



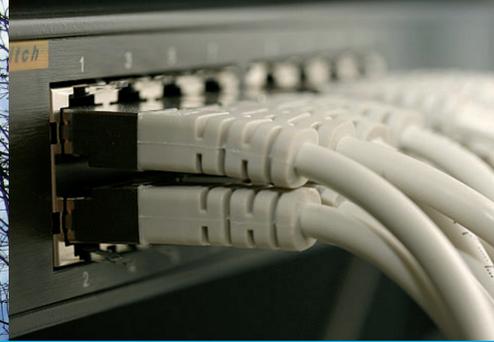


BDI



Innovationsstrategien
und Wissensmanagement
BDIinitiativ

IKT für Energiemärkte
der Zukunft



Internet der Energie IKT für Energiemärkte der Zukunft

Die Energiewirtschaft
auf dem Weg ins Internetzeitalter

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	2
1 Einleitung	4
2 Umbruch in der Energieversorgung	
Zwangsläufigkeit und historische Chance	6
2.1 Klimawandel, Energieverbrauch und Rohstoffsituation	6
2.2 Aktuelles regulatorisches Umfeld	8
2.3 Wirtschaftlicher und technischer Änderungsdruck	10
2.4 Investitionsstau	11
2.5 Historische Chance	12
3 Vernetzte Komponenten und integrierte IKT	
Die Bausteine für das „Internet der Energie“	13
3.1 Gebäudeautomation und Smart Homes	14
3.2 Zentrales und dezentrales Energie- und Netzmanagement	16
3.3 Smart Metering	18
3.4 Integrationstechnologie	20
3.5 Betriebswirtschaftliche Anwendungen und neue Geschäftsmodelle	22
3.6 Übergangsprozess zum Internet der Energie	24
4 Szenarien zum „Internet der Energie“	
Entwicklungen und Möglichkeiten in einer vernetzten Energiewirtschaft	26
4.1 Szenario I – Elektromobilität	26
4.2 Szenario II – Dezentrale Energieerzeugung	26
4.3 Szenario III – Energiehandel und neue Dienstleistungen	27
5 Den Übergangsprozess gestalten	
Konkrete Handlungsempfehlungen	28
5.1 Standardisierung	28
5.2 Anreize, Regulierung und rechtlicher Rahmen	29
5.3 Forschungsförderung	31
5.4 Fördermethodik und Reorganisation	32
5.5 Aus- und Weiterbildung	33
5.6 Öffentlichkeitsarbeit	33
Anhang	34
Abkürzungen	34
Abbildungen	35
Literaturquellen	36
Forderungskatalog	39
Impressum	40

Executive Summary

Drei maßgebliche Einflussfaktoren wirken derzeit auf die Energiewirtschaft ein und erfordern den Umbau in ein intelligentes und effizientes Versorgungssystem, das deutlich stärker als bisher durch Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) vernetzt sein muss.

Der erste Faktor ist die verschärfte Knappheitssituation: Die Vorräte fossiler Energierohstoffe sind endlich und erleben deswegen schon heute starke Preissteigerungen; auch die Kapazität, bis zu der die Atmosphäre CO₂ aufnehmen kann, ohne dass ein Klimadesaster droht, ist ausgereizt und begründet erhebliche Anstrengungen in einen aktiven Klimaschutz. Um diesen drohenden Grenzen des Energiesystems einerseits sowie dem gleichzeitig weltweit steigenden Energiebedarf andererseits zu begegnen, ist eine erheblich verbesserte Effizienz bei der Energienutzung dringend erforderlich.

Zweitens stellt das veränderte regulatorische Umfeld erhöhte Anforderungen an die datentechnische Vernetzung des Energiesystems. Durch die Entkopplung von Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung müssen unterschiedliche Akteure entlang der Wertschöpfungskette über gemeinsame Schnittstellen miteinander kommunizieren und interagieren. Neue Vorschriften zur Standardisierung, zum Messwesen und zur Verbrauchstransparenz erzeugen zudem große Datenmengen, die in intelligenten automatisierten Prozessen verarbeitet werden müssen.

Als dritter Faktor schließlich bewirken technische Entwicklungen und steigende Energiepreise, dass in Zukunft vermehrt Strom aus erneuerbaren Energiequellen sowohl auf Basis einer verstärkt dezentralen als auch aus einer weiterhin vorhandenen zentralen Versorgungsstruktur in das Stromnetz integriert werden müssen. Dies erfordert ein wesentlich höheres Maß an Flexibilität im Bereich der Spannungshaltung und der effizienten Lastflusssteuerung als im derzeitigen System vorgesehen ist.

Diese drei treibenden Faktoren wirken zu einer Zeit, in der ein erheblicher Investitionsbedarf in das deutsche und europäische Stromversorgungssystem besteht. Nahezu die Hälfte der installierten Kraftwerkskapazität in Deutschland muss in den kommenden Jahren ersetzt oder modernisiert werden, der massive Ausbau der Stromnetze wird im gleichen Zeitraum ebenfalls erfolgen müssen. Parallel wird ein erheblicher Teil der privaten Haushalte renovierungsbedürftig. Aufgrund steigender Energiepreise werden bei den hier anstehenden Instandsetzungsarbeiten zunehmend neue Energiespartechnologien und kommunikative Endgeräte eingesetzt.

Angesichts dieses Investitionspotenzials besteht die einmalige Chance, einen Übergang des derzeitigen Energiesystems hin zu einem **Internet der Energie** zu fördern, in dem durch die intelligente Koordination zwischen Erzeugung und Verbrauch höchstmögliche Effizienzgewinne bei der Nutzung knapper Energiressourcen erreicht werden können. Die notwendigen Technologien für die intelligente und effiziente Erneuerung des Energiesystems sind heute weitestgehend vorhanden. Die Kombination und Integration der verfügbaren Systeme ist jedoch noch weit hinter den Möglichkeiten zurückgeblieben. Es bedarf demnach vor allem einer Weichenstellung bei den beteiligten Industrien und der Politik, die sich auf Handlungsmaßnahmen und auch auf technische Standards einigen müssen, um den anstehenden Veränderungsprozess aktiv und zielgerichtet zu gestalten.

Der Informations- und Kommunikationstechnologie kommt bei der Entwicklung einer zukunftsfähigen Energieversorgung eine Schlüsselrolle zu. Sie ist die Basis für die Realisierung eines zukünftigen **Internets der Energie**, das heißt der intelligenten elektronischen Vernetzung aller Komponenten des Energiesystems. Durch diese verstärkte Vernetzung können Erzeugungsanlagen, Netzkomponenten, Verbrauchsgeräte und Nutzer des Energiesystems untereinander Informationen austauschen und selbstständig ihre Prozesse aufeinander abstimmen und optimieren. So entwickelt sich das bisherige Energienetz mit passiven, informationsarmen Komponenten und einer überwiegenden Einweg-Kommunikation hin zu einem marktorientierten, dienstebasierten und dezentral organisierten System, in dem interaktive Optimierungsmöglichkeiten und neue Energiedienstleistungen geschaffen werden können. Durch einen verstärkten Einsatz von energetisch optimierender Hausautomation und von Smart Metering haben Privatkunden, öffentliche Einrichtungen und auch kleine und mittlere Unternehmen die Möglichkeit, ihren Energieverbrauch zu reduzieren oder zeitlich so zu verschieben, dass Lastspitzen und Engpassituationen vermieden werden. Verbesserte Energiemanagementsysteme auf der Übertragungs- und Verteilnetzebene ermöglichen, dass dezentrale Erzeugung und erneuerbare Energiequellen im großen Maßstab optimal eingesetzt werden können, ohne dabei die Systemstabilität und -qualität zu beeinträchtigen. Die größte Herausforderung besteht indes darin, eine Integrationsebene zwischen betriebswirtschaftlichen Anwendungen und dem physikalischen Netz zu schaffen, welche eine Kommunikation komplexer, über heterogene Netze und Firmengrenzen hinweg verteilter IT-Komponenten ermöglicht.

Der Übergang des derzeitigen Energiesystems hin zu einem **Internet der Energie** lässt eine Vielzahl möglicher neuer Geschäftsmodelle entstehen. Stromnetzbetreiber können sich zukünftig vermehrt zu Informationsdienstleistern entwickeln; neue Dienstleistungen, wie beispielsweise das Energiemanagement beim Kunden, werden entstehen. Neue Akteure werden in den Markt eintreten, zum Beispiel Betreiber von virtuellen Regelenergiekraftwerken. Durch eine an das Energieangebot angepasste Einbindung von (hybriden) Elektroautos bietet sich zukünftig auch für den Transportsektor eine neue Möglichkeit, aktiv an der Optimierung der Energienetze mitzuwirken.

Als konkrete Handlungsempfehlungen zur Erschließung dieser neuen Geschäftsfelder und zur Verwirklichung eines zukunftsfähigen intelligenten Energiesystems werden im Rahmen dieses Papiers Maßnahmen auf mehreren Ebenen vorgeschlagen. Auf der technischen Ebene muss ein starker Fokus auf der Koordination der Standardisierung in der Informations-, Kommunikations- und Energietechnik liegen, die insbesondere eine durchgängige bidirektionale Kommunikation zwischen Stromerzeugung und Endverbrauchern unterstützt. Neben der Förderung der Grundlagenforschung und Ausbildung in den relevanten technik- und wirtschaftswissenschaftlichen Disziplinen ist insbesondere auch die Förderung von Initiativen zur angewandten Forschung und zur Pilotierung des **Internets der Energie** erforderlich, um Konzepte zu erproben und Erkenntnisse aus der Forschung in den laufenden Transformationsprozess der Energiewirtschaft einzubringen. Um sicherzustellen, dass die innovativen Konzepte einer intelligenten und effizienten Energieversorgung auch tatsächlich zum Einsatz kommen, müssen nachhaltige Innovationsanreize insbesondere für Netzbetreiber geschaffen werden. In diesem Bereich muss die Regulierung entsprechend gestalterisch eingreifen. Schließlich ist eine geeignete Öffentlichkeitsarbeit erforderlich, um alle relevanten Akteure darüber zu informieren, wie sie zur Umsetzung der Vision des **Internets der Energie** beitragen können.

Die identifizierten Handlungsempfehlungen können wesentlich dazu beitragen, das heutige Energiesystem zu einer noch effizienteren, zukunftsfähigen Energieversorgungsinfrastruktur zu entwickeln und damit die internationale Spitzenposition deutscher Unternehmen und Forschungseinrichtungen im Bereich intelligenter und integrierter Energietechnologien zu stärken und auszubauen.

1 Einleitung

Die langfristige Sicherung unserer Energieversorgung und die Verminderung von Treibhausgasemissionen sind zu Schlüsselfragen unserer Zeit geworden. Zeugnisse dafür sind die seit der Veröffentlichung des letzten UNO Weltklimareports über alle gesellschaftlichen Schichten hinweg geführten Diskussionen um Energieeffizienz, Nachhaltigkeit und Klimawandel sowie die daraufhin beschlossenen Maßnahmenpakete.

Handlungsdruck besteht, neben der Klimaproblematik, vor allem durch die stark volatilen Rohstoffpreise sowie die begrenzten fossilen Brennstoffe. Mit Blick auf Deutschland sind insbesondere die unter deutscher Führung im April 2007 verabschiedeten 20/20/20-Energiezielvorgaben der EU (Hope and Stevenson 2008) sowie das im Dezember 2007 beschlossene 14-Punkte-Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung von Bedeutung.

Doch die von Politik und Wirtschaft bislang ergriffenen Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs sind bei weitem nicht ausreichend. Ein Rückgang der Nachfrage nach fossilen Energieträgern ist nicht absehbar, während die Knappheit dieser Ressourcen zunimmt. Zur Veranschaulichung: 2005 wurden weltweit ca. 18.235 TWh Strom verbraucht. Bis 2050 wird sich dieser Bedarf nach unterschiedlichen Schätzungen verdoppeln (The Economist 2008) bis vervierfachen (EU 2007). Legt man die heute übliche Leistung eines Kraftwerksblocks von ca. 850 MW zugrunde, so würde dies in einer einfachen Überschlagsrechnung bis zum Jahr 2050 weltweit den Zubau von ca. 3.500 weiteren Kraftwerksblöcken der gleichen Größenklasse bedeuten. Zusätzlich wird noch neue Kraftwerksleistung benötigt, um die Blöcke zu ersetzen, die während der gleichen Zeitspanne das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen.

Diese Zahlen verdeutlichen, dass effizientere Erzeugungstechnologien benötigt werden und neue, alternative Formen der Strom- und Wärmeerzeugung schnell zur Marktreife gelangen müssen. Dazu ist künftig aber auch noch wesentlich sparsamer und intelligenter mit der zur Verfügung stehenden Energie umzugehen, denn letztendlich ist Energieeinsparung die größte verfügbare Energiequelle.

In Deutschland ergibt sich aktuell eine historisch einmalige Chance, auf diese großen Herausforderungen schnell und umfassend zu reagieren. Große Teile der heutigen Energieinfrastruktur müssen bald durch neue Erzeugungs-, Transport- und Verbraucherkomponenten ersetzt werden. Innerhalb der nächsten zehn Jahre werden Kraftwerke in der Größenordnung von knapp 50 Prozent der in Deutschland installierten Leistung das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen. Im gleichen Zeitraum stehen in knapp einem Drittel der deutschen Haushalte umfassende Renovierungen an (StatBA 2006).

Eine wesentliche Herausforderung an die Energietransportnetze der Zukunft stellt die Einbindung der volatilen erneuerbaren Energieerzeugung dar. Hinzu kommt, dass ebenfalls in den nächsten Jahren die bisherige Infrastruktur für Strom-, Gas- und Wasserzähler fast vollständig durch eine neue Zählergeneration ersetzt werden muss. Um den zukünftigen gesetzlich vorgeschriebenen Anforderungen einer monatlichen Energieabrechnung für Privathaushalte mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand nachkommen zu können, müssen die mechanischen Zähler durch fernauslesbare Systeme ersetzt werden.

Dieses Investitionspotenzial gilt es möglichst optimal zu nutzen und hierfür ein einheitliches, sowohl politisch als auch technisch und wirtschaftlich abgestimmtes Gesamtkonzept zu entwickeln und umzusetzen. Ein zukunftsfähiges Energiesystem ist zum einen Bedingung für einen florierenden Wirtschaftsstandort Deutschland, zum anderen gilt es, die Spitzenposition deutscher Unternehmen und Forschungseinrichtungen im Bereich intelligenter Energietechnologien zu sichern und auszubauen.

Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für ein zukunftsfähiges Energiesystem wird die einheitliche Informations- und Kommunikationsinfrastruktur nach Vorbild und auf Basis des Internets sein. Es erlaubt einen einfachen, standardisierten, kostengünstigen und zeitnahen Zugang zu Energieinformationen. Denn sowohl zentrale als auch dezentrale Energieerzeuger benötigen jederzeit aktuelle und präzise Informationen über die zu erwartenden Energieverbräuche, um eine optimale Betriebsführung gewährleisten können. Aber auch Verbraucher profitieren von einer solchen Infrastruktur. Denn diese ist Voraussetzung für die Entwicklung intelligenter Endgerätektechnologien, die es Kunden ermöglicht, ihre tatsächlichen Energieverbräuche in Echtzeit zu beobachten und ihre Geräte verbrauchs- beziehungsweise kostenminimierend zu betreiben. Erst die Kombination von intelligenten Verbrauchern, Erzeugern und Intermediären in einem **Internet der Energie** wird einen maximalen Effizienzgewinn im zukünftigen Umgang mit Energie bei gleichzeitiger Beachtung der Klimaziele ermöglichen.

Der Arbeitskreis BDI initiativ IKT für Energiemärkte der Zukunft hat es sich zum Ziel gesetzt, in enger Kooperation zwischen Wirtschaft und Wissenschaft Szenarien für Deutschland zu entwickeln, die den Übergang von unserer heutigen Energielandschaft hin zu einem **Internet der Energie** beschreiben. Ferner werden konkrete Handlungsempfehlungen sowohl für die politische als auch die wirtschaftliche Führung Deutschlands abgeleitet, die einen schnellen gesellschaftlich, ökonomisch und ökologisch sinnvollen sowie technologisch machbaren Wandel herbeiführen können.

2 Umbruch in der Energieversorgung Zwangsläufigkeit und historische Chance

Klimawandel, Rohstoffverfügbarkeit, Importabhängigkeit, Änderungen des regulatorischen Umfelds, wirtschaftlicher und technischer Änderungsdruck und Investitionsstau sind Faktoren, die unsere Energielandschaft maßgeblich beeinflussen und verändern werden. Die Kombination dieser Faktoren bietet jedoch auch eine historisch einmalige Chance zur schnellen Umsetzung weitreichender Maßnahmenpakete.

2.1 Klimawandel, Energieverbrauch und Rohstoffsituation

Die Probleme und Herausforderungen der langfristigen Energieversorgung gehören zu den dringlichsten und am meisten diskutierten unserer Zeit. Der IEA World Energy Outlook (IEA 2008) und der aktuelle Klimareport des IPCC (IPCC 2007) machen die gewaltigen Herausforderungen für die zukünftige weltweite Energie- und Klimapolitik deutlich. Die Weltbevölkerung wird absehbar bis zum Jahr 2030 um 30 Prozent auf über acht Milliarden Menschen anwachsen. Geht man von plausiblen Annahmen über die Entwicklung und die Struktur der globalen Ökonomie aus, so wird der Primärenergieverbrauch weltweit bis zum Jahr 2030 um über 50 Prozent zunehmen, während sich der weltweite Stromverbrauch nach Schätzungen der EU bis zum Jahr 2050 sogar vervierfachen könnte (EU 2007). Der CO₂-Gehalt in der Atmosphäre ist seit dem Beginn der industriellen Revolution um fast 40 Prozent angestiegen, eine Temperaturerhöhung von 3-6° C bis zum Jahr 2100 gilt als wahrscheinlich (Cox, Betts et al. 2000). Sollen noch stärkere Klimaveränderungen verhindert werden, so ist der durch den Menschen verursachte CO₂-Ausstoß möglichst schnell und umfassend einzuschränken.

Eine Möglichkeit zur Verringerung der CO₂-Emissionen ist die Einführung geeigneter Sequestrierungsverfahren (Carbon Capture and Storage – CCS). Bei fossil befeuerten Kraftwerken und in Industrieprozessen wird unter Einsatz dieser Technologie das CO₂ aus dem Volumenstrom abgetrennt und in geeigneten Lagerstätten langfristig gespeichert. Derzeit wird die CCS-Technologie mit erforderlicher Infrastruktur noch erprobt, einzelne Pilotanlagen und geologische Testfelder für CO₂-Speicher liegen vor. Die EU-Technologie-Plattform für CCS bereitet mit ca. 10-12 Groß-Demonstrationsanlagen den Weg zur Kommerzialisierung ab ca. 2020 vor. Die derzeit laufenden Forschungsvorhaben zielen vor allem darauf ab, den durch die Abscheidung und Verpressung entstehenden Effizienzverlust zu minimieren. Gleichzeitig sind Fragen hinsichtlich einer dauerhaften Verbringung von CO₂ im großen Maßstab sowie des Transports noch nicht abschließend

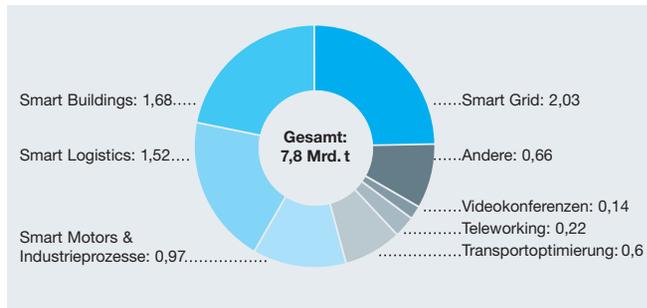
geklärt (Martinsen, Linssen et al. 2006; Schlüssel, Johnston et al. 2008). Angesichts des bis 2021 abgeschlossenen Atomausstiegs in Deutschland ergibt sich eine Versorgungslücke bei grundlastfähigen Kraftwerkskapazitäten, die demnach durch die CCS-Technologie noch nicht zu schließen sein wird.

