

Frieder Schnabel

Das Smart Grid aus technischer und marktlicher Perspektive

InnoSmart-Arbeitsbericht 01



InnoSmart

Partizipative Gestaltung von verbrauchernahen
Innovationen für Smart Grids



Impressum

Autor:

Frieder Schnabel

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-ökologische Forschung (SÖF; Förderkennzeichen 03EK3516).

Für nähere Informationen zum Projekt: www.innosmart-projekt.de.

Stuttgart, Juli 2014



Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	IV
Tabellenverzeichnis.....	V
Vorbemerkung.....	VI
1 Einleitung.....	1
2 Methodisches Vorgehen.....	3
3 Vom traditionellen Energieversorgungssystem zum Smart Grid	5
3.1 Das klassische Stromversorgungssystem	5
3.2 Herausforderungen an das klassische Stromversorgungssystem.....	6
3.3 Das Smart Grid.....	8
4 Das Smart Grid aus technischer Perspektive.....	12
4.1 Stromnetz	12
4.2 Erneuerbare Energieerzeuger.....	13
4.3 Energiespeicher	16
4.4 Informations- und Kommunikationstechnik	17
4.5 Smart Meter.....	17
4.6 Technisches Lastmanagement	19
4.7 Virtuelles Kraftwerk	20
4.8 Smart Home	21
5 Das Smart Grid aus marktlicher Perspektive.....	22
5.1 Zukünftiges Strommarktdesign.....	22
5.2 Last- / zeitvariable Tarife und Verträge	23
5.3 Staatliche Unterstützung und Gesetze.....	27
6 Analyse des Status Quo	29
6.1 Technologiefelder	29
6.1.1 Ausbau Stromnetz	29
6.1.2 Erneuerbare Energieerzeuger	32
6.1.3 Energiespeicher	36
6.1.4 Informations- und Kommunikationstechnik.....	39
6.1.5 Smart Meter	41
6.1.6 Technisches Lastmanagement.....	43
6.1.7 Virtuelles Kraftwerk	45
6.1.8 Smart Home.....	46
6.2 Marktfelder.....	47
6.2.1 Zukünftiges Strommarktdesign	47
6.2.2 Last-/ Zeitvariable Tarife und Verträge	48

6.2.3	Staatliche Unterstützung und Gesetze	49
7	Bewertung der Technologie- und Marktfelder anhand einer Expertenumfrage	52
7.1	Vorgehensweise zur Technologiebewertung	52
7.1.1	Definition der Fortschrittsstadien und Auswahl Kriterien	53
7.1.2	Auswahl von Experten	53
7.1.3	Erstellung und Ausbau der Fragebögen	54
7.1.4	Vorgehensweise zur Auswertung der Expertenumfrage	55
7.2	Bewertung der Technologiefelder durch Experten	57
7.2.1	Ausbau Stromnetz	58
7.2.2	Erneuerbare Energieerzeuger	61
7.2.3	Energiespeicher	63
7.2.4	Informations- und Kommunikationstechnik mit Smart Meter	64
7.2.5	Anwendung (Virtuelles Kraftwerk/ Smart Home)	66
7.2.6	Lastmanagement und Tarife	68
8	Gesamt-Roadmap	70
8.1	Vorgehensweise für die Erstellung der Roadmap	70
8.2	Roadmap Smart Grid	70
8.2.1	Lastmanagement und Tarife	71
8.2.2	Erneuerbare Energieerzeuger	72
8.2.3	Informations- und Kommunikationstechnik mit Smart Meter	72
8.2.4	Ausbau Stromnetz	72
8.2.5	Energiespeicher	73
8.2.6	Anwendungen	73
8.2.7	Gesamtergebnis	73
9	Zusammenfassung und Ausblick	75
10	Literatur	77

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland 2013, Anteile in Prozent Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2013)	1
Abb. 2: Deutscher Strommix 2013 (Bruttostromerzeugung; Werte 2012 in Klammern) Quelle: Agora Energiewende (2013)	2
Abb. 3: Fraunhofer Suchprogramm Techminer.....	3
Abb. 4: Das klassische Energieversorgungssystem Quelle: www.smartgrids.at (abgerufen am 13.2.2014)	6
Abb. 5: Übersicht über die aktuelle Struktur der deutschen Stromversorgung Quelle: Kunz et al. (2012, S. 6)	7
Abb. 6: Schematische Darstellung eines Smart Grid Quelle: www.smartgrids.at (abgerufen am 13.2.2014)	9
Abb. 7: Anteil erneuerbare Energien an Stromgewinnung [TWh] 2012 in Deutschland Quelle: BMU, 2013	15
Abb. 8: Funktionsweise Lastmanagement (Agentur für erneuerbare Energien, 2012).....	19
Abb. 9: Strompreis in Abhängigkeit der Volllaststunden (VDE, 2012-2)	23
Abb. 10: Lastvariabler Tarif mit zwei Preisstufen (Ecofys, 2009).....	26
Abb. 11: Verbrauchsvariabler Tarif mit 3 Preisstufen (Ecofys, 2009)	26
Abb. 12: Aus- und Umbaubedarf in km je Stromnetzspannungsebenen und Jahr (dena, 2012- 1)	30
Abb. 13: Vergleich erneuerbare Energieerzeuger (eigene Darstellung in Anlehnung an (ISE, 2013) (ETG, 2007) (Wagner et al, 2007) (IER, 2009) (2GE, 2010) (Kruck & Eltrop, 2004) (Kaltschmitt & Müller, 2004) (Fleer & Schambeck, 2001) (Jagnow & Wolff, 2003) (Rohrig et al, 2011)).....	33
Abb. 14: Entwicklung der Stromgestehungskosten in Deutschland bis 2030, Prognose nach (ISE, 2013)	35
Abb. 15: Angebot von Dienstleistungen zum Lastmanagement (trend:research, 2013)	43
Abb. 16: Monochrom-Display im Smart Home (von Segbusch & Struwe, 9/2010).....	46
Abb. 17: Einschätzung der Endnutzer zu den Effekten variabler Tarife (eigene Darstellung in Anlehnung an (Dütschke, Unterländer, & Wietschel, 2012))	49
Abb. 18: Aufbau Expertenumfrage	54
Abb. 19: Einzel-Roadmap Ausbau Stromnetz.....	58
Abb. 20: Einzel-Roadmap erneuerbare Energieerzeuger	61
Abb. 21: Einzel-Roadmap Energiespeicher	63
Abb. 22: Einzel-Roadmap Informations- und Kommunikationstechnik mit Smart Meter	64
Abb. 23: Einzel-Roadmap Anwendungen (Virtuelles Kraftwerk/ Smart Home)	66
Abb. 24: Einzel-Roadmap Lastmanagement und Tarife	68
Abb. 25: Gesamt-Roadmap intelligentes Energieversorgungssystem in Deutschland.....	71

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Ziele variabler Tarife (Ecofys, 2009).....	24
Tab. 2: Zeitvariable Tarifmodelle (EnCT, 2009), (Ecofys, 2009)	25
Tab. 3: Zentrale Ergebnisse der Studie (eigene Darstellung in Anlehnung an (dena, 2012-1).....	31
Tab. 4: Darstellung der Kriterien der erneuerbaren Energieerzeuger (eigene Formulierung).....	32
Tab. 5: Darstellung der Kriterien der Energiespeichersysteme (Eigene Darstellung in Anlehnung an (BTU, 2011) (Beck et al, 2013))	36
Tab. 6: Mehraufwand durch IuK-Technik Aufrüstung im Vergleich Land-Stadt pro Jahr (eigene Darstellung nach (Kema, 2012))	40
Tab. 7: Analyse Lastmanagementvarianten (eigene Darstellung nach (Klobasa, 2009))	44
Tab. 8: Beschreibung Expertenumfrage	55
Tab. 9: Darstellung Thesen Ausbau Stromnetz (G = Gewichtung These, AW = Anwendungsreife, TA = Technologiefeldattraktivität)	59
Tab. 10: Darstellung Thesen erneuerbare Energieerzeuger (G = Gewichtung These, AW = Anwendungsreife, TA = Technologiefeldattraktivität)	61
Tab. 11: Darstellung Thesen Energiespeicher (G = Gewichtung These, AW = Anwendungsreife, TA = Technologiefeldattraktivität)	63
Tab. 12: Darstellung Thesen Informations- und Kommunikationstechnik mit Smart Meter (G = Gewichtung These, AW = Anwendungsreife, TA = Technologiefeldattraktivität).....	64
Tab. 13: Darstellung Thesen Anwendungen (Virtuelles Kraftwerk/ Smart Home) (G = Gewichtung These, AW = Anwendungsreife, TA = Technologiefeldattraktivität).....	67
Tab. 14: Darstellung Thesen Lastmanagement und Tarife (G = Gewichtung These, AW = Anwendungsreife, TA = Technologiefeldattraktivität)	68

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 01 untersucht die technische und marktliche Dimension des Smart Grid, Arbeitsbericht 02 widmet sich den gesellschaftlichen 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“ 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 (BMW/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).

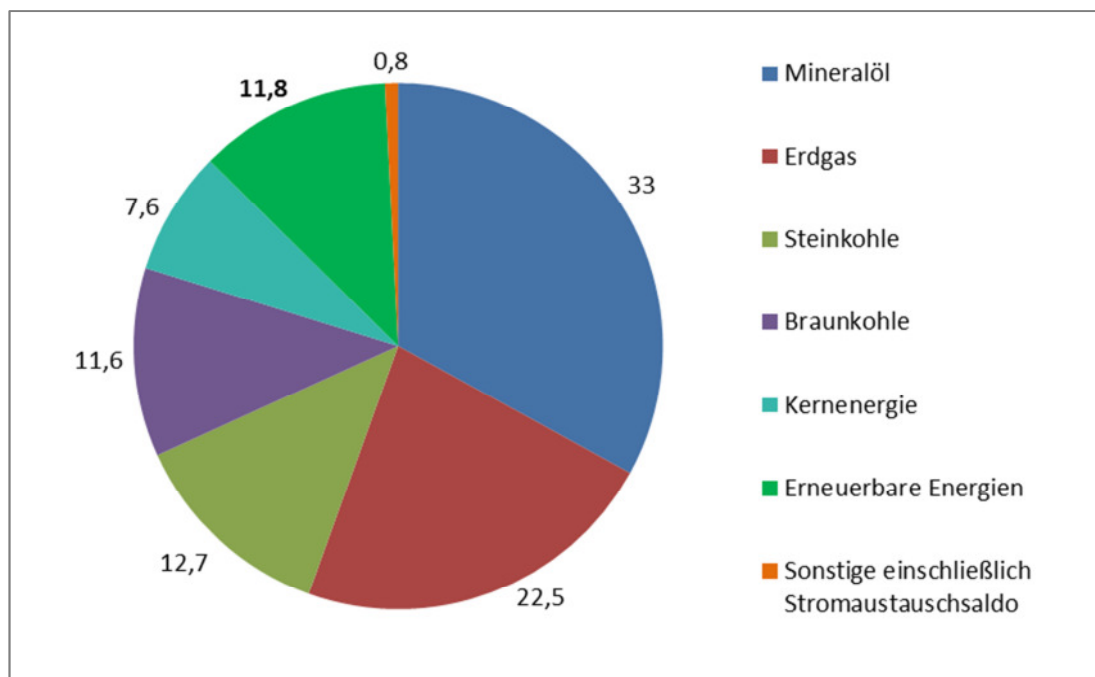


Abb. 1: Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland 2013, Anteile in Prozent

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).

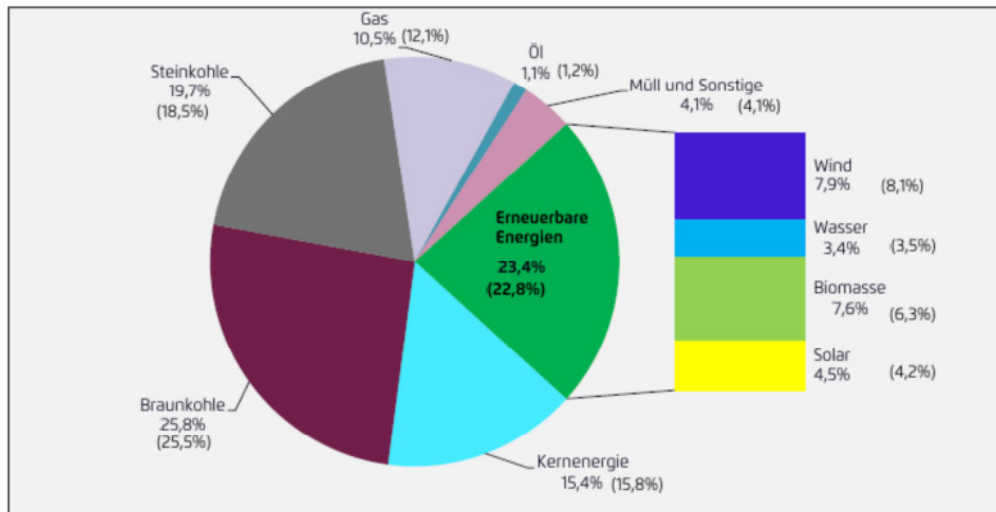


Abb. 2: Deutscher Strommix 2013 (Bruttostromerzeugung; Werte 2012 in Klammern)
Quelle: Agora Energiewende (2013)

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.

2 Methodisches Vorgehen

Zur Erarbeitung der Ergebnisse dieses Arbeitsberichtes erfolgte zunächst eine grundlegende Informationsbeschaffung. Dazu wurde zunächst ein Desk Research in verschiedenen öffentlichen Datenbanken sowie Fraunhofer Datenbanken durchgeführt. Gesucht wurde dabei zunächst nach allgemeinen Schlagwörtern wie Smart Grid oder Intelligentes Stromnetzwerk. Gesucht wurden wissenschaftliche Studien, Projektberichte, Gutachten, Forschungsberichte o.ä.. Dabei wurden ca. 30 Dokumente für die weitere Betrachtung ausgewählt. Ziel dabei war es, einen ersten Überblick über das Thema zu bekommen und Schlagworte sowie erste Quellen zu definieren. Mit Hilfe dieser Schlagworte wurde mit dem Fraunhofer Suchprogramm „Techminer“ eine detailliertere Recherche gestartet. Dieses Programm durchsucht verschiedene Datenbanken nach einem intelligenten Suchmuster. Dazu wurden Schlagwörter und verschiedene Synonyme in Form sogenannter Begriffswolken für die verschiedenen Technologie und Marktfelder angelegt, welche für bestimmte Suchkriterien an- und abgewählt werden konnten. Die nachfolgende Abbildung zeigt einen Auszug aus dem Suchprogramm:

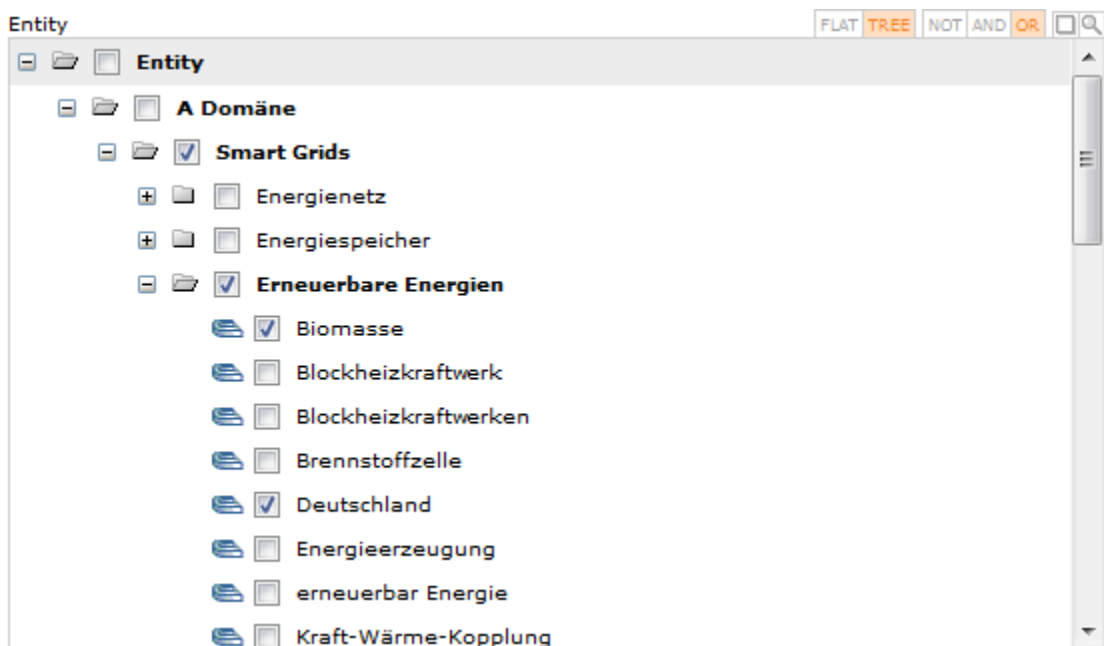


Abb. 3: Fraunhofer Suchprogramm Techminer

Die Zielsetzung dabei waren genauere Rechercheergebnisse nach bestimmten Kriterien. Das Vorgehen lieferte weitere 700 Dokumente. Diese Dokumente wurden anschließend eingegrenzt. Kriterien waren dabei z.B. die Aktualität, der Bezug auf Deutschland, Dopplungen zu anderen Dokumenten usw.. Dadurch konnten die interessantesten 45 Dokumente ausgewählt werden. Anschließend erfolgte eine Clusterung der vorhandenen Quellen nach den vorher eingeteilten Technologie- und Marktfeldern. Nun erfolgte das Zusammenfassen der Quellen in einem Grundlagenteil des Berichts, weitere offene Fragen wurden durch eine spezifischere Recherche geklärt, wodurch ca. weitere 15 Quellen aufgedeckt wurden.

Danach erfolgte eine Analyse der Technologie- und Marktfelder aus den unterschiedlichen Quellen. Dazu wurden die Felder auf den derzeitigen Stand der Forschung und Entwicklung sowie auf Hürden

und dazugehörigen Handlungsempfehlungen analysiert. Aus allen Quellen wurden zudem Experten für eine spätere Befragung extrahiert.

Mit Hilfe der Ergebnisse aus einer anschließenden Expertenumfrage wurde zum Abschluss eine Roadmap für das intelligente Energieversorgungssystem in Deutschland erarbeitet. Dazu wurde die zeitliche Abfolge in die drei Stadien Technologiefeldpotenzial, Anwendungsreife und Technologiefeldattraktivität eingeteilt. Für die in der Analyse gefundenen Hürden und Handlungsempfehlungen wurden Thesen entwickelt, welche die Experten auf Wichtigkeit und den Erfüllungsgrad zum heutigen Stand bewerteten. Weiterhin gaben sie eine Einschätzung ab, zu welchem Zeitpunkt sie die Thesen als erfüllt ansehen. Aus diesen Experteneinschätzungen konnten Einzel-Roadmaps für jedes Feld sowie eine Gesamt-Roadmap abgeleitet werden.

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 stellt die Struktur des klassischen Energieversorgungssystems schematisch dar:

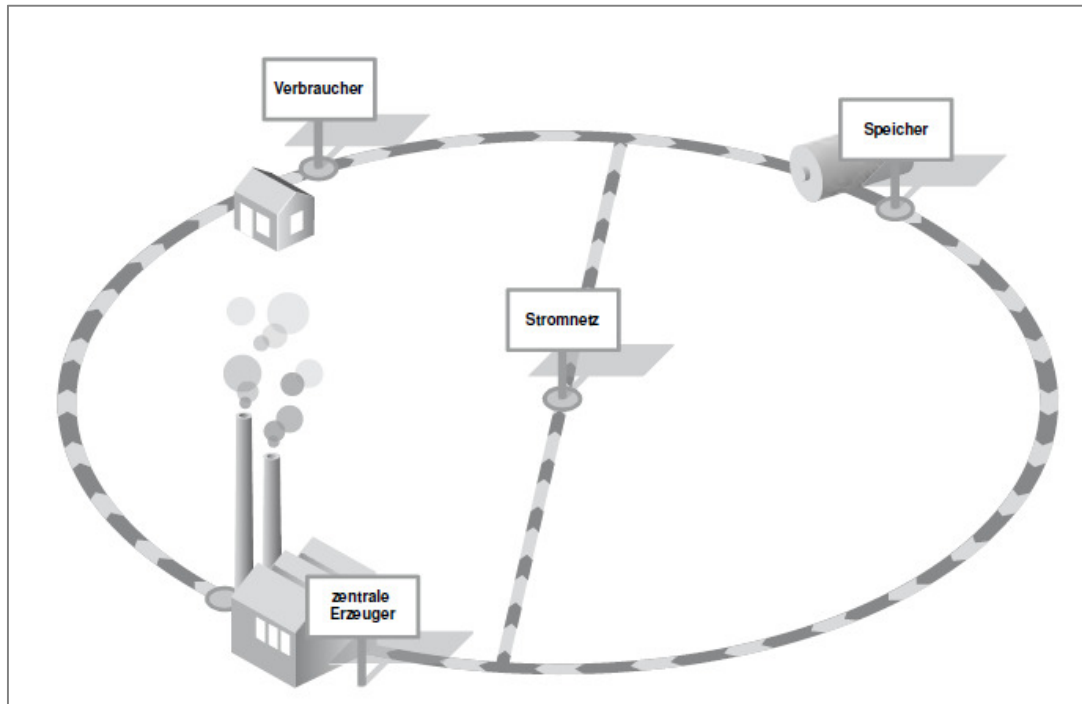


Abb. 4: Das klassische Energieversorgungssystem
Quelle: www.smartgrids.at (abgerufen am 13.2.2014)

3.2 Herausforderungen an das klassische Stromversorgungssystem

Die jahrzehntlang 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, wieviel 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 eingeplant 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 Netzdesgin 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).

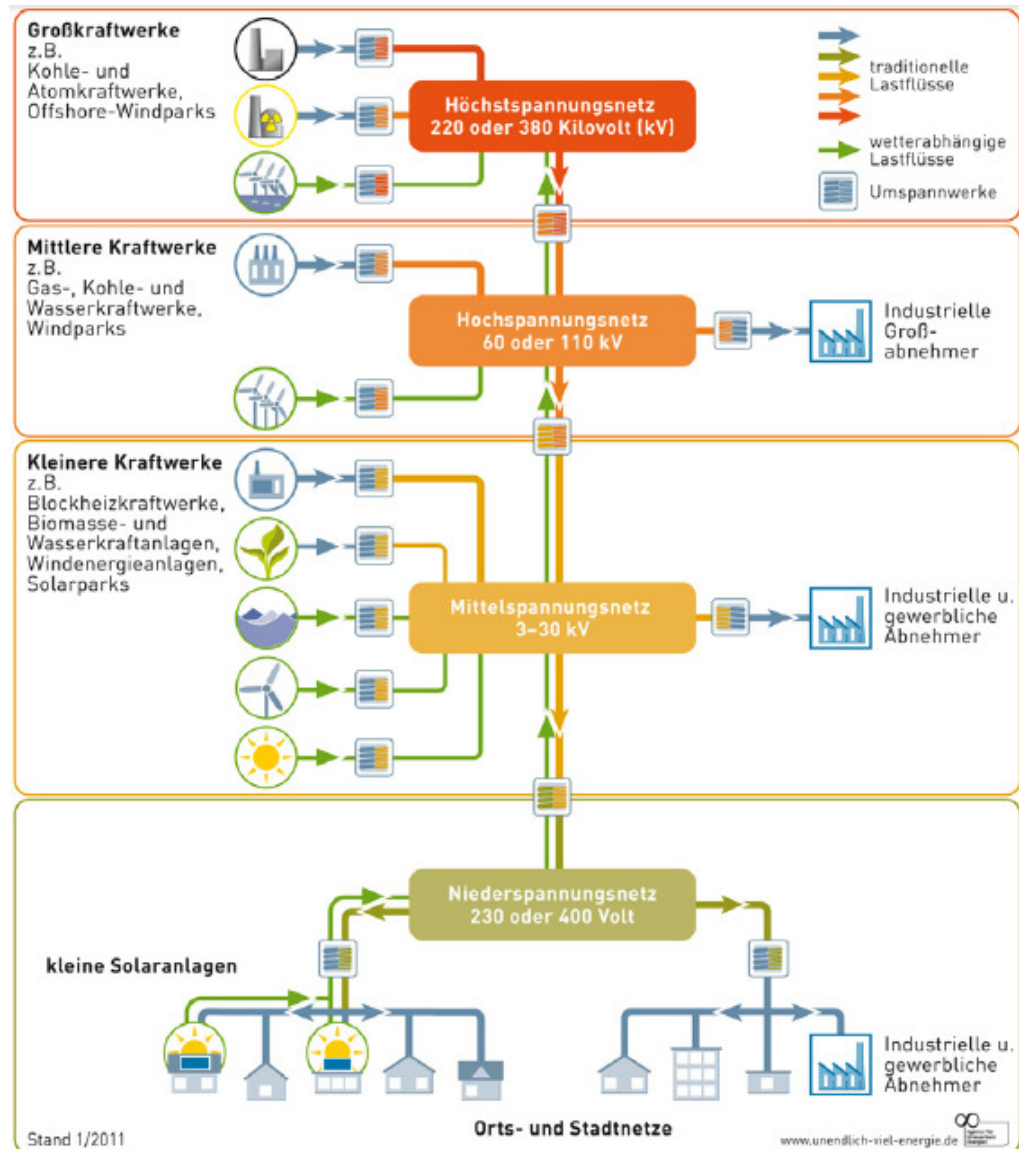


Abb. 5: Übersicht über die aktuelle Struktur der deutschen Stromversorgung
Quelle: Kunz et al. (2012, S. 6)

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 eine diesen Anforderungen gerecht werdende 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/Schippl 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 Schlüsselvorbahn für eine sichere Energieversorgung auf Grundlage regenerativer Quellen (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/ Schippl 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 6). 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:

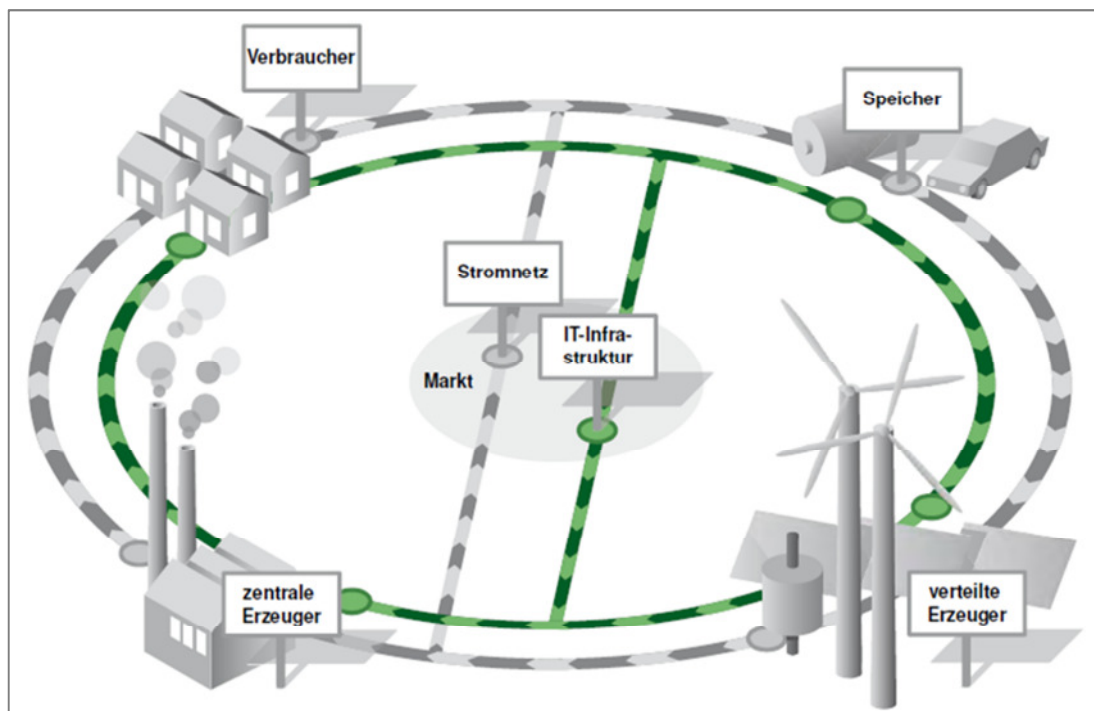


Abb. 6: Schematische Darstellung eines Smart Grid
Quelle: www.smartgrids.at (abgerufen am 13.2.2014)

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 aufgerüstet 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 Kerngeschäft 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 Mittel- 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 Energiewende 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 Das Smart Grid aus technischer Perspektive

Dieses Kapitel zeigt den Stand der Entwicklung hinsichtlich technischer Lösungen auf und soll dadurch zum Verständnis des gesamten intelligenten Energieversorgungssystems für den Standort Deutschland beitragen. Dieses Gesamtsystem umfasst mehrere Technologiefelder, die in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben werden. Hierzu zählen:

- Der Ausbau der Stromnetze
- Erneuerbare Energieerzeuger
- Energiespeicher
- Informations- und Kommunikationstechnik inkl.
- Smart Meter
- Technisches Lastmanagement
- Virtuelle Kraftwerke
- Smart Home

Die Einteilung in diese Technologiefelder erfolgte durch Auswertung der in Kap. 7 genannten Literaturquellen.

