

FZI Forschungszentrum Informatik

Forschungsbereich IPE

Prof. Dr. Christof Weinhardt

Energiemärkte der Zukunft

- White Paper -

September 2006

Clemens van Dinther, Anke Weidlich und Carsten Block

Inhaltsverzeichnis

1	Energie- und Servicemärkte der Zukunft	1
1.1	Veränderungsdruck	1
1.1.1	Umweltgesetzgebung.....	2
1.1.2	Rechtliche und wettbewerbliche Veränderungen	2
1.1.3	Weitere Entwicklungstendenzen	3
1.2	Chancen und Herausforderungen	4
2	Ausgangssituation: Energiemärkte und Technik heute.....	6
2.1	Stromerzeugung und -verbrauch.....	6
2.2	Übertragung und Verteilung von Strom	6
2.2.1	Netzbetrieb in Deutschland	6
2.2.2	Energiewirtschaftsgesetz und Bundesnetzagentur	7
2.2.3	Erneuerbare-Energien-Gesetz	8
2.3	Stromgroßhandel.....	8
2.3.1	Märkte und Börsen.....	9
2.3.2	Wettbewerb und Preise	9
2.4	Stromvertrieb.....	10
2.4.1	Kundengruppen und Stromprodukte	10
2.4.2	Messung / Abrechnung	12
3	Forschungsprojekte und Entwicklungen in Deutschland und Europa.....	13
3.1	Intelligente Netzinfrastruktur.....	13
3.1.1	SmartGrids	13
3.1.2	CRISP	14
3.2	Smart Metering und Automated Meter Management.....	14
3.2.1	SELMA.....	15
3.2.2	Automated Meter Management Initiative „Telegestore“ (Enel).....	15
3.2.3	Automated Meter Reading (NESA)	16
3.2.4	Strompreissignal an der Steckdose (EnBW)	16
3.3	Virtuelle Kraftwerke und Dezentrale Energiesysteme	16
3.3.1	SESAM.....	17
3.3.2	Virtuelles Regelkraftwerk der STEAG Saar Energie AG	17
3.3.3	Globales Energiemanagement an der HAW Hamburg.....	18
4	Vom Energiemarkt zu Energieservicemärkten	19
4.1	Szenario	19
4.1.1	Versorger	20
4.1.2	Endverbraucher.....	21
4.1.3	Netzbetreiber.....	21
4.1.4	Regulierer.....	21
4.2	Serviceorientierung und neue Geschäftsmodelle	22
4.2.1	Stromhandels- und Informationsportale	22
4.2.2	Stromintermediäre.....	22
4.2.3	Real-Time Pricing.....	22
4.2.4	Real-Time Balancing.....	23
4.2.5	Energiemanagement.....	24
4.3	Architekturen für Strom- und Servicemärkte	24
4.3.1	Stromhandel.....	24
4.3.2	Servicemärkte	26
4.4	Vernetzung und Integration neuer Services	28
4.4.1	Marktplattformen	28
4.4.2	Energiemanagementsysteme.....	28

4.4.3	Endgeräte.....	29
5	Zusammenfassung.....	30
	Referenzen.....	31
	Weiterführende Fachzeitschriften.....	32
	Konferenzen und Symposien.....	32

1 Energie- und Servicemärkte der Zukunft

Energiemärkte sehen sich derzeit einem starken Veränderungsdruck ausgesetzt, der durch verschiedene Faktoren getrieben wird. Einerseits sind legislative Veränderungen auf nationaler wie internationaler Ebene zu beobachten, die sich vor allem auf Wettbewerb und Umweltschutz konzentrieren, andererseits werden auch technische Entwicklungen und Innovationen die Rahmenbedingungen in der Energieversorgung verändern. Zusätzlich stellen kontinuierlich steigende Kosten für Primärenergie einen großen Anreiz dar, die Energieversorgung effizienter zu gestalten - sowohl auf Seiten der Verbraucher als auch auf Seiten der Versorger.

Diese Einflüsse werden den Energiemarkt in den nächsten Jahren und Jahrzehnten maßgeblich beeinflussen und verändern. Verschiedene Szenarien sind dabei denkbar. Das Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (IZT) hat zur Abschätzung und Bewertung zukünftiger Entwicklungen eine europaweite Delphi-Studie durchgeführt (Velte et al., 2006), die in ihrem Kernpunkt einen Bedeutungsverlust fossiler und nuklearer Energien zugunsten regenerativer Energiequellen postuliert. Es ist wahrscheinlich, dass die Energiemärkte in 20 Jahren einen stärker dezentralen Charakter aufweisen als dies heute der Fall ist. Aufgrund knapper werdender Ölréserven wird alternativen Energiequellen wie Gas und Wasserstoff zunehmend mehr Bedeutung zukommen.

Nachfolgend werden zunächst jene Faktoren beschrieben und untersucht, von denen anzunehmen ist, dass sie großen Einfluss auf den Wandel der Energiemärkte haben werden. Auf Basis dieser Überlegungen wird anschließend die Vision eines Elektrizitätsmarktes der Zukunft skizziert sowie Chancen und Risiken abgeleitet.

1.1 Veränderungsdruck

Schon heute belasten steigende Energiekosten private Haushalte und Unternehmen zunehmend. Knapper werdende Ressourcen an fossilen Brennstoffen und die steigende Energienachfrage von Schwellenländern wie z.B. Indien und China werden diesen Trend in den nächsten Jahrzehnten weiter verstärken. Um das wirtschaftliche und soziale Leben Europas aufrechtzuerhalten nimmt das Ziel der Versorgungssicherheit einen sehr wichtigen Stellenwert ein. Zur langfristigen Sicherung der vor allem in Deutschland bereits sehr hohen Versorgungssicherheit sind sowohl auf Nachfrage- als auch auf Angebotsseite Anstrengungen notwendig. Auf der Nachfrageseite werden Verbrauchsenkungen notwendig, die durch effizientere Geräte einerseits und ein verbessertes Energiemanagement andererseits erreicht werden können. Letzteres erfordert allerdings eine informationstechnische Unterstützung und den Aufbau geeigneter Servicestrukturen, die bspw. durch bessere Informationsbereitstellung oder Beratung einen effizienteren Energieeinkauf und -verbrauch ermöglichen. Auf Angebotsseite müssen ältere Anlagen durch transformationseffizientere und von fossilen Energieträgern unabhängige Technologien ersetzt werden. Dabei werden dezentrale Stromerzeugungseinheiten wie z.B. Photovoltaik-, Windkraft- oder Biogasanlagen an Bedeutung gewinnen.

Auf politischer Ebene wurden in den letzten Jahren sowohl im nationalen als auch im europäischen Kontext gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen, die auf eine Verbesserung des Wettbewerbs im Energiesektor sowie auf eine Stärkung des Umweltschutzes abzielen. Diese beiden Themen werden daher im Folgenden gesondert betrachtet.

1.1.1 Umweltgesetzgebung

Die Staaten der europäischen Union haben sich 1997 im Kyoto-Protokoll verpflichtet, den Ausstoß von Treibhausgasen bis zum Jahr 2012 unter das Niveau von 1990 zu senken (für Deutschland bedeutet dies eine Absenkung von 21%). Als Steuerungskomponente sind Emissionsrechte eingeführt worden, die an die emittierenden Betriebe ausgegeben wurden und in Form von Zertifikaten gehandelt werden können. Die Anzahl der Zertifikate wird im Laufe der Zeit reduziert, um die Emissionsziele zu erreichen. Da die Stromerzeugung in der EU neben Atomkraft zum größten Teil durch fossile Brennstoffe realisiert wird (in Deutschland zu ca. 60%), kommt dem Emissionshandel in der Energiewirtschaft bereits jetzt und auch langfristig eine wichtige Bedeutung als Produktions- und Wettbewerbsfaktor zu.

Einige Staaten der EU haben darüber hinaus auch bzgl. der Nutzung von Kernenergie Regelungen getroffen. So sollen bspw. in Deutschland, Schweden, Österreich, Belgien und Italien die Atomkraftwerke nach einer festgelegten Restlaufzeit abgeschaltet und keine Genehmigung für den Bau neuer Kraftwerke erteilt werden. Ob sich die gesellschaftliche Akzeptanz der Atomenergienutzung in anderen Staaten verändert und dort auch zu einem Ausstieg führen wird, ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht absehbar¹. Die Erzeugungskapazitäten der Kernkraftwerke der oben genannten Länder müssen durch entsprechende Maßnahmen (effizientere Energienutzung und andere Erzeugungstechnologien) ausgeglichen werden. Dabei ist aufgrund der im Kyoto-Protokoll beschlossenen Vereinbarung zur Senkung der Treibhausgase eine einfache Substitution durch traditionelle fossile Kraftwerke keine nachhaltige Alternative. Optionen wie CO₂-Abscheidung und -speicherung für fossile Großkraftwerke und vor allem nicht-fossile Kraftwerke müssen stärker in den Fokus rücken.

Die beiden Maßnahmen zu Klimaschutz und Atomausstieg erhöhen einerseits den Druck auf Verbraucherseite, Energie effizienter zu nutzen, und andererseits auf Erzeugerseite, effizientere und umweltfreundliche Energieerzeugungstechnologien einzusetzen. Dabei werden insbesondere auch regenerative Optionen wie Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft sowie Biomasseanlagen an Bedeutung gewinnen.

1.1.2 Rechtliche und wettbewerbliche Veränderungen

Mit der so genannten Beschleunigungsrichtlinie Strom und Gas zielt die Gesetzgebung der Europäischen Union auf eine Stärkung des Wettbewerbs auf den Energiemärkten ab. Zentrale Punkte hierbei sind die Trennung von Netzbetrieb und Energieerzeugung und -vertrieb, der diskriminierungsfreie Netzzugang sowie die Regulierung der Netznutzungsentgelte. Durch die Trennung von Netzbetrieb und Energievertrieb sollen alle Energieversorger die vorhandenen Netze zu gleichen Konditionen nutzen können, so dass es insbesondere kleineren regionalen Anbietern erleichtert wird, Stromprodukte zu vertreiben. Dadurch kann der Wettbewerb unter den Versorgern erhöht werden.

¹ In der aktuellen Diskussion in Deutschland wird der Atomausstieg von einigen Akteuren zunehmend in Frage gestellt. Die Anstrengungen einiger Politiker und Energieversorger beschränken sich jedoch weitgehend auf die Forderung einer Verlängerung der ausgehandelten Restlaufzeiten für die bestehenden Kernkraftwerke. Dass kaum ein Akteur den Bau neuer Kraftwerke anspricht oder eine Diskussion hierzu fordert, lässt nach Einschätzung der Autoren den Schluss zu, dass ein Neubau von Atomkraftwerken in Deutschland gesellschaftspolitisch sehr schwer durchsetzbar wäre, sodass in längeren Zeithorizonten davon ausgegangen werden muss, dass vermehrt alternative Kraftwerke gebaut werden.

Eine weitere Initiative zielt auf einen verbesserten Zugang zu den transnationalen Grenzkuppelstellen. Dadurch soll der Stromhandel über Ländergrenzen hinweg und so langfristig der Wettbewerb angekurbelt werden, da Verbraucher ihren Stromversorger innerhalb der EU künftig frei wählen können.

Rechtliche Regelungen sollen einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Energienetzen ermöglichen. Um eine effiziente Leistungserbringung im Netzbetrieb zu erreichen, wird derzeit von der Bundesnetzagentur eine Anreizregulierung etabliert. Dies ist eine alternative Methode zur rein kostenorientierten Entgeltbildung, indem durch Entkoppelung von Erlösen und Kosten ein Anreiz zum effizienten Netzbetrieb geschaffen wird. Die Netznutzungsentgelte werden dabei von der Regulierungsbehörde überwacht und gegebenenfalls korrigiert.

Die Liberalisierung der Energiemärkte kann allerdings auch dazu führen, dass aufgrund der hohen Netzanschlusskosten für entlegene Gebiete (z.B. Inseln, wenig besiedelte Regionen) ein Anschluss an das pan-europäische Netz nicht rentabel ist und in solchen Fällen eher abgekoppelte, dezentrale Lösungen umgesetzt werden. In diesem Zusammenhang sind regenerative Energiequellen einerseits, und kleine fossil betriebene Generatoren sowie Brennstoffzellen andererseits interessante Alternativen zur zentralen Erzeugung der benötigten Energie. Die Belieferung mit Gas für Brennstoffzellen kann in einem solchen Szenario allerdings eine von Gasnetzen unabhängige Infrastruktur erforderlich machen (z.B. Belieferung per Schiff/LKW).

Darüber hinaus ist eine Flexibilisierung des Stromeinkaufs zu erwarten, die durch rechtliche Regelungen gesichert wird. Derzeit werden im B2C-Bereich des Energiesektors vornehmlich Jahresverträge abgeschlossen, in zukünftigen Energiemärkten wird sich hier aber aufgrund des wachsenden und dynamischeren Wettbewerbs voraussichtlich eine wesentlich flexiblere Lösung mit tages- oder stundenweise geschlossenen „ad hoc“-Verträgen etablieren.

1.1.3 Weitere Entwicklungstendenzen

Neben den rechtlichen Rahmenbedingungen hat auch die sicherheitspolitische Entwicklung Einfluss auf die Ausgestaltung der Energieinfrastruktur. Diese ist bei der Konzentration auf wenige leistungsstarke Kraftwerke mit großen Übertragungsleitungen gegenüber Störungen und gezielten Angriffen anfälliger als ein dezentral organisiertes Netzwerk. Auch aus diesem Blickwinkel besteht also angesichts aktueller weltpolitischer Entwicklungen ein Veränderungsdruck hin zu eher dezentral organisierten Versorgungsnetzen, die auch bei aktiver Störeinwirkung eine größere Überlebensfähigkeit besitzen als zentral organisierte Netze.

Aus technischer Sicht ergibt sich ebenfalls ein Veränderungsbedarf. Zum einen werden in naher Zukunft massive Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen in Netz und Kraftwerkspark notwendig, zum anderen müssen die bereits erläuterten notwendigen Investitionen in erneuerbare Energien sowie in Ersatztechnologien für die zu schließenden Kernkraftwerke getätigt werden. Insgesamt entsteht so ein hoher Investitions- und Forschungsdruck. Der VDEW (2006) beziffert den Investitionsbedarf in der Stromwirtschaft auf ca. 80 Mrd. Euro, wobei die eine Hälfte in den Neubau von Kraftwerken, die andere in die Erneuerung und den Ausbau der Netzinfrastruktur fließen werden.