Um dennoch die deutschen und europäischen Klimaziele einhalten zu können, sollte das Hauptaugenmerk daher auf die Verringerung des Energieverbrauchs und die Erhöhung der Energieeffizienz gerichtet werden. Für private Haushalte ergibt sich laut BMWi (2006) allein aus der zeitnahen Anzeige des Stromverbrauchs ein Einsparpotenzial von ca. 9,5 TWh pro Jahr. Im Energieeffizienz-Aktionsplan schätzt die Europäische Kommission die europaweiten Energieeinsparpotenziale in Industrie, Handel und Gewerbe auf 20 Prozent, in privaten Haushalten und im Verkehr sogar noch deutlich höher ein. Abbildung 1 zeigt eine Potenzialabschätzung der Global-e-Sustainability-Initiative, nach der allein durch den Einsatz von IKT im Bereich von Smart Grids und Smart Buildings bis zum Jahr 2020 weltweit jährlich bis zu 3,71 Mrd. t CO₂ oder knapp 15 Prozent der Gesamtemissionen eingespart werden können.¹

Aber nicht nur die Emission von CO₂ aus der Verbrennung fossiler Rohstoffe, sondern auch die künftige Rohstoffverfügbarkeit und die Entwicklung der Rohstoffpreise sind Treiber der Veränderung. In den letzten Jahren war ein starker Anstieg der Rohölpreise zu beobachten. Dieser ist einerseits auf den hohen Verbrauch und weiterhin steigenden Bedarf (insbesondere in Asien), andererseits aber auch auf fehlende Kapazitätsreserven, den schwachen US-Dollar, knappe Fördermengen (z. B. Lieferunterbrechung in Nigeria, Venezuela, Norwegen, Irak und Texas) sowie Spekulationen auf den Rohstoffmärkten zurückzuführen (IEA 2008).

¹ Dem gegenüber stehen 830 Mio. Tonnen CO₂, die durch den Betrieb von IKT im Jahr 2007 emittiert wurden. Dies entspricht ca. 2 Prozent der 2007 emittierten CO₂-Gesamtmenge.

Abbildung 1: Jährliches weltweites CO₂-Einsparpotenzial durch Einsatz von IKT (in Mrd. Tonnen)



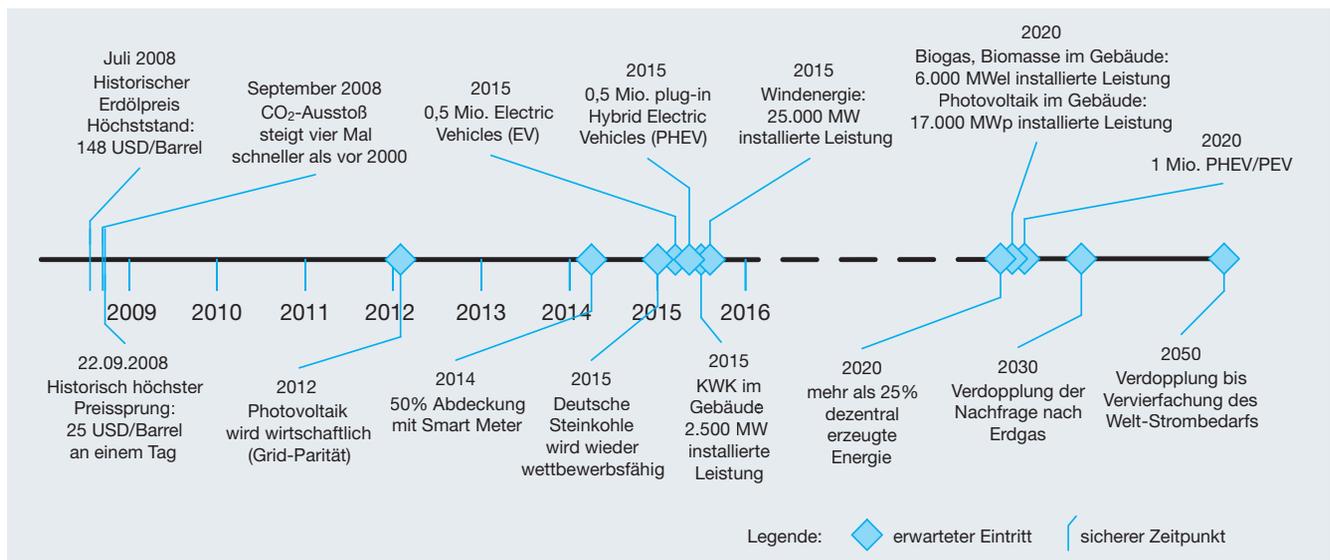
Quelle: The Climate Group (2008)



Insgesamt ist davon auszugehen, dass auch in den kommenden Jahrzehnten fossile Rohstoffe in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen werden, um die weltweit weiter steigende Nachfrage zu decken. Allerdings werden die Kosten für Erschließung, Transport und Umwandlung dieser Reserven und Ressourcen und damit letztlich auch die Endenergiepreise steigen. Dieser Trend wird die Erforschung und Entwicklung alternativer Methoden zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie zur effizienten Koordination von Erzeugern und Verbrauchern noch wichtiger und auch wirtschaftlich lukrativer werden lassen als bisher. Abbildung 2 stellt diese Entwicklungen im zeitlichen Verlauf dar.

Aktuelle sowie in den nächsten Jahren geplante Projekte zur Erschließung zusätzlicher Ölvorkommen und zur Ausweitung der Förderkapazität sind auf Grund politischer Rahmenbedingungen und mangelnder Investitionen voraussichtlich nicht ausreichend, um den erwarteten Nachfragezuwachs von ca. 1 Prozent pro Jahr zu decken (Jesse and van der Linde 2008; Stevens 2008). Ein Erreichen der maximalen Erdölförderung (Peak Oil) in den nächsten Jahren ist daher unausweichlich. Zudem birgt „die Konzentration der konventionellen Erdölreserven und auch der Erdgasreserven innerhalb der sogenannten ‚Strategischen Ellipse‘, die sich vom Nahen Osten über den Kaspischen Raum bis in den Hohen Norden Russlands erstreckt, [...] politisches Konfliktpotenzial“ (BGR 2008).

Abbildung 2: Prognosen und Trends – Verfügbarkeit fossiler und erneuerbarer Energieträger



Quelle: BDI initiativ IKT für Energiemärkte der Zukunft (2008)



2.2 Aktuelles regulatorisches Umfeld

Die weitere Ausgestaltung der europäischen und nationalen Energieversorgung wird maßgeblich durch das regulatorische Umfeld bestimmt. Beispielsweise beruht die Liberalisierung der Strom- und Gaswirtschaft auf EU-Richtlinien zum Elektrizitäts- und Gasbinnenmarkt. Ihre Umsetzung war und ist mit tiefgreifenden strukturellen, organisatorischen und vertraglichen Veränderungen verbunden und erfordert die Entflechtung der Geschäftsbereiche entlang der Wertschöpfungskette. Infolgedessen wurden und werden neue Marktregeln in Form von Gesetzen, Richtlinien und Verordnungen erlassen, um ein Zusammenspiel von neuen und etablierten Marktakteuren zu gewährleisten. Abbildung 3 stellt den zeitlichen Verlauf dieser Regulierungsmaßnahmen dar. Diese Grafik zeigt auch, dass der Liberalisierungsprozess keineswegs abgeschlossen ist, sondern stetig weiter vorangetrieben wird.

Zur Etablierung neuer Zählertechnologien verabschiedete die Bundesregierung bereits im Juli 2005 eine Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). § 21b beschreibt die Liberalisierung des Zählwesens mit Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen für die leitungsgebundene Elektrizitäts- und Gasversorgung. Ergänzend dazu beschloss der Bundesrat im Juli 2008 mit einer Novellierung des EnWG die vollständige Öffnung des

Zähl- und Messwesens im Strom- und Gaswesen für den Wettbewerb. Mit dem Inkrafttreten der Änderung zum 9. September 2008 ist nun neben dem Messstellenbetrieb auch die Messung selbst liberalisiert worden. Darüber hinaus sind alle Messstellenbetreiber verpflichtet, ab dem 1. Januar 2010 Messeinrichtungen in Neubauten und grundrenovierten Altbauten zu installieren, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln (Bundestag 2008). Zusätzlich müssen auf Kundenwunsch auch bestehende Messeinrichtungen entsprechend umgerüstet werden.

Weiterhin wird Endkunden das Recht eingeräumt, auf eigenen Wunsch von seinem Lieferanten eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Stromabrechnung zu erhalten (§ 40 EnWG). Durch die höhere Verbrauchstransparenz soll ein gesteigertes Energiebewusstsein und letztlich ein sparsamerer Energieverbrauch bei Endkunden erzielt werden. Parallel dazu werden Energieversorgungsunternehmen verpflichtet, bis spätestens zum 30. Dezember 2010 Elektrizitätstarife anzubieten, die einen Anreiz zum Energiesparen oder zur Steuerung des Energieverbrauchs setzen (EU 2006; Bundesrat 2007).

Mit der Liberalisierung des Zähl- und Messwesens erhalten Kunden die Möglichkeit, neben dem Energie-

Abbildung 3: Regulatorisches und politisches Umfeld – Regulierungsmaßnahmen im Energiesektor

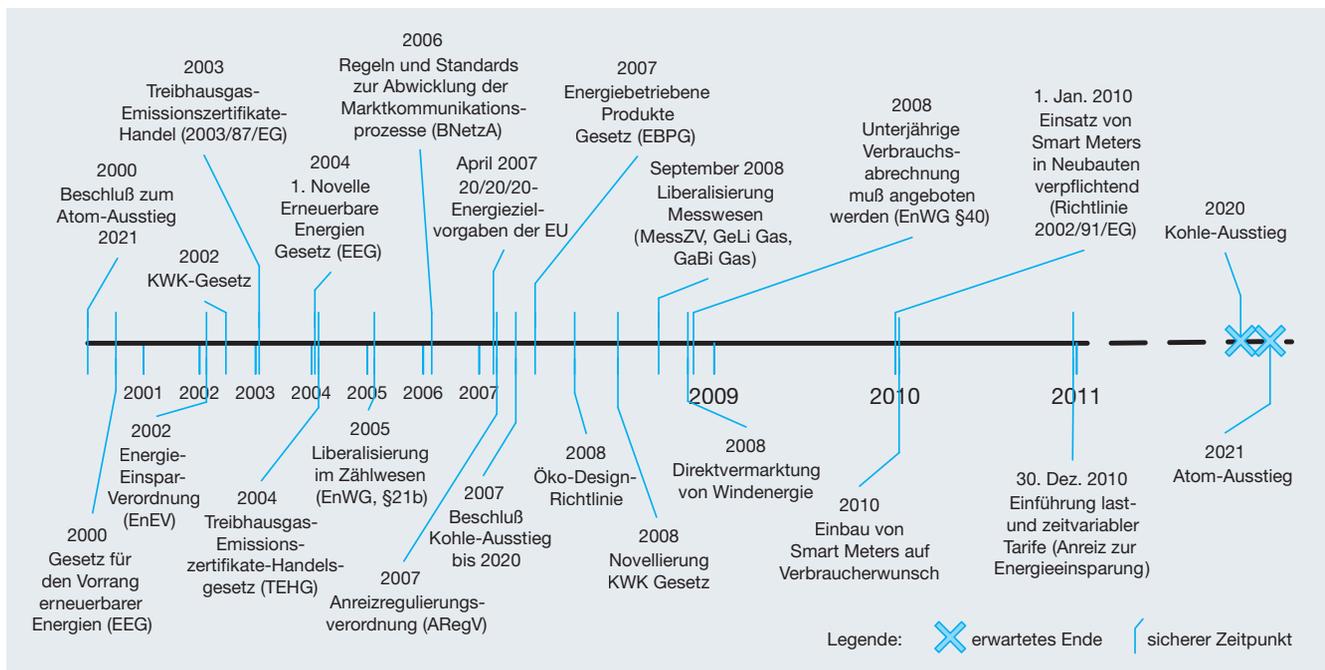
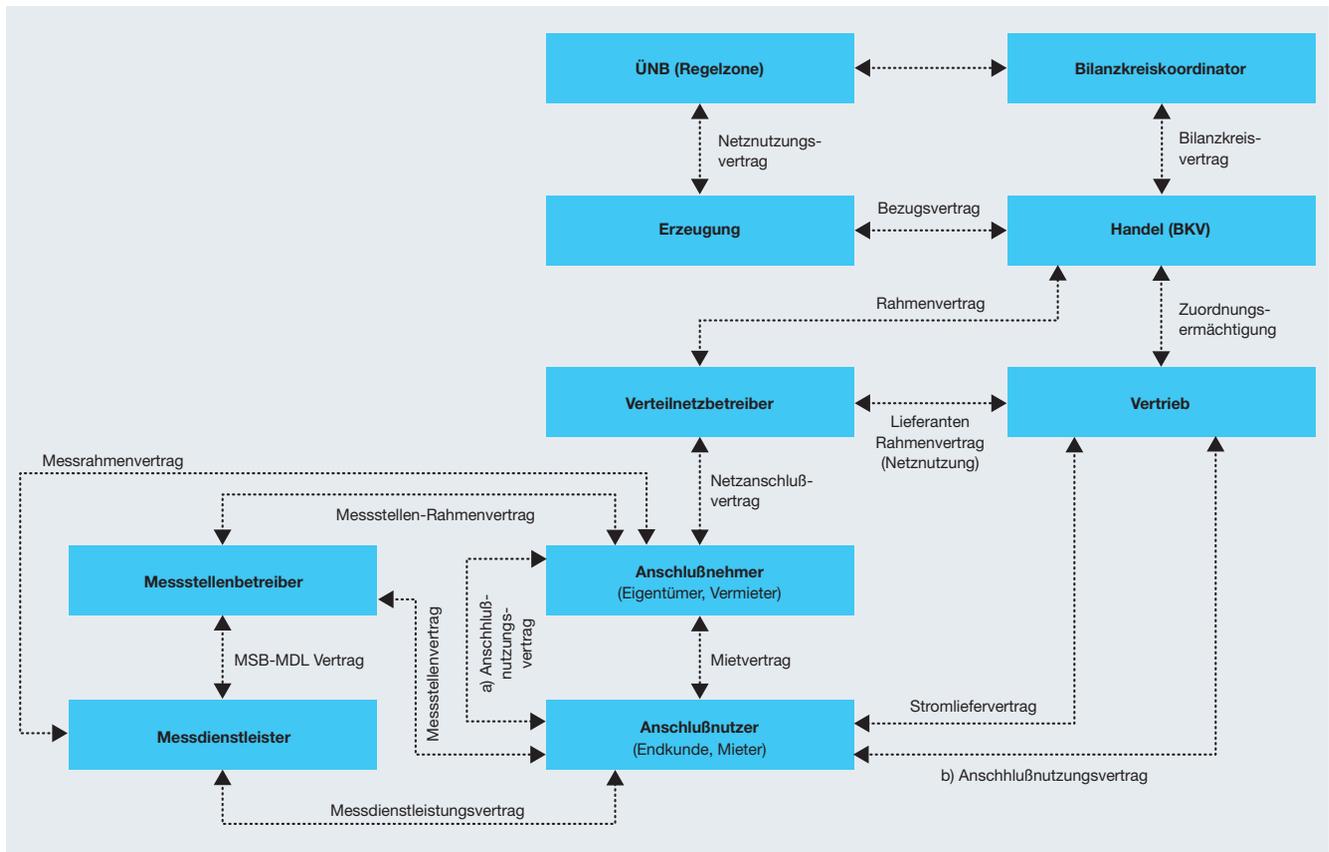


Abbildung 4: Vielfalt der Akteure und vertraglichen Beziehungen im liberalisierten Strom-, Zähl- und Messmarkt



Quelle: BDI initiativ IKT für Energiemärkte der Zukunft (2008)



lieferanten auch den Messstellenbetreiber und Messdienstleister frei zu wählen. Durch diese Entflechtung entsteht allerdings ein sehr komplexes Marktgefüge, das in Abbildung 4 dargestellt wird. Um ein reibungsloses Zusammenspiel von neuen und etablierten Marktakteuren in einem solchen liberalisierten Energie-, Zähl- und Messmarkt zu ermöglichen, muss eine automatisierte Bearbeitung der zu unterstützenden Geschäfts- und IKT-Prozesse gewährleistet sein. Hierzu sind eindeutige Definitionen der technischen Mindeststandards, Kommunikationsprozesse und Datenformate notwendig, die bisher nur in Teilbereichen existieren.

Beispielsweise stellten in der Vergangenheit der manuelle Bearbeitungsaufwand von Kundenwechselprozessen und das Fehlen verbindlicher Vorgaben für die Prozessabwicklung eine erhebliche Eintrittsbarriere für neue Marktteilnehmer dar. Diesem Problem versuchte die Bundesnetzagentur durch die Vorgabe einheitlicher Regeln und Standards zur Abwicklung der Marktkommunikationsprozesse (BNetzA 2006) zu begegnen. Auf dieser Basis wird heute die Kommunikation zwischen den an einem

Kundenwechselprozess beteiligten Lieferanten und Netzbetreibern geregelt.

Das Ziel einer vollautomatisierten Kommunikation zwischen den Marktpartnern im Rahmen der Kundenwechsel- und Netznutzungsmanagementprozesse sowie im Zähl- und Messwesen ist jedoch noch nicht erreicht. Definitionslücken und eine unvollständige Standardisierung der Prozessketten verursachen weiterhin hohe Kosten bei allen Marktteilnehmern, die hauptsächlich durch manuellen Nachbearbeitungsaufwand und zusätzliche Abstimmungskommunikation entstehen. Eine Senkung dieser Kosten kann nur erfolgen, wenn neben der automatisierten Marktkommunikation mittelfristig auch eine automatisierte Abwicklung der Prozesse in den Kernapplikationen erfolgt. Dazu zählt insbesondere der Prozess der elektronischen Rechnungslegung.

2.3 Wirtschaftlicher und technischer Änderungsdruck

Die „traditionelle“ integrierte Planung von Stromerzeugung und -übertragung ist durch die Liberalisierung und die dadurch festgeschriebene Entflechtung von Stromerzeugungs- und Stromverteilungsstruktur obsolet. Es werden zunehmend neue Anbieter mit eigenen Erzeugungskapazitäten im Markt tätig, so dass die Konkurrenz zunimmt. Da neue Kraftwerke aber – soweit absehbar – nicht alle an denselben Standorten gebaut werden, an denen bisher bereits Kraftwerke standen, ändert sich die Topologie des Stromnetzes. Zusätzlich schätzt der BDEW, dass bis zum Jahr 2020 kleinere dezentrale Anlagen und Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien (unterhalb 20 MW) mit einer Gesamtleistung von 12.000 MW in Betrieb gehen werden. Rund die Hälfte der großen Kraftwerksprojekte – also Erzeugungskapazitäten von etwa 15.000 MW – werden dabei von Marktteilnehmern geplant, die derzeit nicht oder nur geringfügig in der Stromproduktion tätig sind (z. B. Allianz 2006).

Unter grundsätzlich veränderten Rahmenbedingungen gilt es also, die Funktionalität der Stromnetze aufrechtzuerhalten. Das erfordert zum Beispiel bei den Übertragungsnetzen ein weitaus höheres Maß an Flexibilität im Bereich der Spannungshaltung und der effizienten Lastflusssteuerung als bisher üblich. Die erheblich gestiegene und weiter steigende Komplexität der teilweise gegensätzlichen Anforderungen erfordert eine vernetzte, systemweite Innovationsbetrachtung des Stromversorgungssystems. Die notwendige Berücksichtigung der Wechselwirkungen im Systemzusammenhang macht eine abgestimmte Systemforschung und Entwicklungsarbeit erforderlich. Einzelne Komponenten allein hinsichtlich ihrer jeweiligen singulären wirtschaftlich-technischen Innovationspotenziale zu optimieren, ist dabei nicht mehr zielführend. Die derzeitige Marktregulierung (Anreizregulierung) im Energiesektor in Deutschland schafft heute jedoch noch keine ausreichenden Anreize für Innovationen, weshalb hier noch Weiterentwicklungen notwendig sind.