4.1 Stromnetz

Der Großteil der Inhalte des Technologiefeldes Stromnetze wurden bereits im einleitenden Kapitel 3 beschrieben. Um Dopplungen zu vermeiden soll an dieser Stelle des Berichtes einzig auf einige Technologien eingegangen werden, die den Ausbau der Stromnetze technologisch unterstützen könnten. Weitere Informationen hierzu finden sich in Kap. 6.2. Die am meisten diskutierte neue Technologie ist das sogenannte **Hochtemperaturleiterseil (HTLS)**. Im Prinzip ließe sich damit die Lastaufnahme erhöhen, ohne neue Trassen zu bauen und insgesamt mehr Strom über die gleichen Trassen transportieren. So versprechen HTLS bis zu 100% mehr Energietransport. Der Hauptunterschied zu den herkömmlichen Leiterseilen steckt bereits im Namen: Der Stromfluss durch die Stromkabel erzeugt Wärme. Bei HTLS sind Temperaturen von bis zu 200 °C möglich, die herkömmlichen Kabel vertragen dagegen nur etwa 80 °C. Jedoch sind die neuen HTLS in etwa um das Fünf- bis Elffache teurer (Schmid, 2014). Außerdem entstehen Kosten für die Umrüstung auf HTLS. Auch Langzeittests mit HTLS sind noch nicht abgeschlossen. Ein weiterer Nachteil sind die etwa 2,5-fach höheren Energieverluste beim Transport (Schmid, 2014). Trotz dieser Nachteile kann eine Umrüstung wirtschaftlich sein. Dies belegt eine Studie der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen (RWTH, 2011). So ist der Ausbau einer 200 km langen Leitung mit einem HTLS um 19 Prozent günstiger als der Ersatz der Strecke mit neuen Masten und Kabeln, da die bestehenden Strommasten weiter verwendet werden können. Durch die Vor- und Nachteile der HTLS sind sich die Experten bisher uneinig über einen geplanten Einsatz.

Eine weitere Technologie ist die **Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)**, welche mit verbesserter Systemsteuerung und geringen Verlusten Photovoltaikanlagen und Windparks mit

zentralen Kraftwerken vernetzt. Das **flexible Drehstromdatensystem (FACTS)** umfasst mehrere Steuerungssysteme zur gezielten Beeinflussung von Kapazität und Leistung. Im Gegensatz zur HGÜ wird hier die Leistungselektronik nicht zur Energieübertragung mittels Gleichstrom, sondern für die Beeinflussung der Leistungsflüsse verwendet. Um die Stromverbraucher „fernzusteuern“, verwenden Energieversorgungsunternehmen die **Rundsteuertechnik (ripple control)**. Dabei wird das Stromversorgungsnetz als Übertragungsweg der Befehle zur Steuerung verwendet.

4.2 Erneuerbare Energieerzeuger

Die erneuerbaren Energieerzeuger agieren in Deutschland als Treiber der Energiewende, da diese Energieform nur volatil verfügbar ist. Dadurch und in Folge der verstärkt dezentralen Energieerzeugung wachsen erst die Herausforderungen an eine bipolare Stromversorgung. Aus Gründen dieser Wichtigkeit wurde das Technologiefeld der erneuerbaren Energieerzeuger im Kontext des gesamten Energiesystems in diesen Bericht mit aufgenommen.

Die erneuerbaren Energieerzeuger lassen sich unterteilen in Windenergieanlagen, Photovoltaiksysteme (PV), Verbrennungsverfahren, Wasserkraftwerke, geothermische Systeme und Biogasanlagen. Dabei erzeugen PV-Systeme, Windenergieanlagen und Wasserkraftwerke nur Strom, die anderen erzeugen gekoppelt Strom und Wärme. Nachfolgend werden die einzelnen Bereiche beschrieben.

Windenergieanlagen

Die Windenergieanlage (WEA) erntet mit ihrem Rotor die Energie des Windes und wandelt diese in elektrische Energie um. Anschließend wird die umgewandelte Energie in das Stromnetz eingespeist. Für die Bauform werden heute praktisch nur noch Systeme mit dreiblättrigem Rotor und horizontaler Welle verwendet, da diese Bauform auch für hohe Leistungen geeignet ist. Unterschieden wird außerdem zwischen den WEA an Land (Onshore) und im Wasser (Offshore) (ETG, 2007). Die ertragsreichen Standorte in Deutschland (Onshore) sind dieser ETG/VDE-Studie nach bereits erschlossen, wodurch sich eine gewisse Sättigung abzeichnet. Durch das sogenannte Repowering¹ wird jedoch eine Leistungssteigerung erwartet. Durch den hohen Ausbau von WEA und den damit verbundenen Problemen mit der Netzeinbindung werden in Deutschland mehrere WEA zu Windparks mit separatem Netz zusammengefasst, die Stromeinspeisung erfolgt dann in das Höchst- und Hochspannungsnetz.

Photovoltaiksysteme

Auch Photovoltaiksysteme (PV) sind abhängig von einer natürlichen Energiequelle: Der Sonne. Mittels Solarzellen wird ein Teil der Sonneneinstrahlung in elektrische Energie umgewandelt. Der gewonnene Strom wird entweder direkt verbraucht oder über Wechselrichter in das Stromnetz eingespeist. Durch die Vergütungen aus dem Erneuerbaren Energie Gesetz (Bundesregierung, 2012) haben sich größere PV-Anlagen bis in den MW-Bereich durchgesetzt.

Verbrennungsverfahren

¹ Austausch der älteren, kleinen WEA durch neue, größere WEA

Verbrennungsverfahren sind technische Systeme, bei welchen durch die Verbrennung von Energieträgern mechanische Arbeit gewonnen wird. Beim Verbrennungsvorgang wird unterschieden zwischen interner und externer Verbrennung (ETG, 2007).

Zu den internen Verbrennungssystemen zählen Blockheizkraftwerke (BHKW) und Mikroturbinen. Das grundlegende Prinzip dabei ist die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), bei der Strom und Wärme gleichzeitig bereitgestellt werden. Über eine Verbrennungsmaschine (z.B. Gasturbine oder Motor) wird dabei ein Generator angetrieben. Dadurch wird elektrischer Strom zu Verfügung gestellt. Die entstandene Abwärme aus dem Motorblock wird über einen Wärmetauscher für die Heizwassererwärmung verwendet. Die in den Abgasen vorhandene Energie wird entweder durch Wärmetauscher zur Brauchwassererwärmung genutzt oder zur Dampferzeugung verwendet (ETG, 2007).

Zu den externen Verbrennungssystemen gehören Dampfturbinen und Sterlingmotoren. Sie sind gekennzeichnet durch eine Trennung der Prozesse Verbrennung und Energiegewinnung. Dadurch lassen sie sich mit allen brennbaren Materialien betreiben (ETG, 2007).

Wasserkraftwerke

Ein Wasserkraftwerk wandelt die kinetische Energie von Wasser in mechanische bzw. elektrische Energie um. Dabei wird Wasser durch eine Stauanlage in einem Stauraum mit hohem potentielltem Niveau zurückgehalten. Das abfließende Wasser besitzt eine hohe Bewegungsenergie, welche auf eine Wasserturbine oder ein Wasserrad übertragen wird. Das Wasserrad treibt einen elektrischen Generator an. Dieser wandelt die mechanische Energie in elektrische Energie um. In Deutschland sind die meisten bestehenden Anlagen seit vielen Jahren am Netz und tragen verlässlich und planbar zur Stromversorgung bei.

Geothermische Systeme

Bei geothermischen Anlagen handelt es sich um erneuerbare Energieerzeuger, welche die in der Erdkruste gespeicherte Wärme zur Energiegewinnung nutzen. Die gewonnene Energie wird entweder direkt zum Heizen oder Kühlen verwendet oder mittels einer Kraft-Wärme-Kopplung zu elektrischem Strom umgewandelt. Dabei wird durch Bohrungen bis zu 5000 Metern (ETG, 2007) ins Erdinnere ein Trockendampfvorkommen erschlossen, welches zum Antrieb einer Turbine geeignet ist. Die Turbine treibt einen Stromgenerator zur Gewinnung des Stroms an.

Biogasanlagen

Die Biogasanlage erzeugt Biogase durch Vergärung von Biomasse. Das entstandene Gas wird mit Hilfe von Blockheizkraftwerken in Wärme und Strom umgewandelt. Es existieren zwei unterschiedliche Arten: Die direkte Verbrennung der Biomasse und die mit zwischengeschalteten Energieträgern.

Anteil der erneuerbaren Energieerzeuger an der Stromgewinnung

In Abb. 7 sind die verschiedenen erneuerbaren Energielieferanten mit ihrem Beitrag zur Stromgewinnung 2012 in Deutschland aufgelistet. Windkraft und Biomasse weisen aktuell den größten Beitrag der erneuerbaren Energieerzeuger zur Stromgewinnung auf, die Geothermie befindet sich noch im Entwicklungsstadium und umfasst daher einen verschwindend geringen Beitrag (BMU, 2013).

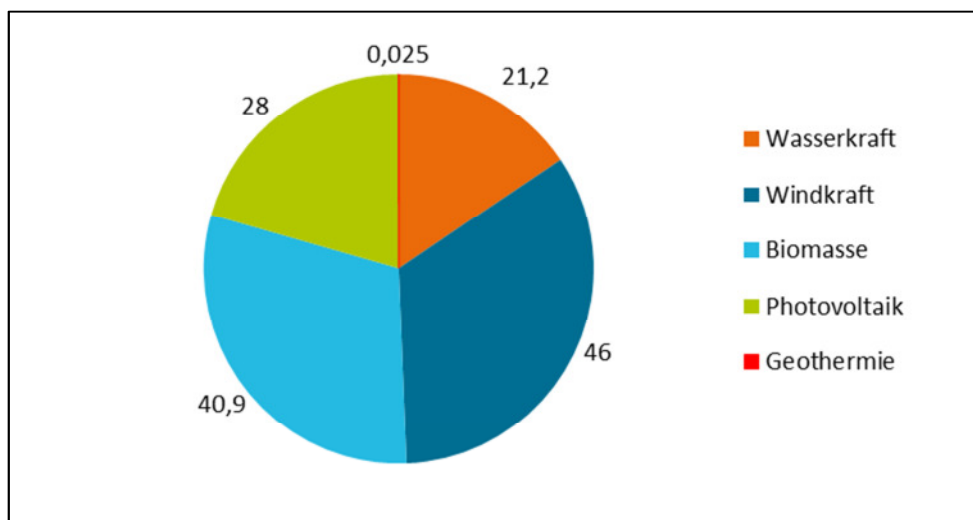


Abb. 7: Anteil erneuerbare Energien an Stromgewinnung [TWh] 2012 in Deutschland
Quelle: BMU, 2013

4.3 Energiespeicher

Durch die Einspeisung von diskontinuierlicher Energie, wie erneuerbare Energien, werden im Stromnetz starke Schwankungen verursacht. Um diese Schwankungen auszugleichen, sowie die Stabilität der Netze sicherzustellen und der Abregelung von erneuerbaren Energieerzeugern entgegenzuwirken, muss der Strom aus erneuerbaren Energien gespeichert werden. So kann bei einem Überangebot der Strom eingespeichert und bei erhöhter Nachfrage zurück ins Netz gespeist werden.

Es gibt zwei verschiedenen Speichertechnologien: Kurzzeitspeicher (Akkumulatoren) und Langzeitspeicher (Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Chemische Speicher). Kurzzeitspeicher besitzen im Allgemeinen hohe Leistungen, können diese aber nur wenige Sekunden bis Minuten (Dötsch et al, 2009), oder durch Batterien bis zu einigen Stunden abrufen. Sie dienen hauptsächlich der Abdeckung kurzfristiger Lastspitzen. Langzeitspeicher dagegen können die eingespeicherte Energiemenge über viele Stunden, Tage, Wochen oder sogar Monate abrufen, um im Extremfall für einen Ausgleich zwischen Sommer und Winter zu sorgen. Nachfolgend werden die verschiedenen Speichertechnologien kurz vorgestellt.

Pumpspeicher

Bei dieser Technologie wird Wasser mit dem einzuspeichernden Strom von einem Unter- in ein Oberbecken gepumpt. Um die gespeicherte Energie wieder in Strom umzuwandeln, wird das Wasser vom Ober- ins Unterbecken abgelassen und erzeugt mittels Turbinen und Generatoren elektrischen Strom. Diese Technologie ist bisher am weitesten verbreitet und zeichnet sich durch hohe Wirkungsgrade, begrenzte Umweltauswirkungen und geringe Verluste aus (Brauner, 2013). Es sind lange Speicherperioden bis zu mehreren Wochen und sehr hohe Leistungen bei kurzen Anlaufzeiten möglich.

Druckluftspeicher

Bei dieser Technologie wird mit der überschüssigen Energie bei einem Überangebot an erneuerbaren Energien Luft mit Hilfe eines elektrisch angetriebenen Verdichters in einer unterirdischen Kaverne gespeichert. Bei erhöhter Stromnachfrage bei Spitzenlast wird die Druckluft durch eine Gasturbine geleitet, welche die Leistung an einen angekuppelten Generator abgibt und so Strom produziert. Da die Gefahr einer Vereisung der Turbine besteht, muss während des Expansionsvorgangs Wärme zugeführt werden. Dazu wird Erdgas als Brennstoff verwendet. Wesentlicher Vorteil dieser Technologie ist der schnelle Start, außerdem ist sie schwarzstartfähig² (Dötsch et al, 2009) (BTU, 2011).

Chemische Speicher

Um lange Phasen mit zu hohem oder zu niedrigem Angebot an erneuerbaren Energien zu überbrücken, sind Langzeitspeicher mit den chemischen Energieträgern Wasserstoff oder Methan erforderlich. Dazu wird die elektrische Energie über eine geeignete Reaktion in chemische Energie umgewandelt. Es entstehen stabile, chemische Verbindungen, wodurch die Speicherung nahezu verlustlos verläuft. Die elektrische Energie wird mit Hilfe der Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt. Der entstandene Wasserstoff kann nun mit Hilfe von Brennstoffzellen in Strom zurückgewandelt

² Wiederaufbau des Netzes nach einem Blackout

werden oder für die Langzeitspeicherung mit Hilfe von CO₂ in Methan umgewandelt werden, welches in Porenspeichern in Erdgaslagerstätten gespeichert werden kann. Diese Umwandlung wird benötigt, da für Wasserstoff bisher keine großtechnischen Speichertechnologien zur Langzeitspeicherung vorhanden sind (Brauner, 2013).

Vorteile haben diese Verfahren in der Trennung der Prozesse Speicherung und Zurückspeisung des Stroms und der damit verbundenen externen Einlagerungsmöglichkeit sowie der hohen Energiedichte (BTU, 2011). Diese Technologien besitzen bisher jedoch einen sehr geringen Wirkungsgrad. Außerdem ist der zukünftige Bedarf an Kapazität für Langzeitspeicher schlecht prognostizierbar und die Fokussierung liegt eher bei kurzfristigen Speichertechnologien ohne lange Anlaufphase zur Rückeinspeisung.

Elektrochemische Energiespeicher (Akkumulatoren)

Akkumulatoren sind elektrochemische Energiespeicher, welche aus mehreren, in einer Serie geschalteten Elementen bestehen (BTU, 2011). Vorteile bestehen in der universellen Anwendbarkeit, des Vorhandenseins bewährter Systemlösungen und in den hohen Wirkungsgraden. Dadurch fangen sie Spannungsschwankungen ab und glätten Bedarfs- und Lastgangprofile, erlauben die Nutzung netzunabhängiger oder kabelloser Bauelemente und befähigen die Elektromobilität (FVEE, 2010). Während der Stillstandzeiten der Elektroautos können die Batterien be- und entladen werden, je nachdem ob ein Überangebot oder eine erhöhte Nachfrage an Strom vorhanden ist. Nachteilig für Akkumulatoren können die Speicherverluste betrachtet werden, doch für die Kurzzeitspeicherung von Strom spielt diese nur eine untergeordnete Rolle. Kritisch ist die begrenzte Lebensdauer in Verbindung mit der relativ geringen Zyklenzahl zu sehen. Außerdem sind viele Akkutechnologien noch sehr teuer (vgl. Kapitel 6.2.2).

4.4 Informations- und Kommunikationstechnik

Durch den wachsenden Anteil an erneuerbaren Energien steigt der Bedarf, den Stromverbrauch und die Erzeugung flexibler zu gestalten und an die schwankende Erzeugung anzupassen. Die zunehmende Anzahl an dezentraler Einspeisung erhöht den Koordinationsbedarf zwischen den Akteuren. Das Stromnetz verbindet diese Akteure und muss daher diese Steuerung übernehmen. Dies erfordert eine Vernetzung aller Bestandteile des intelligenten Energieversorgungssystems mittels moderner Informations- und Kommunikationstechnik (IUK). Somit erhalten Verbraucher, Lieferanten, Netzbetreiber und Erzeuger mehr Informationen wie die aktuelle Versorgungssituation und entsprechende Einflussmöglichkeiten (Agentur für erneuerbare Energien, 2012). Der Verbraucher wird durch Angebotsabhängige Preissignale zum aktiven Teilnehmer motiviert. Die IUK ist eine Querschnittstechnologie, die in allen Technologiefeldern eine wichtige Rolle spielt. Besonders eng verbunden mit der IUK sind das Smart Meter und das technische Lastmanagement, weshalb diese beiden Felder nachfolgend beschrieben werden.

4.5 Smart Meter

Zum Ablesen der verwendeten Energiemenge wurden bei den Letztverbrauchern bisher Ein-Tarif-Zähler oder auch Ferraris Zähler verwendet (Nauck & Oswald, 2012). Die verwendete Energiemenge und die damit entstandenen Kosten werden meist nur einmal im Jahr abgelesen. Außerdem verbraucht der Nutzer Strom unabhängig von der Netzsituation, egal ob es ein Überangebot gibt oder eine zu hohe Nachfrage. In Zukunft sollen intelligente Zähler, sogenannte

Smart Meter, den Letztverbraucher bei der Optimierung des eigenen Energieverbrauchs unterstützen. Dabei dient der Smart Meter als intelligentes Interface an der Schnittstelle zwischen Netzteilnehmer und des Smart Grids. Diese Messsysteme sind modular aufgebaut. Sie bestehen aus einem Smart Meter Gateway mit Sicherheitsmodul sowie einem Basiszähler (Teschke, 2014). Er ist sowohl mit dem Energienetz als auch mit dem Datennetz verbunden. Der Smart Meter besitzt drei Hauptaufgaben (BNetzA, 2010): Neben dem bisherigen Messen kommen die Kommunikation und die Datenspeicherung neu hinzu. Die Kommunikationsfähigkeit schafft die technische Voraussetzung, um durch die Vernetzung der Teilnehmer des Stromnetzes von einem intelligenten Messsystem sprechen zu können. So kommuniziert der Smart Meter mit dem intelligenten Stromnetz und mit dem Kunden. Bei Letzterem könnten dies beispielsweise Energiekosten oder der aktuelle Energieverbrauch sein. Die benötigten Fähigkeiten eines Smart Meter wurden von der Europäischen Kommission (EuCo, 2011) diskutiert und sind hier zusammengefasst:

- Die **Messdaten für den Kunden** darf dieser auch einsehen, der Netzbetreiber darf diese nicht an Dritte weitergeben.
- **Fernauslesung:** Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber können die Messdaten des Smart Meters fernauslesen.
- **Messfrequenz muss ausreichend hoch für Nutzer sein:** Um eine Verbesserung der Energieeffizienz zu gewährleisten, muss die Visualisierung der aktuellen Verbrauchswerte etwa jede Sekunde erfolgen, um den Energieverbrauch und Verbraucher genau zuordnen zu können.
- **Messfrequenz ausreichend hoch für Netzbetreiber:** Damit die Messdaten für die Netzplanung verwendet werden können, muss für den Netzbetreiber alle 15 Minuten gemessen werden.
- Die Datenübertragung erfolgt in einer **Zwei-Wege-Kommunikation**, also bipolar. Übertragen werden dabei Messdaten, Upgrades der Firmware, die Synchronisation der Zeit und die Überwachung und Steuerung.
- Smart Meter muss die **zeitvariablen und lastvariablen Tarife und Verträge** unterstützen. Dies geschieht durch die Bereitstellung der Tarifdaten und Verträge sowie der Fähigkeit per Remote zwischen diesen zu wechseln.
- Der Anschluss muss unterbrochen werden können, um die Sicherheit zu gewährleisten.
- Die Gesetze und Anforderungen zum Datenschutz müssen eingehalten werden.
- **Stromdiebstahl und Manipulation** müssen entdeckt und gemeldet werden.
- Der **Stromfluss wird bipolar gemessen**, so werden Verbrauch, Erzeugung sowie Blindenergie³ gemessen.
- Der **Energieverbrauch des Smart Meters** sollte aufgezeichnet werden, da je nach Kommunikationskanal große Schwankungen auftreten können.

³ Erzeugung, Verbrauch, kapazitiv, induktiv

4.6 Technisches Lastmanagement

Eine weitere Möglichkeit zur Verhinderung von Peaks im Stromverbrauch ist das intelligente Schalten von Lasten. Die Aufmerksamkeit richtet sich hierbei auf die Flexibilität der Stromverbraucher. Bisher richtete sich die Erzeugung nach dem Verbraucher, in Zukunft soll die Nachfrage an das Angebot angepasst werden, um die Schwankungen auf der Angebotsseite durch erneuerbare Energieerzeuger auszugleichen. Dabei sollen die Energieverbraucher ihre Nachfrage zu Zeiten günstiger Angebotsverhältnisse verlagern (Demand Side Management = DSM). Dadurch werden erneuerbare Energiequellen besser integriert und Lastspitzen gekappt. Alleine durch DSM könnten enorme Kosten eingespart werden. Nach Einschätzung einer Studie der deutschen Energie-Agentur (dena, 2010) könnte diese Maßnahme bis 2020 11,8 bis 13,3 Milliarden Euro einsparen.

In Abb. 8 wird die Funktionsweise des Lastmanagements dargestellt. An den Wochentagen Dienstag, Mittwoch, Samstag und Sonntag übersteigt die volatile Stromerzeugung den Verbrauch. In dieser Zeit muss der überschüssige Strom gespeichert werden oder durch Großverbraucher wie Wärmepumpen und Kühllhäuser verbraucht werden. Übersteigt der Verbrauch die Einspeisung, so muss der zuvor gespeicherte Strom rückeingespeist werden und die Großverbraucher ihre Stromaufnahme stoppen bzw. drosseln.

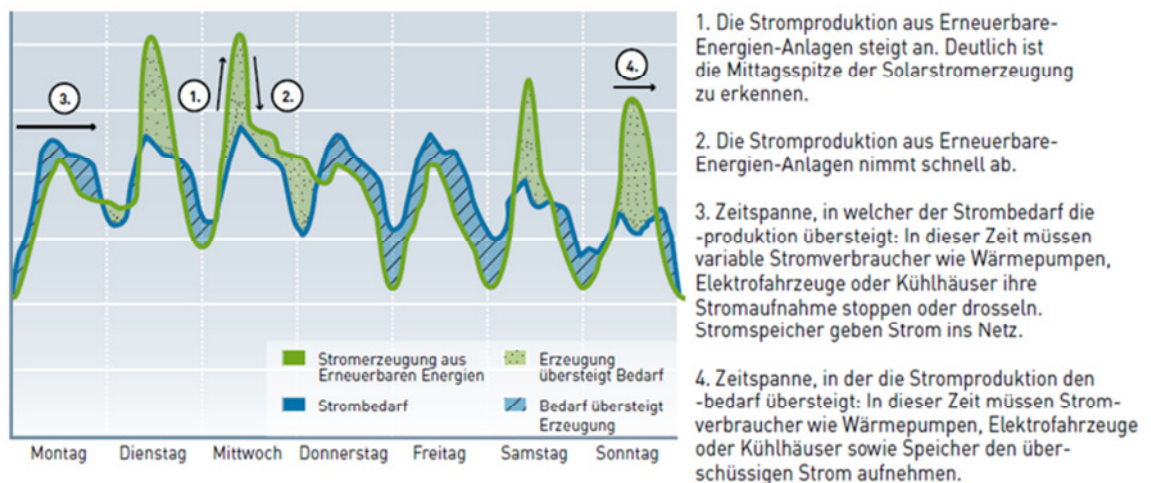


Abb. 8: Funktionsweise Lastmanagement (Agentur für erneuerbare Energien, 2012)

Demand Side Response motiviert die Verbraucher durch die im Kapitel Smart Market beschriebenen zeit- und lastvariablen Tarife aktiv an dem intelligenten Lastmanagement teilzunehmen. Grundsätzlich wird zwischen dem indirekten und dem direkten Lastmanagement unterschieden (Klobasa, 2009). Beim indirekten Lastmanagement werden die variablen Stromtarife als Anreiz für Lastverlagerungen genutzt. Die Verbraucher sollen durch diese Anreize dazu angeregt werden die Geräte außerhalb der Spitzenlastzeiten zu benutzen. Im Gegensatz dazu wird beim direkten Lastmanagement eine direkte, anreizbasierte Ansteuerung der Anlagen durch den Netzbetreiber vorgenommen. Die Geräte müssen dazu mit entsprechenden Ansteuergeräten ausgestattet sein, sodass der Versorger diese innerhalb vorher definierter Rahmenbedingungen zu- oder abschalten kann. Für das direkte Lastmanagement sind verschiedene Programme entwickelt worden, welche sich in die folgenden fünf Hauptgruppen unterteilen lassen (Klobasa, 2009):

- **Direkte Laststeuerung:** Der Programmverantwortliche (i.d.R. Netzbetreiber) kann Lasten ferngesteuert zu- und abschalten. Als Anreiz für den Abnehmer dienen hierbei Bonuszahlungen oder niedrigere Strompreise.
- **Unterbrechbare Lasten:** Im Falle einer kritischen Netzsituation können unterbrechbare Lasten als Teil eines Strombezugsvertrages genutzt werden. Anreize sind wiederum Bonuszahlungen und niedrigere Strompreise.
- **Notfallprogramme:** Diese sollen im Falle fehlender Kraftwerkskapazität einen Netzausfall verhindern. Als Anreiz wird die nachgewiesene Lastreduktion vergütet, bei Nichterfüllung werden keine Strafzahlungen fällig.
- **Demand Bidding:** Es werden Potenziale zur Lastverlagerung im Großhandelsstrommarkt geboten. Die Vergütung für eine Lastreduktion wird bestimmt durch die Höhe des Gebots, bei Nichterfüllung der Lastreduktion durch den Stromverbraucher müssen Strafzahlungen geleistet werden.
- **Reservemärkte:** Hier werden Lastverlagerungspotenziale als Kapazitätsreserve geboten und durch die Netzbetreiber aufgerufen. Im Bedarfsfall verpflichten sich die Anbieter, die vereinbarte Leistung zu reduzieren. Die Vergütung erfolgt durch die vorgehaltene Leistung oder durch die durchgeführte Lastreduktion im Einsatzfall. Bei Nichterfüllung sind hohe Strafzahlungen zu entrichten.

