

Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom

Abschlussbericht

Abschlussbericht

Ansprechpartner:

Ben Schlemmermeier
Geschäftsführer
ben.schlemmermeier@lbd.de
Tel.: +49(0)30.617 85 311
Mobil: +49(0)172.307 31 26

Carsten Diermann
Unternehmensberater
carsten.diermann@lbd.de
Tel.: +49(0)30.617 85 363
Mobil: +49(0)160.90 38 75 52

Adresse:

LBD-Beratungsgesellschaft mbH
Stralauer Platz 34
EnergieForum
(D) 10243 Berlin
Tel.: +49(0)30.617 85 310
Fax: +49(0)30.617 85 330
www.lbd.de

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Ausgangslage, Ziel und Gegenstand des Gutachtens.....	6
2 Zusammenfassung	8
3 Datenbasis und methodische Vorgehensweise des Gutachtens.....	10
3.1 Methodische Vorgehensweise.....	10
3.2 Datenbasis	11
3.3 Vertikale Netzlast als Maßstab für die Nachfrage.....	12
4 Analyse der Erzeugermargen für Steinkohle- und Erdgaskraftwerke.....	14
4.1 Hintergrund und Auswahl der Referenzkraftwerke für die Analyse.....	14
4.2 Methodik der Margenanalyse, Erlös- und Kostenstruktur der Referenzkraftwerke.....	15
4.3 Entwicklung der Erzeugermargen von Steinkohle- und GuD-Kraftwerken.....	19
5 Entwicklung der Stromgroßhandelspreise in einem grenzkostenbasierten Markt mit intensivem Wettbewerb und hohem Anteil regenerativer Stromerzeugung	20
5.1 Analyse der Wettbewerbsintensität.....	20
5.2 Ausbau der regenerativen Stromerzeugung.....	25
5.3 Eingriffe zur Sicherung der Netzstabilität aufgrund der volatilen Stromspeisung erneuerbarer Energien.....	28
5.4 Entwicklung der Residuallast und Auswirkungen auf den Betrieb konventioneller Kraftwerke im Übertragungsnetz	31
6 Wirkung des Emissionshandels auf die Preisbildung fossiler Kraftwerke und Anforderungen an den künftigen Stromerzeugungsmix in Deutschland	34
6.1 Das Fuel-Switch-Konzept.....	34
6.2 Bedarf neuer Erdgaskraftwerke zur Reduzierung der kohlebedingten CO ₂ -Emissionen.....	38
7 Wirkung des energiepolitischen Rahmens auf die Merit Order	42
7.1 Analyse der Auswirkungen des energiepolitischen Rahmens auf die Merit Order.....	42
7.2 Befund der Preis- und Strukturanalysen im grenzkostenbasierten Wettbewerb.....	48
8 Situation in Baden-Württemberg – Kapazitätsbedarf zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.....	49
8.1 Status quo: Strombedarf und Stromerzeugung in Baden-Württemberg	49
8.2 Bestehende Kraftwerksstandorte und geplante Neubauprojekte der Stromerzeugung.....	52
8.3 Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung.....	53
8.4 Ökologisch verträglicher Umbau der Stromversorgung.....	54
9 Schlussfolgerungen aus den Analysen zur Marktentwicklung.....	56
10 Qualitative Erläuterung des Kapazitätsbedarfs und Herausforderungen zur Synchronisation verschiedener Kapazitätsarten.....	57
10.1 Welcher Kapazitätsbedarf besteht?.....	57
10.2 Abgrenzung des Begriffes »Kapazitäten« und Synchronisation der Kapazitätsarten.....	59
11 Anforderungen an ein Marktdesign mit Anreizen für die Errichtung von Kapazitäten	65
11.1 Grundmodelle und Ausgestaltung von Anreizsystemen zur Errichtung von Kapazitäten.....	65
11.2 Ziele des Anreizsystems zur Errichtung neuer Kapazitäten in Deutschland.....	69
11.3 Vorschlag zum künftigen Marktdesign des physischen Strommarktes in Deutschland.....	71
12 Entwurf eines Kapazitätsmarktdesigns für Deutschland.....	73
12.1 Grundkonzept eines Kapazitätsmarktmechanismus	73
12.2 Hauptprozesse des Kapazitätsmarktmechanismus	74
12.3 Phasen der Marktreform.....	80
13 Kernbotschaften zum künftigen Strommarktdesign und Kapazitätsmarktempfehlungen ...	82
13.1 Kernbotschaften zur Zukunft des Strommarktdesigns in Deutschland.....	82
13.2 Empfehlungen zu den Kernelementen eines Kapazitätsmarktmechanismus	83
14 Quellenverzeichnis	85
15 Anhang.....	87
15.1 Anhang 1 – Analyse der Wettbewerbsintensität, Preisspreads im Spotmarkt.....	87