Einem gut ausgebauten Stromnetz kommt in einer liberalisierten Energiewirtschaft eine Schlüsselrolle zu. Durch zunehmenden Stromhandel und den Einsatz erneuerbarer Energien haben sich bereits heute die Anforderungen insbesondere an die Höchstspannungsnetze erheblich verändert. Wurden diese früher im Wesentlichen zur Erhöhung der Systemstabilität weiträumig vermascht betrieben, dienen sie heute zunehmend für weiträumigen Leistungstransport. Bei einem verstärkten Ausbau der Windenergie im Norden Deutschlands sowie der Errichtung konventioneller Kraftwerke an neuen, verbrauchsfernen Standorten wird sich dieser Trend weiter verstärken, so dass erhebliche

Umstrukturierungsmaßnahmen und neue Betriebsführungskonzepte unerlässlich sein werden (dena 2005). Bedenkt man zudem, dass durchschnittlich zwölf Jahre vergehen, bevor eine neue Hochspannungstrasse geplant, genehmigt und realisiert ist, so wird akuter Handlungsbedarf offensichtlich.

Auch in den untergelagerten Spannungsebenen verändern sich die Anforderungen. Mittel- und Niederspannungsnetze, in denen bisher weitgehend auf Netzautomatisierung verzichtet wurde, sind den Anforderungen einer verstärkten Integration dezentraler Erzeugungsanlagen nicht gewachsen. Die weiter steigende Stromnachfrage wird darüber hinaus auch die gut ausgebauten Verteilnetze an die Grenze der Belastbarkeit bringen. Zwar sind die Netze heute im zeitlichen Mittel noch aufnahmefähig, aber die tageszeitabhängigen Spitzenlasten bereiten nicht nur den Stromerzeugungsunternehmen zunehmend Probleme. Eine Glättung des Tageslastgangs kann dazu beitragen, teure und nur für wenige Stunden am Tag benötigte Investitionen zu vermeiden. Daher sind künftig verstärkt Maßnahmen umzusetzen, die eine Verschiebung der Nachfrage nach Kriterien des wirtschaftlichen Netzbetriebs ermöglichen. Ein effizientes Lastmanagement des Stromnetzes muss daher künftig auch die Anforderungen der Verteilnetze berücksichtigen und alle Teilnehmer bis hin zu Privatkunden mit einbeziehen.

Gleiches gilt für die dezentrale Erzeugung. Heute sind die Verteilnetze im Mittel- und Niederspannungsbereich meist noch in der Lage, dezentral erzeugten Strom ohne Qualitätsprobleme aufzunehmen. Der bisherige starke Anstieg dezentraler Energieeinspeisung wurde dabei massiv durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) gefördert. Bei weiterem Wachstum müssen die Netzbetreiber künftig aber hohe Investitionen zur Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit und der Stromqualität tätigen. Verteilnetze werden in einigen Jahren nicht mehr zu jeder beliebigen Zeit jeden produzierten Strom aus den fluktuierenden Energiequellen Sonne und Wind aufnehmen können.

Zusätzlich erhöht sich die Komplexität noch, wenn in großem Umfang heutige Heizungen durch Geräte ersetzt werden, die neben Wärme auch Strom erzeugen. Es sind bereits kleine Blockheizkraftwerke (BHKW, μ -KWK) am Markt verfügbar, die mit unterschiedlichen Techniken wie Gasmotoren, Stirlingmotor oder Brennstoffzelle arbeiten. Die gleichzeitige Nutzung der Primärenergie für Heizzwecke und Stromerzeugung macht solche BHKWs unter dem Gesichtspunkt der Energieeinsparung besonders interessant, weshalb ihr Einsatz weiter ausgebaut werden

soll (BMU 2008). Für die Verteilnetzbetreiber ergibt sich daraus aber ein Paradigmenwechsel von der reinen Stromverteilung zu einem aktiv gesteuerten Energienetz. Den damit einhergehenden Veränderungen in den elektrischen Netzen und auch den Gasnetzen kann nur mit aktiv gesteuerten, so genannten „Smart Grids“ begegnet werden.

Intelligentes Lastmanagement auf Basis preisvariabler Tarife wird damit zu einer wichtigen Option, um Erzeugung und Verbrauch aneinander anzupassen und so wirtschaftlicher zu gestalten. Zukünftig sollen elektrische Verbraucher mit Hilfe von Preissignalen so gesteuert werden, dass Lastspitzen verringert oder vermieden und verfügbare Ressourcen effizienter eingesetzt werden.

2.4 Investitionsstau

Die Energiewirtschaft Deutschlands unterlag in den letzten Jahren einem starken Wandel. In dieser Zeit wurde die Investitionstätigkeit aus verschiedenen Gründen stark reduziert. In den Unternehmen dieser Branche standen die Konsolidierung der Finanzen sowie eine hohe Rendite für die Aktionäre im Vordergrund, was dazu geführt hat, dass bestehende Anlagen möglichst intensiv und lange genutzt wurden. Hinzu kam, dass auch die Politik durch veränderliche oder völlig fehlende Rahmenbedingungen kein Klima geschaffen hat, das eine Investitionstätigkeit in der Energiewirtschaft in der erforderlichen Größenordnung unterstützt hätte. Aus diesen Gründen wurden die vorhandenen Anlagen teilweise bis an den Rand ihrer Lebensdauer betrieben. Daher ist in den nächsten Jahren mit einem Investitionsschub in die Versorgungsinfrastrukturen zu rechnen.

Allein in Deutschland geht man davon aus, dass bis 2020 insgesamt ca. 50 GW Kraftwerksleistung – also nahezu die Hälfte des Gesamtbestandes – ersetzt werden muss. Wesentliche Treiber hierfür sind das Alter der Anlagen, die Ziele des Klimaschutzes und die Erwartungen über die Entwicklung des Emissionshandels bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie. Der Einsatz CO₂-ärmerer Energieträger und Erzeugungstechnologien ist vor diesem Hintergrund ein entscheidender Wettbewerbsfaktor (Brinker 2007).

Eine ähnliche Entwicklung ist für den Bereich der privaten Haushalte zu erwarten. Auch hier wurden durch eine stärkere Berücksichtigung des Themas Energieeffizienz in letzter Zeit Rahmenbedingungen geschaffen, die zukünftig eine größere Investitionstätigkeit erwarten lassen. In diesem Zusammenhang sind zum Beispiel die Verordnungen

zum Austausch älterer Heizkessel oder die Einführung des Gebäudeenergieausweises zu nennen, die entsprechende Investitionen in eine erhöhte Energieeffizienz auslösen werden. Zudem werden in den nächsten Jahren ca. ein Drittel aller deutschen Haushalte renovierungsbedürftig (StatBA 2006). Angesichts stark gestiegener Energiepreise ist davon auszugehen, dass bei diesen turnusmäßig anstehenden Instandsetzungsarbeiten neue Energieeinspartechnologien sowohl auf Erzeuger- als auch auf Verbraucherseite verwendet werden.

Im Bereich der elektrischen Energie werden zunehmend energieintelligente Endgeräte eingesetzt werden, die beispielsweise automatisch auf Preissignale reagieren können. Die Einführung einer Kennzeichnungspflicht nach Energieeffizienzklassen für langlebige Geräte allein führte noch nicht zum kosten- und verbrauchsoptimierten Umgang mit den Geräten. Eine deutliche Verbesserung im bewussten Umgang mit Energie ist erst dann zu erwarten, wenn alle wesentlichen elektrischen Verbrauchsstellen ihre Verbrauchskurven über standardisierte Schnittstellen kommunizieren können, die dann in einer technischen Zentrale beim Verbraucher aggregiert, aufbereitet und präsentiert werden. Erst auf Basis dieser zeitnahen, gerätegenauen Verbrauchsinformationen werden für Energieerzeuger und Verbraucher neue Steuerungsoptionen geschaffen, die letztendlich zu einer Lastgangglättung und zu einer Verbrauchs- beziehungsweise Kostenminimierung führen.

2.5 Historische Chance

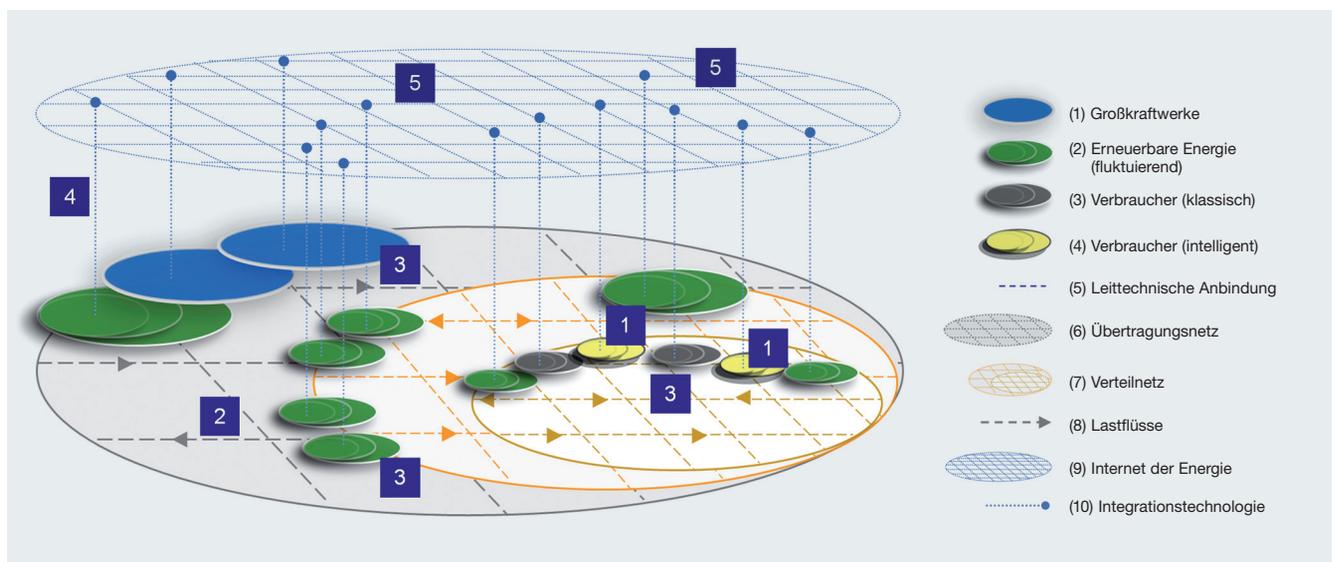
In diesem Kapitel wurde eine Vielzahl von Faktoren betrachtet, die eine Modernisierung der heutigen Energieinfrastruktur erfordern und beschleunigen. Klimaschutz, Luftreinhaltung und Ressourcenschonung sind dabei die wesentlichen ökologischen Treiber der Veränderung der Energiemärkte. Die Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes, die rechtliche Trennung von Stromerzeugung und -verteilung, steigende Rohstoff- und Energiepreise sowie neue regulatorische Anforderungen erhöhen den wirtschaftlichen Druck auf die Energieversorger. Zusammen mit einer steigenden Zahl von Mitbewerbern, zunehmend auch aus anderen Branchen, sind dies die wesentlichen wirtschaftlichen Treiber der Veränderung der Energiemärkte. Eine wachsende Zahl dezentraler Stromerzeuger mit volatilen Erzeugungsprofilen, großvolumige Energietransporte über Kuppelstellen hinweg, länderübergreifende Verbundnetze und bidirektionale Energieflüsse in Verteilnetzen sind große Herausforderungen, die aus technischer Sicht die Modernisierung der Energienetze erforderlich machen.

In Deutschland wirken diese treibenden Faktoren zu einer Zeit, in der fast 50 Prozent der Kraftwerkskapazitäten in den nächsten Jahren erneuert oder modernisiert werden müssen und in der rund ein Drittel der bundesdeutschen Haushalte renovierungsbedürftig ist. Dieses Zusammenreffen eröffnet eine historische Chance zur bewussten Gestaltung dieses Veränderungsprozesses. In einem gut geplanten Gesamtkonzept kommt der Informations- und Kommunikationstechnologie dabei eine Schlüsselrolle für die intelligentere und energieeffizientere Energieversorgung zu. Nur wenn alle wirtschaftlichen, regulatorischen und (IT-)technischen Neuerungen gut aufeinander abgestimmt sind, ergeben sich maximale Synergieeffekte. Diese einmalige Chance sollte strategisch genutzt werden!

3 Vernetzte Komponenten und integrierte IKT Die Bausteine für das „Internet der Energie“

Viele der Bausteine für ein zukünftiges Internet der Energie sind heute bereits entwickelt und verfügbar. Doch bisher sind diese Komponenten und Technologien kaum miteinander vernetzt. Erst die intelligente Integration von Informations- und Kommunikationstechnologie und den energietechnischen Systemen ermöglicht maximale Effizienzgewinne.

Abbildung 5: Internet der Energie



Quelle: BDI initiativ IKT für Energiemärkte der Zukunft (2008)



Das technische Energienetz der Zukunft wird sich auf den ersten Blick nicht stark von der heute vorhandenen Infrastruktur unterscheiden. Abbildung 5 zeigt dies schematisch auf – so wird es wie bisher Großkraftwerke (1) geben, die Energie mittels Übertragungsnetzen (6) und Verteilnetzen (7) zu Verbrauchern (3) transportieren. Um in zunehmendem Maße regenerative Energiequellen zu nutzen, werden noch viel zahlreicher als derzeit dezentrale Erzeuger (2) installiert, die – ebenso wie Großkraftwerke – dazu beitragen, den Energiebedarf zu decken. Durch vermehrt dezentrale Energieeinspeisung und zunehmend flexibel und intelligent reagierende Verbraucher (4), wird es immer häufiger zu Situationen kommen, in denen sich Lastflüsse (8) in Teilnetzen umkehren. Um diese dynamische Infrastruktur effizient betreiben und koordinieren zu können, bedarf es daher der Integration (10) aller Einzelkomponenten in eine einheitliche Kommunikationsinfrastruktur – dem **Internet der Energie** (9). Dieses dient dazu, alle Erzeuger und Verbraucher des Energienetzes auf einer virtuellen Ebene abzubilden. Nur so wird die zeitnahe Kommunikation und damit eine effiziente Koordination

des Netzes trotz einer weiter steigenden Zahl dynamischer Verbraucher und dezentraler, fluktuierender Erzeuger möglich.

Teile der Infrastruktur für ein **Internet der Energie** existieren bereits, andere Technologien sind zwar prinzipiell verfügbar, aber noch nicht flächendeckend im Einsatz:

- 1 Technologien zu Hausautomatisierung und zur dezentralen Energieerzeugung
- 2 Intelligente Netzmanagementsysteme auf Übertragungs- und Verteilnetzebene
- 3 Installierte Smart Metering-Technologie
- 4 IKT als Bindeglied zwischen dem **Internet der Energie** und der technischen Infrastruktur
- 5 Anwendungen und Services, die die Koordination des Energienetzes auf der betriebswirtschaftlichen Ebene umsetzen

Diese werden in den folgenden Abschnitten näher beschrieben und jeweils der aktuelle Stand der Technik beleuchtet. Darüber hinaus wird aufgezeigt, wo in den jeweiligen Bereichen weiterer Handlungsbedarf auf dem Weg zum **Internet der Energie** besteht.

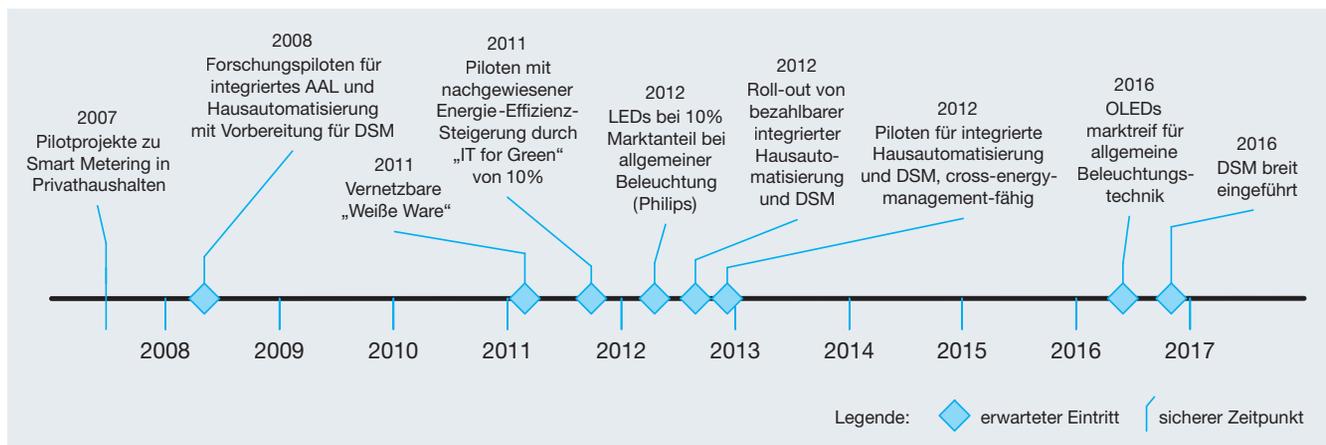
3.1 Gebäudeautomation und Smart Homes

Im Gegensatz zu kommerziellen Gebäuden steht die Automatisierung von Wohngebäuden heute noch weitgehend am Anfang. Der Wohnungsbestand ist in aller Regel weder mit vernetzten Geräten noch mit Steuerungsanlagen ausgestattet. Neben Energieverbrauchern wie Kühlschränken, Waschmaschinen, Trocknern, Unterhaltungselektronik und Beleuchtung verfügen die Gebäude meist nur über eine Heizung zur Erzeugung der benötigten Raumwärme und zur Warmwasserbereitung. Der überwiegende Teil der verfügbaren Geräte wird manuell oder halbautomatisch geschaltet. Einige besitzen zwar eine eingebaute automatische Steuerung (z. B. Waschmaschine, Heizung), diese ermöglicht aber lediglich eine Eigenoptimierung anhand herstellereispezifischer Soll-Parameter.

Prinzipiell ist die Ausstattung von Wohngebäuden mit vernetzter Haustechnik und Gebäudeautomation heute schon möglich. Sie konzentriert sich allerdings vorwiegend auf Neubauten, bei denen vor allem Prestige und Komfort, nicht aber Kosten- oder Energieoptimierung im Vordergrund stehen. Etabliert sind Anwendungen zur Steuerung von Einzelkomponenten wie Heizungs-, Lüftungs- und Klimaanlage, Elektrizitätsverteilanlagen, Beleuchtung, Beschattung oder Fernmelde- und Sicherheitsanlagen. Eine übergreifende Steuerung dieser Bereiche, insbesondere mit Blick auf Energieoptimierung, gibt es indes nicht.

Die Vision eines intelligenten Wohngebäudes, das lediglich auf die Maximierung des Komforts abzielt, wird in den Hintergrund treten. Stattdessen wird sich Intelligenz in Wohngebäuden zunehmend in dezentralen Energiemanagementsystemen (DEMS) wiederfinden. Diese werden

Abbildung 6: Smart Home – Einsatz von IKT zur Energieoptimierung in Haushalten



mit dem Ziel installiert, den Energieverbrauch zu reduzieren. Sie könnten jedoch zugleich auch andere Dienste, wie zum Beispiel „Ambient Assisted Living“ (AAL) mit übernehmen. Treiber für die Einführung dieser Technologien wird also nicht nur ein zu erwartender Komfort- oder Freizeitwertzuwachs, sondern auch die Reduktion des Energieverbrauchs angesichts steigender Energiepreise sein. Denn insbesondere der Wärmeverbrauch in Haushalten macht fast 22 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland aus. Abbildung 6 stellt die prognostizierte Verfügbarkeit der für die Einführung von DEMS notwendigen Smart Home-Technologien grafisch dar.

Eine optimierte, energieeffiziente und kostenminimale Betriebsführung der zukünftigen Gebäudetechnik stellt für den Privathaushalt genauso eine Herausforderung dar wie für den Energieversorger. Neben der hausinternen Steuerung kann das DEMS auch als Integrationspunkt zur zentralen Netzsteuerung des Energieversorgers dienen (vgl. hierzu auch Abschnitt 3.2 und 3.3). Insgesamt muss die bisher überwiegend hierarchisch organisierte Kommunikationsinfrastruktur des Energiesektors durch ein System ersetzt werden, das mit einer Vielzahl dezentraler Erzeuger, Speichereinheiten und Lasten kommunizieren kann. Ein integratives Konzept, das einen bidirektionalen Datenaustausch mit der Netzsteuerung und ein Netzmanagement aus den Basisdaten der Erzeuger- und Speichereinheiten sowie Lasten ermöglicht, ist dazu erforderlich. Bisher erschweren allerdings eine Vielzahl unterschiedlicher Standards und Protokolle den Aufbau eines solchen Systems. Alleine auf der Netzseite existieren mehr als 360 verschiedene technische Standards. Gebäudeseitig kommen weitere Systeme und Kommunikationsprotokolle wie ZigBee, LON, EIB/KNX oder BACnet hinzu und erhöhen die Komplexität. Für ein optimales Energiemanagement innerhalb eines Hauses wird aber die Integration aller verfügbaren Sensoren und Aktoren in eine einheitliche Gebäudeinformationskette unumgänglich sein: Klima- und Belüftungssteuerung, Beleuchtungs- und Beschattungsanlagen, Gebäudesicherheitssysteme, Energiemesseinrichtungen sowie Energieerzeugungs- und -verbrauchsgeräte. Erste Pilotprojekte mit derart integrierten Systemen werden bis ca. 2012 realisiert sein. Mit der breiten Markteinführung dieser Technologien ist in den nächsten zehn Jahren zu rechnen (vgl. Abbildung 6).

