

Kontaktstudium Technikfolgenabschätzung

# Kapitel: Elektrizitätsversorgung

LESEPROBE  
FERNSTUDIENZENTRUM



- Leseprobe -

- Leseprobe -

---

## Impressum

Kapitel 1: Elektrizitätsversorgung

© Karlsruher Institut für Technologie – Fernstudienzentrum, alle Rechte vorbehalten  
Karl-Friedrich-Str. 17 · 76133 Karlsruhe · Tel. 0721 608-48200 · Fax 0721 608-48210

2. Auflage 2014 (20140410.1)

Satz: Presse, Kommunikation und Marketing

Fernstudiendidaktische Überarbeitung: Fernstudienzentrum

- Leseprobe -

# Inhaltsverzeichnis

<b>Impressum</b>	<b>3</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>7</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>9</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>11</b>
<b>2 Der heutige Strommarkt</b>	<b>15</b>
2.1 Einleitung	15
2.2 Eigenschaften von Strom	15
2.3 Verbund- und Verteilnetz	16
2.4 Nachfrage	18
2.5 Angebot	20
2.6 Regulierung des Strommarktes – Das Erneuerbare-Energien-Gesetz	24
2.6.1 Systematik des EEG	24
2.6.2 Direktvermarktung	26
2.6.3 EEG-Umlage	27
2.7 Angebotsplanung	28
2.7.1 Langfristiges Entscheidungsproblem	28
2.7.2 Merit-Order	30
2.7.3 Residuallast	32
2.8 Handel und Marktdesign	33
2.9 Zusammenfassung	34
<b>3 Strommix der Zukunft</b>	<b>35</b>
3.1 Einleitung	35
3.2 Festlegung des Bewertungskontextes	36
3.3 Bewertung der Szenariostudien	37
3.4 Auswertung der ausgewählten Szenarien	42
3.5 Folgenanalyse und Zusammenfassung	43
3.6 Zusammenfassung	43
<b>4 Die technische Herausforderungen</b>	<b>45</b>
4.1 Einleitung	45
4.2 Flexibilisierung des Stromangebots	46
4.3 Flexibilisierung der Nachfrage – Lastmanagement	47

4.4 Netzverstärkung und Netzausbau	49
4.5 Lastausgleich durch Speicher	50
4.5.1 Einleitung	50
4.5.2 Pumpspeicher	51
4.5.3 Druckluftspeicher	51
4.5.4 Batteriespeicher (Elektrochemische Speicher)	52
4.5.5 Power to Gas (PtG)	52
4.6 Zusammenfassung	52
<b>5 Die ökonomischen Herausforderungen</b>	<b>55</b>
5.1 Einleitung	55
5.2 Eigenfinanzierung der Stromwirtschaft	55
5.2.1 Wirtschaftstheoretische Grundlagen	55
5.2.2 Finanzierung des Stromangebots	59
5.2.3 Volatile Marktpreise	61
5.3 Kosteneffizienter Umbau	64
5.3.1 Kosten des Umbaus – Welche Kosten?	65
5.3.2 Die Kosten des Umbaus – Vorgehensweise bei der Ermittlung der Kosten	66
5.3.3 Optionen für einen kosteneffizienten Umbau	68
5.4 Zusammenfassung	73
<b>6 Die zivilgesellschaftlichen und politischen Herausforderungen</b>	<b>75</b>
6.1 Einleitung	75
6.2 Umsetzung der Energiewende als Governanceproblem	76
6.2.1 Sachlage	76
6.2.2 Koordinierungsoptionen	79
6.2.3 Leitbild und Zielsystem	81
6.3 Umsetzung der Energiewende als Partizipationsproblem	82
6.3.1 Einleitung	82
6.3.2 Partizipation bei großen Investitionsprojekten	83
6.3.3 Der analytisch-deliberative Diskurs	85
6.4 Zusammenfassung	88
<b>7 Schlusswort</b>	<b>89</b>
<b>8 Literatur</b>	<b>92</b>
8.1 Fachbeiträge	92
8.2 Gesetze und Verordnungen	102
<b>Stichwortverzeichnis</b>	<b>103</b>

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Das Stromnetz	17
Abbildung 2:	Lastkurve eines imaginären Haushalts im Tagesverlauf	18
Abbildung 3:	Typisierte Jahresdauerlinie	19
Abbildung 4:	Entwicklung der Bruttostromproduktion in Deutschland	23
Abbildung 5:	Entwicklung der Bruttostromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern in Deutschland	23
Abbildung 6:	Marktpremienmodell laut Anlage 1 EEG sowie § 100 EEG	27
Abbildung 7:	Vermarktungserlöse, Vergütungszahlungen und EEG-Umlage seit 2000	28
Abbildung 8:	Merit-Order	31
Abbildung 9:	Merit-Order-Effekt	31
Abbildung 10:	Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie in 2013	32
Abbildung 11:	Stromerzeugung und Stromverbrauch am 03. und 04. November 2014	33
Abbildung 12:	Strommix bei einer Vollversorgung mit Elektrizität aus erneuerbaren Energien	42
Abbildung 13:	Langfristiges Marktgleichgewicht, eigene Darstellung	57
Abbildung 14:	Kurzfristiges und langfristiges Marktgleichgewicht bei einem erhöhten Anteil von dargebotsabhängigem Stromangebot, eigene Darstellung	59
Abbildung 15:	Nachfrageniveauabhängige Marktpreisvolatilität, eigene Darstellung	61
Abbildung 16:	Nachfrageelastizitätsabhängige Marktvolatilität, eigene Darstellung	62
Abbildung 17:	Entwicklung des Strompreises eines privaten Haushalts mit einem Jahresverbrauch von 3500 kWh	65
Abbildung 18:	Das schwedisch-norwegische Quotensystem	69
Abbildung 19:	Anspruchsgruppen und deren Einflussmöglichkeiten, eigene Darstellung	77

- Leseprobe -

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Stromeinsatz nach Sektor und Anwendungszweck in 2010 in Petajoule	20
Tabelle 2:	Fossil und nuklear betriebene Kraftwerkstypen	21
Tabelle 3:	Erneuerbare Energiequellen nutzende Kraftwerkstypen	22
Tabelle 4:	Ausgewählte energiepolitische Vorgaben der Bundesregierung für das Jahr 2050 aus dem Energiekonzept der Bundesregierung	37
Tabelle 5:	Synoptische Zusammenstellung der ausgewählten Szenarien	41
Tabelle 6:	Durchschnittlicher Anteil der Energieträger am Strommix der ausgewählten Szenarien und die Spannweite der Anteile	43
Tabelle 7:	Längerfristiger Speicherbedarf bei einem Anteil von 85 % an erneuerbaren Energieträgern an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2050	50
Tabelle 8:	Kosteneffekte eines Marktzutritts von erneuerbaren Energieträgern	67
Tabelle 9:	Vergleich verschiedener Partizipationsverfahren	87

- Leseprobe

- Leseprobe -

## 1 Einleitung

Das zentrale Element der Energiewende ist die Umgestaltung der Elektrizitätsversorgung. Hierbei wird von der Bundesregierung die Nachhaltigkeit als übergeordnetes Ziel verfolgt (Bundesregierung 2012), auch wenn in der täglichen Diskussion eher das Erreichen des Klimaziels zu dominieren scheint. Um ein nachhaltiges Energiesystem zu erreichen, wird der Austausch nuklearer und fossiler Energieträger durch erneuerbare vehement gefordert und auch durch den Staat gefördert. Dieser Schritt hat erhebliche Konsequenzen nicht nur für den Strommix, sondern auch auf die geografische Verteilung der Standorte zur Herstellung von Strom. Unter Strommix ist hier die Struktur der zur Generierung von Strom eingesetzten Technologien zu verstehen. Während sich die geografischen Zentren der Nachfrage durch die Energiewende nicht ändern werden, gilt dies nicht für die Standorte der Kraftwerke. Die Kraftwerke werden sich nicht mehr auf relativ wenige Orte, vergleichsweise nahe an den Nachfragezentren, konzentrieren, sondern in Abhängigkeit von den naturräumlichen Gegebenheiten auf Deutschland verteilen. Schon heute kann man beobachten, dass Regionen wie Schleswig-Holstein, die bisher kaum eine Bedeutung bei der Herstellung von Strom hatten, an Relevanz gewinnen, auch wenn sie vergleichsweise weit entfernt von den Nachfragezentren liegen. Eine erste Konsequenz wird der notwendige Ausbau der bestehenden Netzinfrastrukturen sein. Eine zweite unmittelbare Konsequenz ergibt sich aus den technischen Eigenschaften von Wind- und Sonnenenergie als wesentliche zukünftige Energiequellen. Beide können typischerweise keine kontinuierliche Bereitstellung von Strom garantieren, sodass ergänzend zu den Netzen weitere technische Möglichkeiten diskutiert werden müssen, um eine stabile und verlässliche Stromversorgung zu sichern.

Strommix

Diese Skizzierung soll aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass das tatsächliche Ziel der Transformation des Stromsystems nur hinsichtlich einiger weniger Teilziele präzise formuliert ist. Diese Teilziele sind z. B. der Anteil erneuerbarer Energieträger am Strommix (Bundesregierung 2012, S. 147). Die konkrete Ausgestaltung der zukünftigen Elektrizitätsversorgung bleibt noch recht unklar. Bei Berücksichtigung des Zeithorizonts (bis 2050) ist dies einerseits nicht verwunderlich. Vielmehr stellt sich die Frage, wie genau der zukünftige Strommix schon heute definiert sein muss oder auch werden kann, berücksichtigend, dass weder die zukünftigen gesellschaftlichen Rahmenbedingungen und Präferenzen der Stromnachfrager noch die verfügbaren Technologien bekannt sind. Andererseits muss bei jeder Zielformulierung beachtet werden, dass kein statischer Endzustand implizit unterstellt wird, um nicht möglicherweise unrealistische Erwartungen in der Gesellschaft zu bilden.

Zielformulierung

So wenig präzise das Endziel formuliert ist, so sehr besteht große Unsicherheit darüber, wie der Transformationsprozess auszusehen hat. Die Unsicherheit über das Zielsystem, aber auch über den „optimalen“ Weg ist auch dem Umstand geschuldet, dass die Erreichung der Klimaziele nicht durch einen „technokratisch“ bestimmten Einsatz technischer und ökonomischer Instrumente gesichert werden kann. Selbst wenn es aus wissenschaftlicher Sicht einen optimalen Mix an Technologien und Instrumenten geben sollte, so werden die Entscheidungen häufig von Faktoren beeinflusst, die entweder überhaupt nicht oder nur unzureichend in den wissenschaftlichen Studien berücksichtigt werden. Es steht eine

Vielzahl von Instrumenten mit unterschiedlichsten Wirkungen, nicht nur auf die Umwelt sondern auch auf die gesellschaftlichen Gruppen, zur Verfügung. Daher ist es wenig verwunderlich, wenn über den Weg zum Ziel in der Gesellschaft unterschiedliche Vorstellungen bestehen.

Die Beschäftigung mit einer geänderten Elektrizitätsversorgung muss auch die Nachfrageseite mit einbeziehen. Zeitliche Nachfragemuster oder auch Lebensstile können einen nennenswerten Einfluss auf die technischen Lösungen auf der Angebotsseite haben.