4.7 Virtuelles Kraftwerk

Ein großes Problem im intelligenten Energieversorgungssystem ist es, das witterungsabhängige Energieangebot mit dem Strombedarf zusammenzubringen und dabei die Stromversorgung stabil zu halten. In den regionalen Verteilernetzen können zur Behebung dieser Herausforderung virtuelle Kraftwerke gebildet werden. Virtuelle Kraftwerke bestehen aus Erzeugern, steuerbaren Kunden, Energiespeichern, einem Energiemanagementsystem sowie intelligenten Kommunikationssystemen (VDE, 2008). So wird das virtuelle Kraftwerk als „Kraftwerkstyp der Zukunft“ gesehen, durch eine sichere Systemintegration der erneuerbaren Energien werden konventionelle Großkraftwerke abgelöst (IWES, 2013). Der zentrale Bestandteil des virtuellen Kraftwerks ist das Energiemanagementsystem. Es erstellt den Fahrplan des virtuellen Kraftwerks auf Basis von Energiepreisen sowie Wetter- und Verbrauchsprognosen. Nach diesem Fahrplan werden die Bestandteile des virtuellen Kraftwerks – Erzeuger, Kunde, Speicher – gesteuert. Kommunikationstechnisch werden in einem virtuellen Kraftwerk im Allgemeinen öffentliche Datennetze⁴ verwendet. Die Vorteile des virtuellen Kraftwerks hat das Fraunhofer IWES (IWES, 2013) im E-Energy Projekt mit folgenden Ergebnissen untersucht:

- **Risikoreduzierung** der Instabilität der Netze durch den Zusammenschluss Erneuerbarer Energien
- Der **Marktzugang** wird für beliebige Anlagen durch die Funktion des virtuellen Kraftwerks als Brücke zwischen Smart Grid und Smart Market ermöglicht

⁴ UMTS, GPRS, DSL-basierter Internetzugang

- Durch intelligentes Management wird bedarfsgerecht Energie bereitgestellt
- Es besteht eine **hohe Fahrplanteue** durch internen, automatisierten Redispatch⁵
- Mit einer effizienten Kommunikationsstruktur können **standardisierte Protokolle** erstellt werden
- Es können verschiedene Anlagentypen, -anzahl und -leistungen verwendet werden
- Das Energiemanagement läuft **spartenübergreifend**⁶

4.8 Smart Home

Für den Endverbraucher wird in Zukunft ein intelligentes Zuhause, oder „Smart Home“, von Bedeutung sein. Dieses wurde durch das Institut für Innovation und Technik folgendermaßen definiert:

„Das Smart Home ist ein privat genutztes Heim (z. B. Eigenheim, Mietwohnung), in dem die zahlreichen Geräte der Hausautomation (wie Heizung, Beleuchtung, Belüftung), Haushaltstechnik (wie z. B. Kühlschrank, Waschmaschine), Konsumelektronik und Kommunikationseinrichtungen zu intelligenten Gegenständen werden, die sich an den Bedürfnissen der Bewohner orientieren. Durch Vernetzung dieser Gegenstände untereinander können neue Assistenzfunktionen und Dienste zum Nutzen des Bewohners bereitgestellt werden und einen Mehrwert generieren, der über den einzelnen Nutzen der im Haus vorhandenen Anwendungen hinausgeht.“ (IIT, 2010)

Im Bereich des intelligenten Energieversorgungssystems ist die Grundidee die kommunikationstechnische Zusammenschaltung und automatisierte Optimierung der einzelnen Energieerzeuger und -verbraucher (Nauck & Oswald, 2012). Um das Lastverschiebepotential im Haushalt vollständig zu erreichen, müssen die folgenden Komponenten mit dem intelligenten Stromnetzwerk verbunden werden:

- **Smart Meter** für den Informations- und Kommunikationsaustausch mit Netzbetreiber und Energieanbieter
- **Lastvariable Tarife und Verträge**, um den Kunden zur Teilnahme an dem Smart Energie System zu motivieren
- **Intelligente Geräte** (Smart Appliances) zur Unterstützung der Energieeinsparung
- **Energiemanagementsystem** (Home Gateway) für die Ansteuerung der intelligenten Geräte nach Erhalt der Daten über Strompreis und Angebot durch die Smart Meter
- **Speichersysteme**, um überschüssigen Strom einzuspeichern
- **Mikrogeneratoren** zur Erzeugung des Stroms

⁵ Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, um Leistungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen (Bundesnetzagentur)

⁶ Strom, Gas, Wasser, Wärme, Verkehr

5 Das Smart Grid aus marktlicher Perspektive

Die Mit der Transformation des Energiesystems entwickeln sich völlig neue Märkte, die erschlossen werden müssen. Nur durch eine sinnvolle Gestaltung des Zusammenwirkens von Markt- und Technologieoperationen ist ein wirtschaftlicher Ausbau der Verteilungsnetze im Umfeld stark wachsender volatiler und dezentraler Erzeugung möglich. So müssen neue Dienstleistungen für den Netzbetrieb und Marktoperationen angeboten sowie die Marktmechanismen angepasst werden (Bühner et al, 2012). Außerdem müssen Tarifmodelle erstellt und die politischen Rahmenbedingungen verändert werden, um den Nutzer zu einer Marktteilnahme zu bewegen.

5.1 Zukünftiges Strommarktdesign

Jeder Teilnehmer des intelligenten Energieversorgungssystems hat einen Einfluss auf den Markt. Bisher lag das Hauptaugenmerk des Entwicklungsprozesses zu einer intelligenten Energieversorgung auf den technischen Aspekten. Der Strommarkt der Zukunft muss jedoch umstrukturiert werden, da es durch die dezentrale Erzeugung immer mehr Teilnehmer und durch die volatilen Erzeuger ein unregelmäßiges Angebot gibt. In einer VDE Studie (ETG, 2007) wurde untersucht, in wie weit sich Privatpersonen, Betriebe und Unternehmen, Energie- und Contracting⁷-Gesellschaften sowie die Energieversorger im künftigen Strommarkt einbringen können.

Das Engagement von **Privatpersonen** wird sich auf den Einsatz von erneuerbaren Energieerzeugern beschränken. Motiviert werden diese durch lastvariable Tarife und Verträge sowie durch Änderungen im rechtlichen Rahmen wie dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. Auf diese zwei Punkte wird in den anschließenden beiden Kapiteln separat eingegangen.

Unternehmen verzichten durch die langen Abschreibungszeiten für energiewirtschaftliche Anlagengüter meist auf ein eigenes Engagement und beziehen den Strom aus dem öffentlichen Netz. Sie können jedoch auch mit Gesellschaften einen Energieservicevertrag abschließen, wodurch es zu einer Art Contracting-Beziehung kommt.

Eine **Betreibergesellschaft** (Contractor) investiert, realisiert und betreibt Stromversorgungsanlagen für größere Zellen wie Siedlungen oder Gewerbegebiete. Dabei wird versucht, den Strombedarf weitestgehend über die eigene Erzeugung zu decken. Die Verteilung der selbsterzeugten Energie erfolgt entweder über das öffentliche Netz oder über ein betriebs- oder kundeneigenes Stromverteilungssystem. Die größte Chance einer Versorgung durch einen Contractor besteht in der Optimierung der Versorgungsaufgabe, da der Bedarf durch die Zellenbildung gebündelt wird und damit die Stromnachfrage gleichmäßiger verläuft.

Auch der **Energieversorger** könnte diese Versorgungsaufgaben übernehmen, jedoch könnten Kraftwerksbetreiber oder Vertriebsgesellschaften ein größeres Interesse daran haben, ihre Kapazitäten effizienter auszulasten, anstatt dezentrale Versorgungssysteme mit einem hohen Anteil an eigener Energieerzeugung aufzubauen.

⁷ Übertragung der Aufgaben auf Dienstleistungsunternehmen

Im Kapitel 6.3.1 werden Handlungsempfehlungen für ein zukünftiges Strommarktdesign näher untersucht.

5.2 Last- / zeitvariable Tarife und Verträge

Fossile Stromerzeugung wird in den kommenden Jahren immer teurer werden. Das liegt daran, dass die Grundpreise für fossile Brennstoffe weiter ansteigen, die Kosten für CO₂-Zertifikate stärker ins Gewicht fallen und die Volllaststundenzahl durch den Vorrang erneuerbarer Energien zurückgeht, was eine Strompreiserhöhung zur Folge hat. Letzteres ist in Abb. 9 für ein Kohlekraftwerk sowie für ein Gas-Kombikraftwerk dargestellt:

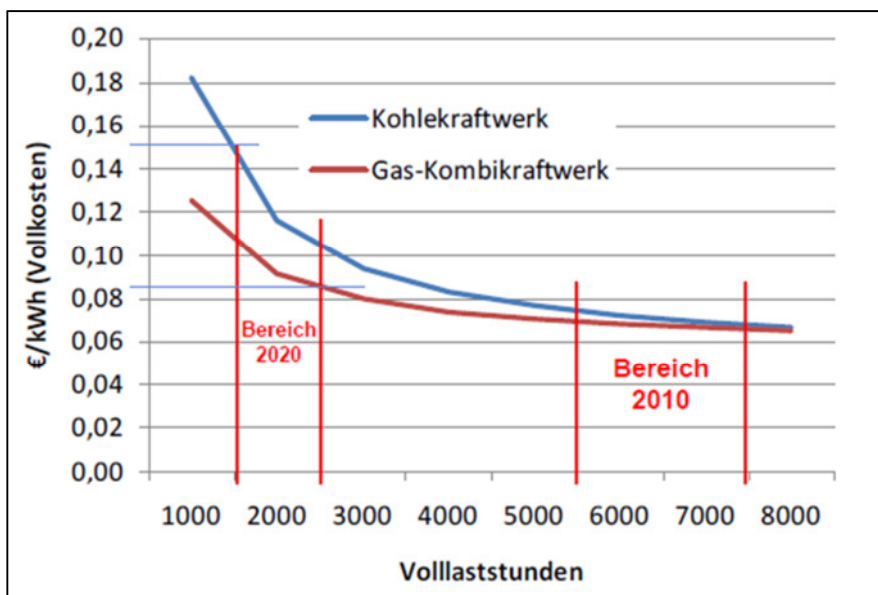


Abb. 9: Strompreis in Abhängigkeit der Volllaststunden (VDE, 2012-2)

Im Gegensatz dazu wird erwartet, dass die Kosten für erneuerbare Energien durch höhere Stromproduktionen und Technologieverbesserungen sinken werden. Allerdings muss der Endverbraucher durch die Volatilität einen flexibleren Einsatz von Energie in Kauf nehmen. Um ihn hierzu zu motivieren, werden Lieferanten im § 40 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetz dazu angehalten, variable Tarife anzubieten:

„(3) Energieversorgungsunternehmen haben, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, spätestens bis zum 30. Dezember 2010 für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Tarife im Sinne von Satz 1 sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife.“ (BuJ, 2005)

Die Bundesnetzagentur definiert in diesem Sinne variable Tarife als:

„ein (Vertrags-)Angebot eines Lieferanten, mit dem ein Letztverbraucher seinen Bedarf an Energie zu bestimmten Konditionen an einem definierten Übergabepunkt decken kann. Tarife sind damit eine Kombination aus Gestaltungsdetails wie z.B. Preis-, Energie-, Vertrags-, und Zahlungsmerkmalen.“ (BNetzA, 2010)

Tab. 1: Ziele variabler Tarife (Ecofys, 2009)

Ziel	Funktion der Preisvariation
Energieeinsparung	indirekt
	Anreiz für Energieeinsparung
Lastgangmodifikation	indirekt
	Anreiz für Laständerung
Marktbeteiligung	direkt
	Weitergabe von Beschaffungsrisiken
Individualisierung	indirekt
	individuell empfundener Kundenvorteil

In diesem Arbeitsbericht wird das Hauptaugenmerk auf das Preismerkmal gelegt. Bisher setzte sich der Energiepreis aus mindestens zwei Komponenten zusammen (ETG, 2007): Einen Grundpreis für die Bereitstellung der Erfassungseinrichtungen und der damit verbundenen Abrechnung sowie dem Preis für die Energie und die Netznutzung. Dazu kommen noch die jeweiligen Steuern. In Zukunft können Lieferanten den Preis der bezogenen Energie in Abhängigkeit:

- a) der Zeit,
 - b) der Last,
 - c) dem Verbrauch,
 - d) dem Lastmanagement
- gestalten.

Die Varianten werden nachfolgend kurz skizziert.

a) **Zeitvariable Tarife** könnten zukünftig folgendermaßen aufgebaut sein:

Tab. 2: Zeitvariable Tarifmodelle (EnCT, 2009), (Ecofys, 2009)

Name	Tarifbestandteile	Bemerkungen	Abbildung
Zeitvariabler Tarif (Time of Use)	Arbeitszeit in Preisstufen nach Tageszeit, Wochentag, Saison		
Zeitvariabler Tarif mit Events (Critical Peak Pricing)	Arbeitszeit in Preisstufen nach Tageszeit, Wochentag, Saison plus Eventtage	Eventpreis kann höher oder niedriger wie regulärer Preis sein	
Dynamischer Tarif (Real Time Pricing)	tagesaktuelle Preisstufen	Preisstufen werden am Vortag bekannt gegeben	

b) Die lastvariablen Tarife könnten sich wie folgt aufbauen:

Lastbegrenzter Tarif: Die erste Preisstufe gilt nur bis zu einer definierten Maximallast, bei Überschreitung wird die Stromversorgung unterbrochen. Der Kunde kann diese Unterbrechung wieder aufheben.

Lastvariabler Tarif: Hier kommen verschiedene Preisstufen zum Einsatz. Nach Überschreiten einer definierten Lastschwelle wird die nächsthöhere Preisstufe gültig. In Abb. 10: Lastvariabler Tarif mit zwei Preisstufen (Ecofys, 2009) ist dies mit zwei Preisstufen dargestellt:

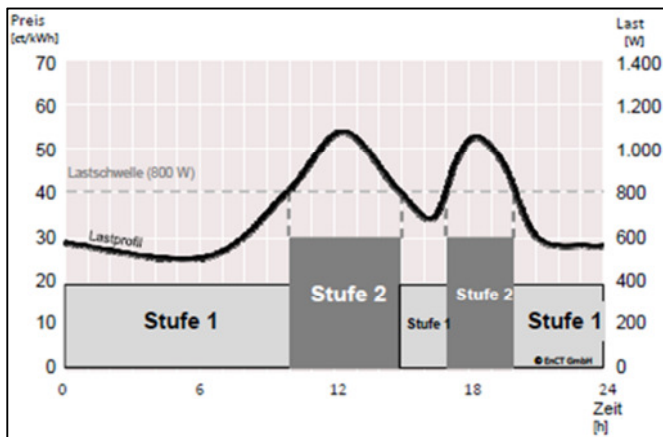


Abb. 10: Lastvariabler Tarif mit zwei Preisstufen (Ecofys, 2009)

c) Verbrauchsvariable Tarife werden folgendermaßen aufgebaut:

Verbrauchswerte werden in Stufen summiert. Den jeweiligen Stufen werden die Arbeitspreise zugeteilt. So könnte die erste Stufe z.B. bis 120 kWh gehen, die zweite von 120 kWh bis 200 kWh und die dritte für den Verbrauch, der über 200 kWh hinausgeht.

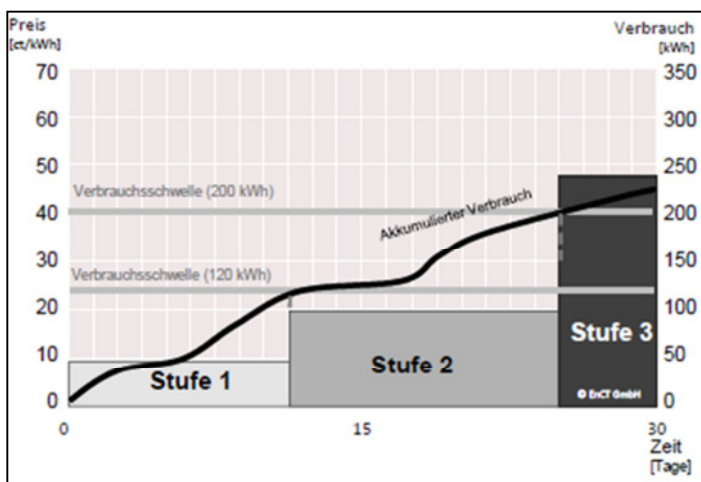


Abb. 11: Verbrauchsvariabler Tarif mit 3 Preisstufen (Ecofys, 2009)

d) Lastmanagementvariable Tarife

Das **Lastmanagement** beeinflusst indirekt die Nutzungszeit oder direkt die An- und Abschaltung intelligenter Geräte. Der Endverbraucher wird für seine Bereitschaft des gezielten An- und Abschaltens finanziell belohnt.

5.3 Staatliche Unterstützung und Gesetze

Da die erneuerbaren Energieerzeugungssysteme zunächst höhere Kosten als die konventionellen Systeme aufweisen, fördert der Gesetzgeber den Ausbau der erneuerbaren Energien durch finanzielle Anreizprogramme und Steuervergünstigungen. Nachfolgend werden die einflussreichsten Programme genannt (ETG, 2007).

In Deutschland bestimmt das **Stromsteuergesetz** die Stromsteuer. Durch eine Erlaubnis des Hauptzollamtes kann es zu Steuerermäßigungen und -befreiungen kommen, sobald der Strom aus erneuerbaren Energieträgern stammt sowie in Anlagen mit bis zu 2 Megawatt Nennleistung erzeugt wird.

Das **Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz** steht für den Erhalt, die Modernisierung sowie den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und eine Minderung des Ausstoßes von Kohlendioxid. Dadurch sind Netzbetreiber verpflichtet, KWK-Anlagen an das Netz anzuschließen und den durch die KWK-Anlagen erzeugten Strom zu vergüten und abzunehmen.

Ein weiteres wichtiges Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien ist das **Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG)**. Dieses wurde als Nachfolger des Strom-Einspeise-Gesetzes verabschiedet. Ziel dieses Gesetzes ist es, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu vermindern, die Entwicklung der Erneuerbaren Energien auszubauen und zu fördern, um eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu gewährleisten und damit die Umwelt und Natur zu schützen. Dazu werden im EEG Netzbetreiber dazu verpflichtet, erneuerbare Energieerzeugungsanlagen an das Netz anzuschließen und den Strom zu vergüten. Diese Vergütung variiert je nach Anlagengröße und Art des Energieträgers. Die anteilige Erhöhung der erneuerbaren Energien erfolgt dabei in einem Rhythmus von jeweils zehn Jahren (Bundesregierung, 2012):

- 35 Prozent bis spätestens 2020
- 50 Prozent bis spätestens 2030
- 65 Prozent bis spätestens 2040
- 80 Prozent bis spätestens 2050

Die **20-20-20 Richtlinie der EU** gilt in Deutschland als treibende Kraft für eine umweltschonende Energieversorgung. Sie sieht vor, den Ausstoß von Kohlenstoffdioxid bis 2020 um 20 Prozent zu senken und den Anteil der erneuerbaren Energien auf 20 Prozent zu erhöhen. Außerdem soll der Primärenergieverbrauch durch eine Steigerung der Energieeffizienz um 20 Prozent gegenüber dem für 2020 prognostizierten Niveau sinken. (EuPa, 2009)

CO₂-Zertifikate müssen in Deutschland Betreiber von Energieerzeugungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von über 20 MW und bestimmte industrielle Emittenten für jede emittierte Tonne CO₂ besitzen. Diese können entweder über die Börse erworben werden oder aus einer Zuteilung stammen. Die Kosten eines solchen CO₂-Zertifikats werden von den Kraftwerken bei der Strompreisbildung berücksichtigt. Dadurch wird der Kraftwerksstrom teurer und die erneuerbaren, dezentralen Energieerzeugungsanlagen konkurrenzfähiger.

Zur Öffnung des Marktes für leistungsgebundene Energie wurde das **Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz EnwG)** verabschiedet. Es regelt die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft in Deutschland. Ziel ist die Sicherung des freien

Wettbewerbs und der langfristige, leistungsfähige Betrieb von Energieversorgungsnetzen (Bertsch, 2014).

6 Analyse des Status Quo

In diesem Kapitel werden die in den vorherigen Abschnitten identifizierten Technologie- und Marktfelder zuerst analysiert und anschließend im Kapitel 7 mit Hilfe einer Umfrage durch Experten auf den Entwicklungsstand bewertet. Dabei wurde der aktuelle Entwicklungsstand überprüft und Herausforderungen sowie Handlungsempfehlungen für eine zukünftige Entwicklung der Technologie- oder Marktfelder gegeben. Für einige Technologiefelder werden, sofern vorhanden, die unterschiedlichen Technologien innerhalb des jeweiligen Feldes mit Hilfe verschiedener Kriterien und Daten aus unterschiedlichen Quellen verglichen. Diese Daten werden abschließend ausgewertet.

6.1 Technologiefelder

Im Folgenden werden zunächst die technischen Aspekte des intelligenten Gesamtenergieversorgungssystems für Deutschland analysiert.

6.1.1 Ausbau Stromnetz

Die Hauptanforderungen an den Netzausbau sind die Integration von IuK-Technik, die Fähigkeit, den Strom in beide Richtungen, also bipolar zu verteilen, sowie den aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom deutschlandweit aufzunehmen. Dazu muss das deutsche Stromnetz aus- und umgebaut werden. Dieser Anpassungsbedarf umfasst alle Stromnetzebenen⁸.

Außerdem muss der Netzbetrieb neu organisiert werden. Dabei liegt das Hauptaugenmerk auf der Koordination von Übertragungsnetzen, Verteilnetzen, Verbrauchern und Einspeisern. Auch die regulatorischen Rahmenbedingungen müssen angepasst werden (dena, 2012). Die Deutsche Energie-Agentur dena hat in einer Studie über den Stromnetzausbau diesen mit Hilfe der großen Energieversorgungsunternehmen (EVU) untersucht (dena, 2012-1). Dabei wurden zwei Szenarien unterschieden:

- Szenario B des Netzentwicklungsplans (NEP B) Strom 2012 (Feix et al, 2012): Dieses Szenario wird von den Übertragungsnetzbetreibern als „Leitszenario“ bezeichnet. Hauptunterschied zu den anderen beiden Szenarien ist im Gegensatz zu Szenario A⁹ ein höherer Anteil erneuerbarer Energien für das Jahr 2022, aber ein verminderter Anteil als in Szenario C.
- Bundesländerszenario: Diese Variante beschreibt Szenario C des Netzentwicklungsplans Strom 2012 und basiert auf den Ausbauzielen der deutschen Bundesländer im Hinblick auf die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien.

⁸ Höchstspannungs-, Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz sowie die Grenzkuppelkapazitäten mit dem europäischen Ausland,

⁹ Szenario A und C sind näher beschrieben im Netzentwicklungsplan Strom 2012 (Feix et al, 2012), grundsätzliche Unterscheidung: Szenario B gilt als Leitszenario, A weist im Vergleich zu A einen niedrigeren Ausbau der erneuerbaren Energieerzeuger bis 2022 auf, Szenario C weist im Vergleich zu A einen höheren Ausbau der erneuerbaren Energieerzeuger bis 2022 auf.

Als Ergebnis dieser Studie sind auf allen Stromnetzebenen Ausbaumaßnahmen erforderlich. Zudem müssen auf Hochspannungsebene bestehende Freileitungstrassen umgerüstet werden. Dieser Aus- und Umbaubedarf ist in Abb. 12 kumuliert dargestellt. Dabei ist auffällig, dass beim Bundesländerszenario der Ausbaubedarf der Mittelspannungsnetze wesentlich höher ist als beim Szenario NEPB 2012. Die Niederspannungs- und Hochspannungsnetze müssen nur geringfügig mehr ausgebaut werden, der Umbaubedarf des Hochspannungsnetzes gestalten sich ähnlich.

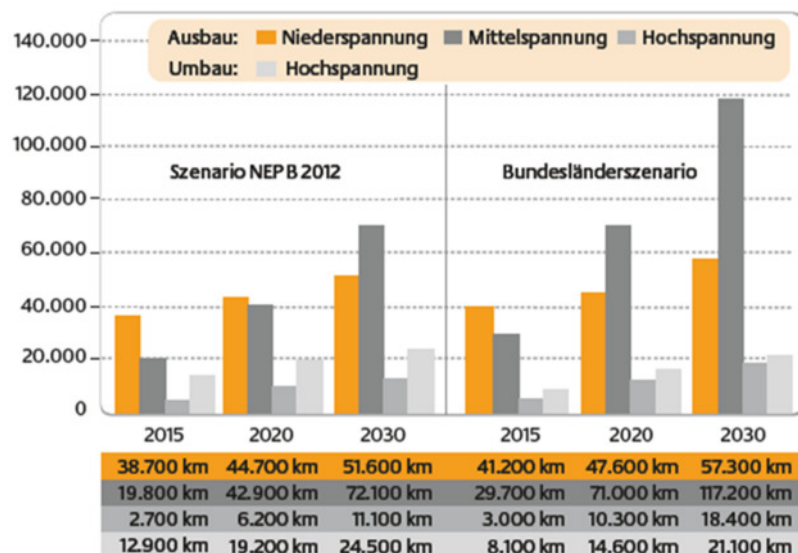


Abb. 12: Aus- und Umbaubedarf in km je Stromnetzspannungsebenen und Jahr (dena, 2012-1)

Das regulatorische Gutachten der Studie kommt zu folgenden drei Hauptergebnissen:

- Eine interne Kapitalverzinsung ist unter der aktuellen Ausgestaltung der Anreizregulierung für deutsche Verteilnetzbetreiber mit einem hohen Gesamtinvestitionsbedarf nicht ausreichend.
- Rückflüsse aus Altanlagen und aus den notwendigen Neuinvestitionen reichen nicht aus, um anstehende Zusatzaufwendungen für Neuinvestitionen auszugleichen
- Der spezifische Investitionsbedarf der Netzbetreiber ist sehr unterschiedlich und wird in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) nicht ausreichend berücksichtigt

Tab. 3 zeigt die zentralen Ergebnisse der Studie in Zahlen auf.

Tab. 3: Zentrale Ergebnisse der Studie (eigene Darstellung in Anlehnung an (dena, 2012-1)

Zentrale Ergebnisse	Szenario B NEP	Bundesländerszenario
Netzausbaubedarf	135.000 km bis 2030	193.000 km bis 2030
Netzumbaubedarf	25.000 km bis 2030	21.000 km bis 2030
Anpassungsbedarf gesamt	160.000 km	214.000 km
Investitionsbedarf	27,5 Mrd. Euro	42,5 Mrd. Euro

Weiterhin ergab sich für das regulatorische Gutachten das Ergebnis, dass Netzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf keine auskömmliche Rendite erhalten.

Handlungsempfehlungen ergeben sich damit vor allem für Finanzierungsfragen: Die ARegV muss zeitnah angepasst werden, damit die Verteilnetzbetreiber die von der Regulierung vorgesehene Rendite erwirtschaften können. Zudem muss die zukünftige Aufgaben- und Rollenverteilung in der Zusammenarbeit von Verteiler- und Übertragungsnetzbetreibern geklärt werden. Die technischen Optionen zur Reduktion des Netzausbaus müssen weiter untersucht und in die Gestaltung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen einbezogen werden.