Aktuell entwickelte Plug & Play-Lösungen zur Hausautomatisierung können diese Anforderungen nicht erfüllen, da sie jeweils auf proprietären Protokollen basieren und daher in heterogenen Umgebungen mit Geräten und Komponenten unterschiedlicher Hersteller nicht oder nur mit hohem Aufwand einsetzbar sind. Abschnitt 3.4

beschreibt eine technische Integrationsplattform, die diese Kommunikationshürden in einem ganzheitlichen Ansatz vom einzelnen Endgerät bis hin zum Erzeuger überbrücken soll.

Der Nutzen einer solchen Hausautomatisierung sowie einer nahtlosen Integration dezentraler Energieerzeuger liegt auf der Hand. Endverbraucher werden erstmalig in der Lage sein, zeitnah (z. B. über Wohnungsdisplays oder von beliebigen Orten via Internet) zu beobachten, wie welche Geräte und welche Konsumgewohnheiten den Energieverbrauch und damit die Energiekosten beeinflussen. Wie zuvor erwähnt, schätzt das BMWi das daraus resultierende Energieeinsparpotenzial auf mehr als 9,5 TWh pro Jahr. Durch eine zeitnahe Anzeige des Energieverbrauchs und der damit verbundenen Kosten wird die zeitliche Divergenz zwischen erhöhten Anschaffungsausgaben für energieeffiziente Technologie und den korrespondierenden monetären Einsparungen in der Energieabrechnung am Jahresende aufgelöst. Lassen sich Mehrausgaben zum Beispiel für den Kauf von LED- oder OLED-Technik unmittelbar mit der daraus resultierenden täglichen Energieeinsparung verbinden, fällt Verbrauchern aufgrund der transparenten Kosten-Nutzen-Relation die Investition leichter (Darby 2006).

3.2 Zentrales und dezentrales Energie- und Netzmanagement

Die Intelligenz der zukünftigen Stromversorgungsinfrastruktur wird in stark steigendem Maße durch den Einsatz von elektronischen sowie kommunikations- und leitetechnischen Komponenten und Systemen geprägt sein. Abbildung 7 stellt den grundsätzlichen Paradigmenwechsel dar, der bei der Entwicklung eines Smart Grid ansteht. Aus der heutigen statischen Konzeption der Infrastruktur und einer Nutzung „wie gebaut“ wird zukünftig eine sich dynamisch anpassende, „lebendige“ Infrastruktur mit einer proaktiven Betriebsführung.

3.2.1 Energiemanagementsysteme auf der Übertragungsebene (Hoch- und Höchstspannung)

Durch die Zunahme des grenzüberschreitenden Stromhandels und der Einspeisung aus Windenergieanlagen (WEA) – insbesondere in Regionen mit geringem Verbrauch – wächst die Zahl der Engpässe im deutschen und europäischen Übertragungsnetz signifikant. Zusätzlich steigt die Gefahr möglicher Schwingungs- und Spannungsprobleme aufgrund konzentrierter Windstrom-Einspeisung in den Randzonen der Netze. In Kombination mit einer hohen Grundauslastung der Kuppelleitungen entwickelt sich der Bedarf an schnell regelbaren Elementen zur Steuerung des Wirk- und Blindleistungsflusses rapide.

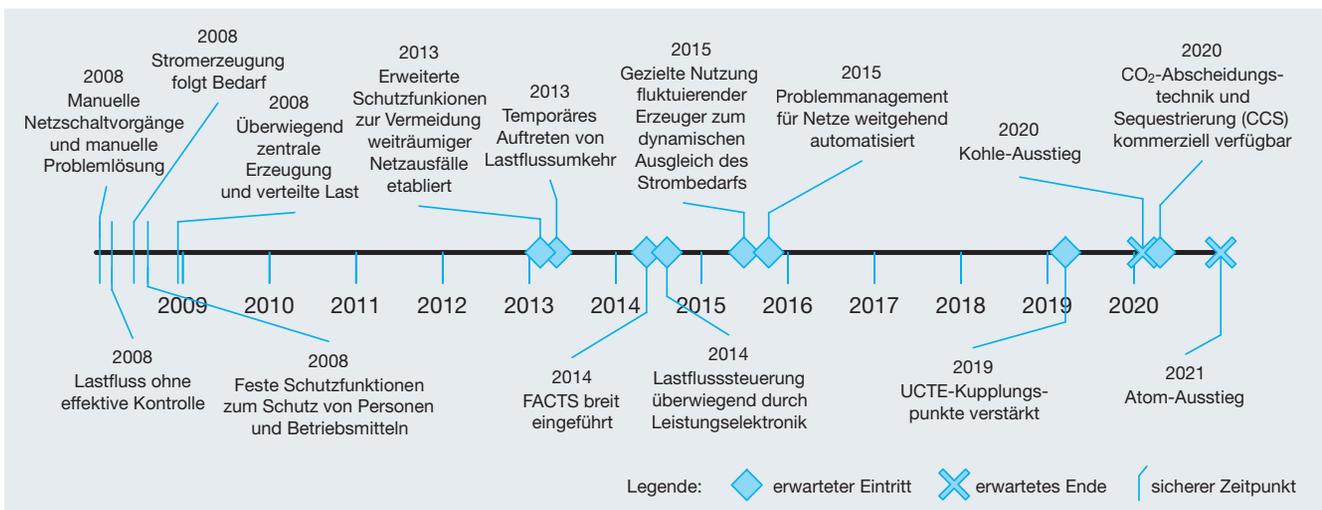
Diese besonderen Netzbelastungen durch unkalkulierbare Verschiebungen der Lastflüsse, wie sie zum Beispiel durch WEA-Einspeisung oder Stromhandel hervorgerufen werden können, werden durch flexible Wechselstromübertragungs-

Systeme oder auch die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) beherrschbar. Der kombinierte Einsatz intelligenter Wechselrichter (IGBT-Technik) mit Technologien wie HGÜ und FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System), die auf leistungselektronischen Bauelementen basieren, bietet große systemtechnische Vorteile im Vergleich zur konventionellen Drehstromtechnik.

In vielen Fällen ist es vorteilhaft, wenn sich Gleichstromübertragung und flexible Wechselstromübertragungssysteme (FACTS) ergänzen. Während HGÜ-Verbindungen dem Stromtransport über größere Entfernungen oder der Kopplung asynchroner Netze per HGÜ-Kurzkupplung dienen, regeln FACTS die Netzspannung und den Lastfluss im Netz.

Moderne Netzleittechnik muss zukünftig eine größere Anzahl an Informationen erfassen und für das Bedienpersonal zur schnellen Verarbeitung aufbereiten als in den „top down“ geplanten Systemen der Vergangenheit. Das Ziel ist die Echtzeitverfügbarkeit relevanter Betriebsdaten, um kritische Betriebszustände zu vermeiden. Diese Informationen müssen auch in einem Versorgungssystem mit mehreren Systembetreibern systemweit zugänglich sein. Die sogenannte Weitbereichsüberwachung (Schutz- und Leittechnik) ist somit für die sichere sowie effiziente Netz- und Betriebsführung großer Verbundnetze von stark zunehmender Bedeutung (national bzw. europaweit). Die Weitbereichsüberwachung dient dazu, ein Frühwarnsystem gegen Netzinstabilitäten durch die dynamische Überwachung auf der Basis von Online-Informationen

Abbildung 7: Großtechnische Energieerzeugung, -verteilung und -speicherung – Paradigmenwechsel in der Netztechnik



Quelle: BDI initiativ IKT für Energiemärkte der Zukunft (2008)

aufzubauen. Dadurch, dass diese im Fehlerfall schnellere und genauere Information als bisher liefern kann, wird ein stabiler Systembetrieb auch bei Störungen oder in Engpass-situationen ermöglicht. Die Früherkennung eventueller Instabilitäten wegen Spannungs- oder Frequenzab-weichungen beziehungsweise thermischer Überlast kann helfen, weitreichende Folgeschäden aufgrund großflächiger Stromausfälle zu vermeiden.

Die regionale Verantwortungsstruktur für den Betrieb der Netze und die volkswirtschaftliche Zuordnung der Folgekosten großflächiger Netzstörungen sind heute noch Hemmnisse für Investitionen in derartige innovative Lösungen. Der Nachweis über die zu erwartende Funktio-nalität ist am besten in einem komplexen deutschen oder europäischen Leitprojekt zu erbringen.

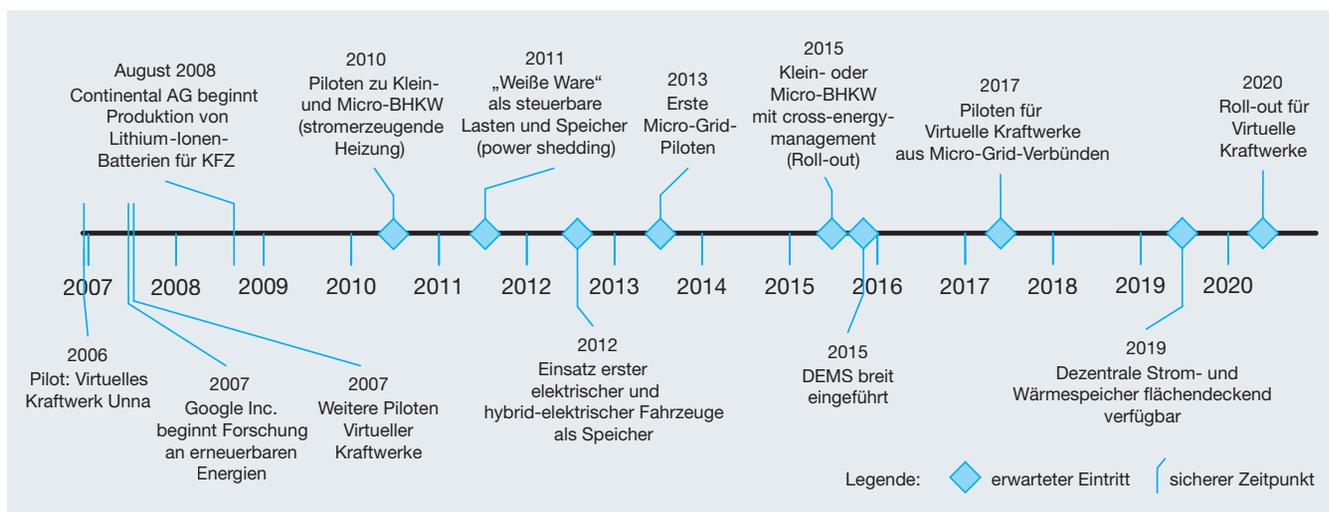
3.2.2 Dezentrales Energiemanagement in Verteilnetzen (Mittel- und Niederspannung)

Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung und die Einhaltung der relevanten Spannungsqualitätskriterien (Spannungsband, Flicker, Oberschwingungen) stellen hohe Anforderungen an die Verteilnetzbetreiber. Die ver-änderten Randbedingungen erfordern die Automatisierung der Verteilnetzprozesse. Ist diese verfügbar, können so auch defekte Betriebsmittel schnell und automatisch abge-schaltet und Mittelspannungsringe ferngesteuert rekonfigu-riert werden. So lässt sich beispielsweise nach Ausfall eines Kabels oder einer Freileitung innerhalb von wenigen Minuten die Versorgung wiederherstellen, während die Reparatur erst zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt.

Die EU-Kommission hat im „Aktionsplan für Energie-effizienz“ die jährlichen Kosten für die Nichtausschöpfung von Energieeinsparungspotenzialen in Europa auf 100 Milliarden Euro beziffert (EU-Kommission 2006). Um die-ses Potenzial zu heben, sieht der EU-Aktionsplan unter anderem die Förderung des Ausbaus von dezentralen Kapazitäten zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte unterhalb der 20-MW-Schwelle als einen zentralen Punkt vor. Ausgehend von der Tatsache, dass heute nur 13 Prozent des verbrauchten Stroms in einem kombinierten Kraft-Wärme-Prozess erzeugt werden, soll insbesondere die Förderung einer verbrauchsnahe Erzeugung auf Basis dieser Technologie dazu beitragen, die Gesamtenergie-effizienz zu steigern und die Übertragungsverluste im Stromnetz zu senken.

Dezentrales Energiemanagement bezieht im Rahmen eines „virtuellen Bilanzkreises“ neben typischen dezentralen Erzeugungsanlagen wie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (auf Basis erneuerbarer und konventioneller Rohstoffe) auch fluktuierende Erzeugungstechnologien (Wind, Photovoltaik) in den Grundlastbetrieb ein. Es realisiert den Bezug und die Lieferung von Strom über die Grenzen des Bilanzkreises hinweg. Die Auswertung aller Parameter einschließlich der beeinflussbaren und nicht beeinflussba-ren Lasten führt zur Erstellung eines Transfer-Profiles zum umgebenden Netz. Die „Intelligenz“ des dezentralen Energiemanagementsystems steckt in der leittechnischen Beherrschung der Komplexität aus unterschiedlich beein-flussbaren Erzeugungsanlagen und dem optimierten Stromverbrauch.

Abbildung 8: Dezentrale Energieerzeugung und Speicherung



Quelle: BDI initiativ IKT für Energiemärkte der Zukunft (2008)

Das Ziel ist die Vermeidung ineffizienter Last- und Erzeugungsspitzen und die dadurch erforderliche Vorhaltung entsprechender Reserveleistungen im Versorgungssystem mittels internen Ausgleichs innerhalb der virtuellen Bilanzkreise. Erste Feldversuche wie zum Beispiel das Virtuelle Kraftwerk Unna (Henning 2006) beziehen sich primär auf die „Glättung“ der Bedarfslinien durch zusätzliche Einspeisung in Zeiten des Spitzenbedarfs (Peak Load). Erfahrungen mit der Glättung der Bedarfskurve durch Verbraucher, zum Beispiel mittels dynamischer Preisanreize im Tagesverlauf, sind kaum vorhanden.

Einzelne Pilotprojekte in diese Richtung werden in einem vier Jahre laufenden Praxistest bis Ende 2012 in sechs Förderprojekten im E-Energy-Vorhaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi 2006) unter verschiedenen Rahmenbedingungen umgesetzt, um Erfahrung aus dem Alltagsbetrieb zu gewinnen. Die schnelle Umsetzung weiterer großer Pilotprojekte, die das Potenzial und die Zuverlässigkeit virtueller Bilanzkreise belegen, ist jedoch erforderlich, um diese Technologie bis 2021 – also bis zum geplanten Atomausstieg – flächendeckend einzuführen. Wie in den Handlungsempfehlungen in Abschnitt 5 skizziert, ist hierzu eine gezielte förderpolitische Unterstützung Voraussetzung. Die Forschung in diesem Bereich muss konsequent weitergeführt und über die initiierten Projekte hinaus ausgebaut werden.

3.3 Smart Metering

Die heutzutage in Deutschland zum Einsatz kommende Zählertechnologie lässt sich in zwei Klassen unterteilen. Bei Haushaltskunden erfolgt die Messung hauptsächlich mittels mechanischer beziehungsweise elektro-mechanischer Zählertechnologie. Bei Großkunden oberhalb der Lastganggrenze² sind elektronische Zähler mit Kommunikationsbauteil im Einsatz. Nachfolgend werden beide Erfassungssysteme genauer beschrieben.

3.3.1 Verbrauchsmessung bei Haushaltskunden

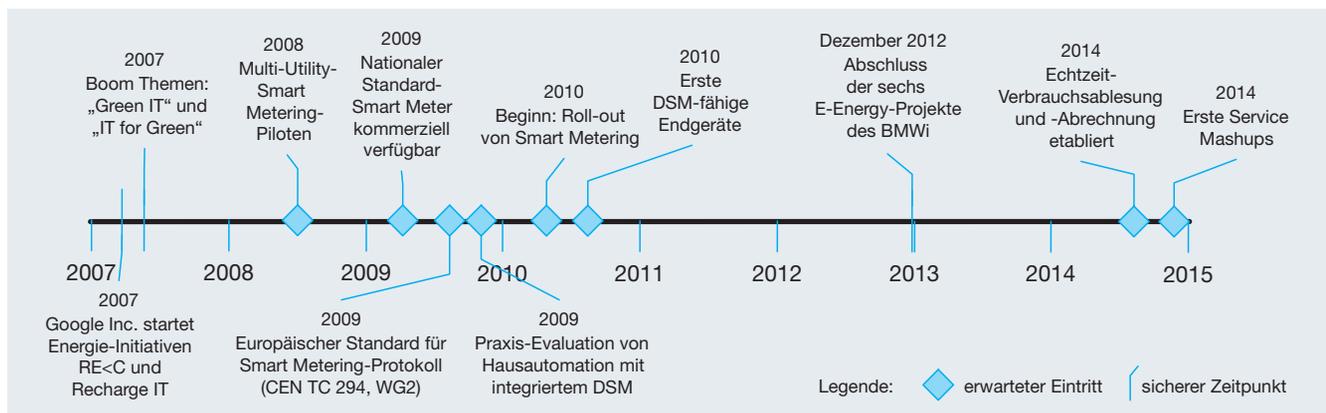
Zur Erfassung der Energie- und Wasserabgabemengen in den rund 36 Mio. deutschen Haushalten werden ca. 44 Mio. Elektrizitätszähler, 13 Mio. Gaszähler, 18 Mio. Wasserzähler und 0,3 Mio. Wärmehzähler eingesetzt. Bei der Messung wird nicht der individuelle zeitliche Verlauf der Nachfrage, sondern lediglich der Gesamtverbrauch im Abrechnungszeitraum erfasst. Da die vorhandenen Zähler nicht kommunikationsfähig sind, erfolgt die Ablesung einmal jährlich durch den Messstellenbetreiber beziehungsweise den Messdienstleister (Elektrizität und Gas) sowie durch das Versorgungsunternehmen (Wasser und Wärme) oder auch durch den Kunden.

3.3.2 Verbrauchsmessung bei Großkunden

Großen Gewerbe- und Industriekunden mit einem jährlichen Energiebezug oberhalb der Lastganggrenze steht eine zeitbezogene Messung der Energieverbräuche zu. In diesem Kundensegment muss gemäß StromNZV und GasNZV die Erfassung der Energieverbräuche über eine

² Die Lastganggrenze liegt bei 100.000 kWh/a (StromNZV) bzw. 1.500.000 kWh/a (GasNZV).

Abbildung 9: IKT-Infrastruktur mit Smart Metering



„registrierende Lastgangmessung“ erfolgen. Dies bedeutet eine viertelstündliche Aufzeichnung der Elektrizitätsbezugsmengen respektive eine stündliche Aufzeichnung des Gasverbrauchs. Die Ablesung der Zählerdaten erfolgt über Zählerfernablesysteme und muss dem Lieferanten täglich zur Verfügung gestellt werden. In den Sparten Wasser und Wärme werden in der Regel Messgeräte ohne Kommunikationselemente eingesetzt. Hier erfolgt die Ablesung der Verbrauchsdaten monatlich ohne Bezug zum Zeitpunkt.

3.3.3 Erforderliche Veränderungen im Messwesen

Während im Großkundenbereich bereits heute alle Voraussetzungen für eine individuelle, zeitbezogene Messung erfüllt sind, besteht im Haushaltskundensegment Handlungsbedarf. Die dort verwendeten mechanischen Zähler haben keine Zukunftsperspektive. Hier muss in den nächsten zwei Jahren ein Austausch der gesamten Zählerinfrastruktur beginnen. Eine direkte Übernahme der Industriemesstechnologie in das Haushaltskundensegment ist aufgrund hoher Investitionskosten nicht möglich, vielmehr müssen hierfür spezielle Haushaltskundenzähler entwickelt werden. Erste flächendeckende Versuche mit derartigen Geräten werden derzeit im europäischen Ausland durchgeführt. Neben der Möglichkeit zur Zählerfernablesung werden dabei auch weitere Funktionen wie zum Beispiel Fernab- und -aufschaltung von Verbrauchern, Leistungsbegrenzung, Tarifregister und Fehlerüberwachung getestet.

