

Wilfried Konrad, Dirk Scheer

# Das Smart Grid aus gesellschaftlicher Perspektive

InnoSmart-Arbeitsbericht 02



**InnoSmart**

Partizipative Gestaltung von verbrauchernahen  
Innovationen für Smart Grids



# Impressum

**Autor/innen:**

Wilfried Konrad, Dirk Scheer

**Projektleitung:**

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)  
Potsdamer Straße 105, 10785 Berlin  
www.ioew.de

**Projektteam:**

DIALOGIK gemeinnützige Gesellschaft für  
Kommunikations- und Kooperationsforschung mbH  
Lerchenstraße 22, 70176 Stuttgart  
www.dialogik-expert.de

Universität Stuttgart

Institut für Arbeitswissenschaft und Technologiemanagement IAT  
Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart  
www.iat.uni-stuttgart.de

Der vorliegende Bericht entstand im Forschungsprojekt „InnoSmart – Partizipative Gestaltung von verbrauchernahen Innovationen für Smart Grids“. Das Projekt ist Teil des vom deutschen Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Schwerpunktprogramms "Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems" der Sozial-Ökologischen Forschung (SÖF; Förderkennzeichen 03EK3516).

Für nähere Informationen zum Projekt: [www.innosmart-projekt.de](http://www.innosmart-projekt.de)

Stuttgart, Juli 2014



# Inhaltsverzeichnis

<b>Impressum</b> .....	<b>2</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>3</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>4</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>4</b>
<b>Vorbemerkung</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>6</b>
<b>2 Methodisches Vorgehen</b> .....	<b>9</b>
<b>3 Vom traditionellen Energieversorgungssystem zum Smart Grid</b> .....	<b>11</b>
3.1 Das klassische Stromversorgungssystem.....	11
3.2 Herausforderungen an das klassische Stromversorgungssystem .....	12
3.3 Das Smart Grid .....	14
<b>4 Akteure im Smart Grid: Neue Akteurs-netzwerke und -interaktionen</b> .....	<b>18</b>
4.1 Neue Smart Grid-Akteursnetzwerke: Begründung, Identifikation und Funktionen.....	18
4.1.1 Begründung für neue Akteursnetzwerke.....	18
4.1.2 Identifikation und Funktionen von (neuen) Akteuren .....	18
4.2 Neuausrichtung der Akteursinteraktion: Analyse und Gestaltung.....	24
4.2.1 Beschreibung und Analyse der Akteursinteraktion .....	24
4.2.2 Steuerung und Gestaltung der Akteursinteraktion .....	25
<b>5 Endverbraucher</b> .....	<b>28</b>
5.1 Voraussetzungen der Integration von Konsumenten in Smart Grid-Strukturen .....	29
5.2 Nachteile für Endverbraucher durch Smart Grids .....	30
<b>6 Sicherheit im Smart Grid</b> .....	<b>32</b>
<b>7 Datenschutz im Smart Grid</b> .....	<b>34</b>
7.1 Allgemeine Datenschutzanforderungen .....	34
7.2 Differenzierte Analyse von Datenschutzanforderungen .....	35
<b>8 Entlastungseffekte durch Umwelt- und Energieeffizienz</b> .....	<b>37</b>
<b>9 Thesen</b> .....	<b>40</b>
<b>10 Literatur</b> .....	<b>43</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland 2013.....	6
Abb. 2: Deutscher Strommix 2013 .....	7
Abb. 3: Das klassische Energieversorgungssystem .....	12
Abb. 4: Übersicht über die aktuelle Struktur der deutschen Stromversorgung .....	13
Abb. 5: Schematische Darstellung eines Smart Grid Quelle .....	15
Abb. 6: Zusammenhang von Stromeinsparungen und Feedbacktypen.....	39

## Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Recherchequellen und Suchwörter .....	9
Tab. 2: Übersicht über die Anzahl von Studien je Bereich.....	10
Tab. 3: Übersicht über die Akteure im Smart Grid-System aus der Perspektive verschiedener Studien.....	20
Tab. 4: Stakeholder-Rollen und -Funktionen .....	22
Tab. 5: Ziele und Forschungsaktivitäten von Smart Grid-Projekten mit Verbraucherbezug.....	29
Tab. 6: Jährliche Effizienzgewinne und Wachstumsimpulse im Bereich Energie.....	38

## Vorbemerkung

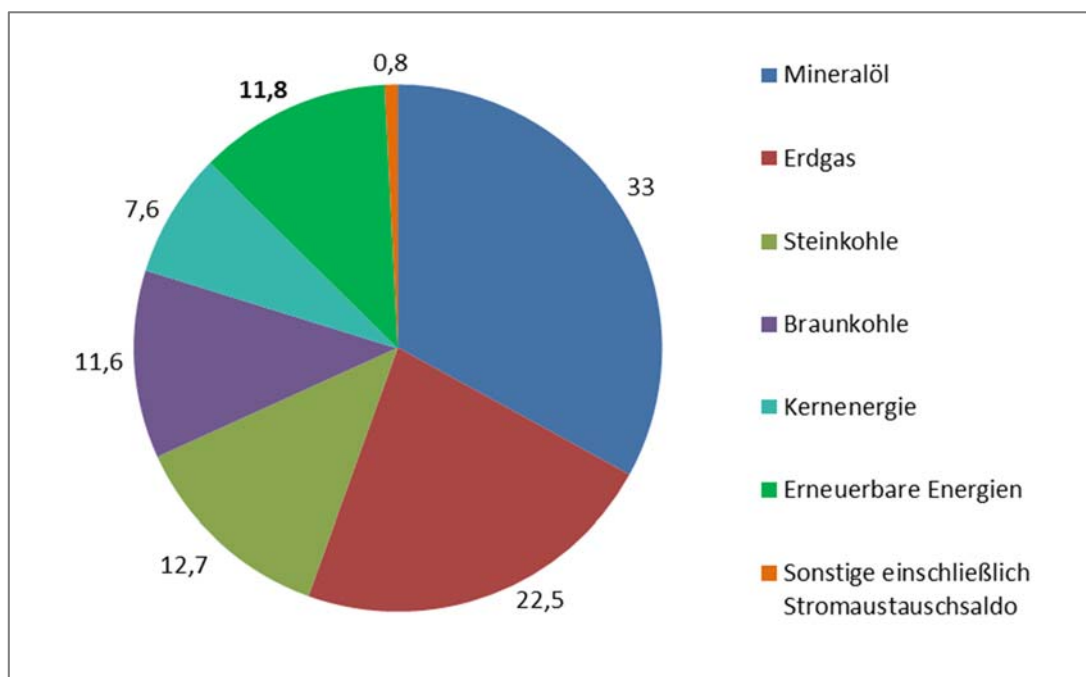
Diese Studie ist entstanden im Rahmen des Forschungsprojektes „Partizipative Gestaltung von verbrauchernahen Innovationen für Smart Grids“ (InnoSmart). InnoSmart wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördert und hat eine Laufzeit von September 2013 bis August 2016 (Förderkennzeichen: 03 EK 3516 A-C). Die Studie ist Teil einer Serie von drei Arbeitsberichten, die das Smart Grid aus unterschiedlicher Perspektive betrachten. Der vorliegende Arbeitsbericht 02 untersucht die gesellschaftliche Dimension des Smart Grid, Arbeitsbericht 01 widmet sich den technisch-marktlichen Aspekten des Smart Grid, und Arbeitsbericht 03 fokussiert auf Anforderungen an Geschäftsmodelle sowie die Nutzerintegration in Smart Grid-Entwicklungen.

Um die Berichte unabhängig voneinander lesbar und verständlich zu gestalten, stimmen die grundlegenden Kapitel 1 (Einleitung) und 3 (Vom traditionellen Energieversorgungssystem zum Smart Grid) in den Arbeitsberichten 01 und 02 jeweils überein. Diese beiden Kapitel wurden gemeinsam von Wilfried Konrad, Dirk Scheer und Frieder Schnabel erstellt. Zusammenfassende Darstellungen der zentralen Erkenntnisse aus den Arbeitsberichten 01 und 02 finden sich am Anfang von Arbeitsbericht 03 (Kapitel 2). Alle drei Studien stehen als Download auf der Projekt-Homepage „[www.innosmart-projekt.de](http://www.innosmart-projekt.de)“ zur Verfügung.

# 1 Einleitung

Das System der deutschen Energieversorgung befindet sich im Prozess einer grundlegenden Transformation. Das Ziel ist die Abkehr von einer auf fossilen und nuklearen Energieträgern basierenden Gewinnung von Strom, Wärme und Treibstoffen zugunsten einer maßgeblichen Nutzung regenerativer Quellen der Energieerzeugung. In ihrem Energiekonzept vom September 2010 strebt die Bundesregierung an, den Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch auf 60 % bis 2050 zu steigern. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch ist folgender Entwicklungspfad der Diffusion regenerativer Energien beabsichtigt: 35 % bis 2020, 50 % bis 2030, 65 % bis 2040, 80 % bis 2050 (BMWi/BMU 2010). Der unter dem Eindruck des Nuklearunfalls von Fukushima im Sommer 2011 beschlossene Atomausstieg bis zum Jahr 2022 hat die damit verbundene Herausforderung noch weiter gesteigert.

Die tatsächliche Dynamik des Ausbaus der erneuerbaren Energien ist je nach Kennziffer unterschiedlich stark ausgeprägt. Bezogen auf den gesamten Primärenergieverbrauch stieg der Anteil der Erneuerbaren von 11,5 % im Jahr 2012 auf 11,8 % im Jahr 2013 (vgl. Abbildung 1).



**Abb. 1: Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland 2013, Anteile in Prozent**

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2013)

Beim Bruttostromverbrauch dagegen haben regenerative Stromtechnologien mittlerweile einen Anteil von fast 25 % erreicht. Waren sie 2012 daran mit 23,6 % beteiligt, deckten sie im Jahr 2013 bereits 24,7 % des deutschen Bruttostromverbrauchs (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen o.J.). Diese Zahlen spiegeln sich im Gewicht der erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung wider. Für das Jahr 2012 wird ihr Anteil an der Bruttostromerzeugung mit 22,8 % ausgewiesen, in 2013 steht eine Erhöhung auf 23,4 % zu Buche (vgl. Abbildung 2).

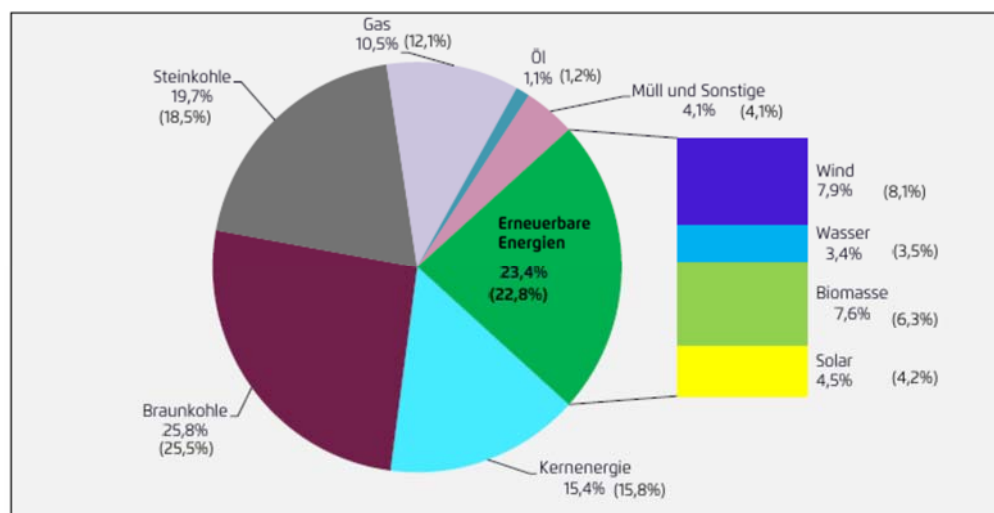


Abb. 2: Deutscher Strommix 2013 (Bruttostromerzeugung; Werte 2012 in Klammern)  
Quelle: Agora Energiewende (2013)

Der Zubau an regenerativen Erzeugungskapazitäten und der steigende Anteil von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen am deutschen Strommix sind die sichtbarsten Folgen der Energiewende zur nachhaltigen Neuausrichtung der Energieversorgung in Deutschland. Dennoch ist die Energiewende keineswegs ausschließlich als Stromwende konzipiert. Es geht vielmehr in allen Bereichen der Energieversorgung um den Verzicht auf herkömmliche Energieträger. Zugleich soll diese Transformation mit einer deutlichen Verbesserung der Energieeffizienz einhergehen, so dass aus regenerativen Quellen zukünftig ein weitaus niedrigeres Verbrauchsniveau als heute zu decken wäre. Zum Beispiel soll sich die Energieeffizienz im Verkehrssektor bis 2050 um 40 % gegenüber 2005 verbessern, im gesamten Gebäudebestand soll der Primärenergieverbrauch bis 2050 im Vergleich zu 2008 um 80 % reduziert werden (Luhmann et al. 2013; Renn/Dreyer 2013; Schafhausen 2013). Diese ambitionierte Programmatik soll schließlich auf eine Weise umgesetzt werden, die dem im Energiewirtschaftsgesetz formulierten Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit gerecht wird.

Die Umstellung auf erneuerbare Energien ist weit mehr als der Ersatz bestehender Kraftwerkstechnologien durch Windparks oder PV-Anlagen. Über die Entwicklung und Installation neuer Erzeugungstechnologien hinaus steht das gesamte Energiesystem mit seinen tradierten Organisationsprinzipien, Regelungsmechanismen, Marktbeziehungen, Netzstrukturen und Verbrauchsmustern zur Disposition. Die Frage nach der Gestaltung des zukünftigen Energieversorgungssystems wird in den letzten Jahren zunehmend im Kontext der Debatte um die intelligente Vernetzung der Komponenten der Energieinfrastruktur zu einem Smart Grid geführt. Unter Smart Grid ist dabei keineswegs nur der technologische Entwurf der zukünftigen Systemarchitektur der Energieversorgung zu verstehen, vielmehr sind damit zudem eine Reihe von marktlichen und gesellschaftlichen Veränderungen verknüpft. Aus marktlich-technischer Perspektive wird das Smart Grid im Inno Smart-Arbeitsbericht 01 untersucht, in der vorliegenden Studie stehen gesellschaftliche Aspekte im Vordergrund.

Zunächst wird das methodische Vorgehen mit Blick auf die durchgeführte Literaturrecherche und die Dokumentenanalyse erläutert (Kap. 2). Sodann erfolgt eine Darstellung der wesentlichen Merkmale und Dynamiken, die den Übergang vom klassischen Energieversorgungssystem zum Smart Grid prägen. Bei dieser Darstellung wird deutlich, dass der Schwerpunkt der Smart Grid-Entwicklung auf dem Stromsektor liegt und insofern auf den Bereich fokussiert, der oben als der aktuell herausragendste Aspekt der Energiewende charakterisiert wurde (Kap. 3). In den darauf folgenden Kapiteln 4 bis 8 werden die gesellschaftlichen Dimensionen von Smart Grids aus der Perspektive von Akteu-

ren, Endverbrauchern, Sicherheit, Datenschutz sowie Umweltschutz analysiert. Im letzten Schritt werden schließlich die wichtigsten Erkenntnisse zu den gesellschaftlichen Aspekten von Smart Grids zu einer Reihe von Thesen verdichtet (Kap. 9).



## 2 Methodisches Vorgehen

Die folgenden Darstellungen beruhen auf der Auswertung von Dokumenten, die aus unterschiedlicher Perspektive und mit unterschiedlichen Themenschwerpunkten Beiträge zur Smart Grid-Diskussion leisten. Bei diesen Dokumenten handelt es sich einerseits um wissenschaftliche Studien, andererseits um Positionspapiere, Gutachten, Stellungnahmen oder Strategiekonzepte von Stakeholdern aus den Bereichen Politik, Wirtschaft, Forschung und Zivilgesellschaft. Diese Materialgrundlage wurde unter Anwendung von zwei Internet gestützten Recherchestrategien aufgebaut:

- Erstens wurde zur Literatursuche auf die Suchmaschine Google Scholar sowie die Verlagsdatenbank ScienceDirect zurückgegriffen. Als erstes Suchwort wurde „Smart Grid“ oder „intelligentes Netz“ verwendet. Auch die weiteren Schlagworte, die entweder alleine oder in Kombination mit dem primären Suchwort herangezogen worden sind, wurden jeweils in Deutsch und Englisch eingesetzt, um Dokumente aus beiden Sprachfamilien zu identifizieren. Zu diesen Schlagworten zweiter Ordnung zählen zum Beispiel Intelligente Zähler/Smart Meter, Lastmanagement/Demand Side Management oder Energiewende/Energy Transition (für die komplette Liste vgl. Tab. 1).
- Im Rahmen des zweiten Recherchewegs wurden gezielt die Internet-Seiten von im Energiesektor aktiven Organisationen nach Smart Grid bezogenen Papieren durchsucht. Dies geschah in der Regel vermittelt der vollständigen Durchsicht der Publikationslisten der betreffenden Einrichtungen, die zumeist die Möglichkeit des PDF-Downloads der ausgewählten Veröffentlichung anbieten.

