Mieter vornehmen wollen. So unterliegen Veränderungen an der Mietsache im Regelfall ohnehin dem Genehmigungsvorbehalt durch den Vermieter. Wesentlicher dürfte aber sein, dass aus Sicht der Mieter bei allen Investitionen ein Risiko (z.B. bei Kündigung seitens des Vermieters oder Umzüge aus beruflichen Gründen etc.) besteht, die aufgewendeten Beträge nicht zurückholen zu können bzw. sich in diesen Fällen in Verhandlungen über Abstands Zahlungen begeben zu müssen.¹²⁴ Umgekehrt besitzt der Vermieter kein Interesse an solchen Investitionen und einer damit verbundenen Senkung der Mietnebenkosten, da er diese in jedem Falle, d.h. auch ohne eine entsprechende Investition zu tätigen, in voller Höhe vom Mieter bezahlt bekommt.

Ein wesentliches weiteres Hindernis für den Erfolg etwaiger Dritter Anbieter von Zählerdienstleistungen und damit tendenziell auch für eine schnelle Verbreitung neuer Zählertechnologien dürfte die derzeitige Rechtslage sein. Zwar hat der VDN mit dem Metering Code 2006¹²⁵ inzwischen eine Arbeitsgrundlage geschaffen, auf der Messstellenbetrieb durch Dritte ermöglicht wird. Es ist aber nach wie vor notwendig, dass ein dritter Messstellenbetreiber sich bei jedem Netzbetreiber, in dessen Netzgebiet eine Messstelle betreiben werden soll, um eine Zulassung bemüht. Dies führt zu wesentlichen Transaktionskosten¹²⁶ zu Ungunsten neuer Anbieter und verschafft den etablierten (Netz-) Unternehmen insofern einen Vorteil, als dritte Messgeräte den Regelungen des § 21 b Abs. 2 EnWG entsprechend

- den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen und
- den von **dem Netzbetreiber** einheitlich für sein Netzgebiet vorgesehenen technischen Mindestanforderungen und Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität genügen (müssen).

Hinzu kommt, dass unserer Einschätzung nach zwischen dem EnWG und der Strom- bzw. Gasnetzzugangsverordnung ein Widerspruch besteht: Während das Gesetz vorsieht, dass die Tätigkeit des eigentlichen Messens von Dritten erst nach Erlass einer Verordnung durch die Bundesregierung durchgeführt werden kann, ist in den Verord-

¹²⁴ Aus ökonomischer Sicht sind die hier auftretenden Probleme u.a. von Williamson beschrieben worden. Es handelt sich um Vorgänge, die nur mit geringer Häufigkeit auftreten und hoch spezifische (und zudem nicht rückholbare) Investitionen auslösen. Solche Strukturen entsprechen nicht dem Bild der neoklassischen Modellwelt und zeichnen sich durch umfangreiche Transaktionskosten aus, die geeignet sind, den wirtschaftlichen Vorteil einer Einigung überzukompensieren, so dass die Investitionen in Mietwohnungen seitens der Mieter eben unterbleiben. Vgl. Williamson (1985): 89.

¹²⁵ VDN (2006)

¹²⁶ Es sind derartige Transaktionskosten (z.B. im Austausch von Daten usw.) gewesen, die sich als die wesentliche Bremse des Wettbewerbs um kleinere Stromkunden in Deutschland erwiesen haben. Diese waren offenbar so umfangreich (bei 900 Netzbetreiber bis zu 900 Datenformate), dass die letzten Unternehmen, die aus dem Markt ausgeschieden sind, nach Beobachtungen des Bundeskartellamtes Probleme mit einer Veräußerung ihrer bundesweiten Kundenstämme hatten. Vgl. Beschluss des BKartA vom 14.2.2003 – TEAG, B11 14/01, S. 41.

nungen die Rede davon, dass Messstellenbetreiber (also auch Dritte) die Messung vornehmen.¹²⁷ Tabelle 5-4 gibt einen Überblick der aktuellen Situation.

Tabelle 5-4: Geschäftsprozesse und Verantwortlichkeiten im Messwesen

Geschäftsprozess	Betrieb der Messstelle		Erfassung der Daten	Aufbereitung der Daten	Weitergabe der Daten
Aufgaben	<ul style="list-style-type: none"> Messstellenverwaltung Wahl der <i>Messeinrichtungen</i> Eichung Installation Instandhaltung 	<ul style="list-style-type: none"> Vergabe und Verwaltung der <i>Zählpunktbezeichnung</i> Technische Mindestanforderungen definieren Verwaltung von <i>Messstellenbetreibern</i> 	<ul style="list-style-type: none"> <i>Messwerte</i> ablesen <i>Rohdaten</i>sicherung und Archivierung 	<ul style="list-style-type: none"> Plausibilisierung der Messdaten Ermittlung von <i>Ersatzwerten</i> Ermittlung der Abrechnungsdaten für die Netznutzung Bilanzkreisaggregation Datensicherung und Archivierung 	<ul style="list-style-type: none"> <i>Messwerte</i> im standardisierten Format weitergeben Berechtigungsverwaltung für die Datenweitergabe Protokollierung der Datenweitergabe
Daten	<ul style="list-style-type: none"> <i>Zählpunktbezeichnung</i> Gerätedaten <i>Wandlerkonstanten</i> 	<ul style="list-style-type: none"> <i>Zählpunktbezeichnung</i> Gerätedaten (teilweise) <i>Wandlerkonstanten</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Zählerstände Lastgänge Zeitstempel 	<ul style="list-style-type: none"> Lastgänge Abrechnungsdaten für die Netznutzung 	<ul style="list-style-type: none"> Daten im Format <i>EDIFACT</i> Nachrichtentyp <i>MSCONS</i>: <i>Zählpunktbezeichnung</i> Zählerstände bei <i>Messeinrichtungen mit Arbeitszählern</i> <i>Messwerte</i> Lastgänge 15-Minuten-Energiewerte [kWh] und [kvarh]
Verantwortlichkeit	<i>Messstellenbetreiber</i>	<i>Netzbetreiber</i>			

Quelle: VDN (2006)

Es steht zu erwarten, dass sich das unsichere institutionelle Umfeld als Hindernis einer dynamischen Entwicklung in diesem Bereich erweist. So ist einerseits aufgrund der zu erwartenden hohen Transaktionskosten davon auszugehen, dass sich die Aktivitäten Dritter zunächst auf Rosinenpicken beschränken, d.h. Messstellenbetrieb wird dort beantragt, wo derzeit hohe Messkosten zu beobachten sind (vgl. Tabelle 5-2) und Vereinbarungen mit großen Abnehmern (z.B. Wohnungsbaugesellschaften) getroffen werden können. Dies mag für die direkt Beteiligten zwar vorteilhaft sein, führt aber lediglich zu finanziellen Einbußen beim betroffenen Netzbetreiber und eben nicht zu Innovationen durch diese Unternehmen. Zum anderen dürfte sich ein unsicheres institutionelles Um-

¹²⁷ Vgl. § 38 Abs. 1 Gasnetzzugangsverordnung und § 19 Abs. 1 Stromnetzzugangsverordnung.

feld bremsend auf technische Innovationen bzw. deren Marktdurchsetzung auswirken, weshalb daher mit großer Wahrscheinlichkeit zu erwarten steht, dass der realisierte Effekt der Freigabe des Messstellenbetriebs hinter dem gesamtwirtschaftlich gewünschten Liberalisierungserfolg deutlich zurück bleibt.

5.5 Handlungsempfehlungen / weiterer FuE-Bedarf

Wie sich der Mess- und Zählermarkt in Deutschland weiter entwickelt, hängt unter anderem von der Wirtschaftlichkeit von AMM-Systemen und von den rechtlichen Rahmenbedingungen ab. Wenn durch Pilotprojekte nachgewiesen werden kann, dass diese Systeme durch ihr Rationalisierungspotenzial einerseits und ihr Potenzial für kundenspezifische Produkte, Demand-Response-Programme und Mehrwertdienste andererseits auch für deutsche Energieversorger ausreichend profitabel sind, dann wird der Markt vermutlich auch in Deutschland zunehmend dynamisch wachsen.

Wenn in Deutschland wie in Schweden eine monatliche Stromabrechnung auch für Tarifkunden vorgeschrieben wird, dann sind AMR- oder AMM-Systeme auf jeden Fall wirtschaftlicher als eine manuelle Ablesung. Grundlage für diese Vorschrift ist die bereits erwähnten EU-Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen. Dort wird als Maßnahme zur Erreichung der geforderten Energieeinsparungen u. a. die Installation von Zählern aufgeführt, die den Endkunden über den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit informieren. In diesem Zusammenhang wird die folgende Vorgabe gemacht: „Die Abrechnung auf der Grundlage des tatsächlichen Verbrauchs wird so häufig durchgeführt, dass die Kunden in der Lage sind, ihren eigenen Energieverbrauch zu steuern.“

Für die breitflächige Einführung von AMM-Systemen stellen sich folgende FuE-Aufgaben:

- Interoperabilität zwischen unterschiedlichen AMM-Systemen
- Datenvolumen in der Praxis (upstream und downstream)
- Erweiterung der herkömmlichen Energiedatenmanagementsysteme auf die enormen Datenmengen, die erfasst und verarbeitet werden müssen. Dies wird zum Teil von den Herstellern der EDM-Systeme bereits durchgeführt.
- Integration der AMM-Funktionen in Abrechnungssysteme (z.B. SAP),
- Erweiterung der Abrechnungssysteme um Module für flexible Stromtarife,
- Analyse und Quantifizierung der Rationalisierungspotenziale der Geschäftsprozessen der Netzbetreiber,
- Integration von Gas- und Wärmezählern,

- Entwicklung eines integrierten Energiemanagements für Tarifkunden,
- Analyse und Quantifizierung der Potenziale für Kundenbindung, Kundenmanagement und kundenspezifische Tarifierung,
- Analyse und Entwicklung von Mehrwertdiensten,
- Entwicklung von verbrauchergerechten Informationssystemen (Web-Interface, Displays, TV-Fenster etc.),
- Integration von home automation, Gebäudeleittechnik,
- Integration von dezentralen Erzeugern und von Energieanlagen,
- Entwicklung von liberalisierungskonformen Geschäftsmodellen

Technologisch stellt sich die Frage, in welchem Umfang das AMM-System als Gateway zum Gebäude bzw. zur Wohnung fungieren kann und hierüber weitere Daten- und Mehrwertdienste angeboten werden können. Es ist offen, ob der Aufbau der AMM-Systeme tatsächlich die kostengünstigste Lösung darstellt, oder ob es nicht wirtschaftlicher ist, den Zähler an die immer weiter verbreiteten Breitband-Gateways, wie z.B. DSL oder Kabel anzuschließen und die Zählerdaten über diese Kommunikationsmedien zu übermitteln. Eine solche Lösung wirft allerdings weit reichende Fragen in Bezug auf die Geschäftsmodelle, den Datenschutz, die Verfügbarkeit und das Eichrecht auf.