Insbesondere der bidirektionalen Kommunikation zwischen Messstellenbetreibern und verbundenen elektronischen Haushaltszählern kommt zukünftig eine besondere Bedeutung zu. Mit Smart Metering lassen sich wertvolle Informationen über den Zustand des Verteilnetzes gewinnen und die Einhaltung der zulässigen Spannungspegel überwachen. Darüber hinaus kann über das Smart Metering als Gateway auch direkt auf dezentrale Stromerzeuger oder Lasten eingewirkt werden. Diese Kommunikation bildet somit die Grundlage für ein aktives Management von Erzeugung und Verbrauch in den Verteilnetzen.

Für die Datenübertragung können unterschiedliche Kommunikationskanäle zum Einsatz kommen. Denkbar ist der Einsatz von Funkmodulen, die Nutzung von Mobilfunknetzen oder auch die Informationsübertragung über die Stromleitung selbst. Kritisch und derzeit ungeklärt ist in diesem Zusammenhang die datenschutzrechtliche Ausgestaltung des Smart Metering, ebenso wie eine klare Regelung der Lese- und Steuerungsrechte auf Smart Metern durch Netzbetreiber, Messstellenbetreiber, Stromlieferanten und andere potenzielle Dienstleister.

Weiterhin sind die aktuell erhältlichen Ablesesysteme entweder sparten- oder herstellerbezogen und verzeichnen eine kurze Lebensdauer auf dem Markt. Dabei hat Smart Metering nur dann einen wirtschaftlichen Nutzen – insbesondere für Querverbundunternehmen – wenn eine sparten- und herstellerübergreifend standardisierte Gerätetechnik zum Einsatz kommt. Die Technologie für eine Fernablesung und -steuerung sowohl von Großkunden als auch von Haushaltszählern ist also prinzipiell verfügbar. Die grundlegenden Standards, die eine Interoperabilität der Geräte untereinander sicherstellen, existieren allerdings noch nicht.

Die Entwicklung eines deutschen Smart Metering-Standards wird momentan durch die zwei Arbeitsgruppen Figawa³ und ZVEI⁴ gemeinsam vorangetrieben, in denen die deutschen Zähler- und Gerätehersteller zusammengeschlossen sind. Die Fertigstellung dieses Standards ist für Anfang 2009 geplant. Anschließend sind allerdings weitere Aktivitäten erforderlich, um zu einem europäischen Standard für die Smart Metering-Systeme zu gelangen. So bemühen sich derzeit auf europäischer Ebene parallel auch die KEMA⁵ im Auftrag des niederländischen Regulierers sowie die ESMIG⁶ als Verband der europäischen Zählerhersteller um die Entwicklung eines gesamt-europäischen Metering-Standards. Diese parallelen und unkoordinierten Aktivitäten sind nicht zielführend. Daher sollten die Aktivitäten – wie auch in Abschnitt 5.1 näher beschrieben – möglichst rasch gebündelt werden, um so zu einem einheitlichen europäischen Standard zu gelangen. Die EU Kommission plant die Vergabe eines entsprechenden Mandates an eine Arbeitsgruppe bestehend aus Cenelec⁷, WELMEC⁸ und ETSI⁹ zu vergeben. Unter Führung von Cenelec soll ein europäischer Standard für Smart Metering definiert werden. Dieser Standardisierungsansatz ist durch die Bundesregierung zu unterstützen.

³ <http://www.figawa.de/>

⁴ <http://www.zvei.de/>

⁵ <http://www.kema.com/>

⁶ <http://www.esmig.eu/>

⁷ <http://www.cenelec.eu/>

⁸ <http://www.welmec.org/>

⁹ <http://www.etsi.org/>

3.4 Integrationstechnologie

Neben der energietechnischen Ebene für Erzeugung, Transport, Verteilung und Nutzung von Energie gibt es im **Internet der Energie** zukünftig auch eine Kommunikationsebene, die den Informationsfluss entlang der Wertschöpfungskette ermöglicht und die zugehörigen Geschäftsprozesse abbildet. Zur weiteren Steigerung der Gesamtenergieeffizienz wird eine Verbesserung dieses Informationsflusses vom Erzeuger bis hin zum Endverbraucher essenziell notwendig.

Umgesetzt in IKT-Lösungen mit IT-Komponenten bedeutet dies, dass eine Integrationsebene zwischen betriebswirtschaftlichen Anwendungen und physikalischem Netz geschaffen werden muss. Eine solche IKT-Plattform muss eine „Ende-zu-Ende“-Integration aller Komponenten, über heterogene Netze und Firmengrenzen hinweg, ermöglichen: vom datenliefernden Endgerät und vom Smart Meter über verschiedene Kommunikationskanäle bis hin zur Datenbereitstellung für eine Vielzahl unterschiedlicher Nutzer und vom Endkunden über den Netzbetreiber bis hin zum Energieversorger.

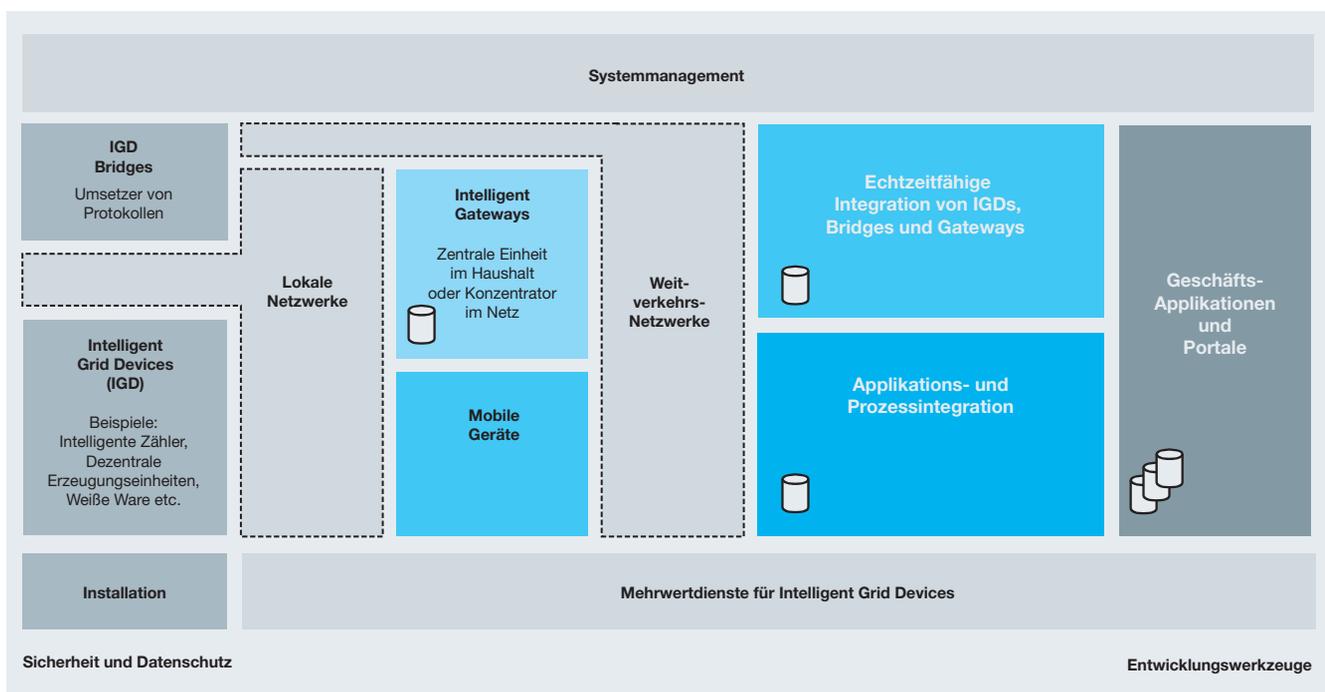
Die größte Herausforderung bei der Realisierung einer solchen Integrationsplattform wird dabei im Bereich der Integrationsinfrastruktur und der Kommunikations-

strecken liegen. Konzeptionell ist eine präzise, aber gleichzeitig anwendungsneutrale technische Definition der Kernfunktionalität einer solchen Plattform notwendig. Diese bildet die Grundlage, auf der sowohl neue als auch existierende Komponenten unabhängig von der jeweiligen Implementierung nach einem einheitlichen Schema eingebunden werden können.

Technologisch sind vor allem Konzepte aus dem Bereich serviceorientierter Architekturen (SOA) zur flexiblen Kopplung und Entkopplung einzelner Komponenten geeignet. Abbildung 10 zeigt eine Übersicht von Domänen, die in einer **Internet der Energie**-Plattform integriert werden müssen. Die Kernfunktionalität jeder dieser Domänen muss über offene Standardschnittstellen unabhängig von einer konkreten Implementierung verfügbar gemacht und in einem gemeinsamen, Domänen übergreifenden Enterprise Service Bus (ESB) eingebunden werden können. Sehr wichtig sind in diesem Zusammenhang robuste Nachrichtenaustauschprotokolle, standardisierte Datenformate und eine vertrauenswürdige Datenhaltung, -verwendung und -weitergabe.

Ein wichtiger Vorteil einer konsequenten SOA-Architektur ist die Vermeidung von Punkt-zu-Punkt-Schnittstellen zwischen einzelnen Applikationen. Stattdessen braucht

Abbildung 10: Anforderungsdomänen Internet der Energie



jede Anwendung nur eine einzige Schnittstelle zur Integrationsplattform zu implementieren, über die anschließend alle anderen Anwendungen adressiert und dynamisch genutzt werden können.

Das Besondere an dem hier beschriebenen Ansatz ist die Ausdehnung der serviceorientierten Integration von Einzelkomponenten bis zu den intelligenten Endgeräten (Intelligent Grid Devices – IGD), wodurch eine hohe Flexibilität und Skalierbarkeit des Gesamtsystems erreicht werden kann. Dieser Ansatz wird häufig auch als „Extended SOA“ bezeichnet (Keen, Chin et al. 2006).

Zwei Bereiche der Schnittstellenarchitektur einer solchen Plattform sind besonders kritisch: (i) der Integrationspunkt für lokale Netzwerke in der IGD Bridge oder in Smart Meters und (ii) die intelligenten Gateways in der Wohnung, im Gebäude oder in Umspannstationen. Erst eine Echtzeitintegration an diesen Punkten macht die Informationen der IGD, der eigenständigen Fernauslesesysteme und der intelligenten Gateways unmittelbar in der Gesamtplattform verfügbar. Eine so schnelle Datenverfügbarkeit ist zwar aufwendig zu realisieren, aber dennoch notwendig, und zwar insbesondere dann, wenn eine Vielzahl heterogener Systeme einzubinden ist und gleichzeitig die Steuerbarkeit der Gesamtplattform erhalten bleiben soll.

Wichtiges Element einer solchen Integrationsplattform ist der Aufbau zentraler Verzeichnis- und Suchdienste, welche die jeweils verfügbaren Funktionen (Applikationen und Geräte) auflisten und zugänglich machen und so deren flexible Nutzung erst ermöglichen. Die notwendige technische Basis für den Aufbau solcher Dienste ist heute bereits vorhanden. Darüber hinaus haben viele Anbieter betriebswirtschaftlicher Software SOA-Schnittstellen in eigene Anwendungen integriert, so dass prinzipiell schon heute zahlreiche Anwendungen auf einer derartigen Plattform verfügbar wären.

Ähnlich steht es um die Anbindung elektronischer Zähler. Auch hier hat es in den letzten Jahren eine intensive Weiterentwicklung gegeben (vgl. Abschnitt 3.3), die eine SOA-basierte Einbindung dieser Geräte auch im großen Maßstab im Rahmen sogenannter Advanced Metering Infrastructures (AMI) technisch möglich macht (Heimann 2008). Neue Geschäftsmodelle und Dienstleistungen, wie zum Beispiel in Abschnitt 3.5 beschrieben, erfordern neben schneller Verfügbarkeit von Verbrauchsinformationen aus Smart Metering-Geräten zunehmend auch aktive Eingriffs- und Steuerungsmöglichkeiten. So wird also über ein reines Smart Metering hinaus die Einbindung komplexer Energiemanagementlösungen einen wesentli-

chen Teil der Integrationsarbeiten ausmachen. Es werden nicht nur Verbrauchsinformationen der intelligenten Endgeräte (i. Allg. durch Smart Meter aggregiert), sondern auch Preissignale, Tarifinformationen und dergleichen an die im Netz befindlichen Komponenten (wie z. B. Haushaltszähler, dezentrale Erzeugungsanlagen, Verbrauchsgereäte, Kühlaggregate) übergeben. Diese Daten gehen auch den Service-Anbietern zur dynamischen Nutzung zu.

Ein ungelöstes Problem betrifft die Semantik des Datenaustausches. Die SOA-Schnittstellen von Zählerinfrastrukturen und Informationssystemen geben üblicherweise nur eine syntaktische Struktur vor, der Inhalt der Nachrichten, die über diese Schnittstellen ausgetauscht werden, muss aber noch weiter spezifiziert werden. Ein **Internet der Energie** kann erst dann entstehen, wenn neben offenen Schnittstellendefinitionen auch die semantischen Strukturen der auszutauschenden Nachrichten standardisiert sind. Hier ist der Gesetzgeber gefordert, die Bemühungen der deutschen Industrie zur Einführung entsprechender Standards zu begleiten und insbesondere auch auf europäischer Ebene zu unterstützen und zu fördern.

Durch die bereits in Abschnitt 2.2 erwähnten Regulierungsmaßnahmen haben sich in Deutschland in den letzten 12 Monaten tiefgreifende Änderungen der IKT-Landschaft der deutschen Energiebranche ergeben. Beispielsweise wurden durch die Vorgabe der gesellschaftsrechtlichen Trennung von Netzbetrieb und Vertrieb die Prozesse grundlegend geändert. So war etwa die Übertragung von Zählern eines Versorgers zu dessen Netzeinheiten ursprünglich als innerbetrieblicher Prozess abgebildet. Ähnliches galt für den Neuanschluss oder die Abmeldung von Kunden. In Zukunft müssen diese Prozesse dagegen unternehmensübergreifend abgebildet werden, was zu einem komplexeren Marktgefüge führt (vgl. hierzu Abbildung 4).

Mit zunehmender Liberalisierung der Energiemärkte werden die Anforderungen an eine hohe Flexibilität von IKT-Infrastrukturen weiter wachsen. Insgesamt müssen daher die bestehenden (Einzel-)Anwendungen weiterentwickelt werden, um sie – analog zum Internet – zu einer großen gemeinsamen Plattform zusammenfügen zu können. Auf dieser Aggregationsstufe und mit definierten offenen Schnittstellen und Datenaustauschformaten wird es interessant, die angebotenen Funktionalitäten auf Erzeuger-, Übertragungs- und Verbraucherseite neu miteinander zu kombinieren, innovative Geschäftsmodelle zu entwickeln und so weitere Effizienzpotenziale in einem liberalisierten Energiemarkt zu heben.

3.5 Betriebswirtschaftliche Anwendungen und neue Geschäftsmodelle

Neben den energietechnischen Infrastrukturen für Produktion, Verteilung und Nutzung der Energieströme gibt es die Ebene der betriebswirtschaftlichen Programme und Anwendungen. Eine Vielzahl von Applikationen wird eingesetzt, um Stammdaten (z. B. die Daten von Geschäftspartnern und deren Anlagen) zu verwalten, die Beziehungen zu Kunden zu organisieren (z. B. Verträge, Abrechnungen und Reklamationen), Sachanlagen zu bewirtschaften, eine Einsatzplanung für Mitarbeiter zu organisieren oder betriebswirtschaftlich relevante Energiedaten zu bearbeiten. Neben diesen branchen-spezifischen Funktionen spielen natürlich auch Standardapplikationen, zum Beispiel zur Finanzbuchhaltung, Personalverwaltung oder zum Einkauf von Betriebsmitteln eine wichtige Rolle.

Die heute gängigen IKT-Lösungen sind primär darauf ausgelegt, „traditionelle“ Geschäftsmodelle der Energiewirtschaft zu unterstützen. Ein Geschäftsmodell beschreibt dabei den jeweiligen Wertschöpfungsbeitrag, die dazu notwendige Leistungsarchitektur und das Ertragsmodell (Stähler 2001). Im traditionellen Modell beliefert ein vertikal integriertes Versorgungsunternehmen eine große Zahl von Kunden mit Energie und stellt diese periodisch – für private Endverbraucher typischerweise jährlich – in Rechnung. Es erzielt seine Umsatzerlöse überwiegend aus dem Verkauf von Energie an Kunden. Wie in Kapitel 2 ausführlich dargelegt, wird dieses traditionelle Geschäftsmodell zukünftig mehr und mehr in Frage gestellt. Die Umsetzung von Energiesparmaßnahmen sowie ein gesteigerter Wettbewerb lassen die Erlöse aus dem Stromverkauf sinken. Entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens in dem sich abzeichnenden Wandel wird also die Erschließung neuer Geschäftsmodelle sein, die den sich ändernden Rahmenbedingungen Rechnung tragen. Neue Technologien wie Smart Metering und bidirektional kommunizierende Endgeräte schaffen eine gänzlich neue Art von Markttransparenz und Möglichkeiten, die zur Entwicklung solcher innovativer Geschäftsmodelle maßgeblich beitragen werden. Diese können dann sowohl von etablierten Unternehmen der Branche, als auch von neuen Akteuren realisiert werden.

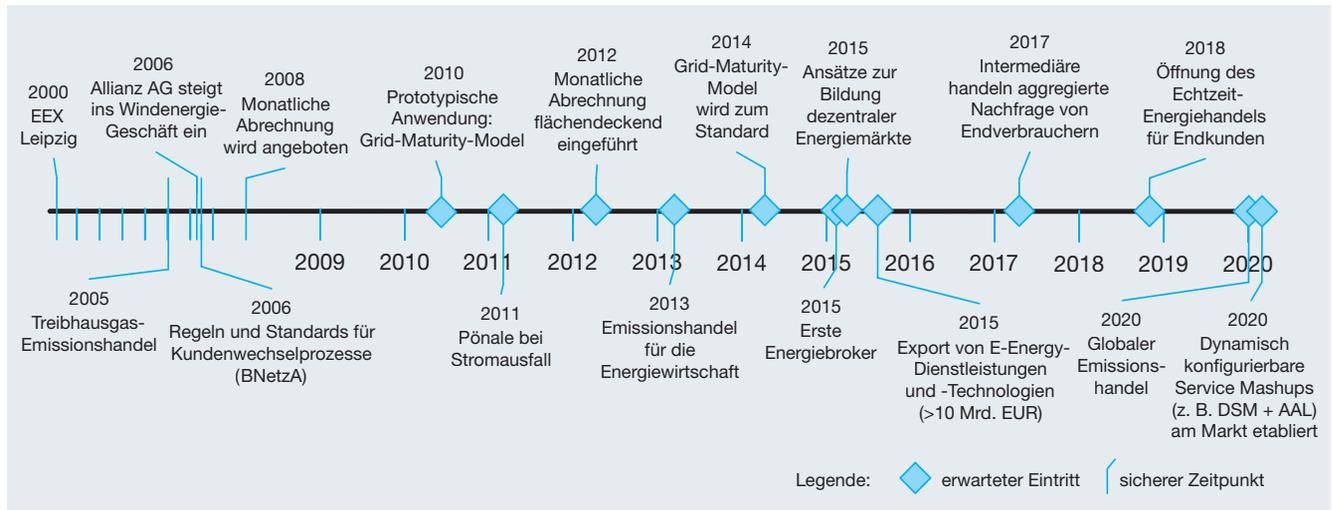
Mit Blick auf die Bestandteile des **Internets der Energie** müssen auch die entsprechenden betriebswirtschaftlichen Anwendungen bereitgestellt und weiterentwickelt werden, die in der Lage sind, neue Geschäftsmodelle schnell und flexibel abzubilden. Hierbei werden definierte offene Schnittstellen notwendig sein, die diese Anwendungen im **Internet der Energie** interoperabel machen und so eine betriebswirtschaftlich sinnvolle und effiziente Umsetzung

der neuen Möglichkeiten gewährleisten. Abbildung 11 zeigt einen ungefähren zeitlichen Rahmen für die verschiedenen, nachfolgend skizzierten Geschäftsmodelle auf.