**Tab. 1: Recherchequellen und Suchwörter**

Quelle: eigene Darstellung

Recherchequellen	Suchwörter
<b>1. Verlagsdatenbank</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ScienceDirect</li> </ul>	<b>Erstes Suchwort</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Smart Grid/Intelligentes Netz</li> </ul>
<b>2. Suchmaschine</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Google Scholar</li> </ul>	<b>Weitere Schlagworte: eigenständig oder in Kombination mit erstem Suchwort</b>
<b>3. Internet-Seiten</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Organisationen im Energiesektor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Akzeptanz/Acceptance</li> <li>• Datenschutz/Data Safety</li> <li>• Energiewende/Energy Transition</li> <li>• Intelligente Zähler/Smart Meter</li> <li>• Konsumenten/User</li> <li>• Lastmanagement/Demand Side Management</li> <li>• Nutzerverhalten/Consumer Behaviour</li> <li>• Prosumer</li> <li>• Strommarkt/Electricity Market</li> <li>• Zukünftiges Energiesystem/Future Energy System</li> </ul>

Durch diese Recherchestrategie wurde ein Korpus von 109 Dokumenten zusammengetragen. Dieser verteilt sich wie folgt auf die Bereiche Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Forschung, Zivilgesellschaft sowie Sonstige (vgl. Tab. 2):

**Tab. 2: Übersicht über die Anzahl von Studien je Bereich**

Quelle: eigene Darstellung

Bereich	Anzahl Studien
Politik	25
Wirtschaft	24
Wissenschaft und Forschung	46
Zivilgesellschaft	7
Sonstige (z.B. Think Tanks, Initiativen)	7
Gesamt	109

Die Inhalte aller Dokumente sind zunächst daraufhin durchgesehen worden, ob diese sich ausschließlich oder nur in Teilen Fragestellungen zum Smart Grid widmen. Die auf diese Weise selektierten Ausführungen zu intelligenten Energiesystemen wurden im nächsten Schritt einer Reihe von induktiv aus der Lektüre herausgearbeiteten Themenbereichen zugeordnet. Diese Themenbereiche umfassen, wie oben bereits erwähnt, das Smart Grid in Abgrenzung zum traditionellen Energieversorgungssystem, Akteure, Endverbraucher, Sicherheit, Datenschutz sowie Ökologie. Das so gruppierte „Rohmaterial“ wurde mit Blick auf die wichtigsten inhaltlichen Problemstellungen und Erkenntnisse analysiert und zusammengefasst und schließlich mit Blick auf die Schlüsselergebnisse zu Thesen verdichtet.

## 3 Vom traditionellen Energieversorgungssystem zum Smart Grid

### 3.1 Das klassische Stromversorgungssystem

Prägend für das klassische Stromversorgungssystem sind zentrale, fossil und nuklear befeuerte Großkraftwerke. Der von diesen Erzeugern produzierte Strom wird in das Höchstspannungs- oder Übertragungsnetz eingespeist und von diesem über weite Strecken zu den Verteilnetzen transportiert, die über verschiedene Spannungsebenen (Hoch-, Mittel- und Niederspannung) den Strom zu den Verbrauchern weiterleiten. Dabei verteilen die Hochspannungsnetze den Strom innerhalb von größeren Regionen auf die Mittelspannungsnetze. Durch die lokalen Niederspannungsnetze wird der Strom an kleine Verbraucher, insbesondere die Privathaushalte, verteilt. Ein umgekehrter Stromfluss ist nicht vorgesehen, der Stromtransport erfolgt ausschließlich unidirektional von der hohen Spannungsebene des Übertragungsnetzes zu den niedrigeren Spannungsebenen des Verteilnetzes.

Die Dimensionen des deutschen Stromnetzes verdeutlichen die folgenden Angaben zu den jeweiligen Netzlängen (Stand 2009; vgl. acatech 2012, S. 10):

- Übertragungs- bzw. Höchstspannungsnetz: 35.000 km
- Verteilnetz: 1,69 Mio. km, davon:
  - Hochspannungsebene: 76.800 km
  - Mittelspannungsebene: 497.000 km
  - Niederspannungsebene: 1,12 Mio. km

Das Übertragungsnetz repräsentiert also einen Anteil von etwa 2 % des gesamten deutschen Stromnetzes. Es besteht weitgehend aus Freileitungen und wird von vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) organisiert. Dies sind die Unternehmen Tennet TSO, 50 Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW. Die Zahl der Verteilnetzbetreiber (VNB) ist demgegenüber mit ca. 900 Organisationen ungleich höher. Für den Stromfluss im Verteilnetz werden überwiegend Erdkabel eingesetzt.

Die Schlüsselanforderung für ein stabiles Energieversorgungssystem besteht darin, Erzeugung und Verbrauch im steten Gleichgewicht zu halten. Da elektrische Energie im Netz nicht gespeichert werden kann, muss in jeder Sekunde genau so viel Energie eingespeist werden wie tatsächlich benötigt wird (Wittenberg 2014). Im klassischen Stromsystem erfolgt dies durch eine lastgeführte Stromerzeugung. Dies bedeutet, dass je nach aktuellem Verbrauchsverlauf die Produktion von Elektrizität erhöht oder vermindert wird. Bei kleineren Abweichungen sorgen dafür Einrichtungen wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke, welche bei geringer Nachfrage den überschüssigen Strom speichern, um ihn bei hoher Nachfrage wieder zurück in die Netze zu speisen. Bei größeren Verbrauchsschwankungen können schnell regelbare Kraftwerke (z.B. Gasturbinenkraftwerke) durch die zentrale Struktur einfach hoch- bzw. heruntergefahren werden, um somit das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch wieder herzustellen. Die folgende Abbildung 3 stellt die Struktur des klassischen Energieversorgungssystems schematisch dar:

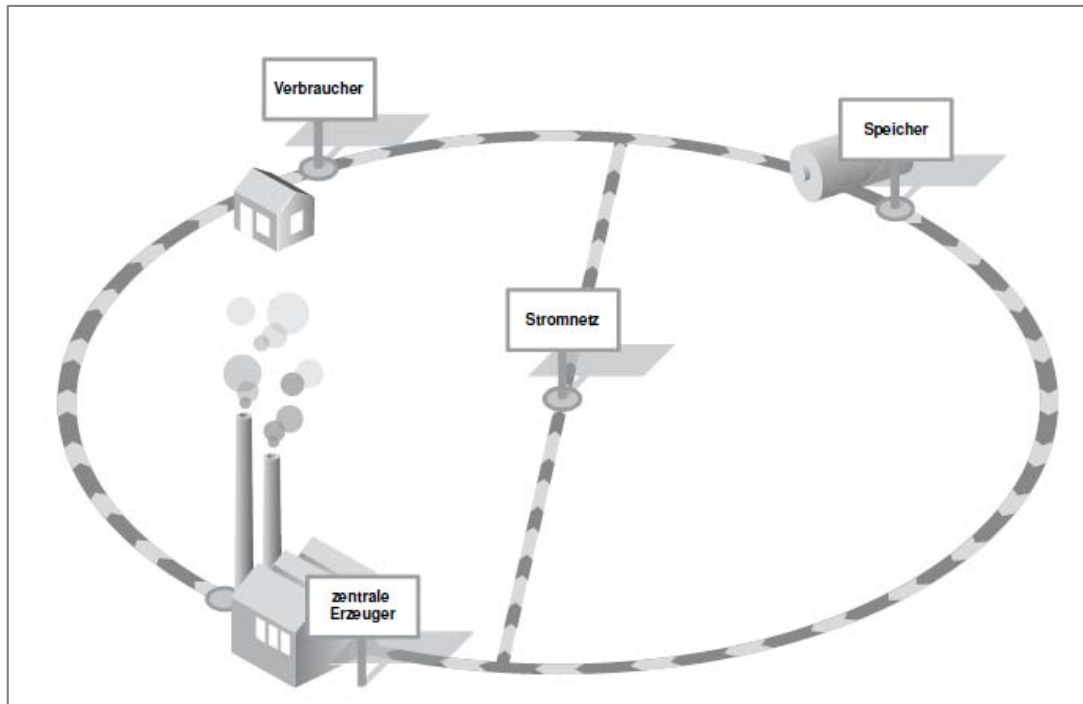


Abb. 3: Das klassische Energieversorgungssystem  
 Quelle: [www.smartgrids.at](http://www.smartgrids.at) (abgerufen am 13.2.2014)

## 3.2 Herausforderungen an das klassische Stromversorgungssystem

Die jahrzehntelang bewährte Struktur und Funktionsweise des Stromversorgungssystems ist seit der jüngsten Vergangenheit einem erheblichen Veränderungsdruck ausgesetzt. Windkraft und Sonnenenergie sind fluktuierende Energiequellen, für die nur bedingt vorhergesehen werden kann, wie viel Strom sie zu einem bestimmten Zeitpunkt produzieren werden. Denn im Gegensatz etwa zu einem Kohlekraftwerk, für das verlässlich die Erzeugung einer Menge X zum Zeitpunkt Y ein-geplant werden kann, ist das Stromdargebot aus Wind und Sonne von nicht steuerbaren Natureinflüssen wie Windstärke oder Bewölkungsdichte abhängig. Dieses Merkmal widerspricht dem Prinzip der lastgeführten Stromgewinnung und macht es bei steigendem Anteil erneuerbarer Energieträger immer schwieriger, das Angebot elektrischer Energie auf den Verbrauchsverlauf hin anzupassen. So kann es in Phasen des Überangebots an regenerativ gewonnenem Strom zur Abregelung von Windenergieanlagen zur Sicherung der Netzstabilität kommen.

Der mit der Diffusion regenerativer Energien einhergehende Trend zur Dezentralisierung der Stromproduktion ist eine weitere Dimension der Veränderung des herkömmlichen Energiesystems. Während der Anteil der vergleichsweise wenigen fossil-nuklearen Großkraftwerke an der Stromgenerierung sinkt, spielen kleine Anlagen, die von einer Vielzahl verschiedener Akteure betrieben werden, eine immer größere Rolle. So existieren heute in Deutschland mit 1,5 Millionen Einheiten tausendmal mehr dezentrale, meist regenerative Einspeiser als zentrale Kraftwerke (Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg 2013, S. 15). Im Zuge dieser Entwicklung werden auch private Haushalte zu Energieerzeugern, die Strom aus PV-Anlagen oder Mini-BHKWs in das Netz einspeisen und sich so von Verbrauchern zu Prosumern wandeln, bei denen die Rollen des Produzenten und Konsumenten zusammenfallen. Aus der Netzperspektive erhöht die Vervielfachung der Erzeugungseinheiten die

Komplexität der Steuerungsanforderungen. Da zudem diese Kleinkraftwerke ihre Stromproduktion in das Nieder- oder Mittelspannungsnetz einspeisen, stehen die Verteilnetzbetreiber vor der Aufgabe, neben dem Stromtransport zu den Verbrauchern auch Rückflüsse in das Netz zu bewältigen. Diese im traditionellen Netzdesign nicht vorgesehene Umkehr des Lastflusses durch den massenhaften Anschluss von Erzeugungsanlagen in der Verteilnetzebene kann zu Verletzungen des Spannungsbandes führen und z.B. die Zerstörung angeschlossener Betriebsmittel zur Folge haben (Appelrath et al. 2012, S. 44; BDI 2013, S. 8). Die nachfolgende Abbildung 4 skizziert die aktuelle Struktur der deutschen Stromversorgung:

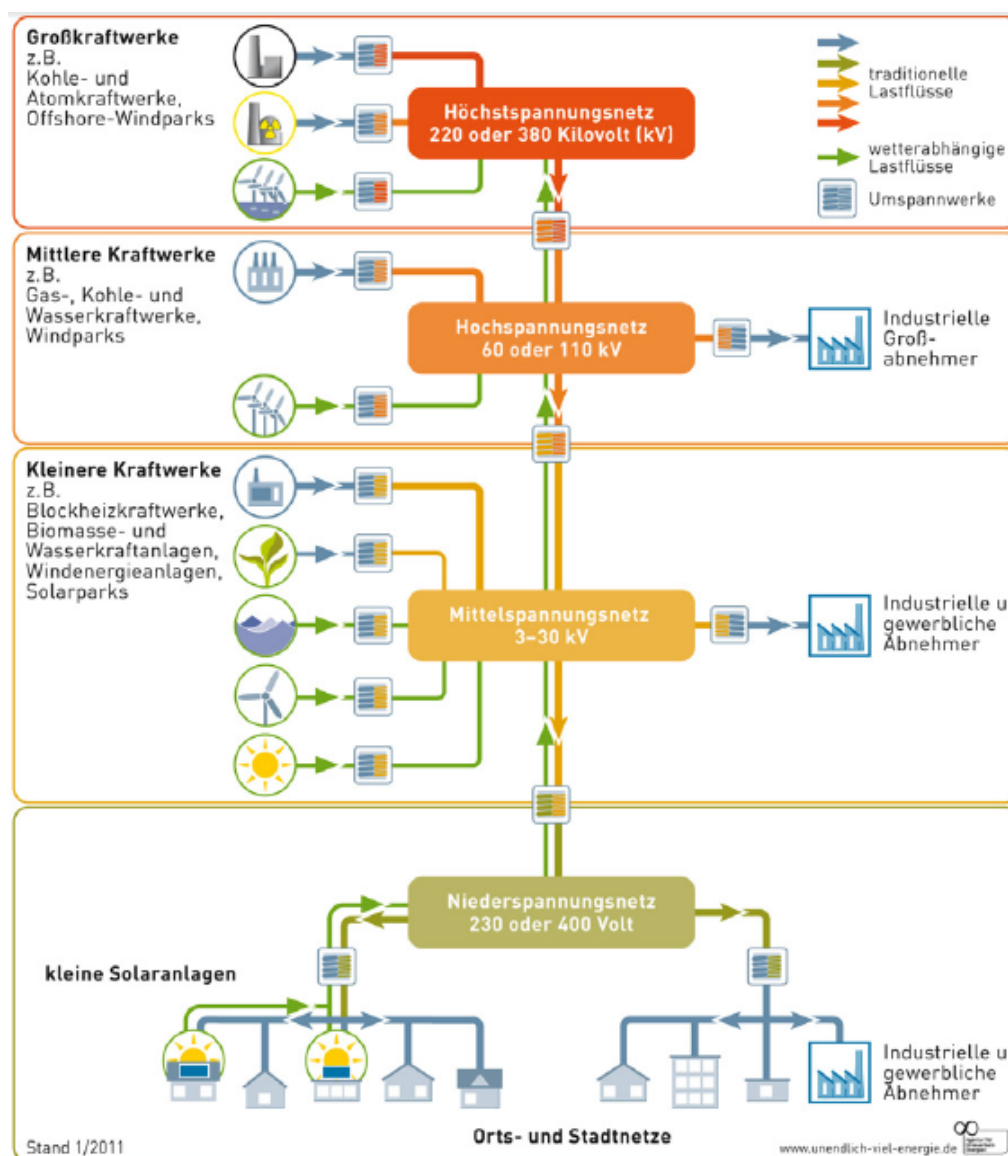


Abb. 4: Übersicht über die aktuelle Struktur der deutschen Stromversorgung

Quelle: Kunz et al. (2012, S. 6)

Neben der Integration volatiler und dezentraler Energieträger gehen von der Liberalisierung des Strommarktes weitere Impulse zur Veränderung der Stromversorgungssystems aus. Die Grundlage für die Einführung von Wettbewerb in den vormals monopolistisch strukturierten Elektrizitätsmarkt bildet die 1998 in Kraft getretene Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Die Stromversorger verfügten bis zu diesem Zeitpunkt über ein Gebietsmonopol, in dessen Rahmen sie in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten (Städte, Regionen) als alleinige Stromanbieter auftraten. Die Gesetzesänderung stattete die Verbraucher mit der Freiheit aus, ihren Energielieferanten selbst

wählen zu können. Im Gegenzug wurde den Stromanbietern erlaubt, ihre Leistungen überregional, d.h. unabhängig von ihrem Standort, anzubieten. Als weiterer zentraler Bestandteil der Liberalisierung wurden die vertikal integrierten Energieunternehmen zudem dazu verpflichtet, Dritten die diskriminierungsfreie Durchleitung von Strom durch ihre Netze zu gewähren (SRU 2013; Ziesing 2002).

Mit der zweiten Novelle des EnWG im Jahre 2005 wurde der Netzbetrieb (Transport und Verteilung) als natürliches, reguliertes Monopol von den wettbewerblichen Marktsegmenten Erzeugung, Handel und Vertrieb getrennt. Diese Entflechtung (Unbundling) muss auf buchhalterischer, informationeller, organisatorischer und rechtlicher Ebene erfolgen und gilt für alle vertikal integrierten Energieversorger mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden. Da kleinere Unternehmen vom Unbundling ausgenommen sind, wird in einem Großteil der lokalen und regionalen Verteilnetze der Monopolbereich des Netzes weiterhin nicht von den anderen wirtschaftlichen Aktivitäten getrennt betrieben (SRU 2013; Verivox o.J.).

Mit der Liberalisierung der Elektrizitätsbranche ist die Anzahl der in diesem Markt tätigen Akteure beträchtlich angewachsen. Neben den etablierten Unternehmen sind neue Anbieter, wie Stromlieferanten und Stromhändler, entstanden. So hat sich z.B. die Anzahl der Stromanbieter von 2011 bis 2013 von 984 auf 1.150 Unternehmen erhöht, die im Januar 2012 insgesamt 4.702 unterschiedliche Tarife im Angebot hatten (Statista 2014; Verivox 2012). Netzseitig erfordert dies die Entwicklung und Installation neuer Schnittstellen und Kommunikationskanäle, um den erhöhten Datenaustausch durch den Eintritt neuer Mitspieler in den Strommarkt und die Ausdifferenzierung des Dienstleistungsspektrums bewältigen zu können (Appelrath et al. 2012, S. 137).

### 3.3 Das Smart Grid

Die oben beschriebenen Herausforderungen an das Stromversorgungssystem werden mit der fortschreitenden Umsetzung der Energiewende und der Erhöhung der Wettbewerbsintensität an Dringlichkeit weiter zunehmen. Mit Blick auf diese Anforderungen gerecht werden künftige Energieinfrastruktur lassen sich zwei grundlegend verschiedene Lösungsansätze unterscheiden:

„Lösungsansatz Nummer eins ist ein einfacher, unbedachter Ausbau: Man baut die Netze aus, errichtet neue Kraftwerke und lässt Ältere weiter laufen. So könnte man das aktuelle System weiterführen, ohne grundlegende, systematische Veränderungen vornehmen zu müssen. (...) Der zweite Lösungsansatz ist das intelligente Stromnetz. Dieser Weg scheint zunächst der aufwändigere zu sein. Viele der notwendigen Technologien sind erst ansatzweise vorhanden oder noch nicht ausgereift, viel Forschungs- und Entwicklungsarbeit muss hier noch geleistet werden. Hinzu kommt, dass viele traditionell gewachsene Strukturen aufgebrochen werden und neue Akteure auf neuen Märkten aktiv werden müssen“ (Pathmaperuma/Schippel 2012, S. 99).