Bei der Investition in Ersatztechnologien für die abzuschaltenden Kernkraftwerke wird nach Expertenschätzung (vgl. Velte et al. 2006) das Potential von on-shore Windfarmen – anders als bei off-shore Windparks – bis zum Jahr 2030 vollständig ausgeschöpft sein. Daneben werden bis zu diesem Zeitpunkt vermehrt Investitionen in klei-

neere Wellen- und Ozeankraftwerke getätigt werden. Auch Photovoltaik wird bis zum Jahr 2030 effizienter und damit attraktiver werden, so dass voraussichtlich bis zu 5% der Energieversorgung über Solarenergie gedeckt werden kann. Außerdem werden Wasserstoff und Brennstoffzellen weiter an Bedeutung gewinnen.

In Bezug auf die Übertragungstechnologien wird in der Studie davon ausgegangen, dass Übertragungskapazitäten mit neuartigen Hochtemperatur-Supraleitern ausgebaut werden können. Zudem wird ein engmaschiges europäisches Netz mit Hilfe verbesserter IT-Unterstützung nicht nur genauere Verbrauchsmessungen ermöglichen, sondern auch eine intelligente Verbrauchssteuerung übernehmen. Hier spielen dezentrale, in das Netz eingebettete Systeme (*embedded systems*), die als intelligente Signalgeber fungieren, eine entscheidende Rolle.

Die aufgezeigten Faktoren lassen darauf schließen, dass eine starke Veränderung der europäischen Energiemärkte, insbesondere der Strommärkte bevorsteht; im Folgenden wird speziell auf Elektrizitätsmärkte eingegangen.

Betrachtet man zusammenfassend die Wirkung der Impulse, die die Elektrizitätsmärkte der Zukunft prägen werden, so ist im Wesentlichen davon auszugehen, dass diese weit mehr als heute dezentralisiert sein werden. Die Energieeffizienz wird signifikant über dem heutigen Niveau liegen², und auch auf Erzeugerseite werden Entwicklungsfortschritte den Wirkungsgrad insbesondere im Bereich der regenerativen Energien Energieerzeugung verbessern. Insgesamt werden diese Einsparungen durch den weiter steigenden Energiebedarf aber egalisiert. Die EU wird über einen gut vernetzten und damit sehr dynamischen Strombinnenmarkt verfügen, in dem sich die Versorger einem starken Wettbewerb ausgesetzt sehen, welcher wiederum zu stabilen Preisen und effizienter Erzeugung führt. Die aus einem solchen Szenario resultierenden Chancen und Herausforderungen beschreibt das folgende Kapitel.

1.2 Chancen und Herausforderungen

Die Liberalisierung und Flexibilisierung des Elektrizitätsmarktes bietet vielfältige Chancen. Diese sind einerseits in einem Innovationsvorsprung bei der Technologie zur Elektrizitätserzeugung zu sehen. Aufgrund der abzusehenden Entwicklung können frühzeitig die Weichen gestellt werden, regenerative Energien als Alternative zu fossilen Energiequellen voranzutreiben.

Zusätzlich verlangen die zunehmende Flexibilisierung und der steigende Effizienzdruck durch höheren Wettbewerb nach einem neuen Verständnis von Elektrizitätsmärkten als Servicemärkte, in denen das Produkt „Stromlieferung“ nur noch eine Dienstleistung unter vielen ist. Allein die Trennung von Stromnetz und -vertrieb lässt verbesserte Verfahren zur Strommessungen notwendig werden, und zwar nicht nur an den Kupplungsstellen der Netze, sondern auch unmittelbar bei den Endabnehmern. Diese Messungen müssen jedoch nicht notwendigerweise vom Netzbetreiber vorgenommen werden, sondern können auch von anderen Dienstleistern angeboten werden. Diese sind beispielsweise wiederum auf geeignete Hardware- und Softwarelösungen angewiesen, um die Messungen durchführen zu können, welche zum heutigen Zeitpunkt jedoch noch nicht in der benötigten Form und Marktreife verfügbar sind. Es ergibt sich daraus also sowohl Potential für neue Dienstleistungen als auch für neue Produkte.

² In der Studie von Velte et al. (2006) gehen die befragten Experten von einer Reduzierung der benötigten Energiemenge pro produziertem Gut von 50% aus.

Zur verbesserten Lastregulierung sind genauere Prognosen der Lastentwicklung und eine höhere Aktualität der Lastwerte notwendig. Diese Daten können bspw. über real-time Stromzähler bei den Verbrauchern (Haushalte, Gewerbe, Industrie) erhoben werden. Die Aufbereitung dieser Daten und die Prognoseerstellung kann wiederum von einem Dienstleister erbracht werden. Auch dies ist also ein Beispiel für eine neue Dienstleistung, die sich im Kontext solcher Märkte etablieren wird.

Die Vision eines Energie- und Servicemarkts der Zukunft wird in Kapitel 4 detaillierter skizziert. Zuvor wird in Kapitel 2 die Situation heutiger Energiemärkte übersichtsartig beschrieben. Kapitel 3 geht auf derzeit laufende Forschungsprojekte im Bereich zukünftiger Energiesysteme ein.

2 Ausgangssituation: Energiemärkte und Technik heute

2.1 Stromerzeugung und -verbrauch

Der größte Teil der Stromproduktion in Deutschland wird über konventionelle Kraftwerke der großen Energieversorger abgedeckt. Dabei werden hauptsächlich Kohle-, Öl-, Gas-, Wasser- und Atomkraftwerke eingesetzt. Darüber hinaus gibt es in Deutschland eine wachsende Zahl kleiner Stromerzeugungseinheiten wie Blockheizkraftwerke, Brennstoffzellen, Photovoltaik- und Windkraftanlagen.

Der Anteil von Wind- und Wasserkraft an der Bruttostromerzeugung betrug 2005 jeweils über 4 % (vgl. Energiedaten 2006 des BMWI) und wird sich nach Einschätzung vieler Experten in den nächsten Jahren noch deutlich steigern. Der Trend zum Ausbau erneuerbarer Energiegewinnung führte 2005 zu Investitionen in Höhe von 9 Mrd. Euro. Dabei entfiel der größte Anteil auf Photovoltaik- und Biomasseanlagen, während die Investitionen in Windkraft leicht zurückgingen.

Die produzierte Leistung von Wind- und Photovoltaikanlagen ist wetterabhängig und kann nicht genau prognostiziert werden. Ein virtueller Zusammenschluss solcher Anlagen mit Wasserkraft- oder Biogasanlagen, aber auch mit traditionellen fossilen Kraftwerken kann dagegen die Erzeugungsschwankungen durch gezielte Steuerung ausgleichen. Dadurch könnten derartige virtuelle Kraftwerke eine garantierte Menge Strom anbieten und diese auf die gleiche Weise auf Strommärkten handeln wie traditionelle Kraftwerke.

Schon seit Längerem geforscht wird darüber hinaus an der Nutzung der Fusionsenergie. Die europäische Fusionsforschung wird von der Europäischen Kommission koordiniert. Nach offiziellen Angaben sieht der gängige Fahrplan für die Erreichung der Stromerzeugung durch Fusion eine kommerzielle Erzeugung binnen 50 Jahren vor³. Aufgrund dieses langen Zeithorizonts wird die Fusionsenergie in dieser Studie nicht berücksichtigt.

2.2 Übertragung und Verteilung von Strom

2.2.1 Netzbetrieb in Deutschland

Das Netz zum Transport elektrischer Energie wird als natürliches Monopol bezeichnet, da die Kosten des Stromtransportes für einen einzelnen Netzbetreiber immer niedriger sind, als wenn mehrere Anbieter in einer Region (parallele) Stromnetze betreiben. Da Stromnetze von regionalen Monopolisten betrieben werden, besteht für diese der Anreiz, eine suboptimale Menge an Leitungskapazität zu höheren Preisen anzubieten. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sind jedoch sowohl die Effizienz des Stromnetzbetriebs als auch ein diskriminierungsfreier Wettbewerb in den Bereichen Stromerzeugung und Stromvertrieb wichtige Ziele. Daher ergibt sich die Notwendigkeit der Netzregulierung.

In Deutschland gibt es vier regionale Übertragungsnetzbetreiber⁴, die Strom auf der Hoch- und Höchstspannungsebene transportieren. Sie sind für einen sicheren Netz-

³ vgl. hierzu http://ec.europa.eu/research/leaflets/fusion/page_85_de.html

⁴ Hierbei handelt es sich um die ausgegliederten Gesellschaften der großen vier EVU: EnBW Transportnetze AG, E.ON Netz GmbH, RWE Transport-Netze Strom GmbH und Vattenfall Europe Transmission GmbH. Ein weiteres Energieversorgungsnetz betreibt die DB Energie, eine Tochtergesellschaft der Deutsche Bahn AG. Das Netz der Deutschen Bahn wird jedoch mit einer Frequenz von 16,7

betrieb zuständig und müssen Regelenergie beschaffen, um Schwankungen in der Netzfrequenz zu verhindern. Diese stellen sie den Netznutzern in Form von Ausgleichsenergie und Systemdienstleistungen in Rechnung. Die Verteilungsnetze auf der Mittel- und Niederspannungsebene werden überwiegend von örtlichen EVU, bspw. von Stadtwerken, betrieben. Sie gehören teilweise jedoch auch den großen Übertragungsnetzbetreibern.

Für einen zuverlässigen Netzbetrieb sind die Netzbetreiber außerdem verpflichtet, in ausreichendem Maß in die Wartung und den Ausbau der Stromnetze zu investieren. Im Bereich der Netzregulierung müssen somit die richtigen Anreize gesetzt werden, damit Netzwartung und -investitionen in der Praxis auch tatsächlich erfolgen.

2.2.2 Energiewirtschaftsgesetz und Bundesnetzagentur

Der Netzbetrieb für Strom wird in Deutschland durch das Gesetz über Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) geregelt. Das EnWG von 1998 wurde 2005 erneuert, um geltendes EU-Recht in nationales Recht umzusetzen. Im Bereich des Netzbetriebs tritt die EnWG-Novelle zudem an die Stelle der Verbändevereinbarung, die zwischen den Verbänden der Unternehmen in der Energiewirtschaft getroffen wurde und bis 2005 die Regelungen der Netznutzung festlegte.

Die Aufsicht über die Einhaltung des EnWG hat im Juli 2005 die Bundesnetzagentur übernommen. Ziel der Regulierung durch die Bundesnetzagentur ist die Schaffung eines fairen Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas, um eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung zu gewährleisten. Sie hat unter anderem die Aufgabe, einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten und die von den Unternehmen erhobenen Netznutzungsentgelte zu kontrollieren.

Laut § 21 EnWG werden die Netznutzungsentgelte „auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet“. In der Praxis kann die Festsetzung der Höhe der Entgelte entweder kostenorientiert⁵ oder anreizorientiert⁶ erfolgen.

Die Netznutzungsentgelte müssen diskriminierungsfrei sein, d.h. sie sind von allen Netznutzern in gleicher Höhe zu zahlen. Das zu zahlende Entgelt für Netznutzer richtet sich nicht nach der Entfernung zwischen Einspeise- und Entnahmepunkt, sondern nach den Spannungsebenen, die für die Stromlieferung benutzt werden, sowie nach der durchgeleiteten Leistung und elektrischen Arbeit. Alle Informationen zur Berech-

Hz betrieben (gegenüber 50Hz im nationalen Verbundnetz) und ist somit nicht ohne technischen Zusatzaufwand kompatibel.

⁵ Hierbei wird die Höhe der Netznutzungsentgelte auf der Basis von nachgewiesenen Kosten gebildet, wobei solche Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden. Darüber hinaus ist auch die Möglichkeit eines Vergleichsverfahrens vorgesehen, bei dem die Netzentgelte, Kosten oder Erlöse vergleichbarer Unternehmen gegenübergestellt werden um zu gewährleisten, dass die Betreiber das Stromnetz effizient betreiben.

⁶ Die Anreizregulierung beinhaltet die Vorgabe von Obergrenzen für die Höhe der Netzzugangsentgelte oder für die Gesamterlöse aus Netzzugangsentgelten. Diese Obergrenzen berücksichtigen Effizienzvorgaben für einzelne Netzbetreiber, für Gruppen von Netzbetreibern oder für das gesamte Stromnetz. Für ausführlichere Betrachtungen verschiedener Anreizsysteme sei an dieser Stelle auf die Referenzberichte zur Anreizregulierung der Bundesnetzagentur verwiesen.

nung der Entgelte müssen bei den jeweiligen Netzbetreibern im Internet veröffentlicht werden.

2.2.3 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Am 01.04.2000 löste das Erneuerbare-Energien-Gesetz das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) ab. Die Vergütungssätze für Strom aus Photovoltaik-, Wind-, Wasser-, Biomasse- und sonstigen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen sind nun fest vorgegeben und auf 20 Jahre festgelegt. Die Netzbetreiber müssen den von den Anlagenbetreibern produzierten „grünen“ Strom abnehmen und vergüten; um Wettbewerbsverzerrungen zwischen Netzbetreibern mit hohen und niedrigen Anteilen an EEG-Strom zu vermeiden, ist ein Ausgleichsmechanismus auf nationaler Ebene eingeführt worden, so dass jeder Netzbetreiber die gleiche finanzielle Belastung aus dieser Abnahmeverpflichtung trägt. Die Vergütungssätze, die auch von Versorgungsunternehmen beansprucht werden können, richten sich nach Anlagengröße, Anlagenertrag sowie dem Jahr der Inbetriebnahme.

Die Abnahmepflicht des grünen Stroms durch die Netzbetreiber birgt allerdings ein Problem, da die vertikale Entflechtung bzw. die geforderte strikte Trennung von Unternehmensbereichen in Erzeugung, Transport und Handel/Vertrieb nicht konsequent eingehalten werden kann. Dadurch, dass Netzbetreiber verpflichtet sind, Strom aus erneuerbaren Energiequellen abzunehmen, müssen sie zwangsläufig Händlertätigkeiten übernehmen. In diesem Fall ist der gesetzliche Rahmen zwischen EnWG und EEG inkonsistent.

2.3 Stromgroßhandel

Beim Handel mit Elektrizität stehen vor allem die großen Strombörsen im Mittelpunkt des Interesses, da die dort festgestellten Preise auch als eine Referenz für andere Marktplätze dienen. Die European Energy Exchange (EEX) in Leipzig hat sich sowohl in Deutschland als auch europaweit zu einer wichtigen Strombörse entwickelt. Nach wie vor werden jedoch noch große Strommengen bilateral in Form von OTC- (over the counter) Verträgen gehandelt, wobei insbesondere im sog. Intraday-Handel auch elektronischen Handelsplattformen mit standardisierten Produkten eine zunehmende Bedeutung zukommt.