3.5.1 Neue Geschäftsmodelle für Erzeuger

Lewiner (2002) beschreibt ein Szenario, in dem sich Energieerzeuger, getrieben durch massive politische Bemühungen zur Auflösung vertikal integrierter Versorgungsunternehmen, zunehmend auf ihr ursprüngliches Kerngeschäft, das heißt die Erzeugung von Energie, rückbesinnen. Parallel dazu stehen allerdings auch neue Technologien und somit neue Geschäftsfelder wie Biogaseinspeisung oder Elektromobilität kurz vor der breiten Markteinführung und bergen ein großes Potenzial. Auch durch die steigende Dezentralisierung der Energieerzeugung entstehen neue Geschäftsfelder. So könnte das Contracting für Energieerzeuger zukünftig noch attraktiver werden. Bei diesem Geschäftsmodell installiert und betreibt ein Energieversorgungsunternehmen zum Beispiel Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Mikrogasturbinen oder Brennstoffzellenheizungen bei einem Kunden vor Ort. Seitens des Anbieters sind solche Modelle attraktiv, weil (i) der Betrieb zahlreicher kleiner Anlagen jeweils kleinere Investitionsrisiken birgt als der Betrieb einer großen Anlage, (ii) durch kontrollierte dezentrale Erzeugung die Netzlast in Übertragungs- und Verteilnetzen besser gesteuert werden kann, (iii) bei breitem Einsatz dieser Technologien unter Umständen eine neue Form der Regelenergiebereitstellung möglich wird und (iv) durch den Betrieb der Anlagen vor Ort eine langfristige vertragliche Kundenbindung möglich ist. Aus Sicht des Kunden und der Gesamtwirtschaft sprechen für ein solches Geschäftsmodell (i) der Wegfall von Anfangsinvestitionen, (ii) die bessere energetische Nutzung der eingesetzten Rohstoffe und (iii) die daraus resultierende Reduktion der Energiekosten. Bereits heute gibt es Anbieter, die Wärme- und KWK-Großcontracting für mittelständische Unternehmen anbieten. Mit der inzwischen beschlossenen stärkeren Förderung von kleinen KWK-Anlagen wird dieses Geschäftsmodell zukünftig auch für das Haushaltssegment attraktiv.

Abbildung 11: Handel und Dienstleistungen – Entwicklungen im liberalisierten Energiemarkt



Quelle: BDI initiativ IKT für Energiemärkte der Zukunft (2008)



3.5.2 Neue Geschäftsmodelle für Netzeigentümer und Netzbetreiber

Im Bereich der Netzinfrastruktur sind die Auswirkungen der Liberalisierung derzeit am deutlichsten erkennbar. Übertragungs- und Verteilnetze werden auch zukünftig weitgehend durch natürliche Monopolisten betrieben, die ihre Umsatzerlöse weiterhin primär aus der Abrechnung der tatsächlichen Energieinanspruchnahme erzielen werden. Intensiv wird momentan die Eigentumsfrage dieser natürlichen Monopolisten diskutiert. Dabei scheint sich innerhalb Europas ein Konsens abzuzeichnen, nach dem EVUs ihre Netzbetriebsgesellschaften ausgliedern und diese als wirtschaftlich selbstständige Unternehmen führen müssen. Diese stellen sowohl der Muttergesellschaft als auch anderen Energieversorgern entgeltlichen aber diskriminierungsfreien Zugang zu ihrem Teilnetz zur Verfügung. Durch diese Trennung sowie die neuen Kommunikationsanforderungen im **Internet der Energie** werden Netzbetreiber in Zukunft vermehrt zu Informationsdienstleistern, die den Markt nicht nur mit Energieübertragungsdienstleistungen, sondern auch mit Erzeugungs- und Absatzdaten versorgen können. Vorstellbar ist, dass ein Netzbetreiber kundenindividuelle Informationspakete anbietet und diese je nach Aufwand und Komplexität bepreist.

3.5.3 Geschäftsmodelle durch Energiehandel und Marktplätze

Bereits vorhandene Marktplatzbetreiber, wie beispielsweise die European Energy Exchange (EEX) in Leipzig, die Amsterdam Power Exchange (APX) oder die Powernext in Paris, werden mit den heutigen Geschäftsmodellen sicher auch zukünftig weiter am Markt vertreten sein. Es ist anzunehmen, dass sich der Trend der letzten Jahre fort-

setzt und die Handelsvolumina und Umsätze derartiger Marktplätze weiter steigen. Ein heute noch auf wenige Marktakteure beschränkter institutionalisierter Energiehandel wird zukünftig wohl sukzessive bis hin zu Endverbrauchern geöffnet werden. Betreiber der dazu notwendigen Handelsplattformen könnten zwar durchaus domänenfremde Unternehmen sein (z. B. Börsen), aber die etablierten Energieversorger haben die Erfahrung mit dem Energiehandel in seiner heutigen Form und kennen die dabei zu beachtenden domänenspezifischen Besonderheiten am besten. Mit diesen Grundlagen wären sie also ebenfalls als Marktplatzbetreiber geeignet.

Auf der Nachfrageseite könnte es künftig für Großhändler attraktiv werden, die neu entstehenden Märkte als (Multi-Utility-)Distributoren zu nutzen, um unterschiedliche Energieressourcen anzukaufen und im Anschluss daran maßgeschneiderte Produkte an Retailer oder große Endkunden (z. B. Stadtwerke) weiter zu verkaufen. Kunden können so auf sehr einfache Art genau den Energiemix beziehen, den sie benötigen, ohne sich mit der Komplexität des dazu notwendigen marktbasieren Einkaufs auseinandersetzen zu müssen. Weiterhin ist die Entstehung eines Marktes für Sekundärprodukte, wie zum Beispiel zur Absicherung von Ausfallrisiken, Preisschwankungen, Prognoseunsicherheiten oder Wittereinflüssen zu erwarten, in dem auch bereits einschlägig spezialisierte Anbieter aus anderen Branchen aktiv werden könnten.

3.5.4 Neue Geschäftsmodelle für Service-Anbieter und Retailer

In diesem Segment sind zukünftig die größten Änderungen zu erwarten. Vorreiter sind hier Spin-offs bestehender Unternehmen (z. B. der Strom- und Gasanbieter Yello Strom GmbH als Tochter der EnBW AG, E wie Einfach von E.ON AG), demnächst auch branchenfremde Dienstleister (z. B. TelDaFax AG, Allianz AG, Google Inc.) sowie Start-ups. Neben klassischen Energielieferungen werden auch individuell auf bestimmte Kundengruppen zugeschnittene Produkte auf den Markt kommen (z. B. Strom, Gas und Wasser aus einer Hand) und gegebenenfalls rundet ein Portfolio von Fremdprodukten (z. B. Kreditkarten, branchenübergreifende Bonusprogramme) das Angebot ab.

Zusätzlich können mit neuen Services, wie beispielsweise der Energieverbrauchsoptimierung eines Kunden, völlig neue Marktsegmente erschlossen werden. Auch wäre es denkbar, dass Kunden Rahmenverträge mit spezialisierten Dienstleistern abschließen, die es letzteren ermöglicht, dezentrale Erzeugungskapazitäten (z. B. KWK-Anlagen, abgestellte Elektrofahrzeuge) kurzfristig abzurufen und zu steuern. Der Dienstleister kann so ein virtuelles Regelenergiekraftwerk aufbauen, dessen Leistung er wiederum im Energiegroßhandel anbieten kann. Ein solches Geschäftsmodell ließe sich auch mit dem Contracting-Modell kombinieren.

Ebenfalls von großer Bedeutung ist die Dynamisierung des Handels selbst. Werden im Endkundenbereich momentan noch statische Tarifverträge abgeschlossen, so kann sich dies durch Projekte wie das „Preissignal an der Steckdose“ (Frey 2007) sowie durch die vom Bundesrat im Juli 2008 beschlossene Einführung preisvariabler Tarife grundlegend ändern. Im vorgenannten Projekt erhalten Kunden Echtzeitinformationen über die Energiepreisentwicklung der nächsten Stunden und können dann – zunächst manuell, später durch Hausautomatisierungstechnik unterstützt – ihr Energieverbrauchsprofil unter Preisgesichtspunkten optimieren. Mehrere Studien haben gezeigt, dass dadurch eine Reduktion der Spitzenlasten von ca. 6-20 Prozent möglich ist (Lieberman and Tholin 2004; Valocchi, Schurr et al. 2007).

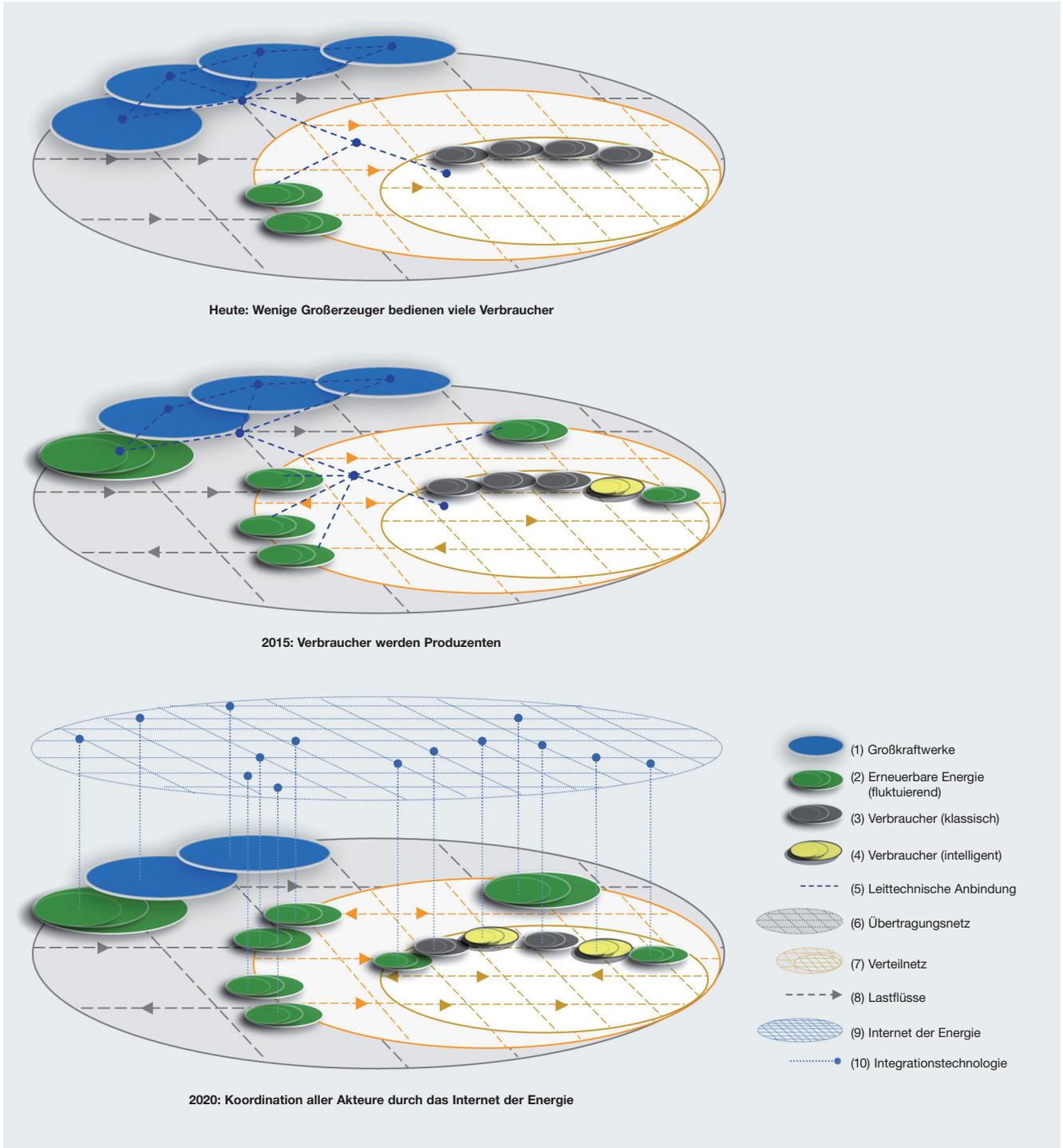
Alle hier skizzierten neuen Geschäftsmodelle lassen sich nur durch den Einsatz moderner IKT und konsequenter Standardisierung der Kommunikationsprotokolle umsetzen. Neben den heute verfügbaren Applikationen wird somit die Entwicklung neuartiger Anwendungen notwendig sein, welche bestehende Softwarelösungen ergänzen oder auch ablösen und sich – wie in Abschnitt 3.4 beschrieben – in eine Gesamtplattform integrieren lassen.

3.6 Übergangsprozess zum Internet der Energie

Abbildung 12 stellt schematisch den Übergang vom herkömmlichen Energienetz zum **Internet der Energie** dar. Im Wesentlichen werden immer mehr Verbraucher auch die Rolle eines Energieerzeugers übernehmen. Die Verteilnetze und zentralen Erzeuger müssen auf die daraus erwachsenden Anforderungen umgestellt werden, um die Netzstabilität und die Stromqualität weiterhin zu gewährleisten. Dies wird (effizient) nur gelingen, wenn parallel eine echtzeitfähige IKT-Vernetzung aufgebaut wird, die alle Beteiligte mit Angebots- und Verbrauchsdaten versorgt sowie Steuer- und Preissignale überträgt.

Es wird deutlich, dass die Vielzahl der Teilnehmer (vom Haushalt bis zum Großerzeuger) an diesem Netzwerk nur bei Vorhandensein von standardisierten Schnittstellen, und Datenaustauschformaten sowie stark automatisierten Geschäftsprozessen effektiv und effizient interagieren können. Im Hinblick auf die entstehende Transparenz und neue Angriffsmöglichkeiten auf diese Infrastruktur müssen Sicherheit und die Privatsphäre der Nutzer ganz oben auf der Liste der zu realisierenden Anforderungen stehen. Zugriffsberechtigungen und Datenschutzbestimmungen zählen daher ebenso wie Schnittstellen und Datenformate zu den Kernbestandteilen des **Internets der Energie**.

Abbildung 12: Übergangsprozess zum Internet der Energie



4 Szenarien zum „Internet der Energie“

Entwicklungen und Möglichkeiten in einer vernetzten Energiewirtschaft

Das Szenario hin zu einem Internet der Energie beinhaltet komplexe Zusammenhänge und sich wechselseitig bedingende Ereignisschritte. Anhand der drei Szenarien „Elektromobilität“, „Dezentrale Erzeugung“ und „Energiehandel und neue Dienstleistungen“ können die Zusammenhänge möglicher Entwicklungen mit ihren gegenseitigen Abhängigkeiten, vorstellbaren Zeiträumen sowie sich abzeichnender Hindernisse erfasst werden.

4.1 Szenario I

Elektromobilität

Nicht zuletzt durch die Klimadiskussion hat das Thema Elektromobilität, also der Einsatz von hybrid oder rein elektrisch betriebenen Fahrzeugen, an Publizität gewonnen. Die Bundesregierung erstellt derzeit einen „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“, der Deutschland in den kommenden zehn Jahren zum Leitmarkt in diesem Bereich werden lassen soll. Laut Plan sollen bis zum Jahr 2020 mindestens 1 Mio. am Stromnetz aufladbare, also „Plug-in“ Elektro- und Hybrid-Fahrzeuge in Deutschland im Einsatz sein. Sobald in der zukünftigen Flotte signifikante Anteile an Plug-in (hybrid) elektrischen Fahrzeugen (PHEVs) vorhanden sind, können deren Speicher gezielt als Puffer zum Auffangen von Überangeboten und zur Lastgangglättung genutzt werden. Eine wesentlich höhere Leistungsdichte von Batterien und Supercapazitoren als heute verfügbar würde diese Entwicklung drastisch fördern. Aus technischer Sicht ist hier frühestens ab 2013 mit einem Pilotbetrieb zu rechnen, da hierzu erst noch Energiemanagementsysteme im Fahrzeug mit Anbindung an eine Kommunikationsinfrastruktur zwischen Fahrzeug und Versorger zu entwickeln sind. Weitere Voraussetzung sind konkrete Angebote von Versorgungsunternehmen, welche ausreichende Anreize dafür setzen, dass Halter von Plug-in Elektrofahrzeugen den Versorgern die Pufferleistung zur Verfügung stellen und Abnahmen garantieren. Die Verbilligung von photovoltaisch erzeugtem Strom bis zur Grid-Parität würde den Trend zusätzlich unterstützen, da dann dezentrale private Erzeuger stärker in Photovoltaik investieren würden, um anschließend ein Überangebot an Energie wahlweise ins Netz einzuspeisen oder im eigenen Fahrzeug zu speichern.

Vergleiche zu diesem Szenario:

Abbildung 2: Prognosen und Trends – Verfügbarkeit

fossiler und erneuerbarer Energieträger;

Abbildung 8: Dezentrale Energieerzeugung und Speicherung.

4.2 Szenario II

Dezentrale Energieerzeugung

Dezentrale Energieerzeugung ist ein wesentlicher Schlüssel zur Reduzierung der CO₂-Emissionen. Die lastnahe Erzeugung von Wärme und Strom reduziert den eingesetzten Primärenergiebedarf um 60 Prozent gegenüber einer derzeitigen zentralen Erzeugungsstruktur. Darüber hinaus können dezentrale Energieerzeuger im Verbund dazu beitragen, Regenergie bereitzustellen und den Ausbau der zentralen Versorgung zu reduzieren. Insgesamt steht die Einführung der kleinskaligen Kraft-Wärme-Kopplung heute trotz KWKG (2002, 2008 novelliert) noch weitgehend am Anfang. Auf der Verteilnetz- und Mittelspannungsebene gibt es bereits einige Pilotvorhaben vorwiegend kleinerer Energieversorger (Stadtwerke Unna, Stadtwerke Karlsruhe) und auch erste kommerzielle Einzelvorhaben, die versuchen, durch den Zusammenschluss verschiedener dezentraler BHKWs Regenergie bereitzustellen (z. B. Evonik 400 MW). Alle laufenden Projekte und Anwendungen sind Einzellösungen, die nicht ohne wesentlichen technischen und personellen Aufwand erweitert werden können. Mit ersten skalierbaren Lösungen, die den Auf- und Ausbau eines Micro-Grids zulassen, wird erst ab 2013 zu rechnen sein. Dazu sind nicht nur durchgängige IKT-Lösungen notwendig, mit denen die verschiedenen Erzeugungsanlagen in einem Gebiet zusammengebunden und gesteuert werden können, sondern auch der Umbau der Nahwärmenetze, die die Wärmemengen dieser Anlagen zu den Endkunden transportieren.

Ebenso ist es erforderlich, die Kleinsterzeugungsanlagen in den Wohngebäuden mit einzubinden. Stromerzeugende Heizungsanlagen werden dort zunächst im Vordergrund stehen und sich unabhängig von den Entwicklungen auf der Verteilnetzebene etablieren. Wesentliche Pilotvorhaben werden ab 2010 zu sehen sein. Langfristig wird der Heizbedarf im Wohnungsbereich aufgrund verbesserter Wärmedämmung in den Hintergrund treten, dafür wird der Bedarf an elektrischer Leistung steigen. Mit dieser Entwicklung einhergehend werden stromgeführte Mikro-

KWK-Anlagen, Brennstoffzellen und kleine Blockheizkraftwerke in den Vordergrund treten.

Die Vernetzung der Erzeugung im Gebäude mit den Lasten und mit dem netzseitigen Energieangebot wird maßgeblich durch variable Tarife ab 2010 für Energiebezug und Einspeisung getrieben. Die Einführung intelligenter Zähler ist eine Grundvoraussetzung hierfür, da nur so eine verbrauchs- und tarifabhängige Rechnungsstellung erfolgen kann. Ein komplexes Energiemanagement erfordert das Zusammenbinden aller wesentlichen Erzeuger und Verbraucher mittels Lasten- und Erzeugungskontrolle. Die Einführung vernetzbarer weißer Ware (ab 2011) sowie eines verbraucherseitigen Lastmanagementsystems (Demand Side Management – DSM, ab 2012) sind wesentliche Schritte dafür. Die Kopplung der Lasten mit den dezentralen – möglichst eigenen – Erzeugern wird erst ab 2015 durch ein Dezentrales Energiemanagementsystem (DEMS) möglich, das aufgrund gesetzter Parameter wie CO₂-Ausstoß oder Preis eine automatische Optimierung des Energieverbrauchs erlaubt. Stationäre und mobile Speicher (Elektromobilität ab 2015 und im größeren Maßstab ab 2020) können dazu einen wesentlichen Beitrag leisten.