In der Diskussion um die Richtung des Umbau des Energiesystems wird deutlich, dass weder eine Kapazitätsausweitung im Rahmen der traditionellen Strukturen noch eine Konzentration aller Ressourcen auf die Entwicklung eines Smart Grid realistische Optionen sind. Vielmehr werden sowohl Maßnahmen zur Vergrößerung der Transportkapazitäten als auch die umfassende Implementation moderner Informations- und Kommunikationstechnik für notwendig gehalten. So gilt die Errichtung neuer Höchstspannungstrassen zum Transport von Windstrom von Nord- nach Süddeutschland im Rahmen des SuedLink-Projekts als Schlüsselvorhaben für eine sichere Energieversorgung auf Grundlage regenerativer Quellen ([www.suedlink.tennet.eu](http://www.suedlink.tennet.eu)). Auf der anderen Seite wird ein mit Intelligenz versehenes Stromversorgungssystem als Chance gesehen, den Neu- und Ausbau von Stromleitungen zumindest teilweise zu ersetzen und somit Investitionskosten einzusparen oder politische Konflikte von vornherein zu verhindern (Appelrath et al. 2012, S. 50; Pathmaperuma/ Schippel 2012,



S. 89). Davon abgesehen sind viele der im Kontext des zukünftigen Energiesystems diskutierten Innovationen, wie z.B. Smart Metering oder Demand Side bzw. Last-Management (vgl. InnoSmart-Arbeitsbericht 01, Kap. 4.5 und 4.6), ohne eine intelligente Vernetzung nicht denkbar.

Kerngedanke der Weiterentwicklung des Energieversorgungssystems zu einem Smart Grid ist die umfassende Implementierung von daten- und kommunikationstechnischen Systemen und Komponenten sowie die Vernetzung aller in das Smart Grid integrierten Akteure, Anlagen und Funktionen (vgl. Abbildung 5). Zum aktuellen Zeitpunkt ist das Smart Grid mehr eine Idee als Realität – nach Expertenschätzungen ist die Durchdringung Deutschlands mit Smart Grids im Zeitraum von 2020 bis 2030 zu erwarten (Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg 2013; VDE 2012; vgl. auch die Ergebnisse der Expertenbefragung im InnoSmart-Arbeitsbericht 01, Kap. 7.2 und 8.2). Dem entsprechend sind sowohl auf der Ebene der begrifflichen Abgrenzung als auch mit Blick auf mögliche Anwendungen oder wirtschaftliche Geschäftsmodelle noch viele Fragen offen. Ein Blick auf in der Literatur verwendete Definitionen von „Smart Grid“ verweist einerseits auf Lesarten, die auf das Stromnetz im engeren Sinn fokussieren, andererseits wird Smart Grid als übergreifendes Energiesystem aufgefasst, in dem das Netz selbst neben Kraftwerken oder Verbrauchern nur eines von vielen Elementen ist. Im Folgenden werden diese unterschiedlichen Ansätze mit je zwei Beispielen illustriert:

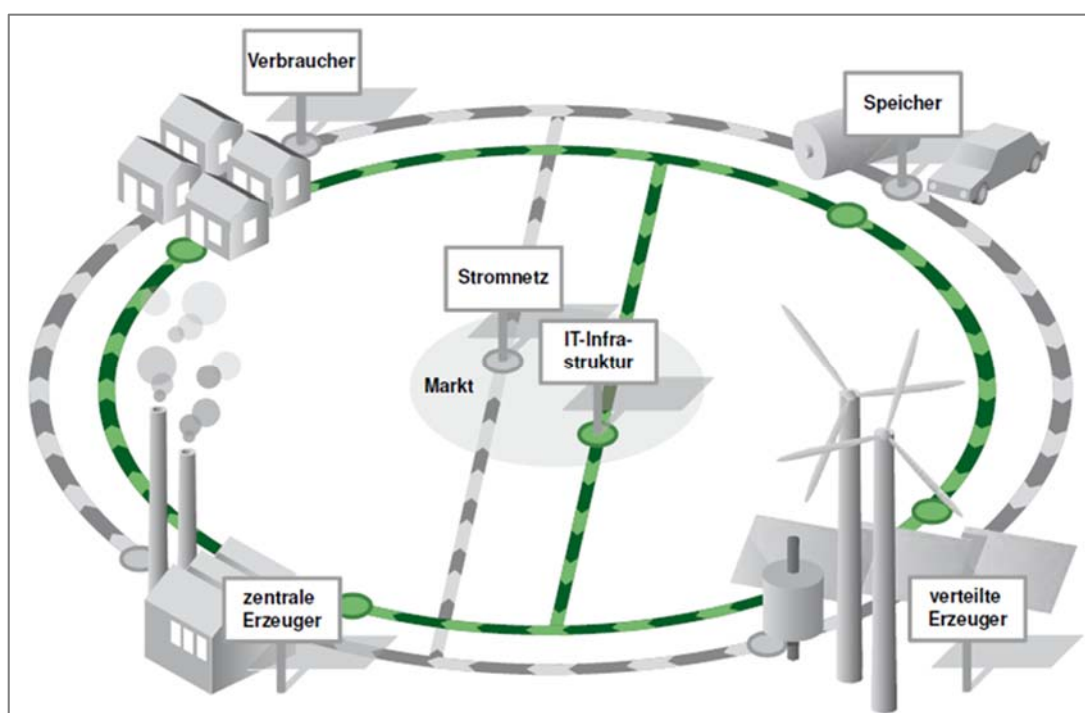


Abb. 5: Schematische Darstellung eines Smart Grid  
Quelle: [www.smartgrids.at](http://www.smartgrids.at) (abgerufen am 13.2.2014)

Smart Grid-Definitionen mit Netzfokus:

- „Das konventionelle Elektrizitätsnetz wird zu einem Smart Grid, wenn es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten ausgerüstet wird. Im Ergebnis bedeutet ‚smart‘, dass Netzzustände in ‚Echtzeit‘ erfasst werden können und Möglichkeiten zur Steuerung und Regelung der Netze bestehen, so dass die bestehende Netzkapazität tatsächlich voll ausgenutzt werden kann. Ein Smart Grid führt zu einer besseren Ausnutzung der konventionellen Netzinfrastruktur, was deren Ausbaubedarf

dämpft oder die Netzstabilität bei gleicher Auslastung verbessert.“ (Bundesnetzagentur 2011, S. 11)

- „A Smart Grid is an electricity network that can cost efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety. Though elements of smartness also exist in many parts of existing grids, the difference between a today’s grid and a smart grid of the future is mainly the grid’s capability to handle more complexity than today in an efficient and effective way. A smart grid employs innovative products and services together with intelligent monitoring, control, communication, and self-healing technologies.“ (EU-EG1 2010, S. 6)

Smart Grid-Definitionen mit Energiesystem-Fokus:

- „The term smart grid refers to an electricity production and consumption infrastructure that is enhanced with information and communication technology (ICT) for improved monitoring and control of supply and demand balance in the electric power system. The smart grid is considered to be a requisite to accommodate an increasing amount of distributed and intermittent energy sources in electricity grids, as well as to reliably meet a growing overall electricity demand. ICT plays an important role in smart grids by enabling monitoring and control of the energy flows in the grid at every level in the system, from large scale generation and transmission to the low voltage distribution networks in which residential end-users are located.“ (Geelen et al. 2013, S. 152)
- „Der Begriff ‚Smart Grid‘ (Intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Ziel ist auf Basis eines transparenten energie- und kosteneffizienten sowie sicheren und zuverlässigen Systembetriebs die nachhaltige und umweltverträgliche Sicherstellung der Energieversorgung.“ (DKE 2010, S. 13)

Die Bundesnetzagentur (2011) setzt ein weiteres Differenzierungsproblem auf die Agenda, indem sie die Unterscheidung zwischen Netz- und Marktthemen bzw. Netzkapazitäten (kW) und Energiemengen (kWh) in die Smart Grid-Diskussion einführt. Danach ist außerhalb des Smart Grids der Bereich des Smart Markt zu verorten, „in welchem Energiemengen oder daraus abgeleitete Dienstleistungen auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Netzkapazität unter verschiedenen Marktpartnern gehandelt werden. Neben Produzenten und Verbrauchern sowie Prosumern könnten künftig sehr viele unterschiedliche Dienstleister in diesen Märkten aktiv sein (...). Nicht die zu integrierenden Strommengen, die zukünftig zunehmend regenerativ produziert werden sollen, sind der primäre Gegenstand von Smart Grid-Betrachtungen, vielmehr behandelt das Smart Grid die aus diesen Mengen und deren zeitlichem Anfall resultierenden Kapazitätsansprüche, da das Kern-geschäft der Netzbetreiber auf die Bereitstellung, Maximierung und Optimierung von Netzkapazitäten gerichtet ist“ (Bundesnetzagentur 2011, S. 12).

Auch die mit dem intelligenten Energiesystem verknüpften Potentiale, z.B. zur Laststeuerung oder Bereitstellung innovativer Produkte und Dienstleistungen, sind bislang auf Erfahrungen mit Pilotprojekten begrenzt und erfordern weitere konzeptionelle und anwendungsorientierte Studien und Versuche zu ihrer Realisierung. Dabei ist die Transformation zum Smart Grid in verschiedenen Bereichen durchaus unterschiedlich stark vorangeschritten. So ist das Übertragungsnetz heute bereits hochgradig automatisiert und wird intelligent gesteuert. Im Gegensatz dazu besteht in der Verteilnetzebene ein erheblicher Nachholbedarf an datentechnischer Infrastruktur und Vernetzung. Die Mit-



tel- und Niederspannungssektoren werden gegenwärtig ohne exakte Kenntnisse des Netzzustandes betrieben. Im konventionellen System mit seinem unidirektionalen Top-Down-Energiefluss war dies ohne weiteres möglich, unter den Bedingungen fluktuierender, dezentraler Stromeinspeisung führen diese Informationslücken vermehrt zu ernststen Problemen der Netzführung (Appelrath et al. 2012, S. 41f.; Bundesnetzagentur 2011, S. 16ff.). In diesem Zusammenhang wird betont, dass es aufgrund vielfältiger lokal-regionaler Besonderheiten keine pauschale Lösung der Verteilungsnetzautomatisierung geben kann. Zum Beispiel stehen städtische Verteilnetze weit weniger unter dem Druck des Zubaus volatiler Erzeugungsanlagen als ihre ländlichen Pendanten, an die der Großteil verteilter Energie mit der Folge angeschlossen wird, dass hier der Widerspruch zwischen Netzauslegung und Zusatzbedarf am massivsten spürbar ist. Ein weiterer Faktor ist die Energiequelle, so ändert sich die Verteilnetzsituation erheblich je nachdem ob vorrangig Wind- oder PV-Strom eingespeist wird (BMW 2014; VDE 2013; Wittenberg 2014).

Die in diesem Kapitel erarbeitete Skizze des Veränderungsprozesses der deutschen Energieversorgung bildet den Hintergrund für die folgenden Überlegungen zu den gesellschaftlichen Dimensionen des Smart Grid. Wir verstehen dabei Smart Grid in einem weiten Sinn als eine neue Entwicklungsstufe des Gesamtsystems aus Erzeugung, Verteilung und Verbrauch von Energie. Informations- und kommunikationstechnisch ertüchtigte Netzinfrastrukturen sind dabei nur ein Element eines grundlegenden Umbaus, vom dem alle technischen, marktlichen und sozialen Systembestandteile betroffen sind. Der Fokus der bisherigen und auch der folgenden Ausführungen ist auf die Transformation des Stromsektors gerichtet. Wir schließen damit an den aktuellen Stand der Diskussion zu Smart Grids an, der durch die deutliche Konzentration auf die neuen Herausforderungen der Elektrizitätsversorgung gekennzeichnet ist. Damit soll der Smart Grid-Begriff keineswegs auf den Strombereich begrenzt werden. Im Sinne des umfassenden Ansatzes der Energie-wende erscheint es vielmehr erforderlich, auch die Sektoren Wärme und Verkehr zu intelligenten Energiesystemen weiterzuentwickeln und Effizienzpotenziale durch medienübergreifende Vernetzungen zu generieren (Appelrath et al. 2012; Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg 2013). Perspektivisch wären damit Konzepte wie Power to Heat, Power to Gas oder die Verbindung von regenerativer Energie und Elektromobilität in den Smart Grid-Kontext zu integrieren. Allerdings fallen die Überlegungen hier derzeit noch weit hinter den Entwicklungsstand im Strombereich zurück, so dass in dem vorliegenden Bericht das Elektrizitätssystem in den Vordergrund gestellt wird.

## 4 Akteure im Smart Grid: Neue Akteursnetzwerke und -interaktionen

Eine Vielzahl der hier betrachteten Studien befasst sich mit der Akteursebene eines zu etablierenden Smart Grid-Systems. Damit wird implizit die Schaffung eines Smart Grid als sozio-technisches System begriffen, das neben der Technikgestaltung auch handelnde Akteure mit Rollen, Aufgaben und Interessen mit einbezieht. In einer ersten Differenzierung lassen sich die Studien zwei grundsätzlichen Themenbereichen zuordnen: zum einen der Identifikation und Beschreibung des zukünftig prognostizierten, neuen Akteursnetzwerkes, zum anderen der Beschreibung und Gestaltung der zukünftigen Akteursinteraktion.

### 4.1 Neue Smart Grid-Akteursnetzwerke: Begründung, Identifikation und Funktionen

#### 4.1.1 Begründung für neue Akteursnetzwerke

Die Herausbildung von neuen Akteursnetzwerken im Smart Grid-Bereich wird aus unterschiedlicher Perspektive begründet. Für die Bundesnetzagentur (2011) spricht vor allem die Marktdynamisierung für die Neuausrichtung der Akteursstruktur. Die Einrichtung von intelligenten Netzen fördere eine Flexibilisierung des Energiemarktes mit einer variablen Bereitstellung und Abnahme von Energiemengen sowie einer Reduktion und/oder Verlagerung der Energieflüsse. Der flexibilisierte Markt bzw. „Smart Market“ zieht nach Ansicht der Bundesnetzagentur vor allem neue Dienstleister an, um innovative Energiemengenprodukte anzubieten. Der BDEW (2011) hingegen sieht neue Akteursnetzwerke und -interaktionen als Qualitätsmaßstab für ein Smart Grid, denn das „Netz ist nicht von sich aus ‚smart‘. Es bedarf hierzu geeigneter Technik, aber vor allem auch der Verknüpfung einer Vielzahl von verschiedenen Akteuren.“ Sonst „wird unweigerlich ‚Intelligenz‘ verschenkt“ (BDEW 2011, S. 10).

Auch die Europäische Kommission sieht die intensive Beteiligung und Partizipation aller Smart Grid-Akteure als unabdingbare Erfolgsvoraussetzung für die Einrichtung eines effektiven und effizienten Smart Grid-Systems (EU-EG1 2010, S. 6). Der Wandel des Akteursystems besteht vor allem im Wandel der Rolle des Verbrauchers vom passiven zum aktiven Marktteilnehmer (EU-EG2 2011, S. 3). Neben der Integration neuer Akteure stellt insbesondere die intensivere Interaktion der Akteure eine Herausforderung dar (EU-EG3 2011, S. 8). Dagegen identifiziert die DENA (2012) die neue technische Ausrichtung intelligenter Netze als treibende Kraft für veränderte Rollen bestimmter Akteure. Mit dem Blick auf Netzbetreiber bedingen die umkehrenden Leistungsflüsse und die zunehmende Einspeisung auf Verteilnetzebene eine veränderte Rolle insbesondere der Netzakteure. Die Begründung für die Neuausrichtung von Akteuren im Smart Grid umfasst demnach marktliche, technische und qualitätsbezogene Argumente.

#### 4.1.2 Identifikation und Funktionen von (neuen) Akteuren

Verschiedene Studien beschäftigen sich eingehend mit einzelnen (neuen) Akteuren unter Smart Grid-Bedingungen. Dabei überwiegt vielfach eine mehr oder weniger detaillierte Aufzählung einzelner Akteure mit einer definitorischen Umschreibung ihrer Funktionen im Smart Grid-System. Eine

systematische Zuordnung zu einzelnen Teilsegmenten des Smart Grid wird in der Regel nicht geleistet.

Die einfachste Unterteilung der Smart Grid-Akteure vollzieht die Bundesnetzagentur (2011) mit der Konzentration auf Marktakteure im Rahmen eines „Smart Market“, indem sie zwischen Akteuren für die Bereitstellung von Energiemengen und für die Abnahme von Energiemengen pauschal unterscheidet. Darüber hinaus werden als dritte Akteursgruppe neue Dienstleister identifiziert, die nach Ansicht der Bundesnetzagentur auf dem Markt neue Produkte zu Energiemengen und Energieflüssen anbieten werden. Ohne eine detailliertere Analyse dieser Dienstleister durchzuführen, werden diese als grundlegend neue Marktakteure angesehen. Von diesen Marktakteuren sind die Netzbetreiber als Verantwortliche für die Bereitstellung von Netzkapazitäten zu unterscheiden.

Umfassendere und detailliertere Akteursdifferenzierungen werden von einer Reihe weiterer Studien durchgeführt. Diese beschränken sich allerdings auf eine bloße Aufzählung und kurze Funktionsbeschreibung der relevanten Akteure. Eine Zusammenstellung der in diesen Studien identifizierten Akteure zeigt Tab. 3, während Tab. 4 Rollen und Funktionen kurz erläutert.