Der Großhandel mit Strom aus dem oder in das Ausland erfolgt über einige große Kuppelstellen, über die das deutsche Netz mit den umliegenden Stromnetzen verbunden ist. Die Nutzung der Übertragungskapazität über diese Kuppelstellen wird vom jeweils angrenzenden Netzbetreiber koordiniert. Zu diesem Zweck werden zunehmend Auktionen durchgeführt, um die Transportkapazität effizient zuzuteilen.

Als „Handelspunkt“ für physische Stromlieferverträge fungieren die Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber. Eine Regelzone ist dazu in so genannte Bilanzkreise unterteilt, die aus einer beliebigen Anzahl von Einspeise- und Entnahmestellen bestehen. Sowohl Stromlieferanten als auch -einkäufer können einen Bilanzkreis bilden, in dem sie als „Bilanzkreisverantwortliche“ für jede ¼-Stunde eines Tages für eine ausgeglichene Leistungsbilanz (gleich hohe Einspeisungen wie Entnahmen) sorgen müssen. Für den Fall von Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen müssen die Übertragungsnetzbetreiber zum Ausgleich Leistung in Form von Regelenergie bereitstellen, die später den Bilanzkreisverantwortlichen als Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt wird.

2.3.1 Märkte und Börsen

An Strombörsen werden standardisierte Produkte zu einheitlichen Bedingungen anonym gehandelt. An der EEX findet jeden Tag eine Auktion für Stunden- und Blockkontrakte statt, in der alle Gebote gesammelt und zu einem festgelegten Zeitpunkt ausgeführt werden (Call Market). Darüber hinaus können während des Tages im fortlaufenden Handel Stromkontrakte gehandelt werden (kontinuierliche zweiseitige Auktion). Ein wesentlicher Vorteil von Strombörsen ist die Reduzierung des Kontrahentenrisikos dadurch, dass für jeden Handel die Börse als zentraler Vertragspartner auftritt und damit das finanzielle Erfüllungsrisiko trägt.

Die Teilnahme an einer Strombörse ist für Stromerzeuger und -versorger nicht verpflichtend. Im Jahr 2005 wurden 85,7 TWh Strom am Spotmarkt der EEX gehandelt, das entspricht 17% des Jahresverbrauchs in Deutschland. Neben dem Spotmarkt, der jeweils einen Tag vor der physischen Stromlieferung ausgeführt wird, werden an der EEX vor allem Terminkontrakte in Form von Futures gehandelt. Das finanzielle Handelsvolumen am Terminmarkt liegt mit 517 TWh bedeutend höher als das physische Volumen. Terminkontrakte stellen somit ein wichtiges Instrument zur Reduktion von Preisrisiken für Handelsteilnehmer dar.

2.3.2 Wettbewerb und Preise

Zu Beginn der Strommarktliberalisierung war in Deutschland, aber auch in anderen europäischen Ländern, ein starker Abfall der Stromgroßhandelspreise zu verzeichnen. Nach diesem Abfall, bei dem die Strompreise zeitweilig so niedrig waren, dass Experten sie als nicht kostendeckend und langfristig nicht haltbar bezeichneten, stiegen die Preise ab 2001 jedoch wieder an (siehe Preisverlauf der EU-Länder von 1994-2004, Abbildung 1).

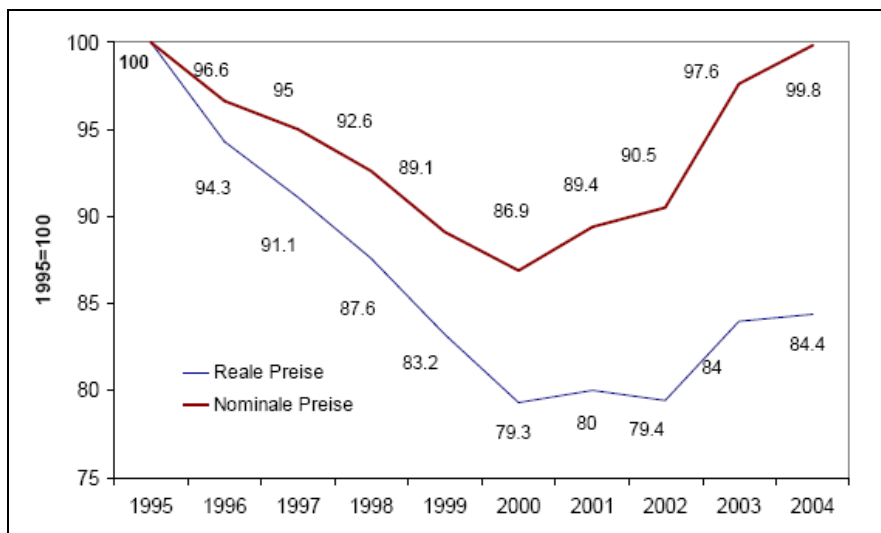


Abbildung 1: Strompreisentwicklung für Industriekunden in der EU-15 (24 GWh, 1995–2004), Quelle: economieuisse (2006) „Liberalisierung des europäischen Strommarktes -Aus der Perspektive der Wettbewerbsfähigkeit“

In der Zeit von Juni 2000 bis August 2001 war die Höhe der Strompreise an der neu gegründeten deutschen Strombörse sehr nah an den Systemgrenzkosten – ein Marktergebnis, das im Falle eines vollständig kompetitiven Marktes zu erwarten ist. Von September 2001 an entkoppelten sich die beobachteten Börsenpreise von den Systemgrenzkosten. Dies kann auf das Ausüben von Marktmacht auf der Anbieterseite hinweisen (Müsgens 2005). Es ist jedoch schwer zu entscheiden, wann und in

welchem Maße Marktmacht ausgeübt wird, und ab wann die Strompreise so hoch sind, dass regulatorische Eingriffe in den Markt gerechtfertigt sind.

Wie auch in anderen Regionen hat der deutsche Strommarkt eine oligopolistische Struktur, da es nur wenige große Stromerzeuger gibt, die – zusammengekommen – einen Großteil des Strombedarfs decken. Die vier großen Energieversorgungsunternehmen im deutschen Markt besitzen zusammen 80% der Erzeugungskapazität. Diese Unternehmen handeln als strategische Akteure im Markt und haben in einem gewissen Rahmen die Möglichkeit, die Strompreise zu beeinflussen. Aus diesem Grund wird die Wettbewerbssituation in Strommärkten stets überwacht, im Falle Deutschlands durch das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur.

Ein neuer Einflussfaktor auf die Strompreise ist der eingeführte europäische Emissionshandel. Seit Anfang 2005 müssen alle Stromerzeuger für jede Tonne CO₂, die bei der Stromproduktion entsteht, ein Emissionszertifikat vorlegen können. Falls sie nicht über genügend Zertifikate verfügen, müssen sie diese auf dem Markt zukaufen, um Strafzahlungen zu vermeiden. Dadurch, dass die Stromerzeuger die Preise für Emissionszertifikate in ihrem Gebot in Form von Opportunitätskosten berücksichtigen, stiegen die Strompreise nach Einführung des Emissionshandels merklich an; der Preisverlauf für Elektrizität korrelierte zeitweilig sehr stark mit dem Preisverlauf für Emissionszertifikate (Harrison 2006).

2.4 Stromvertrieb

Seit der Liberalisierung 1998 können alle Stromverbraucher ihren Versorger frei wählen. Während im industriellen Bereich viele Verbraucher von diesem Wahlrecht Gebrauch machten, haben nur sehr wenige Haushalte ihren Stromversorger gewechselt.

Der Stromvertrieb an Haushalte und kleine gewerbliche Verbraucher wurde traditionell hauptsächlich durch die örtlichen Stadtwerke erbracht. Diese haben oft keine eigenen Erzeugungsanlagen und müssen die Elektrizität für ihre Lieferverpflichtungen auf dem Großhandelsmarkt beschaffen. Im Zuge der Liberalisierung entstanden auch neue unabhängige Anbieter, insbesondere im Segment des „Ökostroms“. Auch die großen Energieversorger versuchten, mit eigenen Vertriebsgesellschaften Neukunden hinzuzugewinnen (z.B. Yello-Strom als 100prozentige Tochter der EnBW AG).

2.4.1 Kundengruppen und Stromprodukte

Stromkunden können anhand der Höhe und der zeitlichen Verteilung ihres Stromverbrauchs in Tarifkunden, Sondervertragskunden und Großabnehmer unterteilt werden (Zander et al. 2000).

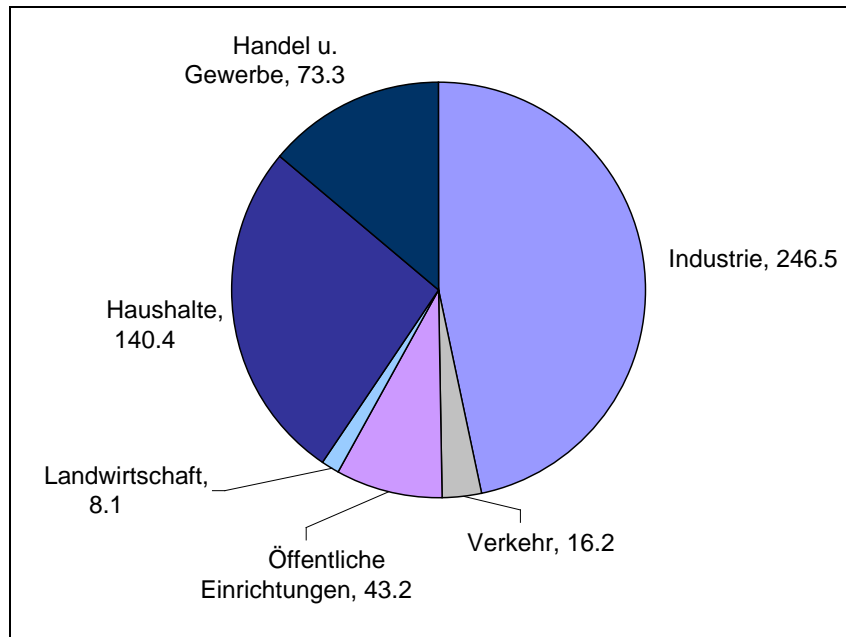


Abbildung 2: Stromverbrauch nach Verbrauchergruppen 2004 (Angaben in TWh), Quelle: Energiedaten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2006

Zu den Tarifikunden zählen die Abnehmer, die einen Jahresstromverbrauch von unter 10.000 kWh besitzen. Diese Kunden haben in der Regel einen Vertrag über Vollversorgung, in dem ein konstanter Preis pro abgenommener elektrischer Energie festgelegt wird, unabhängig vom Zeitpunkt des Stromverbrauchs⁷. Für den Stromhandel und den Ausgleich des eigenen Bilanzkreises muss der Stromversorger den Verbrauch seiner Kunden prognostizieren. Der Stromverbrauch von Tarifikunden wird auf der Basis von typischen Lastgängen ermittelt, die das durchschnittliche Verbrauchsverhalten der Kundengruppe für einen bestimmten Wochentag innerhalb einer bestimmten Saison abbilden. Die Bereitschaft zum Lieferantenwechsel lag bei Tarifikunden bisher nur bei etwa 4% (VDEW 2003). Für die große Mehrzahl ist der bisherige Netzanschluss-Betreiber immer noch der Stromlieferant.

Bei einem Jahresstromverbrauch von über 10.000 kWh werden Stromabnehmer als Sondervertragskunden eingestuft. Die Abrechnung dieser Kunden erfolgt nicht nur auf Basis des Verbrauchs, sondern auch des maximalen Leistungsbedarfs. Bei kleineren Kunden können zur Prognose des Stromverbrauchs typisierte Lastgänge eingesetzt werden, bei größeren Kunden wird der Leistungsbedarf zeitabhängig individuell durch spezielle Zähler erfasst. Im Normalfall übertragen auch kleinere und mittlere Sondervertragskunden alle Aufgaben hinsichtlich ihres Bedarfs (Lastprognose und entsprechende Lieferung) vollständig ihrem Stromlieferanten. Um bei der Lieferanten- und Produktwahl flexibel zu bleiben, ist in diesem Fall ein vom Netzanschlussvertrag unabhängiger Liefervertrag erforderlich (Koch, Baier 2003).

Großabnehmer mit mehreren Millionen kWh Jahresstromverbrauch betreiben teilweise eigene Stromerzeugungsanlagen oder decken einen Teil ihres Bedarfs im Stromgroßhandel. Die sehr großen Verbraucher betreiben zur Strombeschaffung in der Regel ein Portfolio- und Risikomanagement, um sowohl Stromkosten niedrig zu halten als auch sich gegen Preisrisiken abzusichern. Großabnehmer müssen über den

⁷ Ausnahmen hierzu bilden Verträge für Haushalte mit Nachtspeicherheizungen. Bei diesen werden zwei unterschiedliche Tarife für den Tages- und Nachtstromverbrauch festgesetzt und auch zwei unabhängige Stromzähler installiert.

Strombezug hinaus auch die Netznutzung sicherstellen, da diese in den Großhandelsverträgen nicht inbegriffen ist.

2.4.2 Messung / Abrechnung

Die Verbrauchsmessung an einer Stromentnahmestelle übernimmt der Stromnetzbetreiber, der in der Regel auch für den Einbau, den Betrieb und die Wartung des Stromzählers verantwortlich ist. Die Messdaten müssen an den Stromlieferanten eines Anschlusses weitergegeben werden, sodass dieser seinem Kunden die verbrauchte Strommenge korrekt in Rechnung stellen kann. Ein Stromvertriebsunternehmen muss somit weder ein eigenes Stromnetz betreiben noch einen neuen Anschluss zu seinem Kunden legen. Es muss jedoch dafür sorgen, dass der Bilanzkreis, zu dem die Abnahmestellen seiner Kunden gehören, in jedem 15-Minuten-Intervall ausgeglichen ist.

Die derzeit an den Endverbraucherstellen eingesetzten Stromverbrauchs-Messgeräte sind überwiegend einfache Induktionsmotorzähler, die lediglich die Summe der Verbräuche erfassen und jährlich vor Ort abgelesen werden müssen. Weiterentwicklungen in diesem Bereich hin zur Fernablesung, stundengenauen Erfassung und Automatisierung werden jedoch von einigen Netzbetreibern vorangetrieben und sind teilweise bereits im Feldversuch in Einsatz (vgl. Abschnitt 3.2).