Es zeigt sich an vielen Stellen, dass größere Veränderungen rasch zu gesellschaftlichen Kontroversen führen. Im Kontext der Energiewende erfolgen diese Kontroversen auf den unterschiedlichsten Ebenen, die zum Teil miteinander verschränkt sind. Die Diskussion über die „richtige“ Elektrizitätspolitik, über die „richtige“ Umsetzung in Form von entsprechenden Netzen oder Speichermedien erfolgt nicht nur auf Bundesebene, sondern auch innerhalb der einzelnen Bundesländer, zwischen Bundesländern und dem Bund, in einzelnen Kommunen, zwischen den Kommunen und den Bundesländern. Darüber hinaus sind in die Diskussionen alle möglichen gesellschaftlichen Gruppen involviert.

Es zeigt sich aber auch, dass der Erfolg (und damit auch die gesellschaftlichen Kosten) eines Transformationsprozesses davon abhängt, welche Bereitschaft Anbieter und Nutzer von Energiedienstleistungen aufweisen, Veränderungen mitzugestalten oder zumindest mitzutragen.

Zusammenfassend, so muss bei der Diskussion um ein adäquates Zielsystem und dem Weg dahin in einer demokratisch verfassten Gesellschaft beachtet werden, dass eine Vielzahl von Gruppen die Zieldefinition und den Prozess zum Ziel beeinflusst. Weiterhin muss der Zeithorizont beachtet werden. Das zukünftige System kann nicht von heute auf morgen errichtet werden, sondern ist das Ergebnis eines sich aus heutiger Sicht lang hinziehenden Transformationsprozesses. Da sich die heutigen gesellschaftlichen Vorstellungen und Präferenzen sowie die ökonomischen und technologischen Randbedingungen im Zeitablauf ändern werden, werden heutige Entscheidungen zukünftig vermutlich revidiert und/oder ergänzt, sodass der Prozess zu einem zukünftigen nachhaltigen Elektrizitätsversorgungssystem nicht kontinuierlich verlaufen wird. Der Transformationsprozess wiederum wird durch politische, zivilgesellschaftliche, ökonomische und technische Anforderungen und Restriktionen beeinflusst. Die Komplexität des Prozesses wird auch dadurch gesteigert, dass die Akteure sich gegenseitig behindern oder unterstützen und infolgedessen die Transformation beschleunigen oder auch verzögern werden.

Es wurde bereits darauf hingewiesen, dass das Klimaziel von großer Bedeutung ist. Aus heutiger Sicht ist es aber eher unwahrscheinlich, dass Deutschland dieses Klimaziel erreichen kann, wenn die Ausgestaltung der zukünftigen Elektrizitätsversorgung nicht bestimmte gesellschaftliche und ökonomische Randbedingungen erfüllt. Vereinfacht formuliert, der Transformationsprozess muss gesellschaftlich nachhaltig gestaltet werden, was eine ökonomische und umweltseitige Nachhaltigkeit mit einschließt. Im Rahmen des Kontaktstudiums soll die Diskussion um nachhaltige Wege zu einem geeigneten Elektrizitätssystem auch aus diesem Blickwinkel betrachtet werden.

Dieser Teil wird sich zunächst mit der heutigen Ausgestaltung des Strommarktes beschäftigen (Kapitel 2). Ziel von Kapitel 3 wird sein, auf Basis der Szenarioanalyse ein mögliches zukünftiges Stromsystem zu beschreiben. Die nachfolgenden Kapitel 4 bis 6 können unter dem Begriff der Folgenanalyse zusammengefasst werden. Die generelle Überschrift könnte hierbei die Frage nach den notwendigen Herausforderungen zur Erreichung des in Kapitel 3 skizzierten zukünftigen Strommarktes sein. Da es sich hier um einen Lehrtext handelt, werden natürlich weniger spezifische Ergebnisse im Vordergrund stehen, sondern mehr die Methoden als Teil der Technikfolgenabschätzung. Kapitel 4 fokussiert auf die technischen, Kapitel 5 auf die ökonomischen und Kapitel 6 auf die zivilgesellschaftlichen Herausforderungen.

Die Umstrukturierung des Stromsystems erschöpfend in einem Modul abzuhandeln, wäre sicherlich anmaßend. Dessen bin ich mir als Autor bewusst. Im Text werden daher aufgrund der Komplexität der Energiewende nicht alle Aspekte des Transformationsprozesses auch nur angesprochen. Die vorgenommene Auswahl der Aspekte richtet sich weniger nach den aktuellen politischen Diskussionen. Ein wesentliches Kriterium bei der Auswahl der Themen war ihre prinzipielle Relevanz für das Verständnis der Energiewende aus Sicht der Technikfolgenabschätzung.

- Leseprobe -

- Leseprobe -

## 2 Der heutige Strommarkt

### 2.1 Einleitung

Ausgangspunkt jeglicher Betrachtung und Analyse des Transformationsprozesses sollte die aktuelle Funktionsweise des inländischen Strommarktes sein. Der inländische Strommarkt wird durch das komplexe Spannungsfeld von verfügbaren Technologien auf der Angebots- und Nachfrageseite sowie durch Transport und Verteilung von Elektrizität, den ökonomischen Randbedingungen und der Regulierung der Bereitstellung von Strom sowie des eigentlichen Marktes für Strom bestimmt. Da sich die genannten Elemente des Spannungsfelds gegenseitig beeinflussen, entsteht eine inhärente Dynamik, die die Komplexität des Strommarktes und damit auch des Transformationsprozesses nennenswert erhöht.

### 2.2 Eigenschaften von Strom

Die Versorgung einer Volkswirtschaft mit Elektrizität unterscheidet sich in vielfacher Hinsicht von der Versorgung mit gängigen Konsumprodukten (Ströbele et al. 2012, S. 228 f.). In arbeitsteilig organisierten Volkswirtschaften ist die Bereitstellung von Strom aus Gründen der Effizienz und Versorgungssicherheit fast ausschließlich leitungsgebunden. Damit setzt die Versorgung einer Volkswirtschaft den Aufbau und den Erhalt eines Transport- und Verteilnetzes voraus. Im Vergleich zu nicht-leitungsgebundenen Gütern vermindert die Netzgebundenheit aus wirtschaftlichen Gründen die Flexibilität des Strommarktes, auf Nachfrage- oder Angebotsänderungen zu reagieren.

Das Transport- und Verteilnetz weist hierbei die Eigenschaften eines natürlichen Monopols auf. Bei einem natürlichen Monopol kann, vereinfacht gesagt, ein einzelner Anbieter aus technisch-ökonomischen Gründen einen Gesamtmarkt kostengünstiger bedienen als mehrere. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es daher günstiger, wenn in einer Region nur ein Netzbetreiber anstatt eine Vielzahl von Netzbetreibern mit unabhängigen Netzen Strom anbietet (Woeckener 2014, S. 126-129).

Natürliches Monopol

Die Lagerfähigkeit des Gutes ist zeitlich gesehen beschränkt und im Vergleich zu der leitungsgebundenen Bereitstellung vergleichsweise teuer. Der Einsatz von Speichermedien beschränkt sich daher überwiegend auf Situationen zur Stabilisierung der leitungsgebundenen Bereitstellung. Anzumerken bleibt, dass das gängigste Speichermedium Pumpspeicherkraftwerke sind, die im engeren Sinn allerdings keinen Strom speichern, sondern eine schnell verfügbare Erzeugungsmöglichkeit darstellen. Die geringe Lagerfähigkeit von Strom bedeutet aber auch, dass das Angebot und die Nachfrage nach dem Gut zeitlich kongruent sein müssen. Temporäre Abweichungen zwischen Angebot und Nachfrage können die Stabilität des Versorgungssystems beeinflussen.

Speichermedien

Im Kernbereich des Strommarktes gibt es keine bzw. nur sehr geringe Substitutionsmöglichkeiten für Strom.

## 2.3 Verbund- und Verteilnetz

### Übertragungsnetz

Die leitungsgebundene Bereitstellung von Strom macht die Installation und Wartung von Übertragungsnetzen notwendig, die für den Transport zu den Abnehmern und die Verteilung von Strom bei ihnen sorgen. Ein „Übertragungsnetz ist ein Stromkreis, bei dem die Kraftwerke die Spannungsquellen und die Verbraucher die Last darstellen“ (Ströbele et al. 2012, S. 233). Um einen Zusammenbruch des Stromkreises zu verhindern, muss die Menge der Einspeisungen den Ausspeisungen entsprechen.

### vier Spannungsebenen

Aus technischen und geografischen Gründen erfolgt die Übertragung und die Verteilung von Strom auf verschiedenen Spannungsebenen. Typischerweise werden vier Spannungsebenen unterschieden (s. Abbildung 1):

### Höchstspannungsnetz

- Höchstspannungsnetze mit einer Spannung von bis zu 1150 kV. In Europa beträgt die Spannung üblicherweise 220 oder 400 kV. Die Höchstspannungsnetze dienen der Großraumversorgung und dem Transport über weite Strecken. Angeschlossen an die Höchstspannungsnetze sind Großkraftwerke, d. h. Kohle- und Atomkraftwerke. Die Ausspeisung erfolgt durch Transformation auf eine niedrigere Spannungsebene. Die Leitungen werden typischerweise oberirdisch verlegt. Aufgrund der relativ hohen Transportverluste (Blindleistungen) bei Höchstspannungsnetzen werden auch Hochspannungsgleichstromübertragungsnetze (HGÜ) genutzt.

### Hochspannungsnetz

- Hochspannungsnetz mit 60 kV oder 110 kV. In Deutschland werden überwiegend 110 kV eingesetzt. Das Hochspannungsnetz dient der Verteilung von Strom in mehrere Regionen oder Ballungszentren. Angeschlossen sind meistens mittlere Kraftwerke sowie kleinere Städte. Auch hier erfolgt der Transport von Strom im Allgemeinen oberirdisch.

### Mittelspannungsnetz

- Mittelspannungsnetze mit 6-30 kV. Die Mittelspannung übernimmt die Versorgung von großen Industriebetrieben oder von ganzen Ortschaften. Ebenso sind typischerweise Stadtwerke angeschlossen. Kleinere Kraftwerke, speziell mit Kraft-Wärme-Kopplung, speisen ihren Strom in die Mittelspannungsnetze ein. Mittelspannungsnetze sind im Allgemeinen oberirdisch; sie werden aber auch unterirdisch verlegt.

### Niederspannungsnetz

- Niederspannungsnetze sind in Deutschland auf 230 V ausgelegt und versorgen Haushalte, Gewerbe- und Dienstleistungsbetriebe. Die Niederspannung entspricht damit dem „Strom aus der Steckdose“. Die Leitungen sind in Deutschland in der Regel unterirdisch. In anderen Ländern hingegen sind auch oberirdische Stromleitungen zu finden.