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 1: Methodik und Prämissen der Margenanalyse – Erlöse- und Kostenstruktur der analysierten Referenzkraftwerke	17
Tabelle 2: Margen- und Kostenstruktur der analysierten Referenzkraftwerke.....	18
Tabelle 3: Zeitanteil der Eingriffe nach § 13.1 EnWG im Übertragungsnetz von 50Hertz Transmission	30
Tabelle 4: Entwicklung und Prognose der vertikalen Netzlast, Nachfrage und Vollastbenutzungsstunden im Übertragungsnetz sowie der EEG-Stromeinspeisung	32
Tabelle 5: Geplante Kraftwerksprojekte in Baden-Württemberg.....	53
Tabelle 6: Strommix 2009	53
Tabelle 7: Beispiele und Einsatzbereiche verschiedener Kapazitätsarten.....	59
Tabelle 8: Technisches Einsatzpotenzial und wirtschaftliche Parameter verschiedener Kapazitätsarten	61
Tabelle 9: Effizienz und Flexibilität für Kraftwerke als Kapazitäten.....	62
Tabelle 10: Effizienz und Flexibilität für steuerbare Lasten und Speicher	63
Tabelle 11: Übersicht verschiedener Anreizsysteme zur Errichtung von Kapazitäten.....	66
Tabelle 12: Verwendung der Kapazitätzahlungen im PJM-Kapazitätsmarkt.....	69
Tabelle 13: Kurzberechnung zur Ermittlung der Deckungsbeitragslücke eines GuD-Kraftwerkes.....	78
Tabelle 14: Verpflichtungen der Anbieter als Gegenleistung zum Erhalt eines Kapazitätsentgeltes.....	79
Tabelle 15: Kurzberechnung zur Umlage des Kapazitätsentgeltes	80

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Beispielhafte Darstellung zur Deckung der Nachfrage durch dezentrale und zentrale Stromeinspeisung.....	13
Abbildung 2: Schematische Darstellung der Kraftwerkseinsatzplanung.....	15
Abbildung 3: Entwicklung der Erzeugermargen von Steinkohle- und GuD-Kraftwerken.....	19
Abbildung 4: Entwicklung der Preisspreads im Spotmarkt im dritten Quartal 2008.....	21
Abbildung 5: Entwicklung der Preisspreads im Spotmarkt im vierten Quartal 2008.....	21
Abbildung 6: Entwicklung der Preisspreads im Spotmarkt im dritten Quartal 2010	22
Abbildung 7: Entwicklung der Preisspreads im Spotmarkt im vierten Quartal 2010.....	22
Abbildung 8: Entwicklung der Super-Peak-Preise am Großhandelsmarkt in Deutschland	23
Abbildung 9: Entwicklung des Peak-Base-Verhältnisses am Großhandelsmarkt in Deutschland.....	24
Abbildung 10: Preisentwicklung am Terminmarkt	25
Abbildung 11: Historische und erwartete Entwicklung der installierten, regenerativen Stromerzeugungsleistung gemäß Szenario C des NEP-Szenariorahmens	26
Abbildung 12: Entwicklung der Beschaffungskomponente des Endkundenpreises (Strompreis am Terminmarkt zzgl. EEG-Umlage) gem. Trendszenario der EEG-Mittelfristprognose 2010	28