**Tab. 3: Übersicht über die Akteure im Smart Grid-System aus der Perspektive verschiedener Studien**

Quellen: BDEW (2011), EU-EG1 (2010), EU-EG2 (2011), EU-EG3 (2011), DKE (2010), ETPS (2012)

<b>Netz</b>	<b>Markt</b>	<b>Umfeld: Technologie &amp; Einflussnehmer</b>
<b>BDEW (2011)</b>		
Verteilnetzbetreiber (Strom/Gas) Übertragungsnetzbetreiber (Strom) Bilanzkoordinator (Strom) Bilanzkreisverantwortlicher (Strom)	Zentraler Erzeuger (Strom) Dezentraler Erzeuger (Strom/Gas) Speicherbetreiber (Strom/Gas) Lieferant (Strom/Gas) Endverbraucher (Strom/Gas) Marktplatzbetreiber Händler Messstellenbetreiber/-dienstleister (Strom/Gas)	<i>Technologie</i> Technologieanbieter
<b>EU-EG1 (2010)</b>		
Transmission and distribution system operators (DSOs) Transmission and distribution network operators (DNOs)	Suppliers Metering operators Energy service companies (ESCO) Aggregators Applications and services providers Power exchange platform operators	
<b>EU-EG2 (2011)</b>		
Grid operators Grid customers Meter operators	End customer (domestic or commercial) Municipalities including energy retailers	<i>Einflussnehmer</i> Industries Consumer organizations Politics/Society
<b>EU-EG3 (2011)</b>		
Transmission system operator (TSO) Distribution system operator (DSO) Generator Electricity installer/Contractor Customer: transportation customer, buildings, home customer Supplier Retailer	Power exchange Balance responsible party Clearing & settlement agent Trader Supplier Aggregator Metering operator	<i>Technologie</i> Electric power grid equipment vendors Ancillary services providers Information & Communication Technology (ICT) Home appliances vendors Building energy management systems Electric transportation/vehicle solutions providers <i>Einflussnehmer</i> Regulator Standardization bodies EU and national legislation authorities Financial sector undertakings

<b>DKE (2010)</b>		
Übertragungsnetzbetreiber	Produzent: Strom-	<i>Technologie</i>
Verteilungsnetzbetreiber	/Wärmeerzeuger	Kommunikationsnetzbetreiber
Bilanzkreisverantwortlicher	Energielieferant (Strom, Wärme, Gas, Wasser)	
Bilanzkreiskoordinator	Energienutzer: Anschlussnehmer/-nutzer	
	Energiehändler	
	Energiebörse (EEX)	
	Messstellenbetreiber (MSB)	
	Messdienstleister (MDL)	
	Systemdienstleistungen: Lastmanagement, Speicher, Blindleistung	
	Energiedienstleister: Energieberater, Contracting-Unternehmen	
<b>ETPS (2012)</b>		
Distribution system operators (DSOs)	Consumers	<i>Technologie</i>
Transmission system operators (TSOs)	Prosumers	ICT equipment and systems providers
	Energy retailers	Telecommunications providers
	Aggregators	Data processing service providers
	Energy service companies (ESCO)	Energy equipment & systems manufacturers
	Electric appliance users	<i>Einflussnehmer</i>
	Electric vehicle users	Policy makers, Regulators
	Generators	
	Distributed generators	
	Storage providers	
	Ancillary service providers	
	Electricity market operators	
	Wholesale electricity market traders	

Grob lassen sich die relevanten Akteure im Smart Grid-System den Bereichen Netz, Energiemarkt und dem weiteren Umfeld, differenziert nach Technologie und Einflussnehmer, zuordnen. Zentrale Netzakteure sind zum einen die Übertragungsnetz- sowie die Verteilnetzbetreiber. Darüber hinaus werden Bilanzkreisverantwortliche und -koordinatoren herausgestellt. Die Differenzierung der Netzakteure wird in den unterschiedlichen Studien recht einheitlich vorgenommen. Einzig die Expertengruppe der EU zu Akteuren subsumiert Produzenten, Verbraucher, Händler und Energiedienstleister unter Netzakteure. Die detaillierteste Akteursdifferenzierung ist im Bereich Energiemarkt vorzufinden. Dabei kann zwischen angebots- und nachfrageseitigen Akteuren unterschieden werden. Auf der Angebotsseite werden Energieerzeuger (zentral, dezentral) sowie Energielieferanten unterschieden. Neuere Akteure in diesem Bereich sind insbesondere Dienstleister wie Aggregatoren (Lieferant ohne eigenen Bilanzkreis) und Systemdienstleister für Lastmanagement, Speicher oder Blindleistung. Im liberalisierten Strommarkt kommen über die Börse Strommarkthändler hinzu. Nachfrageseitig werden Verbraucher als Endkunde – pauschal oder detailliert – aufgeführt. Eine differenzierte Betrachtung unterscheidet zwischen privaten und industriellen Verbrauchern. Nur ETPS (2012) bezieht eine zukünftige Elektromobilität mit ein. Auch Prosumer werden als eigene Akteursgruppe im Energiemarkt genannt (vgl. auch Kap. 5 zur Rolle des Prosumers). Zudem werden nachfrageseitige Dienstleister, wie Messstellenbetreiber und -dienstleister, Energieberater und Contracting-Unternehmen, herausgestellt. Umfeldakteure werden dagegen nur von zwei Studien differenziert betrachtet. EU-EG3 (2011) zählt verschiedene Technologiehersteller und -lieferanten aus dem Bereich Stromnetzinfrastuktur, Informations- und Kommunikationstechnologie, Haushaltsgeräte, Energiege-

bäudemanagement und Mobilität auf. Daneben werden auch sogenannte Einflussnehmer genannt, zu denen Regulatoren, Standardisierungsbehörden, die europäische und nationale Gesetzgebung sowie der Finanzsektor zählen. ETPS beschränkt sich hingegen vor allem auf Kommunikationstechnologien mit Akteuren für Kommunikationsausrüstung und -dienstleistungen sowie Datenverarbeitung.

**Tab. 4: Stakeholder-Rollen und -Funktionen**

Quelle: ETPS (2012, S. 24f.)

Stakeholder	Main Smart Grid system needs and roles
Consumers	Consumption of energy products and services. This is the end user of electricity. Categories of consumers are residentials, households, and communities. As consumers we also consider SMEs, industries and electricity-intensive industries. A specific example of a consumer category is the set of users with specialized mobility requirements for hybrid or pure electric vehicles. These users need mobility interfaces with quality and security of supply of the electricity system.
Prosumers	Consumers with the additional role of self-provided (owned) electricity generation and/or storage for private, daily life needs, comfort and SME business needs.
Energy retailers	Selling energy and other (related) services and products to consumers. Retailers will develop consumer oriented programmes and offerings.
Aggregators	Broking energy on behalf of a group or groups of prosumers.
Energy service companies (ESCOs)	Provision of a broad range of comprehensive energy solutions, including designs and implementation of energy savings projects, energy conservation, energy infrastructure outsourcing, power generation and energy supply and risk management.
Electric appliance users	The use of electrical appliances at consumer sites for daily life and business needs will increase due to substitution of (fossil based) space heating requirements. The users will be required to interface their needs with quality and security of supply needs of the electricity system.
Electric vehicle users	A hybrid or pure electric vehicle is a specialized electricity consumer with mobility requirements. The users will be required to interface mobility needs with quality and security of supply needs of the electricity system.
Generators	Large scale centralized generation including wind farms.
Distributed generators	Small- and medium-scale generation of mainly renewable based electricity either for third party consumers or for own consumption.
Storage providers	Delivery of storage products and services, including their maintenance and operation thereby shifting electricity and energy consumption in time either for third parties or own purposes.
Ancillary service providers	Provision of services such as Power Balancing, Voltage Profile Support, Frequency and Time and Blackstart.
ICT equipment & systems providers	Sales of Information & Communication Technology (ICT system) products and services.
Telecommunications providers	Provision of telecommunication services, based on dedicated or public infrastructure.

Data processing service providers	Provision of data processing services respecting consumer privacy.
Energy equipment & systems manufacturers	Sales of electro-technology (System) products and services.
Distribution system operators (DSOs)	Provision of services for secure, efficient and sustainable operation of electricity distribution systems. Legal obligation of a high quality, secure planning, operation and maintenance of the distribution grid.
Transmission system operators (TSOs)	Provision of services for a secure, efficient and sustainable operation of transmission system. Legal obligation of a high quality, secure planning, operation and maintenance of the transmission grid.
Wholesale electricity market traders	Provision of market based prices for products and services by liquid electricity markets.
Policy makers, Regulators	Setup and control of natural monopoly requirements and for highly effective electricity markets.
Electricity market operators	Operators of market places for energy and other energy products and services.

Ein Blick auf die prognostizierte Akteursstruktur zeigt, dass neue Akteure im Energiebereich vornehmlich auf zwei Bereiche zurückgeführt werden können: die Liberalisierung des Strommarktes und die technische Ausstattung des zukünftigen Smart Grid-Systems. Smart Grids sind also nicht alleine verantwortlich für sich abzeichnende neue Akteursnetzwerke im Energiebereich. Ein stärkerer Impuls geht eher von dem bereits liberalisierten Strommarkt aus. Eine Reihe von Akteursrollen lässt sich darauf zurückführen. So bewirkten die Marktliberalisierung des Netzzugangs über die Richtlinie „Datenaustausch und Mengenzuweisung“ (DuM, 2005) und die von der Bundesnetzagentur festgesetzten neuen „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (MaBiS, 2011) die Ausdifferenzierung von neuen Akteuren wie Aggregatoren, Bilanzkreisverantwortlichen und -kontrolleuren. Mit der Gründung der Strommarktbörse im Jahr 2000 traten eigenständige, unabhängige Stromhändler und Makler auf den Markt. Mit dem §21b des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 war es nun auch möglich, dass unabhängige Messstellenbetreiber Einbau, Betrieb und Wartung etwa von Strom- oder Gaszählern wahrnehmen konnten. In einem weiteren Schritt wurde drei Jahre später im „Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für den Wettbewerb“ vom 29. August 2008 auch die Messung von Energie liberalisiert (VDE 2010, S. 16).

Legt man die technische Ausstattung des Smart Grid-Systems zugrunde, so zeigen die Studien erstaunlich wenig und präzise definierte neue Akteursrollen. Einzig Prosumer und Smart Meter Operators lassen sich direkt auf die Smart Grid-Technologie zurückführen. Gewichtiger wird die Smart Grid-Technologie bei den Umfeldakteuren – auch wenn deren Profil oft noch vage bleibt. Technologieentwickler aus den Bereichen Information und Kommunikation, Datenverarbeitung und Hersteller von „intelligenten Produkten“ werden hier genannt. Die Übersicht zeigt, dass neue Akteursrollen vor allem über die Strommarktliberalisierung entstanden sind, während das genaue Profil von neuen Akteuren im Smart Grid-System noch erstaunlich unpräzise und unscharf bleibt.



## 4.2 Neuausrichtung der Akteursinteraktion: Analyse und Gestaltung

Mehrere Studien thematisieren die notwendige Neuausrichtung der Akteursinteraktion und damit verbundene Herausforderungen in einem Smart Grid-System. Zum einen werden die Herausforderungen der Neuausrichtung beschrieben und analysiert, zum anderen werden Vorschläge für die Steuerung und Gestaltung der Schnittstellen zwischen den zentralen Akteuren entwickelt.

### 4.2.1 Beschreibung und Analyse der Akteursinteraktion

Für den BDEW ist die hohe Anzahl der Akteure und die damit verbundene Komplexität ihrer Interaktion einer der wesentlichen Gründe, warum die Verwirklichung des Smart Grid-Systems nur schwerfällig zu realisieren ist. Unterschiedliche und teils widersprüchliche Interessenlagen der einzelnen Akteure verhinderten eine zügige Transformation in Richtung intelligenter Energiesysteme (BDEW 2011, S. 3).

Eine stärkere Koordination und Interaktion unter den Akteuren wird als unabdingbare Voraussetzung für einen gelingenden Aufbau des Smart Grid-Systems gesehen (EU-EG1 2010). Koordinationsanforderungen betreffen etwa die Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetz- (TSO) und Verteilnetzbetreibern (DSO) für den Aufbau von virtuellen Kraftwerken (vgl. InnoSmart-Arbeitsbericht 01, Kap. 4.7) oder von Verteilnetzbetreibern mit Energieproduzenten, -dienstleistern und -verbrauchern zur Umsetzung eines Demand Side Managements (EU-EG1 2010, S. 9). Die Fachgruppe der EU-Kommission, die sich mit dem Themenbereich „Akteure“ unter Smart Grid-Bedingungen beschäftigt, begreift die notwendige Einsicht und Bereitschaft einzelner Akteure, sich veränderten Aufgaben und Verantwortungen anzunehmen, als zentrale Grundvoraussetzung für eine gelingende Transformation des Energiesystems, denn „a pre-requisite for the Smart Grids deployment is that all the actors in the electricity supply chain are aware of and commit to their future roles and responsibilities“ (EU-EG3 2011, S. 8).

Auch die DENA mit ihrem Fokus auf Akteure des Stromnetzes erwartet eine veränderte Rolle für Netzbetreiber mit der Herausforderung einer deutlich stärkeren Interaktion und Koordination. Netzbetreiber müssen etwa zur Aufrechterhaltung der Sicherheit des Gesamtsystems technische Konzepte und verantwortliche Zuständigkeiten entwickeln, die die netzebenenübergreifende Koordination genauso abdecken wie die Erbringung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz. Zum ersteren gehören etwa die koordinierte Netzplanung zwischen Übertragungs- und Verteilnetz oder die Abstimmung zwischen einzelnen Verteilnetzebenen. Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz umfassen die Erbringung von Regelreserve, Momentanreserve oder der Aufbau von Schwarzstart- und Inselnetzfähigkeit (DENA 2012, S. 218ff.; Wittenberg 2014, S. 48).

Auch die europäische Plattform zu Smart Grid beschäftigt sich mit der Neuausrichtung des Akteursnetzwerkes. Allerdings wird die Transformation des Akteursnetzwerkes nur appellativ eingefordert, indem es heisst: „All members of the grids and electricity/energy system research community shall make the concepts presented in this SRA [Strategic Research Agenda, d. Verf.] 2035 happen“ (ETPS 2012, S. 24). Dabei beschränkt sie sich allerdings weitestgehend auf die Aufzählung und zukünftige Rollenbeschreibung von einzelnen Akteuren. Die DKE (2012) thematisiert ebenfalls die zukünftige Akteursinteraktion, indem unterschiedliche Rollen, Akteure und Aktivitäten aufgezeigt werden.

Insgesamt zeigt sich bei den Studien eine stark definitorische und funktionalistische Herangehensweise, wie Smart Grid-Akteursnetzwerke beschrieben und analysiert werden. Zum einen werden



einzelne Akteure aufgelistet und ihre Kernaufgaben definitorisch beschrieben. Über die Beschreibung ihrer Kernaufgaben werden Schnittstellen und Bezüge zu anderen Akteursgruppen hergestellt. Zum anderen werden sich abzeichnende Rollenveränderungen und Akteursprofile über (technische) Funktionsnotwendigkeiten eines gelingenden Smart Grid-Systems abgeleitet. Aus der gewünschten Funktionalität von Smart Grids – etwa Systemsicherheit oder Kosteneffizienz – werden Aufgaben, Zuständigkeiten und Interaktionsnotwendigkeiten für einzelne Akteure abgeleitet.

## 4.2.2 Steuerung und Gestaltung der Akteursinteraktion

Verschiedene Steuerungs- und Gestaltungsansätze lassen sich bei den betrachteten Studien ausmachen. Einen marktbasierten Anreizansatz verfolgt beispielsweise die Bundesnetzagentur. Begründet wird dieser Ansatz zur Festlegung von Akteursrollen und Akteursintegration über die strikte Trennung von Smart Grid und Smart Market. Dabei ist der Bereich des Smart Grid die informations- und regeltechnische Erweiterung des konventionellen Netzes, während Smart Market der Bereich außerhalb des Netzes ist, in dem Energiemengen und daraus abgeleitete Dienstleistungen auf Grundlage der dafür zur Verfügung stehenden Netzkapazität unter verschiedenen Marktteilnehmern gehandelt werden (Bundesnetzagentur 2011, S. 12). Für den Smart Market lehnt die Bundesnetzagentur es ab, „diesen Bereich pauschal und unreflektiert von vornherein den Netzbetreibern zuzuweisen, sondern schlägt vor, das Netzbetreiber sich zumindest immer solange mit steuernden Eingriffen zurückhalten, solange Marktakteure in Verhandlungen eigene Lösungen finden können“ (Bundesnetzagentur 2011, S. 14), denn „die Verhaltenssteuerung der Akteure sollte zuvorderst über Marktmechanismen, z. B. Preissignale erfolgen“ (Bundesnetzagentur 2011, S. 36).

Neben marktbasierten Instrumenten setzt die Bundesnetzagentur verbraucherseitig vor allem auf Information und Edukation. Die Transformation des Verbrauchers vom passiven zum aktiven Marktteilnehmer erfordere einen mündigen und die komplexen Zusammenhänge verstehenden Verbraucher (Bundesnetzagentur 2011, S. 39; vgl. ausführlicher zu dieser Position der Netzagentur Kap. 5). Einen ähnlichen Ansatz verfolgt der BDEW mit einem marktbasierendem Subsidiaritätsprinzip. Der zentrale Akteur Verbraucher besitzt zunächst die Wahlfreiheit über Lastsenkung und/oder Lastverschiebung. Innerhalb der „Grenzen der vom Netzbetreiber überwachten Parameter bezüglich der Sicherstellung der Versorgungsqualität und der Netzstabilität insgesamt, ist es Sache der Marktparteien (...), Produkte zu generieren, anzubieten und nachzufragen, die zur Energieeinsparung dienen“ (BDEW 2011, S. 11). Erst bei Überschreiten der Parameter der Netzstabilität greift der Verteilnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Stabilität des Stromnetzes ein.

Eine regulatorische Klärung der Verantwortlichkeiten sieht der BDEW allerdings für das Zusammenspiel zwischen Netzbetreibern und (dezentralen) Erzeugern, da ihnen eine zentrale Rolle für die Systemverantwortung und -stabilität zukomme. Dabei werde wichtig sein, „dass alle Akteure von Beginn an ein gemeinsames Marktrollenverständnis bei der Modernisierung des Energiesystems entwickeln, wobei die Steuerfunktion zum Umbau auf ein Smart Grid bei demjenigen liegt, der die Verantwortung für den Betrieb des ‚Smart Grid‘ und die Investitionen dafür bereitzustellen hat, und dies ist i. d. R. der Verteilnetzbetreiber“ (BDEW 2011, S. 36). Die herausgehobene Stellung der Netzbetreiber basiert darauf, dass sie alle Informationen zur zentralen und dezentralen Erzeugung und Last sowie der Spannungshaltung im Smart Grid zusammenführen, um Netzinstabilitäten präventiv im Zusammenspiel mit Erzeugern, Lieferanten und Verbrauchern entgegenwirken zu können. Bezüglich der Datensicherheit favorisiert der BDEW für personenbezogene Daten (d.h. Kundendaten) eine bundeseinheitliche bzw. perspektivisch europäische regulatorische Lösung (BDEW 2011, S. 23).