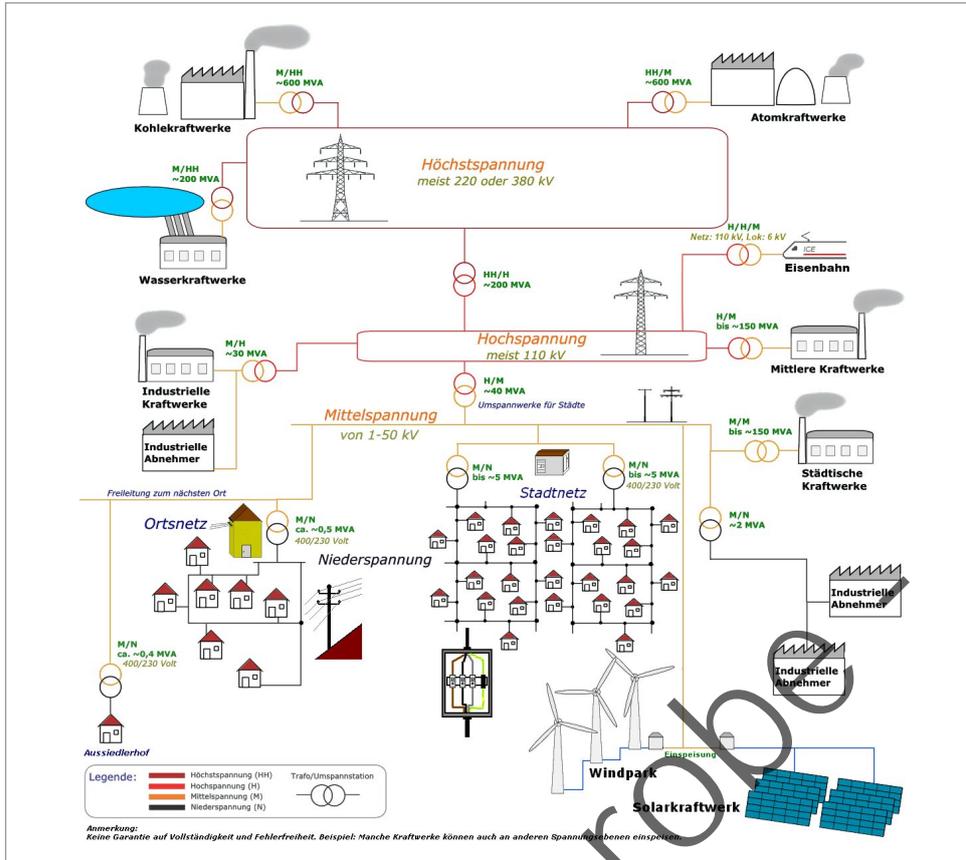


Abbildung 1: Das Stromnetz; Quelle: <http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Stromversorgung.png> (19.04.2014)

Die Netzfrequenz ist auf allen Spannungsebenen auf 50 Hz festgelegt (Ströbele et al. 2012, S. 233). Schwankungen bis zu maximal 150 mHz kann ein Netz ohne das Risiko eines Netzzusammenbruchs aushalten. Um einen Zusammenbruch zu verhindern, wird ein Netz in Regelzonen eingeteilt bzw. ausgeglet. Die Regelzonen müssen hinreichend groß ausgestaltet sein und dürfen keine Netzengpässe aufweisen.

Regelzonen

Eine sichere Stromversorgung erfordert bestimmte Maßnahmen zur Netzstabilisierung. Diese Leistungen werden auch Systemdienstleistungen genannt. Die wichtigste Systemdienstleistung ist die Bereitstellung von Regelleistung, die von Übertragungsnetzbetreibern dazu genutzt wird, um kurzfristige Schwankungen in der Spannung der Netze aufgrund von Ungleichgewichten von Stromerzeugung und -verbrauch auszugleichen. Hierfür müssen im Allgemeinen freie Kraftwerkskapazitäten bereitgehalten werden, die innerhalb von Sekunden oder Minuten zur Strombereitstellung verwendet werden können.

Systemdienstleistungen

Eine weitere wichtige Systemdienstleistung bildet die Schwarzstartfähigkeit. Die Schwarzstartfähigkeit beschreibt die Fähigkeit eines ausgeschalteten Kraftwerkes, unabhängig vom Stromnetz wieder hochgefahren zu werden, um so bspw. nach einem flächendeckenden Stromausfall das Stromnetz wieder in Betrieb zu nehmen (efzn 2013, S. 20 f.).

Schwarzstartfähigkeit

Die Systemdienstleistungen werden bisher durch fossile und nukleare Kraftwerke bereitgestellt. Wenn zukünftig auf fossile Energieträger teilweise oder vollständig verzichtet werden

sollte, dann müssen flexible Kraftwerkskonzepte, die auf erneuerbaren Energieträgern basieren, oder Technologien, bspw. Speicher oder Kondensatoren, diese übernehmen. Neue Anlagen, die die Bedingungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) erfüllen sollen, müssen grundsätzlich nachweisen, dass sie Systemleistungen erbringen können. So gilt für Windenergieanlagen die Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV). Ebenso bestehen Vorgaben für Photovoltaikanlagen (Leprich et al. 2012, S. 45 f.). Forschungsbedarf besteht allerdings noch hinsichtlich eines sinnvollen Anforderungskatalogs an Anlagen, die erneuerbare Energieträger einsetzen. Ebenso besteht noch Unklarheit, wie Anreizsysteme ausgestaltet werden müssen, damit Systemdienstleistungen effizient angeboten werden können (SRU 2013, Tz. 15; IEA 2014a, S. 175 ff.).

## 2.4 Nachfrage

Zeitgleichheit von  
Nachfrage und Angebot

Aufgrund der notwendigen Zeitgleichheit von Nachfrage und Angebot ist die zeitliche Auflösung des Nachfrageverhaltens für die Anbieter von Strom von entscheidender Bedeutung. Die Nachfrage nach Strom und die damit verbundene Lastkurve wird bei privaten Haushalten wesentlich durch die individuelle Lebensweise und damit von den individuellen Präferenzen bestimmt, die über die Anschaffung und den Einsatz von elektrisch betriebenen Geräten entscheiden. Wesentlich für den Verbrauch sind aber auch deren Aufnahmekapazitäten und Betriebsweisen. Analog bestimmen bei Industrie- und Dienstleistungsbetrieben die Produktions- und Arbeitsabläufe und damit verbunden die eingesetzten Geräte mit deren Aufnahmekapazitäten und Betriebsweisen die Stromnachfrage. Die Lastkurve beschreibt den zeitlichen Ablauf der nachgefragten Strommenge, d. h. die Last, über eine beliebige Periode.

Die Lastkurve eines einzelnen privaten Haushalts weist über den Tagesverlauf typischerweise sehr große Schwankungen auf (s. Abbildung 2). Ein einzelner Generator, der die Versorgung sicherstellen soll, müsste flexibel auf die Nachfrageschwankungen reagieren können, während die Gesamtauslastung eher gering wäre. Die Einbindung mehrerer Verbraucher mit ähnlichen, aber nicht identischen Nachfragemustern in ein Netz könnte aber zu einem ausgewogeneren Nachfrageprofil führen und so energieeffizienter Strom bereitstellen (s. a. Ströbele et al. 2012, S. 239 ff.).

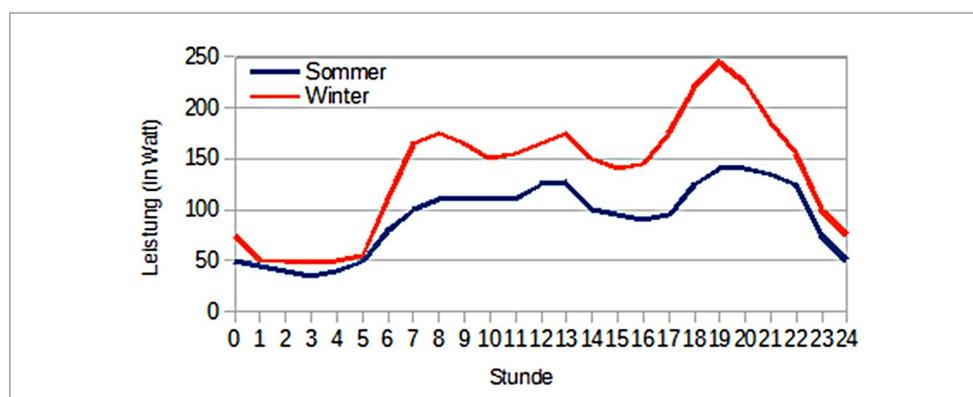


Abbildung 2: Lastkurve eines imaginären Haushalts im Tagesverlauf; Quelle: eigene Darstellung basierend auf <http://www.energie-lexikon.info/lastprofil.html>; 03.11.2014

Die Nachfrageprofile von Industriebetrieben weisen gewöhnlich andere Muster auf. Tendenziell sind hier die Spitzen zu Zeiten zu finden, wo private Haushalte eher geringe Nachfragen aufweisen. Die Spitzen können aber noch ausgeprägter ausfallen, wenn keine kontinuierliche Produktion vorliegt, sondern im Batchverfahren oder in Chargen produziert wird. Ebenso wird das Nachfrageprofil durch die Anzahl von Arbeitsschichten beeinflusst.

Für die Jahresplanung eines Stromanbieters ist daher die Jahresdauerlinie von einer gewissen Relevanz. Die Jahresdauerlinie gibt die Last über ein Jahr an und fasst zu einzelnen Zeitpunkten die gemessene Nachfrage in einem Jahr zusammen. Mithilfe der Jahresdauerlinie lässt sich erkennen, welche Leistung für welche Dauer (bspw. in Stunden) bereitgehalten werden muss.

Jahresdauerlinie

Muss eine Last im gesamten Jahr bereitgehalten werden, spricht man von der Grundlast (mehr als 7.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr). Dahingegen bezeichnet man eine temporäre Bereitstellung als Spitzenlast (weniger als 1.250 Vollbenutzungsstunden). Die Bereitstellung von Last in der Zeit zwischen Spitzen- und Grundlast wird als Mittellast bezeichnet (Konstantin 2009).

Grundlast

Spitzenlast

Die Kenntnis der unterschiedlichen Lasten ist aus Betreibersicht wichtig. Aufgrund der verschiedenen Anforderungen an die Konversionstechnologie ergeben sich in Abhängigkeit von den zu bedienenden Nachfragemustern unterschiedliche Anforderungen an den Kraftwerkspark. Zur Bedienung der Spitzenlast müssen Technologien eingesetzt werden, die in kurzer Zeit auf die Nachfrage reagieren können; bei der Grundlast ist diese Flexibilität nicht erforderlich. Hier steht die kontinuierliche Bereitstellung von Strom im Vordergrund.

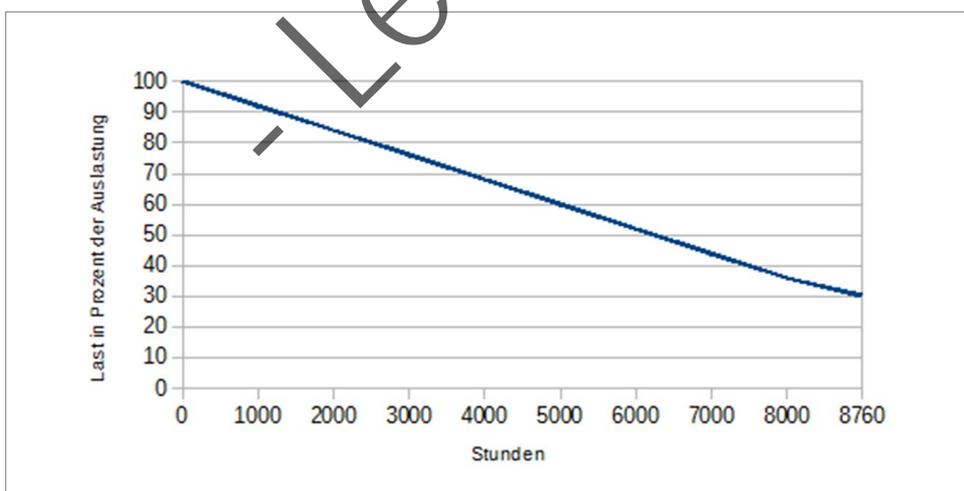


Abbildung 3: Typisierte Jahresdauerlinie; Quelle: eigene Darstellung basierend auf Ströbele et al. (2012), S. 241

Aus betrieblicher Sicht kann ein Betreiber entweder versuchen, die Erzeugung an das gegebene Nachfragemuster anzupassen. Oder er versucht, das Nachfragemuster an die Gegebenheiten der Erzeugung anzugleichen (Lastmanagement; Ströbele et al. 2012, S. 239 ff.).