3 Forschungsprojekte und Entwicklungen in Deutschland und Europa

3.1 Intelligente Netzinfrastruktur

Mit der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte und der verstärkten Einbindung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen werden neue Anforderungen an die effiziente Übertragung und Verteilung von Strom gestellt, denen die Stromnetze in Europa derzeit noch nicht ausreichend gewachsen sind. Der Grad der Integration der Stromnetze in Europa ist bisher noch nicht so weit fortgeschritten, dass sich ein gemeinsamer europäischer Strommarkt etabliert hätte. Auch innerhalb vieler Mitgliedsstaaten bestehen teilweise noch große ungenutzte Potentiale für mehr Wettbewerb und einen effizienteren Netzbetrieb, die mit Innovationen im Bereich der Netzinfrastruktur und des Netzbetriebs erschlossen werden könnten. Diese Fragestellungen haben in der europäischen Energiesystemforschung derzeit eine hohe Priorität. Im Folgenden werden zwei europäische Forschungsinitiativen vorgestellt, die sich mit der Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur in Europa befassen.

3.1.1 SmartGrids

Die europäische Technologieplattform *SmartGrids*⁸ stellt eine Antwort auf die neuen Anforderungen an das europäische Stromverbundnetz dar, die sich aus der Energiemarktliberalisierung, einem steigenden Strombedarf und der zunehmenden Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und dezentralen Erzeugungsanlagen ergibt. SmartGrids soll eine Vision von der Entwicklung sicherer und nachhaltiger Stromnetze in Europa bis 2020 und darüber hinaus erarbeiten sowie die strategische Forschungsagenda zur Verwirklichung dieser Vision erörtern. Dabei steht im Vordergrund, die Effizienz, Sicherheit und Zuverlässigkeit des europäischen Stromnetzes durch die Schaffung eines offeneren, interaktiven Netzes zu verbessern, in dem sowohl die Betreiber dezentraler und erneuerbarer Energiequellen als auch die Verbraucher einbezogen werden. So kann bspw. Privathaushalten, die über eigene Stromerzeugungsquellen verfügen (Mikro-KWK-Anlagen, Photovoltaikanlagen), die Teilnahme am Strommarkt ermöglicht werden.

Das Instrument der *Technologieplattform* dient zur Schaffung einer Interessensgemeinschaft aus industriellen, universitären und öffentlichen Partnern, die ein bestimmtes Themengebiet vorantreiben wollen. Es ermöglicht durch die Beteiligung aller relevanten Akteure eine bessere Berücksichtigung einer Vielzahl technischer, kommerzieller und regulatorischer Aspekte, als dies bei einzelnen Forschungsprojekten der Fall ist.

Im Rahmen des SmartGrids Projekts werden die folgenden Entwicklungen und Anforderungen an ein intelligentes europäisches Stromnetz als wesentliche Erfolgsfaktoren identifiziert: zunehmende Ausrichtung auf Services für Endverbraucher, Erneuerung und Innovation in der Netzinfrastruktur, Steigerung der Versorgungssicherheit, Energiemarktliberalisierung, Interoperabilität innerhalb des europäischen Verbundnetzes, Integration erneuerbarer Energien und dezentraler Erzeugung in traditionelle, von Großkraftwerken geprägte Strukturen, umweltpolitische Ziele wie die Einhaltung der Kyoto-Verpflichtungen, Integration von *Demand Side Management*-Programmen und eine automatisierte Messdatenerfassung sowie weitere politische, regulatorische, soziale und demographische Aspekte.

⁸ Siehe http://ec.europa.eu/research/energy/nn/nn_rt/nn_rt_dg/article_2262_en.htm

Basierend auf diesen Anforderungen lassen sich wesentliche Eckpunkte der in Kapitel 4 zu entwickelnden Vision eines europäischen intelligenten Stromnetzes wie folgt beschreiben:

- Entwicklung einer *Toolbox* erfolgreicher technischer Lösungen, die eine kosteneffiziente Stromeinspeisung aus allen Energiequellen ermöglicht;
- Harmonisierung der regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, um den grenzüberschreitenden Handel von Strom und Netzdienstleistungen zu unterstützen;
- Etablierung gemeinsamer technischer Standards und Protokolle, die einen freien Netzzugang und den Einsatz von Geräten verschiedener Hersteller erlauben;
- Entwicklung von Informations-, IT- und Telekommunikationssystemen, die es Unternehmen ermöglicht, innovative Services anzubieten und ihre Effizienz zu verbessern;
- Bereitstellung von Schnittstellen zwischen alten und neuen Netzinfrastrukturkomponenten, die eine Interoperabilität und Rückwärtskompatibilität von Automation und Steuerung garantieren.

3.1.2 CRISP

Das Projekt *distributed intelligence in CRITICAL Infrastructures for Sustainable Power* CRISP⁹ untersucht, in wieweit intelligente Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) eingesetzt werden können, um Stromnetze mit einem hohen Anteil an erneuerbarer und dezentraler Erzeugung kosteneffizienter und zuverlässiger zu betreiben, zu überwachen und zu steuern.

IKT können eine weitgehende Konnektivität zwischen verschiedenen Netzkomponenten, großen und kleinen Stromerzeugern und Netzknotenpunkten ermöglichen. Durch die Bereitstellung hochwertiger Echtzeit-Daten über den Netzzustand wird die Möglichkeit zur Fernsteuerung dezentraler Stromnetze erheblich verbessert. Auch internetbasierte *Service Oriented Architectures* ermöglichen die Erbringung neuer elektronischer Services auf Basis einer wechselseitigen Kommunikation zwischen Versorgern und Verbrauchern in Echtzeit. Automatisierte Nachfrageanpassung, dynamische Preisgestaltung sowie Stromein- und -verkauf in Echtzeit sind Beispiele für Dienste, die durch den verstärkten Einsatz fortschrittlicher IKT möglich werden. Auch der Einsatz von Softwareagenten für automatisierte Verhandlungen, Kommunikation, Optimierung und Steuerung, sowie ein automatisierter Abgleich von Angebot und Nachfrage mit dem so genannten PowerMatcher (vgl. Kok et al. 2005) sollen im Feldversuch erprobt werden. All diese Potentiale sollen innerhalb des CRISP-Projektes untersucht und in Feldversuchen getestet werden. Netzinfrastrukturen in Form verteilter, intelligenter Systeme sollen zusammen mit einer stärkeren Verknüpfung von Stromnetzen und IKT-Infrastruktur dazu beitragen, dass zukünftige Stromnetze *selbstorganisierend, selbstverwaltend, selbstlernend* und *selbstheilend* sein können.

3.2 Smart Metering und Automated Meter Management

Unter *Smart Metering* oder *Automated Meter Management* (AMM) bzw. *Automated Meter Reading* (AMR) wird die ganzheitliche Prozessintegration der Messdatenerfassung von der Messstelle bis zur automatischen Rechnungsdatenverarbeitung verstanden. Dabei sollen möglichst alle derzeit noch manuellen oder halbautomatischen

⁹ Siehe www.ecn.nl/crisp

Prozessschritte zwischen der zentralen Datenverarbeitung und den dezentralen Messgeräten durch vollautomatisierte Datenaustauschabläufe ersetzt werden. In mehreren Regionen werden derartige Systeme bereits erprobt. Sie ermöglichen völlig neue Dienste und Stromtarifmodelle wie z.B. Echtzeittarife (*Real-Time Pricing*). Beispielhaft werden im Folgenden einige Projekte im Bereich Smart Metering bzw. AMM/AMR beschrieben.

3.2.1 SELMA

Ziel des europäischen Projekts *Sicherer ELEktronischer Messdaten-Austausch SELMA*¹⁰ war die Erarbeitung eines rechtsverträglichen technischen Verfahrens zur sicheren Übertragung von Energiemessdaten zwischen den Messstellen und Energieversorgern. Hierzu sind IT-Lösungen und Sicherheitskonzepte erarbeitet worden, die eine hohe Vertrauenswürdigkeit und Authentizität der übertragenen Messdaten sicherstellen sollen.

SELMA wurde in einem Verbund vieler Praxispartner entwickelt und soll durch die Anwendung internationaler Standards weltweit einsetzbar sein. Im Vorhaben wurde ein standardisiertes System zur Übertragung verrechnungsrelevanter Messdaten von Stromzählern über offene Netze entwickelt, das es ermöglicht, Anbietern und Abnehmern die für die Abrechnung erforderlichen Informationen zeitnah zur Verfügung zu stellen.

Im Rahmen des Projekts wurden mehrere Messgeräte-Prototypen entwickelt und fertig gestellt, deren Integrität mittels eines zentralen Authentifizierungsservers überwacht wird. Ein Feldversuch mit 150 SELMA-Messgeräten wurde von den am Projekt beteiligten Energieversorgern begonnen und auch über das Projektende (Ende März 2005) hinaus fortgeführt. Die Ergebnisse aus dieser Untersuchung sowie eine detaillierte Anforderungsspezifikation an SELMA-Messgeräte und -Prüfstellen soll im Internet veröffentlicht werden, sodass voraussichtlich Ende 2006 der Übergang vom Feldversuch in den Realbetrieb vollzogen werden kann.

3.2.2 Automated Meter Management Initiative „Telegestore“ (Enel)

Der italienische Energieversorger Enel startete im Jahr 2001 in Kooperation mit IBM ein ehrgeiziges Projekt im Bereich der AMM-Systeme zur automatischen Fernablesung von Stromverbrauchsmessern. Laut Projektbeschreibung sollten bis Ende 2005 mehr als 30 Millionen Geräte bei Kunden installiert worden sein. Stand heute (Ende Juli 2006) ist, dass in den meisten Regionen Italiens zwischen 80% und 90% der Endverbraucher mit dem elektronischen Messsystem ausgestattet sind. *Telegestore*¹¹ ist das erste und größte Projekt zur Einführung von AMM-Geräten im Massenmarkt. Das System integriert Energiemessung, Abrechnung sowie Vertragsmanagement und reduziert die Zahl der Messfehler sowie den Aufwand für die Wartung der Messgeräte. Dies wiederum soll es ermöglichen, den Kunden eine breitere Palette von Tarifen und Diensten anzubieten und so insbesondere den Energieeinsatz außerhalb von Spitzenzeiten attraktiver machen. Enel und IBM schätzen das weltweite Marktpotential für Fernauslesesysteme für die kommenden Jahre auf mehr als 120 Milliarden Euro.

¹⁰ Siehe www.selma.eu

¹¹ Siehe www.enel.it/sportello_online/elettricità/contatorelett/progetto/telegestore

3.2.3 Automated Meter Reading (NESA)

Das dänische Stromversorgungsunternehmen NESA hat ebenfalls ein neues System zur Fernablesung von Zählern eingeführt, das die automatische Kommunikation zwischen Versorgungsunternehmen und energie- bzw. sicherheitsbewussten Kunden ermöglicht. Mit ihrem AMR-System *Smart Read*¹² verfügt das Versorgungsunternehmen über eine Technologie die es ermöglicht, den Stromverbrauch drahtlos per GSM/GPRS abzurufen. Kunden, die diese Technologie nutzen, haben zusätzlich die Möglichkeit, ihre Haushaltsgeräte zu überwachen bzw. zu steuern. Darüber hinaus werden zusätzliche Services angeboten, wie z.B. die Alarmierung eines Kunden per SMS im Falle eines Einbruchs oder die Fernüberwachung der Wohnungstemperatur per Handy. NESA möchte ihr System flächendeckend für alle Kunden anbieten und strebt außerdem eine Verbreitung über Dänemark hinaus an.

3.2.4 Strompreissignal an der Steckdose (EnBW)

Ein weiterer Feldversuch, in dem gleichzeitig eine Form des *Real-Time Pricing* erprobt wird, läuft derzeit unter Federführung des Energieversorger EnBW in Baden-Württemberg. Unter dem Titel *Strompreissignal an der Steckdose*¹³ erhalten teilnehmende Privatkunden in diesem Projekt ein neues Tarifmodell, in dem die Strompreise stündlich variiert werden, sodass sie die Preisentwicklung an der deutschen Strombörse EEX nachvollziehen. Ein Stromdisplay, der so genannte *Energiebutler*, ist über Kommunikationstechnik direkt mit der Stromhandelsabteilung von EnBW verbunden und sorgt dafür, dass sich Kunden in ihrem eigenen Wohnbereich jederzeit komfortabel über den aktuellen Strompreis, dessen Änderungen und mögliche Einsparungen informieren können. Kunden können so ihren Stromverbrauch zeitlich nach dem Tages-Kostenverlauf ausrichten. Es besteht für sie also ein unmittelbarer preislicher Anreiz, den Stromverbrauch von Geräten, deren Betrieb sich relativ problemlos zeitlich verlagern lässt, so zu verlagern, dass dieser in Schwachlastzeiten fällt. Als eine mögliche Weiterentwicklung des Projekts sieht EnBW eine direkte Einbeziehung von „intelligenten“ Haushaltsgeräten z.B. in einem vernetzten Haus. Solche Geräte können mit Hilfe einer automatisierten Steuerung ihre Stromverbrauchszeitpunkte nach den aktuellen Marktpreisen ausrichten.

3.3 Virtuelle Kraftwerke und Dezentrale Energiesysteme

Im Bereich der virtuellen Kraftwerke und dezentralen Energiesysteme gibt es eine Vielzahl von Forschungsprojekten und Feldversuchen, sowohl im wissenschaftlichen als auch im industriellen Bereich. Einige der Systeme, die im Rahmen solcher Projekte entwickelt worden sind, befinden sich inzwischen bereits im alltäglichen Betrieb. Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger sowie anderer Formen dezentraler Energieerzeugung werden die Nachfrage nach Forschung und Entwicklung im Bereich virtueller Kraftwerke weiterhin hoch halten. Hier können demnach weitere Anstrengungen erwartet werden.

Im Folgenden werden exemplarisch ein größeres Forschungsprojekt und ein Praxisbeispiel aus dem Bereich virtueller Kraftwerke, sowie ein Forschungsprojekt mit Schwerpunkt auf dezentralem Energie(verbrauchs-)management beschrieben.

¹² Siehe www.nesa.dk/omnesa/omnesa_eng_smartread.htm

¹³ Siehe

www.enbw.com/content/de/impulse/forschung_umwelt/energiekonzepte/preissignal_steckdose/index.jsp

3.3.1 SESAM

Die Motivation des Projekts *Selbstorganisation und Spontaneität in liberalisierten und harmonisierten Märkten* SESAM¹⁴ ist die Vision, dass Internet-Technologien neue Marktformen auf der Basis von offenen, verteilten Plattformen ermöglichen und damit eine Grundlage für mehr Nachhaltigkeit in der liberalisierten Energiewirtschaft bieten. In dem Projekt werden sowohl technische und ökonomische als auch rechtliche Fragestellungen betrachtet, die bei der Entwicklung von sich selbst organisierenden und spontanen Märkten relevant sind: Wie können Softwareagenten rechtsgültige Verträge abschließen? Wie können Verhandlungen und Matchmaking elektronisch unterstützt werden? Wie kann die Tarifierstellung automatisiert werden? Wie muss eine sichere Peer-To-Peer-Architektur ausgestaltet sein, um spontane Märkte für Stromprodukte zu unterstützen und Selbstorganisation zu fördern?