6.1.2 Erneuerbare Energieerzeuger

Die in Abschnitt 4.2 beschriebenen Technologien der erneuerbaren Energieerzeuger sind in Abb. 13 analysiert und ausgewertet worden. Die Daten sowie die Kriterien zur Analyse stammen aus den angegebenen Quellen. Da die Daten abhängig von der Größe, dem Standort und den verwendeten Energieträgern der erneuerbaren Energieerzeuger sind, werden in diesem Arbeitsbericht gemittelte Werte verwendet. Zum besseren Verständnis werden die Kriterien in Tab. 4 kurz erläutert:

Tab. 4: Darstellung der Kriterien der erneuerbaren Energieerzeuger (eigene Formulierung)

Kriterium	Einheit	Erläuterung	
Energiequelle	-	Versorgungsquelle für die erneuerbare Energieerzeugung	
Wirkungsgrad	%	Erzeugte Energie pro zugeführter Energie durch Energiequelle: Aufteilung in elektrischen und thermischen sowie Gesamtwirkungsgrad	
Stromgestehungskosten	€/kWh	Kosten für die Umwandlung der erneuerbaren Energie in elektrischen Strom	
CO ₂ -Emission	g/kWh	Ausstoß der Masse Kohlenstoffdioxid bei der Erzeugung	
Deutschlandweiter Einsatz	-	Ist Energiequelle deutschlandweit vorhanden? (soweit vorhanden, dass sich Einsatz des erneuerbaren Energieerzeugers lohnt)	
Lebensdauer	Volllaststunden	h	Maximal mögliche Betriebszeit unter Volllast in einem Jahr durch Abhängigkeit vom Auftreten der Energiequelle (Bsp.: volatil oder dauerhaft)
	Kalendarisch	Jahre	Abnutzungszeit der erneuerbaren Energieerzeugungstechnologie

		Energiequelle		Wirkungsgrad			Strom- gestehungs- kosten	CO ₂ -Emission	Einsatz	Ausnutzung	
			Auftreten Dauerhaft	Elektrisch	Thermisch	Gesamt			deutschland- weit?	Volllast- stunden	Lebens- dauer
Windenergie Anlagen	onshore	Wind	Nein	45%	-	45%	0,075 €/kWh	30 - 45 g/kWh	eher windreiche Gebiete	1500 - 1800 h/a	20 Jahre
	offshore						0,157 €/kWh	15 - 30 g/kWh			
Photovoltaik Systeme	Klein anlagen	Sonne	Nein	13%	-	13%	süd: 0,101 €/kWh nord: 0,129 €/kWh	50 - 100 g/kWh	eher sonnenreiche Gebiete (Süden)	800 - 1200 h/a	20 Jahre
	Freifläch- en anlagen						süd: 0,089 €/kWh nord: 0,105 €/kWh				
Kraft Wärme Kopplung		fossile Energien (Bsp. Kohle) und erneuerbare Energien (Bsp. Biogas)	Ja	ca. 30% - 40%	ca. 45% - 55%	ca 75% - 95%	Brutto im Einfamilienhau- s: 0,304 ct/kWh Netto für Gewerbe/Indus- trie/Contractin- g: 0,121 €/kWh	150 - 300 g/kWh	ja	4000 - 5000 h/a	10 Jahre
Wasser Kraftwerke		Wasser	Ja	90%	-	90%	0,103 €/kWh	10 - 40 g/kWh	ja	4000 - 6000 h/a	40 Jahre
Geothermische Anlagen		Erdwärme + Strom	Ja	15%	70%	85%	0,170 €/kWh	90 g/kWh	ja	8000 h/a	30 Jahre
Biogasanlagen		Biomasse	Ja	35% - 40%	45%	80% - 85%	0,176 €/kWh	CO ₂ Neutral (beim Verbrennen wird nur das beim Wachsen der Biomasse aufgenommene CO ₂ abgegeben)	ja	5000 - 8000 h/a	20 Jahre

Abb. 13: Vergleich erneuerbare Energieerzeuger (eigene Darstellung in Anlehnung an (ISE, 2013) (ETG, 2007) (Wagner et al, 2007) (IER, 2009) (2GE, 2010) (Kruck & Eltrop, 2004) (Kaltschmitt & Müller, 2004) (Fleer & Schambeck, 2001) (Jagnow & Wolff, 2003) (Rohrig et al, 2011))

Eine reine Stromerzeugung erfolgt durch die Technologien Windenergieanlagen, Photovoltaiksysteme und Wasserkraftwerke. Dabei sind die Energielieferanten Wind und Sonne volatil, Wasser ist dauerhaft verfügbar. Daher weisen die Wind- und Photovoltaikanlagen nur ca. 25 Prozent der Volllaststunden im Vergleich zu Wasserkraftwerken auf. Je nach geographischer Lage sollten im Süden eher Photovoltaikanlagen und im Norden eher Windkraftanlagen für die Stromerzeugung in Deutschland genutzt werden. So wird die Sonne, je näher der Standort am Äquator liegt, immer stärker und die Winde wehen im Norden häufiger und intensiver. Wie in Kapitel 2.1.2 bereits erläutert, sind die ertragsreichen Onshore Windenergiestandorte bereits erschlossen, hier ruht das Potenzial durch Repowering und die Verlagerung der Windenergieanlagen auf das Meer (ETG, 2007). Jedoch sehen Experten die Onshore Energieanlagen als kritisch an, da die teuerste volatile erneuerbare Energie zulasten der Windanlagen an Land gefördert wird. So erhalten Onshore Windenergieanlagen erst ab einem Referenzertrag¹⁰ von 75% bis 80% eine hohe Vergütung. Der Referenzertrag sollte nach Meinung der Experten auf 65% gesenkt werden (Blechner, 2014). Auch die Lebensdauer ist um die Hälfte geringer. Wasserkraftwerke weisen den höchsten Wirkungsgrad auf, allerdings auch die größten Stromgestehungskosten, wenn man sie mit den Stromgestehungskosten bestehender Onshore Windenergie sowie Photovoltaiksystemen im Süden vergleicht. Die CO₂-Emissionen sind bei den drei Erzeugungstechnologien vergleichbar niedrig.

Für gekoppelte Erzeugungssysteme für Strom und Wärme stehen die Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung, der geothermischen Anlagen und der Biogasanlagen zur Verfügung. Während die geothermischen Anlagen eher der Wärmeerzeugung dienen, weisen die Kraft-Wärme-Kopplung und die Biogasanlagen auch ca. 50 Prozent des Gesamtwirkungsgrades durch Stromerzeugung auf. Die Stromgestehungskosten sind höher als die der Technologien für die reine Stromerzeugung, auch die CO₂-Emissionen sind signifikant höher. Allerdings können die gekoppelten Systeme durch die höheren Volllaststundenzahlen auch regelmäßiger und öfter Wärme und Strom erzeugen, und dies im gesamten Bundesgebiet.

Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE hat die Entwicklung der Stromgestehungskosten bis 2030 in Deutschland untersucht (ISE, 2013). Der Studie folgend sinken die Stromgestehungskosten für die volatile Stromerzeugung aus Wind und Sonne weiter, dauerhaft auftretende erneuerbare Energieerzeuger wie Biogasanlagen bleiben stetig, konventionelle Erzeugungssysteme wie Braunkohlekraftwerke weisen steigende Stromgestehungskosten¹¹ auf. Die Ergebnisse sind in Abb. 14 zusammenfassend dargestellt und dienen der Veranschaulichung.

¹⁰ „Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windenergieanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde.“ (Bundesregierung, 2012)

¹¹ Durch steigende Kosten für Ressourcen

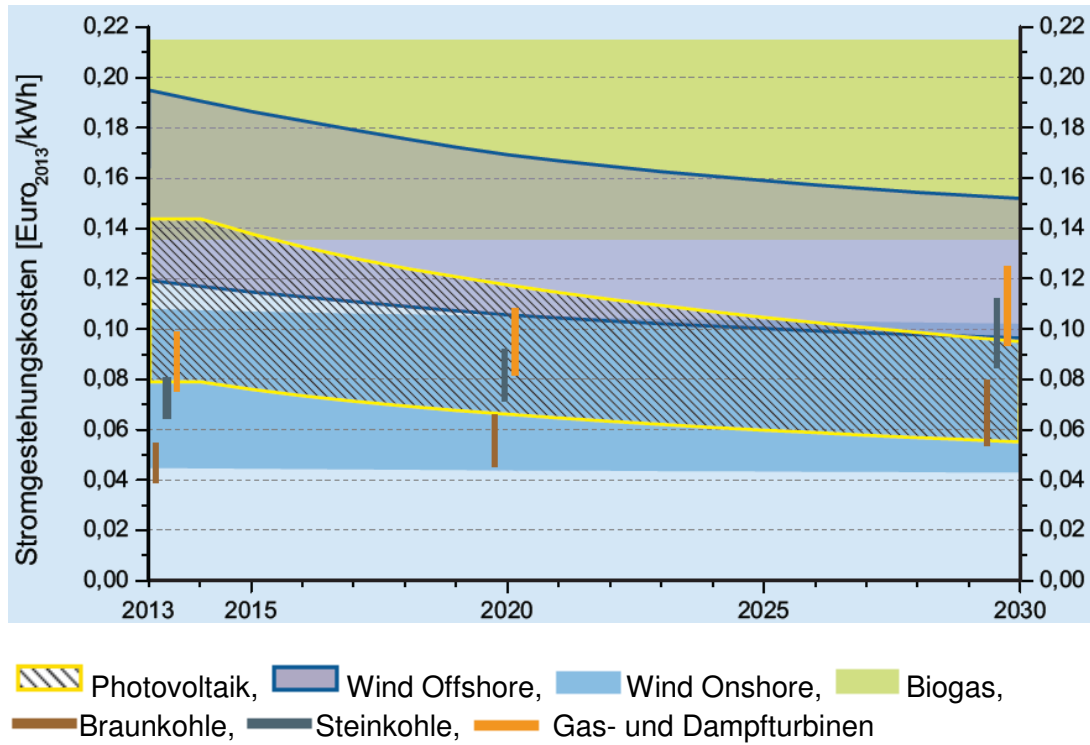


Abb. 14: Entwicklung der Stromgestehungskosten in Deutschland bis 2030, Prognose nach (ISE, 2013)

6.1.3 Energiespeicher

Die unterschiedlichen Technologien innerhalb des Technologiefeldes „Energiespeicher“ werden in Abb. 15 analysiert und gegenübergestellt. Anschließend wird die Tabelle ausgewertet. Die Analyse Kriterien sowie die Daten stammen aus den angegebenen Quellen. Zur näheren Erläuterung werden die Kriterien in Tab. 5 kurz erklärt:

Tab. 5: Darstellung der Kriterien der Energiespeichersysteme (Eigene Darstellung in Anlehnung an (BTU, 2011) (Beck et al, 2013))

Kriterium	Einheit	Erläuterung
Wirkungsgrad	%	
Energiedichte	kWh/m ³ kWh/kg Wh/kg	Verhältnis der nutzbaren Energiemenge zur Masse oder zum Volumen
Ansprechzeit	d h min s	Aktivierungszeit zur Rückerneuerung der gespeicherten Energiemenge
Leistungsbereich	MW	Typisch realisierter Leistungsbereich der Energiespeicher
Leistungsdichte	MW/kg	Verhältnis der abrufbaren Leistung zur Masse (siehe Energiedichte)
Speicherkapazität	MW MWh	Die vom Speicher zu realisierende Kapazität
Stromgestehungskosten	ct/kWh	Kosten für die Energieumwandlung in elektrischen Strom
Betriebstemperaturbereich	°C	Temperaturbereich, in welchem Speicher betrieben werden kann
Zyklen Zahl		Maximal mögliche Anzahl von Lade-/Entladezyklen
Lebensdauer		
Kalendarisch	Jahre	Abnutzungszeit, welche anhängig oder unabhängig von Ladezyklen sein kann

		Wirkungsgrad	Energiedichte	Ansprechzeit (Aktivierungszeit, Dynamik)	typisch realisierter Leistungsbereich	typische realisierte Speicherkapazität	Stromgestehung	Kosten bezogen auf Leistung	Lebensdauer	
									Zyklen	Jahre
Pumpspeicher- technologien		70% - 80%	0,8 kWh/m ³	< 1 min bis wenige Minuten	100 - 1000 MW	400 - 9000 MWh	3 - 10 ct/kWh	700 - 1100 €/kW	> 40.000	40
Druckluftspeicher		40% - 70%	2,9 kWh/kg (adiabatisch)	bis Volllast 11 min, Schnellstartzeit 6 min	bis 290 MW	580 MW	13 - 16 ct/kWh	500 - 1000 €/kW	k.A.	40
Chemische Speicher	Wasserstoff	ca. 80 % (im optimalen Betriebspunkt)	33,3 kWh/kg	Aus Standby: < 30 s, aus Off-Betrieb: 10 min	Je nach Elektrolyseart: alkalische Elektrolyse 100 MW, saure Elektrolyse derzeit ca. 100 kW, Entwicklung bis 2015 ca. 2,1 MW, 2018 ca. 90 MW	-	35 - 45 ct/kWh	1500 - 2500 €/kW	k.A.	alkalische Elektrolyse ca. 30, saure Elektrolyse ca. 20
	Methan	20% - 35%	13,9 kWh/kg	einige h bis 1 d	bis 2 GW	Speicherung im Erdgasnetz: 792 PJ(th) bzw. 220 TWh(th) möglich	40 - 50 ct/kWh	2000 - 3000 €/kW	k.A.	ca. 30
Elektrochemische Speicher (Akkumulatoren)	Allgemein	70% - 95%	35 - 160 Wh/kg	Sekunden	< 50 MW	24 MWh	ca. 5 - 130 ct/kWh	300 - 4000 €/kW	1000 - 10000	1 bis über 20
Einteilung nach heute grundsätzlich einsetzbaren Batterietechnologien		Wirkungsgrad	Energiedichte	Leistungsdichte	Ansprechzeit (Aktivierungszeit, Dynamik)	Betriebstemperatur bereich	Investitions kosten	Zyklenzahl	Lebensdauer	
	Blei-Säure- Batterie	ca. 80%	35 Wh/kg	180 W/kg	Sekunden	-20 - +50°C	120 €/kWh	ca. 1000	2 - 12 Jahre	
	Ni-Cd- Batterie	ca. 70%	35 Wh/kg	150 W/kg	Sekunden	-40 - +60°C	400 €/kWh	ca. 1000-2000	1 - 10 Jahre	
	NaS-Batterie	ca. 90%	80 - 130 Wh/kg	150 W/kg	Sekunden	+300 - +350°C	500 €/kWh	ca. 3500	bis zu 15 Jahre	
	Redox-Flow- Batterie	ca. 80%	bis 35 Wh/kg	k.A.	Sekunden	50°C	k.A. (Prototypen status)	bis ca. 10.000	> 20 Jahre	
	Li-Ion- Batterie	bis 95%	bis 160 Wh/kg	110 - 140 W/kg	Sekunden	-40 - +60°C	500 - 2000 €/kWh	ca. 500	ca. 5 Jahre	

Abb. 15: Vergleich Stromspeicher und Akkumulatoren (eigene Darstellung in Anlehnung an (Brauner, 2013) (BTU, 2011) (Beck et al, 2013)

Wie in Kapitel 4.3 beschrieben, werden die Speichertechnologien unterteilt in Langzeitspeicher und Kurzzeitspeicher. Diese Einteilung ist auch für die Analyse sinnvoll. Zu den **Langzeitspeichern** gehören die Pumpspeichertechnologien, die Druckluftspeicher sowie die chemischen Speicher. Die größten Kosten bezogen auf die Leistung entstehen dabei bei den neuartigen chemischen Speichern. Auch die Lebensdauer der chemischen Speicher ist geringer als die der anderen zwei Technologien. Allerdings besitzen diese Technologien die größte Energiedichte. Die Stromgestehungskosten sind bei Pumpspeichertechnologien am geringsten, doch auch die Druckluftspeicher weisen akzeptable Stromgestehungskosten auf. Der typisch realisierbare Leistungsbereich der chemischen Speicher wird in den nächsten Jahren zwar anwachsen, jedoch bringen die Pumpspeichertechnologien und die Druckluftspeicher auch dann weiter höhere Leistungen. Die Ansprechzeit liegt bei allen Technologien im Minutenbereich. Ausgenommen die chemischen Methanspeicher, bei welchen die Dauer bei bis zu einem Tag liegt, um den eingespeicherten Strom rückeinspeisen zu können. Da der Fokus eher auf kurzfristigen Speichertechnologien ohne lange Anlaufphase liegt (siehe Kap. 4.3), stellt dies für Methanspeicher einen wesentlichen Nachteil dar. Die Wirkungsgrade der Wasserstoff- und Pumpspeichertechnologien sind am größten.

Doch für Pumpspeichertechnologien lohnen sich derzeit die Investitionen nicht, da sich die Strompreise im Tagesverlauf weiter angenähert haben (Gaul, 2014). Früher konnten die Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken in der Mittagszeit in die Verbrauchsspitzen hinein den gespeicherten Strom teuer verkaufen. Durch die nun vorhandene Erzeugungsspitze durch den Solarstrom werden der Mittagsstrompreis und damit auch die Gewinnmarge der Pumpspeicherbetreiber gesenkt. Auch geographisch gibt es in Deutschland kaum noch Orte, welche ein Pumpspeicherkraftwerk aus finanzieller Sicht lohnenswert machen. Weiter behindert die öffentliche Ablehnung der Pumpspeicherkraftwerke durch den Eingriff in die Landschaft und Natur den Ausbau. Darum werden zurzeit neue Pumpspeichertechnologien unter der Erde entwickelt. Dabei sollen ehemalige Bergwerke und Salzkavernen im Norden Deutschlands zur Untertagestromspeicherung genutzt werden. Die Investitionskosten und Wirkungsgrade der Untertage-Pumpspeichertechnologien sind vergleichbar mit den konventionellen Pumpspeichern anzusehen (Gaul, 2014).

Zu den **Kurzzeitspeichern** gehören hauptsächlich die Akkumulatoren. Die Ansprechzeit liegt dabei im Sekundenbereich. Die verschiedenen Arten beschreiben die folgenden Technologien: die Blei-Säure-Batterie, die Nickel-Cadmium-Batterie (Ni-Cd-Batterie), die Natrium-Schwefel-Batterie (NaS-Batterie), die Redox-Flow-Batterie und die Lithium-Ionen-Batterie (Li-Ion-Batterie). Die Leistungsdichte ist bei allen Batteriearten vergleichbar, bei der Energiedichte weisen die NaS- und die Li-Ion-Batterien die höchsten Werte auf. Diese zwei Akkumulatoren besitzen außerdem den höchsten Wirkungsgrad, aber auch die anderen Batterien haben ausreichend hohe Wirkungsgrade. Als Nachteil sind für die NaS- und die Li-Ion-Batterien die höchsten Investitionskosten zu sehen. Doch vor allem für die Li-Ion-Batterien werden die Investitionskosten weiter sinken. Die Zyklenzahlen sowie die Lebensdauer sind bei der Redox-Flow-Batterie am höchsten, jedoch befindet sich diese Technologie noch im Entwicklungsstadium. Die anderen Akkumulatoren können ähnlich oft und lange betrieben werden. Bei der Li-Ion-Batterie wird die Zyklenzahl sowie die Lebensdauer durch weitere Entwicklungen weiter erhöht werden.

Aufgrund der hohen Leistungsdichte bei niedrigen Investitionskosten und einem Wirkungsgrad von 80 Prozent wird die Blei-Säure-Batterie heutzutage sehr oft verwendet. Das höchste Potenzial hat durch den sehr hohen Wirkungsgrad von bis zu 95 Prozent und der höchsten Energiedichte die Li-Ion-Batterie, allerdings müssen durch weitere Entwicklungen die Investitionskosten gesenkt und die Lebensdauer sowie Zyklenzahl erhöht werden. Die Vorteile der hohen Energiedichte mit dem damit

verbundenen kleineren Platzbedarf sowie der niedrigen Betriebstemperatur können vor allem für den Elektromobilitätsbereich genutzt werden.

6.1.4 Informations- und Kommunikationstechnik

Wie in Kapitel 4.4 schon aufgezeigt, kann nur ein reger Austausch zwischen Energieerzeugern und Verbrauchern eine sichere Stromversorgung gewährleisten. So müssen in einem funktionierenden intelligenten Energieversorgungssystem die intelligenten Stromnetze mit anderen Applikationsfeldern wie Smart Homes, Smart Markets und E-Mobility mit Hilfe von IuK-Technik zusammenarbeiten. Dabei ist jedoch noch unklar, wie die beste Kommunikationslösung aussehen wird und welche Rolle dabei das Internet übernimmt (Eger & Mohr, 2014). Verschiedene Kommunikationslösungen werden im Analysekapitel Smart Meter vorgestellt.

Zur Gestaltung der technologischen Trends wie das Internet der Technologie¹² müssen die Stakeholder eng zusammenarbeiten. Um die Anforderungen an die Kommunikationsnetze zu erfüllen müssen diese zuverlässig, sicher, kostengünstig und flexibel sein (Eger & Mohr, 2014). In einer Analyse der KEMA Consulting GmbH (Kema, 2012) über den IST-Zustand der IuK-Techniken wurden folgende Ergebnisse ermittelt:

- Die Verteilernetzbetreiber verfügen schon heute über komplexe IuK-Techniken, welche den Netzbetrieb sicherstellen und mit den anderen Marktteilnehmern geeignet kommunizieren können.
- Die IuK-Techniken für Stadt und Land unterscheiden sich kaum voneinander.
- Die IuK-Technik Hardware zur Steuerung und Messung im Netz wird auf Mittel- und Niederspannungsebene bisher in nur geringem Umfang eingesetzt.

Erforderlich sind nach dieser Analyse (Kema, 2012) für die Verteilernetzbetreiber der Einbau von Messeinrichtungen und Kommunikationsmodulen zur Überwachung der Einspeisungen und des Verbrauchs im Verteilernetz. Bei Gefahr der Netzstabilität müssen Verbraucherlasten und Erzeugungseinheiten zu- und abgeschaltet werden können, wozu entsprechende Einrichtungen angebunden werden müssen. Dafür müssen Steuerungsmöglichkeiten aufgebaut werden um die Spannungsqualität in den betroffenen Netzabschnitten zu sichern. Für die Kommunikation mit anderen Marktteilnehmern und um Steuerimpulse zu verwalten müssen die Softwaresysteme erweitert werden. Der Mehraufwand beträgt auf städtischer Seite ca. 60 Prozent und auf ländlicher Seite um ca. 50 Prozent.

Tab. 6 zeigt die Kosten dieses Mehraufwands.

¹² intelligente Koordination zwischen Erzeugung und Verbrauch (BDI, 2008)

Tab. 6: Mehraufwand durch luK-Technik Aufrüstung im Vergleich Land-Stadt pro Jahr (eigene Darstellung nach (Kema, 2012))

Jahr	bis 2020 pro Jahr		bis 2030 pro Jahr	
	Land	Stadt	Land	Stadt
Datenübertragung	254.040 €	113.171 €	371.683 €	165.263 €
Dezentrale luK-Technik	44.943 €	43.901 €	106.109 €	101.54 €
Hardware in Ortsnetzstationen				
Dezentrale luK-Technik	335.221 €	227.293 €	456.826 €	308.557 €
Hardware in Kundenanschlüssen				
Zentrale luK-Technik	96.195 €	73.717 €	165.079 €	110.334 €
Softwaresysteme				
Summe Mehraufwand pro Jahr	730.389 €	458.082 €	1.099.696 €	685.709 €

Damit beträgt der gesamt Mehraufwand für die luK-Technik in Deutschland bis 2020 ca. 2. Mrd. Euro, bis 2030 ca. 7 Mrd. Euro (Kema, 2012).

Auch in der Regulierung gibt es weitere Handlungsfelder (Kema, 2012):

- In der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sollten die Erweiterungs- und Umrüstungsinvestitionen berücksichtigt werden.
- Verbesserte Anreize für Investitionen und ein verminderter Zeitverzug in der Anerkennung von Investitionen in luK-Techniken sind nötig.
- Außerdem müssen finanzielle Anreize für Ausgaben für Innovationen und im Forschungs- und Entwicklungsbereich geschaffen werden.

Auf ähnliche Handlungsempfehlungen weist eine Studie des Bundesverbands der Deutschen Industrie e.V. hin (BDI, 2008), um den Übergangsprozess positiv zu gestalten:

Standardisierung:

- Harmonisierung und Integration bestehender Standards und Protokolle mit einer durchgängigen, bipolaren Kommunikationsstrecke von der Erzeugung bis zum Endverbraucher.
- Ausweiten dieser Standardisierungsbemühungen auf Wärme, Wasser und Gas.
- Die Förderung der Interoperabilität muss besser koordiniert werden, am besten europaweit, da es nicht zielführend ist, wenn mehrere Institutionen parallel Standards definieren wollen.
- Die definierten Kommunikationsstandards müssen anschließend den neuen Technologien zur Verfügung gestellt werden, um für die Integration neuer Anwendungen offen zu sein.

Anreize, Regulierungen und rechtlicher Rahmen:

- Es muss ein widerspruchsfreier Rechtsrahmen geschaffen werden, wodurch die Entwicklung der durchgängigen Kommunikationsstrecke forciert wird. Außerdem werden somit Rechts- und Investitionssicherheit gewährleistet.
- Der Datenschutz muss von Anfang an eingehalten werden.
- Es müssen nachhaltige Innovationsanreize für Netzbetreiber und zielgerichtete finanzielle Anreize für energieeffiziente Unternehmen geschaffen werden

6.1.5 Smart Meter

Eine Herausforderung der Smart Meter ist die Art der Anbindung. Prinzipiell gibt es eine Reihe bestehender bidirektionaler Breitband-Übertragungstechnologien, welche im nächsten Abschnitt beschrieben und analysiert werden (Schönberg, 2012):

Das **Global System for Mobile Communication** (GSM) ist ein volldigitales Mobilfunknetz, welches für die Telefonie sowie für die Datenübertragung und Kurzmitteilungen verwendet wird. Für die IuK-Technik ist dieses System aber nicht geeignet, da zu hohe Kosten bei zu geringer Leistung entstehen. Außerdem sind Mobilfunknetze nicht in allen Bereichen des Hauses, wie dem Keller, verfügbar. Doch gerade dort stehen oft Waschmaschinen und Trockner, welche durch Smart Meter angesteuert werden sollen.

Das **Universal Mobile Telecommunications System** (UMTS) ist ein Mobilfunkstandard der dritten Generation (3G) und weist die gleichen Nachteile auf, außerdem treten bei hohen Netzbelastungen hohe Schwankungen auf. Im Gegensatz zum GSM können aber höhere Datenübertragungsraten erzielt werden.

Das **Digital Subscriber Line** (DSL) bezeichnet Übertragungsstandards der Bitübertragungsschicht. Dabei werden Daten über Kupferleitungen mit hohen Übertragungsraten gesendet und empfangen. Für dieses System sind bei der Installation zusätzliche Kommunikationsnetzwerke nötig, weshalb diese Übertragungsart für die IuK-Technik nur wenig Anwendungspotential aufweist.

Die verschiedenen **Wireless-Systeme** wie z.B. das WLAN oder das WiMAX sind drahtlose Zugangstechniken zum Breitbandinternet. Doch durch die mangelhafte Abdeckung des Übertragungsnetzes ist auch diese Übertragungstechnik für Smart Meter nicht geeignet.

Schmalband-Powerline-Kommunikationstechniken (PLC) beschreiben Datenübertragungen mit Hilfe einer Trägerfrequenzanlage. Doch diese Frequenz ist für eine sichere Datenübertragung zu schmal. Dadurch ist die Kommunikation mit mehreren Smart Metern nicht möglich.

Im Gegensatz dazu verfügt die **Breitband-Powerline-Kommunikationstechnik** (BPL) über eine vollkommene Internetprotokoll-Fähigkeit und eine hohe Bandbreite. Außerdem ist dies die kostengünstigste Lösung. Dadurch ist die Basis gegeben, ein funktionierendes intelligentes Energieversorgungssystem bei einer nachhaltigen Investitionssicherheit zu steuern und zu regeln.

Offen ist zudem die Frage der Finanzierung. Der technischen Machbarkeit stehen meist hohe Einführungs- und Betriebskosten gegenüber. Experten erwarten hierzu erste Grundlagen mit einer Verordnung für den Smart Meter Rollout voraussichtlich im Sommer 2014. Außerdem wird derzeit auf politischer Ebene ein neues Marktdesign sowie ein neuer Ordnungsrahmen diskutiert, um über das Messsystem ein Eingreifen in die Prozesse der Energieversorgung sowie ein Einwirken auf Kleinanlagen zu ermöglichen. Da sich die bisherigen Stromkonsumenten durch die erneuerbaren Energieerzeuger zum Prosumer entwickeln, müssen die Smart Meter einen zweiseitigen Energie- und Informationsfluss gewährleisten. Die EU-Richtlinie gibt einen flächendeckenden Smart Meter Rollout von 80% bis 2020 vor. Experten rechnen mit dieser Umstellung nicht vor 2029, da auch ein aktives Einspeisemanagement bei dezentraler Energieversorgung ermöglicht werden soll, um die Lastflüsse zu beeinflussen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten (Tesche, 2014). Mit einer verstärkten Nachfrage nach Smart Metern rechnen Experten erst nach einer klaren Definition der Rahmenbedingungen und Geschäftsprozesse. An einer Rollout betreffenden Verordnung arbeiten Gremien derzeit intensiv. Diese wird im Sommer 2014 erwartet. Sobald die Techniken verfügbar sind, verpflichtet das Energiewirtschaftsgesetz (BuJ, 2005) Haushalte und Gewerbebetriebe mit einem Stromverbrauch von über 6000 kWh/a, einem Elektrofahrzeug oder

einer Speicheranlage und Betreiber von steuerbaren Anlagen mit einer über 7 kW installierten Leistung zum Einbau eines Mess- und Kommunikationssystems. (Teschke, 2014)

Der Bundesbeauftragte für den Datenschutz und die Informationsfreiheit beschreibt für einen erfolgreichen Smart Meter Rollout die folgenden Punkte (BFDI):

- Datenschutz als Erfolgskriterium für Akzeptanz: Datenschutz stellt das wesentliche Erfolgskriterium für die Akzeptanz beim Verbraucher dar.
- Lokale Datenhaltung im Smart Meter: Daten sollen die Haushalte nur verlassen, wenn dies nötig ist.
- Lokale Umsetzung variabler Tarife im Smart Meter: Um variable Tarife umzusetzen sollen Smart Meter wirklich intelligent sein und die notwendigen Berechnungen selbst durchführen.
- Lokale Verbrauchsvisualisierung bei Verbraucher: Jeder Verbraucher soll sich ein Bild über seinen eigenen Energieverbrauch machen können, ohne dass die Informationen an Dritte weitergegeben werden.