## Hauptabnehmer von Strom

Die Hauptabnehmer von Strom in Deutschland sind mit einem Anteil von rund 75 % die Industrie und der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Der private Haushaltssektor fragt dahingegen nur ein Fünftel nach. Der Hauptanwendungszweck von Strom ist in der Industrie die mechanische Kraft (76 %), im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen Licht (55 %). Bei den privaten Haushalten ist es die Prozesswärme. Dahinter versteckt sich im Wesentlichen Warmwasser (s. Tabelle 1).

Sektor	Prozesswärme	Raumwärme	Mechanische Kraft	Licht	Gesamt	Anteil Strom am Gesamtenergieverbrauch des Sektors
<b>Industrie</b>	135,0	3,1	542,6	37,5	718,2	30,9 %
<b>Verkehr</b>	0	3,0	50,3	3,0	56,3	2,3 %
<b>Haushalt</b>	128,5	97,7	11,2	40,8	278,2	19,7 %
<b>GHD</b>	25,1	35,9	109,9	204,7	375,6	36,0 %
<b>Gesamt</b>	288,6	139,7	714,0	286,0	1428,3	20,4 %

Tabelle 1: Stromeinsatz nach Sektor und Anwendungszweck in 2010 in Petajoule; Anm.: GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Quelle: Ströbele et al. (2012), S. 242

Die grundsätzliche Struktur des Stromeinsatzes nach Sektor und Anwendungszweck hat sich seit 1990 kaum geändert (AG Energiebilanzen 2014).

## 2.5 Angebot

Zur Bereitstellung von Elektrizität stehen grundsätzlich thermische Kraftwerke sowie Wasser-, Wind- und Solarkraftwerke zur Verfügung. Bei thermischen Kraftwerken wird mithilfe von Verbrennung fossiler oder erneuerbarer Energieträger oder Kernspaltung Wärme erzeugt und damit Dampf hergestellt. Dieser treibt über eine Turbine einen Generator an. Als Koppelprodukt entsteht bei diesem Prozess Abwärme. Wird diese zu Wärmezwecken eingesetzt, spricht man auch von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Durch die Nutzung der Abwärme kann die Energieausbeutung erheblich gesteigert werden. Bei einer reinen Stromführung beträgt der Wirkungsgrad – das ist das Verhältnis zwischen eingesetzter Primärenergie zur erzeugten Elektrizität – maximal 55 %. Üblicherweise liegt der Wert aber eher bei 35 % bis 45 %. KWK-Anlagen weisen dahingegen Energieausbeuten von bis 80 % auf (Strom plus Wärme).

## Kraftwerkstypen

In den nachfolgenden Tabellen 2 und 3 werden die aktuell in Deutschland eingesetzten Kraftwerkstypen erfasst.

Typ	Technologie	Brennstoff	Wirkungsgrad %	THG-Emissionen in kg CO <sub>2</sub> -Äquivalente je kWh Gesamter Lebensweg <sup>1</sup>
<b>Kernkraftwerk</b>	Dampfturbine	Uran	30-35	0,0104 (SWR) <sup>2</sup> 0,0095 (DWR) <sup>3</sup>
<b>Braunkohlekraftwerk</b>	Dampfturbine	Braunkohle	30-45	0,4030
<b>Steinkohlekraftwerk</b>	Dampfturbine	Steinkohle	30-45	0,3936
<b>GuD<sup>4</sup></b>	Dampfturbine	Erdgas	bis 60	0,2461
<b>Ölkraftwerk</b>	Dampfturbine	Leichtes Heizöl	k.A.	0,3250

Tabelle 2: Fossil und nuklear betriebene Kraftwerkstypen; Anm.: 1 Gesamter Lebensweg beginnt bei der Gewinnung des Energieträgers bis zur Konversion zur Nutzenergie, ohne Rückbau, wurde für generische Anlagen berechnet; 2 Siedewasserreaktoren; 3 Druckwasserreaktoren; 4 Gas- und Dampfkraftwerk; k.A. = keine Angaben; Quelle: Ströbele et al. (2012), S. 244, Ecoinvent 3.0 ([www.ecoinvent.ch](http://www.ecoinvent.ch))

Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke werden aufgrund der langen Anfahrzeiten für die Grundlast eingesetzt. Bei älteren Steinkohlekraftwerken betragen die Anfahrzeiten 2-4 Stunden (Warmstart). Daher werden diese tendenziell für die Grund- sowie Mittellast verwendet. Moderne Steinkohlekraftwerke weisen dahingegen eine Steuerbarkeit auf, die nur wenig schlechter als diejenige von Gaskraftwerken ist. Gaskraftwerke sind sehr gut regelbar und werden daher sowohl für die Mittellast als auch für die Spitzenlast eingesetzt. Ölkraftwerke weisen eine zu Gas vergleichbare Steuerbarkeit auf. Aufgrund der hohen Brennstoffkosten werden Ölkraftwerke überwiegend nur zur Spitzenlast eingesetzt und nur dann, wenn die Kapazitäten aller anderen Kraftwerke ausgelastet sind (Ströbele et al. 2012, S. 250).

Kennzeichnend für die oben genannten Kraftwerkstypen ist die Leistung – im Allgemeinen größer als 200 MW – und der Einsatz nuklearer und fossiler Brennstoffe. Kernkraftwerke werden in Deutschland aus Sicherheitsgründen während des Betriebs und der Entsorgung durch den überwiegenden Teil der Bevölkerung abgelehnt. Nach Beschluss der Bundesregierung am 06. Juni 2011 (Bundesregierung 2011) müssen bis zum 31. Dezember 2022 nach einem in § 7 Atomgesetz festgelegten Zeitplan alle Kernkraftwerke abgeschaltet werden.

Kohlekraftwerke stehen aufgrund ihrer hohen Treibhausgasemissionen in der Kritik. Darüber hinaus ist auf die bei Tagebau notwendigen umfangreichen Eingriffe in die Natur und in den Wasserhaushalt hinzuweisen (Keppler 2002).

Gaskraftwerke gelten als eine relativ „saubere“ Energiequelle, da sie im Vergleich zu Kohlekraftwerken nennenswert weniger Treibhausgase emittieren.

Typ	Technologie	Energiequelle	Wirkungsgrad %	THG-Emissionen in kg CO <sub>2</sub> -Äquivalente je kWh Gesamter Lebensweg <sup>1</sup>
<b>Wasserkraftwerk</b>				
<b>Laufwasserkraftwerk</b>		Wasser	k.A.	0,0037
<b>Stauwasserkraftwerk</b>		Wasser	k.A.	k.A.
<b>Windkraftanlagen onshore</b>		Wind	40–50	0,0159
<b>Photovoltaikanlagen</b>		Sonne	11–20	0,0837
<b>Biomassekraftwerke</b>	Dampfturbine	Feste Biomasse	20	0,0959
<b>Biogasanlagen</b>	Fermenter	Flüssige Biomasse	k.A.	0,2108

Tabelle 3: Erneuerbare Energiequellen nutzende Kraftwerkstypen

Anm.: 1 Gesamter Lebensweg beginnt bei der Gewinnung des Energieträgers bis zur Konversion zur Nutzenergie, ohne Rückbau, wurde für generische Anlagen berechnet; k.A. = keine Angaben; Quelle: Ströbele et al. (2012), S. 245, Konstantin (2009), S. 315, Ecoinvent 3.0 (www.ecoinvent.ch)

## Lebenswegbetrachtung

Solange Wasser, Wind und Sonne als Primärenergiequelle genutzt werden, fallen bei der Energiekonversion keine Treibhausgasemissionen an. Betrachtet man aber den gesamten Lebensweg dieser Technologien, so verursachen auch diese Technologien Treibhausgasemissionen. Eine Lebenswegbetrachtung schließt neben dem Konversionsprozess die Bereitstellung der Primärenergie, die Produktion und Errichtung der technischen Anlagen sowie deren Entsorgung mit ein (Klöpper und Grahl 2011).

Bei biomassennutzenden Kraftwerken werden wie bei konventionellen Kraftwerken im Verbrennungsprozess klimaschädliche Treibhausgase freigesetzt. Da diese aber biogenen Ursprungs sind, werden diese Emissionen in der Literatur vielfach als klimaneutral bezeichnet (WBCSD 2013). Dieser Standpunkt ist allerdings nicht unumstritten, da die meistgenutzte Biomasse immer noch Holz ist. Je nach Alter des eingesetzten Holzes kann beim Verbrennen bis zu mehrere Jahrzehnte gespeicherter Kohlenstoff wieder freigesetzt werden (Pingoud et al. 2012 m.w.N.).

Unabhängig von der Diskussion um die Klimaneutralität von Biomasse als Energieträger greifen alle eingesetzten Technologien in unterschiedlichem Maß in die Natur ein. Weiterhin ist speziell hinsichtlich der Biomasse auf Landnutzungskonflikte hinzuweisen, da Biomasse generell mehreren unterschiedlichen Nutzungen zugewiesen werden kann (Röscher et al. 2008).

Neben den oben genannten Kraftwerkstechnologien sind noch Müllverbrennungsanlagen (MVA) zu nennen. Da die primäre Funktion von Müllverbrennungsanlagen die thermische Beseitigung von Abfall ist, werden diese nicht als konstitutiver Teil des Stromversorgungssystems angesehen. MVA funktionieren analog zu Kohlekraftwerken.

Die Angebotsentwicklung in Deutschland ist in den folgenden beiden Abbildungen 4 und 5 zu finden.

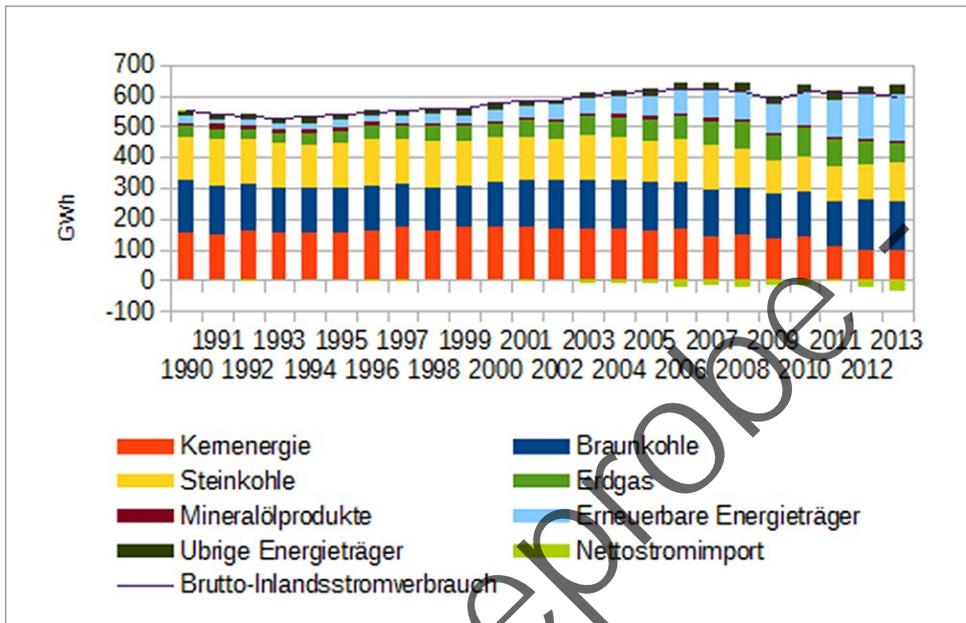


Abbildung 4: Entwicklung der Bruttostromproduktion in Deutschland; Quelle: AG Energiebilanzen (2014).