Als Anwendungsfall werden im SESAM-Projekt virtuelle Kraftwerke betrachtet, in denen neben Großkraftwerken viele kleine Anlagen zur Stromerzeugung wie Blockheizkraftwerke, Brennstoffzellen oder Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen existieren und miteinander vernetzt sind. Alle Stromkunden verfügen in der Vision über intelligente Energiemanagementsysteme, die in Abhängigkeit aktueller Strompreise den elektrischen Verbrauch (z.B. von Kühlschränken oder Waschmaschinen) planen, den Einsatz der dezentralen Anlagen steuern und elektrische Energie über Strombörsen beschaffen bzw. verkaufen. Durch die Vernetzung in sich selbst organisierenden Energiemärkten entsteht so aus den dezentralen Anlagen ein virtuelles Kraftwerk.

Innerhalb des Projekts wurden Technologien und Produkte entwickelt, die sich auch in anderen Wirtschaftsbereichen einsetzen lassen, insbesondere aber im Bereich der selbstorganisierenden virtuellen Kraftwerke zum Einsatz kommen können. Hierzu zählen Systeme zur automatischen Tarifierstellung (Tarifoptimierer) und Prognosemodelle, dienstbasierte sichere P2P-Architekturen, der elektronische Rechtsbeistand und die semantische und deklarative Beschreibung von Marktmechanismen zur Unterstützung von Matchmaking und Verhandlungen.

3.3.2 Virtuelles Regelkraftwerk der STEAG Saar Energie AG

Bei der STEAG Saar Energie AG ist seit September 2003 ein *virtuelles Regelkraftwerk* mit einer Leistung von derzeit 400 Megawatt in Betrieb¹⁵. Kleinere und größere Kraftwerke, die über Reservekapazitäten verfügen, werden bei Bedarf zusammengesaltet und gleichen so Schwankungen im Stromnetz aus. Der Strom wird über das Internet gehandelt, große Datenmengen aus der Elektrizitätswirtschaft im Sekunden-, Minuten- oder Viertelstundentakt gebündelt und Leistung neu verteilt.

Das Unternehmen besitzt mehrere eigene Kraftwerke und bezieht darüber hinaus Strom von verschiedenen dezentralen Energieerzeugungsanlagen wie Blockheizkraftwerken oder auch Notstromaggregaten. Diese kleinen Anlagen von anderen Betreibern werden in den Regelenergie-Pool der Saar Energie AG eingebracht und von ihr als positive und negative Minutenreserve vermarktet. Als Energieversorger beliefert die Saar Energie auch ihre eigenen Kunden. Je nach Energiebedarf wird dazu die jeweils optimale Kombination und Auslastung der einzelnen Kraftwerke errechnet; kurzfristige Lastprognosen helfen bei der rechtzeitigen Vorbereitung auf Verbrauchs-

¹⁴ Siehe www.internetoekonomie.uni-karlsruhe.de

¹⁵ Siehe www.steag-saarenergie.de/de/02_Leistungen/08.php

spitzen. Die Saar Energie AG nimmt darüber hinaus am Handel an der Strombörse EEX teil, um überschüssigen Strom zu verkaufen bzw. günstigen Strom einzukaufen.

3.3.3 Globales Energiemanagement an der HAW Hamburg

An der Hochschule für Angewandte Wissenschaften (HAW) Hamburg werden zur Zeit in unterschiedlichen Forschungsvorhaben Lösungsstrategien verfolgt, die eine kontrollierte zentrale Regelung der dezentralen Kraftwerke ermöglichen sollen¹⁶. Diese zielen vor allem darauf ab, dezentrale Energieerzeuger zu vernetzen und als virtuelle Kraftwerke im Verbund zu betreiben. Auf der Verbraucherseite der Lastschwankungen setzen die beiden Projekte *Globales Energiemanagement* und *Vernetztes dezentrales Energiemanagement gebäudetechnischer Anlagen* - VEmA der Hochschule an. Dort werden die räumlich getrennten Großverbraucher der HAW Hamburg zu einem virtuellen Bündelkunden zusammengefasst und die aktuellen Lastgänge der einzelnen Standorte sowie die daraus resultierenden Summenlastgänge im Internet präsentiert. Drei große Standorte der Hochschule wurden hierzu mit LON/Ethernet Gateways ausgestattet. Diese bidirektionalen Gateways können Daten auslesen und Steuerbefehle wie z.B. Lastgrenzen an die vorhandenen Emax-Systeme senden. Mit Hilfe des Internet soll ein virtuell-regelbarer Großverbraucher geschaffen werden. Die Emax-Anlagen der drei Standorte sollen über das Internet gemeinsam geregelt und somit die Spitzenlast reduziert werden. Ein weiteres Ziel ist es, ein lernendes Prognosemodell mit Wetterdaten zu trainieren, zu testen und zu evaluieren, das den Tageslastgang der vernetzten Anlagen in einer Day-Ahead Prognose vorhersagen und Aussagen über die zu erwartende Höhe der Regelleistung des Systems treffen kann.

¹⁶ Siehe www.etch.haw-hamburg.de/projekte/Lon_Projekt

4 Vom Energiemarkt zu Energieservicemärkten

In den vorangegangenen Kapiteln dieser Studie wurde gezeigt, dass sich Energiemärkte in den nächsten Jahren stark verändern und zukünftig vielmehr als Servicemärkte verstanden werden müssen. In diesen wird die Bereitstellung elektrischen Stroms nur noch eine Dienstleistung unter vielen sein. Wie ein solcher zukünftiger Energieservicemarkt aussehen kann, wird in diesem Kapitel beschrieben. Dazu wird zunächst eine Vision der Energiemärkte als Servicemärkte entwickelt und konkretisiert.

4.1 Szenario

Aufgrund der eingangs beschriebenen Faktoren wirkt ein hoher Veränderungsdruck auf die heutigen Energie- und insbesondere Elektrizitätsmärkte. Diese unterschiedlichen Kräfte werden eine Entwicklung bewirken, die das nachfolgend beschriebene Szenario für Energiemärkte der Zukunft in 25 Jahren wahrscheinlich werden lässt.

Effizientere Technologien haben den Stromverbrauch herkömmlicher Geräte sowohl in privaten Haushalten als auch in der Industrie stark gesenkt. Gleichzeitig steigt jedoch die Zahl der Geräte und Anwendungen, die beim Betrieb Strom verbrauchen, so dass der Stromverbrauch insgesamt mindestens konstant geblieben ist. In einigen Ländern der europäischen Union ist der Neubau von Atomkraftwerken politisch, gesellschaftlich und/oder ökonomisch nicht durchsetzbar, sodass stattdessen vermehrt größere Kohle- und Gasblöcke errichtet worden sind. Fusionsenergie ist nach wie vor eine Zukunftstechnologie. Es wird noch mindestens 15 Jahre dauern, bis ein kommerzieller Einsatz möglich sein wird. Die stets knapper und damit auch teurer werdenden fossilen Rohstoffe sowie stärkere Anstrengungen zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen haben Investitionen in regenerative Energietechnik für private Haushalte und Unternehmen lukrativ gemacht. Daneben haben sich off- und on-shore Windparks sowie Blockheizkraftwerke auf Biogasbasis etabliert. Blockheizkraftwerke versorgen regionale Verbraucher mit Elektrizität und Wärme. Die Elektrizitätserzeugung ist viel stärker dezentral organisiert als dies noch zu Beginn des neuen Jahrtausends der Fall war. Aufgrund der vollständigen Trennung von Netzbetrieb und Elektrizitätsvertrieb ist es für kleine und Kleinsterzeuger inzwischen einfach möglich, Strom ins Netz einzuspeisen und diesen direkt an Strommärkten zu handeln. Verbraucher können flexibel zwischen Stromversorgern wechseln, was zu einem sehr dynamischen Markt geführt hat. Feste Einspeisevergütungen wie sie das EEG vorgeschrieben hatte, konnten im Zuge der konsequenten Trennung von Netzbetrieb und Stromerzeugung bzw. -vertrieb nicht aufrechterhalten werden. Die Förderung erneuerbarer Energien beschränkt sich nun auf die Technologieförderung im Bereich Forschung und Entwicklung sowie auf Investitionsbeihilfen für besonders umweltfreundliche Anlagen. Eine intelligente Netzinfrastuktur sowie verbesserte Wetter- und Verbrauchsprognosen haben es ermöglicht, auch stark fluktuierende erneuerbare Energiequellen wie z.B. Windkraftanlagen verlässlich in den Strommarkt zu integrieren und so auch ohne fixe Einspeisevergütung gewinnbringend zu betreiben.

Dezentrale Energiemärkte sind nach der hier beschriebenen Vision wahrscheinlich. Dies bedeutet, dass einige große Kraftwerke durch kleinere und regional verteilte Energietransformationstechnologien ersetzt werden. Es wird davon ausgegangen, dass Strom zukünftig von größeren Teilnehmerkreisen gehandelt wird, d.h. dass z.B. Strombörsen existieren, auf denen auch private Haushalte Strom ein- bzw. verkaufen können. Um ein derartiges dezentrales Netz realisieren zu können und einen geregelten, fairen und freien Wettbewerb zu ermöglichen, sind jedoch einige

Vorraussetzungen notwendig, die alle Beteiligten, d.h. Versorger, Netzbetreiber, Verbraucher sowie Regulierungsinstanz erfüllen müssen.

4.1.1 Versorger

Nach der beschriebenen Vision wird es zwar weiterhin zentral betriebene große Kraftwerke geben (Kohle, Gas, Wasser), ein erheblicher Teil des Strombedarfs wird jedoch von kleinen Anlagen wie z.B. Photovoltaik, Windkraft- oder Blockheizkraftanlagen erzeugt. Diese kleinen Kraftwerke, die sowohl von privaten Haushalten als auch von Stromversorgern oder anderen Investoren betrieben werden, können in lokale Verbrauchernetze eingebunden sein. Solche Netze könnten bspw. aus einem Zusammenschluss einer Nachbarschaft oder einer Siedlung bestehen und auch ein Nahwärmenetz beinhalten¹⁷. Lokale Verbrauchernetze sind in die jeweiligen regionalen Verbundnetze integriert, sodass sie am Stromhandel teilnehmen können. Notwendige Voraussetzung für den gewinnbringenden Betrieb solcher lokalen Verbrauchernetze sind neben dem Vorhandensein effizienterer kleiner Kraftwerke insbesondere (i) der tatsächlich diskriminierungsfreie Netzzugang für alle Stromerzeuger sowie (ii) die informationstechnische Unterstützung der Abrechnungssysteme. Damit lokale Verbrauchernetze am Stromhandel teilnehmen können, muss gewährleistet sein, dass der eingespeiste Strom zeitgenau und zeitnah abgerechnet wird. Dafür sind entsprechende Messinstrumente notwendig, die die Messdaten direkt online übertragen können. Diese Messinstrumente können in eine IT-Infrastruktur eingebettet sein, die die gesamte Steuerung des lokalen Verbrauchernetzes übernimmt, d.h. die bei hohem Bedarf oder niedrigen Preisen Strom zukauf und überschüssigen Strom – soweit möglich – in Zeiten hoher Strompreise verkauft.

Der Zusammenschluss mehrerer Stromerzeugungseinheiten zu einem so genannten virtuellen Kraftwerk bietet für lokale Verbrauchernetze den Vorteil, durch den Zugriff auf mehrere alternative / komplementäre Energiequellen eine größere Flexibilität und Zuverlässigkeit der Energieversorgung zu erreichen. Wenn heterogene Stromerzeugungstechnologien zu einem virtuellen Kraftwerk kombiniert werden, können dadurch zumindest teilweise Fluktuationen ausgeglichen werden und dadurch ein gleichmäßigeres Stromangebot erreicht werden. Auch ohne die Integration in spezielle lokale Verbrauchernetze ist es denkbar, dass Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in privaten Haushalten oder kleine Generatoren (z.B. auch Notstromaggregate in Krankenhäusern) und Kraftwerke in gewerblichen Gebäuden Teil eines virtuellen Kraftwerks werden. In solchen Fällen könnten Stromversorger auf die Steuerung dieser Kraftwerke zugreifen und diese nach Kosten- oder Effizienz Gesichtspunkten optimal einsetzen. Ein bereits in der Praxis erprobtes Beispiel für den verteilten Kraftwerksbetrieb stellt das virtuelle Regelkraftwerk der STEAG Saar Energie AG dar (siehe Kap. 3.3.2)¹⁸. Die Steuerung virtueller (verteilter) Kraftwerke muss mit geeigneter Informations- und Kommunikationstechnologie unterstützt werden. In diesem Bereich sind noch keine allgemeinen Standards etabliert, sodass noch viele Freiheitsgrade und ein großes Entwicklungspotential für etwaige Dienstleister bestehen.

¹⁷ Als Beispiel für ein lokales Energieversorgungsnetz mit einem Holz-Blockheizkraftwerk mag das Quartier Vauban in Freiburg i.Br. dienen (<http://www.vauban.de/projekte/holzbhkw/index.html>)

¹⁸ Hier werden jedoch nur gewerblich betriebene Kraftwerke und Notstromaggregate eingebunden – die Einbeziehung von Kleinstanlagen in Privathaushalten ist nach Wissen der Autoren noch nirgends im Feldbetrieb erprobt worden.

4.1.2 Endverbraucher

Ziel der Endverbraucher ist die Minimierung der Energiekosten unter Sicherstellung eines ausreichend komfortablen Service-Angebots. Dies kann z.B. durch die Senkung des Stromverbrauchs oder durch intelligenten Stromeinkauf erreicht werden. Beide Strategien können durch geeignete Informationstechnologie unterstützt werden. Denkbar sind hier zwei Varianten. Einerseits kann die Steuerung an der Schnittstelle zwischen lokalem Verbrauchernetz und regionalem Netz stattfinden, an der auch die Messsysteme angebracht sind. Die Steuerung übernimmt den Stromeinkauf autonom, indem es ihn nach vorgegebenen Mustern an den Börsen oder Handelsplattformen beschafft. Wenn in dem lokalen Netz auch Erzeugungseinheiten integriert sind, muss der optimale Betrieb und die jeweils richtige *make or buy*-Entscheidung gesteuert werden. Andererseits wäre es denkbar, dass die einzelnen Verbrauchsgeräte über eine intelligente Steuerung verfügen, die z.B. die Strompreise in die Planung des Verbrauchszeitpunktes einbezieht. So könnte die Steuerung eines Kühlschranks den Kühlvorgang in gewissem Umfang auf Zeiten mit niedrigen Stromkosten verlegen. Für beide Varianten muss ein Standard-Kommunikationsprotokoll existieren, welches die Abfrage von Strompreisen und den Vertragsabschluss automatisiert. Das Protokoll ist abhängig von der gewählten IT-Architektur.