Abbildung 13: Vertikale Netzlast und zeitgl. Abrufe gemäß § 13.1 EnWG im Übertragungsnetz von 50Hertz Transmission	29
Abbildung 14: Anwendung netz- und marktbezogener Maßnahmen gem. § 13.1 EnWG im Vergleich zur Jahresdauerlinie der Gesamtlast im Netz von 50Hertz Transmission im Jahr 2010	29
Abbildung 15: Geordnete Nachfragekurve zur Entwicklung und Prognose der vertikalen Netzlast im Übertragungsnetz	32
Abbildung 16: Grenzkostengleichgewicht von Steinkohle- und Erdgas-GuD-Kraftwerken	36
Abbildung 17: Entwicklung des CO ₂ -Preises bei konstantem Kohlepreis in Abhängigkeit des Erdgaspreises	36
Abbildung 18: Darstellung der EUA-Preisentwicklung und des errechneten Wirkungsgrades des zuletzt verdrängten Steinkohlekraftwerkes	37
Abbildung 19: Gegenüberstellung des Emissionsbudgets mit dem voraussichtlichen EUA-Bedarf in der 3. Emissionshandelsperiode	41
Abbildung 20: Merit Order vor Fukushima	43
Abbildung 21: Merit Order vor Fukushima ohne CO ₂ -Preise	44
Abbildung 22: Merit Order nach Fukushima	45
Abbildung 23: Merit Order nach vollständigem Ausstieg	46
Abbildung 24: Merit Order mit Totalausstieg und aktuell in Bau befindlichen Kraftwerkszubauten	46
Abbildung 25: Merit Order mit Totalausstieg und zusätzlichem Ersatzbau für KKW	47
Abbildung 26: Gegenüberstellung der vertikalen Netzlast im Übertragungsnetz der EnBW TNG und der installierten Kernenergieleistung in Baden-Württemberg	49
Abbildung 27: Kraftwerkspark im Übertragungsnetz der EnBW	51
Abbildung 28: Kraftwerksstandorte der EnBW Energie Baden-Württemberg AG	52
Abbildung 29: Netzausbau- und Ertüchtigungsprojekte von EnBW TNG	54
Abbildung 30: Qualitative Darstellung der Kapazitätsscheide in Deutschland	57
Abbildung 31: Schematische Darstellung der Einsatzfelder von Kapazitäten und Beispiel zur Produktgestaltung	64
Abbildung 32: Kapazitätsmärkte rund um die Welt	65
Abbildung 33: Wirkungsweise mengenbasierter Modelle	66
Abbildung 34: Wirkungsweise preisbasierter Modelle	67
Abbildung 35: Skizze eines zukünftigen Energiemarktes	71
Abbildung 36: Grundkonzept des vorgeschlagenen Kapazitätsmarktmechanismus	73
Abbildung 37: Zeitlicher Ablauf von Kapazitätsplanung und -beschaffung	75
Abbildung 38: Fixkosten und Clean-Spark-Spread	77
Abbildung 39: Vorschlag der LBD zu Phasen der Strommarktreform in Deutschland	80

1 Ausgangslage, Ziel und Gegenstand des Gutachtens

Ausgangslage

Die Landesregierung Baden-Württemberg hat Ziele formuliert, um die Energiewende in Baden-Württemberg voranzubringen und das Land zur führenden Energie- und Klimaschutzregion zu machen. Hierzu gehören neben dem beschlossenen Ausstieg aus der Atomenergie insbesondere

- die Förderung des Klimaschutzes und der erneuerbaren Energien,
- die Schaffung von Marktanreizen für Investitionen in Erdgaskraftwerke und KWK-Anlagen,
- die Unterstützung von Innovationen zum Ausbau von Energienetzen und -speicherung.

Überdies hat die Landesregierung Baden-Württemberg die Initiative ergriffen, für Deutschland einen Kapazitätsmechanismus im Strommarkt zu entwickeln. Ziel dieser Initiative ist es, die erforderlichen finanziellen Anreize für die Errichtung neuer Kraftwerkskapazitäten zu schaffen, damit auch nach dem Atomausstieg das erforderliche Niveau an Versorgungssicherheit erhalten bleibt und zudem die deutschen Klimaschutzziele erreicht werden können. Auch die hohe Wettbewerbsintensität auf den Stromgroßhandels- und Regelenergiemärkten soll weiter fortbestehen.

Der Bundesrat hat die Bundesregierung aufgefordert, bis zum Herbst 2011 einen geeigneten Gesetzentwurf vorzulegen. Dieser Entwurf steht bis heute aus. Die Landesregierung Baden-Württemberg möchte ihre eigenen konzeptionellen Eckpunkte vertiefen und sich dazu durch ein energiewirtschaftliches Gutachten unterstützen lassen. Zu diesem Zweck hat das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft von Baden-Württemberg (Umweltministerium) interessierte Institute und Unternehmen im Rahmen einer Ausschreibung gebeten, auf Basis ihrer Aufgabenbeschreibung Angebote zur Gutachtenerstellung einzureichen.