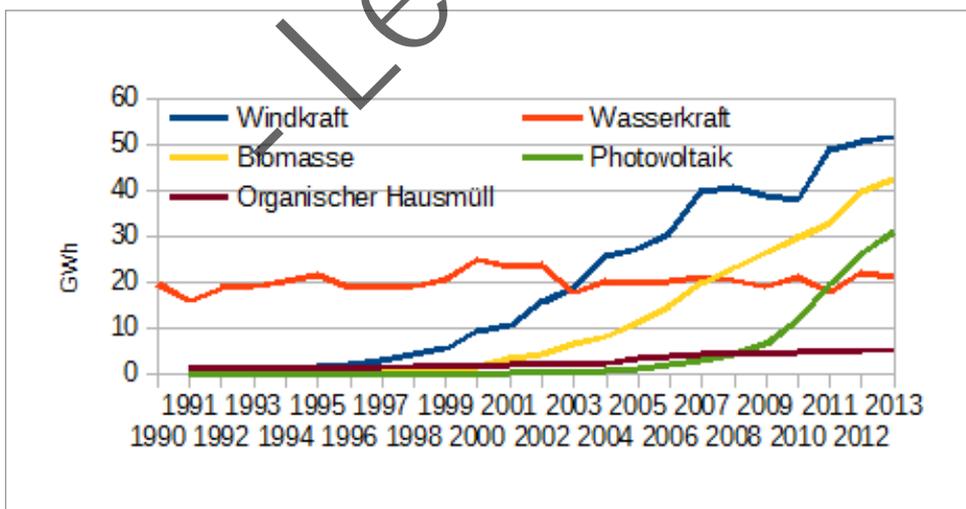


Abbildung 5: Entwicklung der Bruttostromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern in Deutschland. Quelle: AG Energiebilanzen (2014),

## 2.6 Regulierung des Strommarktes – Das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Der heutige Strommarkt wird wesentlich durch Gesetze und Verordnungen, die speziell den Markteinsatz von alternativen Technologien fördern, bestimmt. Unter alternativen Energietechnologien versteht man solche Technologien, die entweder erneuerbare Primärenergieträger oder Abfall- und Reststoffe als Brennstoff einsetzen, sowie Geothermie. Grundsätzlich sollen die alternativen Energietechnologien eine bessere Umweltbilanz aufweisen als konventionelle. In der politischen Praxis wird die Umweltbilanz vielfach nur auf den Umfang der Emissionen von klimaschädlichen (fossilen) Treibhausgasen beschränkt; andere Umweltwirkungen bleiben tendenziell außer Acht (s. bspw. Bundesregierung 2010). Das wichtigste Gesetz ist das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Kurzform: Erneuerbare-Energien-Gesetz; EEG) einschließlich der in diesem Zusammenhang erlassenen Verordnungen.

### 2.6.1 Systematik des EEG

#### Idee des EEG

Die grundsätzliche Idee des EEG ist, ein gesichertes Markt- und Betriebsumfeld für alternative Energietechnologien zu schaffen, um damit die Innovationsdynamik in diesem Bereich zu steigern (SRU 2013, Tz. 94). Aktuell fördert das EEG den Einsatz folgender Energieträger (EEG 2014, §§ 40-51):

- Wasserkraft
- Deponie-, Klär- und Grubengas
- Biomasse, einschließlich deren Vergärung
- Gülle
- Geothermie
- Windenergie an Land und auf See
- solare Strahlungsenergie

Um dies zu erreichen, wurde eine Regulierung geschaffen, die im Wesentlichen trotz vieler Änderungen immer noch aus drei Kernelementen besteht:

- Anschlussgarantie für die installierten Anlagen sowie Einspeisevorrang für auf Basis des EEG geförderten Strom
- ein Vergütungssystem mit festen Einspeisetarifen im Allgemeinen über 20 Jahre, differenziert nach Energieträgern, Leistungsklasse und Jahr der Inbetriebnahme. Weiterhin besteht die Möglichkeit der Direktvermarktung.
- Finanzierung des Systems über eine Umlage

#### Anschluss- und Abnahmeverpflichtung

Gemäß § 8 EEG (2014) besteht für durch das EEG geförderten Einsatz von Energieträgern eine Anschluss- sowie Abnahmeverpflichtung. Betreiber von Stromnetzen für die allgemeine Versorgung müssen Anlagen, die zur Stromerzeugung durch das EEG geförderte

Anlagen, die zur Stromerzeugung geförderte Energieträger einsetzen, werden vorrangig angeschlossen.

Energieträger einsetzen, gegenüber Anlagen, die fossile oder nukleare Energieträger einsetzen, vorrangig anschließen. Die Anlagen müssen sich auf dem Bundesgebiet oder in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone befinden. Ebenso muss EEG geförderter Strom durch die Betreiber von Stromnetzen gegenüber Anlagen, die fossile und nukleare Brennstoffe einsetzen, vorrangig abgenommen werden. Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) ist aber gleichrangig einzuspeisen (§ 4 Abs. 1 Satz 2 KWKG).

Solange es wirtschaftlich zumutbar ist, müssen die Netzbetreiber ihre Netze hinreichend ausgebaut haben, um den bevorrechtigten Strom aufnehmen zu können (§ 12 EEG). Andernfalls kann ein Anlagenbetreiber auf Schadensersatz klagen (§ 13 EEG).

Die Anschluss- und Abnahmeverpflichtung, wie sie im EEG geregelt ist, bezieht sich nur auf die Geschäftsbeziehung zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber. Anbieter von Strom, d. h. Elektrizitätsversorgungsunternehmen, sind in der Verwertung des durch das EEG geförderten Stroms, auch EEG-Strom genannt, gegenüber dem Letztverbraucher frei. Mehrkosten, die den Elektrizitätsversorgungsunternehmen durch die Anschluss- und Abnahmeverpflichtung von EEG-Strom anfallen, können in deren Kostenkalkulationen berücksichtigt und gegenüber den Letztverbrauchern ausgewiesen werden. Diese Mehrkosten entsprechen der EEG-Umlage (§ 61 EEG).

### **Einspeisevergütung**

Um Anspruch auf eine Einspeisevergütung zu erhalten, muss ein Anlagenbetreiber seinen Strom grundsätzlich dem Netzbetreiber andienen (§ 19 sowie §§ 37 und 38 EEG). Weiterhin besteht die Möglichkeit der Direktvermarktung (§ 34 EEG). Strom, der direkt vermarktet wird, erhält keine Einspeisevergütung. Die Höhe der Einspeisevergütung ist im Gesetz geregelt.

Die Höhe des Anspruchs der Vergütung richtet sich grundsätzlich nach den zukünftig zu erwartenden durchschnittlichen Gestehungskosten, wobei hier nach den jeweiligen Energieträgern differenziert wird. Photovoltaikanlagen auf einem Gebäude mit einer Leistung von 10 kWp, die im Januar 2015 in Betrieb genommen werden, erhalten 13,15 ct./kWh. Die Biomasseanlagen bis zur einer Leistung von 150 kW, die ebenfalls im Januar 2015 neu installiert werden, bekommen 13,66 ct./kWh vergütet.

[Höhe der Vergütung](#)

Weiterhin wird die Höhe der Vergütung nach der jeweiligen Leistungsklasse differenziert, die generell mit zunehmender Höhe der Leistung abnimmt. Die Vergütung je Kilowattstunde nimmt mit der Leistungsklasse ab. Bei Biomasseanlagen erhält man für die Leistungsklasse bis 150 kWel 13,66 ct./kWh; für die Leistungsklasse von 5 MWel bis 20 MWel werden hingegen nur 5,85 ct./kWh gezahlt (§ 44 EEG). Die Vergütung richtet sich aber nicht nach der Gesamtleistung einer Anlage. Vielmehr erfolgt die Vergütung nach den Leistungsklassen getrennt. Eine Anlage, die eine Leistung von 1 MWel aufweist, erhält für die Leistung bis 150 kWel 13,66 ct./kWh; für die Leistung von 150 bis 500 kWel 11,78 ct./kWh und für die Leistung bis 1 MWel 10,55 ct./kWh.

Die Vergütung wird prinzipiell für 20 Jahre zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme ausbezahlt (§ 22 EEG). Die tatsächliche Höhe der Vergütung richtet sich nach der im Jahr der Inbetriebnahme gültigen Version des EEG. Anlagen, die nach dem 01. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden, erhalten ihre Vergütung bspw. nach dem EEG in der Fassung vom 01.01.2012. Für Anlagen, die vor dem 01. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden, gelten weiterhin die Regelungen, wie sie in den älteren Fassungen des EEG niedergeschrieben wurden. Allerdings sind hier Übergangsbestimmungen zu beachten (§§ 100-104 EEG).

Im Gesetz ist für die verschiedenen Vergütungssätze und Boni eine automatische Degression festgelegt. Die Vergütungssätze verringern sich in den meisten Fällen jährlich um einen bestimmten Prozentsatz, der zwischen 0,5 % (Wasserkraft) und 1,2 % (Windenergie onshore) schwankt. Bei Photovoltaikanlagen gilt eine monatliche Degression. Die Degression beginnt im Jahr nach dem Inkrafttreten der jeweiligen Novelle des EEG. Die Ausnahmen bilden Geothermie und Windkraft offshore: Hier ist das relevante Jahr 2018 .

Kennzeichnend für die Förderung nach dem EEG war bis 2012 eine leistungsmäßig unbeschränkte Förderung. Mit dem EEG in seiner neuesten Fassung wurden für Photovoltaik-, Biomasse- und Windanlagen Ausbaukorridore festgelegt. Diese betragen bei den beiden letztgenannten 2400-2600 GW pro Jahr; bei Biomasse 100 MW. Wird bei Wind- und Sonnenenergieanlagen die obere Grenze übertroffen, reduzieren sich die Vergütungssätze. Wird zu wenig installiert, erhöhen sich die Vergütungssätze („atmender Deckel“). Bei Biomasse wird bei Überschreitung des Ausbaukorridors die Förderung reduziert; in keinem Fall wird sie erhöht.

### 2.6.2 Direktvermarktung

Seit dem 01. Januar 2012 besteht für Betreiber von EEG-Anlagen die Möglichkeit, ihren Strom direkt an der Börse oder an Dritte zu vermarkten. Wenn der Strom in das Netz eingespeist und von einem Dritten auch abgenommen wird, besteht, zusätzlich zu den Verkaufserlösen, das Anrecht auf eine Marktprämie (§§ 19 und 34 EEG; s. a. §§ 35 und 36 EEG). Betreiber von Biogasanlagen können zusätzlich eine Flexibilitätsprämie erhalten, wenn sie nachweisen können, dass sie ihre Produktion entsprechend der jeweiligen Nachfrage steuern können (§§ 52-54 EEG).