Weiterhin muss in groß angelegten Feldtests untersucht werden, welche Energiesparpotenziale durch transparente Stromverbräuche und –kosten erschlossen werden können, in welchem Umfang Stromkunden bereit sind, ihr Verhalten zu modifizieren oder stromsparende Geräte anzuschaffen.

Ferner ist zu untersuchen, ob das erhöhte Bewusstsein über Stromverbrauch und –kosten die Bereitschaft unterstützt, den Stromlieferanten zu wechseln, und welche Instrumente (z.B. durch einen standardisierten internetbasierten Tarifvergleich) hierfür erforderlich sind.

Zu den Tarifkunden zählen allerdings nicht nur Privathaushalte, sondern auch viele kleine und mittelständische Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen. Der Energieverbrauch ist hier häufig ein relevanter Kostenfaktor. Die Einführung von AMM-Systemen in dieser Kundengruppe könnte wesentlich dazu beitragen, Effizienzpotenziale zu erschließen

Ein weiterer Aspekt besteht in der Ausbildung und Schulung der zuständigen Handwerker und Architekten. Sind die vorhandenen Fähigkeiten hier ausreichend, um die neuen Technologien voranzutreiben? Für den Bereich EIB kann diese Frage bejaht werden (siehe Kapitel 3.6.1). Inwieweit die Fähigkeiten der Netzbetreiber bzw. unabhängiger dritter Messstellenbetreiber im Bereich AMM ausreichend sind, bedarf weiterer Untersuchungen.

Letztendlich kann im Zuge dieser Fragen auch darüber nachgedacht werden, an welchen Stellen es möglicherweise sinnvoll ist, regulatorisch einzugreifen, um die Verbreitung intelligenter Zähler voranzutreiben und zu beschleunigen. Hier ist z.B. eine gesetzliche Vorschrift denkbar, die den Hauseigentümern innerhalb eines gewissen Zeitraums den Einbau intelligenter Zähler vorschreibt, oder sie verpflichtet diese einzubauen, falls der Mieter dies wünscht. Die Liberalisierung des Messstellenbetriebs eröffnet dem Kunden hier idealerweise Wahlmöglichkeiten zwischen verschiedenen Anbietern. Hierdurch könnte das Mieter-Vermieter-Dilemma überwunden werden. Voraussetzung wäre aber auch hier, zunächst weitere Untersuchungen anzustellen, inwieweit Angebote durch die Endkunden „freiwillig“ angenommen werden.

Schließlich dürfte ein schneller Erlass der vorgesehenen Verordnung(en) im Sinne des §21b EnWG geeignet sein, institutionelle Hürden in diesem Bereich zu überwinden und den Wettbewerb um den Messstellenbetrieb und die Messung von Energie voranzutreiben.

6 Home Automation, intelligente Geräte, Gebäudeleittechnik

6.1 Energiewirtschaftliche Ausgangslage

Aus Sicht der privaten Energieverbraucher bietet das Konzept der Gebäudeautomatisierung neben Sicherheit und steigendem Komfort auch Möglichkeiten zur Energieeinsparung. Der derzeitige Energieverbrauch in den Haushalten ergibt sich zunächst aus einer Reihe unabhängiger Entscheidungen über die einzusetzenden Technologien, so dass die maximale Stromnachfrage das Ergebnis dieser Entscheidungen ist.

Über die tatsächliche Nachfrage entscheidet dann das Zu- und Abschalten von Geräten, das von den Anwendern zum größten Teil dezentral und manuell vorgenommen wird, d. h., dass die elektrischen Geräte in einem Haushalt zumeist nicht mit kommunikativer „Intelligenz“ ausgestattet sind. Dies beinhaltet auch, dass es keinen Informations- oder Datenfluss gibt, dessen Inhalt für ein verbessertes Lastmanagement genutzt werden könnte.

Der Energieverbraucher selbst besitzt also ebenso wenig wie der jeweilige Energieversorger oder Netzbetreiber einen Überblick darüber, wie viel Energie einzelne Geräte zu einem bestimmten Zeitpunkt verbrauchen und wie hoch die Kosten dafür sind. Weiterhin wird oftmals durch falsches oder desinteressiertes Nutzerverhalten Energie verbraucht, obwohl sie nicht benötigt wird, etwa durch Beleuchtung in einem nicht genutzten Raum o. ä.

Das Interesse der Energiewirtschaft an diesem Geschäftsfeld erscheint bislang gering. Einschlägige Seminare in diesem Bereich richten sich in der Regel an Geräte- und Service-Anbieter, die Bau- und Wohnungswirtschaft, IT-, TK- und Online-Dienstleister, Handel und Handwerk, Architekten und Endkunden, aber nicht an die Energieversorger.¹²⁸

6.2 Stand der ITK

Wie in Kapitel 3.4 ausgeführt, stehen für die Realisierung einer telekommunikativen Vernetzung aller wesentlichen elektrischen Geräte eines Haushalts oder Industriebauwerks die relevanten technischen Komponenten zur Verfügung. Dies gilt sowohl für die flächendeckende Anbindung an die öffentlichen Telekommunikationsnetze, für die erforderliche Gateway-Technologie, für die InHouse-Vernetzung (European Installation Bus/KNX, Powerline, Bluetooth, ZigBee, WLAN, GSM) als auch für die Intelligenz in

¹²⁸ Vgl. z. B. www.ehome-berlin.de

Elektrogeräten.¹²⁹ Diese Einschätzung wurde durch verschiedene Gespräche mit Experten der Industrie bestätigt. Der aktuelle Stand der Technik kann dementsprechend seit einigen Jahren in verschiedenen Musterhäusern im In- und Ausland betrachtet werden (vgl. Abbildung 6.2). Zu den bisher bedeutendsten Pilotprojekten im deutschsprachigen Raum zählen¹³⁰:

- Berlin (T-Com)¹³¹

- "T-Com Haus" im Zentrum Berlins, Fertigstellung im März 2005
- Beteiligung von WeberHaus, Neckermann und Siemens
- Von April 2005 bis Juli 2006 war es geöffnet. T-Com und die Partner gaben jede Woche einem anderen Bewohnersteam die Möglichkeit, im T-Com Haus zu leben.

- Duisburg (FhG IMS)¹³²

- "InHaus" Doppelhaus, Fertigstellung im April 2001
- basiert auf Ergebnissen der Fraunhofer-Initiative "Ressourcenschonendes Wohnen (REWO)" und "InHaus NRW"
- Beteiligung von ca. 20 Partnern
- mit der "SmarterWohnenNRW"-Initiative sollen 1000 Pilotwohnungen ausgerüstet werden
- am 30.05.2006 wurde ein Vertrag zwischen Fraunhofer und Hochtief für "Inhaus-2" unterzeichnet

- Hünenberg /Zug (Schweiz) (Beisheim-Gruppe Metro)¹³³

- Doppelhaus der vierköpfigen Familie Steiner, die darin lebt (eine Hälfte ist öffentlich, die andere zum Zurückziehen)
- Beteiligung von rund 30 Unternehmen

- München (Uni Bundeswehr)

- Einweihung am 10.07.2000
- mit Ergebnissen des BMBF-geförderten MST-Projektes VIMP
- gefördert im Rahmen des Projektes IWO-BAY durch die Bayerische Forschungstiftung

¹²⁹ Das European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC), eine wichtige europäische Normierungsinstitution, hat 2005 ein Dokument vorgelegt, in dem Empfehlungen und Ausführungsbestimmungen für alle wesentlichen Details für Home Automation festgelegt worden sind. Vgl. CENELEC (2005).

¹³⁰ Weitere Projekte existieren z. B. in den USA, in Japan, in Norwegen oder Finnland.

¹³¹ Im Web unter: www.t-com-haus.de

¹³² Im Web unter: www.inhaus-duisburg.de

¹³³ Im Web unter: www.futurelife.ch

München (TU München, Universität der Bundeswehr und Bauland GmbH)¹³⁴

- Einweihung am 06.10.2000, Schließung am 30.06.2005
- Doppelhaus (eine Hälfte für Forschung, eine als Musterhaus "VisionWohnen" der Bauland)
- BMBF-Förderung in MST-Projekten "tele-haus" und "VIMP", Bayern mit "IWO-BAY"

- München (Haus der Gegenwart)¹³⁵

Im Jahr 2001 lud das SZ-Magazin renommierte Architekten aus dem In- und Ausland zu einem Architekturwettbewerb ein. Gesucht wurde das Haus der Gegenwart. Ein Wohnhaus am Stadtrand einer mitteleuropäischen Großstadt für vier Personen, mit einer Nutzfläche von etwa zweihundert Quadratmetern, auf einem Grundstück von fünfhundert Quadratmetern, zu einem Preis von zirka 250.000 Euro (reine Baukosten). Das Haus wurde in München-Unterschleißheim errichtet, die E-Home-Technik kommt von Microsoft. Das Haus wurde am 28.01.2005 eingeweiht.