Daraufhin hat das Umweltministerium die LBD-Beratungsgesellschaft mbH (LBD) beauftragt, ein energiewirtschaftliches Gutachten zu den Erfordernissen zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom zu erstellen.

Dieses Dokument bildet den Abschlussbericht zum Gutachten der LBD.

Ziel und Gegenstand des Gutachtens

Ziel des Gutachtens ist es, vor dem Hintergrund eines Ausstiegs aus der Atomenergie eine Methode für die Ermittlung des Bedarfs und, sofern erforderlich, für die Beschaffung neuer, hocheffizienter und flexibler Kapazitäten unter Beibehaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland darzustellen.

Ziel des Gutachtens ist es außerdem, die notwendigen Voraussetzungen und ordnungspolitischen Anforderungen an ein entsprechendes Marktdesign für eine Erneuerung der Stromerzeugung in Deutschland zu beschreiben und eine Empfehlung zum weiteren Handlungsbedarf zu geben.

Gegenstand des Gutachtens ist

- die Darstellung der bestehenden Marktsituation,
- die Begründung des Erfordernisses eines Kapazitätsmarktes aus dem bestehenden grenzkostenbasierten Marktdesign in Deutschland,
- die Herleitung des grundsätzlichen Kapazitätsbedarfs,
- die Vorstellung einer Methode zur Ermittlung und Beschaffung benötigter Kapazitäten und
- die Vorstellung eines wettbewerbsbasierten Marktdesigns zur Schaffung ausreichender Investitionsanreize und zur Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland.

Im Gutachten liegt der Fokus auf Betrachtungen für den gesamtdeutschen Stromerzeugungssektor.

2 Zusammenfassung

Die Erzeugermargen am Großhandelsmarkt befinden sich auf historisch niedrigem Niveau. Das bestehende, auf Grenzkostenwettbewerb basierende Marktmodell schafft, ohne dabei die bestehende Versorgungssicherheit zu gefährden, keine verlässlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in die Erneuerung des Kraftwerksparks in Deutschland.

Dies ist unter anderem auf die stetig wachsende Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien zurückzuführen, welche das Wettbewerbsniveau deutlich erhöht haben und bereits heute aufgrund des hohen Volumens zeitweise den marktmächtigsten Akteur im Strommarkt darstellen. Die Nachfrage nach konventioneller Erzeugung wird in den nächsten Jahren mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien weiter zurückgehen. Aus dem gleichen Grund werden die Wettbewerbsintensität hoch und die Erzeugermargen niedrig bleiben. Diese hohe Wettbewerbsintensität ist ein bedeutendes ordnungspolitisches Ziel bei der Liberalisierung der Energiemärkte.

Im Geschäftsmodell der Zukunft nehmen konventionelle Erzeuger nicht mehr die klassischen Rollen als Grund-, Mittel- oder Spitzenlastkraftwerke ein, sondern stellen eine flexible Ergänzung der erneuerbaren Energien dar. Dafür wurde das bestehende Marktdesign nicht entwickelt. Die angestrebte Energiewende hin zu einer durch Fixkosten geprägten Erzeugungsstruktur auf Basis erneuerbarer Energien und sehr niedrigen Grenzkosten macht eine Anpassung des Marktdesigns notwendig.

Neben dem Problem der niedrigen Erzeugermargen gibt es kurz- bzw. mittelfristigen Handlungsbedarf. Durch den Atomausstieg können lokale Ungleichgewichte von Angebot und Nachfrage entstehen, die mangels eines ausreichend schnellen Netzausbaus die Versorgungssicherheit beeinträchtigen können.

Es bedarf eines ordnungspolitisch zu gestaltenden Prozesses zur Feststellung des Kapazitätsbedarfs, zur Beschaffung fehlender Kapazitäten und zur Finanzierung dieser Kapazitäten.

Ordnungspolitische Zielsetzung bei Umsetzung einer Marktreform ist es,

- die Versorgungssicherheit innerhalb des komplexen Verbundes von Maßnahmen der Energiewende zu erhalten,
- die Wettbewerbsintensität auf den Spot- und Regelenergiemärkten zu erhalten,

- Potenziale des Innovations- und Effizienz Wettbewerbs zwischen den Kapazitätsarten zu erschließen,
- das Erreichen der Klimaschutzziele zu sichern.