Ein Betreiber kann monatlich neu entscheiden, in welchem Umfang er seinen Strom direkt vermarkten möchte oder die Einspeisevergütung in Anspruch nimmt (§ 20 EEG). Die Marktprämie wird nur auf den vermarkteten Teil der Stromproduktion gezahlt. Ebenso wird die Einspeisevergütung nur für den Teil der Produktion gezahlt, der nicht direkt vermarktet wird.

#### Höhe der Marktprämie

Die Höhe der Marktprämie ergibt sich aus der (positiven) Differenz zwischen dem anzulegenden Wert nach §§ 40–55 EEG unter Berücksichtigung von §§ 19–32 EEG in ct./kWh und dem jeweils rückwirkend an der Börse berechneten tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwertes des Stroms in ct./kWh (Anlage 1 EEG). Der anzulegende Wert entspricht dem jeweils gültigen energieträgerspezifischen Vergütungssatz.

Bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen wird der Börsenpreis um einen Wertigkeitsfaktor korrigiert, der den jeweiligen Marktwert an der Börse widerspiegelt (s. Anlage 1 Art. 2.2 EEG). Weiterhin werden die anzulegenden Werte energieträgerspezifisch um einen festen Betrag erhöht.

Die Direktvermarktung kann im Vergleich zu im EEG festgelegten Vergütungssätzen zu höheren Erlösen führen, wobei aber das Risiko einer Fehlentscheidung und damit von Mindereinnahmen vom Stromanbieter zu tragen ist (s. Abbildung 6).

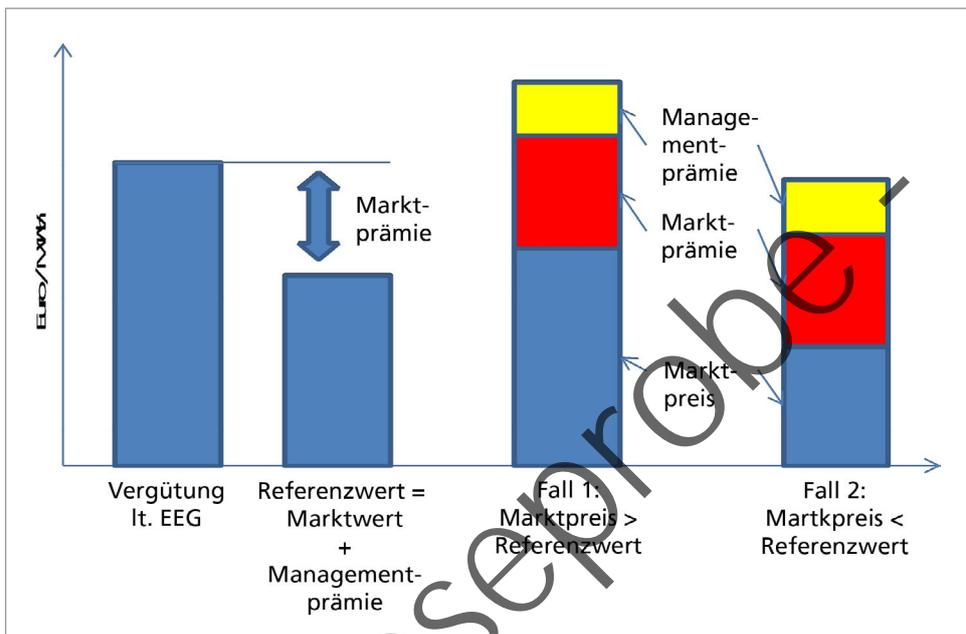


Abbildung 6: Marktprämiemodell laut Anlage 1 EEG sowie § 100 EEG;  
 Quelle: eigene Darstellung nach [http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Marktpr%C3%A4mienmodell\\_EEG\\_laut\\_Anlage\\_4.png](http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Marktpr%C3%A4mienmodell_EEG_laut_Anlage_4.png) (03.05.2014)

### 2.6.3 EEG-Umlage

Die Finanzierung der Förderung des EEG-Stroms erfolgt über eine Umlage, der sog. EEG-Umlage. Die EEG-Umlage wird dem Stromendverbraucher sowie – seit der neusten Novellierung des EEG – unter bestimmten Umständen den Eigenversorgern in Rechnung gestellt (§ 61 EEG). Die Höhe der Umlage ergibt sich aus der Differenz zwischen den für das folgende Kalenderjahr prognostizierten Ausgaben und Einnahmen, die aus der Verwertung des durch das EEG geförderten Stroms entstehen. Die EEG-Umlage wird immer für das nachfolgende Jahr berechnet und muss zum 15. Oktober des laufenden Jahres veröffentlicht werden. Verantwortlich für die Ermittlung der EEG-Umlage sind die Übertragungsnetzbetreiber (§ 3 AusglMechV). Für die Prognose „ist der durchschnittliche Preis für das Produkt Phelix Baseload Year Future an der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig für das folgende Kalenderjahr zu Grunde zu legen“ (§ 4 AusglMechV). Ergibt sich zwischen dem Prognosewert und dem tatsächlichen Ergebnis im Folgejahr eine Diskrepanz, so wird diese Differenz in der Berechnung für das Folgejahr berücksichtigt. Die Ausgaben ergeben sich im Wesentlichen durch die Zahlung der Vergütung sowie durch die Marktprämien im Rah-

Differenz zwischen den für das folgende Kalenderjahr prognostizierten Ausgaben und Einnahmen, die aus der Verwertung des durch das EEG geförderten Stroms entsteht

men der Direktvermarktung an die Betreiber der förderfähigen Anlagen, die Einnahmen aus der Vermarktung an einer Strombörse (§ 2 AusglMechV).

Die Entwicklung der Vermarktungserlöse und der Vergütungszahlungen seit 2000 ist in Abbildung 7 abgebildet. Die zunehmende Diskrepanz zwischen Vermarktungserlösen und Vergütungszahlungen führte zu einer entsprechenden Entwicklung der EEG-Umlage (s. Abbildung 7).

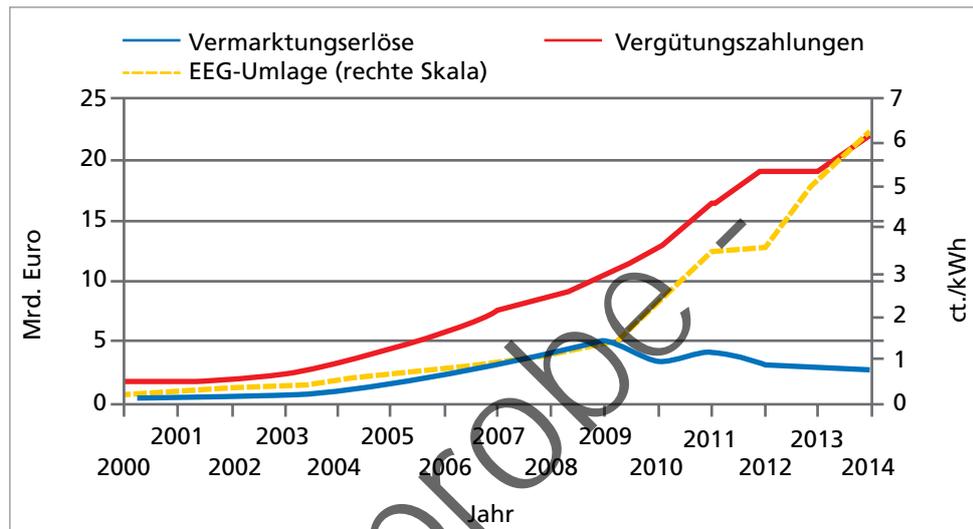


Abbildung 7: Vermarktungserlöse, Vergütungszahlungen und EEG-Umlage seit 2000; Anm.: Vermarktungserlöse und Vergütungszahlungen für das Jahr 2014 sind geschätzt. Quelle: eigene Darstellung basierend auf ISE (2014)

Grundsätzlich wird die EEG-Umlage auf die Letztverbraucher und mit der neusten Novellierung des EEG unter bestimmten Umständen auch auf Eigenversorger umgelegt. Tatsächlich gibt es aber Sonderregelungen. Gespeicherter EEG-Strom wird von Netzentgelten befreit, um Doppelbelastungen zu vermeiden. Weiterhin werden stromintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, nicht vollständig belastet (§ 64 EEG sowie Anlage 4 EEG).

## 2.7 Angebotsplanung

### 2.7.1 Langfristiges Entscheidungsproblem

Die Angebotsseite hat sich seit der Liberalisierung des Strommarktes und der Förderung erneuerbarer Technologien sehr stark fragmentiert. Neben den großen vier Elektrizitätsversorgungsunternehmen E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall sowie den Stadtwerken sind Energiegenossenschaften, aber auch Landwirte und private Haushalte als Stromanbieter zu nennen. Da sich die Anbieter in ihren Entscheidungen durch recht unterschiedliche Motive leiten lassen, können die traditionellen ökonomischen Methoden der Angebotsanalyse nur bedingt eingesetzt werden. Nutzt man die primäre Motivation der Anbieter als Klassifizierungsmerkmal, können grob drei Anbietertypen identifiziert werden:

- „klassische“ Elektrizitätsversorger
- private Haushalte, Landwirte und Energiegenossenschaften (Kleinanbieter)
- Stadtwerke

Kennzeichnend für die „klassischen“ Versorger ist der Besitz von großen Kraftwerken (größer als 200 MW), die entweder mit nuklearen oder fossilen Energieträgern betrieben werden. Darüber hinaus besitzen die „klassischen“ Versorger Kraftwerke, die erneuerbare Energieträger nutzen. Die Bedeutung am Gesamtangebot und am Unternehmensertrag dieser ist aber gegenüber den konventionellen Kraftwerken generell immer noch gering (Eichborn et al. 2013).

Ein „klassischer“ Versorger wird sich bei der Festlegung eines Kraftwerkparks nach der Mindestrendite, die durch die Betreiber individuell festgelegt wird, richten. Letztendlich hängt die individuelle Entscheidung für eine Technologie von verschiedenen Faktoren ab, deren wichtigste sind (s. a. Ströbele et al. 2012, S. 247 ff.):

Festlegung eines Kraftwerkparks

- erwartete Last und Lastverteilung über die Laufzeit des Kraftwerks
- erwartete Verfügbarkeit und Beschaffungskosten des einzusetzenden Energieträgers
- erwartete Investitions- und Finanzierungskosten
- erwartete Vergütung des abgesetzten Stroms

Insbesondere die erwarteten Absatzpreise werden heute nennenswert durch die Regulierung der Strommärkte bestimmt.

Das Entscheidungskalkül privater Haushalte, von Landwirten und von Energiegenossenschaften unterscheidet sich recht stark von denen der „klassischen“ Versorger. Die Motive von Kleinanbietern sind recht unterschiedlich. Vielfach wird die Investition in Konversionstechnologien als eine zusätzliche Einnahmequelle gesehen. Die Überzeugung, den „Großen ein Schnippchen zu schlagen“ oder auch der Umwelt etwas Gutes zu tun, können ebenfalls als Beweggründe angesehen werden (Palm und Tengvard 2011). Aufgrund der beschriebenen Motivation investieren Kleinanbieter nur in erneuerbare Energieträger. Abgesehen davon, stehen finanzielle Gründe auch gegen Investitionen in konventionelle Technologien: Das Investitionsvolumen für ein großes Kohlekraftwerk (1 GW Leistung) beträgt ca. 1,5 Mrd. Euro; eine kleine Photovoltaik-Anlage (10 kWp) kann schon für ca. 15.000 Euro installiert werden (eigene Berechnung basierend auf Blesl et al. 2012).