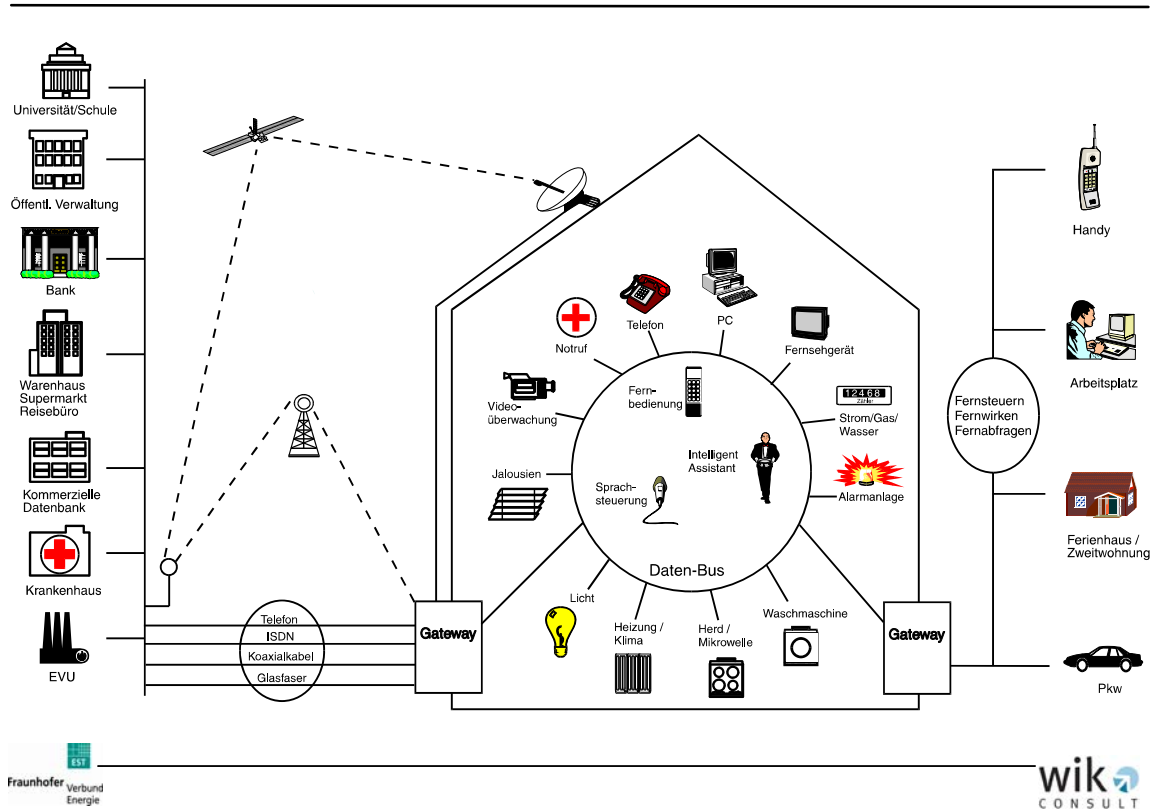
- Schweiz (Adhoco, Age Stiftung)

- Pilotprojekt für ein adaptives Heimautomations- und Meldesystem zur Unterstützung des selbständigen Wohnens im Alter mit wissenschaftlicher Unterstützung durch die Firma Rütter + Partner
- Das Projekt läuft von Januar 2005 bis Herbst 2007

¹³⁴ Im Web unter www.visionwohnen.de

¹³⁵ Im Web unter www.haus-der-gegenwart.de

Abbildung 6-1: Idealtypische Funktionsarchitektur von Home Automation / Smart Home



Quelle: WIK-Consult

6.3 Chancen und Potenziale

6.3.1 Energiewirtschaftliche Potenziale

Das energiewirtschaftliche Potenzial im Bereich der Home Automation besteht in einer verbesserten Informationslage über das Verbrauchs- und Nutzungsverhalten der Energiekunden sowie einer vereinfachten, direkten Einflussnahme aus dem Energiesystem heraus. Die für den Verbraucher im Vordergrund stehenden Aspekte Sicherheit und Bequemlichkeit können so mit dem Ziel des Lastmanagements verbunden werden. Home Automation und intelligente Geräte könnten ein Einstieg sein, um dem Endverbraucher entsprechende Einsparpotenziale aufzuzeigen und ihn stärker in die Wertschöpfungskette einzubinden. Eine Studie im Auftrag von IBM ergab, dass der Aspekt

des Energiesparens für 23 % der befragten Haushalte beim Thema Home Automation wichtig war und damit nur übertroffen wird vom Sicherheitsgedanken (27 %).¹³⁶

6.3.2 Chancen für neue Technologien

Auf diesem Gebiet existieren verschiedene Lösungen z. T. nebeneinander. Hier sollte es letztendlich dem Markt bzw. dem Endverbraucher überlassen werden, welche Technologie sich durchsetzen wird. Der Impuls geht hier eindeutig von der ITK-Seite aus.

6.3.3 Chancen für neue Geschäftsmodelle/Prozesse

Im Bereich Home Automation / Gebäudeleittechnik besteht die Chance, den Endverbraucher durch das Angebot an ITK auch für die Umsetzung energiewirtschaftlich vorteilhafter Lösungen zu gewinnen. In den USA gibt es bereits entsprechende Geschäftsmodelle, die dem Kunden ein umfangreiches Energiemanagement in diesem Bereich anbieten.

6.4 Markthemmnisse

Obwohl die erforderlichen Techniken und Konzepte für Home Automation schon seit einigen Jahren am Markt verfügbar sind, verläuft deren Penetration und Realisierung schleppend. Für diese Entwicklung sind mehrere Faktoren verantwortlich:

- Der Informationsstand der Bevölkerung zu Smart Home bzw. Home Automation ist nicht sehr weit vorangeschritten. Nach einer empirischen Erhebung aus dem Jahr 2004 haben erst 59 % der Bundesbürger vom „intelligenten Haus“ gehört. Befragt nach Argumenten gegen das „intelligente Haus“ wird an erster Stelle genannt, dass dieses Konzept „technisch noch nicht ausgereift“ sei.¹³⁷

Aus Sicht des Verbrauchers muss sich das Aufwand-Nutzen-Verhältnis in diesem Bereich positiv darstellen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn Gebäude neu errichtet werden und Home Automation-Funktionen bei der Errichtung eines Gebäudes direkt mit verbaut werden.¹³⁸ So können z.B. direkt Rollladen, Jalousien oder Garagentore mit elektrischer Fernbedienung, für die elekt-

¹³⁶ Living@Network Initiative (2006).

¹³⁷ Szuppa, S., Beer, B. (2005). Bei dieser Befragung handelte es sich um eine nichtrepräsentative Stichprobe. Ein Aufwärtstrend konnte in dieser Befragung von 2004 gegenüber einer gleichlautenden Befragung in 2000 nicht festgestellt werden!

¹³⁸ In diesem Zusammenhang darf nicht vergessen werden, dass der Wohnungsbau in Deutschland seit Jahren rückläufig ist. 2005 wurden bundesweit rund 160.000 Baugenehmigungen für den Hochbau erteilt. Dies entspricht bei einem Wohnungsbestand von knapp 40 Mio. Wohnungen (2005) einer Erneuerungsquote von jährlich 0,25 %.

rische Beleuchtung Dimmer oder für die Belüftung fernsteuerbare Klimaanlage eingebaut werden. Für die telekommunikative Anbindung aller elektrischen Großverbraucher wie Waschmaschine, Geschirrspüler oder Herd können unmittelbar entsprechende Bussysteme vorgesehen werden. Auch für das Home Entertainment und die Telekommunikation, die den Gedanken der Home Automation in den letzten Jahren besonders geprägt und vorangetrieben haben, können in jedem Raum Kabel- oder funkbasierte Schnittstellen verlegt werden. Zukunftssicherheit schließlich kann durch die prophylaktische Verlegung von Leerrohren z. B. für die nachträgliche Installation von Bus-Systemen realisiert werden.

Eine Unsicherheit über den Nutzen und damit über das Aufwand-Nutzen Verhältnis von automatisierten Systemen besteht nicht nur bei einer aufwändigen Home Automation, sondern wurde auch schon bei im Vergleich einfacheren Systemen der zentralen Heizungsregelung in Haushalten beobachtet.¹³⁹ Daher wird von den Autoren der zugrunde liegenden Untersuchung eines Sanierungsprojekts eines Mietwohnungsgebäudes eine praktische Demonstration für notwendig gehalten, um die Möglichkeiten solcher Systeme effizient zu kommunizieren.

Es leuchtet ein, dass der direkte Einbau dieser vielfältigen Funktionalitäten in einen Neubau gegenüber einer Nachrüstung eines bereits bestehenden Gebäudes erhebliche Mittel und baulichen Aufwand spart. Gleichwohl darf nicht übersehen werden, dass die Verwirklichung der Home Automation die Errichtungskosten für ein Gebäude deutlich nach oben treibt. Immerhin sind gut 63 % der in der o. g. Marktstudie Befragten Personen bereit, für Home Automation zwischen 5.000 und 30.000 Euro auszugeben.¹⁴⁰ Es ist leicht vorstellbar, welche volkswirtschaftlichen Dimensionen durch entsprechende Investitionen auch in Hinblick auf die Beschäftigungseffekte erreicht würden, gelänge es, privaten Haushalten einen entsprechenden Anreiz zu bieten.

- Eng verbunden mit der Frage der Zahlungsbereitschaft für Home Automation ist das Innovations- und Beschaffungsverhalten bzw. die Lebenszyklen der Verbrauchsgeräte. Der Neukauf großer Geräte findet in einem Turnus von ca. 10 bis 15 Jahren statt, so dass Geräte, die über entsprechende Kommunikationsschnittstellen verfügen, eine nicht unerhebliche Penetrationsdauer benötigen, bis alle Altgeräte ersetzt worden sind.
- Home Automation bedeutet im Kern, dass jedes einzelne Gerät kommunikationsfähig ist. Dazu benötigt es eine eigene Kennung und Kommunikationsadresse. Im Prinzip können derartige Adressen über das Internet als IP-Adressen zur

¹³⁹ Emmerich et al. (2004), S. 111

¹⁴⁰ Szuppa, S., Beer, B. (2005).

Verfügung gestellt werden. Da jedoch in den letzten Jahren im Zuge der enorm wachsenden Internet-Nutzung IP-Adressen knapp geworden sind, wurde durch IPv6 ein neuer Standard geschaffen, der eine wesentliche Vergrößerung des Nummernraumes einschließt. Die zögerliche Durchsetzung dieses neuen IP-Standards zur Vernetzung einzelner Geräte über eigene Adressen und Kommunikationsmodule kann – zumindest mittelfristig - ein weiteres hemmendes Element für die Verbreitung von Home Automation darstellen.