Um finanzielle Anreize zu schaffen, damit neue Kapazitäten in den Markt treten oder der Austritt bestehender Kapazitäten verhindert wird, muss ein Kapazitätsmarktmechanismus geschaffen werden. Dieser Mechanismus muss dabei so angelegt werden, dass er sich nicht allein auf neue Kraftwerkskapazitäten beschränkt, sondern auch die Einbeziehung von Kapazitäten wie Stromspeicher und Vereinbarungen über abschaltbare Lasten als Instrumente der Kapazitätsbereitstellung und des Kapazitätsausgleichs ermöglicht.

Der zu schaffende Mechanismus zur Ermittlung des Kapazitätsbedarfs sowie dessen Beschaffung umfasst die folgenden wesentlichen Aspekte:

- Grundlage für den Kapazitätsbedarf ist eine aus der Netzentwicklungsplanung der Übertragungsnetzbetreiber abgeleitete Mindestkapazitätsplanung. Diese dient der Ermittlung eines Kapazitätsbedarfs. Zur Beschaffung dieses Bedarfs wird ein Kapazitätsmarktmechanismus benötigt.
- Der Kapazitätsmarktmechanismus ist ein Wettbewerbsmarkt, in welchem der Kapazitätsbedarf nachgefragt wird, der neu errichtet oder erhalten werden muss, um eine erwartete Kapazitätslücke zu schließen.
- Der Kapazitätsmarktmechanismus muss dabei so angelegt werden, dass er sich nicht allein auf Kraftwerkskapazitäten beschränkt, sondern auch die Einbeziehung von Kapazitäten wie Stromspeicher und Vereinbarungen über abschaltbare Lasten als Instrumente der Kapazitätsbereitstellung und des Kapazitätsausgleichs ermöglicht.
- Das Kapazitätsentgelt wird im Wettbewerb einer »Kapazitätsauktion«, bei der das niedrigste Entgelt den Zuschlag erhält, bestimmt.
- Die Kapazitätsentgelte schaffen in Form eines periodischen Leistungspreises die erforderlichen finanziellen Anreize, um hocheffiziente, schadstoffarme und flexible Kraftwerke zu errichten und in den Spot- und Regelenergiemarkt eintreten zu lassen.

Der Strommarkt ist kein natürlicher, sondern ein gestalteter Markt. Es handelt sich nicht um einen Markteingriff sondern einen Gestaltungseingriff.

3 Datenbasis und methodische Vorgehensweise des Gutachtens

3.1 Methodische Vorgehensweise

Die methodische Vorgehensweise zur Begründung der Erfordernis eines Kapazitätsmarktmechanismus in Deutschland und der Aufbau des Abschlussberichtes zum Gutachten umfasst die nachfolgend aufgelisteten Aspekte:

- Analyse der Margensituation für Steinkohle- und Erdgaskraftwerke (Kapitel 4).
- Analysen zur Entwicklung der Stromgroßhandelspreise in einem grenzkostenbasierten Markt mit intensivem Wettbewerb und hohem Anteil regenerativer Stromerzeugung (Kapitel 5).
- Wirkung des Emissionshandels auf die Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt und Anforderungen an den künftigen Stromerzeugungsmix (Kapitel 6).
- Analyse der Wirkung des Atomausstiegs auf die Merit Order und der strukturellen Defizite eines grenzkostenbasierten Energy-only-Marktes (Kapitel 7).
- Situation in Baden-Württemberg – Kapazitätsbedarf zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Kapitel 8).
- Schlussfolgerungen aus den Marktanalysen (Kapitel 9).
- Ableitung der Anforderungen an ein neues Marktdesign für einen Kapazitätsmarkt, insbesondere Beschreibung der Ziele und Grundkonzepte verschiedener Anreizmechanismen (Kapitel 10).
- Qualitative Erläuterung des Kapazitätsbedarfs und Abgrenzung des Kapazitätsbegriffs (Kapitel 11).
- Entwurf des Grundkonzeptes eines Kapazitätsmarktdesigns zur Schaffung ausreichender Investitionsanreize, einschließlich einer Beschreibung der Prozessschritte, ökonomischen und rechtlichen Verpflichtungen der Kapazitätsanbieter sowie einer Abschätzung der Kosten für den Verbraucher (Kapitel 12).
- Formulierung von Handlungsempfehlungen der LBD (Kapitel 13).