Die Expertengruppe der EU zu Datensicherheit (EU-EG2 2012) verfolgt einen normungsbasierten Regulationsansatz. Insbesondere der Austausch personalisierter Daten beim Smart Metering und Smart Grid bedürfe ausreichender Sicherheitsmaßnahmen und technischer Spezifikation. Zunächst

gelte es, die einzelnen Elemente und Prozesse privater Smart Grid-Daten zu spezifizieren, da derzeit noch kein klares Bild darüber existiert. In einer ersten Annäherung hat die Expertengruppe Schnittstellen des Datenaustauschs spezifiziert und zuständige Standardisierungsinstitutionen identifiziert. Ziel ist es „to identify European Standardization Organizations (ESO) and current standards in existence related to security and privacy in the area of Smart Grids. The scope is further to identify areas where there are no standards in existence which may result in recommendations to ESOs to start new standardization work“ (EU-EG2 2012, S. 21). In eine ähnliche Richtung geht auch die Expertengruppe der EU, welche sich mit Akteuren befasst (EU-EG3 2012). Die Vorschläge ergänzen den normungsbasierten Regulationsansatz um Aspekte des Verbraucherschutzes und eines Nutzen-Monitorings, um eine prozessbegleitende Beobachtung der Smart Grid-Entwicklung zu gewährleisten. Folgende Aufgaben werden im Einzelnen genannt (EU-EG3 2012, S. 38f.):

- Große Bedeutung eines standardisierten und harmonisierten Ansatzes zu technischen, datenschutzbezogenen, organisatorischen Aspekten des Smart Grid, um die Interoperabilität zwischen den Schnittstellen zu gewährleisten.
- Keine Notwendigkeit für weitere Richtlinien, aber eine konsequente Umsetzung des dritten Energiepakets der EU von 2009 als Fortführung für die weitere Marktliberalisierung.
- Ausbau des Monitoring zu Smart Grid um Indikatoren zum Verbrauchernutz.
- Einführung von adäquaten Marktinstrumenten als Hilfe für Verbraucher zur Auswahl geeigneter Energieprodukte. Als Mindestmaßnahme werden beispielsweise verbraucherbezogene Informationen eingefordert, die Energieverbräuche und -rechnungen in einem einheitlichen Format an Verbraucher kommunizieren.

Auch die DKE (2010) konzentriert sich auf die Herausarbeitung normungsrelevanter Legitimierung und Empfehlungen zu einzelnen Aspekten des Smart Grid-Systems, die in einer Normungs-Roadmap zusammengefasst sind. Die DKE beurteilt die Normung als zentralen Gestaltungsansatz für die Akteursinteraktion. Zur Begründung wird für verschiedene Akteure zunächst der Nutzen der Smart Grid-Technologie herausgearbeitet. Unterschieden wird zwischen dem Nutzen für Staat und Wirtschaft, Energiekunden, Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber, deutsche Hersteller sowie die Forschungslandschaft. Für jede Akteursgruppe werden neben dem spezifischen Nutzen auch die normungspolitischen Vorteile aufgeführt. Für Endkunden führt die DKE beispielsweise Nutzen und Vorteile folgendermaßen aus (DKE 2010, S. 24f.):

- Nutzen des Smart Grids: Haushalts-, wie auch Industrie- und Gewerbekunden, werden Energie nicht mehr als so genannte Commodity mit einer jährlichen oder monatlichen Zahlung wahrnehmen, sondern auf Basis von neuen Märkten, Energiedienstleistungen und -produkten aktiv ihren Energieverbrauch beeinflussen und optimieren – beispielsweise durch Demand Side Management, Demand Response Management oder neue Tarifmodelle. Lastverschiebungspotenziale können verkauft werden und der bisher passive Verbraucher wird zum aktiven Teilnehmer. Smart Meter-Systeme sollen den Verbrauch zeitaufgelöst darstellen und für die verursachten Emissionen sensibilisieren – Energieeffizienz wird somit für die Kunden fühlbar und umsetzbar. Die Nutzung entsprechender Tarife kann ein Anreiz zur Änderung des Verbraucherverhaltens sein und gegebenenfalls zu einer Kostenersparnis für den Kunden führen.
- Nutzen von Normen und Standards: Voraussetzung sind Standards für Heimautomatisierung, Smart Meter-Systeme und die entsprechenden Schnittstellen. Gerade im Bereich der zukünftigen Elektromobilität werden Standards benötigt, die die Fahrzeuge eines Haushalts sinnvoll in das Smart Grid integrieren. Bezogen auf die Anschlusskosten für ein intelligentes Lastmanagement könnten diese die Kosten für den Kunden senken. Ein weiterer relevanter Punkt für

die Haushaltskunden ist die Sicherheit ihrer personenbezogenen Daten (Privacy). Durch Normen können hier Verfahren definiert werden, die sowohl die Sicherheit überprüfbar und transparent machen als auch das Vertrauen des Kunden (Kundenakzeptanz) in ein Smart Grid stärken. Des Weiteren ist vor dem Hintergrund der tiefgreifenden Änderungen auch über die Weiterentwicklung der Normen im Bereich des Verbraucherschutzes zu diskutieren, beispielsweise im Hinblick auf Netz- und Versorgungsqualität.

Auf Basis dieser aktorenspezifischen Nutzencharakterisierung werden dann konkrete Empfehlungen zu einzelnen Bereichen vorgestellt, wie Regulation, Sicherheit und Datenschutz, Smart Metering, dezentrale Erzeuger und virtuelle Kraftwerke, Elektromobilität oder Lastmanagement. Auch dieser Steuerungsansatz lässt sich als normungsbasierter Regulationsansatz zusammenfassen.

## 5 Endverbraucher

Die Erwartungen, die an die Rolle und das Verhalten von Endverbrauchern im Smart Grid gerichtet werden, unterscheiden sich fundamental vom derzeitigen Bild des passiven Stromabnehmers, der nach Belieben seinen Gerätepark an- oder abschaltet und Netzbelange weder in seinen Verbrauchsentscheidungen berücksichtigt noch über sie informiert ist. Unter der Prämisse des erzeugungsgeführten Verbrauchs soll aus diesem bisher nur mit Tarif- oder Anbieterwechseln vertrauten Konsumenten ein aktiver Marktteilnehmer werden, der innovative Dienstleistungen nachfragt und einen eigenständigen Beitrag zur Netzstabilität, Versorgungssicherheit und Stromproduktion erbringt. Zwar wird anerkannt, dass der Weg zum „mündigen“ Marktteilnehmer höchst voraussetzungsvoll ist und auch nicht für jeden Kunden die geeignete Perspektive darstellt. Insgesamt aber wird vielfach davon ausgegangen, „dass der Verbraucher sich zukünftig stärker interessieren, beteiligen sowie anpassen muss und wird“ (Bundesnetzagentur 2011, S. 40). Denn nur wenn die Endverbraucher „successfully assume their new role as active participants in the electricity system“ (Gangale et al. 2013, S. 621), werde das Smart Grid dazu in der Lage sein, sein volles Potenzial zu entfalten (vgl. auch z.B. Europäische Kommission 2011, S. 11).

Ein besonderes Augenmerk im Kontext der erwarteten und geforderten Vermarktlichung der Verbraucherrolle erfährt mehr und mehr die Figur des „Prosumers“. Im Energiesektor wird dieses von Tofler (1983) eingeführte Kunstwort für Kunden verwendet, die Strom nicht nur nachfragen, sondern ebenso selbst mit einer PV-Anlage oder einem Mikro-BHKW produzieren. Speziell durch die Bündelung der dezentralen Erzeugungskapazitäten vieler Prosumer zu virtuellen Kraftwerken durch externe Dienstleister (Aggregatoren) könnten diese Angebot und Nachfrage und damit die Preisbildung beeinflussen sowie Systemdienstleistungen, wie z.B. Spannungshaltung oder Kappung von Leistungsspitzen, erbringen (Appelrath et al. 2012, S. 56; BDEW 2011, S. 26f.; Bundesnetzagentur 2011, S. 39ff.). Ein Beispiel ist der „massenhafte Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Anlagen in Einfamilienhäusern. Dabei dient die KWK-Anlage in Form eines  $\mu$ BHKW dem Haus als Heizung. Die Anlage wird jedoch vom Hauseigentümer nicht gekauft, sondern nur für eine Leihgebühr aufgestellt. Betrieben wird sie durch eine Dienstleistungsgesellschaft, die sowohl für die Wartung der Anlage zuständig ist, als auch ihr Management übernimmt. Die Anlagen werden dabei so gesteuert, dass einerseits der Wärmebedarf des Hauses gedeckt wird und andererseits die Wärmeproduktion mit Zeiten hohen Strombedarfs zusammenfällt. So kann der im  $\mu$ BHKW produzierte Strom zu einem guten Preis weiterverkauft werden“ (Pathmapaperum-a/Schippl 2012, S. 109).

Ein Indikator für die Bedeutung, die einer veränderten Konsumentenrolle im Smart Grid beigemessen wird, ist die steigende Zahl von Forschungsvorhaben mit Verbraucherbezug. So kommen Gangale et al. (2013, S. 622f.) bei der Auswertung von im europäischen JRC-Katalog (Giordano et al. 2011) dokumentierten Smart Grid-Projekten zu dem Ergebnis, dass 55 von 219 Projekten sich auch mit Nachfrageaspekten beschäftigen, wobei der Anteil solcher Projekte an den Neueinträgen von 17 % in 2010 auf 32 % in 2011 gestiegen sei. „The analysis of the projects revealed that projects involving consumers are characterised by the pursuit of two main objectives: gaining deeper knowledge of consumer behaviour (observing and understanding the consumer) and motivating and empowering consumers to become active energy customers (engaging the consumer) (Gangale et al. 2013, S. 622; Hervorhebungen im Original). Die folgende Tab. 5 fasst die im Kontext dieser Ziele verfolgten Forschungsfragen zusammen:

**Tab. 5: Ziele und Forschungsaktivitäten von Smart Grid-Projekten mit Verbraucherbezug**

Quelle: Gangale et al. (2013, S. 623)

Objectives	Research activities
Observing and understanding the consumer	<ul style="list-style-type: none"> <li>Collecting information on consumption patterns, needs and consumer experiences</li> <li>Exploring consumer response to new regulatory, technical and market solutions (e.g.: response to dynamic tariffs, automatic control schemes, smart metering)</li> <li>Identifying consumer segments and early adopters</li> </ul>
Engaging the consumer	<ul style="list-style-type: none"> <li>Providing information to consumers about newly introduced smart technologies/applications</li> <li>Providing information about energy consumption</li> <li>Investigating strategies aimed at behavioural change</li> </ul>

## 5.1 Voraussetzungen der Integration von Konsumenten in Smart Grid-Strukturen

Vor dem Hintergrund einer oftmals starken Skepsis gegenüber Smart Grid-Technologien in den von Gangale et al. (2013) analysierten Projekten spielte die Frage nach dem Aufbau von Vertrauen eine große Rolle. Vertrauen gilt als zentraler Erfolgsfaktor für den Wandel vom passiven zum aktiven Verbraucher. Um dieses zu erreichen, wurde häufig auf die Strategie der Integration von konsumentenseitig als neutral oder vertrauenswürdig anerkannten Personen und Organisationen gesetzt. Weitere Ansatzpunkte zur Motivation von Akzeptanz wurden zudem in der Betonung von möglichen Vorteilen gesehen, wie die Verringerung von und die Kontrolle über Stromkosten, die Reduktion von Umwelt- und Klimafolgen durch optimierten Energieverbrauch sowie Komfortgewinnen aufgrund des Einsatzes avancierter Lösungen für das Energiemanagement (Gangale et al. 2013, S. 627f.).

Eine empirische Studie im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverband zu den Erfolgsfaktoren von Smart Metering aus Verbrauchersicht (Forsa 2010) kommt zu ähnlichen Schlussfolgerungen. So nennen die Befragten am häufigsten als Vorteil digitaler Stromzähler „eine bessere Kontrolle und Übersicht über den eigenen Stromverbrauch sowie die Möglichkeit (...), Einsparpotenziale (z. B. ‚Stromfresser‘) zu identifizieren“ (Forsa 2010, S. 42). Auch der Umweltaspekt wird mit einer hohen Relevanz versehen. Eine prinzipielle Nutzungsbereitschaft von Smart Metern sei bei drei Viertel der Verbraucher unter der Voraussetzung vorhanden, dass man sie über die Grundidee digitaler Zähler informiert. Nur 20 % würden Smart Meter grundsätzlich skeptisch betrachten.

Viele Autoren betonen zudem die zentrale Bedeutung eines sorgfältigen Designs der Benutzerschnittstelle, zum Beispiel mit Blick auf Faktoren wie Verständlichkeit, Ästhetik, Feedback, Bedienbarkeit, Komfort oder Visualisierung, für die Akzeptanz und handlungsrelevante Rezeption von durch Smart Meter bereitgestellte Informationen (vgl. z.B. Geelen et al. 2013; Vassileva et al. 2013).

Die Bundesnetzagentur hält eine bessere „Eduktion“ des Verbrauchers für eine notwendige Bedingung für dessen aktive Integration in ein erzeugungsgeführtes Energiesystem. Wichtig sei, „dass der Anschlussnutzer die Zusammenhänge versteht. Nur dann wird er bereit sein, sich zu beteiligen. So gilt es, die Vielfalt an bestehenden und zukünftigen Akteuren und deren Aufgabenwahrnehmung transparent und verständlich darzustellen. So ist das Wissen um die Trennung von Netz und Vertrieb bis heute bei den Endkunden im Haushaltskundenbereich wenig bekannt, müsste jedoch vorausgesetzt werden, um Dienstleistungen des Marktes von Maßnahmen des Netzes dem Kunden gegenüber verständlich zu machen und ihn gegenüber den Marktakteuren auch wirklich ‚mündig‘ zu machen“ (Bundesnetzagentur 2011, S. 39). Damit verbunden ist jedoch nicht die Erwartung, dass der

Verbraucher mit diesem gesamten Akteurskreis tatsächlich in Kontakt tritt. Im Gegenteil: „Die beim ‚einfachen‘ Endkunden ankommenden Strukturen sollten möglichst ein-fach bleiben – z. B. indem sichergestellt wird, dass der Anschlussnutzer einen ‚führenden‘ Ansprechpartner im Energiemarkt hat (*Single Costumer Interface*), wie dies etwa bisher durch den Lieferanten gewährleistet wird und sich gegebenenfalls in der Zukunft auf Dienstleister verlagert“ (Bundesnetzagentur 2011, S. 39f.).

## 5.2 Nachteile für Endverbraucher durch Smart Grids

Jenseits der Erwartung vielfältiger Vorteile werden in der Literatur aber auch Einsichten in die Schattenseiten vermittelt, denn „(...) manche für ein Smart Grid vorgesehene Charakteristika können besonders von den privaten Verbrauchern auch als Nachteil oder Einschränkung wahrgenommen werden“ (Pathmaperuma/Schippel 2012, S. 107f.). Eine weit verbreitete Furcht richtet sich darauf, durch den Einsatz von Smart Metern zum „gläsernen Kunden“ zu werden und steigenden Kosten ausgesetzt zu sein. Misstrauen gegenüber Stromanbietern drückt sich in dem Verdacht aus, diese könnten die Verbrauchsprofile der Kunden zu deren Lasten auswerten und die Strompreise zu bestimmten Zeiten anheben (Forsa 2010, S. 42f.).

Als hochgradig sensibles Thema wird auch die Idee der externen Steuerung der Energieverbräuche von Haushalten eingestuft, zum Beispiel die automatische Kälterege-lung des Kühlschranks. Einerseits sei die effiziente Nutzung von Smart Grids daran gekoppelt, dass Verbraucher zumindest teilweise zur Einschränkung ihrer Autonomie bereit sind, andererseits stünden diesem Verfahren bedeutende psychologische (z.B. Gefühl der Fremdbestimmtheit und Technikabhängigkeit) oder datenschutzrechtliche Hürden im Weg (SRU 2013, S. 42). Versuche mit manuellen und automatisierten Lastverschiebungsmechanismen im E-Energy-Programm kamen zu dem Schluss, dass Akzeptanz für automatisierte Lösungen erst nach einer manuellen Einführungsphase zu erreichen ist. „Wichtig dabei ist, glaubwürdig zu kommunizieren, dass das Energiemanagement nur in den vom Kunden abgesteckten Flexibilitätsbereichen überhaupt agieren kann und dass Entscheidungen des Energiemanagementsystems immer durch den Kunden ausgesetzt oder überschrieben werden können. Der Verbraucher muss weiterhin die Entscheidungshoheit im Haushalt behalten“ (BMW 2014, S. 67). Allerdings ist eine generelle Einschätzung der Haltung zu Smart Appliances nur be-dingt aussagekräftig, denn deren Attraktivität für Verbraucher ist von Gerätetyp zu Gerätetyp verschieden. Zum Beispiel kann man sich intelligente Heizungen oder Geschirrspüler sehr gut vor-stellen, während auf intelligente Kühlschränke oder Warmwasserboiler mit starken Vorbehalten reagiert wird (Appelrath et al. 2012, S. 261).

Auf die spezifischen Probleme, die für sozial schwache Zielgruppen aus den Flexibilitätserwartungen des Smart Grid erwachsen können, fokussiert die Internationale Energieagentur: „Customer acceptance and social safety net issues are of key concern where consumer advocates warn of rate increases and adverse consequences, especially for vulnerable consumers or those who cannot adjust their usage patterns as a result of pricing. Additionally, smart grids could allow quicker disconnection of service and negatively impact vulnerable consumers such as low-income groups, pensioners and the handicapped. These groups may be disadvantaged by dint of their consumption level or inability to change behaviour, or they may be subject to new rate burdens that are not commensurate with their opportunity to benefit“ (IEA 2011, S. 39).