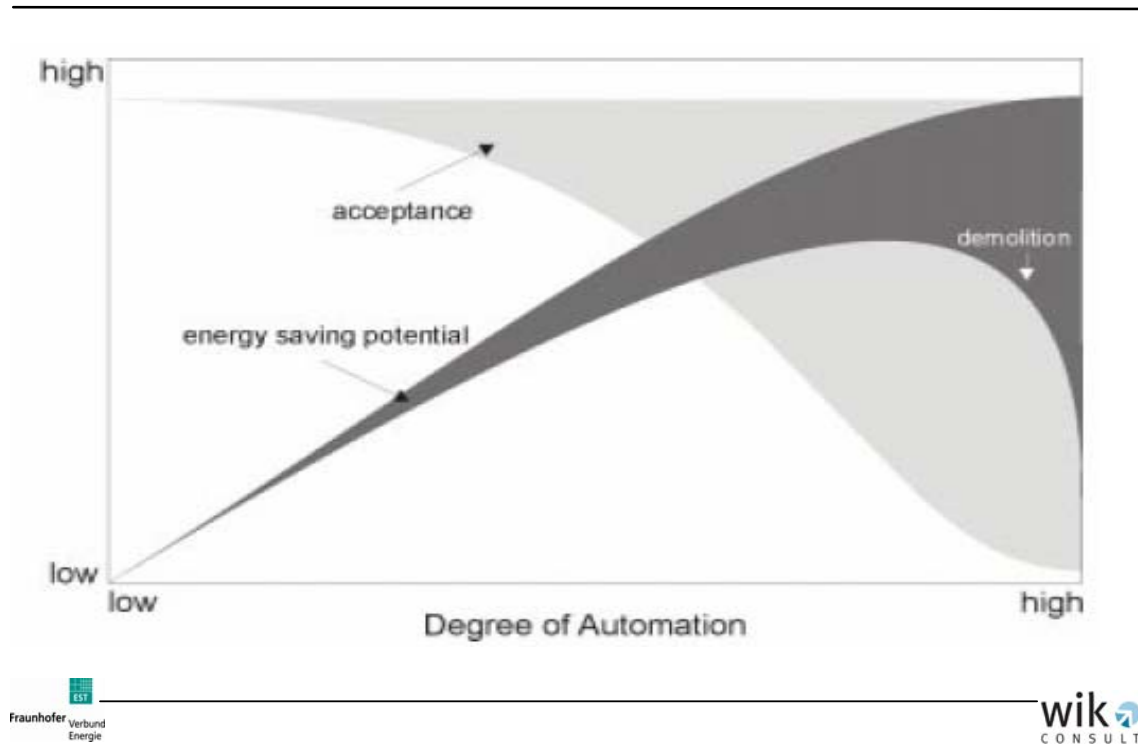
- Im Leben vieler Menschen spielt das Streben nach Autonomie eine wesentliche Rolle. Dies gilt auch im Hinblick auf den Einsatz von Technik im Haushalt. Für einen Teil der in der o. g. Studie befragten Personen bedeutet daher Home Automation neben Komfort, Sicherheits- und Effizienzgewinnen durchaus auch eine Abhängigkeit von der Technik, die von manchen Haushalten nicht gewollt bzw. kritisch betrachtet wird.¹⁴¹
- Neben grundsätzlichen Abwägungen hinsichtlich des Nutzens und der unerwünschten Nebeneffekte, könnten auch zunächst weniger bedeutend erscheinende Einflüsse von Home Automation eine merkbare Rolle bei der Diffusion solcher Technologien spielen. So werden störende Wirkungen von Messfühlern, Sender-Boxen oder Verkabelungen auf die Raumästhetik befürchtet.¹⁴² Darüber hinaus werden auch schädliche Effekte durch funkbasierte Systeme befürchtet.
- Komplexität und schwere Bedienbarkeit von Techniken sind wesentliche Beschaffungshemmnisse für jeden Verbraucher. Insbesondere darf er nicht überfordert werden, was den Automatisierungsgrad betrifft, wie Abbildung 6-2 illustriert. Eine „Überfrachtung“ mit Technik, die der Nutzer nicht mehr versteht, wirkt im Endeffekt kontraproduktiv, da dann manuell in automatisierte Prozesse eingegriffen wird. Hierbei ist auch anzumerken, dass insbesondere bei älteren Verbrauchern Befürchtungen festgestellt werden können, mit solchen Techniken nicht zurecht kommen zu können.¹⁴³

¹⁴¹ Szuppa, S., Beer, B. (2005).

¹⁴² Emmerich et al (2004), S 111

¹⁴³ Emmerich et al. (2004), S. 111

Abbildung 6-2: Energieeinsparpotenzial und Nutzerakzeptanz vs. Automatisierungsgrad



Quelle: Stadler, I. et al. (2000)

- Es scheint nicht grundsätzlich klar, in wie weit Nutzer Home Automation über die Regelung von Energieverbrauchern hinaus diese Technologien auch zur Überprüfung ihres Energieverbrauchs einsetzen und auf dieser Grundlage versuchen den Energiebedarf zu senken.¹⁴⁴
- In den Expertengesprächen wurde deutlich, dass Home Automation von nicht wenigen Bürgern als ein Eingriff in ihre private Lebenssphäre angesehen wird. Deshalb basieren Demand-Response-Programme – im Gegensatz zu Demand-Side Management-Verträgen – grundsätzlich auf Freiwilligkeit. Der Kunde kann erstens entscheiden, ob er an einem Programm teilnimmt und im Event-Fall wiederum entscheiden, ob er die angefragte Leistungsreduzierung oder -Verlagerung vornimmt oder lieber höhere Preise in Kauf nimmt. Durch die Freiwilligkeit der Teilnahmen kann das Reaktionsvolumen bei Events nicht direkt, sondern nur statistisch bestimmt werden.

¹⁴⁴ Emmerich et al. (2004), S. 128. Es wird berichtet, dass die Nutzer die Möglichkeit Ihr Verbrauchsverhalten abzulesen interessant fanden, aber kaum wahrgenommen haben.

- In Deutschland, aber auch auf EU-Ebene, spielt die Frage des Datenschutzes eine bedeutsame Rolle. Im Rahmen der Realisierung von Home Automation, aber insbesondere auch bei eEnergy ist daher einem hinreichenden Schutz der Bestands- und der Verbrauchsdaten sowohl bei der Übertragung als auch bei der Speicherung Rechnung zu tragen. Dies kann durch Verschlüsselung, aber auch durch Anonymisierung erfolgen. Die Realisierung von eEnergy erfordert daher die Entwicklung und die Verständigung auf ein entsprechendes Konzept.

Insgesamt wird deutlich, dass vor allem fehlende oder falsche Informationen, die hohen Investitionen sowie Imageprobleme („zu unausgereift“, „zu teuer und luxuriös“) derzeit die wahrscheinlich wichtigsten Markthemmnisse rund um das Thema Home Automation darstellen, die einem „Empowerment“ des Verbrauchers entgegenstehen. Möglicherweise sorgen steigende Energiepreise sukzessive für eine steigende Akzeptanz entsprechender Konzepte. Repräsentative aktuelle Daten, um hier zu einer fundierteren Einschätzung des aktuellen und künftigen Verbraucherverhaltens, der Nutzerakzeptanz, der Perzeption einzelner Funktionen von Home Automation etc. zu gelangen, liegen allerdings nicht vor und bilden einen zentralen Engpass für alle Akteure. Es erscheint ferner unzweifelhaft, dass es für eine beschleunigte Penetration von Home Automation einer breit gestreuten und nachhaltigen Informationskampagne sowie ausgefeilter Lösungen z. B. im Bereich des Datenschutzes bedarf.

6.5 Smart Metering als Migrationsstrategie

Die Realisierungen von Home Automation als einer flächendeckenden Lösung wird unter den oben geschilderten Umständen und angesichts der bestehenden Markthemmnisse erhebliche Zeiträume in Anspruch nehmen. Um jedoch zu einer möglichst schnellen Realisierung von eEnergy zu gelangen, wäre ein Szenario von eEnergy denkbar, dass von der vollständigen Implementierung von Home Automation Funktionen abgelöst wird, um seine Migration zu erleichtern und zu beschleunigen.

Statt einen kompletten Haushalt oder ein Gebäude umzurüsten, könnte durch den Einsatz von „intelligenten“ Gateways, die Smart Metering-Funktionen beherrschen, in einem überschaubaren Zeitrahmen und mit begrenzten Investitionen die Voraussetzung für die Realisierung von Demand-Response-Systemen geschaffen werden. Zum einen könnte hierbei für den Verbraucher die notwendige Transparenz über das eigene Verbrauchsverhalten hergestellt werden. Zusammen mit neuen Tarifmodellen könnte Kunden ein Anreiz geboten werden, das eigene Verbrauchsverhalten zu hinterfragen und die Investitionen für die Finanzierung des Gateways (als Smart Meter) zu übernehmen. Für den Exchange Agent bzw. den Bilanzkreisverantwortlichen würde die technische Möglichkeit geschaffen, für den Fall der Notwendigkeit einer Stabilisierung der Netze oder in Spitzenlastzeiten Last abzuwerfen. Dies würde allerdings eine wesentlich intensivere Kommunikation mit den Kunden erforderlich machen als es bisher

üblich ist. D. h., dass Rechnungen z. B. im monatlichen Rhythmus über das Internet per Mail oder per Post versendet werden müssten.

Das Gateway könnte bei diesem Szenario so gestaltet werden, dass es alle Schnittstellen für die spätere Erweiterung für Home Automation-Funktionen umfasst und somit für den Investor durch Zubaufähigkeit eine gewisse Zukunftssicherheit bietet.

Unabhängig davon, welches der beiden Szenarien (Home Automation, Smart Metering) zunächst verfolgt wird, ist es in jedem Fall erforderlich, dass Verbrauchern verlässliche Informationen über die erzielbaren Einsparpotenziale gemacht werden können, um entsprechende Anreize für Investitionen geben zu können.

7 Energiewirtschaftliche Verankerung und Handlungsoptionen

Die in den Kapiteln 4, 5 und 6 beschriebenen und durch ITK erschließbaren Potenziale sind nur dann vollständig und effizient auszuschöpfen, wenn ein globales Energiemanagement, das über alle Wertschöpfungsstufen reicht, installiert wird. Ein derartiges Managementprogramm, das sowohl der sich verändernden Erzeugungsstruktur durch die Zunahme dezentraler Einheiten als auch verbraucherseitigen Maßnahmen wie DSM-Programmen oder dem Fortschritt in der Gebäudetechnik Rechnung trägt, existiert derzeit nicht. Die Endverbraucher und dezentralen Energieeinspeiser sind nicht in den Informationsfluss der Energieerzeuger und Netzversorger eingebunden, ebenso wenig existieren übergreifende Strategien zur Nutzung des Potenzials aus verbraucherseitigen Mechanismen.¹⁴⁵

Aufgrund der derzeitigen Tarifstrukturen nehmen zahlreiche Verbraucher nicht am Marktgeschehen in der Elektrizitätswirtschaft teil, so dass kein echter Preiswettbewerb stattfindet. Das System ist verschiedentlich bereits mit einem Supermarkt verglichen worden, in dem keine Preise ausgezeichnet sind, der Kunde die Produkte entnimmt, zur Kasse geht und erst nach Monaten eine Rechnung erhält. Die Kommunikation zwischen den beteiligten Akteuren findet also, wenn überhaupt, überwiegend unidirektional statt, obwohl die entsprechende Technologie für bidirektionale Kommunikation in den meisten hier analysierten Teilbereichen vorhanden ist. Aus volkswirtschaftlicher Perspektive ist dies unbefriedigend, solange der Gesamtwirkungsgrad der Energieversorgung erhöht werden könnte und die Kosten dafür unter dem erzielten Nutzen liegen.