Neben der automatisierten Stromverbrauchssteuerung für einen Haushalt ist es durchaus denkbar, dass das Strommanagement mehrerer Haushalte oder Betriebe von einer Stelle gemeinsam gesteuert wird. Ein solcher Dienst könnte von einem Dienstleister erbracht werden. Derartige Services werden im Abschnitt 4.1.2 näher untersucht. Wie bereits erörtert ist es für ein solches Szenario unabdingbar, dass entsprechende Messinstrumente verfügbar sind, die den Strom zeitnah und zeitgenau erfassen und anschließend über Kommunikationsschnittstellen zur Verfügung stellen. Der Betrieb solcher Stromzähler muss nicht notwendigerweise von den Verbrauchern oder Versorgern selbst übernommen werden, sondern kann auch von einem Serviceanbieter erbracht werden. Die erfassten Daten können für verbesserte kurzfristige Prognosen aufbereitet und von den Stromversorgern zur Optimierung der Kraftwerkssteuerung genutzt werden.

4.1.3 Netzbetreiber

Ein wichtiges Ziel der Energiewirtschaft ist die Versorgungssicherheit. Dies setzt einerseits ein intaktes und verlustarmes Leitungsnetzwerk voraus, andererseits muss der offene Zugang aller Stromerzeuger und -versorger zum Netz störungsfrei gewährleistet werden. Aufgrund der Tatsache, dass ein Übertragungs- und Verteilungsnetz von einer Vielzahl von Erzeugern und Verbrauchern genutzt wird, müssen die Netzbetreiber viele Messstellen unterhalten und dort den Stromfluss zeitgenau erfassen. Dadurch können sie ihre Regelzonen effizient regeln und die Netznutzung zeitnah abrechnen. Auch die Verbrauchsmessung bei den Endkunden obliegt dem Netzbetreiber. Er kann diese Aufgabe jedoch auch Dritten übertragen. Dienstleister, die sich auf die Einspeisungs- und Verbrauchsmessung und ein intelligentes IT-gestütztes Management dieser Daten spezialisieren, können vielfältige geldwerte Services anbieten, die einen wichtigen Schritt in die Richtung der Realisierung von „SmartGrids“ (vgl. Abschnitt 3.1.1) darstellen.

4.1.4 Regulierer

Damit die Netzbetreiber weiterhin Investitionen in das Stromnetz tätigen und neue Leitungstechnologien einsetzen, müssen ihnen geeignete Anreize gesetzt werden.

Gleichzeitig gilt es, einen kostengünstigen Stromtransport sicherzustellen. Die Vergütung der Netzbetreiber für die Bereitstellung der Übertragungskapazitäten erfolgt über Netznutzungsentgelte. Da es sich bei den Netzbetreibern allerdings um regionale Monopolisten handelt, ist eine Kontrolle der Gebühren unabdingbar. Diese Funktion muss von einer unabhängigen Instanz vorgenommen werden; in Deutschland übernimmt diese Rolle die Bundesnetzagentur. Wie in Abschnitt 2.2.2 dargelegt, kommen dabei auch Elemente der Anreizregulierung zum Einsatz. Im Zuge einer weiteren Flexibilisierung des Stromhandels wie sie hier beschrieben wird, werden Anforderungen an die Kontrolle und Regulierung der Netze und die Verwirklichung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs immer höher und die damit verbundenen Aufgaben komplexer. Bei der Neugestaltung von Services und Architekturen in der Stromwirtschaft empfiehlt sich daher eine Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur, um regulatorische Eingriffe und Beschränkungen ex-post zu vermeiden.

4.2 Serviceorientierung und neue Geschäftsmodelle

In Strommärkten der Zukunft wird es nicht mehr genügen, alleine das Produkt „Strom“ zu vertreiben. Um die Elektrizität herum werden weitere Services angeboten werden. Energieversorger werden sich stärker als bisher zum Dienstleister hin entwickeln müssen. In diesem Abschnitt werden einige mögliche Dienstleistungen präsentiert.

4.2.1 Stromhandels- und Informationsportale

Ein elementarer Service ist der Stromhandel für alle Kunden. Derzeit wird Strom – nur für Großhändler zugänglich – OTC oder an Börsen gehandelt. Den Handel für alle Kunden, d.h. für kleine Versorger oder Endkunden aus Industrie, Gewerbe oder gar Haushalte zu öffnen, bedarf einer entsprechenden IT-Unterstützung. Diese soll einerseits den automatisierten Handel bspw. mit intelligenten Verbrauchsgeschäften oder Softwareagenten ermöglichen, und andererseits auch eine Mensch-Maschine-Schnittstelle anbieten, damit Endkunden eigenhändig handeln können. Sinnvoll hierfür erscheint der Aufbau von Handelsportalen. Auf die mögliche Architektur solcher Portale später in diesem Abschnitt weiter eingegangen. Ein neuartiger Dienst liegt in diesem Zusammenhang auf der Hand: aktuelle Informationsbereitstellung der Handelsdaten für Strom, wie es bereits heute auch für Aktienbörsen der Fall ist.

4.2.2 Stromintermediäre

Neben der reinen Informationsbereitstellung können sich hier Stromhändler etablieren, die analog zu Finanzmärkten durch intelligentes Handeln Arbitragemöglichkeiten ausnutzen. Des Weiteren können sich Dienstleister etablieren, die für bestimmte Lastprofile den Stromeinkauf optimieren bzw. die günstigsten Angebote suchen und vermitteln. Im Zusammenhang mit den in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen lokalen Verbrauchernetzen und virtuellen Kraftwerken können sich Energiemanager etablieren, die die Steuerung der Stromversorgung mehrerer Wohneinheiten (mit und ohne eigene Eigenerzeugungsanlagen) übernehmen. Dies ist insbesondere dann sinnvoll, wenn Real-Time-Pricing Verfahren zum Einsatz kommen.

4.2.3 Real-Time Pricing

Als Real-Time Pricing bezeichnet man Tarifmodelle, in denen der Preis für bezogene elektrische Energie vom Verbrauchszeitpunkt abhängt. Mit derartigen Modellen kann der Tatsache Rechnung getragen werden, dass die Erzeugungskosten und Preise

für Strom einen charakteristischen Tagesgang¹⁹ aufweisen. Zu Spitzenlastzeiten, die in der Regel um die Mittagszeit und am frühen Abend auftreten, müssen zusätzliche Kraftwerke angefahren werden, um die dann anfallende Last decken zu können. Spitzenlastkraftwerke haben in der Regel höhere variable Erzeugungskosten, sodass der Strom zu diesen Zeiten teurer ist als in Schwachlastzeiten – bspw. nachts. Aus Sicht eines Stromversorgers ergeben sich Kostensenkungspotentiale dadurch, dass Kunden dazu angeregt werden, ihren Verbrauch von Spitzen- hin zu Schwachlastzeiten verlagern. Entsprechende Anreize können durch Real-Time Pricing gesetzt werden. Verbraucher können von diesem Modell ebenfalls profitieren, wenn sie an der Kostenersparnis beteiligt werden.

Derartige Preismodelle erfordern neben der notwendigen Messinfrastruktur auch ein hohes Maß an informationstechnischer Unterstützung. Auf Seiten des Verbrauchers müssen Systeme bereitgestellt werden, mit denen Kunden den Strompreisverlauf verfolgen können. Dies könnte über ein Informationsportal im Internet oder durch spezielle Displays im Wohnbereich realisiert werden. Sollen „verschiebare“ Verbraucher (Waschmaschinen, Trockner) oder Geräte mit Speichereigenschaften (Kühlschränke, elektrische Heizanlagen) ihren Verbrauch automatisch anhand von Echtzeitpreisen zeitlich optimieren können, muss die entsprechende Energiemanagement-Technik inklusive geeigneter Software hierfür entwickelt werden. Auf Seite des Versorgers müssen die Preismodelle intern adäquat abgebildet werden – die korrekte Messdatenerfassung und die Rechnungserstellung müssen zuverlässig automatisiert werden und Informationen über die Kostenentwicklung und die Auswirkungen des Pricing-Instruments müssen für das Management aufbereitet werden. Da Real-Time Pricing bisher höchstens in Feldversuchen erprobt wird (siehe z.B. „Strompreissignal an der Steckdose“, Kap. 3.2.4) sind noch keinerlei Standards für das Informationsmanagement entwickelt worden; der Bedarf an geeigneten Produkten ist dementsprechend groß, wenn Real-Time Pricing zukünftig vermehrt eingesetzt wird.

4.2.4 Real-Time Balancing

Derzeit werden in Deutschland in den vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber täglich Auktionen für Minutenreserve und halbjährlich Auktionen für Primär- und Sekundärregelung durchgeführt. Dort wird die Vorhaltung von Kraftwerkskapazitäten gehandelt, die im Falle von Netzininstabilitäten elektrische Energie liefern oder abnehmen können. Die Kosten für die Regelung stellen die Netzbetreiber den Netznutzern über Netznutzungsentgelte und als bereitgestellte Ausgleichsenergie in Rechnung. Ausgleichsenergie muss bezogen werden, wenn die tatsächlich eingespeiste oder entnommene Strommenge in das bzw. aus dem Netz von der prognostizierten Menge abweicht; die Prognose muss für jede Viertelstunde eines Tages („Fahrplan“) am Vortag bei den Netzbetreibern bekannt gegeben werden.

Für intermittierende erneuerbare Energiequellen wie insb. die Windenergie ist eine zuverlässige Prognose der erzeugten Strommenge am Vortag nicht möglich. Vorhersagen im Bereich einiger Stunden sind jedoch heute aufgrund immer leistungsfähigerer Wettermodelle recht zuverlässig. Erneuerbare Energien, die heute noch nicht in

¹⁹ Darüber hinaus weisen Stromerzeugungskosten und –preise auch einen saisonalen Verlauf auf. Da dieser jedoch hauptsächlich auf klimatische Bedingungen zurückzuführen ist (Temperaturen, Sonnenscheindauer) können durch Preismodelle kaum Anreize für ein Verbrauchsverhalten gesetzt werden, dass den saisonalen Preisverlauf glättet.

den Stromhandel eingebunden sind²⁰, können demnach nur am täglichen Stromhandel teilnehmen, wenn die Möglichkeit besteht, sehr kurzfristig Energiemengen zu kaufen und zu verkaufen. Wenn die Beschaffungszeiträume sehr nah an den tatsächlichen Zeitpunkt der Erzeugung bzw. des Verbrauchs rücken, ist sehr schnelles und zuverlässiges Handeln und damit eine starke Automatisierung vonnöten. Ähnlich wie im Fall der virtuellen Kraftwerke müssen dafür Softwarelösungen bereitgestellt werden, die einen zuverlässigen und rechtsverbindlichen Handel in Echtzeit zulassen.

Sobald Strom aus erneuerbaren Energien wettbewerbsfähig ist, sollte er in den regulären Stromhandel einbezogen werden. Wenn Stromhändler nicht wie bisher am Vortag ihre Fahrpläne bekannt geben müssen, sondern noch am Handelstag sehr kurzfristig entstehende Differenzen zwischen Einspeisungen und Entnahmen am Markt ausgleichen können, könnte dies in Verbindung mit liquiden kurzfristigen Märkten und zuverlässigen Softwareagenten effizient ermöglicht werden. Angesichts des Ziels der europäischen Union, den Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien noch erheblich zu steigern, sollten bereits jetzt Lösungen für eine Integration dieser Strommengen in die europäischen Energiemärkte entwickelt werden.

4.2.5 Energiemanagement

Um die in der Vision beschriebenen Nachfragesenkungen realisieren zu können, bedarf es intelligenter Energiemanagementsysteme, die selbständig in der Lage sind, den Energieverbrauch eines Abnehmers in einem vorgegebenen Rahmen zu optimieren. Auch müssen Anreizmechanismen vorhanden sein, die Marktteilnehmer dazu veranlassen, die notwendigen Infrastrukturinvestitionen zu tätigen.

Letztlich ist die jedoch die wichtigste Grundvoraussetzung für eine Nachfragesenkung und -glättung ein funktionierender Wettbewerb, in dem Preise für Energie und Dienstleistungen die aktuelle Angebots- und Bedarfslage akkurat und vor allem zeitnah widerspiegeln. Um einen solchen Wettbewerb zu ermöglichen, müssen Abnehmer in die Lage versetzt werden, ihren Energiebedarf von verschiedenen Anbietern quasi „by Call“ zu beziehen. Nur wenn sie – wie heute bereits bei Telefonaten möglich – vor jeder Inanspruchnahme eines Service die Möglichkeit zur freien und vor allem komfortablen Anbieterwahl haben, wird ein Wettbewerb zustande kommen, der „echte“ Marktpreise zur Folge haben wird. Und nur in diesem Fall wird der Preisanreizmechanismus eine korrekte Signalwirkung haben und somit dafür sorgen, dass Energie (i) in insgesamt geringerem Umfang und (ii) gleichmäßiger über die Zeit verteilt konsumiert werden wird.

4.3 Architekturen für Strom- und Servicemärkte

Um die Vermarktung der beschriebenen Zusatzdienste sowie den Stromhandel zu ermöglichen, bedarf es einer geeigneten IKT-Architektur. Mögliche Optionen hierfür werden im Folgenden beschrieben.

4.3.1 Stromhandel

Denkbar sind hier verschiedene Grundarchitekturen wie (a) eine zentrale Strombörse, (b) mehrere dezentrale Strombörsen oder (c) ein Peer-to-Peer Ansatz (P2P). Diese sind in Abbildung 3 dargestellt und werden im Folgenden diskutiert.

²⁰ Strom aus erneuerbaren Energiequellen wird nach dem EEG in das nächstgelegene Stromnetz eingespeist und muss dort zu jeder Zeit vom Netzbetreiber abgenommen werden. Der Zeitpunkt der Einspeisung wird bei der Vergütung nicht berücksichtigt.