Abschließend kann festgestellt werden, dass der rechtliche Rahmen noch nicht vollständig definiert ist (Vortanz & Zayer, 2014). Dieser Planungsunsicherheit entgegen wirkt das vom VDE Forum für Netztechnik (VDE FNN) initiierte Projekt „Messsystem 2020“. Es stellt sicher, dass zukünftige und bestehende gesetzliche Vorgaben gerätetechnisch umsetzbar sind. Dadurch soll die Interoperabilität und die Austauschbarkeit mit Hilfe einer Standardisierung der Messsysteme, Zähler und Gateways gewährleistet werden

6.1.6 Technisches Lastmanagement

Das Institut für Trend und Marktforschung zeigt auf, welche Lastmanagementdienstleistungen bisher angeboten wurden:



Abb. 15: Angebot von Dienstleistungen zum Lastmanagement (trend:research, 2013)

- **Lastganganalyse:** Identifizieren von Leistungsspitzen, Prognose über Lastspitzenreduktion und Betrachtung weiterer Parameter (Bsp.: Mindestverbrauch pro Tag)
- **Rundsteuerung:** Fernsteuerung der Stromverbraucher durch die Energieversorgungsunternehmen
- **Lastprofile für unterbrechbare Stromverbraucher:** Erstellung von Lastprofilen für Stromverbraucher, welche vom Netz genommen werden können (Bsp.: Heizung)
- **Lastabwurfgeräte:** Geräte, welche bei Über-/Unterschreitung von definierten Messwerten automatisch vom Netz genommen werden
- **Demand Side Management (DSM):** Einflussnahme der EVU auf die Steuerung der abgenommenen Energiemenge und auf den Zeitpunkt des Energiekonsums (vgl. Jochem, 2014)
- **Beratungskonzepte:** Konzepte zur Beratung der Kunden
- **Demand Side Response (DSR):** Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens durch variable Tarife

Es fällt auf, dass die aktuelleren Lastmanagementarten DSM und DSR, wie in Kapitel 4.6 vorgestellt, bisher fast nicht angeboten werden. Dies liegt daran, dass die benötigten last- und zeitvariablen Tarife noch nicht definiert sind und die automatisierte Geräteansteuerung zur Kappung der Lastspitzen noch nicht ausgereift ist. Dazu gehören die vorher beschriebenen Smart Meter, die Übertragungsart der Informationen hierzu, sowie die Ausrüstung des Netzes mit IuK-Technik. Um ein erfolgreiches Lastmanagement betreiben zu können, müssen erst diese Technologiefelder anwendungsfähig sein.

In Tab. 7 sind die verschiedenen Lastmanagementarten auf die Komplexität, den Aufwand, den Einfluss auf den Lastverlauf, die Prognoseabweichungen¹³ sowie Netz- und Kraftwerksausfälle dargestellt:

Tab. 7: Analyse Lastmanagementvarianten (eigene Darstellung nach (Klobasa, 2009))

Lastmanagement		Komplexität	Aufwand	Einflussmöglichkeiten auf		
				Lastverlauf	Prognoseabweichungen	Netz- und Kraftwerksausfälle
indirekt	TOU	niedrig	niedrig	+	-	-
	Day-ahead RTP	hoch	hoch	++	-	o
	RTP	sehr hoch	sehr hoch	++	++	++
direkt	Reservemarkt	sehr hoch	sehr hoch	-	++	++
	Demand Bidding	hoch	hoch	++	-	-
	Notfallprogramme	niedrig	mittel	-	+	++
	Unterbrechbare Lasten	niedrig	mittel	-	+	++
	Direkte Lastkontrolle	niedrig	sehr hoch	++	++	++

Aus technischer Sicht weist das intelligente Lastmanagement je nach Sektor verschieden große Einsparungspotentiale auf, welche nun folgend einzeln beleuchtet werden (Agentur für erneuerbare Energien, 2012). So wird das Lastverschiebepotenzial in der **Industrie** auf 24-25 GW geschätzt. Dies geschieht beispielsweise durch die Abschaltung von Elektrolyseöfen zur Aluminiumherstellung während hoher Stromnachfragezeiten. Die Öfen laufen auch ohne Strom zwei bis drei Stunden weiter. Im Vergleich zur Höchstlast in Deutschland an einem Tag im Winter mit 75-80 GW Strom sind 25 GW Einsparungspotenzial ein sehr hoher Anteil.

Im Sektor **Gewerbe, Handel und Dienstleistungen** wird das Einsparpotenzial auf 4-7 GW geschätzt. In diesem Bereich könnte die fluktuierende Bereitstellung durch Strom sehr gut genutzt werden, indem die elektrische Energie in thermischen Speichern eingespeichert wird. So könnte ein Kühlhaus während eines Überangebots an erneuerbaren Energien die enthaltenen Waren stärker herunter kühlen als nötig, um bei einem Mangel an Energie die Kühlaggregate abzuschalten. Der Verschiebezeitraum der Kühlhäuser beträgt nach Schätzungen vier bis sechs Stunden.

Im Sektor **Haushalt** beträgt das Lastverschiebepotenzial 15-17 GW. Dies kommt hauptsächlich durch mit Strom betriebene Wärme- und Kälteanwendungen und deren Verschiebepotenzial sowie anderer Geräte, welche nicht zu bestimmten Zeiten ihren Nutzen ausüben müssen, wie beispielsweise die Spül- oder Waschmaschinen. Allerdings kommt in diesem Sektor erschwerend hinzu, dass die Geräte angesteuert werden müssen und durch Informations- und Kommunikationstechnologien Daten über das aktuelle Stromangebot und den aktuellen Strompreis erhalten müssen. Wie das Projekt „Web2Energy“ zeigte (Buchholz et al, 2012), sind die Stromkunden generell bereit, den ihren Lebensgewohnheiten nicht einschränkenden Verbrauch dem Angebot anzupassen, jedoch nur, wenn dies automatisch geschieht. So wurde am Anfang des

¹³ Wetterprognosen: Wind für Windanlagen und Sonne für Photovoltaiksysteme

Projekts der Verbrauch manuell angepasst. Diese Anpassung ließ jedoch mit der Zeit stark nach. Somit sind Energiemanagement und Automatisierung eine unabdingliche Voraussetzung für das Ausschöpfen des Lastverschiebepotenzials im Bereich Haushalt.

6.1.7 Virtuelles Kraftwerk

Die in diesem Bericht vorgestellten Anwendungen virtuelles Kraftwerk und Smart Home tragen die Herausforderungen der Technologie- und Marktfelder mit, da diese für funktionierende Anwendungen zusammenspielen müssen. Doch auch die Anwendungsfelder wurden in verschiedenen Projekten untersucht und Handlungsempfehlungen aufgestellt. Die VDE-Studie Smart Distribution 2020 (VDE, 2008) empfiehlt wirtschaftliche Anreize und eine neue Marktrollendefinition, um Betreiber und Investoren für virtuelle Kraftwerke zu finden. So werden der Studie nach die erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen heute nicht den am Markt wirksamen Bilanzkreisen zugeordnet. Die Anlagen bilden eigene Bilanzkreise. Für die dabei entstehenden Regelenergiekosten durch Prognoseabweichungen und fluktuierende Erzeuger muss der Übertragungsnetzbetreiber und damit letztlich der Stromkunde aufkommen. Die Studie empfiehlt, die heutigen Bilanzkreise in regional strukturierte, eigene Bilanzkreise zu unterteilen, was zu einer deutlichen Reduzierung der zentral bereitgestellten Regelenergie und zur Kompensation von Prognosefehlern führen würde. Die dadurch entstandenen Kosteneinsparungen könnten der Vergütung von virtuellen Kraftwerken zugeführt werden.

Auch das Projekt Web2Energy hat die virtuellen Kraftwerke als Anwendungen untersucht und erzielte die folgenden Ergebnisse (Bühner, 2012):

- Es besteht die Möglichkeit eines weitgehend regionalen Ausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch:
 - Dabei werden nicht nur Erzeuger, sondern auch Verbraucher und Speicher mit einbezogen.
 - Die Regelreserven müssen eingeplant werden.
 - Es besteht die Notwendigkeit von zeitnahen Messaufnahmen.
 - Die Basis besteht aus automatisierten Prognosen und Optimierungen.
- Regenerative Energieerzeuger müssen in möglichst hoher Anzahl einbezogen werden.
- Eine wirtschaftlich optimale Fahrweise ist durch kontinuierliches Handeln auch im laufenden Tag gegeben.

Im EU-Projekt VIS NOVA wurden die virtuellen Kraftwerke wirtschaftlich untersucht (Bruckner et al, Prof. Dr. Thomas, 2013-2) (Bruckner et al, 2013-1). Wirtschaftliche Chancen weisen die virtuellen Kraftwerke nach diesem Projekt in Mehrerlösen durch gesteuerte Fahrweisen sowie durch Erlöse am Regelenergiemarkt auf. Wirtschaftliche Hindernisse sind die Kosten für IuK-Technik, für die Prognoseerstellung, Markteintrittsbarrieren sowie Personalkosten. Die Erlöse für KWK-Anlagen und Biomassekraftwerke sind diesem Projekt nach bedeutend höher als für Dargebots abhängige Energielieferanten¹⁴, wobei in Betrachtung der Zukunft bis ca. 2030 die höchsten spezifischen Mehrerlöse durch KWK-Anlagen erzielt werden und ab ca. 2030 durch Biomassekraftwerke.

¹⁴ Wind, Sonne

6.1.8 Smart Home

Auch der Anwendungsbereich Smart Home ist von den vorherig genannten Technologiefeldern abhängig. Den größten Einfluss besitzen dabei die Smart Meter mit deren Übertragungstechnologie, das technische Lastmanagement mit deren ansteuerbaren Geräten sowie die variablen Tarife. Es ist eine Automatisierung erforderlich, welche die einzelnen Erzeuger und Verbraucher in einem Gebäude, dem Smart Home, miteinander verbindet, eine Schnittstelle zum Energieversorger besitzt und eine Steuerung von Geräten zulässt (von Segbusch & Struwe, 9/2010). Ein weiterer wichtiger Schritt ist die Visualisierung der Zählerstände, erweitert um Tarifinformationen. So kann beispielsweise das in Abb. 16 dargestellte Monochrom-Display gegen einen vorhandenen Dimmer oder Lichtschalter eingetauscht werden, ohne dass dieser seine ursprüngliche Funktion verliert.



Abb. 16: Monochrom-Display im Smart Home (von Segbusch & Struwe, 9/2010)

Das Display bietet dem Anwender die Möglichkeit der Anzeige von Kosten, Tarifen und dem aktuellen Verbrauch. Durch farbige Hintergrundbeleuchtungen (grün – neutral – rot) signalisiert das Display, ob der Tarif günstiger, gleich oder teurer wird. So kann der Endnutzer frei entscheiden, ob er seine Geräte einschaltet oder noch abwartet, um einen günstigeren Tarif zu erhalten. Da in Deutschland immer mehr Single Haushalte oder zwei Personen Haushalte, bei denen beide Personen arbeitstätig sind entstehen, wird die automatische Geräteansteuerung immer wichtiger, damit auch die oben genannten Personengruppen nachhaltig von den günstigeren Tarifen und Tarifzeiten profitieren können.

Hierzu fehlen bisher die intelligent ansteuerbaren Endgeräte, doch die Entwicklung schreitet immer weiter voran. So werden heute beispielsweise schon Smart Home Heizungssteuerungen angeboten (mobilcom debitel). Dabei wird die Heizung zuhause von unterwegs durch die Smart Home App angesteuert und eingeschaltet. Dazu muss die Heizung nur durch die angebotenen Thermostate erweitert werden. Ein Fensterkontakt senkt während des Lüftens automatisch die Heiztemperatur. Es gibt noch weitere Erweiterungsmöglichkeiten, welche durch eine Steuerungseinheit, in diesem Fall dem „Cube“, angesteuert werden.

Eine Studie des Öko-Instituts (Kenkmann & Timpe, 2012) schlägt für den Haushalt der Zukunft die folgenden Handlungsempfehlungen vor:

- Erhöhung der finanziellen Anreize für die energetische Gebäudesanierung
- Weitere Verschärfung der energetischen Vorgaben für Gebäude
- Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes
- Maßnahmen zur Stromeinsparung bei Haushalten (Bsp.: intelligente, automatisch ansteuerbare Geräte sowie Fokus auf Kleinelektro-Haushaltsgeräten)
- Verbesserung der Öffentlichkeitsarbeit und Information (vor allem sollten die Themen CO₂-Reduktion und Energieeffizienz im Wärmesektor noch stärker in den Fokus von Politik und Öffentlichkeit gestellt werden).

6.2 Marktfelder

In den folgenden Kapiteln werden die marktlichen Aspekte für ein intelligentes Gesamtenergieversorgungssystem in Deutschland analysiert.

6.2.1 Zukünftiges Strommarktdesign

Für das Strommarktdesign spielen alle Technologiefelder sowie Akteure eine wichtige Rolle und wirken auf dieses ein. Bisher wurde das Hauptaugenmerk eher auf die technischen Aspekte der Energiewende gelegt, doch das Strommarktdesign weist eine hohe Bedeutung für die Energiewende auf. So gibt die Agora Energiewende (Agora Energiewende, 2013-2) vor, dass ein neuer Energiewende-Markt erforderlich ist. Dieser sollte zwei Funktionen erfüllen: Zum einen soll für eine effiziente Synchronisation von Angebot und Nachfrage der Einsatz von Kapazitäten gesteuert werden, zum anderen sollen Investitionssignale für erneuerbare Energien, Speicher, Flexibilisierung der Nachfrage und konventionelle Anlagen gesendet werden. Diese Investitionssignale sind zur Sicherung der Versorgungssicherheit das Produkt „gesicherte flexible Leistung/ Lastverschiebung“ sowie zur Sicherung des Umstiegs auf erneuerbare Energien das Produkt „CO₂-freie Strommengen“.

Allerdings bedarf die Ausgestaltung des neuen Strommarktes noch genauerer Analysen. Die Wirkungen der verschiedenen Optionen (z.B. Zertifikate, Prämien und Boni, Ausschreibungen) müssen noch genauer betrachtet werden. Weiterhin sollte der Energiewende-Markt die Nachfrageseite aktiv mit einbinden, da die Flexibilisierung der Nachfrageseite ein entscheidender Baustein ist, um volatil erzeugten Strom nutzen zu können. Dafür ist eine Reform der bisherigen Regelungen bei Systemdienstleistungen und Netzentgelten notwendig. Außerdem macht eine Integration des deutschen Stromsystems in das europäische den Betrieb günstiger und einfacher, da gesicherte Kapazitäten gemeinsam vorgehalten werden können. Durch die größere geografische Lage kann die fluktuierende Stromerzeugung besser ausgeglichen werden kann sowie günstige Flexibilitätsoptionen in Europa genutzt werden können.

Auch die Markttrollen müssen neu verteilt werden (VDE, 2008). Es ist die Bildung von zwei neuen Markttrollen erforderlich: die des Messdienstleisters und die des Messstellenbetreibers. Außerdem muss eine neue Markttrolle entwickelt werden, welche den Blick auf die gesamte Wertschöpfungskette richtet, um eine optimierte Einbindung von erneuerbaren Energieerzeugern zu gewährleisten. Dadurch wird die Verknüpfung des Angebots und der Nachfrage optimiert.

Die Energieagentur dena (dena, 2013) hat das Handlungsfeld Strommarktdesign näher untersucht und kam ebenfalls zu dem Ergebnis, dass das aktuelle Marktdesign zunehmend ungeeignet ist, um die Marktintegration großer Mengen erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Als wesentliche Handlungsempfehlungen gibt die Studie die folgenden vor:

- Das Strommarktdesign muss sich den Herausforderungen der Energiewende anpassen.
- Einbezug der erneuerbaren Energien in eventuelle Kapazitätsmärkte.
- Betrachtung der Sicherstellung der Versorgungssicherheit im europäischen Kontext.
- Die Versorgungssicherheit muss aufrecht gehalten werden und es müssen ausreichende Kraftwerkskapazitäten gesichert werden.
- Als Übergangslösung muss gesicherte Leistung bereitgestellt und Netzreserve vorgehalten werden.

- Um die Marktintegration in den EU-Binnenmarkt sicherzustellen muss eine Abstimmung mit den anderen EU-Ländern erfolgen.
- Die Rahmenbedingungen müssen so gesetzt werden, dass eine Integration von DSM und Speichern in die Märkte ermöglicht wird.

Dem Bundesverband für Energie und Wasserwirtschaft zufolge ist es wichtig, Lösungen zu wählen, welche die Integration der erneuerbaren Energieerzeuger, den Wettbewerb und die Investitionen fördern, aber auf der anderen Seite das Gesamtsystem arbeitsfähig halten (BDEW, 2011). So muss das Gesamtsystem marktkonform bleiben und das Netz muss allen Nutzern unter gleichbleibenden Bedingungen zur Verfügung gestellt werden. Die Vernetzung der Vertriebe, Verbraucher und dezentraler Erzeuger könnte durch einen Marktplatzbetreiber erfolgen.

Dem Öko-Institut (Matthes, 2013) nach muss der heutige Strommarkt um zwei weitere Segmente erweitert werden, eines für die Bereitstellung erneuerbarer Erzeugungsleistung und eines für die Bereitstellung gesicherter Leistung. Außerdem bildet die Einführung von Kapazitätsmärkten im konventionellen Segment einen notwendigen und zentralen Reformschritt.

6.2.2 Last-/ Zeitvariable Tarife und Verträge

Die variablen Tarife stehen im direkten Zusammenhang mit den genannten Technologiefeldern, vor allem mit der Informations- und Kommunikationstechnik sowie Smart Meter zur Übertragung der Preissignale und dem Lastmanagement als Anregungsfunktion, aktiv an diesem teilzunehmen.

Das Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI hat in einer Studie die variablen Tarife aus Kundensicht untersucht (Dütschke, Unterländer, & Wietschel, 2012). Mit Hilfe von Umfragen wurden verschiedene Tarifmodelle vom Endkunden auf Akzeptanz bewertet. Als Ergebnis gilt für die Gestaltung von Tarifmodellen, dass die Kunden einfache Tarifmodelle, also mit stabilen Geltungszeiten der kWh-Preise, bevorzugen. Der Studie zufolge sind variable Tarifmodelle besonders vielversprechend wenn sie mit Elementen der Heimautomatisierung für eine optimale Reaktion auf Preissignale verkauft werden. Weiterhin wurden die Effekte der variablen Tarife untersucht. Der Endkunde ist noch unentschieden, ob variable Tarife dazu beitragen, die Energienachfrage an das Angebot anzupassen. Hier lag das Ergebnis bei ca. 50% zu 50%. Allerdings gehen knapp 70% der Befragten davon aus, dass variable Tarife zu einem bewussteren Umgang mit Energie führen. Eine Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energieerzeuger durch variable Tarife sehen die Endkunden mit 55% eher nicht gegeben, 45 % sehen die Förderung als gegeben. Den Vorteil, mit variablen Tarifen Geld einzusparen, sehen 63% als gegeben an. Die Ergebnisse sind zum besseren Verständnis in Abb. 18 nochmals grafisch dargestellt.

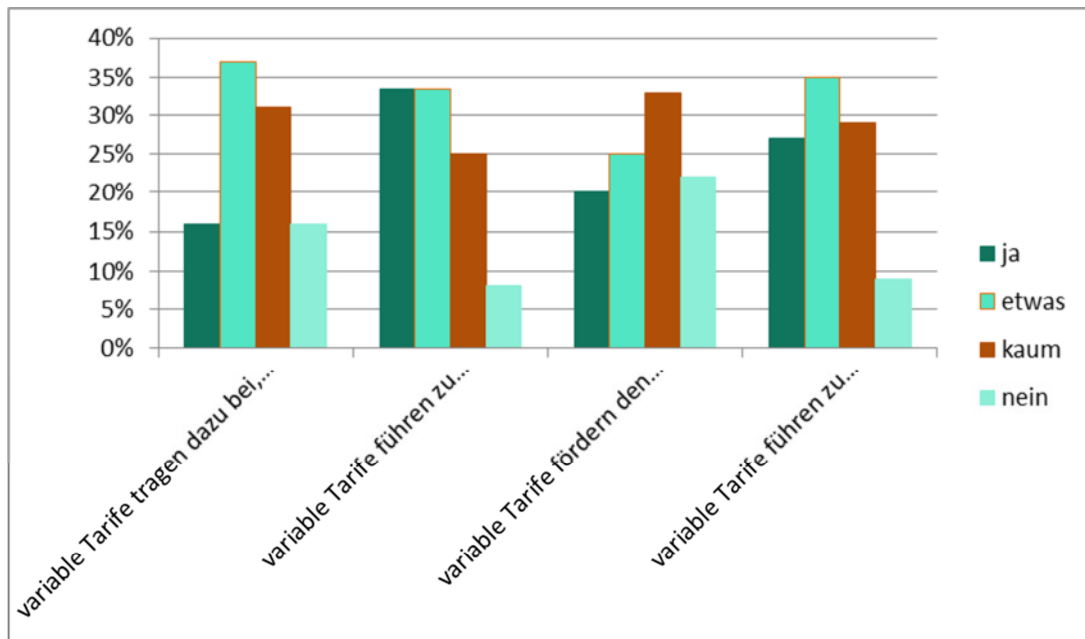


Abb. 17: Einschätzung der Endnutzer zu den Effekten variabler Tarife (eigene Darstellung in Anlehnung an (Dütschke, Unterländer, & Wietschel, 2012))

Auch die Bundesnetzagentur hat die variablen Tarife näher analysiert (BNetzA, 2010). Dabei schätzten Gutachten die Wirkung der variablen Tarife auf das Energiewirtschaftsgesetz ein. Der §40 Abs.3 des EnWG fordert, dass nach dem Angebot variabler Tarife energieeffizientes Handeln bewirkt werden soll. Zur Erreichung von **energieeffizientem Verhalten** wirken nach Einschätzung der Gutachter die Tarife nicht allein. Sie müssen eher als ein Instrument von vielen oder in Kombination mit anderen Möglichkeiten (beispielsweise Lastmanagement, Smart Home) gesehen werden. Die variablen Tarife können für die Versorgungsunternehmen neue Geschäftsfelder eröffnen sowie den alten Geschäftsfeldern neue Marktchancen bieten. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur müssen die Tarife hinreichend weit gespreizt sein, damit mindestens die Kosten einer Transaktion (Verhaltensänderung) der Verbraucher aufgefangen werden.

6.2.3 Staatliche Unterstützung und Gesetze

Die Rolle der Politik für die Entwicklung der einzelnen Technologie- und Marktfelder wurde bereits in den vorangehenden Analysekapiteln durch Handlungsempfehlungen thematisch angerissen. Die staatliche Unterstützung und die Definition sowie Weiterentwicklung der Gesetze spielen eine wichtige Rolle als Enabler für das intelligente Energieversorgungssystem in Deutschland. Der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau hat in einer Studie die energiepolitischen Positionen untersucht (VDMA, 2013). Die wichtigsten Kernpositionen der Studie sind nachfolgend zusammengefasst:

- Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit als Ziele der Energiepolitik müssen gleichrangig berücksichtigt werden.
- Marktwirtschaftlichen Instrumenten muss der Vorrang gegeben werden.
- Durch staatliche Regulierungen müssen faire Wettbewerbsbedingungen im Energiemarkt geschaffen werden.

- Die Ziele der Energiepolitik müssen EU- weit koordiniert werden.
- Das Emissionshandelssystem (ETS) muss als Kerninstrument der europäischen Klimapolitik reformiert werden.
- Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) muss zukunftssträchtig weiterentwickelt werden. Dabei soll durch Direktvermarktungsmodelle und die sukzessive Übernahme von Systemverantwortung die Marktintegration von erneuerbaren Energieerzeugern vorangetrieben werden.
- Die unternehmerische Freiheit für die Umsetzung von Energieeffizienzzielen soll beibehalten werden.
- Die Realisierung der Forschung soll durch private und öffentliche Mittel realisiert werden.

Die europäische Kommission beschreibt in einem Mitteilungsblatt an das europäische Parlament politische Initiativen, welche die Realisierung intelligenter Netze in Europa ermöglichen (Europäische Kommission, 2011). Die wichtigsten Initiativen sind nachfolgend zusammengefasst. Darin enthalten ist die Forderung, gemeinsame europäische Normen für intelligente Netze zu entwickeln, um ein funktionierendes intelligentes Energieversorgungssystem europaweit aufzubauen. Weiterhin sollen Regelungen der Datenschutz- und Sicherheitsfragen entwickelt werden, um die Privatsphäre des Verbrauchers zu wahren und den Zugang sowie die Kontrolle von Verbrauchern zu ihren von Dritten verarbeiteten Energiedaten zu erleichtern. Außerdem muss der Regulierungsrahmen für die Realisierung intelligenter Netze Investitionen in diese Netze berücksichtigen. Diese Regulierungsanreize sollten den Netzbetreiber dazu ermutigen, Einnahmen zu erzielen, welche nicht mit zusätzlichen Absatzmengen verbunden sind. Abschließend wird eine kontinuierliche Unterstützung und zügige Umsetzung von Innovationen gefordert. Außerdem soll Doppelarbeit durch engere Zusammenarbeit zwischen den Forschungseinrichtungen vermieden werden.

Neben den schon genannten Handlungsempfehlungen empfiehlt der Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE, 2010) die folgenden Punkte: Der Wärmesektor sollte in die Entwicklung des intelligenten Energieversorgungssystems miteinbezogen werden. Dabei ist zwar mit dem Erneuerbare Energien-Wärmegezet (EEWärmeG) ein erster Anfang gemacht, jedoch soll die Einbeziehung durch folgende Schritte beschleunigt werden:

- Eine Novellierung der Heizungsverordnung ist von Nöten.
- Die Bundesimmissionsverordnung (BlmSchV) soll verschärft werden.
- Das Marktanreizprogramm (MAP) soll fortgesetzt werden.
- Die Nutzungspflicht im EEWärmeG soll auf den Gebäudebestand ausgeweitet werden.
- Es soll eine Möglichkeit geschaffen werden, erneuerbaren Energien bei der Erfüllung von Anforderungen für Altbauanierungen zu verrechnen.

Außerdem sollte die Akzeptanz der Bevölkerung durch Öffentlichkeitsarbeit erhöht werden.

Die Monopolkommission hat die bestehenden Gesetze näher untersucht und folgende Handlungsempfehlungen aufgezeigt (Zimmer at al, 2013):

- Energiepolitik soll zukünftig wieder stärker auf Wettbewerb, Preismechanismus und marktrelevante Anreize setzen.

- Fördersysteme für erneuerbare Energien sollten in Zukunft so ausgestaltet sein, dass das nationale erneuerbare Energien Fördersystem und der europäische Emissionshandel aufeinander abgestimmt sind, das EEG zukünftig einen langfristigen Pfad für den jährlichen Zubau von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen festlegt und die Anlagen nur gefördert werden, wenn der Börsenpreis positiv ist.
- Die bestehenden Regulierungen von Stromnetzen ist zu verbessern durch eine Überprüfung der Anreizregulierungsverordnung, eine Anpassung der Netzentgelte hin zu einem höheren Grundentgelt und eine Aufnahme von Konzessionen zum Betrieb von Energieversorgungsnetzen in den § 46 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG).

Auch in einer rückblickenden Simulation aus der Zukunft werden Anreize durch das EnWG empfohlen (Fenn & Metz, 2011): Die Kosten für Komponenten im intelligenten Netz, welche die Spannung und Frequenz stabilisieren sowie die Kosten für den vorrausschauenden Netzaus- und Umbau sowie für Speicher sollten Anerkennung finden. Weiter sollten Speicheranreize für die dezentrale volatile Einspeisung gesetzt werden und eine von der Netzlast abhängige Vergütungshöhe im EEG berücksichtigt werden.