Probleme bei der Implementierung eines solchen globalen Systems ergeben sich aus der Zusammenführung bisheriger, überwiegend proprietärer Systeme mit Stand-Alone Charakter. Hier ist zum einen zu fragen, ob die Hersteller dieser Technologien überhaupt ein Interesse besitzen, sich auf einheitliche Standards, Datenformate und Prozesse bei der Informationsverarbeitung- und Weitergabe zu einigen. Zum anderen ist zu klären, wer wann auf welche Daten zugreifen soll und darf, ohne die Datenschutzrechte der beteiligten Akteure zu missachten.

Die Chancen eines übergreifenden Energiemanagements bestehen vor allen Dingen in einer Risikosteuerung, da sich die Akteure, die sowohl zu- als auch abschaltbare Lasten besitzen, durch den Einsatz von ITK einfacher und schneller in das Gesamtsystem integrieren lassen. Die Versorgungssicherheit erhöht sich, da die Netze effizienter genutzt werden und durch einen erhöhten Kenntnisstand über das Netz aufgrund eines verbesserten Informationsflusses besser regelbar sind.

Tabelle 7-1: Akteure in einem eEnergy-Szenario

Akteur/Gruppe	Vorteile durch	Nachteile durch	Potenzial zum
---------------	----------------	-----------------	---------------

¹⁴⁵ Lorenz, B. et al. (2005).

	eEnergy	eEnergy	Impulsgeber
Kraftwerksbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> • Effizientere Auslastung der Kraftwerke, Höhere Planungssicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> • Verkauf evt. lukrativer Spitzenlast entfällt 	Nein
Netzbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> • Senkung der Lastspitzen führt zu Entlastung des Netzes, geringerer Einsatz von Regelenergie notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> • Preisgabe von Informationen an andere Akteure 	Ja, solange kein Interesse an Status Quo durch Verbundunternehmen (Regelenergie)
Energieversorger	<ul style="list-style-type: none"> • Differenzierungspotenzial durch individuelles Lastmanagement, Entwicklung zum Energiedienstleister 	<ul style="list-style-type: none"> • Absatz sinkt tendenziell 	Bei entsprechendem wirtschaftlichem Nutzen
Energiedienstleister, Energy-Provider	<ul style="list-style-type: none"> • Erschließung bisher ungenutzten Potenzials 	<ul style="list-style-type: none"> • Zusätzliche Kosten durch Installation der ITK-Infrastruktur 	Ja
Endverbraucher	<ul style="list-style-type: none"> • "Echte" Preissignale führen zu besserem Informationsstand • Senkung/Verlagerung der Lastspitzen führt zu billigerer Energie/Kosteneinsparung • Home Automation erhöht Bequemlichkeit 	<ul style="list-style-type: none"> • Evt. Datenschutzproblem 	Nur bei entsprechender Information über Einsparpotenziale und Problembewusstsein kann Nachfrage generiert werden
Zähl-, Messstellenbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> • Steigende Nachfrage nach digitaler Zähl- und Messtechnologie bietet großes Potenzial 		Ja, durch Einführung von AMM-Systemen
Dezentrale Energieerzeuger	<ul style="list-style-type: none"> • ITK führt zu besserem Informationsstand und besseren Möglichkeiten der Integration 	<ul style="list-style-type: none"> • Evt. Datenschutzproblem 	Ja
ITK-Wirtschaft	<ul style="list-style-type: none"> • Unerschlossenes Absatzgebiet birgt großes Potenzial • Steigerung der Innovations- und Wettbewerbsfähigkeit durch die Einführung effizienter Technologien, Exportchancen 	<ul style="list-style-type: none"> • Evt. Verschwinden einzelner, proprietärer Systeme 	Momentan nur in Verbindung mit Energieversorger/Netzbetreiber
Gesellschaft/Volkswirtschaft	<ul style="list-style-type: none"> • Effizienterer Ressourceneinsatz • Erhöhung der Konsumentensouveränität • Steigerung der Versorgungssicherheit durch einfacheres Erschließen von DSM und DG • Schaffung neuer Arbeitsplätze und innovativer Berufsfelder/Dienstleistungen • (Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten) • (Senkung des CO2-Ausstoßes) 	<ul style="list-style-type: none"> • Evt. Abbau von Arbeitsplätzen in bestimmten Bereichen durch Prozessautomatisierung 	Durch entsprechende Gesetzgebung/Regulierung/Anstoßfinanzierung

Quelle: WIK-Consult

Auch können einheitliche Datenformate dazu genutzt werden, Prozesse im Bereich der Kundenverwaltung des EVU (Lieferantenwechsel etc.) zu automatisieren - dies aber

wäre geeignet auch die Liberalisierung der Strommärkte erneut voranzutreiben und so wettbewerbliche Kräfte weiter in das System hineinzutragen.

Ein solcher Ansatz sollte allerdings darauf achten, dass die angewandte Technologie sowohl im räumlicher als auch in zeitlicher Hinsicht (Angleichung an neuere Entwicklungen) zubaufähig ist. Tabelle 7-1 fasst die Vor- und Nachteile für die beteiligten Akteure zusammen.

Im Folgenden werden nun mögliche **Handlungsoptionen** dargestellt, die sich aus der Sicht des Projektkonsortiums aus den Ergebnissen der Studie ableiten lassen. Vorschläge für mögliche Modellprojekte sind in Anhang 1 dargestellt.

Querschnittsaktivitäten

Eine wesentliche Bedingung für die Implementierung von eEnergy besteht darin, im vorwettbewerblichen Bereich entsprechende Voraussetzungen zu schaffen. Es muss gewährleistet werden, dass technologische Lösungen tatsächlich zum Einsatz gebracht werden können und nicht an Fragen des Datenschutzes, der Datensicherheit oder sonstigen Rahmenbedingungen scheitern. Eine vollständige Analyse dieses Problemfeldes ist daher ratsam; die Beseitigung evt. Hindernisse in diesem Bereich kann als staatliche Aufgabe bezeichnet werden. I

Insbesondere sollten solche Querschnittsaktivitäten in der Weise ausgerichtet sein, dass sie die Ziele der Interoperabilität und Standardisierung der erforderlichen Prozesse und Daten für eine Verwirklichung von eEnergy berücksichtigen.

Schaffung einer Kommunikationsplattform und Verständigung der Branchen auf eine Agenda

Die Intensivierung des Wettbewerbs sowie die wachsende Dezentralisierung der Energieversorgung machen es erforderlich, dass in einem Szenario eEnergy alle Akteure und „Maschinen“ über alle Stufen der Wertschöpfung telekommunikativ vernetzt werden, sollen die relevanten Prozesse künftig effektiver und effizienter organisiert werden.

Diese Vernetzung ist kein rein technischer Akt, sondern sie bedeutet zunächst und insbesondere die Schaffung einer kommunikativen Plattform für die relevanten Akteure im Rahmen eines neu zu schaffenden Arbeitskreises z. B. bei BITKOM oder beim VDN. Aufgabe der auf dieser Plattform versammelten Akteure wäre die Festlegung einer einheitlichen Agenda für die Umsetzung von eEnergy, die Herausarbeitung der relevanten Fragestellungen, die Identifikation gemeinsamer und gegenläufiger Interessen, Bestimmung der Treiber und Markthemmnisse, die Entwicklung von Strategien zu deren Überwindung, die Verständigung auf eine gemeinsame Sprache, Aspekte der Verschlüsselung etc.. Für die Festlegung dieser Agenda leistet die vorliegende Studie wichtige Vorarbeit.

Smart als Metering als Migrationsstrategie

Smart Metering wird als ein wichtiger Bereich angesehen, um den Einstieg in eEnergy zu realisieren. Die Zählertechnologie als Schnittstelle zwischen Netzbetreiber/Energieversorger und Endverbraucher kann als Brücke zu einem möglicherweise erst später zu realisierenden Szenario einer vollständigen InHouse-Vernetzung dienen. Auch hier scheint es angebracht Kenntnisstand, Informationsbedarfe, Zahlungsbereitschaften, Hemmnisse, Akzeptanz und mögliche Anreize zu untersuchen. Als Voraussetzung für DSM-Programme und damit ein effizienteres Netzmanagement ist Smart Metering allerdings nahezu unerlässlich.

Facility Management für kleine und mittlere Unternehmen

Ein wichtiger Ansatzpunkt für die Implementierung von Funktionalitäten zur Energiesteuerung liegt, wie zuvor ausgeführt, bei KMU. Zum einen kann dieser Markt auf Grund seiner Größe einen wichtigen und substantiellen Beitrag zur Energieeinsparung leisten. Zum anderen dürfte in der überwiegenden Zahl von KMU die Bereitschaft bestehen, Investitionen zur Einsparung von Energie zu tätigen. Es ist daher zu überlegen, einmal die Industrie- und Handelskammern vor Ort in entsprechende eEnergy-Aktivitäten einzubeziehen. Zum zweiten wäre darüber nachzudenken, im Rahmen eines regional begrenzten Pilotprojekts eine bestimmte Zahl von Unternehmen aus unterschiedlichen Branchen zu gewinnen, Erfahrungen mit Facility-Management zu sammeln. Ein solches Projekt könnte geeignet sein, ein Know-how zu generieren, das nicht nur in anderen Unternehmen erfolgreich nachgeahmt, sondern auch gegenüber der breiten Öffentlichkeit kommuniziert werden kann.

Verbessertes Management von EEG-Lasten

Die Durchdringung der deutschen Energiewirtschaft mit Elektrizität aus erneuerbaren Energien und die hierbei entwickelten technologischen Kenntnisse stellen ein Beispiel für erfolgreiche Wirtschaftspolitik dar. Bezogen auf realistische Ausbauszenarios kann das steigende EEG-Angebot aber nicht ohne Folgen für den Netzbetrieb bleiben. Soll ein Teil des Erfolges daher nicht in Netzengpässen, -überlastungen und -steuerproblemen verpuffen, erscheint es sinnvoll auch hier die Potenziale von ITK zu nutzen. Es gilt daher Projekte aufzusetzen, die sich mit den Technologien des (Verteil-) Netzmanagements der Zukunft befassen und z.B. zahlreiche unterschiedliche EEG-Anbieter in einem Netzgebiet überwachen, steuern und abrechnen können.

Aufbau und Einbindung virtueller Kraftwerke

Die Entwicklung virtueller Kraftwerke, in denen kleine, dezentrale Erzeugungseinheiten über ITK miteinander verbunden werden, kann weiter ausgebaut werden. Hier gilt es zu untersuchen, welche Technologien und Systeme einen Beitrag zum Aufbau virtueller Kraftwerke leisten können, wie die Netzanbindung dieser Kraftwerke automatisiert wer-

den kann, und ob Anreize für entsprechende Geschäftsmodelle installiert werden sollten.