Motive von Kleinanbietern

Speziell das Auftreten von privaten Haushalten als Stromanbieter (Prosumer) führt zu einem Aufheben der klassischen Dichotomie zwischen Angebots- und Nachfrageseite. Haushalte agieren einerseits als typische Nachfrager. Andererseits müssen sie in ihren Entscheidungen ihre Funktion als Stromanbieter beachten. Hinsichtlich der Bedeutung der Prosumer für das (zukünftige) Funktionieren des Strommarktes und damit für den Transformationsprozess besteht noch Forschungsbedarf.

Die Stadtwerke stehen zwischen den „klassischen“ Anbietern und den Kleinanbietern. Auf der einen Seite kann man ihnen unterstellen, dass sie Gewinne erzielen und nicht nur die Gesamtkosten der Bereitstellung von Strom decken wollen. Auf der anderen Seite müssen sie häufig die politischen Vorgaben des städtischen Eigentümers erfüllen (Edeling 2002).

## 2.7.2 Merit-Order

Einsatzreihenfolge von Kraftwerken in Abhängigkeit der Höhe der Grenzkosten und der verfügbaren Kapazität zur Deckung einer bestehenden Last

Bei der kurzfristigen Angebotsplanung muss von einem bestehenden Kraftwerkspark ausgegangen werden. Die durch den bestehenden Kraftwerkspark determinierte Angebotsfunktion wird in der Literatur als Merit-Order bezeichnet (Ströbele et al. 2012, S. 249). Die Merit-Order bestimmt die Einsatzreihenfolge von Kraftwerken in Abhängigkeit der Höhe der Grenzkosten und der verfügbaren Kapazität zur Deckung einer bestehenden Last. Mit Grenzkosten bezeichnet man die Kosten, die allein durch die Produktion von Strom anfallen. Diese umfassen im Wesentlichen die Brennstoffkosten. Unabhängig von den Grenzkosten werden zunächst Kraftwerke mit Must-run-Kapazitäten eingesetzt. Bei Must-run-Kapazitäten handelt es sich um Kraftwerke, die aufgrund hoher Anfahrtkosten am Netz bleiben sollten. Die Existenz von Must-run-Kapazitäten kann bei hinreichend niedriger Last zu negativen Preisen führen.

Abbildung 8 zeigt eine mögliche Merit-Order. Das Marktgleichgewicht  $x_1$  beschreibt die Situation, wo die kurzfristige Angebotskurve, die allein durch die Grenzkosten bestimmt wird, und die Nachfrage  $N_1$  übereinstimmen. Im dargestellten Marktgleichgewicht wird Strom durch Kernenergie, Kohle und Gas produziert. Öl ist im Fallbeispiel nicht notwendig. Der Schnittpunkt beider Kurven bestimmt den gleichgewichtigen Marktpreis  $p_1$ . Im Marktgleichgewicht  $x_2$  ist die Last so gering, dass die Must-Run-Kapazität vollständig die Nachfrage deckt. Infolgedessen ist der Marktpreis  $p_2$  negativ.

Die in Deutschland zu beobachtende Merit-Order wird nennenswert durch das EEG beeinflusst. Die festen Einspeisetarife für die durch das EEG geförderten Energieträger führen dazu, dass mit Windkraft- und Photovoltaikanlagen Technologien am Markt reüssieren, deren Grenzkosten null sind. Die Markteinführung von Energietechnologien mit niedrigen Grenzkosten führt, grafisch betrachtet, zu einer Rechtsverschiebung der Angebotskurve und müsste damit zu niedrigeren Strompreisen führen (s. Abbildung 9). Dieser Effekt entspricht dem allgemeinen Merit-Order-Effekt, der die Verdrängung von Kraftwerken mit relativ hohen Grenzkosten durch den Marktzutritt von Kraftwerken mit relativ niedrigen Grenzkosten beschreibt (IEA 2014a, S. 25).

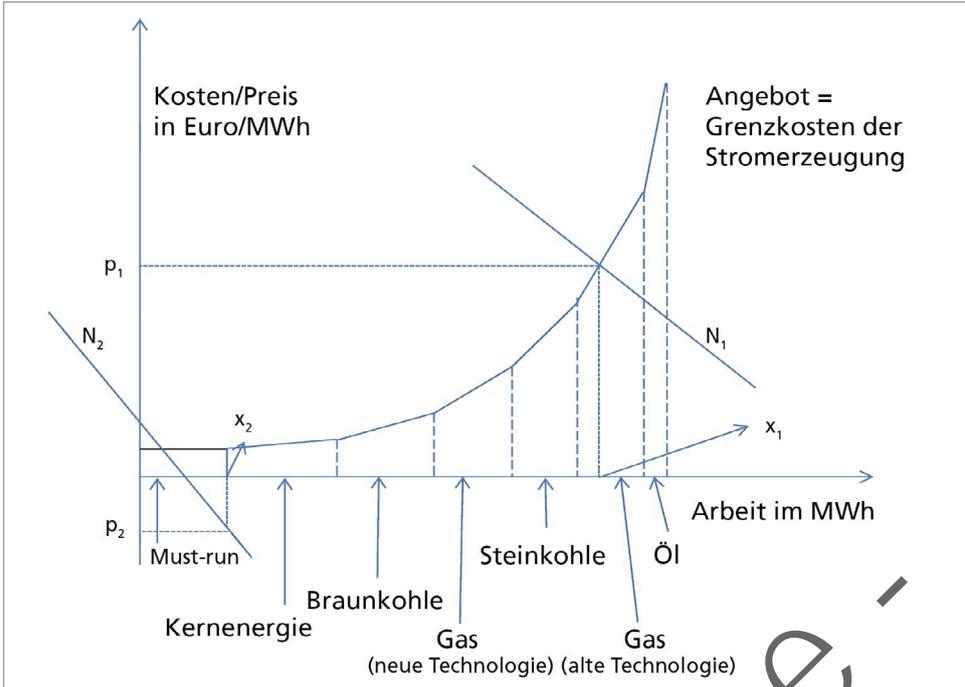


Abbildung 8: Merit-Order; Anm.: Aus Vereinfachungsgründen wurden nicht alle möglichen Energietechnologien berücksichtigt. Quelle: eigene Darstellung nach Bode (2008)

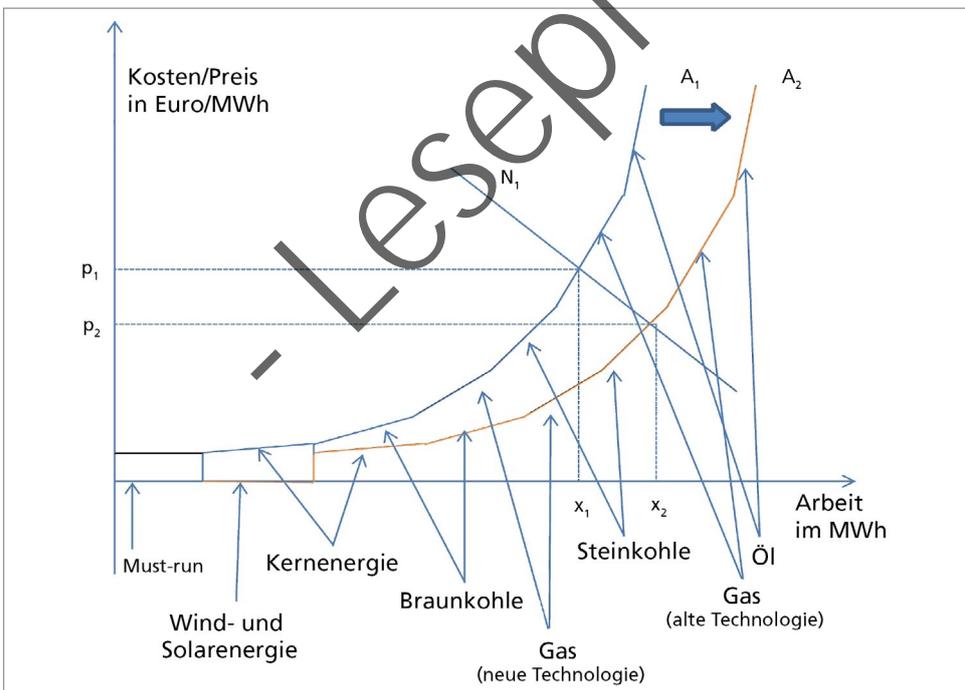


Abbildung 9: Merit-Order-Effekt; Anm.: Aus Vereinfachungsgründen wurde u. a. Bioenergie nicht berücksichtigt. Quelle: eigene Darstellung

Anzumerken bleibt, dass MVA ebenfalls die Merit-Order beeinflussen können.

### 2.7.3 Residuallast

Die Lücke zwischen der Nachfrage nach Strom und dem Angebot an EEG-Strom

Tatsächlich hat die Abnahme- und Anschlussverpflichtung noch eine weitere, ebenfalls fundamental wirkende Konsequenz: Durch die Einspeiseverpflichtung von EEG-Strom erhalten konventionelle Kraftwerke die Funktion eines „Lückenbüßers“. Konventionelle Kraftwerke müssen die Lücke zwischen der Nachfrage nach Strom und dem Angebot an EEG-Strom zu jedem Zeitpunkt schließen. Die Lücke wird auch als Residuallast bezeichnet.

In dem Maße, in dem das Angebot an EEG-Strom durch dargebotsabhängige Energieträger wie Sonne und Wind dominiert wird, in dem Maße nehmen die Anforderungen an die Regelfähigkeit des restlichen Kraftwerksparks zu, unabhängig von den eingesetzten Energieträgern.

Über das Jahr hinweg sind starke Schwankungen beim Stromangebot festzustellen. Windreiche Zeiten sind eher im Herbst und Winter zu erwarten, sodass Windkraftanlagen im Frühjahr und im Sommer eher geringe Leistungen aufweisen. Sonnenreiche Zeiten sind eher im Sommer anzutreffen; Photovoltaikanlagen werden daher im Winter eher weniger Leistung anbieten können (s. Abbildung 10).

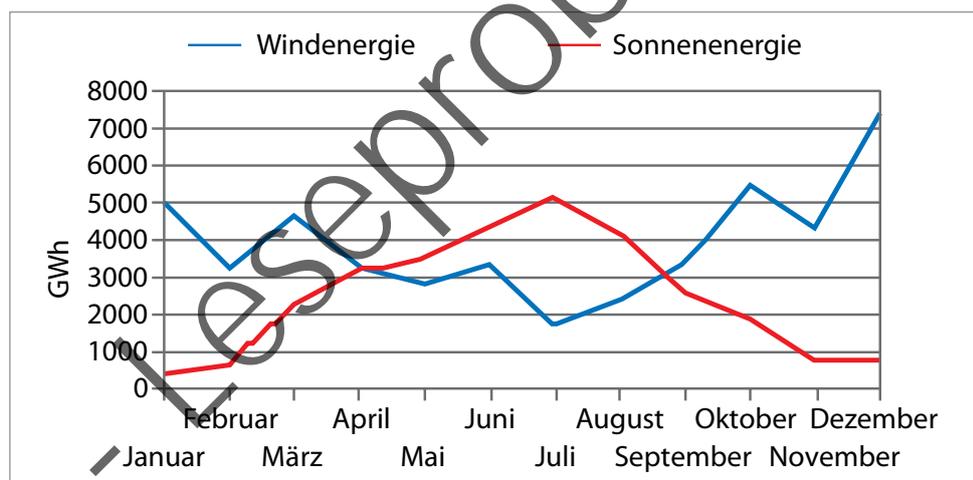


Abbildung 10: Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie in 2013; Quelle: eigene Darstellung basierend auf EUWID (2014)

Über den Tag sind ebenfalls relativ starke Schwankungen der Verfügbarkeit von Strom zu beobachten. Photovoltaikanlagen weisen tendenziell über Mittag die höchste Leistung auf; nachts dahingegen keine. Ebenso kann nicht von einem konstant guten Wind ausgegangen werden (s. Abbildung 11). Während der Stromverbrauch über den Tag bezogen am 03. und 04. November vergleichbare Nachfragemuster aufweist, gilt dies nicht für die Bereitstellung von Strom durch Wind- und Sonnenenergie. Am 03. November folgt das Angebot an Sonnen- und Windenergie ein Stück weit dem Verbrauch. Am 04. November kommt es ab 08:00 Uhr zu einer starken Abnahme des Angebots an Windenergie; ebenfalls ist das Angebot an Strom durch Photovoltaikanlagen relativ zum Vortrag gesunken. Das heißt, die Höhe der Residuallast kann an einem Tag, aber auch über mehrere Tage hinweg erheblich schwanken. Da die Qualität der Wetterprognosen keine genauen Vorhersagen über die Verfügbarkeit von Wind und Sonneneinstrahlung gewährleistet, müssen

Energietechnologien zur Verfügung stehen, die in wenigen Minuten auf ein verändertes Dargebot von Wind- und Sonnenenergie reagieren können.