Vergleiche zu diesem Szenario:

Abbildung 3: Regulatorisches und politisches Umfeld – Regulierungsmaßnahmen im Energiesektor;
Abbildung 8: Dezentrale Energieerzeugung und Speicherung;
Abbildung 6: Smart Home – Einsatz von IKT zur Energieoptimierung in Haushalten.

4.3 Szenario III

Energiehandel und neue Dienstleistungen

Wie teilweise bereits durch § 40 EnWG festgelegt werden last- und zeitvariable Tarife für Endkunden die bisherigen Strom- und auch Gastarife mit starren Verbrauchspreisen sukzessive ersetzen. Anstelle von Fixpreisen wird ein zunehmend dynamischer, marktbasierter Energiehandel etabliert, dessen Preisbildungsmechanismen einen effizienteren Umgang mit Energie fördern. Möglich wird dies auf Verbraucherseite durch die Einführung von Hausautomatisierungstechnologien, die eine transparente, intelligente und (teil-)automatisierte Verbrauchssteuerung und damit eine dynamische Reaktion auf variable Energiepreise ermöglichen. Auf Erzeugerseite wird die Installation fernsteuerbarer dezentraler Erzeuger- und Speichertechnologien (u. a. Elektroautos) sowie deren dynamischer Zusammenschluss zu Virtuellen Kraftwerken eine schnelle Reaktion auf Preisänderungen im Markt ermöglichen. Diese Technologien werden es immer kleineren Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten ermöglichen, auf Wunsch direkt am börslichen Handel mit Energie teilzunehmen.

Kunden, die die damit verbundene Komplexität des Handels scheuen, können auf spezialisierte Energiebroker zurückgreifen, die diese Aufgabe übernehmen. Für derartige Intermediäre wird eine Übernahme von Handelsaktivitäten noch interessanter, wenn Kunden ihnen (entgeltlich) das Recht gewähren, bestimmte Teile ihrer Verbrauchs- oder Erzeugungsgeräte fernzusteuern. Das so entstehende Regelenenergiepotenzial kann dann ebenfalls am Markt angeboten werden. Im **Internet der Energie** wird jeder Erzeuger und Verbraucher selbst entscheiden können, ob, für wen und in welchem Umfang er seine Geräte freigibt. Basierend auf diesem technologischen Unterbau werden neue Services wie zum Beispiel Echtzeitverbrauchsanalysen oder auch der Zusammenschluss zu virtuellen Verbrauchs- und Erzeugungsgemeinschaften möglich.

Vergleiche zu diesem Szenario:

Abbildung 3: Regulatorisches und politisches Umfeld – Regulierungsmaßnahmen im Energiesektor;
Abbildung 6: Smart Home – Einsatz von IKT zur Energieoptimierung in Haushalten;
Abbildung 8: Dezentrale Erzeugung und Speicherung;
Abbildung 11: Handel und Dienstleistungen – Entwicklungen im liberalisierten Energiemarkt.

5 Den Übergangsprozess gestalten Konkrete Handlungsempfehlungen

Die Herausforderungen für die bevorstehenden Umwälzungen im Energiesektor sind bedeutend und betreffen neben der klassischen Energiewirtschaft viele weitere Branchen und Akteure. Um einen zügigen Ausbau in Richtung der Vision des zukünftigen Internets der Energie zu fördern und um sicherzustellen, dass die Entwicklungen auch tatsächlich zu einer verbesserten Effizienz der Prozesse führen, sind gezielte Maßnahmen im Bereich der Standardisierung, Forschungsförderung und Regulierung erforderlich.

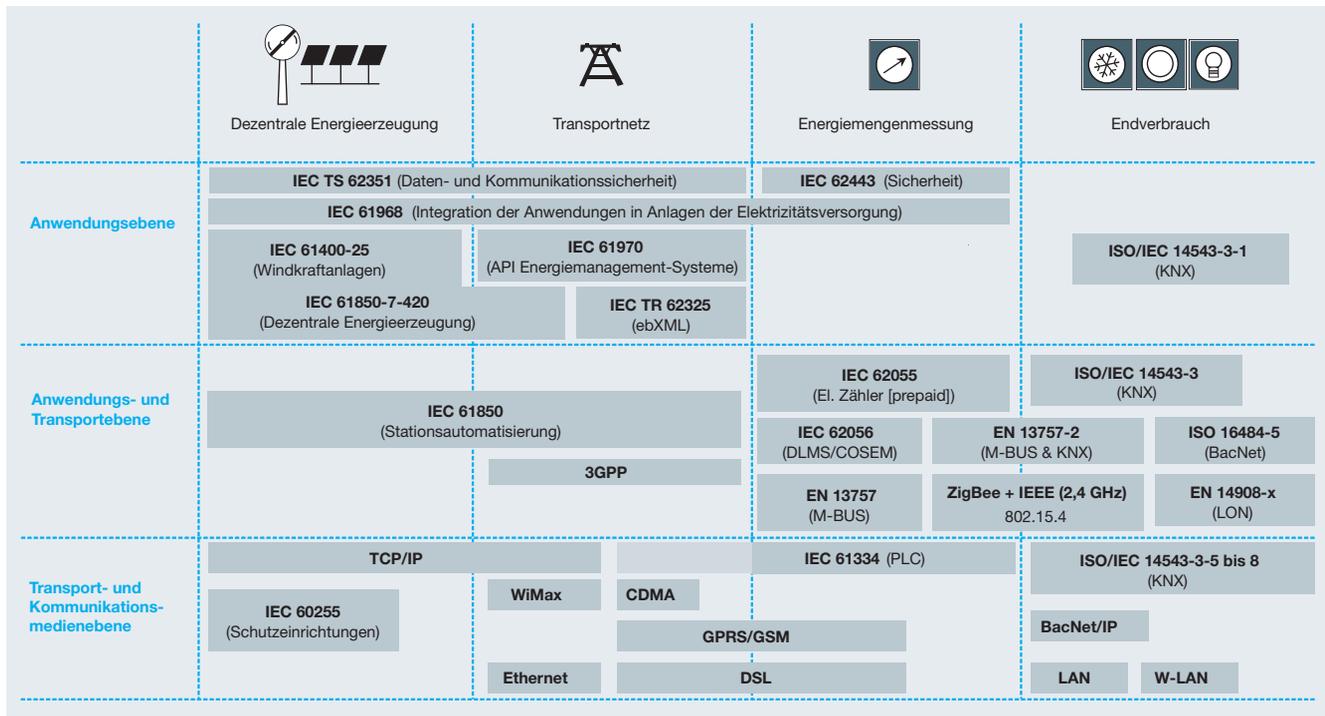
5.1 Standardisierung

5.1.1 Harmonisierung und Integration bestehender Standards und Protokolle

In den Bereichen der Erzeugung, des Transports und der Verteilung von Energie sind aktuelle Mess- und Zustandswerte ein wichtiger Bestandteil für den Betrieb von Energieanlagen und für deren Versorgungssicherheit. Die Optimierung des Energieverbrauchs beruht auf einer durchgängigen und zeitnahen elektronischen Kommunikation zwischen Erzeugern und Lasten auf allen Ebenen des Netzes. Für die einzelnen Abschnitte der übergreifenden

Kommunikation bestehen bereits weltweit beziehungsweise EU-weit genormte Kommunikationsprotokolle (siehe Abbildung 13). Diese Protokolle sind im Wesentlichen auf einen Abschnitt beschränkt. Das bedeutet, dass eine durchgehende Kommunikationsstrecke noch in weiter Ferne liegt. Betrachtet man nun die Einführung von Smart Grid als eine zentrale Aufgabe der nächsten Jahre auf dem Weg zum **Internet der Energie**, so wird deutlich, dass eine durchgängige, bidirektionale Kommunikationsstrecke von der Erzeugung bis zum Endverbraucher notwendig ist. Darüber hinaus wird die Bedeutung von Virtuellen Kraftwerken stetig steigen, die ebenso wie das **Internet der Energie** auf

Abbildung 13: Vielfalt der Standards in Gebäudeautomation, Smart Metering und Energietechnik



Quelle: BDI initiativ IKT für Energiemärkte der Zukunft (2008)

aktuelle Energiedaten angewiesen sein werden. Somit stellt eine übergreifende Kommunikationskette hier die Grundvoraussetzung dar.

5.1.2 Ausweitung der Standardisierungsbemühungen auf Gas, Wärme und Wasser

Für eine verbesserte Energienutzung ist es notwendig, alle Energiesparten, also neben der Elektrizität auch Gas, Wärme und Wasser, in das **Internet der Energie** zu integrieren. Der zuvor dargestellte Standardisierungsrahmen muss daher – wo noch nicht geschehen – auf alle Energiesparten ausgeweitet werden. Erst durch die intelligente und kombinierte Nutzung unterschiedlicher Energiequellen lassen sich maximale Effizienzgewinne realisieren.

5.1.3 Koordinierte Förderung von Interoperabilität

Derzeit arbeiten europaweit verschiedene Gruppen und Organisationen daran, Kommunikationsstandards zu definieren. Es ist jedoch nicht zielführend, wenn mehrere Institutionen parallel versuchen, Standards zu definieren. Wenn es wirklich zu einer weltweit oder zumindest europaweit einheitlichen Lösung kommen soll, muss dies unter der Führung einer unabhängigen Institution erfolgen. Beispiele stellen die IEC, CEN, Cenelec, ESMIG oder ERGEG dar. Zur Zeit prüft die EU Kommission die Vergabe eines Mandates an eine Arbeitsgruppe bestehend aus Cenelec, WELMEC und ETSI, vergleiche Abschnitt 3.3.3. Diese Arbeitsgruppe soll alle bisherigen Standardisierungsbemühungen bündeln, konzertieren und vorantreiben. Das Ergebnis der Standardisierungsbemühungen muss eine EU-weit geltende Norm, zum Beispiel IEC, EN etc. sein. Die Etablierung der Arbeitsgruppe sowie deren rasche Ausarbeitung eines Standards ist durch die Bundesregierung zu unterstützen.

5.1.4 Offene Kommunikationsstandards für neue Technologien

Aufgrund einer durchgängigen Kommunikationsstrecke können neue Produkte und Dienstleistungen entwickelt werden. Auch diesen neuen Produkten muss die Kommunikationsstrecke zur Verfügung stehen. Die zu schaffenden Kommunikationsstandards müssen daher grundsätzlich offen für die Integration weiterer Anwendungen sein.

5.2 Anreize, Regulierung und rechtlicher Rahmen

5.2.1 Schaffung eines widerspruchsfreien Rechtsrahmens

Durch die Schaffung eines einheitlichen und widerspruchsfreien Rechtsrahmens wird die Entwicklung einer durchgängigen Kommunikationsstrecke forciert. Zusammen mit der Entwicklung eines Standards schafft der neue Rechtsrahmen die für die Marktteilnehmer (Kunden, Energieerzeuger, Technologieunternehmen etc.) notwendige Interoperabilität sowie eine ausreichende Rechts- und Investitionssicherheit.

5.2.2 Einhaltung des Datenschutzes von Anfang an

Mit der Einführung des **Internets der Energie** werden große Mengen unterschiedlicher Energiedaten auf verschiedenen Aggregationsstufen erzeugt und übertragen. Datenschutz muss – nicht zuletzt wegen der hohen Sensibilisierung der Verbraucher und der Medien zu diesem Thema – ausdrücklich eine hohe Priorität in der Konzeption und Umsetzung des **Internets der Energie** haben. Die Legislative ist gefordert, die Entwicklung des **Internets der Energie** aktiv zu begleiten und, soweit nötig, den Rechtsrahmen zur Regelung des Datenschutzes in diesem neuen Umfeld entsprechend anzupassen. Erst eine klare und transparente gesetzliche Regelung von Zugriffsrechten und -beschränkungen sowohl für den lesenden Zugriff aus Mess- und Verbrauchseinheiten als auch für den steuernden Zugriff auf Erzeuger und Verbraucher wird die notwendige Akzeptanz für diese neuen Technologien schaffen.

5.2.3 Schaffung nachhaltiger Innovationsanreize für Netzbetreiber

Die Betreiber der Übertragungs- und Verteilnetze sind zentrale Akteure bei der Realisierung einer informationstechnisch vernetzten Energiewirtschaft. Da der Netzbetrieb ein natürliches Monopol darstellt, werden die ökonomischen Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb der Strom- und Gasnetze weitestgehend vom Staat gesetzt. Diesen Handlungsspielraum sollte die Politik nutzen, um den Weg zu mehr Effizienz und Klimafreundlichkeit zu ebnen. Die derzeitige Anreizregulierung in Deutschland zielt auf die Stärkung des Marktes und damit die Erhöhung der Wettbewerbssituation ab. Damit besteht die Gefahr, dass eine zu starke Fokussierung auf die kurzfristige Senkung der Kosten geschieht. Vor dem Hintergrund der anstehenden grundlegenden Veränderungen in der Energieversorgung steht dieses Ziel im Widerspruch zur Entwicklung einer langfristig optimalen Struktur. Sowohl bei der kostenbasierten Regulierung als auch bei der Anreizregulierung wird ein Netzbetreiber Ausgaben vermeiden, die sich nicht durch höhere Erlöse aus den

Netznutzungsentgelten rentieren. Der Einstieg in das **Internet der Energie** erfordert jedoch finanzielle Anstrengungen in den Bereichen Forschung und Entwicklung beziehungsweise Pilotbetrieb neuer Systeme und Investitionen in die Netzinfrastruktur. Die Bundesnetzagentur sollte daher sicherstellen, dass Netzbetreiber ausreichende Anreize haben, diese Investitionen zu tätigen, zum Beispiel dadurch, dass entsprechende Ausgaben bei der Regulierung der Netznutzungsentgelte gesondert berücksichtigt und entschädigt werden. Ebenfalls wünschenswert wären bessere Finanzierungsmöglichkeiten für innovative Lösungen, die die Chancen und Risiken geeignet berücksichtigen. Dies wäre durch die Einführung einer ergänzenden Innovationskomponente in der Anreizregulierung, ähnlich der Innovation Funding Incentive (IFI) in England oder durch eine gezielte Förderung energieeffizienter Lösungen, wie dies zum Beispiel die kalifornische Anreizregulierung vorsieht, möglich. Auch Dänemark macht vor, wie man über die EU-Ziele hinaus gehende Ziele, nämlich 50 Prozent der Erzeugung elektrischer Energie aus Windkraft bis 2025, durch eine geeignete Regulierung effektiv fördern kann.

5.2.4 Zielgerichtete finanzielle Anreize für energieeffiziente Unternehmen

Auf Seiten der gewerblichen Energieverbraucher sollten die bisher in vielen Branchen zur Anwendung kommenden allgemeinen Strom- und Energiesteuer-Ermäßigungen daran geknüpft werden, dass Betriebe wirksame Energiemanagementsysteme einsetzen. Unternehmen, die sich aktiv an Maßnahmen beteiligen, die den Energieverbrauch senken und die zur Verwirklichung eines intelligenten und effizienten Energiesystems beitragen, sollten bevorzugt gefördert werden. Derartige monetäre Anreize beschleunigen den Einsatz entsprechender Technologien und deren Vernetzung, was zu einer schnelleren Umsetzung der Vision eines zukunftsfähigen Energiesystems führt. Sie belohnen energieeffiziente Unternehmen und stärken ihre Wettbewerbssituation gegenüber weniger effizienten Unternehmen.

5.2.5 Förderung des Einsatzes innovativer vernetzter Geräte bei Endverbrauchern

Im Bereich der privaten Endverbraucher können staatliche Programme erheblich dazu beitragen, den Einsatz neuer Technologien zu beschleunigen und effizientes Energieverbrauchsverhalten zu belohnen. Verbraucher sollten dazu angeregt werden, zeitliche Lastverschiebungen beim Betrieb ihrer Elektrogeräte zuzulassen und Smart Meters zu nutzen, um ihren persönlichen Verbrauch besser zu beobachten und Einsparpotenziale zu erkennen. Durch Informationen über die neuen Möglichkeiten, den eigenen

Energieverbrauch intelligent und effizient zu steuern, wird der Einstieg in die nötigen Technologien erleichtert (siehe auch Öffentlichkeitsarbeit, Abschnitt 5.6). Gezielte Subventionen können darüber hinaus dazu beitragen, die Kosten für die privaten Haushalte zu senken.

5.2.6 Förderung von Elektromobilität

In Zukunft wird auch der Einsatz von (hybriden) Elektrofahrzeugen eine wichtige Rolle beim Klimaschutz spielen. Die Batterien, mit denen in diesen Autos die elektrische Energie gespeichert wird, könnten einen wichtigen Puffer im Stromnetz darstellen, der bei erhöhtem Energieangebot (z. B. viel Wind in Netzen mit hohem Windstromanteil) Strom aus dem Netz aufnehmen und in Engpasssituationen wieder Strom in das Netz einspeisen kann. Sowohl die Forschung und Entwicklung in diesem Bereich als auch der Praxiseinsatz dieser Konzepte sollten von der Politik aktiv vorangetrieben werden, indem beispielsweise Elektroautos auch bei einem Masseneinsatz weiterhin steuerlich begünstigt werden. Elektrisch betriebene Fahrzeuge stellen eine der vielversprechendsten Optionen dar, um im Verkehrsbereich Emissionen zu reduzieren und so zum Klimaschutz beizutragen, vorausgesetzt sie werden hauptsächlich aus regenerativen Energien gespeist.

5.3 Forschungsförderung

5.3.1 Förderung spartenübergreifender „Multi-Utility“-Projekte
„Energieforschung“ wird zu häufig noch mit „Forschung im Bereich der Elektrizitätsversorgung“ gleichgesetzt. Aber erst die integrierte Betrachtung von Kraft, Wärme, Wasser und gegebenenfalls Kälte ermöglicht maximale Synergien zur Erreichung einer höheren Gesamteffizienz. Erste Aktivitäten wie zum Beispiel die E-Energy-Projekte¹⁰ und das Projekt DEUS 21¹¹ müssen zukünftig verstärkt werden. Dazu werden einerseits Förderprojekte zur Entwicklung und Pilotierung von Multi-Utility-Smart Metering benötigt, die die Kommunikationsanbindung und die zu verwendenden Protokolle und die Schnittstellenformate erproben. Andererseits müssen bei der Anbindung von Smart Generation entsprechende Standards weiterentwickelt und erprobt werden, um BHKW, steuerbare Erzeuger und schaltbare Verbraucher (z. B. Kühlschränke) problemlos integrieren und nutzen zu können.

5.3.2 Förderprojekte zur Realisierung Virtueller Kraftwerke
In den nächsten Jahren gilt es, unterschiedliche dezentrale Erzeugungskapazitäten mit den Möglichkeiten der Laststeuerung (prozessgesteuerter Lastabwurf z. B. in der industriellen Produktion oder durch anreizgesteuertes Verhalten privater Verbraucher) in großflächigen Leitprojekten zu kombinieren und dadurch eine optimierte Energieeffizienz der betrachteten Versorgungsinfrastruktur zu erreichen. Im Rahmen der Europäischen Technologie-Plattform Smart Grids (EC 2006) sollten bereits existierende regionale Leitprojekte auf eine grenzüberschreitende Dimension ausgedehnt werden, so dass bis ca. 2021 – also bis zum geplanten Ausstieg aus der Atomenergie in Deutschland – Virtuelle Kraftwerke flächendeckend realisiert sind.

5.3.3 Förderung von FACTS-Pilotprojekten im deutschen und europäischen UCTE-Netz

Zur Regelung der Energieflüsse zwischen den Bilanzkreisen sind netzseitig Technologien wie FACTS und HGÜ in der Fläche zu etablieren. Diese kommen in Deutschland noch nicht zur Anwendung, können jedoch zur verbesserten Nutzung der Übertragungsnetzkapazitäten einen entscheidenden Beitrag leisten. Über die Realisierung von großangelegten Pilotprojekten im deutschen und europäischen UCTE-Netz sollte hier die Möglichkeit geschaffen werden, die Potenziale dieser Technologien systemisch und im realen Betrieb zu erforschen und zu demonstrieren. So können Technologierisiken minimiert, Vorbehalte gegenüber diesen Technologien abgebaut und deren praktischer Nutzen für die Bewirtschaftung von Hochspannungsleitungen demonstriert werden.