An vielen Stellen wird grundsätzlich angezweifelt, ob mit dem Smart Grid oder Smart Metern tatsächlich spürbare monetäre Vorteile für Haushalte verbunden sein können. So wird die Einschätzung vertreten, die Vorteile des Smart Grids seien in erster Linie aus der Systemperspektive der In-



tegration volatiler Energiequellen zu erkennen und weniger auf der Ebene des individuellen Nutzens ersichtlich, denn: „Nach dem gegenwärtigen Wissensstand ist höchstens mit relativ geringen Energieeinsparungen und monetären Vorteilen für die Kunden zu rechnen“ (Pathmaperuma/Schippl 2012, S. 117). Zum Beispiel erreichten im Rahmen des Intelliekon-Feldversuchs Haushalte, die mit Smart Metern ausgestattet waren und zusätzlich ein Jahr lang Rückmeldungen zu ihrem Stromkonsum erhielten, einen geringeren Verbrauch von lediglich 3,7 % (125 kWh/a) gegenüber Haushalten, bei denen nur ein Smart Meter eingebaut war (ISE 2011; vgl. Kap. 8 zu weiteren Befunden zu Einspareffekten im Smart Grid). Eine andere Betrachtungsweise in der Literatur fokussiert auf den Schwellenwert des jährlichen Stromverbrauchs, ab dem sich für einen Privathaushalt die Investition in einen Smart Meter lohnt. Zwar weisen die publizierten *Break Even-Points* eine beträchtliche Spreizung von 3.400 kWh/a bis zu 6.000 kWh/a auf. Sie entsprechen aber mindestens dem Durchschnittsverbrauch eines 2-Personen-Haushaltes (3.440 kWh/a, ohne Heizstrom) und repräsentieren damit eine Größenordnung, die für viele Kunden keine wirtschaftlichen Entlastungen erwarten lässt (vgl. Appelrath et al. 2012, S. 246f; BDEW 2013, S. 7; Ernst & Young 2013; Gangale et al. 2013, S. 627; SRU 2013, S. 42).

In diesem Zusammenhang sind Erkenntnisse wichtig, die eine Perspektivverschiebung von den technischen und finanziellen Motiven und Barrieren der Smart Grid-Anwendung in Haushalten zur Frage hin vornehmen, wie die neuen Optionen und Dienstleistungen des Energiesystems im Zuge eines „Domestizierungsprozesses“ in die Alltagswelt der Konsumenten eingebettet werden. Für diesen Prozess seien Techniken oder Kosten zwar relevante, aber häufig nicht die entscheidenden Treiber. „There is a large range of responses to incentives (technologically or financially) to influence consumption. Social variables like daily routines, individual preferences and social relations in a household seem to be more important for the energy demand and for efforts to influence this, e.g. by smart meters. (...) Not the acquisition of a technology is considered most important but the domestication of that technology, i.e., the way it is embedded in daily household practices. This leads to a (co-)evolution of technology with social practices, changing routines and concepts of normal behaviour“ (Verborg et al. 2013, S. 124).

## 6 Sicherheit im Smart Grid

Mit der Transformation der Stromversorgungsinfrastruktur zu einem Smart Grid entstehen neue Formen der Verwundbarkeit, die im bisherigen Energiesystem keine oder nur eine untergeordnete Rolle gespielt haben. Die informationelle Vernetzung der verschiedenen Akteure, Funktionen und Komponenten sowie die offene, dezentrale Architektur des Smart Grid machen das zukünftige Elektrizitätssystem anfällig für daten- und kommunikationstechnisch induzierte Störungen einer stabilen Stromversorgung. Diese können zufällig durch Programmierfehler („Bugs“) zustande kommen, die in komplexen Softwaresystemen als unvermeidlich gelten (Pathmaperuma/Schippl 2012, S. 104). Den Vorteilen der erhöhten Transparenz des Energiesystems, wie zum Beispiel die gesteigerte Fähigkeit zur Nutzung von Effizienzpotenzialen, steht aber auch eine Vergrößerung der „virtuellen“ Angriffsfläche jenseits der physischen Systembestandteile (z.B. Kraftwerke, Transformatoren) entgegen. Eckert et al. (2011, S. 21ff.) unterscheiden unter anderem die folgenden Typen von potentiellen Angreifern, denen sich im Smart Grid „neue und ‚attraktivere‘ Möglichkeiten des direkten Manipulierens und Eingreifens“ (Eckert et al. 2011, S. 20) eröffneten:

- **Cyber-Terrorist:** Zu dem denkbaren Bedrohungsarsenal von Hackeraktivitäten oder Cyberattacken zählen die Störung der Energieversorgung bei sicherheitskritischen Anlagen durch das Einschleusen falscher Daten oder die Herbeiführung gezielter Stromausfälle durch *Denial of Service*-Angriffe. Gelingt es einem Aggressor, die Kontrolle über massenhaft durch Schadsoftware infizierte Smart Meter zu erlangen, kann durch gezieltes Ein- oder Ausschalten der Geräte die Versorgungssicherheit ganzer Regionen beeinträchtigt werden. Die neuartige Verwundbarkeit des Smart Grid zeigen auch die so genannten Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA)-Netze, die vielfach zur Steuerung der Energieübertragung eingesetzt werden. Bislang werden SCADA-Netze in isolierten Kontrollbereichen betrieben, „wo weniger die Sicherheit als die Echtzeit- und Leistungsfähigkeit der Systeme eine Rolle spielte“ (Eckert et al. 2011, S. 15). Der Verzicht auf die Integration von Sicherheitsmaßnahmen wird im Smart Grid-Kontext insofern zu einem Problem, als SCADA-Netze hier vermehrt in das Internet eingebunden und mit anderen Subsystemen verknüpft werden sollen. Werden diese Überwachungsnetze manipuliert, können Kaskadeneffekte induziert werden, die etwa in der Aktivierung von Notfallszenarien oder dem Herunterfahren von Kraftwerken münden.
- **Endkunde/Bürger:** Die Schnittstelle zum Endkunden im Smart Grid wird in Form digitaler Stromzähler implementiert. Durch die Installation veränderter Software auf einem Smart Meter kann dessen Besitzer das tatsächliche Ausmaß seines Energieverbrauchs verschleiern. Andere vorstellbare kriminelle Aktivitäten von Bürgern sind das Umleiten von Messdaten auf fremde Zählerkonten oder das Ausspähen von Verbrauchsprofilen von Nachbarn oder Mietern.
- **Organisierte Kriminalität:** Aus der Perspektive der Organisierten Kriminalität sind Smart Grid-Strukturen ein Tätigkeitsfeld mit hohen Profitchancen. Diese reichen von der kostenlosen Energienutzung durch Stromdiebstahl über die Netzkontrolle zu Erpressungszwecken bis hin zum Verkauf illegal angeeigneter Kundeninformationen.

Diese und andere Gefahren müssen systematisch analysiert und von Anfang an beim Entwurf von Smart Grid-Lösungen berücksichtigt werden. Um von externen Überwachungsmechanismen unabhängig zu sein, sollten Systemarchitekturen konzipiert werden, die ein Höchstmaß an inhärenter Sicherheit und Stabilität bereitstellen. Eine besondere Herausforderung besteht dabei in der Integration von Prozessen, die auch im Notfall den komplexen Systemverbund funktionsfähig halten (Eckert



et al. 2011, S. 8; Pathmaperuma/Schippl 2012, S. 103). In diesem Zusammenhang kann zum Beispiel auf die vom BSI für die Kommunikationseinheit (Gateway) eines Smart Meters entwickelten Schutzprofile (BSI-CC-PP-0073, BSI-CC-PP-0077) und die dazu gehörende Technische Richtlinie (BSI TR-03109) hingewiesen werden. Deren Absicht ist es, einen „einheitlichen technischen Sicherheitsstandard für alle Marktakteure zu gewährleisten“ (BSI 2014, S. 7). Sie umfassen unter anderem die Identifikation möglicher Bedrohungen sowie Vorkehrungen, wie diese abgewehrt werden können (BSI 2013).

## 7 Datenschutz im Smart Grid

Die durch das Smart Grid aufgeworfenen Sicherheitsprobleme sind eng verbunden mit der Frage, welche Anforderungen das zukünftige Energieinformationssystem an den Datenschutz stellt. Hierauf befriedigende Antworten zu finden sei von entscheidender Bedeutung, denn „(s)mart meters and smart appliances will constitute a data explosion of intimate details of daily life, and it is not yet clear who will have access to this information beyond a person’s utility provider“ (Cavoukian et al. 2010, S. 275). Bislang wird der Stromverbrauch in der Regel einmal jährlich auf der Grund-lage elektromechanischer Ferraris-Zähler erfasst. Das Smart Grid dagegen wird, zum Beispiel zur Umsetzung last-variabler Tarife oder der Erschließung von Optimierungspotenzialen, sowohl hin-sichtlich der schieren Menge der erhobenen Daten als auch mit Blick auf ihren Detaillierungsgrad vollständig neue Maßstäbe setzen. „Die Daten werden eine neue Qualität aufweisen, die vor allem in der inhaltlichen und zeitlichen Nähe zum realen Geschehen sowie in der Dichte der Angaben liegt, so dass ihnen bei einer Auswertung eine erhöhte Aussagekraft zukommt und damit das Risiko der Erstellung von Persönlichkeitsprofilen steigt. Da die Stromversorgung zudem zu den elementaren Lebensbedürfnissen gehört und praktisch jeder Haushalt, jedes Unternehmen, jede Behörde und jede öffentliche Einrichtung ständig und dauerhaft Energie bezieht, wird nahezu jeder Lebensbereich von den Datenerhebungen erfasst. Die Anzahl der beteiligten Akteure, zwischen denen ein Datenaustausch stattfindet, wird vor allem aufgrund der gesetzlichen Vorgaben zur Entflechtung der Energieversorgungsbetriebe und zur Öffnung des Messwesens anwachsen. Schließlich werden aufgrund der Vervielfältigung der Zwecke, für die die Daten zukünftig benötigt werden, die Anzahl der Datenverarbeitungsvorgänge erheblich zunehmen“ (Eckert et al. 2011, S. 8f.; vgl. auch Raabe et al. 2011, S. 11ff.).

### 7.1 Allgemeine Datenschutzerfordernngen

Vor diesem Hintergrund herrscht in den hier rezipierten Studien die einhellige Übereinstimmung, dass ohne glaubwürdige Garantien für eine angemessene Berücksichtigung von Datenschutzinteressen und des Rechts auf informationelle Selbstbestimmung das Smart Grid und Smart Meter mit erheblichen Akzeptanzproblemen zu kämpfen haben werden. Wie bei den Maßnahmen gegen Sicherheitsbedrohungen wird auch hinsichtlich des Datenschutzes die frühzeitige Integration von dessen Standards und Routinen in das Systemdesign gefordert. In der Literatur wird allerdings teilweise beklagt, dass in den „allermeisten prototypischen Entwürfen, die bisher entwickelt und getestet werden, (...) Datenschutz-Fragestellungen explizit ausgeklammert werden“ (Pathmaperuma/Schippl 2012, S. 111). Der Kreis der Forderungen zum Datenschutz im Smart Grid umfasst insbesondere die folgenden Punkte (vgl. acatech 2012; Appelrath et al. 2012; Eckert et al. 2011; EU-EG2 2011; IEA 2011; Pathmaperuma/Schippl 2012):

- In transparenter und nachvollziehbarer Weise ist zu klären, wer zu welchem Zweck und Zeitpunkt Zugang zu welchen Daten hat sowie von wem und in welchem Umfang Daten gesammelt, gespeichert, aggregiert und weiterverarbeitet werden.
- Notwendig ist ein Sicherheitssystem, in dessen Rahmen die Beteiligten nur für die Daten Zugriff bekommen, die sie jeweils zur Erfüllung ihrer Aufgabe benötigen, ohne dass Unbefugte Zugang zu diesen Daten erlangen. Zudem werden Mechanismen gebraucht, die dazu geeignet sind, Daten zu anonymisieren, zu aggregieren und zu verschlüsseln.
- Auszuschließen ist die Verknüpfung mit anderen Datenquellen ohne ausdrückliche Zustimmung der Betroffenen und die Ableitung des individuellen Nutzungsverhaltens durch Dritte.

Letzteres Desiderat kann sich auf die aktuelle Datenschutzgesetzgebung berufen, die eine Profilbildung von Endverbrauchern mit Blick auf ihre Lebensgewohnheiten verbietet.

- Es soll eine Organisation benannt oder geschaffen werden, die für den Schutz der Privatheit und Sicherheit von Daten verantwortlich zeichnet.

Mit dem Fokus auf die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung von Smart Meter-Daten hat der Bundesbeauftragte für den Datenschutz und die Informationsfreiheit eine Reihe von Grundsätzen zur Gewährleistung der Datensicherheit formuliert (BfDI 2012). Diese zielen auf strikte Zweckbindung der anfallenden Daten, die Nutzung personenbezogener Daten nur im erforderlichen Ausmaß, Datensparsamkeit, transparente Information über die Datenverarbeitungstatbestände, Datenhoheit beim Verbraucher, verbindliche Standards für den technischen Datenschutz und die IT-Sicherheit sowie die Wahlfreiheit für datenschutzfreundliche Lösungen. Im Besonderen sollte die Verarbeitung von Smart Meter-Daten schwerpunktmäßig auf der Haushaltsebene erfolgen. So sollen Smart Meter-Daten nur dann weitergegeben werden, wenn dies tatsächlich erforderlich ist, und die Geräte sollen dazu in der Lage sein, sowohl die notwendigen Berechnungen bei variablen Tarifen auszuführen als auch selbstständig Verbrauchsvisualisierungen zu erstellen.

## 7.2 Differenzierte Analyse von Datenschutzanforderungen

Nun besteht die Herausforderung darin, eine Balance zu finden zwischen dem im Smart Grid notwendigerweise intensiven Datenaustausch und dem Bedürfnis der beteiligten Parteien am verantwortungsvollen Umgang mit schützenswerten Informationen. Ein Ansatzpunkt zur Lösung dieses Problems besteht in der nach Akteuren und Datentypen differenzierten Betrachtung. So haben die von intelligenten Zählern generierten Daten für unterschiedliche Rollen im Smart Grid einen je eigenen Wert. Einige werden relevant sein für Anbieter von verbraucherbezogenen Dienstleistungen, andere für Netzbetreiber oder Messstellenbetreiber. Zudem können Daten anfallen, die gleichzeitig für verschiedene Akteure von Interesse sind (EU-EG1 2010, S. 16). Beispielsweise ist eine „hohe Verfügbarkeit, hohe Integrität, Aktualität und Vollständigkeit der Daten, die für das Lastmanagement benötigt werden, für die Netzbetreiber essentiell, während für den privaten End-kunden die Vertraulichkeit seiner Verbrauchs- und Abrechnungsdaten und deren Korrektheit sicherlich vordringliche Schutzbedarfe darstellen“ (Eckert et al. 2011, S. 6).

Die Anforderungen des Datenschutzes erfordern ebenso mit Blick auf den zugrundeliegenden Datentyp differenzierte Betrachtungsweisen und Regelungen. Hier rückt die Unterscheidung zwischen prozess- und personenbezogenen Daten in den Mittelpunkt. Erstere sind technische Daten, die zur Netzüberwachung und -steuerung erhoben und verarbeitet werden, wie etwa Spannung, Flussrichtung oder Phasenwinkel. Solche technischen Zustandsvariablen unterliegen nicht dem Datenschutzgesetz, da hier keine Informationen auf der Ebene einzelner Haushalte, sondern aggregierte Messwerte übertragen werden. Davon deutlich abgrenzt werden müssen personenbezogene Daten, wie sie vor allem im Zuge der Ausstattung der Privathaushalte mit Smart Metern etwa in Form von Zähleridentifizierungen oder detaillierten Verbrauchsangaben anfallen werden. Da hier eine direkte oder indirekte Zurechenbarkeit zu individuellen natürlichen Personen möglich ist, greift bei der Verwendung dieser Informationen die Datenschutzgesetzgebung (BDEW 2011, S. 23; EU-EG2 2011, S. 7f.).

Schließlich besteht eine weitere Möglichkeit für differenzierte datenschutzbezogene Analysen in der Identifikation und Bewertung verschiedener Anwendungsfälle („Use Cases“). Auf dieser Grundlage

wurden vor wenigen Jahren von der Konferenz der Datenschutzbeauftragten des Bundes und der Länder und des Düsseldorfer Kreises (2012) Vorschläge für ein datenschutzgerechtes Smart Metering vorgelegt. Konkret wurden insgesamt 19 Use Cases in den Anwendungsbereichen Gestaltung Vertragsverhältnis, Messen, Beliefern und Abrechnen, Einspeisen und Abrechnen, Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, Umsetzung zeitvariabler Tarife und Verbrauchsvisualisierung sowie Ermittlung Netzzustand durchgespielt. Die Klassifizierung des Datenschutzbedarfes erfolgte auf der Basis einer dreiteiligen Bewertungsskala mit den Ausprägungen normal, hoch und sehr hoch, die im Rahmen der einzelnen Use Cases jeweils auf die sechs Datenschutzziele Verfügbarkeit, Integrität, Vertraulichkeit, Transparenz, Intervenierbarkeit und Nichtverkettbarkeit angewendet wurde. Das Gesamtergebnis der Prüfung der 19 Anwendungsfälle weist auf eine ausgeprägte Sensitivität der durch den Einsatz von intelligenten Zählern gewonnenen Daten hin. 15 der 19 untersuchten Use Cases wurde ein hoher oder sehr hoher Datenschutzbedarf attestiert, lediglich drei wurden der Kategorie „normal“ zugeordnet, was bedeutet, dass die Schadensauswirkungen begrenzt und für die Betroffenen relativ leicht zu beheben sind. Für die deutlich überwiegende Zahl der Fälle wird dagegen von beträchtlichen bis hin zu existentiell bedrohlichen Schadensauswirkungen ausgegangen. Für einen Anwendungsfall war eine Datenschutzbedarfsfeststellung nicht notwendig, da hier kein Datenfluss stattfindet.