Beschaffung aktueller empirischer Daten zu Home Automation

Da neben den Betreibern öffentlicher sowie privatwirtschaftlicher Gebäude insbesondere die privaten Haushalte für die Realisierung von eEnergy gewonnen werden müssen, ist die Erarbeitung einer einheitlichen und über mehrere Jahre angelegten Kommunikationsstrategie der Energie- und der ITK-Branche unverzichtbar. Es müssen Lösungen und Strategien erarbeitet werden, in welcher Weise die Penetrationsprozesse von Home Automation beschleunigt und bestehende Investitions- und Akzeptanzhürden beseitigt werden können. Hierfür ist es erforderlich, kurzfristig eine auf repräsentative Daten zielende empirische Untersuchung im Rahmen einer Konsumentenbefragung durchzuführen.

Jede Umsetzung von eEnergy benötigt genaue und verlässliche Daten darüber, wie der Informationsstand von Home Automation in privaten Haushalten ist, welche Informationen benötigt oder gewünscht werden, welche wirtschaftlichen Lösungen existieren, wie Chancen und Risiken von Home Automation in privaten Haushalten perzipiert werden, welche Zahlungsbereitschaften für welche Funktionen bestehen, von welchen Akteuren Informationen und Unterstützung erwartet werden etc.. Auch von den Vertretern der befragten Industrieunternehmen wurde die Erhebung entsprechender Daten als ein zentraler Schritt in die Richtung von Home Automation bezeichnet.

Einbeziehung von Verbraucher- und Datenschutz

Das Beispiel TEMEX, zeigt, dass Aspekte des Verbraucher- und des Datenschutzes auf der Ebene der privaten Haushalte eine nicht zu unterschätzende Bedeutung besitzen. Durch die frühzeitige Einbeziehung der entsprechenden Institutionen können entsprechende Lösungen gemeinsam entwickelt werden.

Projektverantwortliche

Dr. Franz Büllingen
WIK-Consult
f.buellingen@wik-consult.com
+49 2224 9225 50

Matthias Wissner
WIK-Consult
m.wissner@wik-consult.com
+49 2224 9225 37

Dr. Clemens Cremer
Fraunhofer ISI
Clemens.Cremer@isi.fraunhofer.de
+49 721 680 9256

Dr. Harald Schäffler
Fraunhofer ISE
Harald.Schaeffler@ise.fraunhofer.de
+49 761 4588 5427

Literaturverzeichnis

- Armbrüster, H. (2006): Persönliche Mitteilung.
- Behne, M. (2001): Energieanalyse – Der wichtigste Schritt zur Optimierung der Energiekosten. in: Betriebliches Energiemanagement: Tagung Cottbus 6. und 7. März 2001. Düsseldorf: VDI Verlag, 2001.
- BNetzA (2006a): Jahresbericht 2005, Bonn
- BNetzA (2006b): Papier der Beschlusskammer 6 wegen der Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität (Az: BK6-06-009), Bonn, 11.07.2006.
- BNetzA (2006c): Monitoringbericht 2006, Bonn, August 2006.
- Boeck, S. (1999): Effizientes betriebliches Energiemanagement – Analyse und Strategien. in: Betriebliches Energiemanagement: Tagung Cottbus 29. und 31. März 1999. Düsseldorf: VDI Verlag, 1999.
- Bradke, H., Cremer, C., Dreher, C., Ebersberger, B., Edler, J., Jochem, E., Krebs, A., Marscheider-Weidemann, F., von Oertzen, J., Radgen, P., Ruhland, S. und O. Som (2006): Developing an assessment framework to improve the efficiency of R&D and the market diffusion of energy technologies - EduaR&D. Berichtsentwurf an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- Buchholz, B. M. (2005): Netzwerk Energie und Kommunikation – Kommunikation im Verteilnetz, 10th Kasseler Symposium Energy Systems Technology 2005.
- Bucholz, B.M. (2006): Kommunikation als Schlüssel für künftige Effizienz der Netzführung, 11th Kasseler Symposium Energy System Technology 2006.
- Büllingen, F., Stamm, P. (2006): Potenziale alternativer Techniken zur bedarfsgerechten Versorgung mit Breitbandzugängen, Projekt Nr. 22/05, Bad Honnef.
- Büllingen, F. et al. (2002): Förderung der Marktperspektiven und der Wettbewerbsentwicklung der Breitbandkommunikationsnetze in Deutschland, Bad Honnef.
- Büllingen, Franz (1997): Telekommunikative Perspektiven des „Intelligent Home“. Unveröffentlichte Studie, Bad Honnef.
- BMU (2004): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG)“; 21. Juli 2004; BGBl 2004 Teil I Nr. 40
- BMU (2006) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit : Erneuerbare Energien in Zahlen, Stand Mai 2006.
- BMWi (2004): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Energie Daten 2004. [http://www.bmwa.bund.de/Redaktion/Inhalte/Binaer/energie-datenenergietraeger, property=blob.xls](http://www.bmwa.bund.de/Redaktion/Inhalte/Binaer/energie-datenenergietraeger_property=blob.xls) Download 17.02.2005.
- BMWi (2006a): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Zahlen und Fakten, Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung.

- BMWi (2006b): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Vorschlag für ein 10-Punkte-Programm für mehr Energieeffizienz im Nachfragebereich, Berlin, 19.06.2006.
- BMWi (2006c): Bericht zum Breitbandatlas 2006_01, Atlas für Breitband-Internet des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Aktualisierte Fassung Juli 2006.
- CENELEC (2005): SmartHouse Code of Practice, November, Brussels.
- Cowart, R. H. et al. (2001): Efficient Reliability, The Critical Role of Demand-Side Resources in Power Systems and Markets, Montpellier
- Darby, S. (2006): The Effectiveness of Feedback on Energy Consumption, A Review for DEFRA of the Literature on Metering, Billing and direct Displays, April 2006.
- DENA (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020" (dena-Netzstudie).
- DG-FER-Project Consortium (Distributed Generation – Future Energy Resources) (2004): Project Report: Roadmapping of the Paths for the Introduction of Distributed Generation in Europe, March 2004. Download von http://www.dgfer.org/Downloads/DGFER_Road_Map.pdf am 6.6.2006.
- DKE (2003): EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“; Deutsche Elektrotechnische Kommission im DIN und VDE (DKE); 2000-03.
- EC/IPTS (European Commission/Institute for Prospective Technological Studies) (2001): Integrated Pollution Prevention and Control – Reference Document on Best Available Techniques in the Pulp and Paper Industry. December 2001.
- European Energy Exchange [EEX] (2006): EEX Handelsergebnisse Spotmarkt.
- Ender, C. (2006): Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2005 – DEWI Magazin Nr. 28, Februar 2006.
- Electric Power Research Institute (EPRI) (1987): Moving Toward Integrated Resource Planning: Understanding the Theory and Praxis of Least-Cost-Planning and Demand-Side Management, Final Report, Palo Alto.
- Emmerich, R., Georgescu, M, Ginter, M. Garrecht, H., Huber, J., Hildebrandt, O., König, A., Laidig, M., Gruber, E., Jank, R. und Bieber, H. (2004): EnSan-Projekt Karlsruhe-Goerdelerstraße. Integrale Sanierung auf Niedrigenergie-Standard unter Einschluss moderner Informations- und Regelungstechnik und Beeinflussung des Nutzerverhaltens. Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. Karlsruhe.
- Erdmann, G. (1992): Energieökonomik, B.G. Teubner Verlag, Stuttgart.
- EWI/prognos (2005): Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Energiereport IV – Kurzfassung, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Berlin.
- Fiederer, E.; Guggeis, H.; Mathey, R.; Stoll, M. (2001): Praxisorientierte Ansätze für erfolgreiches Energiemanagement. in: Betriebliches Energiemanagement: Tagung Cottbus 6. und 7. März 2001. Düsseldorf: VDI Verlag, 2001.
- Fritz, J. (2005): Grundlagen der Rundsteuertechnik, abrufbar unter: www.rundsteuerung.de.

- Harke, W. (2003): Smart Home, Hüthig-Verlag, Heidelberg.
- Hilkenbach, M. (2006a): Im Vertrieb hoch hinaus! – Zielorientierter Einsatz von Controllingmaßnahmen für eine effiziente und erfolgsorientierte Vertriebssteuerung, Düsseldorf.
- Hilkenbach, M. (2006b): Persönliche Mitteilung.
- Heusinger, W. (2005) : Das Intelligente Haus - Entwicklung und Bedeutung für die Lebensqualität, Peter Lang Verlag.
- Hoffmann, R. (2006): Persönliche Mitteilung.
- IEC (2002): IEC 60038 „IEC standard voltages“; International Electrotechnical Commission; Edition 6.2; 2002-07.
- Janus, R. (1993): „Transformatoren“; VWEV-Verlag; Frankfurt.
- Kannberg, L.D. et al. (2003): GridWise™: The Benefits of a Transformed Energy System.
- Köln, K. (2006): Persönliche Mitteilung.
- Konnex Association (Ed.)(2003): Proc. KONNEX Scientific Conference 2003, KONNEX Scientific Conference 2003, 8th - 9th October 2003, University of Kassel.
- Krammer, T. (2001): Brennstoffzellenanlagen in der Hausenergieversorgung – Entwicklung von Instrumentarien zur Potenzialanalyse. Dissertation. TU München, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. München, 2001.
- Laubner, V.; Metz, L. (2004): Three decades of renewable electricity policies in Germany. Energy & Environment. Vol. 15 Nb.4 2004. Multi-Science. Brentwood Essex.
- Lieberman, B., Tholin, K. (2004): Retail Real-Time Pricing for Mass Market Customers – Experience , Perspectives, And Implications For A Post-2006 Policy Framework, Illinois Commerce Commission, August 3, 2004.
- Living@Network Initiative (2006): Präsentation der Initiative.
- Lorenz, B. et al. (2005): Projekt IRON – Integral Resource Optimization Network Studie, Präsentation: 4. Internationale Tagung an der TU Wien, Wien; 16-2-2005 - 18-2-2005, in: "Tagungsband zur 4. Internationalen Energiewirtschaftstagung IEWT 2005".
- Miele AG (2005): Elektrogeräte für Haushalt und Kleingewerbe. Programmübersicht Herbst/Winter 2005/2006.
- MVV (2000): MVV powerlineService: Die ersten hundert Kunden gehen an die Steckdose, Pressemitteilung vom 20.06.2000, <http://www.mvv-investor.de/de/presse/2000/pm-2000-06-20.php>.
- OFGEM (2006a): Domestic Metering Innovation, Consultation Paper, 01.02.2006.
- OFGEM (2006b): Ofgem to break down barriers to smart meters, press release, 30.06.2006.
- OPERA Open PLC European Research Alliance (2004): Initial paper on project an plans, http://www.ist-opera.org/project_outputs_available.html.htm.