Eine Studie des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) über die Treiber und Hemmnisse des intelligenten Energieversorgungssystems (Kahlenborn et al, 2013) zeigt auf, dass die meisten politischen Handlungsempfehlungen zwar bekannt sind, der Mut jedoch zu gering ist, um diese anzugehen und die Widerstände noch sehr hoch sind. Die Handlungsempfehlungen der Studie für die Politik sind eine bessere Koordination der Förderfelder, die Initiierung von Pilotprojekten, die Auslobung eines nationalen Gründerpreises, die Entwicklung von Exitstrategien für einzelne Regionen und Sektoren, die stärkere Förderung von Transformationsprojekten sowie das Mainstreaming von Monitoring, Evaluation und Adaption der Ergebnisse in allen Feldern der Transformationspolitik. Weiterhin sollen die innovations- und technologiebezogenen Fragestellungen, welche sich aus dem Forschungsbedarf zu den Schlüsseltechnologien des intelligenten Energieversorgungssystems ableiten, verstärkt angegangen werden.

Die im April 2014 verabschiedete Reform des EEG stellt auf der Messe Hannover niemanden zufrieden (W. Eder, 2014). Bei der Reform ist nach Sicht der vorsitzenden BDEW-Hauptgeschäftsführung offen geblieben, wie der Strommarkt reformiert werden soll, welcher bisher den Betrieb von Steinkohle-, Gas- und Pumpspeicherkraftwerken unwirtschaftlich macht und Investoren abschreckt. So werden inzwischen schon 43 Prozent aller geplanten Kraftwerksneubauten infrage gestellt, 32 der 74 geplanten Anlagen bis 2020 sind davon betroffen. Für die Kritiker des reformierten EEG 2.0 hilft nur ein neues Strommarktdesign, welches lange gültig ist. Weiterhin sind die Regelungen zur Eigenstromversorgung im EEG 2.0 nach Ansicht des VDMA-Fachverbandes Powersystems¹⁵ nicht akzeptabel. Nach deren Ansicht stehen in den verschiedenen Sparten viele KWK-Anlagen, welche bisher von der EEG-Umlage befreit waren. Das EEG 2.0 belastet nun aber industrielle und gewerbliche Eigenstromerzeugung mit der EEG-Umlage. Für die Sparte Industrie seien die 20 Prozent Belastung noch tragbar, die 50 Prozent für die anderen Anwender (Gewerbe, Handel, Dienstleistung) gefährden akut den Ausbau der KWK-Anlagen. Somit sollte das reformierte EEG neu überarbeitet werden, und dies so schnell wie möglich.

¹⁵ Vertritt die Technologielieferanten für die Energieerzeugung

7 Bewertung der Technologie- und Marktfelder anhand einer Expertenumfrage

In den nachfolgenden Kapiteln werden die Vorgehensweise für die Bewertung der vorgestellten Technologie- und Marktfelder näher beschrieben, die eingeteilten Fortschrittsstadien definiert sowie die Auswahl der Thesen erläutert. Anschließend wird eine Auswahl an Experten getroffen, welche an der Umfrage teilnehmen. Nach der Beschreibung zum Vorgehen für die Expertenauswahl sowie dem Vorgehen für die Fragebogenerstellung wird die Expertenumfrage ausgewertet.

7.1 Vorgehensweise zur Technologiebewertung

Die einzelnen Technologie- und Marktfelder werden in den nachfolgenden Kapiteln auf den Fortschritt in ihrer Entwicklung bewertet. Dazu wurden in den Analysekapiteln die einzelnen Felder näher analysiert und Herausforderungen sowie Handlungsempfehlungen dazu aufgezeigt. Aus diesen sind die wichtigsten ausgewählt und Thesen dazu aufgestellt und beschrieben (Vorgehensweise vgl. Kap. 7.1.1). Die Thesen werden durch die Experten für die verschiedenen Felder auf den Entwicklungsfortschritt bewertet. Für die Bewertung erfolgt eine neue Unterteilung der Felder. Die Technologiefelder „Ausbau Stromnetz“, „Erneuerbare Energieerzeuger“ und „Energiespeicher“ bleiben bestehen, die Felder „Informations- und Kommunikationstechnik“ und „Smart Meter“ werden zu „Informations- und Kommunikationstechnik mit Smart Meter“ zusammengefasst. Weiter werden „Virtuelles Kraftwerk“ und „Smart Home“ als „Anwendungen“ beschrieben, das Marktfeld „Last- / Zeitvariable Tarife und Verträge“ wird in das Technologiefeld „Technisches Lastmanagement“ zu „Lastmanagement und Tarife“ integriert. Die Marktfelder „Zukünftiges Strommarktdesign“ sowie „Staatliche Unterstützung und Gesetze“ sind in die verschiedenen Bewertungsfelder integriert, da diese auf jedes Feld einwirken. Sie werden somit nicht gesondert betrachtet.

Wie in den vorherigen Analysekapiteln aufgezeigt, weist jedes Technologie- und Marktfeld verschiedenste Handlungsempfehlungen auf. Für ein funktionierendes intelligentes Energieversorgungssystem in Deutschland müssen die einzelnen Felder zusammenarbeiten. Beispielsweise kann ein Energiespeicher keine fluktuierend erzeugte Energie einspeichern, wenn die erneuerbaren Energieerzeuger nicht ausgebaut werden und Energie erzeugen oder das Stromnetz die erzeugte Energie nicht leiten kann (vgl. Kap 4 und 6). Dieser Ausbau der erneuerbaren Energieerzeuger und des Stromnetzes hängt wiederum von Investitionsunterstützungen durch den Staat ab. Somit spielen alle Technologie- und Marktfelder eine wichtige Rolle für ein funktionierendes intelligentes Energieversorgungssystem in Deutschland. Um eine Vorhersage treffen zu können, wann das Zusammenspiel der verschiedenen Felder für ein funktionierendes intelligentes Energieversorgungssystem in Deutschland funktioniert, werden alle Felder in die Bewertung einbezogen.

Da die Bewertung auf den Entwicklungsfortschritt eingehen soll, erfolgt eine Einteilung des Fortschritts in drei Stadien: Technologiefeldpotenzial, Anwendungsreife und Technologiefeldattraktivität. Dadurch wird die Entwicklung der verschiedenen Felder weiter unterteilt, um somit eine noch genauere Vorhersage treffen und die verschiedenen Entwicklungsstadien in den Roadmaps darstellen zu können. Die Stadien werden im nächsten Kapitel näher definiert. Die

Thesen, welche durch die Experten auf den Entwicklungsfortschritt bewertet werden, sind jeweils einem dieser Stadien zugeteilt. Die Ergebnisse der Umfrage sind im Kapitel 8 in einer Gesamt-Roadmap dargestellt.

7.1.1 Definition der Fortschrittsstadien und Auswahl Kriterien

Die Fortschrittsstadien Technologiefeldpotenzial, Anwendungsreife und Technologiefeld-attraktivität werden nachfolgend näher erläutert:

Das **Technologiefeldpotenzial** beschreibt eine theoretische potenzielle Leistungsfähigkeit, welche das Technologie- oder Marktfeld besitzt, um an der Energiewende teilzunehmen und ein funktionierendes intelligentes Energieversorgungssystem in Deutschland aktiv zu unterstützen. In die Bewertung werden nur solche Felder aufgenommen, bei denen ein Potenzial nach heutigem Stand ersichtlich erscheint.

Das Stadium der **Anwendungsreife** stellt dar, wann ein Technologie- oder Marktfeld so weit entwickelt und ausgereift ist, um aktiv in einem intelligenten Energieversorgungssystem teilzunehmen. Dazu zählen technische und technologische Faktoren, welche als Grundlage für das Technologiefeld entwickelt sein müssen. Zudem müssen weichenstellende politischen Rahmenbedingungen für das Technologie- oder Marktfeld geschaffen sein, damit dieses das Stadium der Anwendungsreife erfüllt.

Technologiefeldattraktivität bezeichnet die genannten Kriterien des Stadiums Anwendungsreife sowie die Weiterentwicklung des Technologie- oder Marktfeldes, um die gesellschaftliche Akzeptanz dieser zu erhöhen. Auch technische und technologische Weiterentwicklungen gehören zu diesem Stadium. Weiterhin gehören politische Vorgaben, welche das Feld attraktiver gestalten, dazu. Außerdem beinhaltet die Technologiefeldattraktivität wirtschaftliche Faktoren, die einen Vorteil für Endnutzer oder Energieversorgungsunternehmen bieten sowie die Kostenentwicklung der Technologie- und Marktfelder.

Wie schon erwähnt werden diesen Entwicklungsstadien die erstellten **Thesen** für die Expertenbewertung zugeordnet. Die Auswahl der Thesen erfolgt durch die vorherigen Analysekapitel. Aus den darin enthaltenen Handlungsempfehlungen, der Aufdeckung von Herausforderungen, den verschiedenen Entwicklungsplänen der Industrie und Bundesregierung sowie durch eigene Interpretationen resultiert die Formulierung dieser Thesen. Da es für verschiedene Technologie- und Marktfelder nach einer Erstformulierung sehr viele Thesen¹⁶ gibt, werden die wichtigsten ausgewählt und den Experten zur Bewertung ausgehändigt.

7.1.2 Auswahl von Experten

Die Auswahl der Experten erfolgt durch verschiedene Vorgehensweisen:

Durch die Veröffentlichungen von Literatur in Form von wissenschaftlichen Studien, Zeitungsbeiträgen, Dissertationen, o.ä. werden die Autoren dieser Literatur als Experten für die verschiedenen Technologie- und Marktfelder definiert. Außerdem werden durch eine Internetrecherche bei Energieversorgungsunternehmen, Forschungseinrichtungen und der Industrie

¹⁶ Die Thesen werden aufgrund des inhaltlichen Bezugs zu den Einzel-Roadmaps im Kapitel 7.2 aufgezeigt.

weitere Experten gesucht. Durch diese Vorgehensweise wird ein breites Feld an verschiedenen Sparten für die Expertendefinition abgedeckt. Und drittens weist das Datenbanksuchsystem Techminer der Fraunhofer Gesellschaft eine Funktion der Expertensuche auf. Durch Angabe von Schlagwörtern werden die Datenbanken nach Experten durchsucht und aufgelistet.

7.1.3 Erstellung und Ausbau der Fragebögen

Für die Erstellung der Fragebögen werden Thesen (Vorgehen vgl. Kap. 7.1.1) formuliert. Die Experten bewerten nun zunächst die Wichtigkeit der These für ein funktionierendes intelligentes Energieversorgungssystem in Deutschland. Anschließend geben sie eine aktuelle Bewertung ab, in wie weit sie der These bei bisherigem Entwicklungsstand zustimmen, um anschließend eine ungefähre Vorhersage zu treffen, wann sie der These mindestens größtenteils zustimmen. Diese Angaben dienen als Grundlage für die Erstellung einer Roadmap in Kapitel 8.

Zusätzlich können die Experten im Kommentarfeld ihre Bewertung noch näher erklären, wie beispielsweise durch eine Erläuterung von Abhängigkeiten und Hürden der These von der Politik oder anderen Technologien. Da die Umfrage für die Experten einfach Auszufüllen sein und möglichst wenig Zeit beanspruchen soll, kann die Umfrage mit Hilfe eines Auswahlverfahrens¹⁷ bearbeitet werden. In Abb. 18 wird der Aufbau der Umfrage an einem Beispiel näher beschrieben, die verschiedenen Thesen der unterschiedlichen Felder werden im Kapitel 8 genannt.

Thesen	Wichtigkeit der These			These für ein funktionierendes Smart Energy Gesamtsystem in Deutschland gegeben							Kommentar (Hürden, Probleme, nähere Beschreibung)
	weniger wichtig	wichtig	sehr wichtig	Ich stimme dieser These _____ zu					Ab dem folgend genannten Jahr stimme ich der These mindestens größtenteils zu		
				gar nicht	eher nicht	teilweise	größtenteils	voll und ganz			
Die Spannungsqualität muss gesichert werden These: Für betroffene Netzabschnitte ist der Aufbau von geeigneten Steuerungsmöglichkeiten an den Ortsnetzstationen zur Sicherung der Spannungsqualität ausreichend fortgeschritten	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	20		
Für ein funktionierendes Lastmanagement muss die IKT Technik Lasten zu- und abschalten können. These: Die benötigten Steuerungseinrichtungen zum Zu- und Abschalten der Lasten sind angebunden	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	20		

Abb. 18: Aufbau Expertenumfrage

¹⁷ Einfache Auswahl durch Anklicken mit der Computer Maus

Für ein besseres Verständnis der Umfrage wird in Tab. 8 der Aufbau näher erläutert:

Tab. 8: Beschreibung Expertenurfrage

Unterteilung	Beschreibung
Thesen	In dieser Spalte wurden die Thesen aufgestellt. Dazu wurde erst ein Einleitungssatz gegeben und anschließend die These definiert.
Wichtigkeit der These	Hier bewerten die Experten durch das Auswahlverfahren, wie wichtig die These für ein funktionierendes intelligentes Energieversorgungssystem in Deutschland ist.
These für ein funktionierendes intelligentes Energieversorgungssystem in Deutschland gegeben	Zunächst bewerten die Experten, in wie weit sie der These zum aktuellen Zeitpunkt in Deutschland zustimmen. Anschließend geben sie eine Einschätzung, wann sie der These mindestens größtenteils zustimmen. Im Kommentarfeld können abschließend noch nähere Erläuterungen gegeben werden.

7.1.4 Vorgehensweise zur Auswertung der Expertenurfrage

Es erklärten sich 28 unabhängige Experten dazu bereit, an der Umfrage teilzunehmen, es wurden:

- 10 Fragebögen zum „Ausbau Stromnetz“
- 4 Fragebögen zu „erneuerbare Energieerzeuger“
- 4 Fragebögen zu „Energiespeicher“
- 4 Fragebögen zu „Informations- und Kommunikationstechnik mit Smart Meter“
- 2 Fragebögen zu „Anwendungen (Smart Home / virtuelles Kraftwerk)“
- 4 Fragebögen zu „Lastmanagement und Tarife“

ausgefüllt.

Da für diesen Bericht die Expertenauswahl nicht auf der Grundlage von Quantität sondern von Qualität erfolgte, nahmen ausreichend Experten an der Umfrage teil, um einen ersten Überblick zu geben, wie eine Roadmap für ein funktionierendes intelligentes Energieversorgungssystem in Deutschland aussehen könnte. Die Experten haben Thesen ausgelassen, falls sie dazu keine Meinung hatten, es nicht einschätzen konnten oder keinen ausreichenden Wissensstand im genannten Thesengebiet aufweisen konnten.

Um im Kapitel 8 eine Gesamt-Roadmap für das intelligente Energieversorgungssystem in Deutschland zu erstellen, wird die Expertenurfrage der einzelnen Technologie- und Marktfelder folgendermaßen ausgewertet:

Als erstes werden die Kommentare der Experten zu jeder These betrachtet. Sind sich die Experten einig, dass das Ziel dieser These nie erreicht werden kann¹⁸ oder es eine kontinuierliche Aufgabe¹⁹ ist, so werden diese Thesen in der Auswertung ausgeschlossen. Anschließend werden die Nennungen der Jahreszahlen verglichen, wann die Experten die These als erfüllt ansehen. Gibt es große Ausreißer, so wird untersucht, warum diese Expertenmeinung so weit von den anderen Nennungen abweicht. Meist liegt es daran, dass die These falsch verstanden oder eine Abhängigkeit zu anderen Feldern hergestellt und die These damit als kontinuierlich angesehen wurde. Dabei wurde aber die Absicht verfehlt jedes Technologie- und Marktfeld gesondert zu betrachten. Es erfolgt ein Ausschluss dieser Experten für diese These. Die ausgeschlossenen Thesen sowie Experten werden im Kap. 7.2 trotzdem beschrieben. Die Auswertung der Umfrage erfolgte durch drei verschiedene Verfahren:

- **Berechnung** der Anwendungsreife und Technologiefeldattraktivität
- Erstellung einer **Einzel-Roadmap** für jedes Technologie- und Marktfeld
- Betrachten der Gauß'schen Glockenverteilung

Berechnung:

Da die Thesen vorher in Anwendungsreife und Technologiefeldattraktivität eingeteilt wurden, werden diese folgendermaßen berechnet. Mit den berechneten Werten wird ein erster Überblick gegeben, wann das Technologie- / Marktfeld anwendungsreif bzw. attraktiv sein könnte.

$$\text{Wichtigkeit These: } \mathbf{W_t} = \frac{\sum \text{Experteneinschätzung Wichtigkeit}}{\text{Anzahl Nennungen Wichtigkeit}}$$

$$\text{Durchschnittliche Jahreszahl: } \mathbf{J_d} = \frac{\sum \text{Jahreszahlennennungen der Experten}}{\text{Anzahl Nennungen Jahreszahlen}}$$

$$\text{Anwendungsreife: } \mathbf{AW} = \frac{\sum \mathbf{AW}(\mathbf{W_{tAW}} * \mathbf{J_{dAW}})}{\text{Anzahl Nennungen AW}}$$

$$\text{Technologiefeldattraktivität: } \mathbf{TA} = \frac{\sum \mathbf{TA}(\mathbf{W_{tTA}} * \mathbf{J_{dTA}})}{\text{Anzahl Nennungen TA}}$$

Einzel-Roadmaps:

Für die Einzel-Roadmaps werden die Thesen nach der Wichtigkeit aus Expertensicht absteigend geordnet. Außerdem sind für die Unterscheidung der Stadien Anwendungsreife und Technologiefeldattraktivität verschiedene Farben verwendet. Die Jahreszahlennennungen der Expertenmeinungen werden gekennzeichnet. Die Einzel-Roadmaps sind in Kapitel 7.2 dargestellt.

¹⁸ Beispiel: Lastmanagement funktioniert nicht mit Komforteinschränkungen beim Nutzer, was auch verschiedenen Projekte (Web2Energy, e-Energy) belegen.

¹⁹ Beispiel: Weiterentwicklung und Forschung von verschiedenen Leiterseiltechnologien für den Ausbau des Stromnetzes.

Gauß'sche Glockenverteilung:

Mit Hilfe der Gauß'schen Glockenverteilung wird die Verteilung der Jahreszahlennungen veranschaulicht. Im Gegensatz zu den anderen Verfahren hat hier die Wichtigkeit der These keinen Einfluss auf die Erreichung der Anwendungsreife oder Technologiefeldattraktivität.

Aus diesen drei Verfahren wird abschließend die Jahreszahl der Anwendungsreife oder Technologiefeldattraktivität für jedes Technologie- und Marktfeld bestimmt, welches in der Gesamt-Roadmap dargestellt wird. Für die Ermittlung werden die berechneten Werte sowie die Einzel-Roadmaps mehr gewichtet, da hier die eingeschätzte Gewichtung der Experten zu jeder These einen Einfluss besitzt, die Gauß'sche Glockenverteilung lässt diese Gewichtung außen vor. Außerdem ist diese Glockenverteilung durch die wenigen Messpunkte nicht wirklich aussagekräftig²⁰. Als Hilfsmittel zur Findung der Jahreszahl für die Stadien kann sie jedoch verwendet werden. Durch die nicht sehr große Anzahl an Experteneinschätzungen sind die ermittelten Jahreszahlen nicht als exakt anzusehen, sie stellen auf Basis der Expertenumfrage eine ungefähre Einschätzung dar, wann die Felder die verschiedenen Stadien für ein funktionierendes intelligentes Energieversorgungssystem in Deutschland erfüllen werden. Zusätzlich wurde auf die Experteneinschätzung ein „qualitativer Blick“ geworfen, wenn es ausreisende Meinungen gab, welche aber nicht ausgeschlossen werden konnten, so wurden diese weniger gewichtet.

7.2 Bewertung der Technologiefelder durch Experten

In den folgenden Abschnitten werden die Einzelauswertungen der verschiedenen Technologie- und Marktfelder aufgezeigt. Dazu sind für jedes Feld zuerst die Einzel-Roadmaps dargestellt und die Thesen dazu genannt. In der Roadmap werden die Thesen über dem Jahr abgetragen. Die Thesen sind in den Einzel-Roadmaps nach der Wichtigkeit, bei gleicher Gewichtung nach dem abgefragten Stadium (zuerst Anwendungsreife, dann Technologiefeldattraktivität) und abschließend absteigend nach der Thesennummer sortiert. Jahreszahlennungen der Experten werden durch ein x dargestellt. Weiterhin wird beschrieben, welche Thesen nicht für die Auswertung betrachtet wurden und warum. Auch verschiedene Expertenmeinungen werden für die Auswertung ausgelassen, dies wird beschrieben und begründet. Anschließend erfolgt eine Interpretation der Roadmaps und die Enabler des Feldes durch die gewichtende Experteneinschätzung werden hervorgehoben.

²⁰ Aus diesen Gründen wird von einer grafischen Darstellung der Glockenkurven abgesehen.

7.2.1 Ausbau Stromnetz

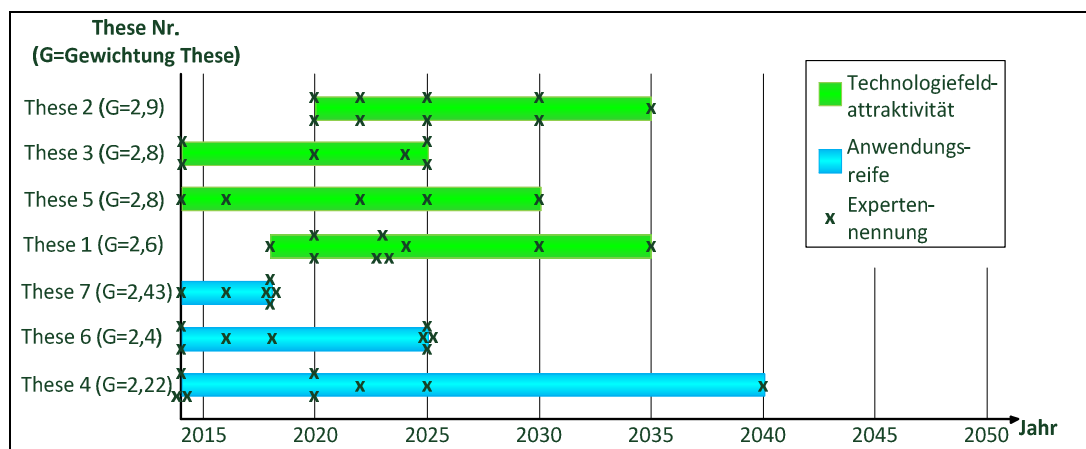


Abb. 19: Einzel-Roadmap Ausbau Stromnetz

Tab. 9: Darstellung Thesen Ausbau Stromnetz (G = Gewichtung These, AW = Anwendungsreife, TA = Technologiefeldattraktivität)

These	Beschreibung	G	AW/TA
1	Die Bundesnetzagentur bestätigt den Netzentwicklungsplan 2013 sowie den Offshore-Netzentwicklungsplan 2013. These: Die Pläne dazu werden sowohl inhaltlich als auch zeitlich eingehalten.	2,6	TA
2	Für die Verteilung des Stroms von Norddeutschland nach Süddeutschland und umgekehrt müssen die oberen Ebenen des Stromnetzes ausgebaut werden These: Höchst- und Hochspannungsnetze sind genügend ausgebaut/umgebaut/überholt.	2,9	TA
3	Die unteren Ebenen müssen für die Stromverteilung ausgebaut werden These: Übertragungs- und Verteilungsnetze sind genügend ausgebaut/umgebaut/überholt.	2,8	TA
4	Der Strom muss bipolar fließen können These: Die Stromnetze sind für eine bipolare Flussrichtung (Strom und Daten) ausgebaut.	2,22	AW
5	Hohe volatile Stromerzeugung gefährdet die Netzstabilität These: Das Netz kann auch bei hoher volatiler Einspeisung durch erneuerbare Energieerzeuger stabil betrieben werden, d.h. ohne Erzeuger abregeln zu müssen und ohne Zusammenbruch.	2,8	TA
6	Die Marktteilnehmer müssen die Aufgaben- und Rollenverteilung klären These: Die zukünftige Aufgaben- und Rollenverteilung in der Zusammenarbeit von Übertragungs- und Verteilernetzbetrieb ist geklärt.	2,4	AW
7	Als Handlungsempfehlung für die Erreichung der Rendite empfehlen Experten die Anpassung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). These: Die ARegV ist angepasst, sodass die Verteilernetzbetreiber die von der Regulierung vorgesehene Rendite erwirtschaften können.	2,43	AW

Für das Technologiefeld Stromnetzausbau wird in der Auswertung die These „Die erneuerbaren Energieerzeuger (EE) liefern in der Zukunft den Strom; **These: Eine dezentrale Anbindung von EEs ist für alle Personen in Deutschland prinzipiell möglich**“ aus der Auswertung ausgeschlossen. Dies liegt daran, dass sich die Experten einig sind, dass jeder erneuerbare Energieerzeuger schon heute einen Netzanschluss erhält, jedoch an manchen Orten Auflagen dagegen sprechen und nicht jeder Person Kapital und Flächen zur Verfügung stehen. Weiterhin ist die These „Neue Technologien reduzieren den Netzausbau; **These: Technische Alternativoptionen (neue Seiltechnologien, ...) zur Reduktion des Netzausbaus sind untersucht**“ nicht miteinbezogen. Begründung hierfür ist die Kontinuität dieser Aufgabe. Auch hier sind sich die Experten einig, dass keine wirkliche Jahreszahl angegeben werden kann, da diese Aufgabe niemals endet. Für die Erstellung der Einzel-Roadmap wird eine Expertenmeinung nicht miteinbezogen, da dieser das Technologiefeld Ausbau Stromnetz mit der kontinuierlichen Anpassung durch neue erneuerbare Energieerzeuger verbindet und somit den Sinn des gesonderten Betrachtens jedes Technologiefeldes, anders als im Fragebogen vorgesehen

interpretiert. Dies belegen auch die viel höheren Jahreszahlennungen im Gegensatz zu den anderen Expertenmeinungen.

Die Jahreszahlennungen der Experten weisen teilweise größere Unterschiede auf. Dies liegt zum einen an den verschiedenen Sparten, aus welchen die Experten stammen. Außerdem können die Experten verschiedene Einflüsse auf ihre Jahreszahlennennung einfließen lassen.

Die größte Zeitspanne weist für das Technologiefeld Ausbau Stromnetz die These vier auf. Insgesamt sind sich die Experten für diese These der bipolaren Flussrichtung im Stromnetz eher uneins, etwa ein Drittel sehen die Möglichkeit der bipolaren Flussrichtung schon heute, andere sehen die Bipolarität z.B. durch Messeinrichtungen weiteren Anpassungsbedarf oder durch weiteren Ausbaubedarf der bisher rund 1.500 km geplanten HGÜ²¹-Leitungen um 2020-2025. Die ausreisende Meinung 2040 beschreibt die Bipolarität als regional unterschiedlich und geht von einer langen erforderlichen Zeit aus, um den benötigten Umbau abzuschließen und somit die Flexibilität umfassend erschließen zu können.

Für den Ausbau des Stromnetzes sind nach Experteneinschätzung vor allem die Themen des Ausbaus selbst (Thesen 1, 2, 3, 5) sowie dessen Finanzierung und die neue Marktordnung (Thesen 6 und 7) als sehr wichtig anzusehen.