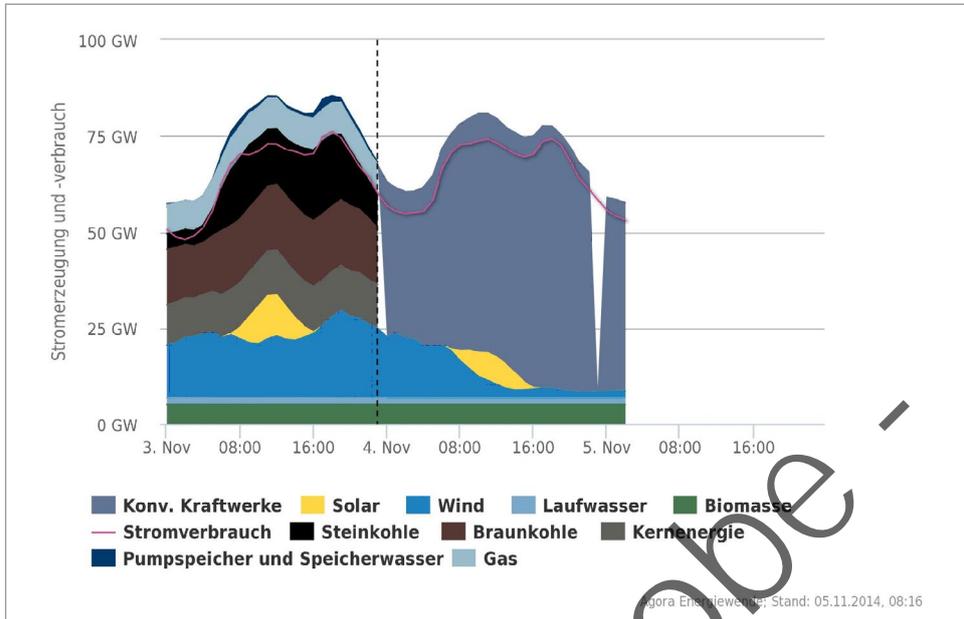


Abbildung 11: Stromerzeugung und Stromverbrauch am 03. und 04. November 2014; Quelle: Agora Energiewende (2014)

## 2.8 Handel und Marktdesign

Die technischen Eigenschaften von Strom bestimmen die Möglichkeiten des Handels. Wie bereits erwähnt, wird Strom bisher großtechnisch nicht gespeichert. Das heißt, der Handel muss die Zeitgleichheit von Angebot und Nachfrage beachten und kann eine mögliche Unterproduktion zeitlich nicht nach hinten schieben. Weiterhin ist Strom ein homogenes Gut, dessen Beschaffenheit relativ einfach an die Bedürfnisse des Endabnehmers angepasst werden kann. Durch die Homogenität müssen „nur“ noch die Ein- und Auspeisungen erfasst werden.

Grundsätzlich können zwei Marktdesigns von Strommärkten unterschieden werden: das offene Stromhandelsmodell und das Pool-Modell. Bei einem offenen Handelsmodell dürfen die Marktteilnehmer auf den verschiedenen Märkten beliebige Handelsaktivitäten miteinander ausüben. In den jeweiligen Handelskontrakten werden die Menge, der Preis und der Lieferzeitpunkt festgelegt. Diese sich aus den Kontrakten ergebenden Ein- und Auspeisungen werden dann den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) gemeldet. Die ÜNB sind ab dem Zeitpunkt der Meldung für den sicheren Netzbetrieb und auch für die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie zuständig. Beim Pool-Modell werden alle Transaktionen zwischen den Marktteilnehmern einem zentralen Poolmanager gemeldet. Dieser entscheidet über den Einsatzzeitpunkt der Kraftwerke. Der zentrale Poolmanager ermittelt auf Basis der gemeldeten Transaktionen den Strompreis (Ströbele et al. 2012, S. 260).

Zwei Marktdesigns von Strommärkten

In Deutschland gilt das offene Handelsmodell. Beim offenen Handelsmodell existieren ein Terminmarkt und ein Spotmarkt nebeneinander. Beim Terminmarkt werden Lieferverpflichtungen ab mehr als einem Tag vereinbart. Terminmärkte können grundsätzlich börslich oder außerbörslich organisiert sein. Bei den Spotmärkten unterscheidet man zwischen Day-Ahead-Märkten und Intraday-Märkten. Bei Day-Ahead-Märkten werden Stromlieferungen für den nächsten Tag vereinbart, wobei auch einzelne Stunden gehandelt werden können – im Gegensatz zu den Terminmärkten. Auf dem Intraday-Markt werden nur die Mengen gehandelt, die kurzfristig nachgefragt oder angeboten werden (Ströbele et al. 2012, S. 254 ff.).

Nach Abschluss der Kontrakte und Meldung dieser an die Übertragungsnetzbetreiber sorgen diese für den sicheren Netzbetrieb.

In Deutschland ist das Marktgebiet in vier Regelzonen eingeteilt, entsprechend der Anzahl der vier Netzbetreiber. Jeder der ÜNB ist für ein Teilnetz verantwortlich, d. h., er hat u. a. dafür zu sorgen, dass bei Leistungsungleichgewichten diese ausgeglichen werden, damit kein Netzzusammenbruch entsteht.

Da ein ÜNB über keine eigenen Erzeugungskapazitäten verfügen darf, muss diese Regelenergie beschaffen werden, wobei dies über Auktionen erfolgt. Teilnehmer solcher Auktionen können nur Betreiber von Kraftwerken sein, die Regelenergie anbieten (Ströbele et al. 2012, S. 254-260). Regelenergie sichert die Versorgung von Strom bei Störungen im Netz, d. h. bei Leistungsungleichgewichten.

## 2.9 Zusammenfassung

Der Strommarkt besitzt für die Energiewende eine herausragende Bedeutung. Bei der Umgestaltung des Strommarktes hin zu einem Strommix, in dem erneuerbare Energieträger dominieren, muss man sich die spezifischen Eigenschaften von Elektrizität vergegenwärtigen: Homogenität und geringe Lagerfähigkeit. Beides verlangt eine hohe Regelbarkeit des Stromangebots, um eine Zeitgleichheit von Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt zu garantieren. Die heutigen gesetzlichen Regelungen (EEG) wiederum fördern bewusst auch Technologien, deren Regelbarkeit nur bedingt gegeben ist: Wind- und Sonnenenergie.

Im folgenden Teil 3 soll durch die Auswertung von Szenarien eine relativ robuste Vorstellung über einen möglichen zukünftigen Strommix entwickelt werden. Die nachfolgenden Teile 4 bis 6 wiederum beschreiben dann mit verschiedenen Methoden die möglichen Implikationen, die sich aus dem Zukunftsbild ergeben.

## 3 Strommix der Zukunft

### 3.1 Einleitung

Es wurde mehrmals betont, dass die Energiewende eine zukunftsorientierte, letztendlich generationsübergreifende Herausforderung darstellt. Im Kapitel Szenarien wurde die Nutzung von Szenarien als ein probates Mittel genannt, um gerade solche Herausforderungen wissenschaftlich zu analysieren, um möglichst valide Schlussfolgerungen zu ziehen. Bei einer wissenschaftlichen Analyse werden alle Erkenntnisse, die man aus der Wissenschaft, aber auch aus anderen Informationsquellen generieren kann, berücksichtigt.

Im Rahmen des Kontaktstudiums stehen nun zwei Optionen für das weitere Vorgehen offen: Entweder wir entwickeln eigene Szenarien oder wir werten bestehende Szenarien unter einer bestimmten Fragestellung aus. Die wenigsten werden in die Lage kommen, Szenarien, speziell für die Energiewende, zu entwickeln. Demgegenüber werden viele eher in Verlegenheit kommen, Szenarien für sich persönlich oder für einen internen oder externen Auftraggeber auszuwerten. Aus diesem Grund soll Letzteres im Folgenden im Vordergrund stehen.

Im Kapitel Szenarien wurde für den Bewertungsprozess von Szenarien ein vierstufiges Verfahren vorgeschlagen. Der Vorschlag sah wie folgt aus (Kapitel Szenarien, Abschnitt 5.3):

Bewertungsprozess von Szenarien

1. Festlegung des Bewertungskontextes
2. Bewertung von Szenarien in Bezug auf ihren (kognitiven, normativen, assumptiven etc.) Gehalt oder einfacher formuliert: Sind die Szenarien einfach gut gemacht?
3. Bewertung von Szenarien nach ihren erwartbaren Folgen bei „Nutzung“ der Ergebnisse
4. Zusammenfassung der Bewertungsergebnisse

In bestimmten Entscheidungskontexten ist es zweckdienlich, einzelne Szenarien zu bewerten, um am Ende, ein „bestes“ Szenario zu finden. Bei komplexen oder auch gesellschaftlich und politisch herausragenden Fragestellungen mag die Suche nach dem „besten“ Szenario möglicherweise nicht zweckdienlich sein. Nicht nur, weil aufgrund der Komplexität des Analysebereichs einzelne Szenarien nicht alle möglichen Aspekte erfassen können oder wollen, sondern auch, weil für politische und gesellschaftliche Entscheidungen es weniger wichtig ist, ob die Grundlage (sprich Szenario) für die Entscheidung „bis auf das letzte Komma“ richtig ist. Solche Entscheidungen sind eher das Ergebnis einer Abstimmung vieler Sichtweisen.

Aus diesem Grund soll das Ziel der Bewertung mehr die Entwicklung eines robusten Bildes über den zukünftigen Strommix sein. Bei der Entwicklung eines robusten Bildes geht es um die Frage nach den überwiegenden Gemeinsamkeiten der unterschiedlichen Szenarien und weniger um die Unterschiede, solange diese nicht zentral sind. Wenn bspw. die Szenarien überwiegend den Marktanteil von Photovoltaikanlagen an der Stromgeneration zwischen 10 % und 15 % erwarten, dann bedeutet dies im Umkehrschluss, dass diese Technologie zukünftig als wichtig für die Stromproduktion anzusehen ist, aber auch, dass