- OPERA Open PLC European Research Alliance (2005): White Paper Smart Home, http://www.ist-opera.org/project_outputs_available.html.htm.
- Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) (2006): Technologies Available for Licensing, <http://availabletechnologies.pnl.gov/infotechenergy/grid.stm>.
- Palensky, P. et al. (2006): Integral Resource Optimization Network Study (IRON), Endbericht 25.06.2006.
- Palm, B., Unterseher, L. (1988): TEMEX - Systematisierung von Anwendungsgebieten und Exploration von Problemfeldern, Werkstattbericht Nr. 44, Ministerium für Arbeit, Gesundheit und Soziales des Landes Nordrhein-Westfalen, o. O.
- Rohrig, K. (2005): Online-Erfassung und Prognose der Windenergieeinspeisung. Arbeitspapier. Download von <http://www.iset.uni-kassel.de>.
- RWE Transportnetz Strom (2006): Marktplatz.
<http://www.rwetransportnetzstrom.com/generator.aspx/netznutzung/regelenergie/marktplatz/language=de/id=75498/marktplatz-page.html>. downloaded 9.3.2006.
- Sander, K., Barth, R., Weber, C., Swider, D.J., Schmitt, D., Forsbach, H.H., Syczynski, Z., und A. Orths (2004): Brennstoffzellen-Heizgeräte. Systemvergleich und Analyse der Einbindung in zukünftige Energieversorgungsstrukturen. Projektbericht des Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart.
- Schlögl, F. (2005): Online Erfassung und Prognose der Windenergie im praktischen Einsatz. Vortragsfoliensatz. Download von www.iset.uni-kassel.de.
- Schmid, C. (2004): Energieeffizienz in Unternehmen. Eine wissensbasierte Analyse von Einflussfaktoren und Instrumenten. Hochschulverlag AG an der ETH Zürich. 2004.
- Sellin, R. (2006): Der Strommarkt – neue Segmente erschließen, in: NET – Zeitschrift für Kommunikationsmanagement, heft 5/06, S. 17-18.
- Sensfuß, F.; Genoese, M. (2006): Agent-based simulation of the German electricity markets-An analysis of the German spot market prices in the year 2001-. Proceedings of the "9. Symposium Energieinnovationen", Graz.
- Stadler, I. et al. (2000): Internet-EIB based user-friendly office energy management system, Kassel.
- Stadler, M., Auer, H. (2004): Innovative Maßnahmen auf der Verbraucherseite zur Verbesserung der Marktperformance in liberalisierten Strommärkten: Eine ökonomische Bewertung für Österreich, 8. Symposium Energieinnovation, Graz, Austria 4. – 5. Februar 2004.
- Siemens AG (2005): serve@Home infoModul, München.
- Szuppa, S., Beer, B. (2005): Marktforschung für das „Intelligente Haus“ – im Fokus der Endverbraucher, in: BUS Systeme, 12. Jg./2005, Heft 2, Berlin.
- Telekommunikationsgesetz (TKG): Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 29, Bonn.
- Thole, S. (2004): Moderne Softwaretechnik revolutioniert das intelligente Haus, VDI-Nachrichten, 22.10.2004.

- Thoma, M. (2006): „Optimierte Betriebsführung von Niederspannungsnetzen mit einem hohen Anteil dezentraler Erzeugung“; Dissertation; ETH; Zürich; 2006.
- Treytl, A. et al. (2005): Real-time Energy Management over Power-lines and Internet.
- U.S. Department of Energy (2006): Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them, A Report to the United States Congress pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005.
- Uslar, M. (2006): Interoperabilität und das Common Information Model CIM, Vortrag bei OFFIS, 19. April Oldenburg.
- VDE (2006a): DIN VDE 0126-1-1: „Selbsttätige Freischaltstelle zwischen einer netz-parallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz“; Ausgabe: 2006; VDE-Verlag; Frankfurt.
- VDE (2006b): Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem. Herausgegeben durch die Energietechnische Gesellschaft im VDE. Frankfurt
- VDEW (1998): „Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“; 2. Ausgabe 1998; Hrsg.: VDEW; VDEW-Verlag; Frankfurt.
- VDEW (2001a): „Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“; 4. Ausgabe 2001; VDEW-Verlag; Frankfurt.
- VDEW (2001b): VDEW Mitgliederverzeichnis 2001.
- VDI-Richtlinie 4602 "Energiemanagement Begriffe Definitionen", Vorentwurf 2006.
- VDN (2003): Transmission Code 2003 - Anhang D – Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Regelleistung für die ÜNB.
- VDN (2006): Metering Code 2006 <http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/publikationen//MeteringCode2006.pdf>.
- Waltenberger, G. (2005): Energiemanagement in der Industrie – Die energiewirtschaftlichen Grundlagen. Köln: Eul, 2005.
- Weber, C. (2006): Prüfbarkeit von Stromrechnungen unter besonderer Berücksichtigung der Relevanz von Zählerständen, April 2006.
- Wildgruber, W. (2005): Leistungswerte live beobachten. in: ETZ – Elektrotechnik und Automation, 2005, Band 126, Heft 2, S. 22 - 23
- Witt, A. (2006): Mehr Konkurrenz bei Wechselrichtern; Solarthemen 233, Juni 2006, S. 18-230.

Anhang 1

Vorschläge für Modellprojekte

Im Folgenden werden sieben Modellprojekte vorgeschlagen, wie sie auf dem Abschlussworkshop am 17.11.2006 diskutiert wurden. Diese Vorschläge sind als exemplarisch und erste Näherung zu betrachten und sollten daher lediglich als Orientierungshilfe für den weiteren Forschungsbedarf angesehen werden.

Modellprojektvorschlag 1: Smart Generation

Ziele

Effizienzsteigerung durch die kombinierte Erzeugung von mehreren Energieträgern und Einspeisung in mehrere Netze (Strom, Wärme, Kälte, Gas)

FuE-Bedarf

- Einspeisung mehrerer Produkte in mehrere Netze (Strom, Wärme, Kälte, Gas)
- Optimale Dimensionierung lokaler Speicher und koordinierter Speichereinsatz für Koppelprodukte
- Regelalgorithmen in adaptiven Wärmenetzen (viele dezentrale Wärmeeinspeiser auf einem Wärmenetz) und adaptiven Gasnetzen (z.B. dezentrale Biomethaneinspeiser in lokalen/regionalen Gasnetzen und eher zentrale Bio-Synthesegaseinspeiser auf dem Gastransportnetz)

Begleitforschung

Entwicklung von Geschäfts- und Vergütungsmodellen für Einspeisung von gekoppelten Energieformen (z.B. zur Weiterentwicklung in Richtung "Wärme-EEG", "Gas-EEG")

Feldversuch

Erprobung der entwickelten Technologien in Netzabschnitten mit hohem Bedarf von unterschiedlichen Energieträgern

Akteure

- Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen
- Netzbetreiber (Strom, Gas, Wärme)
- ITK-Industrie
- Regulierer

Modellprojektvorschlag 2: Virtuelle Kraftwerke

Ziele

Entwicklung, Erprobung und Validierung von Verfahren und Technologien zur kostengünstigen Integration von dezentralen Erzeugern, Speichern und Lasten mit kleineren Leistungseinheiten und fluktuierenden Erzeugern. Erprobung des Pooling für die Marktteilnahme und Bereitstellung von Netzdienstleistungen.

FuE-Bedarf

- Entwicklung von redundanten, echtzeitfähigen Kommunikationssystemen mit hoher Verfügbarkeit
- Entwicklung von kostengünstigen Kommunikationstechnologien für kleine Leistungseinheiten
- ITK-Konzepte mit minimierten Datenvolumina
- Regelungsalgorithmen für die Integration von kleineren Leistungseinheiten, Speichern und Lasten

Begleitforschung

- „EEG-Kraftwerke an die Börse“: Integration von EE-Einspeisern ohne EEG-Förderung in ökonomisch rentable Virtuelle Kraftwerke.
- Geschäftsmodelle für Integration von kleinen Anlagen ohne direkte Betriebsführung (Anreizsysteme)
- Virtuelle Kraftwerke mit mehreren Verteilnetzbetreibern.

Feldversuch

Feldversuch mit virtuellen Kraftwerken mit Anlagen (Erzeuger, Speicher, Lasten) verschiedener kleiner Größenklassen und mit regenerativen Anlagen

Akteure

- Energiedienstleister
- Betreiber von dezentralen Erzeugern
- ITK-Industrie
- Netzbetreiber

Modellprojektvorschlag 3: Intelligentes Netzmanagement

Ziele

Einsatz von ITK für die verbesserte Betriebsführung von Verteilnetzen und zur Integration von wachsenden Anteilen erneuerbaren und dezentraler Erzeuger.

FuE-Bedarf

- Entwicklung von leistungselektronischen Komponenten zur automatischen Spannungsanpassung (Stufensteller zum nachträglichen Einbau in Ortsnetztransformatoren) und ITK in Verbindung mit Netzüberwachungstechnologien.
- Entwicklung von Condition-Monitoring-Systemen mit ITK (Zustandsüberwachung, Auslastung, Ersatz von Netzbetriebsmitteln).
- Richtlinien, Kommunikationstechnologien und Protokolle für Systemdienstleistungen von Wechselrichtern (Blindleistung, Verzerrungsleistung, Kurzschlussstrom).

Begleitforschung

- Entwicklung von Geschäftsmodellen für Systemdienstleistungen von dezentralen Einspeisern (Weiterführung von EEG)
- Entwicklung von Notfallstrategien mit Smart-Metering-Technologien und dezentralen Einspeisern (Inselnetze, Micro-Grids, Unterbrechungsfreie Stromversorgung, Anfahrkonzepte).

Feldversuch

Erprobung der entwickelten Technologien in Netzabschnitten mit hohem Anteil von dezentralen Erzeugern auf Nieder- und Mittelspannungsebene und Demonstration der Durchführung der Spannungsregelung, der Bildung von MicroGrids und der Notfalleigenschaften.

Akteure

- Netzbetreiber
- Betreiber von dezentralen Erzeugern
- Netztechnik-Industrie
- ITK-Industrie
- Regulierer

Modellprojektvorschlag 4: Smart Metering

Ziele

Abbau von Hemmnissen für die flächige Einführung von Smart-Metering-Systemen in Deutschland und Identifizierung der Bedingungen für einen wirtschaftlichen Einsatz von Smart Metering Systemen.