²¹ Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

7.2.2 Erneuerbare Energieerzeuger

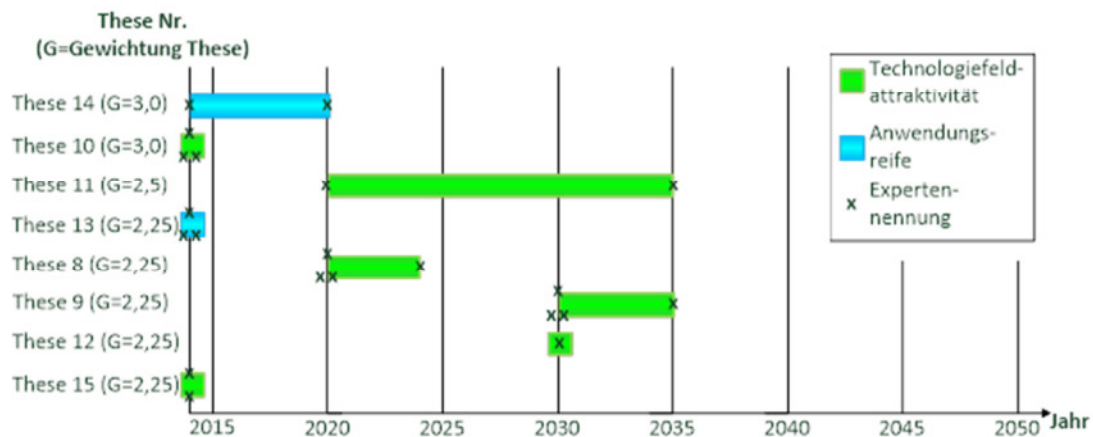


Abb. 20: Einzel-Roadmap erneuerbare Energieerzeuger

Tab. 10: Darstellung Thesen erneuerbare Energieerzeuger (G = Gewichtung These, AW = Anwendungsreife, TA = Technologiefeldattraktivität)

These	Beschreibung	G	AW/TA
8	Die Bundesregierung plant einen anteiligen Ausbau der erneuerbaren Energieerzeuger auf 35% im Jahr 2020. These: Die Pläne der Bundesregierung werden inhaltlich sowie zeitlich eingehalten.	2,25	TA
9	Die Bundesregierung plant einen anteiligen Ausbau der erneuerbaren Energieerzeuger auf 50% im Jahr 2030. These: Die Pläne der Bundesregierung werden inhaltlich sowie zeitlich eingehalten.	2,25	TA
10	Stromgestehungskosten sind eine wichtige wirtschaftliche Größe These: Die Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energieerzeugern haben den Break-Even-Point im Vergleich zur aktuellen Situation für Verbraucher überschritten.	3,0	TA
11	These: Die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energieerzeuger haben den Break-Even-Point im Vergleich zur aktuellen Situation für Energieversorgungsunternehmen überschritten.	2,5	TA
12	Verbraucher werden nur durch finanzielle Anreize zum Prosumer These: Die Gesellschaft erhält durch den Wandel zum Prosumer einen finanziellen Vorteil, da die Amortisationszeit gering ist und der Prosumer somit über die Jahre Energiekosten einspart.	2,25	TA
13	Die Verminderung der CO ₂ -Emissionen ist ein großes Ziel der Energiewende These: Die Energieversorgungsunternehmen halten die Politischen Vorgaben zur Einsparung von CO₂-Emissionen ein.	2,25	AW
14	Die politischen Regelungen für den Ausbau der erneuerbaren Energieerzeuger werden aktuell entwickelt These: Die gesetzlichen Regelungen und Rahmenbedingungen sind vorgegeben.	3,0	AW
15	Subventionierungen unterstützen den Ausbau direkt These: Für die Prosumer sind Rahmenbedingungen durch Subventionierungen vorgegeben.	2,25	TA

Im Technologiefeld erneuerbare Energieerzeuger wird für die Auswertung die These „Subventionierungen unterstützen den Ausbau direkt; **These: Für die Energieversorgungsunternehmen sind Rahmenbedingungen durch Subventionierungen vorgegeben**“ ausgeschlossen. Grund hierfür ist die einheitliche Meinung der Experten, dass die für die Energieversorgungsunternehmen relevanten Rahmenbedingungen sehr wenig mit Subventionen zu tun haben, eher kommt es hier auf das neue Marktdesign, eine neue Marktordnung, Netzentgelte, usw. an. Für die Auswertung erfolgt kein Ausschluss von Jahreszahlennennungen der Experten, allerdings werden für manche Thesen wenige Einschätzungen der vier teilnehmenden Experten abgegeben. Insgesamt sind sich die Experten größtenteils einig, einzig These vier weist eine große Zeitspanne auf. Dies liegt daran, dass ein Experte (Nennung 2035) die externen Kosten für die bisher billigeren Kern- und Kohlekraftwerken nicht mit einbezieht. Dies gab er in der Kommentarfunktion der Umfrage an. Wenn diese externen Kosten mit einbezogen werden würden, könnte er der These in naher Zukunft zustimmen, was der anderen Expertenmeinung von 2020 näher entsprechen würde.

Nach Experteneinschätzung sind für das Technologiefeld erneuerbare Energieerzeuger vor allem politische Themen (Thesen 13, 14, 15) und wirtschaftliche Faktoren (Thesen 10, 11, 12) von großer Bedeutung.

7.2.3 Energiespeicher

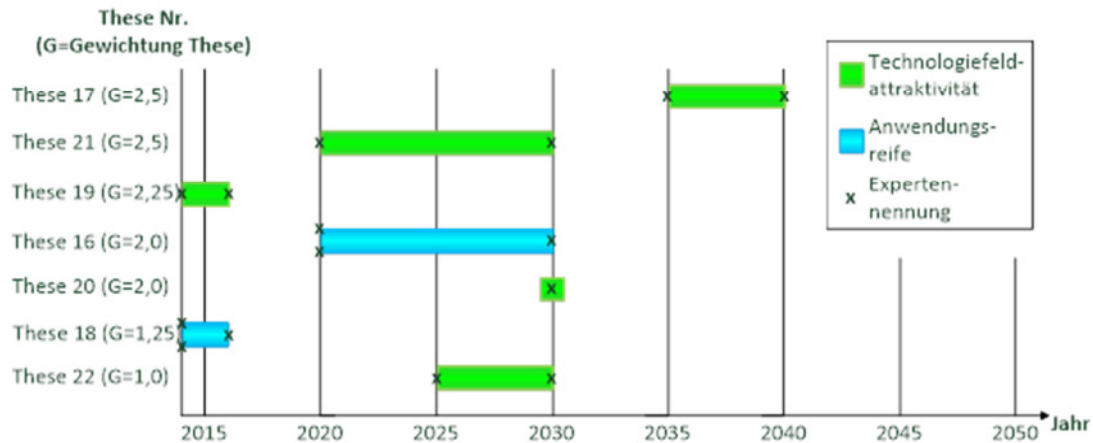


Abb. 21: Einzel-Roadmap Energiespeicher

Tab. 11: Darstellung Thesen Energiespeicher (G = Gewichtung These, AW = Anwendungsreife, TA = Technologiefeldattraktivität)

These	Beschreibung	G	AW/TA
16	Die Bundesregierung plant einen anteiligen Ausbau der erneuerbaren Energieerzeuger auf 35% im Jahr 2020. These: Die im Jahr 2020 betriebenen Speicher sind dazu in der Lage, den durch die erneuerbaren Energieerzeuger erzeugten Strom aufzunehmen.	2,0	AW
17	Die Bundesregierung plant einen anteiligen Ausbau der erneuerbaren Energieerzeuger auf 50% im Jahr 2030. These: Die im Jahr 2030 betriebenen Speicher sind dazu in der Lage, den durch die erneuerbaren Energieerzeuger erzeugten Strom aufzunehmen.	2,5	TA
18	Für Nutzer gibt es mehrere Kriterien, um einen Speicher im Haushalt zu betreiben. These: Die Speichermerkmale (Wirkungsgrad, Energiedichte, Leistungsdichte, Größe) sind für einen Nutzer geeignet, um einen Stromspeicher im Haushalt zu betreiben.	1,25	AW
19	Die Investitionen müssen sich lohnen These: Die Investitionskosten für Prosumer überschreiten den Break-Even-Point, d.h. es ist billiger den erzeugten Strom durch einen Speicher einzuspeichern um diesen später zu verbrauchen als den erzeugten Strom bei einem Überangebot ins Netz einzuspeisen und bei einem Unterangebot zurückzukaufen.	2,25	TA
20	These: Die Investitionskosten für Energieversorgungsunternehmen überschreiten den Break-Even-Point, d.h. es ist billiger den durch Prosumer erzeugten Strom durch einen Speicher einzuspeichern um diesen später wieder anzubieten als den Strom bei hoher Nachfrage selbst zu produzieren.	2,0	AW
21	Um einen finanziellen Vorteil zu bekommen, muss die Lebensdauer länger sein als die Amortisationszeit These: Die Lebensdauer der Stromspeichersysteme ist länger	2,5	TA

als ihre Amortisationszeit.

22 Die von der Bundesregierung geplante Anzahl an Elektroautos beträgt 2020 eine Million. 1,0 TA

These: Die Anzahl der Elektroautos im Jahr 2020 beträgt ca. eine Million.

Für das Technologiefeld Energiespeicher können alle vorher definierten Thesen verwendet werden. Auch alle Experteneinschätzungen werden in die Auswertung einbezogen, jedoch können manche Experten verschiedene Thesen nicht einschätzen und gaben somit keine Jahreszahl an. Längere Zeiträume zwischen den einzelnen Jahreszahlennungen weisen in diesem Technologiefeld die These 16 sowie die These 21 auf. Für These 16 kann keine plausible Erklärung dafür gegeben werden, dabei liegt es eher an der persönlichen Einschätzung der Experten. Die These 21 ist sehr technologieabhängig, da in der Umfrage aber nur das gesamte Technologiefeld Energiespeicher und nicht die einzelnen Speichertechnologien betrachtet wird, kommt die große Abweichung daher, welche Technologien der Experte stärker in seine Abschätzung einfließen lässt. Dies geht auch aus den Kommentaren der Experten hervor.

Insgesamt sind für dieses Technologiefeld nach Experteneinschätzung die wirtschaftlichen Faktoren (Thesen 19, 20, 21) sowie die Möglichkeit zur Einspeicherung des überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energieerzeugern (Thesen 16, 17) als sehr wichtig einzustufen.

7.2.4 Informations- und Kommunikationstechnik mit Smart Meter

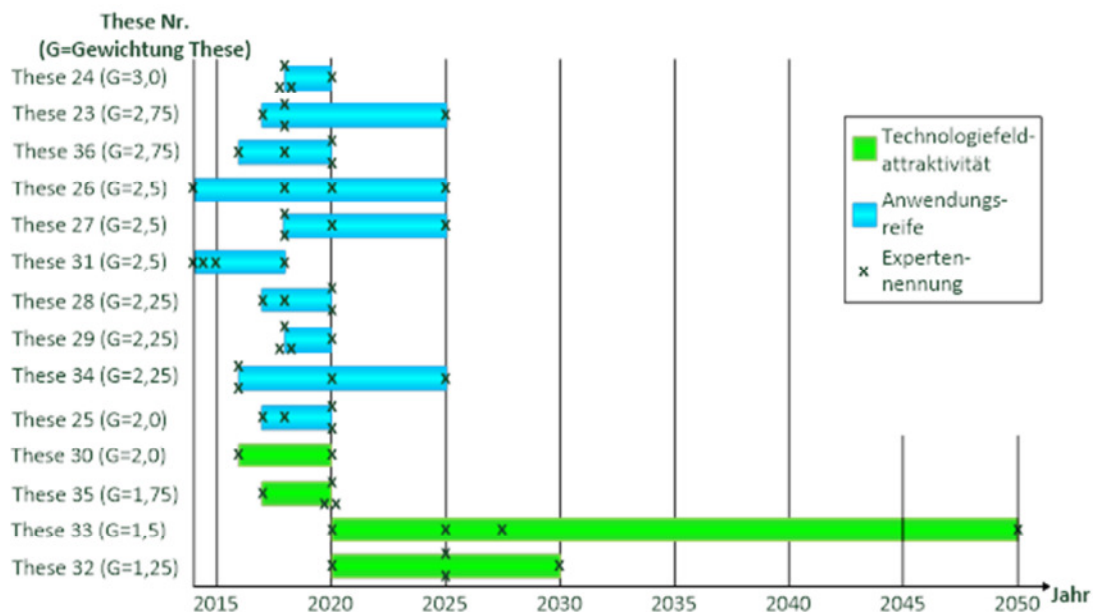


Abb. 22: Einzel-Roadmap Informations- und Kommunikationstechnik mit Smart Meter

Tab. 12: Darstellung Thesen Informations- und Kommunikationstechnik mit Smart Meter (G = Gewichtung These, AW = Anwendungsreife, TA = Technologiefeldattraktivität)

These	Beschreibung	G	AW/TA
23	Für ein funktionierendes intelligentes Energieversorgungssystem muss eine IKT Infrastruktur vorhanden sein. These: Techniken für den Informations- und Datenaustausch (z. B. Smart Meter) sind im deutschen Stromnetz integriert und technisch ausgereift.	2,75	AW
24	Es sollten einheitliche Standards verwendet werden These: Protokolle und Standards (Technologie, Sprache, ...) für eine durchgängige, bipolare Kommunikationsstrecke sind definiert und integriert.	3,0	AW
25	Sowohl Nutzer als auch EVUs nehmen am ständigen Informations- und Datenaustausch teil. These: Die Datenkommunikation ist bipolar.	2,0	AW
26	Eine Überwachung der Einspeisung und des Verbrauchs im Verteilernetz ist von Nöten These: Der Einbau von Messeinrichtungen und Kommunikationsmodulen sind für eine reibungslos funktionierende Überwachung ausreichend fortgeschritten.	2,5	AW
27	Die Spannungsqualität muss gesichert werden These: Für betroffene Netzabschnitte ist der Aufbau von geeigneten Steuerungsmöglichkeiten an den Ortsnetzstationen zur Sicherung der Spannungsqualität ausreichend fortgeschritten.	2,5	AW
28	Für ein funktionierendes Lastmanagement muss die IKT Technik Lasten zu- und abschalten können. These: Die benötigten Steuerungseinrichtungen zum Zu- und Abschalten der Lasten sind angebunden.	2,25	AW
29	Softwaresysteme müssen für die Kommunikation mit anderen Marktteilnehmern aufgerüstet werden und Steuerimpulse verwalten These: Die Softwaresysteme sind dafür aufgerüstet.	2,25	AW
30	Experten empfehlen eine Berücksichtigung der Investitionen von Erweiterungen und Umrüstungen in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) These: Erweiterungs- und Umrüstungsinvestitionen werden in der ARegV berücksichtigt, was einen verminderten Zeitverzug für Investitionen in IKT zur Folge hat	2,0	TA
31	Die Finanzierung eines deutschlandweiten Massen-Rollouts ist noch offen. Experten erwarten eine Verordnung hierfür im Sommer 2014. These: Eine Finanzierungsverordnung für den deutschlandweiten Smart Meter Rollout ist im Sommer 2014 definiert.	2,5	AW
32	Die EU-Richtlinie sieht einen Smart Meter Flächen-Rollout von 80% bis zum Jahr 2020 vor. Experten rechnen mit einer flächendeckenden Umstellung nicht vor 2029. These: Bis 2020 sind 80% der Ferraris Zähler in Deutschland durch Smart Meter ersetzt.	1,25	TA
33	Kosteneinsparungen unterstützen die Umrüstung These: Die Umrüstung auf Smart Meter lohnt sich durch die	1,5	TA

These	Beschreibung	G	AW/TA
	Kosteneinsparungen		
34	Aktuell werden auf politischer Ebene ein neuer Ordnungsrahmen sowie ein neues Marktdesign diskutiert. These: Ein neues Marktdesign und ein neuer Ordnungsrahmen für den Eingriff in die Versorgungsprozesse der Energieversorgung und für das Einwirken auf Kleinanlagen sind geschaffen.	2,25	AW
35	Netzstabilität ist ein viel diskutiertes Thema. These: Die IuK-Technik läuft stabil (Möglichkeit des Unterbrechens eines Anschlusses, Eigenständige Entdeckung und Meldung von Stromklau und Manipulation, Aufzeichnen des Energieverbrauchs).	1,75	TA
36	Experten nennen als Begründung für den verzögerten Smart Meter Rollout die gewünschte Möglichkeit eines aktiven Einspeisemanagements. These: Ein aktives Einspeisemanagement ist möglich.	2,75	AW

Für das Technologiefeld Informations- und Kommunikationstechnik mit Smart Meter können alle vorher definierten Thesen und alle Jahreszahlennennungen der Experten verwendet werden. Außerdem sind sich die Experten in ihren Einschätzungen zum größten Teil einig, alleine These 33 weist eine große Zeitspanne auf. Der Experte mit der Jahreszahlennennung von 2050 begründet seine Einschätzung mit dem Kommentar, dass durch Smart Meter beim Strom nur sehr wenig eingespart wird. Diese Einsparung beträgt nach seiner Ansicht einmalig weniger als 3 Prozent und es braucht noch viel Zeit, bis diese Einsparungen anwachsen.

Für dieses Technologiefeld ist nach Einschätzung der Experten eine anwendungsreife Technik insgesamt am wichtigsten (Thesen 23, 24, 26, 27, 28, 29). Außerdem ist die Möglichkeit für ein aktives Einspeisemanagement von großer Bedeutung (These 36).

7.2.5 Anwendung (Virtuelles Kraftwerk/ Smart Home)

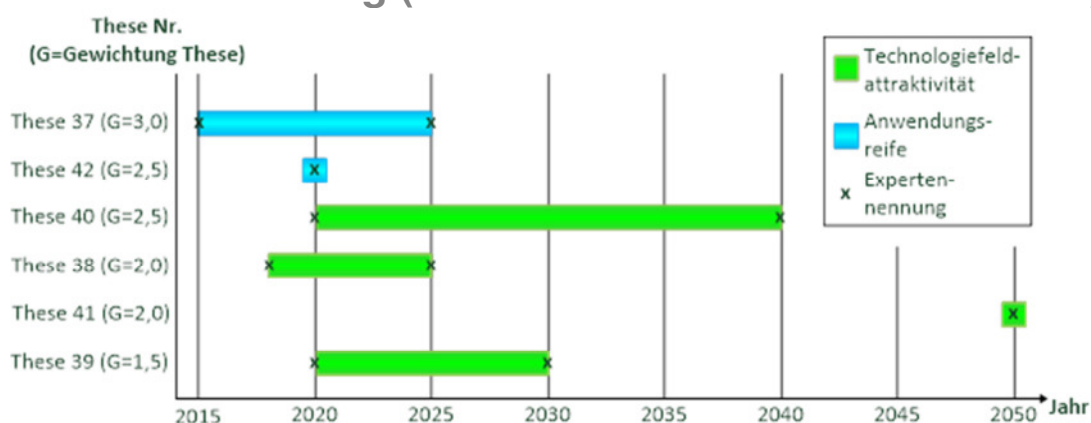


Abb. 23: Einzel-Roadmap Anwendungen (Virtuelles Kraftwerk/ Smart Home)

Tab. 13: Darstellung Thesen Anwendungen (Virtuelles Kraftwerk/ Smart Home) (G = Gewichtung These, AW = Anwendungsreife, TA = Technologiefeldattraktivität)

These	Beschreibung	G	AW/TA
37	Für eine Zellenbildung müssen die Technologien ausgereift sein These: Die Technologien sind ausgereift für eine Zellenbildung in einem Smart Home oder virtuellen Kraftwerk.	3,0	AW
38	Smart Homes werden durch Automatisierung attraktiver These: Die automatische Geräteansteuerungstechnik ist ausgereift und sorgt für eine hohe Attraktivität des Smart Homes.	2,0	TA
39	Die Amortisationszeit ist ein wichtiges Kriterium für Investitionen These: Die Investitionen für ein Smart Home amortisieren sich in weniger als 5 Jahren.	1,5	TA
40	Die EU-Richtlinie sieht einen Smart Meter Rollout von 80% bis zum Jahr 2020 vor. Für ein funktionierendes Smart Home sollten bis dahin auch automatisch ansteuerbare Geräte integriert sein. These: Die automatisch ansteuerbaren Geräte sind parallel mit den Smart Meter 2020 zu 80% im Smart Home integriert.	2,5	TA
41	Experten empfehlen für den Aufbau von Smart Homes und virtuellen Kraftwerken Subventionen. These: Die durch Experten empfohlenen Subventionen zur Bildung eines virtuellen Kraftwerks / zum Aufbau eines Smart Homes sind definiert.	2,0	TA
42	Zurzeit wird durch Gremien am Thema Datenschutz gearbeitet. These: Die Datenschutzrichtlinien für den Stromverbrauch der automatisch ansteuerbaren Geräte sind definiert	2,5	AW

Für die Auswertung des Feldes Anwendungen mit virtuellem Kraftwerk und Smart Home können zwar alle vorher definierten Thesen und Experteneinschätzungen verwendet werden, jedoch ist die Beteiligung mit nur zwei Experten in diesem Feld am geringsten. Daher kann auch nicht genau gesagt werden, welcher Experte bei These 40 die ausreisende Meinung beschreibt und welcher näher an der allgemeinen Meinung liegt. Weiterhin kann auch nicht erörtert werden, warum eine die ausreisende Meinung zu Stande kam.

Die Experten schätzen die Technologien (These 37 und 40) sowie das Thema Datenschutz (These 42) als am bedeutungsvollsten ein.

These	Beschreibung	G	AW/TA
52	Dazu ist IuK-Technik von Nöten These: Das Stromnetz ist mit der erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnik aufgerüstet.	2,75	TA
53	Auf rechtlicher und politischer Seite gibt es noch einige Dinge (z.B. Datenschutzthemen) zu klären. These: Die gesetzlichen Regelungen für das Lastmanagement sind gegeben.	2,75	AW

Für das Feld Lastmanagement und Tarife wird die These „Durch die Einführung des Lastmanagements wird es am Anfang zu einer Komforteinschränkung beim Nutzer kommen; **These: Die Komforteinschränkungen beim Nutzer werden für wirtschaftliche Vorteile in Kauf genommen**“ nicht in die Auswertung einbezogen. Begründet wird dies durch die Experten damit, dass durch verschiedene Projekte (z.B.: Web2Energy (Buchholz et al, 2012)) die Komforteinschränkung beim Nutzer als nicht akzeptabel anzusehen ist. Für die Auswertung können alle Einschätzungen der Experten zu den Jahreszahlen verwendet werden.

Für die wichtigste These 53 ist eine ausreisende Experteneinschätzung vorhanden, welche nicht durch Kommentare erläutert wurde. Daher werden die drei beieinander liegenden Expertenmeinungen stärker gewichtet.

Als wichtigste Enabler für das Feld Lastmanagement werden die gesetzlichen Regelungen (These 53) sowie die nötige IuK-Technik (These 52) eingeschätzt. Das größte Potenzial (siehe Kap. 3.1.6) und nach Experteneinschätzung auch die höchste Gewichtung besitzt für das Lastmanagement die Sparte Industrie, während Dienstleistung und Haushalt als gleich wichtig und insgesamt geringer eingestuft sind.

8 Gesamt-Roadmap

Aus den gewonnenen Daten der Expertenumfrage und der zugehörigen Auswertung in den Einzel-Roadmaps, Berechnungen und Gauß'schen Glockenverteilung wird als Ergebnis eine Gesamt-Roadmap des intelligenten Energieversorgungssystems für Deutschland aufgebaut. Dazu wird zunächst die Vorgehensweise beschrieben, anschließend ist die Gesamt-Roadmap dargestellt und erklärt

8.1 Vorgehensweise für die Erstellung der Roadmap

Die verschiedenen Felder wurden in den vorherigen Kapiteln in die Stadien Anwendungsreife und Technologiefeldattraktivität unterteilt. Dies wurde vorgenommen, um diese Stadien in der Gesamt-Roadmap durch zwei unterschiedliche Farben darstellen zu können. Außerdem werden diese Farben unterschiedlich stark dargestellt. Je näher die Jahreszahl an die in Kap. 7.2 ermittelten Werte für die Anwendungsreife und Technologiefeldattraktivität herankommt, desto stärker ist die farbliche Gestaltung des Balkens ausgeprägt. Außerdem stellt die Länge der stärkeren Färbung größere Anhäufungen von Expertenmeinungen in diesem Zeitraum dar. Die Länge der Balken resultiert aus den Zeitspannen, welche die Experten in ihren Jahreszahlennennungen aufgrund unterschiedlicher Meinungen angegeben haben. Allerdings sind nicht alle Meinungen explizit dargestellt, die Länge der Balken orientiert sich an Anhäufungen von Experteneinschätzungen. Zusätzlich werden in der Gesamt-Roadmap die Enabler durch Dreiecke mit der Thesennummer (Enabler aus Kap. 7.2) sowie die auffallendsten Abhängigkeiten der Felder untereinander durch Pfeile dargestellt²². Wenn sich die Enabler oder die Abhängigkeiten in Zukunft durch verschiedene Faktoren zu späteren Jahren verschieben werden, so verschieben sich die Balken des Technologiefeldes mit.

8.2 Roadmap Smart Grid

Die gemäß der in Kapitel 7.2 beschriebenen Vorgehensweise erarbeitete Gesamt-Roadmap ist in Abb. 26 dargestellt. Die Balken der unterschiedlichen Felder sind nach dem zeitlichen Eintreten der Anwendungsreife aus Kap. 7.2 geordnet. Je früher der Status der Anwendungsreife erreicht wird, desto höher ist der Balken in der Roadmap angesiedelt. Bei ähnlichen Jahreszahlen zu Anwendungsreife wurde die Jahreszahl der Technologie-feldattraktivität mit einbezogen. Die ungefähren Bereiche für Anwendungsreife sowie Technologiefeldattraktivität und die Enabler zu diesen Stadien sind in Kap. 7.2 erläutert. Um die Roadmap übersichtlicher interpretieren zu können werden die Abhängigkeiten durch nummerierte Pfeile (Ax) dargestellt. Dabei bestimmt die Richtung des Pfeiles auch die Abhängigkeitsrichtung. Nachfolgend werden die Felder detaillierter beschrieben.

²² Aufgrund der grafischen Darstellung werden nur die wichtigsten Abhängigkeiten dargestellt, insgesamt beeinflussen sich nahezu alle Felder gegenseitig, beispielhaft hat das Technologiefeld Informations- und Kommunikationstechnik einen Einfluss auf alle anderen Felder.

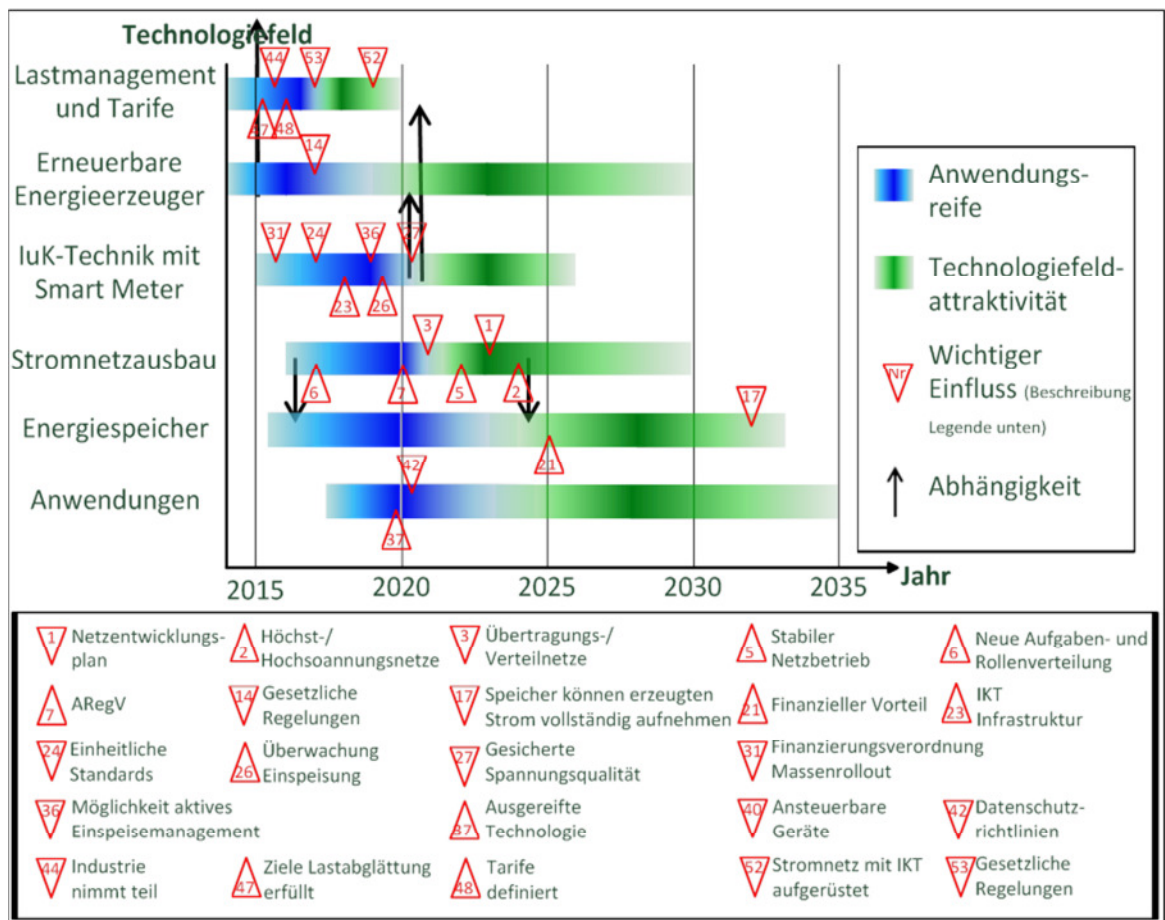


Abb. 25: Gesamt-Roadmap intelligentes Energieversorgungssystem in Deutschland

8.2.1 Lastmanagement und Tarife

Insgesamt ergibt sich für das Feld Lastmanagement mit Tarifen das Ergebnis, dass dieses Feld zwischen den Jahren 2016 und 2017 anwendungsreif und um 2018 attraktiv wird.