## 8 Entlastungseffekte durch Umwelt- und Energieeffizienz

Mit der Einführung eines Smart Grid-Systems ist die Hoffnung auf Entlastungseffekte durch Umwelt- und Energieeffizienz verbunden. In verschiedenen Studien werden diese Entlastungseffekte thematisiert.

Die Internationale Energieagentur (2011) argumentiert verbraucherseitig: Zwar macht der Verbrauch von Strom nur 17 % des gesamten weltweiten Energieverbrauchs aus, ist aber für 40 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich aufgrund der schwerpunktmäßigen Elektrizitätserzeugung durch fossile Energiequellen. Smart Grid ist nach Ansicht der IEA ein essentieller Bestandteil einer Dekarbonisierungsstrategie für eine zukünftige CO<sub>2</sub>-Reduktion. Einen direkten Beitrag für geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen leistet Smart Grid durch Rückinformationen zum Energieverbrauch, Verringerung von Übertragungsverlusten beim Stromtransport, schnellere Umsetzung von Energieeffizienzprogrammen oder auch Energieeinsparungen durch verbessertes Spitzenlastmanagement. Indirekte Effekte resultieren nach Ansicht der IEA durch die Integration von Elektromobilität und Erneuerbaren Energien. Das Potential für CO<sub>2</sub>-Reduktionen schätzt die IEA weltweit zwischen 0,7 Gt und 2,1 Gt bis zum Jahr 2050. Das größte länderspezifische Potential liegt dabei in den USA und China, während für Europa (OECD-Länder) ein vergleichsweise geringes Einsparvolumen veranschlagt wird (IEA 2011, S. 27).

Der Bundesverband der deutschen Industrie sieht vor allem große Energieeffizienzpotentiale durch mehr Transparenz und eine intelligente Steuerung der Energienetze durch zeitnahe Informationen des Stromverbrauchs sowie preisvariable Tarife für Endkunden (BDI 2011, S. 6). Neben nachfrage-seitigen Entlastungspotentialen sieht der BDI auch Chancen für angebotsseitige Energieeffizienz, indem die Netzbetreiber über fernauslesbare Zähler eine effizientere Netzsteuerung leisten können. Dezentrales Last- und Erzeugungsmanagement bietet nach Ansicht des BDI große Effizienzpotentiale. Allerdings behindere die derzeitige Anreizregulierung eine weitergehende Ausschöpfung der Potentiale, weil der Netzbetreiber nur die Investitionen in die Netze, nicht aber die Kosten für Last- und Erzeugungsmanagement geltend machen kann. Der BDI schlägt deshalb vor, die garantierte EEG-Einspeisevergütung durch einen garantierten Einspeisezuschuss zu ersetzen, der zusätzlich zum jeweils gültigen Marktpreis zu gewähren ist (BDI 2012, S. 6). Umweltentlastungseffekte werden dagegen nicht vom BDI thematisiert.

Der Branchenverband BITKOM hat mit Unterstützung des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung die gesamtwirtschaftlichen Potentiale von Smart Grids untersucht (BITKOM/ISI 2012). Über die künftige intelligente Steuerung lassen sich nach Ansicht von BITKOM „im Vergleich zur heutigen Stromversorgung enorme Kosten einsparen“ (BITKOM/ISI 2012, S. 19). Mit Bezug auf unterschiedliche Studien und Experteneinschätzungen kommt der Branchenverband zu folgender Einschätzung: „Zusammengenommen können die Einsparpotenziale intelligenter Stromnetze in Deutschland jährlich bis zu 5,57 Mrd. Euro (2,57 Mrd. Einsparungen im Verbraucherbereich und 3,0 Mrd. Einsparungen durch eine intelligente Netzsteuerung) betragen“ (BITKOM/ISI 2012, S. 19f.). Weitere Effizienzgewinne und Wachstumsimpulse müssen laut BITKOM durch Berücksichtigung von Smart Buildings und neuen Dienstleistungen im Haushalts- und Unternehmensbereich hinzugerechnet werden. Schließlich wird der vielfach genannte Smart Grid-Effekt einer Dämpfung des durch die Energiewende verursachten Netzausbaubedarfs bewertet (vgl. InnoSmart-Arbeitsbericht 01, Kap. 6.1.1). Beispielsweise wurde in regionalen Simulationen im Rahmen des E-Energy-Programms demonstriert, dass ein gezieltes Einspeisemanagement – unter Ausblendung der derzeitigen Rahmenbedingungen – zu einer Verdoppelung der Aufnahmekapazität für erneuerbare Anlagen ohne klassi-

sche Netzertüchtigung führen kann (BMW 2014, S. 45). Von BITKOM wird die durch solche Maßnahmen erzielbare Verminderung der Netzausbaukosten auf 2,06 Mrd. Euro beziffert. Alles zusammen genommen schätzt BITKOM für Deutschland ein jährliches Einsparpotential durch Smart Grid in Höhe von 9,03 Mrd. Euro. Tab. 6 zeigt die errechneten jährlichen Effizienz- und Wachstumsgewinne.

**Tab. 6: Jährliche Effizienzgewinne und Wachstumsimpulse im Bereich Energie**

Quelle: BITKOM/ISI (2012, S. 23)

<b>Effizienzgewinne</b>	<b>Mrd. Euro</b>	<b>Wachstumsimpulse</b>	<b>Mrd. Euro</b>
Energieminderverbräuche durch effizienteres Strommanagement (intelligente Netzsteuerung sowie flexible Lastverschiebungen)	5,57	Private Haushalte: neue Services im Bereich Utility Management & Smart Home	0,6
Energieeinsparungen durch Smart Buildings	1,4	B2B: neue Services durch Virtual Powerplant, Netzautomatisierung und IT-Einsatz für das Beschaffungsmanagement	1,1
Einsparung von Netzausbaukosten, weil kein konventionelles, sondern ein intelligentes Netz aufgebaut wird	2,06		
<b>Gesamte Einspareffekte</b>	<b>9,03</b>	<b>Gesamte Wachstumsbeiträge</b>	<b>1,7</b>

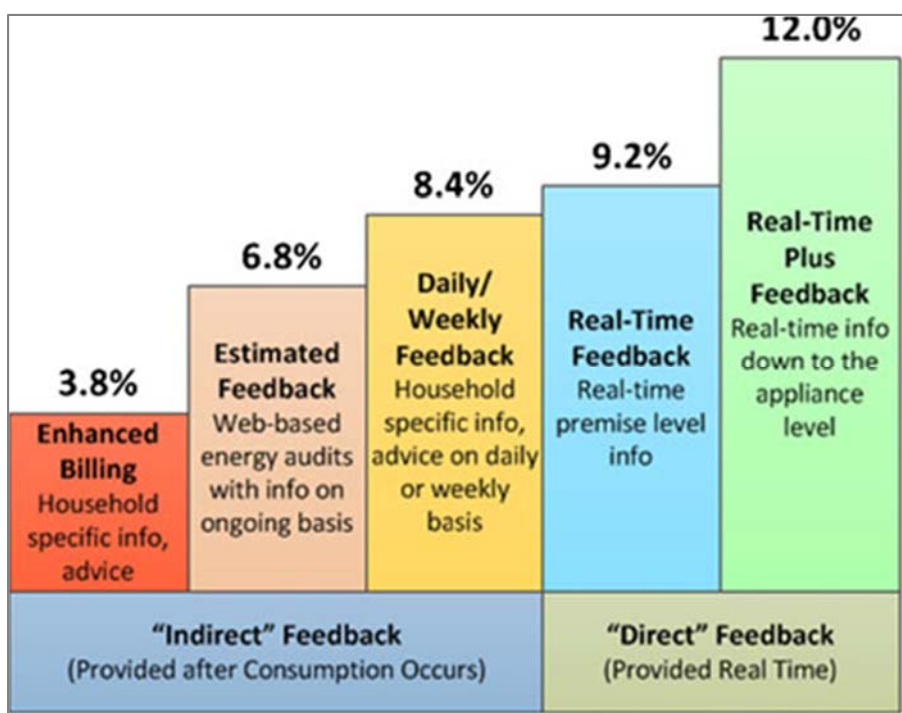
In einer empirisch angelegten Studie des Fraunhofer-Instituts für solare Energiesysteme zum nachhaltigen Energiekonsum von Haushalten durch intelligente Zähler-, Kommunikations- und Tarifsysteme wurden konkrete Zahlen zu Entlastungspotentialen durch Energie- und Umwelteffizienz vorgelegt. Die empirische Basis bildeten über 2.000 Haushalte, die mit einem Smart Meter ausgestattet waren. Umgesetzt wurden die Feldversuche über die Beteiligung von neun deutschen Stadtwerken und einem österreichischen Stadtwerk. Im Feldversuch ergab sich ein geringerer Verbrauch von 3,7 %, was einer durchschnittlichen Einsparung von 125 kWh pro Jahr entspricht. Diese Einsparpotentiale fallen damit etwas geringer aus wie in einigen älteren Studien berichtet, die von etwa 7 % Einsparungen ausgegangen sind. „Umgerechnet auf den bundesdeutschen Stromverbrauch entsprechen 3,7 % einer jährlichen Einsparung von etwa 5 TWh Strom und 1 Mrd. Euro vermiedene Stromkosten in den Haushalten“ (ISE 2011, S. 9). Darüber hinaus wurden mit einem zeitvariablen Tarif zusätzliche Einsparungen von 6 % erzielt, wobei die Lastverlagerung aber nur bei 2 % lag. Die Autoren schlussfolgern: „Offensichtlich kann also die zeitliche Alltagsgestaltung der Nutzer(innen) selbst durch einen attraktiven Tarif nur unwesentlich verändert werden. Eine Ernüchterung für die Energieversorger, denn diese hoffen Verbraucher(innen) dazu motivieren zu können, dass sie vermehrt dann Strom verbrauchen, wenn er günstiger beschafft werden kann“ (ISE 2011, S. 10).

Über eine ökologische Bilanzierung wurden auch Umweltentlastungseffekte errechnet. Legt man die Einsparung von 3,7 % auf alle deutschen Haushalte um, so ergibt sich eine Stromeinsparung von 1,1 % in Deutschland (unter Berücksichtigung der Einsparungen über dynamische Tarife 2,8 %), da der Stromverbrauch der Haushalte nur 27 % der gesamten Stromnachfrage ausmacht (ISE 2011, S. 12). Umgelegt auf CO<sub>2</sub>-Emissionen könnten dadurch insgesamt 3,6 Mio. t CO<sub>2</sub> eingespart werden, bei Hinzunahme der Effekte durch variable Stromtarife ergibt sich ein Einsparpotential von 9,2 Mio. t

CO<sub>2</sub>: „Ein Rückgang der deutschlandweiten Stromnachfrage um 1,1 % (durch Verbrauchsfeedback) bzw. um 2,8 % (durch variable Stromtarife und Verbrauchsfeedback) führt zu einer Reduktion der strombedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1,2 % bzw. von 3,1 %“ (ISE 2011, S. 12).

In einem wissenschaftlichen Artikel fassen Moura et al. (2013) mit Rekurs auf drei Metastudien den aktuellen Forschungsstand zu verbraucherbezogenen Einsparpotentialen zusammen. Deren Umfang fällt dabei höchst unterschiedlich aus:

- Darby (2010) stellte ein Einsparpotential von fünf bis 15 % fest.
- In der von Ehrhardt-Martinez et al. (2010) durchgeführten Auswertung erreichte das Einsparpotenzial vier bis 12 % abhängig von Umfang und Intensität der Verbraucherinformation (vgl. Abbildung 6).
- Foster und Mazur-Stommen (2012) fixieren die Bandbreite der Energieeinsparungen auf null bis 19,5 % (in Ausnahmefällen sogar bis 25 %).



**Abb. 6: Zusammenhang von Stromeinsparungen und Feedbacktypen**

Quelle: Ehrhardt-Martinez et al. (2010) in der Darstellung von Moura et al. (2013, S. 636)

Insgesamt lässt sich festhalten, dass Entlastungseffekte durch Energie- und Umwelteffizienz in einer Reihe von Studien thematisiert werden. Dabei überwiegt eindeutig der Fokus auf Kosteneinsparung durch geringeren Energieverbrauch. Insbesondere Branchenverbände prognostizieren erhebliches Einsparpotential in diesem Bereich, ohne allerdings systematische Bezüge zu empirischen Studien herzustellen. Diese werden von wissenschaftlichen Studien aufgegriffen. Dabei zeigen sich überwiegend Einsparpotentiale in einer Bandbreite vom unteren einstelligen bis zu fast 20 %. Beobachtet wurden zudem noch höhere Einsparungen (bis zu 25 %), aber auch deren vollständiges Ausbleiben. Nur selten werden Umweltentlastungseffekte durch eine Verminderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen thematisiert.



## 9 Thesen

In diesem abschließenden Kapitel werden auf der Grundlage der vorherigen Darstellungen die wichtigsten Erkenntnisse zu den gesellschaftlichen Aspekten von Smart Grids herausgearbeitet. Dabei werden die Schlüsselergebnisse in Form von acht Thesen formuliert, die jeweils hinsichtlich ihres zentralen Bezugsrahmens analysiert werden.

(1) „Smart Grid“ bezeichnet die umfassende Neugestaltung des Energiesystems

Das Smart Grid ist mehr als ein Stromnetz, das zur Einbindung volatiler, dezentraler erneuerbarer Energien mittels informations- und kommunikationstechnischer Anwendungen intelligent gemacht wird. Es geht vielmehr um neue Formen der Vernetzung physikalischer Einheiten und sozialer Akteure mit Blick auf die Transformation der technischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Strukturen, Rollen, Geschäftsmodelle und Prozesse im zukünftigen Energieversorgungssystem. Derzeit liegt der Schwerpunkt der Smart Grid-Entwicklung auf dem Stromsektor als dem aktuell dynamischsten Teilbereich der Energiewende. Insofern eine Integration verschiedener Segmente der Energieversorgung (z.B. Strom, Gas, Wärme, Kraftstoffe) zu erwarten ist, wird sich das Smart Grid zu einem medienübergreifenden Energiesystem entwickeln.

(2) Smart Grids sind Akteursnetzwerke

Unabhängig davon, ob die Herausbildung eines Smart Grids eher mit technologischen oder marktlichen Treibern in Verbindung gebracht wird, werden übereinstimmend Veränderungen auf der Ebene der handelnden Akteure zu einem charakteristischen Merkmal eines intelligenten Energiesystems erklärt. Eine Fokussierung auf die technischen Herausforderungen der flexiblen Vernetzung aller Systemkomponenten blendet aus, dass diese im Rahmen eines weitreichenden Wandels von Rollen, Funktionen und Interaktionen der im Smart Grid verbundenen Akteure erfolgt. Traditionelle Akteure übernehmen neue Aufgaben, innovative System- oder Kundendienstleistungen werden von neuen Anbietern bereitgestellt, und alle Beteiligten haben mit Blick auf Häufigkeit und Informationsgehalt ein deutlich intensiveres Kommunikations- und Koordinierungsniveau zu bewältigen. Die Analyse der zukünftigen Akteursstruktur und -vernetzung ist zentral für das Verständnis der mit Smart Grids einhergehenden Transformation des Energiesystems. So gelten die aus der Akteursvielfalt des Smart Grid resultierende hohe Komplexität und Interessendiversität als zentrale Hinderungsgründe für einen zügigen Aufbau intelligenter Energieversorgungsstrukturen.

(3) Smart Grids zielen auf die Verwirklichung eines liberalen Strommarktes

Die Öffnung ehemals (staats-)monopolistischer Märkte für den Wettbewerb ist verbunden mit der Entstehung und Etablierung neuer Akteure und einer Vervielfältigung von Angeboten und Transaktionen. Diese Entwicklung ist auch im Strommarkt zu beobachten, im Zuge dessen Liberalisierung neue Akteure, wie Aggregatoren, Bilanzkreisverantwortliche, Stromhändler oder eigenständige Transportnetzbetreiber, entstanden sind. Das zukünftige Smart Grid soll die Infrastruktur bereitstellen, die es den neuen Akteuren ermöglicht, ihre Rollen auszuüben und die für die Erbringung von markt- und systembezogenen Dienstleistungen notwendigen Interaktionen auszuführen. Dies gilt auch für die Integration dezentraler Energieerzeuger, die sich perspektivisch in immer stärkerem Maße zu wettbewerblich agierenden Marktakteuren mit Systemverantwortung umwandeln sollen. So betrachtet ist es nicht das Smart Grid, das die Entwicklung neuer Akteure induziert, vielmehr geschieht dies durch die politischen und gesellschaftlichen Prozesse der Marktliberalisierung und Energiewende. Allerdings können viele in diesem Kontext entstandene Akteure, wie Prosumer-Haushalte oder Betreiber von Smart Meters, die mit ihren Rollen verknüpften Erwartungen an aktiver Marktbeteiligung oder innovativer Dienstleistungsgestaltung nur durch die Nutzung avancierter



Smart Grid-Technologien erfüllen. Diese wiederum eröffnen tatsächlich ein neues Betätigungsfeld für Unternehmen, die bislang nicht oder nur am Rande am Energiesystem teilgenommen haben, zum Beispiel IuK-Entwickler, Datenverarbeitungsspezialisten oder Softwareanbieter.

#### (4) So viel Markt wie möglich, so wenig Regulation wie nötig

Die zukünftige, auf intelligenter Vernetzung basierende Energieversorgung soll im Kern ein Wettbewerbssystem sein, in dem Marktakteure in Selbstverantwortung eigene Lösungen ohne regulatorische Interventionen finden und vereinbaren. Erst in Situationen, in denen die Marktakteure zu keinen Ergebnissen kommen oder in denen ihre Aktivitäten die Netzstabilität gefährden, sollen mit entsprechenden Rechten ausgestattete Akteure, zum Beispiel Netzbetreiber, steuernd in das Marktgeschehen eingreifen dürfen. Dabei gelten allgemeingültige Rahmenbedingungen in Form technischer Parameter, regulatorisch fixierter Zuständigkeiten für Schlüsselfunktionen des Systembetriebs sowie Normen und Standards für den Datenaustausch oder die Integration von Komponenten als zentrale Voraussetzungen für eine marktbasierende Akteursinteraktion im Smart Grid.