FuE-Bedarf

- Entwicklung von Standards für die Interoperabilität von Smart-Metering-Systemen (Zähler, Datenkonzentratoren, Middleware)
- Standards für digitales Multisparten-Metering (Strom, Gas, Wärme, Wasser)
- Verlängerung der Eichfristen
- Integration von Smart-Meter-Daten für Lastprognose, Netzbetriebsführung, Netzausbauplanung

Begleitforschung

- Verordnungen für die Messdienstleistung
- Definition der Regeln und der Geschäftsprozesse für den liberalisierten Metering-Markt (Kostenübernahme, Kostenverteilung zwischen Anschlussnehmer und Anschlussnutzer)
- Geschäftsprozesse für Multisparten-Metering
- Nachweis der Wirtschaftlichkeit von AMM-Systemen (Rationalisierungspotential für Geschäftsprozesse)
- Gesetzliche Regelungen zum Datenschutz der Verbraucherdaten

Feldversuch

Großfläche Feldversuche mit Smart-Metering-Systemen mit unterschiedlichen Kundengruppen bei denen die ITK, die Geschäftsmodelle, das Rationalisierungspotential und die Kundenakzeptanz evaluiert werden.

Akteure

- Zähl- und Messwesen
- Messdienstleister
- Netzbetreiber
- Tarifkunden (Anschlussnehmer, Anschlussnutzer) im Bereich Haushalte und Gewerbe

Modellprojektvorschlag 5: Smart Customer

Ziele

Erforschung der Nutzung von Smart Metering als „Customer Gateway to market“ (smart grids). Dabei handlungsrelevantes Wissen generiert werden, Handlungsoptionen und Handlungsanreize erweitert werden und die Kunden in die Lage versetzt werden, Energie einzusparen, die Energieeffizienz zu steigern, CO₂-Emissionen zu vermindern und Kosten zu reduzieren („Empowerment of the customer“).

FuE-Bedarf

Integration der Welten von eHome, smart appliances und smart metering in ein offenes Informations-, Bedien- und Steuerungssystem.

Entwicklung von

- hoch integrierten kostengünstigen Kommunikationsgateways für verschiedene Kommunikations- und Bussysteme
- hoch integrierten, kostengünstigen energiesparende Stromsensoren und Stromaktorsystemen
- kundengerechte kostengünstige Informationssystemen (Displays, Webportale)
- einer monatlichen (elektronischen) Rechnungsstellung
- Mehrwertdiensten für Tarifkunden (Prognose, Limitierung, Tarifwahl, Alarm)

Begleitforschung

- Analyse der Kunden-Wünsche, Handlungsmuster und Zahlungsbereitschaft.
- Analyse des Energieeffizienzpotenzials durch integrierte sparten übergreifende Feed-Back-Systeme
- Kombination mit anderen Effizienzstrategien (Effizienzlabel, Weiße-Ware, Negawatt, Energiepass)

Feldversuch

Durchführung von breit angelegten Feldversuchen mit unterschiedlichen Informations- und Anreizsystemen sowie Geschäftsmodellen und einer sozial-ökologische und ökonomische gruppenspezifische Evaluation der Geschäftsmodelle und der Effekte (Akzeptanz, Effizienzsteigerung, Marktteilnahme, Kostensenkung)

Akteure

- Tarifikunden (Anschlussnehmer, Anschlussnutzer) im Bereich Haushalte und Gewerbe
- ITK (home automation, Gebäudeleittechnik)
- Hersteller von Weißer Ware
- Zähl- und Messwesen
- Messdienstleister
- Netzbetreiber
- Vertrieb

Modellprojektvorschlag 6: eEnergy in kleinen und mittleren Unternehmen

Ziele

Effizienzsteigerung durch transparentere Energieflüsse und integriertes, spartenübergreifendes Energiemanagement bei kleinen und mittleren Unternehmen (KMU)

FuE-Bedarf

- Durchgängige Integration von Metering-Systemen in die Gebäudeleittechnik und die Produktionsanlagen
- Entwicklung hochintegrierter Kommunikationsgateways für verschiedene Kommunikations- und Bussysteme (Industriestandard)
- Entwicklung von hochintegrierten, kostengünstigen und verbrauchsarmen Strom- und Spannungssensoren und Aktoren und Vernetzung mit ITK (Industriestandard)
- Entwicklung von modellbasierten integrierten Energiemanagementsystemen: Effizienzsteigerung und Lastreduzierung mit Online-Zustandsdaten
- Hochaufgelöstes Benchmarking des spezifischen Energiebedarfs von Produkten und Vorprodukten

Begleitforschung

- Analyse der Kunden-Wünsche, Handlungsoptionen und Zahlungsbereitschaft.
- Qualifizierung für die Teilnahme an Demand-Response-Programmen
- Analyse des Energieeffizienzpotenzials durch integrierte spartenübergreifende Feedback-Systeme
- Kombination mit anderen branchenspezifischen Effizienzstrategien

Feldversuch

Durchführung von branchenspezifischen Feldversuchen mit unterschiedlichen Energiemanagementsystemen und Evaluation der branchenspezifischen und produktspezifischen Effekte (Einsatzpotential, Effizienzsteigerung, Marktteilnahme, Kostensenkung)

Akteure

- Tarif- und Sondervertragskunden (Gewerbe)
- Gebäudeleittechnik
- Zähl- und Messwesen
- Messdienstleister
- Netzbetreiber
- Vertrieb

Modellprojektvorschlag 7: Demand Response

Ziele

Integration von Dezentralen Erzeugern und Lasten in das Netzmanagement durch preisbasierte und anreizbasierte Programme (Demand Response) und Bewertung des einzelwirtschaftlichen Potenzials sowie der volkswirtschaftlichen Vorteile von Demand-Response-Programmen

FuE-Bedarf

- Entwicklung von Dynamischer Laststeuerung für Strom-/ thermische Speicher-Anwendungen (Kühlaggregate, Lüftung, Klima, Warmwasserbereitung)
- Entwicklung von Demand-Response-Programmen (anreiz- und preisbasierte Programme)
 - für Industriekunden,
 - für Gewerbe- und Haushaltskunden,
 - für dezentrale Einspeiser.

Begleitforschung

- Entwicklung der Geschäftsmodelle für Demand-Response-Programme
- Entwicklung von Modellen und Prognosesystemen für Demand-Response-Programme
- Analyse der volkswirtschaftlichen Vorteile von Demand-Response-Programmen (Netzbetriebssicherheit, Vermeidung Netzausbau, effizienterer Ressourceneinsatz, Verminderung von Spitzenlastkraftwerken)

Feldversuch

Breit angelegte Feldversuche mit unterschiedlichen Demand-Response-Programmen und Technologien mit einer sozial-ökologischen und ökonomischen Evaluation der Effekte

Akteure

- Tarifkunden
- Geräteindustrie (Weiße Ware)
- Anlagenhersteller
- Zähl- und Messwesen
- Netzbetreiber

Anhang 2

Verwandte Forschungsprojekte

Kurzbezeichnung	Name	Thema	Status / Laufzeit	(Haupt-) Beteiligter	Auftraggeber / Förderer	Homepage
DEMS	Dezentrales Energiemanagement-System	Bottom-Up-Integration der Informations- und Kommunikations-"Inseln" dezentraler Erzeuger- und Verbraucherstrukturen	Juni 2004 bis offenes Ende	OFFIS, Institut für Informatik, Oldenburg		http://www.offis.de/projekte/projekt.php?id=164
DG-FER	Distributed Generation - Future Energy Resources	Optimierung des Einsatzes dezentraler Erzeugung im europäischen Energiesystem	Januar 2003 bis März 2004	u.a ENEL, Cogen Europe, Rolls-Royce	EU (ALTENER-Programm)	http://www.dgfer.org
DINAR	Integration dezentraler regenerativer Energieversorgungsanlagen in den Netzbetrieb	Dezentrale Energieeinspeisung	01.11.2003 bis 30.04.2007	u.a. ISET	BMU, Industrie	http://www.iset.uni-kassel.de/pls/w3isetdad/www_iset_page.show_menu?p_name=7231004&p_lang=ger
DISPOWER	Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources	Einbindung dezentraler Erzeuger erneuerbarer Energie in das Stromnetz	1.1.2001 bis 31.12.2005	ISET, Fraunhofer ISE	EU-Kommission	http://www.dispower.de/
EDISON		Stromnetz der Zukunft, Einbeziehung dezentraler Erzeuger und Stromspeicher	2000-2003	Fraunhofer ISE	BMW	http://www.ise.fhg.de/german/publications/index.html
GridWise	GridWise	Automatisierung der Stromversorgung	2005 bis offenes Ende	U.S. Department of Energy (DOE), amerikanische Stromversorger	DOE	http://www.gridwise.org http://www.gridwise.com
I2ERN	Einsatz der Mikrosystemtechnik bei der dezentralen Energieversorgung: Das Innovative Intelligente Energiesystem Region Nürnberg in Deutschland	Studie zur Untersuchung der Einsatzmöglichkeiten von mikrosystemtechnischen Komponenten bei Energieerzeugung, -verteilung und -verbrauch	01.01.2005 bis 31.05.2006	Fraunhofer IIS, Energieregion Nürnberg, Industrie	BMBF	http://www.mstonline.de/foerderung/projektliste/printable_pdf?vb_nr=V3008
IRON	Integral Resource Optimization Network Study	Automatisierung der Stromversorgung	1.Phase abgeschlossen, weitere Forschungsarbeiten laufen	Institut für Computertechnik Technische Universität Wien	(Österreichisches) Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT)	http://iron.ict.tuwien.ac.at/iron/
NEuK	Netzwerk Energie und Kommunikation	Vernetzung von Hochschuleinrichtungen, Wirtschaftsunternehmen und außeruniversitären Forschungseinrichtungen. Es soll ein thematisches Netzwerk mit den in Deutschland führenden Partnern und den erforderlichen Strukturen eingerichtet werden, um innovative Themen zu analysieren und Lösungsvor-	Juli 2005 bis Ende 2006	Leitung ISET. Universitäten, Forschungseinrichtungen und Industrie	Bundesministerium für Forschung und Bildung	http://www.netzeuk.de

Endbericht eEnergy

		schläge zu erarbeiten.				
SELMA	Sicherer Elektronischer Messdaten-Austausch	siehe Name	31.10.2001 bis 31.03.2005, Arbeit wird fortgesetzt	14 Konsortialpartner	BMWA	http://www.selma-project.de/
SerCHO	Service Centric Home	Home Automation	01.07.2005 bis 30.06.2008	u.a. WIK	BMWi	http://www.sercho.de
SESAM	Selbstorganisation und Spontaneität in liberalisierten und harmonisierten Märkten	siehe Name	(2004?) - ?	Institut für Telematik, Universität Karlsruhe (TH)	Bundesministerium für Forschung und Bildung	http://www.sesam.uni-karlsruhe.de
Smart Grids	Smart Grids	Intelligente Energienetze	2005 - ? In Bearbeitung	EU Kommission	EU Kommission	