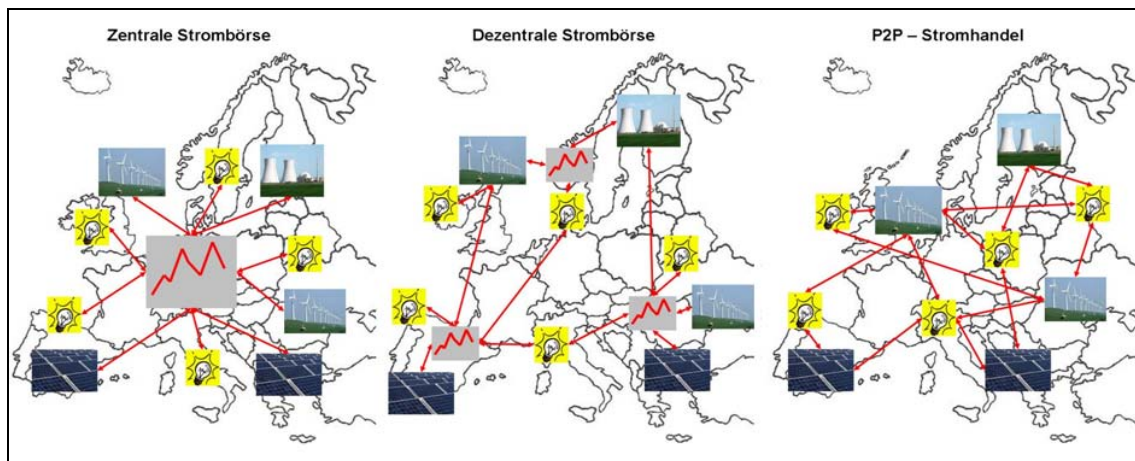


Abbildung 3: Mögliche Architekturansätze für den Stromhandel

(a) Ein vollständig zentraler Ansatz sieht nur eine einzige Strombörse für ganz Europa vor, auf dem der gesamte Strom der EU gehandelt wird. An die Skalierbarkeit sowie die Ausfallsicherheit eines solchen Marktes müssten extrem hohe Anforderungen gestellt werden. Anders als bspw. im Fall von Finanzmärkten könnte ein Ausfall kurzfristiger Märkte drastische Preissprünge oder die Gefährdung der Versorgungssicherheit zur Folge haben, da der Ausgleich von Stromerzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden muss. Auch wenn ein zentraler Markt die größte Preistransparenz und die höchste Liquidität bietet, stellen die hohen Anforderungen eine Realisierung vor schwierige technische Probleme. Darüber hinaus sprechen auch politische Ziele und Rahmenbedingungen gegen einen zentralen Ansatz. In Kenntnis der schwierigen Einigungsprozesse der EU wäre z.B. bereits eine Einigung auf einen Standort für einen solchen Markt sehr schwierig.

(b) Eine dezentrale Lösung sieht mehrere regionale Strombörsen vor, an denen der regional verfügbare Strom gehandelt wird. Um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden, muss allerdings auch bei einer solchen Architektur gewährleistet werden, dass jeder Versorger und Erzeuger Zugang zu allen Börsen haben kann, d.h. keine regionalen Beschränkungen bestehen. Kunden muss es erlaubt sein, den Strom auch an anderen als der lokalen Börse einzukaufen oder zu verkaufen. Nur so kann ein dynamischer Wettbewerb ermöglicht werden. Ein solcher Ansatz würde die Skalierbarkeit der einzelnen Börsen deutlich erleichtern. Für eine solche Lösung spricht auch die bessere politische Durchsetzbarkeit.

(c) Ein Peer-to-Peer System verzichtet völlig auf zentrale oder dezentrale Handelsplattformen. Stattdessen bietet jeder Stromerzeuger (auch Betreiber von Kleinanlagen) seinen Strom auf eigenen Portalen an. Diese Portale verfügen über Mensch-Computer-Schnittstellen genauso wie über die Möglichkeit, automatisiert - z.B. mit Hilfe von Softwareagenten – potentielle Vertragspartner zu suchen. Ein solches System wäre gegenüber Ausfallsicherheit robust, jedoch können die zahlreich notwendigen Suchanfragen schnell zu einem hohen Kommunikationsaufwand führen. Auch wäre die Preistransparenz in einem solchen Fall wahrscheinlich schlechter als in den Ansätzen (a) und (b). P2P-Architekturen für Strommärkte werden insbesondere im Forschungsprojekt Sesam (siehe Abschnitt 3.3.1) ausführlich untersucht.

Unabhängig vom gewählten Ansatz muss ein Stromhandelssystem in der Lage sein, sowohl automatisierten als auch manuellen Handel zuzulassen. So soll ein intelligenter Verbraucher direkt mit der Handelsplattform kommunizieren, Preise abfragen und Strom einkaufen können. Alternativ sollte ein Benutzer aber jederzeit die Möglichkeit haben, per Client (z.B. über einen Internetbrowser) in das Geschehen eingreifen und

auf der Handelsplattform Strom handeln zu können. Abbildung 4 illustriert diesen Sachverhalt.

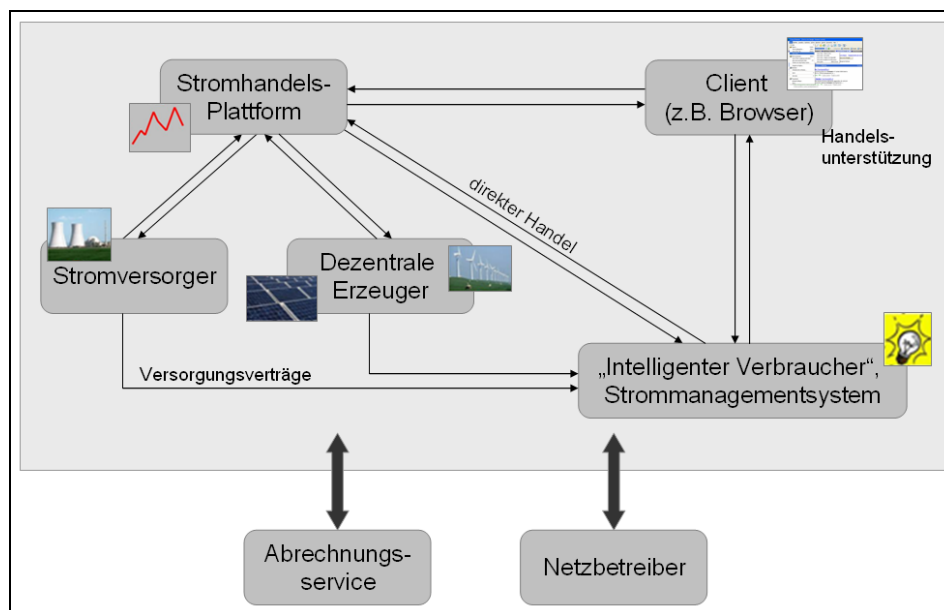


Abbildung 4: Manueller und automatisierter Zugang zum Handel

4.3.2 Servicemärkte

Analog zum Handel von elektrischem Strom sind auch für die eng mit der Stromversorgung verknüpften Servicemärkte zentrale, dezentrale oder Peer-to-Peer Ansätze denkbar. Auf diesen Märkten könnten z.B. Preisinformationsdienste, Energiemanagementdienste, Wetter- und Lastprognosen, intelligente Messdienste, Energieberatung oder Prozessanalysen angeboten werden. Analog zur Erörterung der Design-Ansätze für Strombörsen erscheint ein dezentraler Ansatz aus Skalierbarkeitsaspekten am sinnvollsten. Ein Servicemarktplatz könnte über ein Service-Verzeichnis verfügen, in dem die angebotenen Dienste gelistet sind. Dieses Verzeichnis kann über einen Client angesprochen oder von anderen Endgeräten automatisiert abgefragt werden. In einem dezentralen Ansatz werden die Dienste in regionale Verzeichnisse eingestellt. Diese Verzeichnisse sind verlinkt, so dass ein Angebot in mehreren Verzeichnissen gleichzeitig gelistet sein kann und so die Suche nach Diensten erleichtert wird. Unabhängig vom Handel werden die Dienste selbst jedoch stets beim Dienstanbieter ausgeführt. Neben der reinen Informationsbereitstellung zu Diensten können Verhandlungen über das Angebot auf einem separaten Service-Marktplatz durchgeführt werden. Die Komponenten sind in Abbildung 5 dargestellt.

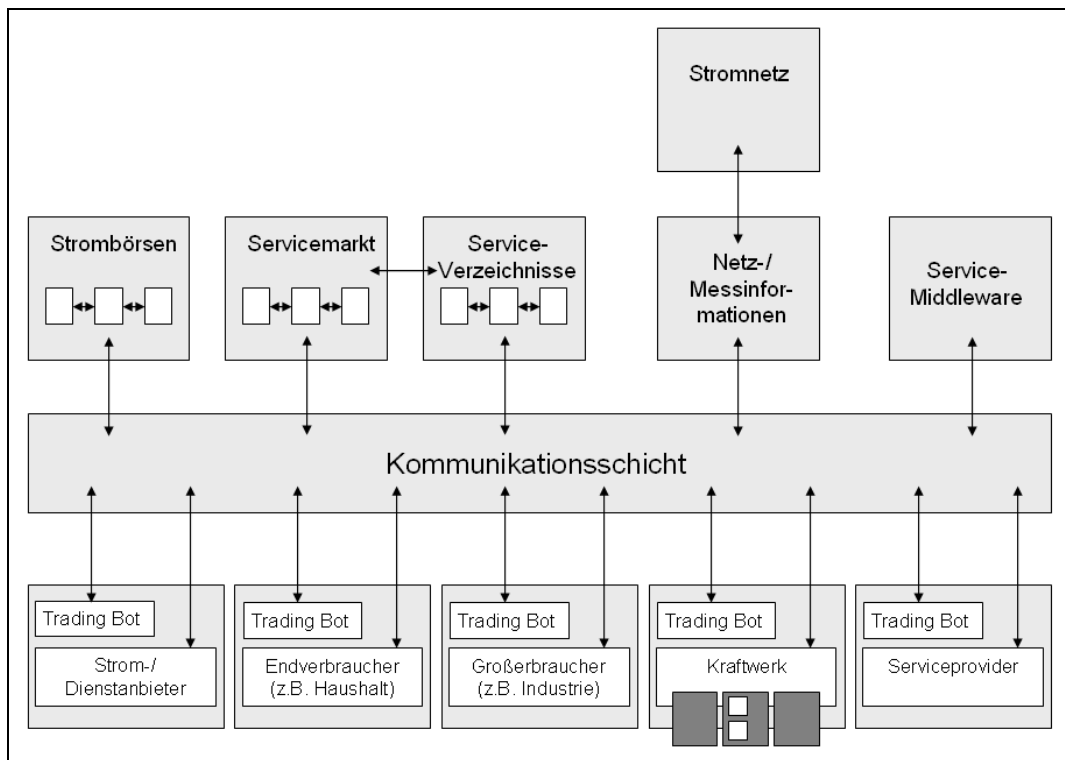


Abbildung 5: Skizze einer Systemarchitektur

Zwei weitere Aspekte, die im Zusammenhang mit Servicemärkten eine wichtige Rolle spielen, sind Manipulations- und Ausfallsicherheit (Robustheit). Zum einen werden standardisierte Authentifizierungs- und Verschlüsselungsverfahren und eine dazugehörige Infrastruktur (public key infrastructure) etabliert werden müssen, um korrekte und rechtsverbindliche Verträge auf elektronischem Wege abschließen und abwickeln zu können. Auf der anderen Seite müssen solche Systeme gegen Fremdeinwirkung und Ausfälle geschützt werden, da ansonsten der Ausgleich von Energieangebot und -nachfrage nicht zuverlässig sichergestellt werden kann. Analog zum Internet, bei dessen Entwicklung Robustheit und Ausfallsicherheit zentrale Designkriterien waren, müssen solche Marktinfrastrukturen Partialausfälle überstehen können, um eine größtmögliche Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Darüber hinaus müssen die skizzierten Servicemärkte hohen Anforderungen an Skalierbarkeit genügen, da bei flächendeckender Einführung einer solchen Infrastruktur viele Millionen Teilnehmer ihre Transaktionen im Stromhandel und dem Handel mit Sekundärdiensten hierüber abwickeln werden.

Schließlich werden vor allem Sicherheit und Benutzerfreundlichkeit der Systeme über Erfolg oder Misserfolg bei der flächendeckenden Einführung von Energie- und Servicemärkten entscheiden. Manipulations- und Ausfallsicherheit (Robustheit) sind notwendige Voraussetzungen für Vertrauensbildung und damit Akzeptanz bei allen Beteiligten. Hinreichend wahrscheinlich wird eine flächendeckende Adaptierung der Technologie jedoch erst, wenn deren Bedienung benutzerfreundlich, d.h. vor allem einfach, ist. Insbesondere im Bereich der Privathaushalte ist es daher wichtig, eine ganze Klasse von „Plug & Trade“ Geräte zu entwickeln die, konfigurationsfrei installiert werden können und während des Betriebs nur minimale Benutzerinteraktion erfordern.

Gleiches gilt auch für die Rechnungsstellung in service-orientierten Energiemärkten. Gerade mit der Einführung von z.B. Real-Time-Pricing wird es absolut notwendig

sein, Anwender auf eine transparente Weise darüber zu informieren, wann, wo und wofür Strom benötigt wurde und welche Kosten dadurch angefallen sind. Nur wenn dies für Anwender jederzeit klar und einfach nachvollziehbar ist, wird dies Vertrauen schaffen und so zur Akzeptanz der Technologie beitragen.

4.4 Vernetzung und Integration neuer Services

4.4.1 Marktplattformen

Wie bereits zuvor beschrieben wird der einfache Zugang zu Servicemärkten der Zukunft ein wesentlicher Faktor für deren Erfolg sein. Das Stichwort in diesem Zusammenhang lautet „Multichannel-Architektur“: Endverbraucher sollten via Webinterface oder über spezielle Endgeräte wie den *Energiebutler* (vgl. Abschnitt 3.2.4) direkten Zugriff auf diese Märkte haben. Darüber hinaus könnten auch zusätzliche Benutzerschnittstellen etwa für Mobiltelefone oder PDAs sinnvoll sein, insbesondere wenn Dienste wie Fernüberwachung und -steuerung von Immobilien etc. Teil des Serviceangebots sind.

Neben grafischen Benutzerschnittstellen müssen vor allem aber auch Schnittstellen für die Anbindung von ERP Systemen, intelligenten Agenten und *embedded Systems* geschaffen werden. Bei der Implementierung kann dabei zum Teil auf bereits bestehende Standards wie ebXML²¹, Web Services²² oder FIPA²³ zurückgegriffen werden. Die Orchestrierung und Adaptierung all dieser Technologien in einer einheitlichen Systemlandschaft stellt jedoch eine große Herausforderung für die Zukunft dar. Richtungsweisend sind hier Ansätze aus dem Bereich *Service Oriented Architectures* (MacKenzie 2006), die es ermöglichen, heterogene IT-Strukturen in eine gemeinsame Systemlandschaft zu integrieren.