Begründet werden kann dies damit, dass das Feld Lastmanagement und Tarife weitgehend unabhängig von den anderen Technologie- und Marktfeldern entwickelt werden kann. Durch die Ausgestaltung und Definition von variablen Tarifen werden nach Experteneinschätzungen sehr bald Anreize für ein aktives Lastmanagement gesetzt sein. Dadurch nimmt ab diesem Zeitpunkt die Branche Industrie aktiv am Lastmanagement teil (Thesen 48 und 44). Außerdem werden in naher Zukunft die gesetzlichen Regelungen (Bsp.: Datenschutzrichtlinien) definiert sein, wodurch das Feld Lastmanagement und Tarife anwendungsreif wird (These 53). Die Ziele der Lastabglättung werden um 2015/16 erfüllt sein (These 47). Attraktiv wird das Feld durch die Aufrüstung des Stromnetzes mit IuK-Technik (These 52) sowie der Automatisierung des Lastmanagements (A1).

A1: Die Abhängigkeit der Attraktivität des Lastmanagements von der Automatisierung ist durch den Pfeil dargestellt. Sobald die IuK-Technik mit Smart Meter anwendungsreif wird erreicht das Lastmanagement Technologiefeldattraktivität. Der Zusammenhang besteht vor allem durch die Smart Meter, welche die automatisch ansteuerbaren Geräte je nach Tarifangebot an- und ausschalten sollen.

8.2.2 Erneuerbare Energieerzeuger

Da die erneuerbaren Energieerzeuger schon heute oft eingesetzt werden und einen großen Anteil an der Stromgewinnung haben, wird in der Expertenumfrage hauptsächlich die Technologiefeldattraktivität abgefragt. Viele Technologien innerhalb der erneuerbaren Energieerzeuger sind bereits anwendungsreif. Das gesamte Technologiefeld ist jedoch noch nicht sofort komplett anwendungsreif, da die neueren erneuerbaren Energieerzeuger noch nicht vollständig entwickelt (Bsp.: Geothermie, Micro-Energieerzeuger in Privatwohnungen) oder die Rahmenbedingungen noch nicht geklärt sind (Bsp.: Offshore Windparks). Der große Einfluss der gesetzlichen Regelungen und Rahmenbedingungen werden in der Gesamt-Roadmap durch die These 14 aufgezeigt. Attraktiv wird das Technologiefeld um 2023.

A2: Mit dem abgeschlossenen Ausbau des Stromnetzes in Deutschland erreicht das Feld erneuerbare Energieerzeuger den Status Technologiefeldattraktivität. Dies hängt damit zusammen, dass ab diesem Zeitpunkt der erzeugte Strom aus den erneuerbaren Energieerzeugern komplett in das Stromnetz eingespeist und verteilt werden kann.

8.2.3 Informations- und Kommunikationstechnik mit Smart Meter

Für die Anwendungsreife dieses Technologiefeldes ist eine sehr hohe Anhäufung der Jahreszahlennungen der Experten von 2018 bis 2020. Daher wird für das Stadium Anwendungsreife der Bereich um 2018 gewählt. Ausschlaggebend ist hierfür nach Experteneinschätzung vor allem eine ausgereifte Technologie. Dabei sind die nach Experteneinschätzung um 2018 definierten einheitlichen Standards (Technologie, Sprache, ...) in der Gesamt-Roadmap durch These 24 dargestellt. Außerdem ist zu diesem Zeitpunkt eine IKT-Infrastruktur für den Informations- und Datenaustausch im Stromnetz integriert (These 23). Weiterhin ist um 2019 das aktive Einspeisemanagement möglich (These 36). Kurz danach wird eine aktive Überwachung dieser Einspeisung möglich sein (These 26). Damit wird die Spannungsqualität um 2020 gesichert sein (These 27). Die Finanzierungsverordnung für einen Massenrollout für Smart Meter wird schon um 2015 gegeben sein (These 31). Für die Technologiefeldattraktivität um 2023 sind vor allem wirtschaftliche Faktoren von Bedeutung, welche das Feld attraktiver gestalten.

A3: Auch die Informations- und Kommunikationstechnik mit Smart Metern werden gleichzeitig mit dem Stromnetz attraktiv, da nun über das bestehende ausgebaute Stromnetz Daten bipolar kommuniziert werden können.

8.2.4 Ausbau Stromnetz

Das Technologiefeld Stromnetzausbau wird um 2020 anwendungsreif und ca. 2023 attraktiv. Auffällig ist die Erreichung des Status Technologiefeldattraktivität im Jahr 2023. Dies stimmt nahezu mit dem Netzentwicklungsplan (Feix et al, 2013) überein, welcher im Jahr 2022 abgeschlossen sein soll. Dieser Netzausbauplan ist in der Gesamt-Roadmap durch eine These 1 dargestellt. Anwendungsreif wird das Technologiefeld etwa um 2020 sein. Wichtigste Enabler sind hierbei die Anpassung der ARegV, sodass die Verteilernetzbetreiber die von der Regulierung vorgesehene Rendite erwirtschaften können (These 7) sowie die Klärung der zukünftigen Aufgaben- und Rollenverteilung in der Zusammenarbeit von Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern (These 6). Attraktiv wird das Feld durch den abgeschlossenen Ausbau der Höchst- und Hochspannungsnetze (These 2) sowie der Übertragungs- und Verteilernetze (These 3). Dadurch wird ein stabiler Netzbetrieb (These 5) möglich sein.

Das Stromnetz besitzt insgesamt auf alle Felder einen Einfluss, die auffallendsten Abhängigkeiten sind durch A1-A3 in Kapitel 8.2.1 bis 8.2.3 erklärt.

8.2.5 Energiespeicher

Das Technologiefeld Energiespeicher ist theoretisch schon heute anwendungsreif, es werden schon verschiedene Speicherformen betrieben. Jedoch soll durch die Umfrage herausgefunden werden, wann die Speichertechnologie für ein funktionierendes intelligentes Energieversorgungssystem in Deutschland anwendungsreif ist. Daher müssen die bisherigen Speichertechnologien wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke technisch überholt werden (siehe Kap. 4.3 und 6.1.3). Außerdem müssen neue Speichertechnologien weiterentwickelt werden, um einen anwendungsreifen Beitrag zum Gesamtsystem leisten zu können. Nach Experteneinschätzung wird der Status Anwendungsreife um 2020 erreicht sein. Attraktiv wird das Feld ca. 2028, was vor allem von wirtschaftlichen Faktoren abhängt. So ist um 2025 ein finanzieller Vorteil für die Investition in Speicher gegeben, da die Lebensdauer länger ist als die Amortisationszeit (These 21). Die Experten schätzen die Speicher um 2037 in der Lage, den gesamten volatilen erzeugten Strom einspeichern zu können (These 17). Viele Technologien sind derzeit noch zu teuer oder die Regelungen für Investitionen sind noch nicht geklärt.

8.2.6 Anwendungen

Die Experten schätzen die Anwendungen virtuelles Kraftwerk und Smart Home ab dem Jahr 2020 als anwendungsreif ein. Dies folgt daher, dass die Datenschutzrichtlinien nach ihrer Einschätzung um 2020 definiert sind (These 42) und die Technologien für eine Bildung von virtuellen Kraftwerken oder Smart Homes ausgereift sind (These 37). Außerdem sind die Anwendungen von allen anderen Feldern abhängig, wodurch sie erst anwendungsreif werden, sobald auch die anderen Felder diesen Status erreicht haben. Somit werden die Anwendungen auch erst attraktiv, wenn auch die anderen Felder attraktiv sind. Dies wird nach Experteneinschätzung für die Anwendungen ca. 2028 sein. Die automatisiert ansteuerbaren Geräte werden nach der Meinung der Experten ca. 2030 im Smart Home integriert sein (These 40).

A4: Die Einschätzungen stellen aufgrund der Abhängigkeit ein sehr plausibles Ergebnis dar: im Vergleich werden die Energiespeicher auch um 2020 anwendungsreif und um 2028 attraktiv. Da dies zeitlich gesehen das letzte Feld ist, welches diese Stadien erreicht, besitzt das Feld Anwendungen eine Abhängigkeit vom Technologiefeld Energiespeicher.

8.2.7 Gesamtergebnis

Alle Felder erreichen bis ca. 2020 den Status Anwendungsreife. Ab diesem Zeitpunkt kann mit einer ersten Umsetzung des intelligenten Energieversorgungssystems in Deutschland gerechnet werden. Bis das Gesamtsystem attraktiv wird, werden aber mindestens nochmals ca. 8 Jahre vergehen, also um den Zeitraum 2028. Wenn sich politische, technologische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen jedoch grundlegend ändern (vgl. Enabler Kap 7.2), so muss auch bezüglich des Gesamtsystems mit einer Anpassung gerechnet werden. Außerdem verschieben sich die abhängigen Technologie- oder Marktfelder mit.

Folgendes Beispiel soll diesen Sachverhalt verdeutlichen: Wenn die einheitlichen Standards für die Informations- und Kommunikationstechnik erst später definiert sind, also nicht wie bisher angenommen um 2018 sondern vielleicht erst 2020, so verschiebt sich das abhängige Feld Lastmanagement und Tarife für den Status Technologiefeldattraktivität mit und wird 2020 attraktiv,

da erst durch die anwendungsreife Informations- und Kommunikationstechnik die Automatisierung des Lastmanagements möglich wird.

Durch viele und nach Experteneinschätzung auch wichtigen Einzel-Enabler können die zwei Technologiefelder des Stromnetzausbaus und der Informations- und Kommunikationstechnik als die größten Enabler für ein funktionierendes intelligentes Energieversorgungssystem in Deutschland angesehen werden. Mit einem späteren Erreichen der Stadien Anwendungsreife und Technologiefeldattraktivität verschieben sich die Balken der anderen Felder mit.

9 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen dieses Arbeitsberichtes wird das intelligente Energieversorgungssystem für den Standort Deutschland aus technischer und marktlicher Perspektive analysiert. Dazu werden zunächst die verschiedenen Technologie- und Marktfelder recherchiert und beschrieben. Anschließend erfolgt eine Analyse der unterschiedlichen Felder. Herausforderungen sowie Handlungsempfehlungen resultieren aus dieser Analyse. Aus diesen ergeben sich Thesen, um den aktuellen Entwicklungsstand durch Experten bewerten lassen zu können. Anschließend geben Experten Einschätzungen ab und treffen somit eine Prognose, wann die Technologie- und Marktfelder soweit ausgereift sind, um an einem funktionierenden intelligenten Energieversorgungssystem in Deutschland teilzunehmen. Dazu erfolgt eine Einteilung der zeitlichen Abfolge in die Stadien Technologiefeldpotenzial, Anwendungsreife und Technologiefeldattraktivität. Die vorher definierten Thesen können diesen zugeordnet werden. Die Einschätzungen der Experten werden nach der Auswertung durch Einzel- Roadmaps für jedes Feld dargestellt und die Enabler für die unterschiedlichen Felder beschrieben. Als Hauptergebnis erfolgt abschließend die Erstellung einer Gesamt-Roadmap des intelligenten Energieversorgungssystems für Deutschland und die System-Enabler können aufgezeigt werden. Außerdem werden die grundlegenden Abhängigkeiten zwischen den verschiedenen Feldern dargestellt und beschrieben.

Die recherchierten Technologiefelder sind der Stromnetzausbau, die erneuerbaren Energieerzeuger, die Energiespeicher, die Informations- und Kommunikationstechnik, die Smart Meter, das technische Lastmanagement, die virtuellen Kraftwerke sowie das Smart Home. Marktfelder beschreiben das zukünftige Strommarktdesign, die last- / zeitvariablen Tarife und Verträge sowie die staatliche Unterstützung und Gesetze. Zusammenfassend aus der Recherche und der Analyse sind die hauptsächlichen Herausforderungen und Handlungsempfehlungen politische Regelungen und Standards wie Datenschutzrichtlinien, wirtschaftliche Faktoren wie Finanzierungsverordnungen sowie Technologiefragen. Zu diesen gehören beispielsweise der Ausbau des Stromnetzes selbst, Standards wie eine einheitliche Sprache für die Informations- und Kommunikationstechnik oder ansteuerbare Geräte für das Lastmanagement und das Smart Home. Doch an diesen Herausforderungen wird zurzeit gearbeitet. Am weitesten fortgeschritten sind dabei die politischen Regelungen; in naher Zukunft werden alle offenen Fragen durch Vorgaben geklärt sein.

Die einzelnen Felder erreichen unterschiedlich schnell den Status Anwendungsreife, so wird das Feld Lastmanagement und Tarife nach Experteneinschätzung bereits in ca. zwei Jahren durch gesetzliche Regelungen wie Datenschutzrichtlinien anwendungsreif sein, auch die erneuerbaren Energieerzeuger werden durch den Enabler gesetzliche Regelungen um das Jahr 2016 anwendungsreif. Die Informations- und Kommunikationstechnik wird durch verschiedene Enabler, beispielsweise eine Finanzierungsverordnung für einen Smart Meter Massenrollout, durch eine ausgebauten IuK- Infrastruktur und durch einheitliche Standards ca. 2018 anwendungsreif sein. Der Stromnetzausbau wird durch den Ausbau selbst um 2020 anwendungsreif sein; die erneuerbaren Energieerzeuger durch weitere Forschung und Entwicklung ebenfalls. Abschließend wird das Feld Anwendungen, also Smart Home und virtuelles Kraftwerk, kurz nach den Stromnetz und den Energiespeichern um 2020 anwendungsreif, da es von den anderen Technologie- und Marktfeldern abhängig ist.

Somit kann mit einer ersten Umsetzung eines intelligenten Energieversorgungssystems in Deutschland ab ca. 2020 gerechnet werden, da hier alle Technologiefelder den Status Anwendungsreife erreicht haben. Nach weiteren ca. 8 Jahren Entwicklungszeit wird das Gesamtsystem attraktiv. Den größten Einfluss besitzen hierbei durch die vielen und nach Experteneinschätzung wichtigen Einzel-Enabler die Felder des Stromnetzausbaus sowie der

Informations- und Kommunikationstechnik. Mit einer Verschiebung im Gesamtsystem muss gerechnet werden, sobald sich politische, technologische oder wirtschaftliche Rahmenbedingungen grundlegend ändern. Diese Rahmenbedingungen werden zu den Einzel-Roadmaps genannt und in der Gesamt-Roadmap durch Enabler und Abhängigkeiten dargestellt.

Insgesamt liefert die Arbeit durch die Experteneinschätzungen einen ersten Überblick, wann in Deutschland mit einem funktionierenden intelligenten Energieversorgungssystem zu rechnen ist. Allerdings sind sich die Experten bei manchen Thesen uneins und es gibt größere Zeitspannen zwischen den Jahreszahlennennungen. Zudem können die aufgezeigten Jahreszahlen aufgrund der geringen Anzahl an ausgewerteten Expertenbefragungen nur sehr grobe Richtwerte darstellen. Für eine genauere und repräsentativere Darstellung einer Roadmap sollten weit mehr Experten befragt werden und die Ergebnisse müssten kontrovers diskutiert und detaillierter analysiert werden. Dies würde jedoch über den Rahmen des Arbeitspaketes 1 aus InnoSmart hinausgehen und bietet deshalb Material für weiterführende Arbeiten.

Insgesamt weisen die einzelnen Technologie- und Marktfelder weiteren Forschungsbedarf auf, dann aber kann ein intelligentes Energieversorgungssystem in Deutschland den Verbrauch an das Angebot anpassen und somit das Ziel der Lastspitzenglättung erreichen und die Energiewende aktiv unterstützen.

10 Literatur

- 2GE [2G Energietechnik GmbH] (2010): Biogas-BHKW bis 3.000 kWel mit maximalen Wirkungsgrad. Heek.
- 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.
- Agentur für erneuerbare Energien (Juni 2012): "Smart Grids" für die Stromversorgung der Zukunft - Optimale Verknüpfung von Stromerzeugern, -speichern und -verbrauchern. Renewes Spezial.
- Agora Energiewende (2013-1): Die Energiewende im Stromsektor 2013: Erzeugung, Verbrauch, Erneuerbare Energien und CO₂-Emissionen. Auswertung der Daten der AG Energiebilanzen. Berlin. In: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Faktencheck/2013er_Zahlen/Energiewende_im_Stromsektor_2013_Variante1.pdf; (Zugriff: 11.2.2014).
- Agora Energiewende (2013-2): 12 Thesen zur Energiewende - Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt. Berlin.
- 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; (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; (Zugriff: 11.2.2014).
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft] (2011): Smart Grids - auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Markt- und Regulierungsdesign. Berlin.
- BDI [Bundesverband der Deutschen Industrie] (2008): Internet der Energie - IKT für Energiemärkte der Zukunft, Die Energiewirtschaft auf dem Weg ins Internetzeitalter. Berlin.
- BDI [Bundesverband der Deutschen Industrie] (2013): Impulse für eine smarte Energiewende. Handlungsempfehlungen für ein IKT-gestütztes Stromnetz der Zukunft. BDI-Drucksache. Berlin.
- Beck et al, P. D.-I.-P. (2013): Studie - Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Goslar: Energie-Forschungszentrum Niedersachsen.
- Bertsch, D. V. (15. Feb. 2014): Springer Gabler Verlag. Abgerufen am 2014. Februar 2014 von Gabler Wirtschaftlexikon: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/7052/energiewirtschaftsgesetz-enwg-v11.html>
- BFDI [Der Bundesbeauftragte für den Datenschutz und die Informationsfreiheit] (2012): Anlage: Positionspapier zu den Datenschutzanforderungen an Smart Meter. Bonn.
- Blechner, N. (10. Jan. 2014): "Jetzt nicht nach Subventionen rufen!". VDI Nachrichten , S. 9.
- BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2013): Erneuerbare Energien 2012. 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.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2010): Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen. Bonn.
- Brauner, D. G. (2013): Die Bedeutung kurzfristiger und langfristiger Speichertechnologien in der Energiewende. Wien: Springer Verlag.

- Bruckner et al, P. D. (2013-1): Vorstellung Endbericht: Machbarkeitsstudie Virtuelles Kraftwerk in der Region Nordsachsen/ Dübener Heide. Leipzig: Universität Leipzig.
- Bruckner et al, Prof. Dr. Thomas. (2013-2): Wirtschaftlichkeitsanalyse eines virtuellen Kraftwerks in Delitzsch innerhalb des EU-Projektes VIS NOVA. Leipzig: Universität Leipzig.
- BTU [Brandenburgische Technische Universität] (2011): Fortführung der Studie zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Brandenburg. Cottbus.
- Buchholz et al, D. B. (2012): Intelligentes Lastmanagement - Erfahrungen aus der Praxis. VDE Kongress 2012 (S. 2). Stuttgart: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
- Bühner et al, D. V. (2012): Neue Dienstleistungen und Geschäftsmodelle für Smart Distribution und Smart Market. VDE Kongress. Stuttgart: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
- Bühner, V. (2012): Regionale Ausbalancierung der regenerativen Erzeuger, Speicher und Verbraucher - virtuelles Kraftwerk. Web2Energy.
- BuJ [Bundesministerium der Justiz] (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Berlin.
- Bundesnetzagentur (2011): „Smart Grid“ und „Smart Market“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn.
- Bundesregierung (2012): Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Berlin.
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH Energiesysteme und Energiedienstleistungen] (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin.
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH Energiesysteme und Energiedienstleistungen] (2012): Eine erfolgreiche Energiewende bedarf des Ausbaus der Stromverteilnetze in Deutschland. dena-Verteilnetzstudie: Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie „Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030“. Berlin.
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH Energiesysteme und Energiedienstleistungen] (2012-1): dena Verteilnetzstudie. Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin.
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH Energiesysteme und Energiedienstleistungen] (2013): Trendstudie Strom 2022 - Metastudienanalyse und Handlungsempfehlungen. Berlin.
- DKE [Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE] (2010): Die Deutsche Normungsrroadmap E-Energy/Smart Grid. Frankfurt am Main.
- Dötsch et al, D.-I. (2009): Speicherung elektrischer Energie - Technologien zur Netzintegration erneuerbarer Energien. Oberhausen: Springer Verlag.
- Dütschke, E., Unterländer, M., & Wietschel, M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht - Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint- Analyse. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Ecofys (2009): Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Berlin: Bundesnetzagentur.
- Eder, S. W. (11. Apr. 2014): EEG: Nur der Anfang des Reparaturbetriebs. VDI nachrichten, S. 10.
- Eger, D. K., & Mohr, D. W. (Feb. 2014): Wie viel Web braucht das Grid? energy 2.0 Zukunft Energie, S. 22-24.
- EnCT [Forschungsgruppe Energie- und Kommunikationstechnologien] (2009): Zukünftige Anforderungen an Messsysteme. 252. PTB-Seminar „Kommunikative Zähler“. Berlin.
- ETG [Energietechnische Gesellschaft im VDE] (2007): Dezentrale Energieversorgung 2020. Frankfurt.
- EuCo [European Commission] (2011): A joint contribution of DG ENER and DG INFSO towards the Digital Agenda, Action 73: Set of common functional requirements of the SMART METER.
- EU-EG1 [EU Commission Task Force for Smart Grids, Expert Group 1] (2010): Functionalities of smart grids and smart meters. Final deliverable. Brussels.
- EuPa [Europäisches Parlament und Rat] (2009): Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

- Europäische Kommission. (2011). Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Intelligente Stromnetze: von der Innovation zur Realisierung. Brüssel.
- Feix et al. (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. CB.e Clausecker | Bingel AG Agentur für Kommunikation.
- Feix et al. (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. CB.e Clausecker | Bingel AG Agentur für Kommunikation.
- Feix, O., & Hörchens, U. (2013): Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. CB.e Clausecker | Bingel AG Agentur für Kommunikation.
- Fenn, B., & Metz, D. (2011): Smart Grids 2020 - eine Vision der Chancen und Risiken für Verteilnetze. EW Medien und Kongresse.
- Fleer, M., & Schambeck, H. (2001): Die Energie der Zukunft liegt direkt unter uns. München: e.terras AG.
- FVEE [Forschungsverbunds Erneuerbare Energien] (2010): Energiekonzept 2050 - Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien. Berlin.
- Gaul, T. (10. Jan. 2014): Pumpspeichertechnik im neuen Gewand. VDI Nachrichten, S. 11.
- 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.
- IER [Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart] (2009): Hauptfach- und APMB-Versuch - Kraft-Wärme-Kopplung. Stuttgart.
- IIT [Institut für Innovation und Technik] (2010): Smart Home in Deutschland - Untersuchung im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zum Programm Next Generation Media (NGM) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin.
- ISE [Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme] (2013): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien . Freiburg.
- IWES [Fraunhofer IWES] (2013): Virtuelle Kraftwerke - Werkzeug für die Energiewende. Kassel.
- Jagnow, K., & Wolff, D. (2003): Manuskript für "Der Energieberater". Köln: Deutscher Wirtschaftsdienst.
- Jochem, D. P. (17. Feb. 2014): Springer Gabler Verlag. Abgerufen am 17. Februar 2014 von Gabler Wirtschaftslexikon: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/576005948/demand-side-management-dsm-v3.html>
- Kahlenborn et al, W. (2013): Treiber und Hemmnisse für die Transformation der deutschen Wirtschaft zu einer "Green Economy". Berlin: Bundesministerium für Bildung und Forschung.
- Kaltschmitt, M., & Müller, M. (2004): Stand der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland. Leipzig: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH.
- Kema [Verband kommunaler Unternehmen] (2012): Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid). Bonn.
- Kenkmann, T., & Timpe, C. (2012): Dezentral, ressourcenschonend, effizient: Bausteine einer zukunftsfähigen Energieversorgung. Freiburg: Öko-Institut e.V.
- Klobasa, M. (2009): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.
- Kruck, C., & Eltrop, L. (2004): Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien - Eine ökonomische und ökologische Analyse im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland. Stuttgart: Zentrum für Energieforschung Stuttgart.
- Kunz, C.; Müller, A.; Saßning, D. (2012): „Smart Grids“ für die Stromversorgung der Zukunft. Optimale Verknüpfung von Stromerzeugern, -speichern und -verbrauchern. Renew Spezial 58. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien.
- Lugmaier et al, A. (2010): Roadmap Smart Grids Austria - Der Weg in die Zukunft der elektrischen Stromnetze! Wien: Fachverband der Elektro- und Elektroindustrie, Österreichs E-Wirtschaft.

- Luhmann, H.-J.; Fishedick, M.; Thomas, S. (2013): Wo bleiben die Optionen Stromeffizienz und Demand Side Management? Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung 82, 3: 107-122.
- Markgraf, P. D. (17. Feb. 2014): Springer Gabler Verlag. Abgerufen am 17. Februar 2014 von Gabler Wirtschaftlexikon: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/143860/prosumer-v4.html>
- Matthes, D. F. (2013): Ein neues Strommarktdesign für die Energiewende. Berlin: Öko-Institut e.V.
- mobilcom debitel: Abgerufen am 11. März 2014 von Smart Home Heizungssteuerung: <http://www.mobilcom-debitel.de/digital-lifestyle/smarthome/heizungssteuerung/start/>
- Nauck, E., & Oswald, E. (2012): Smart Home – Zusammenspiel von Metering und Energie-Management. München: Fraunhofer ESK .
- 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.
- Renn, O.; Dreyer, M. (2013): Risiken der Energiewende: Möglichkeiten der Risikosteuerung mithilfe eines Risk-Governance-Ansatzes. Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung 82,3: 29-44.
- Rohrig et al, D. K. (2011): Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan - Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument. Berlin: Bundesministeriums für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- RWTH [Institut für Hochspannungstechnik Rheinisch Westfälische Technische Hochschule] (2011): Bewertung des wirtschaftlichen Einsatzes von Hochtemperaturleitern mit geringem Durchhang. Aachen.
- Schafhausen, F. (2013): Die Energiewende – Aufbruch in die Zukunft. Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung 82,3: 11-28.
- Schmid, A. (10. Jan. 2014): Netzbetreiber zögern bei neuer Leiterseiltechnik. VDI nachrichten, S. 10.
- Schönberg, I. (2012): Smart durch Kommunikation. In H.-G. Servatius, U. Schneidewind, & D. Rohlfig, Smart Energy – Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem (S. 3-43). Berlin, Heidelberg, New York: Springer Verlag.
- 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).
- Tesche, C. (7. Feb. 2014): Smart-Meter-Rollout - eine langwierige Aufgabe. VDI nachrichten, S. 12.
- trend:research (2013): Netzorientiertes Lastmanagement (2.Auflage) - Status quo, Marktentwicklung, Potenziale. Bremen.
- Verivox (o.J.): Unbundling. Heidelberg (<http://www.verivox.de/themen/unbundling>; abgerufen am 13.2.2014).
- Verivox (2012): Wettbewerb um Stromkunden nimmt stetig zu. Heidelberg (<http://www.verivox.de/presse/wettbewerb-um-stromkunden-nimmt-stetig-zu-83241.aspx>; abgerufen am 14.2.2014).
- VDE [Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik] (2008): Smart Distribution 2020 Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen - Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
- VDE [Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik] (2012-1): VDE-Trendreport 2012. Elektro- und Informa-tionstechnik. Innovationen – Märkte – Nachwuchs. Schwerpunkt: Smart Grid. Frankfurt am Main.
- VDE [Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik] (2012-2): Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. 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.
- VDMA [Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau] (2013): Energiepolitische Positionen des VDMA. Frankfurt am Main.
- von Segbusch, K., & Struwe, C. (9/2010): Smart Home als Basis für Smart Grids. etz, S. 2-5.
- Vortanz, C., & Zayer, P. (Januar 2014): Smart Metering und die neuen Messsysteme. energy 2.0, S. 26-28.
- Wagner et al, D.-I. H.-J. (2007): CO₂-Emissionen der Stromerzeugung - Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken. BWK Bd. 59 Nr. 10.
- Wittenberg, P. (2014): Der Wandel der Stromnetze. Eine Herausforderung für die sichere Energieversorgung. Physik Journal 13,4: 45-49.
- Zimmer at al, D. (2013): Sondergutachten 65 - Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Bonn: Monopolkommission.
- 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