#### (5) Marktorientierte Rollenerwartung an private Haushalte mit ungewissen Perspektiven

Am zukünftigen marktliberalen, erzeugungsgeführten Energiesystem sollen sich auch die privaten Endkunden als aktive Mitspieler beteiligen, etwa indem sie neue Dienstleistungen nachfragen, flexibel auf Preissignale reagieren oder als Prosumer Eigenstrom vermarkten. Zwar erkennen die Protagonisten dieses Rollenwechsels an, dass dieser die Bürger mit vielfältigen Schwierigkeiten, Herausforderungen und Zumutungen konfrontiert. So werden in Forschungsprojekten und Studien die Reaktionen und Bewertungen von Endkunden auf Smart Meter, dynamische Tarife oder ein automatisches Gerätemanagement analysiert. Andere Untersuchungen fokussieren auf Strategien der Information und Aufklärung über das sich wandelnde Energiesystem als Mittel zur Induzierung von Einstellungs- und Verhaltensänderungen. Letztlich jedoch weisen diese Aktivitäten darauf hin, dass die Vermarktlichung der Stromverbraucherrolle als konstitutives Element des Smart Grid und mithin als alternativlos betrachtet wird. Nicht mehr das Ob steht im Vordergrund, sondern das Wie. Dabei ist es durchaus ungewiss, inwieweit die privaten Haushalte aus einem auf marktliche Anforderungen angepassten Verhalten positive Effekte für ihre Lebensführung ableiten können. Entsprechende Warnungen beziehen sich einerseits auf die eingeschränkten oder nicht vorhandenen Chancen sozial schwacher Zielgruppen, an den prognostizierten Vorteilen flexibler Verbrauchsmuster zu partizipieren. Andererseits wird die Möglichkeit, dadurch in einem nennenswerten Ausmaß Stromkosten einzusparen, zumindest mit einem Fragezeichen versehen. Vor diesem Hintergrund eröffnen Ansätze eine neue Perspektive, die Diffusionsprozesse neuer Technologien nicht aus dem Wirken technischer oder finanzieller Treiber und Barrieren ableiten, sondern aus dem Prozess von deren Einbettung in tägliche Alltagsroutinen erklären.

#### (6) Im Smart Grid wird die IT-Sicherheit zur Voraussetzung einer sicheren Energieversorgung

Ein essentieller Aspekt der Transformation des Energiesystems zu einem Smart Grid besteht in der umfassenden Implementation informations- und kommunikationstechnischer Strukturen und Anwendungen. Nur auf der Grundlage avancierter IuK-technischer Kapazitäten der hyperschnellen Erzeugung, Verarbeitung, Verknüpfung und Speicherung enormer Datenmengen kann das Smart Grid die ihm zugeschriebenen Eigenschaften und Potentiale überhaupt entfalten. Damit aber werden die aus der herkömmlichen IT-Welt bekannten Probleme von Hackerinterventionen, Virenangriffen, kriminellen Manipulationen oder Softwarefehlern in den Energiebereich importiert. Eine jederzeit sichere Stromversorgung wird so zunehmend auch zu einer Frage der IT-Sicherheit. Vor diesem Hintergrund können sich Smart Grid-Architekturen nicht auf die Lösung funktionaler Aspekte konzentrieren, sondern müssen zugleich einen inhärenten, hochwirksamen Risikoschutz gewährleisten.

#### (7) Zielkonflikt zwischen massiv intensivierter Datenverarbeitung und Bedürfnis nach Datenschutz

Unter den Bedingungen einer auf Smart Grids basierenden Stromversorgung wird es zu einem explosionsartigen Anwachsen des erhobenen und verarbeiteten Datenvolumens kommen. Dabei handelt es sich allerdings nicht lediglich um ein quantitatives Phänomen, sondern infolge der zeitlichen und inhaltlichen Nähe zur Alltagswelt der Energieverbraucher ist der vervielfältigten Datenmenge zugleich eine neue Qualität inhärent. Insbesondere birgt sie das Potenzial zur Erstellung detaillierter Profile der Lebensgewohnheiten einzelner Bürger oder Haushalte, die vor dem Hintergrund der im Smart Grid in den Datenaustausch involvierten Akteure rasch eine weite Verbreitung finden können. Mit anderen Worten besteht im Smart Grid ein Zielkonflikt zwischen dem aus System- oder ökonomischer Perspektive notwendigen Maß eines ungehinderten Informationsflusses und den berechtigten Datenschutzinteressen der vernetzten Akteure. Zur Bearbeitung dieses Zielkonflikts sind erstens allgemeine Prinzipien des Datenschutzes anzuwenden, etwa die transparente Erteilung von Zugriffsrechten oder das Gebot, Datenquellen nicht ohne die Zustimmung der Betroffenen zu verknüpfen. Darüber hinaus sind zweitens differenzierte Datenschutzregelungen erforderlich, die auf die Heterogenität der Strukturen und Prozesse im Smart Grid angepasst sind. Ansatzpunkte hierfür liegen zum Beispiel in der Analyse der Datenschutzbedürfnisse unterschiedlicher Akteursrollen oder Anwendungsfälle.

#### (8) Energieeffizienzpotenziale im Smart Grid: zwischen großen Hoffnungen und kleinen Schritten

Smart Grids sollen nicht nur die Voraussetzungen für die Integration von erneuerbaren Energien schaffen, sondern auch erheblich zu einem verminderten und effizienteren Stromverbrauch beitragen. Viele Studien beschäftigen sich mit diesem Thema und diskutieren potentielle Entlastungseffekte in unterschiedlichen Bereichen von der globalen und nationalen Ebene über Netzsteuerung und Netzausbau bis hin zu den Endkunden in privaten Haushalten. Für viele Beobachter bieten die Optimierungspotenziale des Smart Grid die Chance, den im Zuge des Zuwachses an erneuerbaren Energien erwarteten konventionellen Netzausbau zu vermindern. Zwar liegen erste Indizien für diese Annahme vor, allerdings fehlt bislang eine systematische Auswertung von Praxiserfahrungen. Mit Blick auf Energieeinsparungen ergeben die Studienergebnisse in der Gesamtschau ein widersprüchliches Bild, das insbesondere verbraucherseitig mit einer großen Bandbreite von empirisch ermittelten Verbrauchsminderungen aufwartet. Von den Extremen aus betrachtet reichen diese von null bis 25 %, und auch das Mittelfeld weist mit Werten von vier bis 15 % eine beträchtliche Spreizung auf. Insgesamt weist der derzeitige Kenntnisstand zu den Energieeffizienzpotenzialen im Smart Grid darauf hin, dass mit Smart Metern, dynamischen Tarifen oder einer optimierten Netzsteuerung durchaus Einspareffekte erzielt werden können. Ob diese jedoch eine signifikante oder eher vernachlässigbare Größenordnung haben ist zurzeit – nicht zuletzt aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums des Smart Grids – eine noch offene Frage.

## 10 Literatur

- acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaft (Hrsg.) (2012): Future Energy Grid. Informations- und Kommunikationstechnologien für den Weg in ein nachhaltiges und wirtschaftliches Energiesystem. acatech Position. Heidelberg et al.: Springer Verlag.
- Agora Energiewende (2013): Die Energiewende im Stromsektor 2013: Erzeugung, Verbrauch, Erneuerbare Energien und CO<sub>2</sub>-Emissionen. Auswertung der Daten der AG Energiebilanzen. Berlin. In: [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Faktencheck/2013\\_er\\_Zahlen/Energiewende\\_im\\_Stromsektor\\_2013\\_Variante1.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Faktencheck/2013_er_Zahlen/Energiewende_im_Stromsektor_2013_Variante1.pdf) (Zugriff: 11.2.2014).
- Appelrath, H.-J.; Kagermann, H.; Mayer, C. (Hrsg.) (2012): Future Energy Grid. Migrationspfade ins Internet der Energie. acatech Studie. Heidelberg et al.: Springer Verlag.
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (o.J.): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern. Berlin. In: [http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=20131220\\_brd\\_stromerzeugung1990-2013.pdf](http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20131220_brd_stromerzeugung1990-2013.pdf) (Zugriff: 11.2.2014).
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2013): Energieverbrauch steigt moderat. Pressedienst 8/2013. Berlin. In: [http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=ageb\\_pressedienst\\_08\\_2013\\_pev\\_jahr.pdf](http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_pressedienst_08_2013_pev_jahr.pdf) (Zugriff: 11.2.2014).
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft] (2011): Smart Grids – auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Markt- und Regulierungsdesign. Diskussionspapier. Berlin.
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft] (2013): Stromverbrauch im Haushalt. Energie-Info. Berlin.
- BDI [Bundesverband der Deutschen Industrie] (2011): Auf dem Weg zum Internet der Energie – Der Wettbewerb allein wird es nicht richten. Smart Grid. Paradigmenwechsel in Deutschland. BDI-Drucksache Nr. 450. Berlin.
- BDI [Bundesverband der Deutschen Industrie] (2013): Impulse für eine smarte Energiewende. Handlungsempfehlungen für ein IKT-gestütztes Stromnetz der Zukunft. BDI-Drucksache. Berlin.
- BfDI [Der Bundesbeauftragte für den Datenschutz und die Informationsfreiheit] (2012): Anlage: Positionspapier zu den Datenschutzerfordernissen an Smart Meter. Bonn.
- BITKOM [Bundesverband Informationswirtschaft, Telekommunikation und neue Medien], ISI [Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung] (2012): Gesamtwirtschaftliche Potenziale intelligenter Netze in Deutschland. Langfassung des Endberichts. Berlin.
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2014): Smart Energy made in Germany. Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende. Berlin.
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie]; BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin.
- BSI [Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik] (2013): Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen. Final Release. BSI-CC-PP-0073. Bonn.
- BSI [Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik] (2014): Das Smart Meter Gateway. Sicherheit für intelligente Netze. Bonn.
- Bundesnetzagentur (2011): „Smart Grid“ und „Smart Market“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn.
- Cavoukian, A.; Polonetsky, J.; Wolf, C. (2010): SmartPrivacy for the Smart Grid: embedding privacy into the design of electricity conservation. *Identity in the Information Society* 3: 275-294.
- Darby, S. (2010): Smart metering: what potential for householder engagement? *Building Research & Information* 38,5: 442-457.
- DENA [Deutsche Energie-Agentur] (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Investitionsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Endbericht. Berlin.

- DKE [Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE] (2010): Die Deutsche Normungsroadmap E-Energy/Smart Grid. Frankfurt am Main.
- DKE [Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE] (2012): Normungsroadmap E-Energy/Smart Grid 2.0. Status, Trends und Perspektiven der Smart Grid-Normung. Frankfurt am Main.
- Eckert, C.; Krauß, C.; Schoo, P. (2011): Sicherheit im Smart Grid – Eckpunkte für ein Energieinformationsnetz. Stuttgart: Alcatel-Lucent Stiftung für Kommunikationsforschung.
- Ehrhardt-Martinez, K.; Donnelly, K. A.; Laitner, J. A. (2010): Advanced Metering Initiatives and Residential Feedback Programs: A Meta-Review for Household Electricity-Saving Opportunities. Report Number E105. Washington, D.C.: American Council for an Energy-Efficient Economy.
- Ernst & Young (2013): Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. Düsseldorf/München.
- ETPS [European Technology Platform Smart Grids] (2012): SmartGrids SRA 2035. Strategic Research Agenda. Update of the SmartGrids SRA 2007 for the needs by the year 2035. Brussels.
- EU-EG1 [EU Commission Task Force for Smart Grids, Expert Group 1] (2010): Functionalities of smart grids and smart meters. Final deliverable. Brussels.
- EU-EG2 [EU Commission Task Force for Smart Grids, Expert Group 2] (2011): Regulatory Recommendations for data safety, data handling and data protection. Report. Brussels.
- EU-EG3 [EU Commission Task Force for Smart Grids, Expert Group 3] (2011): Roles and Responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment. EG3 Deliverable. Brussels.
- Europäische Kommission (2011): Intelligente Stromnetze: von der Innovation zur Realisierung. Mitteilung der Kommission KOM(2011) 202 endgültig. Brüssel.
- Forsa [Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen] (2010): Erfolgsfaktoren von Smart Metering aus Verbrauchersicht. Berlin.
- Foster, B.; Mazur-Stommen, S. (2012): Results from recent real-time feedback studies. Report Number B122. Washington, D.C.: American Council for an Energy-Efficient Economy.
- Gangale, F.; Mengolini, A.; Onyeji, I. (2013): Consumer engagement: An insight from smart grid projects in Europe. *Energy Policy* 60: 621-628.
- Geelen, D.; Reinders, A.; Keyson, D. (2013): Empowering the end-user in smart grids: Recommendations for the design of products and services. *Energy Policy* 61: 151-161.
- Giordano, V.; Gangale, F.; Fulli, G.; Sánchez Jiménez, M. (2011): Smart Grid Projects in Europe: lessons learned and current developments. JRC Reference Report No. EUR 24856 EN. Petten: Joint Research Centre.
- IEA [International Energy Agency] (2011): Technology Roadmap Smart Grids. Paris Cedex: OECD/IEA.
- ISE [Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme] (Hrsg.) (2011): Intelliekon. Nachhaltiger Energiekonsum von Haushalten durch intelligente Zähler-, Kommunikations- und Tarifsysteme. Ergebnisbericht. Freiburg.
- Konferenz der Datenschutzbeauftragten des Bundes und der Länder und Düsseldorfer Kreis (2012): Orientierungshilfe datenschutzgerechtes Smart Metering. Bonn.
- Kunz, C.; Müller, A.; Saßning, D. (2012): „Smart Grids“ für die Stromversorgung der Zukunft. Optimale Verknüpfung von Stromerzeugern, -speichern und -verbrauchern. *Renews Spezial* 58. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien.
- Luhmann, H.-J.; Fishedick, M.; Thomas, S. (2013): Wo bleiben die Optionen Stromeffizienz und Demand Side Management? *Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung* 82,3: 107-122.
- Moura, P. S.; López, G. L.; Moreno, J. I.; De Almeida, A. T. (2013): The role of Smart Grids to foster energy efficiency. *Energy Efficiency* 6,4: 621-639.
- Pathmaperuma, D.; Schippl, J. (2012): Intelligente Stromnetze. ITA-Kurzstudie. In: Decker, M.; Fleischer, T.; Schippl, J.; Weinberger, N. (Hrsg.): Zukünftige Themen der Innovations- und Technikanalyse. Methodik und ausgewählte Ergebnisse. KIT Scientific Reports 7605. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing, S. 85-120.

- Raabe, O.; Pallas, F.; Weis, E.; Lorenz, M.; Boesch, K. V. (Hrsg.) (2011): Datenschutz in Smart Grids. Anmerkungen und Anregungen. London/Berlin: LIBER.
- Renn, O.; Dreyer, M. (2013): Risiken der Energiewende: Möglichkeiten der Risikosteuerung mithilfe eines Risk-Governance-Ansatzes. *Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung* 82,3: 29-44.
- Schafhausen, F. (2013): Die Energiewende – Aufbruch in die Zukunft. *Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung* 82,3: 11-28.
- Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg (2013): Roadmap der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg. Freiburg/Stuttgart: Öko-Institut/Fichtner.
- SRU [Sachverständigenrat für Umweltfragen] (2013): Den Strommarkt der Zukunft gestalten. Sondergutachten. Berlin.
- Statista (2014): Anzahl der Unternehmen am Energiemarkt in Deutschland nach Bereichen im Januar 2013. Hamburg. In: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/173884/umfrage/zahl-der-unternehmen-in-den-einzelnen-marktbereichen-des-energiemarktes> (Zugriff: 14.2.2014).
- Toffler, Alvin (1983): Die dritte Welle, Zukunftschance. Perspektiven für die Gesellschaft des 21. Jahrhunderts. München: Goldmann.
- Vassileva, I.; Dahlquist, E.; Wallin, F.; Campillo, J. (2013): Energy consumption feedback devices' impact evaluation on domestic energy use. *Applied Energy* 106: 314-320.
- VDE [Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik] (2010): Smart Energy 2020. Vom Smart Metering zum Smart Grid. Analyse der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Frankfurt am Main.
- VDE [Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik] (2012): VDE-Trendreport 2012. Elektro- und Informationstechnik. Innovationen – Märkte – Nachwuchs. Schwerpunkt: Smart Grid. Frankfurt am Main.
- VDE [Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik] (2013): Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende. Anforderungen an künftige Übertragungs- und Verteilungsnetze unter Berücksichtigung von Marktmechanismen. Frankfurt am Main.
- Verbong, G. P. J.; Beemsterboer, S.; Sengers, F. (2013): Smart grids or smart users? Involving users in developing a low carbon electricity economy. *Energy Policy* 52: 117-125.
- Verivox (o.J.): Unbundling. Heidelberg. In: <http://www.verivox.de/themen/unbundling> (Zugriff: 13.2.2014).
- Verivox (2012): Wettbewerb um Stromkunden nimmt stetig zu. Heidelberg. In: <http://www.verivox.de/presse/wettbewerb-um-stromkunden-nimmt-stetig-zu-83241.aspx> (Zugriff: 14.2.2014).
- Wittenberg, P. (2014): Der Wandel der Stromnetze. Eine Herausforderung für die sichere Energieversorgung. *Physik Journal* 13,4: 45-49.
- Ziesing, H.-J. (2002): Stand der Liberalisierung der Energiewirtschaft in Deutschland – Auswirkungen auf den Strom aus erneuerbaren Energiequellen. In: ForschungsVerbund Sonnenenergie (Hrsg.): Themen 2001: Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen. Berlin, S. 144-150.





**InnoSmart**

Partizipative Gestaltung von verbrauchernahen  
Innovationen für Smart Grids