5.3.4 Grundlagenforschung zur Energiespeicherung und -übertragung

In der eher technologieorientierten Grundlagenforschung sollte die Speicherung und (Fern-)Übertragung von Elektrizität ein eigener Forschungsförderschwerpunkt werden, da mit zunehmend dezentraler und räumlich weit getrennter Stromerzeugung und mit einem zunehmenden Einsatz von Elektroautos der Bedarf für nachhaltige Lösungen wächst. Die Förderinitiative „Lithium-basierte Energiespeicher“ des BMBF ist dazu ein guter Startpunkt, aber nicht umfassend genug. Förderwürdige Technologien in diesem Bereich sind beispielsweise auch große chemische Energiespeicher in Form von Redox Flow Systemen¹² für den stationären Einsatz und Doppelschichtkondensatoren (Supercaps) als verheißungsvolle Nachfolgetechnologie für Batteriespeicher in Elektroautos.

5.3.5 Untersuchung von Endverbraucherverhalten, Anreizmechanismen und Technologieakzeptanz

Das größte Energieoptimierungspotenzial bietet die bewusste Verhaltensänderung jedes Einzelnen. Allerdings sind die individuellen Anreize zur Änderung der eigenen Lebensweise derzeit nicht ausreichend. Es weiß zwar inzwischen jeder Bürger, wie wichtig Energiesparen ist, aber nur eine kleine Minderheit passt Lebensstil und Konsumverhalten entsprechend an. Hier sollte eine verstärkte Förderung ökonomischer und soziologischer Projekte ansetzen, die Anreizsysteme und Gruppeneffekte mit dem Ziel untersuchen, Energiebewusstsein stärker in der Bevölkerung zu verankern und nachhaltige Verhaltensänderungen herbeizuführen. Ein weiterer Faktor für die verzögerte Einführung innovativer Energiespartechnologien kann deren mangelnde Nutzerakzeptanz sein. In entsprechenden Studien und Forschungsprojekten sollte daher eingehend überprüft werden, welche Erwartungen, Bedürfnisse und Ängste Endverbraucher im Umgang mit intelligenten Endgeräten haben, so dass die so gewonnenen Erkenntnisse bei der Konzeption und der Umsetzung des **Internets der Energie** angemessen berücksichtigt werden können.

¹⁰ <http://www.e-energie.info>

¹¹ <http://www.isi.fhg.de/n/Projekte/deus.htm>

¹² vgl. <http://www.vrbpower.com>

5.4 Fördermethodik und Reorganisation

5.4.1 Bessere Koordination der Förderaktivitäten

Die deutsche Forschungsförderung im Bereich der Energie ist immer noch sehr disparat. Allein in spezifischen forschungs- und innovationspolitischen Initiativen der Jahre 2006 bis 2009 werden sechs verschiedene Bundesministerien als Verantwortliche benannt – eine Koordination mit EU-Initiativen wird nicht thematisiert. An erster Stelle steht daher die Empfehlung, alle Aktivitäten zur Förderung der Energieforschung über ministeriale Grenzen hinweg bei einem nationalen Koordinator zu bündeln. Diese Koordinationsstelle sollte die Kompetenz und die Aufgabe haben, einzelne Aktivitäten besser aufeinander abzustimmen, um so zu einer zielgerichteteren Förderung zu gelangen.

5.4.2 Stärkere Fokussierung auf systemische Forschung

Die aktuelle Schwerpunktsetzung auf einige als besonders förderungswürdig eingestufte Technologien ist einseitig und greift zu kurz. Daher zielt die Empfehlung auf einen systemischen Ansatz, der Teilbereiche der Energieforschung aus Ingenieurwissenschaften, Informatik sowie Wirtschafts- und Sozialwissenschaften beinhaltet und diese in einen übergreifenden Zusammenhang stellt. Ein gutes Beispiel hierfür ist das neu gegründete „KIT-Zentrum Energie“ des Karlsruhe Institute of Technology.¹³

5.4.3 Vorreiter bei intelligenter Energienutzung zertifizieren und auszeichnen

Über die direkte finanzielle Bezuschussung von Projekten hinaus haben sich auch solche Förderinstrumente als erfolgreich erwiesen, die Unternehmen die Möglichkeit geben, sich als Vorreiter in einem bestimmten Bereich wie zum Beispiel dem Klimaschutz zu profilieren. Zertifizierungen, Preise für das energieeffizienteste Unternehmen, die Beteiligung an innovativen und öffentlichkeitswirksamen Pilotprojekten und auch die Auslobung von Prämien (analog z. B. zum X-Price für den ersten privaten Welt- raumflug) können eine starke Motivation für Firmen darstellen, sich nachhaltig zu engagieren.

5.4.4 Integration der öffentlichen Verwaltung in das Internet der Energie

Die Entstehung des **Internets der Energie** kann durch die frühe Integration der öffentlichen Verwaltung aktiv gefördert werden. Öffentliche Gebäude wie Schulen, Hochschulen, Verwaltungen und Rathäuser können öffentlich-

keitswirksam genutzt werden, um „Best Practices“ zu demonstrieren. Gleichzeitig fördern die damit verbundenen Aufträge und Investitionen unmittelbar die einschlägigen Wirtschaftsbereiche und forcieren somit die Entwicklung und Installation der erforderlichen Technologien. Die öffentliche Verwaltung leistet so ihren aktiven Beitrag zur Energieeinsparung, den sie dann anschließend auch von jedem Bürger konsequenter einfordern kann. Darüber hinaus sollten auch die Prozesse der öffentlichen Verwaltung selbst kompatibel zu den Standards des **Internets der Energie** werden.

¹³ <http://www.forschung.kit.edu/147.php>

5.5 Aus- und Weiterbildung

5.5.1 Interdisziplinäre Studiengänge

Mit der Entstehung des **Internets der Energie** wird auch die Nachfrage nach Fachkräften, insbesondere aus den Bereichen der Elektrotechnik und der Informatik, aber auch der Wirtschaftswissenschaften, weiter steigen. Dabei werden insbesondere Akademiker/-innen mit Doppelqualifikation benötigt. In Vorbereitung darauf sollte die deutsche Hochschullandschaft um entsprechende Studiengänge ergänzt werden.

5.5.2 Erweiterung der Aus- und Weiterbildungsangebote

Neben der Hochschulausbildung muss auch das staatliche Aus- und Weiterbildungsangebot angepasst werden. Elektriker, Mechatroniker und Installateure werden im **Internet der Energie** sehr komplexe Bauteile wie elektronische Zähler oder Hausautomatisierungslösungen installieren und warten müssen, die neben elektrotechnischen Fähigkeiten auch Kenntnisse im Bereich der IKT erfordern. Darüber hinaus wird es einen großen Bedarf an Fachinformatikern geben, die eine gute Kenntnis der Energiedomäne haben. Der Bedarf an intelligenten Bauteilen wie Smart Meters, DEMS etc. ist groß, die Zahl entsprechend qualifizierter Fachinformatiker aber gering. Um diesen neuen Anforderungen Rechnung zu tragen, müssen neue Ausbildungsberufe geschaffen und die bereits bestehenden Ausbildungsordnungen angepasst und erweitert werden.

5.6 Öffentlichkeitsarbeit

5.6.1 Kommunikation der Potenziale und Vorteile für eine breite Öffentlichkeit

Das **Internet der Energie** hat das Potenzial, viele Lebensbereiche tiefgründig zu verändern. Dazu müssen die Kunden aber bereit sein, sich zukünftig auf gewisse Veränderungen bestehender Lebensgewohnheiten einzulassen, was von sich aus nicht selbstverständlich ist. Beispielsweise werden Nutzer künftig die Waschmaschine nicht direkt einschalten, wenn sie befüllt ist, sondern nur zum Betrieb freigeben. Das System optimiert dann aus der energiewirtschaftlichen Gesamtsicht und unter Wahrung von Nutzerpräferenzen den Zeitpunkt, zu dem die Waschmaschine tatsächlich in Betrieb geht. Die Bevölkerung muss dazu umfassend über das System, seine Anwendungen und vor allem die damit verbundenen Vorteile hinsichtlich verbesserter Effizienz und Klimaverträglichkeit informiert werden. Dazu müssen die entsprechenden technischen und energiewirtschaftlichen Hintergründe und Zusammenhänge für verschiedene Zielgruppen aufbereitet und anschaulich und verständlich dargestellt werden.

5.6.2 Maßnahmen zur Vertrauensbildung

Insbesondere vertrauenswürdige Quellen sind mit Mitteln auszustatten, um für die Darstellung, Kommunikation und Klärung von Fragen rund um das Thema **Internet der Energie** für den Bürger zur Verfügung zu stehen. Geeignet erscheinen Broschüren, Fachtagungen oder Anzeigen in der Tagespresse, um die Bevölkerung mit dem bevorstehenden Wandel vertraut zu machen. Diese Maßnahmen müssen Hand in Hand gehen mit der aktiven Gestaltung des Rechtsrahmens und der vorsorglichen Regelung des Datenschutzes. Die Maßnahmen zur Implementierung des Datenschutzes müssen frühzeitig transparent gemacht werden.

Anhang

Abkürzungen

μ-KWK	Micro-Kraft-Wärme-Kopplung (kleine KWK Anlagen)
AAL	Ambient Assisted Living
APX	Amsterdam Power Exchange
BACnet	Building Automation and Control Networks (Kommunikationsstandard)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMWi	Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie
CCS	Carbon Capture and Storage
Cenelec	Comité Européen de Normalisation Electrotechnique
DEMS	Dezentrales Energiemanagementsystem
DSM	Demand Side Management
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EIB/KNX	KNX Association
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERGEG	European Regulators' Group for Electricity and Gas
ESB	Enterprise Service Bus
ESMIG	European Smart Metering Industry Group
ETSI	European Telecommunications Standards Institute
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
Figawa	Bundesvereinigung der Firmen im Gas- und Wasserfach e. V.
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IFI	Innovation Funding Incentive
IGBT	Intelligenter Wechselrichter
IGD	Intelligent Grid Devices
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
KEMA	Beratungs- und Prüfgesellschaft für die Energiewirtschaft
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LED	Licht-emittierende Diode
LON	Local Operating Network
OLED	Organische LED
PEV	Plug-in Electrical Vehicle
PHEVs	Plug-in Hybrid Electrical Vehicle
SOA	Serviceorientierte Architekturen
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TWh	Terawattstunde
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V.
WEA	Windenergieanlagen
WELMEC	Western European Legal Metrology Cooperation
ZigBee	Low-power wireless-Standard der ZigBee Alliance
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V.

Abbildungen

Abbildung 1:	Jährliches weltweites CO ₂ -Einsparpotenzial durch Einsatz von IKT	7
Abbildung 2:	Prognosen und Trends – Verfügbarkeit fossiler und erneuerbarer Energieträger	7
Abbildung 3:	Regulatorisches und politisches Umfeld – Regulierungsmaßnahmen im Energiesektor	8
Abbildung 4:	Vielfalt der Akteure und vertraglichen Beziehungen im liberalisierten Strom-, Zähl- und Messmarkt ...	9
Abbildung 5:	Internet der Energie	13
Abbildung 6:	Smart Home – Einsatz von IKT zur Energieoptimierung in Haushalten	14
Abbildung 7:	Großtechnische Energieerzeugung, -verteilung und -speicherung – Paradigmenwechsel in der Netztechnik	16
Abbildung 8:	Dezentrale Energieerzeugung und Speicherung	17
Abbildung 9:	IKT-Infrastruktur mit Smart Metering	18
Abbildung 10:	Anforderungsdomänen Internet der Energie	20
Abbildung 11:	Handel und Dienstleistungen – Entwicklungen im liberalisierten Energiemarkt	23
Abbildung 12:	Übergangsprozess zum Internet der Energie	25
Abbildung 13:	Vielfalt der Standards in Gebäudeautomation, Smart Metering und Energietechnik	28

Literaturquellen

- Allianz. (2006). „Energie der Zukunft.“ Abruf 15.12.2007, von http://www.allianz.com/de/allianz_gruppe/presse/news/finanznews/beteiligungen/news6.html.
- BGR (2008). Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007 – Jahresbericht 2007. Hannover, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.
- BMU (2008). Klimaschutz-Impulsprogramm zur Förderung von Mini-KWK Anlagen. Berlin, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMWi (2006). Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- BNetzA (2006). Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor (GeLi Gas), Bundesnetzagentur. BK7-07-067.
- BNetzA (2006). Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Strom (GPKE), Bundesnetzagentur. BK6-06-009.
- Brinker, W. (2007). „Stromwirtschaft fördert zukunftsweisende Energieprojekte.“ von http://www.strom.de/vdew.nsf/id/DE_20070522_Rede_Brinker.
- Bundesrat (2007). Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt KOM(2007), Bundesrat. Ratsdok. 13043/07.
- Bundestag (2008). Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb, Bundesanzeiger. 1790.
- Cox, P. M., R. A. Betts, et al. (2000). „Acceleration of global warming due to carbon cycle feedbacks in a coupled climate model.“ *Nature* 408: 184-187.
- Darby, S. (2006). The effectiveness of feedback on energy consumption., Environmental Change Institute, University of Oxford.
- dena (2005). Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln, Deutschen Energie-Agentur GmbH.
- EC (2006). European Technology Platform Smart Grids, Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future, European Communities. RTD Info – EUR 22040. Luxembourg, European Commission.
- EU (2006). Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen, Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union.
- EU (2007). World Energy Technology Outlook to 2050, MEMO 07/2.
- EU Kommission (2006). Aktionsplan für Energieeffizienz: Das Potenzial ausschöpfen, Kommission der Europäischen Gemeinschaften. KOM(2006) 545.
- Frey, H. (2007). Preissignal an der Steckdose. dena Energie Forum. Berlin, EnBW Energie Baden Württemberg AG.
- Heimann, K. (2008). Energy Supply of the Future – Introduction to the AMI@SAP Project. 2008 IET Seminar on Smart Metering – Gizmo or Revolutionary Technology.
- Henning, E. (2006). „Positives Fazit: Betriebserfahrungen mit dem Virtuellen Kraftwerk Unna.“ *BWK. Das Energie-Fachmagazin* 58(7): 28-30.
- Hope, S. and M. Stevenson, Eds. (2008). *Climate Change and Energy: 20 20 20 by 2020.* EU Focus, Delegation of the European Commission to the United States.
- IEA (2008). *World Energy Outlook 2008.* Paris, International Energy Agency.
- IPCC (2007). *Climate Change 2007: Synthesis Report,* International Panel on Climate Change.
- Jesse, J.-H. and C. van der Linde (2008). *Oil Turbulence in the Next Decade: An Essay of High Oil Prices in a Supply-constrained World.* Den Haag, Netherlands, Clingendael International Energy Programme.
- Keen, M., H. H. Chin, et al. (2006). *Patterns: Extended Enterprise SOA and Web Services,* IBM Redbooks.
- Lewiner, C. (2002). „Business and Technology Trends in the Global Utility Industries.“ *Power Engineering Review, IEEE* 21(12).
- Lieberman, B. and K. Tholin (2004). *Retail Real-Time Pricing for Mass Market Customers – Experience, Perspectives, And Implications For A Post-2006 Policy Framework,* Illinois Commerce Commission.
- Martinsen, D., J. Linssen, et al. (2006). „CCS: A future CO2 mitigation option for Germany? A bottom-up approach.“ *Energy Policy* 35(4): 2110-2120.

-
- Schlissel, D., L. Johnston, et al. (2008). Don't Get Burned – The risks of investing in new coal-fired generating facilities. New York, Synapse Energy Economics, Inc.
- Stähler, P. (2001). Geschäftsmodelle in der digitalen Ökonomie: Merkmale, Strategien und Auswirkungen. Köln, Josef Eul Verlag.
- StatBA (2006). Datenreport 2006: Zahlen und Fakten über die Bundesrepublik Deutschland. Berlin, Statistisches Bundesamt.
- Stevens, P. (2008). The Coming Oil Supply Crunch. London, Royal Institute of International Affairs.
- The Climate Group (2008). SMART 2020: Enabling the low carbon economy in the information age, Global e-Sustainability Initiative (GeSI).
- The Economist (2008). „A special report on the future of energy.“ Economist 25/2008.
- Valocchi, M., A., J. J. Schurr, et al. (2007). Plugging in the consumer: Innovating utility business models for the future., IBM Institute for Business Value study.

Forderungskatalog

Standardisierung

1. Harmonisierung und Integration bestehender Standards und Protokolle
2. Ausweitung der Standardisierungsbemühungen auf Gas, Wärme und Wasser
3. Koordinierte Förderung von Interoperabilität
4. Offene Kommunikationsstandards für neue Technologien

Anreize, Regulierung und rechtlicher Rahmen

5. Schaffung eines widerspruchsfreien Rechtsrahmens
6. Einhaltung des Datenschutzes von Anfang an
7. Schaffung nachhaltiger Innovationsanreize für Netzbetreiber
8. Zielgerichtete finanzielle Anreize für energieeffiziente Unternehmen
9. Förderung des Einsatzes innovativer vernetzter Geräte bei Endverbrauchern
10. Förderung von Elektromobilität

Forschungsförderung

11. Förderung spartenübergreifender „Multi-Utility“-Projekte
12. Förderprojekte zur Realisierung Virtueller Kraftwerke
13. Förderung von FACTS-Pilotprojekten im deutschen und europäischen UCTE-Netz
14. Grundlagenforschung zur Energiespeicherung und -übertragung
15. Untersuchung von Endverbraucherverhalten, Anreizmechanismen und Technologieakzeptanz

Fördermethodik und Reorganisation

16. Bessere Koordination der Förderaktivitäten
17. Stärkere Fokussierung auf systemische Forschung
18. Vorreiter bei intelligenter Energienutzung zertifizieren und auszeichnen
19. Integration der öffentlichen Verwaltung in das „Internet der Energie“

Aus- und Weiterbildung

20. Interdisziplinäre Studiengänge
21. Erweiterung der Aus- und Weiterbildungsangebote

Öffentlichkeitsarbeit

22. Kommunikation der Potenziale und Vorteile für eine breite Öffentlichkeit
23. Maßnahmen zur Vertrauensbildung

Impressum

BDI-Drucksache Nr. 418
Stand/Auflage: Dezember 2008/7.000 Exemplare
ISSN 0407-8977

Herausgeber:

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), Breite Straße 29, 10178 Berlin, www.bdi.eu
BDI initiativ IKT für Energiemärkte der Zukunft

Verlag:

Industrie-Förderung Gesellschaft mbH, Berlin

Arbeitskreisleitung:

Dr. Orestis Terzidis, SAP AG

Autoren (alphabetisch):

Carsten Block	Universität Karlsruhe (TH)
Prof. Dr. Frank Bomarius	Fraunhofer IESE
Dr. Peter Bretschneider	Fraunhofer IITB/AST
Florian Briegel	BDI initiativ
Dr. Norbert Burger	Figawa
Bernhard Fey	RheinEnergie AG
Hellmuth Frey	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Dr. Jens Hartmann	VISOS GmbH
Claus Kern	Siemens AG, Energy Sector
Dr. Bernhard Plail	Siemens AG, Energy Sector
Georg Praehauser	ABB AG
ir. Luc Schetters	RheinEnergie AG
Friedrich Schöpf	Robert Bosch GmbH
Detlef Schumann	IBM Deutschland GmbH
Frank Schwammberger	IBM Deutschland GmbH
Dr. Orestis Terzidis	SAP AG
Ralf Thiemann	IBM Deutschland GmbH
Dr. Clemens van Dinther	FZI – Forschungszentrum Informatik
Dr. Klaus von Sengbusch	ABB AG
Dr. Anke Weidlich	SAP AG
Prof. Dr. Christof Weinhardt	Universität Karlsruhe (TH)

Gesamtredaktion:

Florian Briegel, BDI initiativ

Graphik und Layout:

Konzept: Factor Design
Umsetzung: Sabine Sexauer

Gesamtherstellung:

Müllerdruck Mannheim

Das Werk, einschließlich aller seiner Bestandteile, ist urheberrechtlich geschützt. Schutzgebühr: 2,50 Euro.

Die Online-Version dieser Broschüre, eines Szenarien-Posters sowie eines Flyers steht unter www.bdi-online.de/BDIinitiativ/IKTderZukunft.htm zum Download bereit.