Speziell für gewerbliche Anwender werden zudem Benutzerschnittstellen wertvoll sein, die Echtzeitinformationen zu ihrem aktuellen Stromverbrauch zusammen mit aktuellen Strompreisen auf unterschiedlichen Abstraktionsebenen aggregieren und darstellen können (Disponenten, Trader, Manager,...). Darüber hinaus werden insbesondere Großunternehmen Schnittstellen für Handelssysteme benötigen, die es ihren eigenen Händlern ermöglicht, Strombedarfe und -überschüsse, stromnahe Services und ggf. Derivate in Echtzeit an den jeweiligen Märkten zu handeln. Priorität hat hier also nicht eine möglichst vollständige Automatisierung des Handels, sondern vielmehr eine intelligente und schnelle Aggregation der Information sowie ein einheitlicher und schneller Zugang zu allen relevanten Märkten und Marktdaten.

4.4.2 Energiemanagementsysteme

Interoperabilität und Konnektivität sind nicht nur auf Seiten der Marktplätze, sondern auch auf Seiten der Nutzer und hier vor allem im Bereich der Energiemanagementsysteme und intelligenten Endgeräte ein wichtiges Kriterium. Energiemanagementsysteme lassen sich in AMM-Systeme sowie intelligente Endgeräte bzw. Vorschaltgeräte (*Blackboxes*) für herkömmliche Endgeräte unterteilen. Während es für erstere inzwischen marktreife Lösungen gibt, die bis zu einem gewissen Grad standardisiert sind (vgl. Abschnitt 3.2), befinden sich letztere noch in frühen Entwicklungsstadien.

²¹ ebXML ist ein Standard zum elektronischen Datenaustausch von Geschäftsdaten (<http://ebxml.org>)

²² <http://www.w3.org/2002/ws>

²³ FIPA ist eine Organisation, die Standards im Bereich agentenbasierter Systeme entwickelt (<http://www.fipa.org>)

Hier fehlen momentan insbesondere standardisierte Kommunikations- und Verhandlungsprotokolle für Endgeräte, welche deren Betrieb in heterogenen Systemlandschaften (wie sie in praktisch jedem Haushalt vorzufinden sind) erlauben würden.

Als Vorbild könnte hier die Automobil- oder Luftfahrtindustrie dienen, die diverse elektronische Bausteine von Fahrzeugen und Flugzeugen über Bussysteme miteinander vernetzt und ihnen so einen Datenaustausch untereinander ermöglicht. Es erscheint sinnvoll, diese Bussysteme beispielsweise im Endkundenbereich in Form von Local Area Networks (LANs) zu realisieren, deren Koordination von einem zentralen Energiemanagementsystem übernommen wird. Dieses könnte (i) eine Schnittstelle zum Energie- und Servicemarkt implementieren, (ii) für die Beschaffung benötigter Energie oder Dienstleistungen sorgen (iii) für eine Echtzeit-Visualisierung von Verbrauchs-, Umgebungs-, und Marktdaten sorgen und (iv) als Mess- und Abrechnungspunkt zwischen lokalem und zentralem Netz dienen.

4.4.3 Endgeräte

Ein weiteres Handlungsfeld der Zukunft sind die „intelligenten“ Endgeräte selbst. Auch hier gibt es bislang keine marktreifen Systeme, die den Energiekonsum eines Geräts unter Einhaltung von Rahmenvorgaben selbständig optimieren und die tatsächlich benötigte Energie anschließend entweder selbständig beziehen oder zumindest an ein Energiemanagementsystem melden. Diverse Forschungsvorhaben treiben die Entwicklung autonom agierender elektronischer Agenten voran²⁴, dennoch ist auch hier der Weg bis zu marktreifen Endkundenlösungen – speziell im Bereich der Haushaltsanwendungen – noch weit.

²⁴ Beispielsweise existiert in der seit 2002 ausgetragenen Trading Agent Competition (<http://www.sics.se/tac>) inzwischen eine eigene Kategorie *Supply Chain Management*, in der autonome elektronische Agenten selbständig Rohstoffe einkaufen, Produktionspläne erstellen und Endprodukte verkaufen müssen.

5 Zusammenfassung

Die Studie beschreibt im ersten Teil die Tendenzen entlang derer sich heutige Energie- und insbesondere Strommärkte verändern werden: mit dem Ziel der Verstärkung des Wettbewerbs im europäischen Strombinnenmarkt werden regulatorische Eingriffe für eine stärkeren Entflechtung von Stromerzeugung und -vertrieb sowie Stromnetzbetrieb sorgen; der zunehmende Konkurrenzdruck wird eine stärkere Differenzierung des Angebots an Stromprodukten und innovativen stromnahen Dienstleistungen bewirken, aber auch kleineren Stromerzeugern einen besseren Zugang zu den Strommärkten verschaffen. Stärkere umweltpolitische Ziele und insbesondere der Emissionshandel bewirken einen weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Diese Entwicklung, aber auch verbesserte Informationstechnologien bewirken in gewissem Umfang eine Dezentralisierung des Stromsystems; kleinere Anlagen werden vermehrt zu virtuellen Kraftwerken zusammengeschlossen und können so profitabel in den Strommarkt integriert werden.

Die Stoßrichtung, in die sich die Strommärkte in Zukunft bewegen werden, lässt sich an den Forschungsprioritäten und -projekten in Deutschland und der Europäischen Union erahnen. Im Kapitel drei werden daher stellvertretend für eine Vielzahl weiterer Projekte neun richtungsweisende Vorhaben vorgestellt. Initiativen im Bereich der intelligenten Netzinfrastruktur entwerfen ein visionäres Bild zukünftiger Stromnetze, die auf der Basis einheitlicher Standards und mit Hilfe innovativer Informations- und Automatisierungstechnik einen europaweiten Stromhandel und die Etablierung von *Service Oriented Architectures* im Strombereich ermöglichen. Fortschritte in den Bereichen *Smart Metering* und *Automated Meter Management* stellen die hierfür erforderlichen allzeit verfügbaren Einspeise- und Verbrauchsinformationen auf Basis von automatisierten Messungen und Echtzeit-Datenaufbereitung zu Verfügung. Und die Anstrengungen im Bereich der virtuellen Kraftwerke zeigen, dass diese Vision sich teilweise bereits im alltäglichen Betrieb befindet, jedoch über den bisherigen Stand der Technik / Forschung hinaus ein beachtliches Optimierungspotential besteht.

Aufbauend auf den Entwicklungstendenzen und den Forschungsergebnissen der jüngsten Zeit wird eine Vision der Strommärkte in 25 Jahren entwickelt. Dabei stehen insbesondere die Aspekte Dezentralisierung und Serviceorientierung im Vordergrund. Neue Geschäftsmodelle, die sich im Rahmen einer stärkeren Serviceorientierung in dezentralisierten, aber teilweise auch in zentralisierten Strommärkten etablieren könnten, werden daher genauer ausgeführt. Das Spektrum reicht von neuen Preismodellen wie Real-Time Pricing über Stromhandelsportale bis hin zu Energiemanagement-Systemen, die mit Hilfe von Softwareagenten auch Preisinformationen aus Strommärkten in ihre Optimierungsprozesse einbinden können.

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass für zukünftige Energiesysteme auf allen Ebenen ein hohes Maß an IT-Unterstützung notwendig ist. In der effizienten Informationsverarbeitung liegt der Schlüssel sowohl für einen optimierten Betrieb der Stromnetze und der verteilten Stromerzeugungseinheiten, als auch für die Entwicklung geldwerter Dienstleistungen für Stromversorger, Netzbetreiber und Endkunden.

Referenzen

- Bergfelder, M., T. Nitschke, O. Raabe, M. Conrad, J. Dinger, D. Rolli und I. Tietze-Stöckinger (2004), „SESAM Szenariodefinition Virtuelle Kraftwerke (VK), Universität Karlsruhe (TH)
- Dreher, M. (2001), „Analyse umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im liberalisierten Strommarkt“, Dissertation, Universität Karlsruhe (TH)
- Dürschmidt, W., G. Zimmermann und D. Böhme (2006), „Erneuerbare Energien – Innovationen für die Zukunft“, Broschüre des Bundesumweltministeriums, Referat KI 11 „Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten erneuerbarer Energien“
- A. Esser, O. Raabe, D. Rolli, M. Schöller (2006) „Eine sichere verteilte Marktplattform für zukunftsfähige Energiesysteme“, information technology, H. 4
- economiesuisse (2006), „Liberalisierung des europäischen Strommarktes - Aus der Perspektive der Wettbewerbsfähigkeit“, dossierpolitik Nr. 14, 7. Jahrgang
- Harrison, D. (2006), Beyond Cost: Carbon Markets, Electricity Prices and “Windfall Profits – What U.S. Electricity Companies Can Learn from the European Union Emissions Trading Scheme”, LocationElectric Utilities Environmental Conference, Tucson, Arizona
- Koch, M., D. Baier (2003), „Handel im liberalisierten Strommarkt“, erschienen in: Trommsdorff, Volker (Hrsg.): Handelsforschung 2003 - Neue Erkenntnisse für Praxis und Wissenschaft des Handels, Jahrbuch der FfH - Institut für Markt- und Wirtschaftsforschung GmbH Berlin, Köln.
- Kok, K. Warmer, C., Kamphuis, R., Mellstrand, P. (2005) „Distributed Control in the Electricity Infrastructure“, Proceedings der IEEE International Conference on Future Power Systems
- Ledjeff-Hey, K.; Mahlendorf, F.; Roes, J. (2001), „Brennstoffzellen - ein Überblick“, in: Ledjeff-Hey, K.; Mahlendorf, F.; Roes, J.: Brennstoffzellen - Entwicklung, Technologie, Anwendung. Heidelberg, Verlag Müller, S. 11-36.
- MacKenzie, C.; Laskey, K.; McCabe F.; Brown P.; Metz, R. (2006), “Reference Model for Service Oriented Architecture V1.0”, Official Committee Specification, OASIS Consortium, http://www.oasis-open.org/committees/tc_home.php?wg_abbrev=soa-rm
- Müsgens, F. (2005) “The Economics of Wholesale Electricity Markets”, Dissertation Universität Köln, 2005
- VDEW (2003), Verband der Elektrizitätswirtschaft VDEW e.V. „Kundenfokus“, VDEW Energieverlag.
- VDEW (2006), Verband der Elektrizitätswirtschaft VDEW e.V. (Meller, E.) „Der zukünftige Energiemix – Möglichkeiten und Perspektiven“, Vortrag DIW Berlin / SWP, Juni 2006, Berlin http://www.diw.de/deutsch/dasinstitut/abteilungen/evu/aktuelles/swp_pres_meller.pdf
- Velte, D., J.P. López de Araguas, O. Nielsen, W. Jörß und T. Wehnert (2006), „The EurEnDel Scenarios – Europe’s Energy Systems by 2030“, Werkstattbericht Nr. 80, Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, Berlin.

Zander, W. et al. (2000): Strombeschaffung im liberalisierten Energiemarkt, Leitfaden für die gewerbliche Wirtschaft, Köln.

Weiterführende Fachzeitschriften

Im Folgenden sind einige internationale Journale aufgelistet, in denen Artikel zu den in dieser Studie genannten Themen veröffentlichen.

International Journal of Emerging Electric Power Systems

Das IJEEPS der Berkeley Electronic Press publiziert Forschungsergebnisse zu den neuesten und kommenden Entwicklungen in Energiesystemen. Dies beinhaltet neue Technologien zur Erzeugung, Übertragung, Verteilung und zum Verbrauch elektrischen Stroms. Dabei werden alle wesentlichen Themenfelder, die in dieser Studie Erwähnung finden, berücksichtigt, z.B. Erzeugungsplanung und –steuerung, Einbindung unkonventioneller Quellen in das bestehende Energiesystem, neue Techniken des Stromtransport und der Steuerung, intelligente Messsysteme, ökonomische Aspekte des Energiesystems, *Demand Side Management* und anderes mehr.

International Journal of Electrical Power & Energy Systems

Das IJEPES des Verlags Elsevier behandelt theoretische Entwicklungen in Stromversorgungssystemen. Themen der Veröffentlichungen sind u.a.: Planung von Stromerzeugung und Stromnetzen, Expertensysteme, Systemsteuerungszentren, Datenbank- und Informationssysteme, Netzwerktheorie, Mensch-Maschine Schnittstellen und ökonomische Aspekte.

Modern Power Systems

Die Zeitschrift "Modern Power Systems" der Wilmington Publishing Ltd. beinhaltet Artikel, Kommentare, News und Informationen für Manager, Geschäftsführer und Ingenieure in Energieversorgungs- oder Netzbetreiberunternehmen.

Electricity Deregulation Report Global

Der Electricity Deregulation Report Global von ABS Energy Research liefert jährlich einen Überblick über den Stand der Deregulierung bzw. Liberalisierung der weltweiten Elektrizitätsmärkte. Die Marktsituation jedes Landes der Welt wird übersichtartig beschrieben.

Konferenzen und Symposien

Nachfolgend sind einige wiederkehrende Konferenzen aufgezählt, die sich mit einzelnen Aspekten der in dieser Studie behandelten Aspekte eines zukünftigen Energiesystems beschäftigen.

International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources

<http://www.2ndintegrationconference.com>

Die International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources dient dem Wissens- und Erfahrungsaustausch zwischen Forschern aus Amerika, Europa und Asien, die sich mit der Einbindung verteilter und erneuerbarer Energien in Stromverbundnetze beschäftigen. Die Konferenz fand zum ersten Mal 2004 in Brüssel statt und wird als nächstes in Napa, Californien ausgetragen (Dezember 2006).

Energiesysteme der Zukunft

<http://www.energiesystemederzukunft.at>

„Energiesysteme der Zukunft“ ist eine Programmlinie innerhalb des Impulsprogramm „Nachhaltig Wirtschaften“ des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie von Österreich. Innerhalb des Programms werden regelmäßig Veranstaltungen zu den Themen intelligente Netzinfrastruktur und verteilte Stromerzeugung durchgeführt.

Internationales Symposium Verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze

<http://www.arsenal.ac.at/dgtagung>

Im Oktober 2006 wird das erste „Internationale Symposium Verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze“, veranstaltet von arsenal research und dem österreichischen Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, in Wien durchgeführt.