3.2 Datenbasis

Die Datenbasis für das Gutachten umfasst im Wesentlichen die nachfolgend genannten, öffentlich verfügbaren Informationen und Daten. Weitere Datenquellen werden bei der Erläuterung der jeweiligen Analysen in den entsprechenden Kapiteln erwähnt bzw. entstammen den Projekterfahrungen der LBD.

Stromangebot und Nachfrage

- Stromangebot in Deutschland und Baden-Württemberg (Kraftwerksdatenbank der Bundesnetzagentur, Stand September 2011; Platts Kraftwerksdatenbank, Stand 2010).
- Nachfrage (vertikale Netzlast der ÜNB: 50Hertz, Transmission, TenneT, Amprion, EnBW Transportnetze).
- Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität nach § 13.1 EnWG (50Hertz Transmission).

Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

- Installierte Leistung (historische Werte: BMU, Prognosen: BNetzA entsprechend Szenariorahmen Netzentwicklungsplanung, Stand 18. Juli 2011).
- Regenerative Stromerzeugung (historische Werte: BMU, Prognosen auf Basis des Szenariorahmens der Netzentwicklungsplanung).

Preise für Strom, Brennstoffe und CO₂-Emissionsberechtigungen

- Strompreis (EEX/EPEX Spot)
- Kohlepreis (seit 05/2006 EEX, davor Reuters)
- Wechselkurs Dollar/Euro (Reuters)
- Erdgaspreis (seit 07/2007 EGT/NCG EEX, davor TTF Reuters)
- EUA-Preis (seit 10/2005 EEX, davor seit 11/2004 Carbonindex)

3.3 Vertikale Netzlast als Maßstab für die Nachfrage

Die Treiber der Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt sind Angebot und Nachfrage nach disponibler Erzeugungskapazität. Diese Nachfrage findet überwiegend im Übertragungsnetz statt, da der größte Teil der Erzeuger in unteren Netzebenen nicht auf Preissignale reagiert. Während das Angebot über Kraftwerksdatenbanken und Preisanalysen abgebildet werden kann, bedarf es einer belastbaren Grundlage für die Darstellung der Nachfrage. Das geeignete Mittel hierfür ist die vertikale Netzlast im Höchstspannungsnetz.

Erneuerbare Energien und wärmegeführte KWK-Anlagen sind die wesentlichen Treiber der nicht preisorientierten Einspeisung. Diese Einspeisung findet bisher nahezu ausschließlich unterhalb der Höchstspannungsebene statt. Zur Bewertung der, nach Abzug der Stromeinspeisung aus dezentralen und nicht disponiblen Anlagen, verbleibenden Nachfrage für disponible Kraftwerke ist folglich die Betrachtung der Netzlast in der Höchstspannungsebene sinnvoll. Die Netzlast in der Höchstspannungsebene, also im Übertragungsnetz, wird durch die Übertragungsnetzbetreiber als vertikale Netzlast in separaten Zeitreihen je Regelzone mit viertelstündlicher Auflösung veröffentlicht. Für die Analyse der Nachfrage nach disponibler Erzeugungskapazität sind diese Daten am besten geeignet.

So haben im Sommer 2011 auch die Bundesnetzagentur und die ÜNB in ihrer gemeinsamen Bewertung der Auswirkungen des Atomausstiegs auf die Versorgungssicherheit in Deutschland sämtlichen Netzberechnungen die vertikale Netzlast im Übertragungsnetz zu Grunde gelegt. Als Begründung wurde angeführt, dass lediglich die vertikale Netzlast Auswirkungen auf das Übertragungsnetz habe und nur sie als gemessene Größe mit hinreichender Genauigkeit bekannt sei.¹

¹ Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit; Bundesnetzagentur 2011

Das Profil der Leistungsnachfrage in Deutschland wird beispielhaft anhand der 20. Kalenderwoche des Jahres 2011 in der Abbildung 1 gezeigt. Dabei ist der Anteil der Nachfrage farblich hervorgehoben, welcher durch die Stromeinspeisung aus dezentralen Anlagen gedeckt wird. Diese dezentrale Einspeisung setzt sich wie folgt zusammen:

- Stromerzeugung aus EEG-Anlagen mit Einspeisevorrang
- Stromerzeugung aus sonstigen dezentralen Anlagen

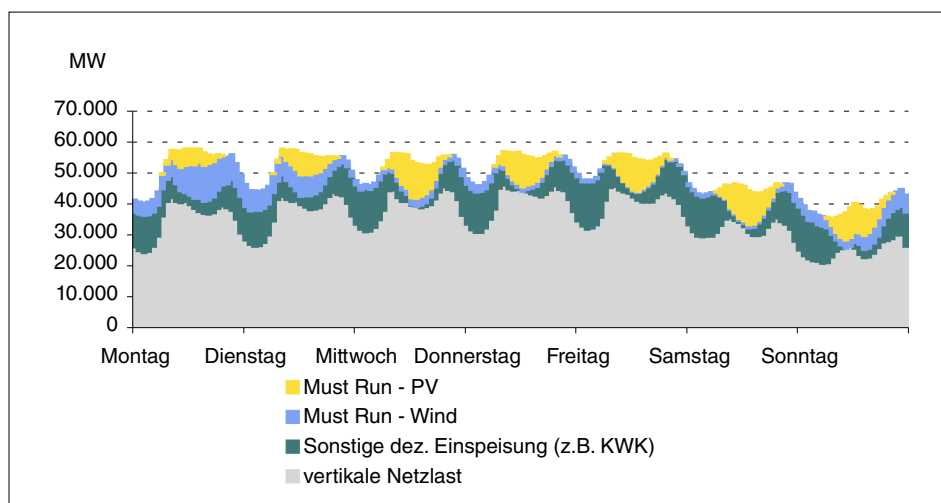


Abbildung 1: Beispielhafte Darstellung zur Deckung der Nachfrage durch dezentrale und zentrale Stromeinspeisung (Quelle: 50Hertz, TenneT, EnBW Transportnetz, Amprion; Stand: 16.09.2011)

Die verbleibende Nachfrage, auch Residuallast genannt, ist durch disponible Stromerzeugungsanlagen zu decken. Diese disponiblen Anlagen speisen derzeit vornehmlich auf der Hoch- und Höchstspannungsebene ein. Die Deckung der Residuallast erfolgt überwiegend durch konventionelle (Groß-) Kraftwerke, disponiert im Grenzkostenwettbewerb des Großhandelsmarktes.

4 Analyse der Erzeugermargen für Steinkohle- und Erdgaskraftwerke

4.1 Hintergrund und Auswahl der Referenzkraftwerke für die Analyse

Hohe Wettbewerbsintensität ist ein bedeutendes ordnungspolitisches Ziel bei der Liberalisierung der Energiemärkte. Das bestehende, auf Grenzkostenwettbewerb basierende Marktmodell schafft jedoch keine verlässlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in die Erneuerung des deutschen Kraftwerksparks. Betreiber von Steinkohlekraftwerken und von mit Erdgas gefeuerten Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD-Kraftwerke) decken derzeit lediglich ihre fixen Betriebskosten (OPEX) und erzielen keine erheblichen Deckungsbeiträge auf Kapitalkosten (CAPEX).

Die Entwicklung der Kraftwerksmargen seit dem Jahr 2004 wird für vier Referenzkraftwerke analysiert und dargestellt. Als Referenzkraftwerke dienen drei Steinkohlekraftwerke mit unterschiedlichen Wirkungsgraden (34,0%, 39,0% und 44,5%) und ein modernes, mit Erdgas gefeuertes GuD-Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 58,2%. Diese Anlagen sind geeignet einen Großteil des bestehenden deutschen Kraftwerksparks abzubilden. Dabei steht das Steinkohlekraftwerk mit 34,0% stellvertretend für die ältesten deutschen Steinkohlekraftwerke. Das Kraftwerk mit 44,5% steht für aktuelle Kraftwerksneubauten. Das GuD-Kraftwerk mit 58,2% Wirkungsgrad stellt in den Analysen den aktuell gängigen Marktstandard für GuD-Kraftwerksprojekte dar.

Aus der Analyse kann hergeleitet werden, ob bzw. in welchen Zeiträumen in der Vergangenheit das Preisniveau an den Großhandelsmärkten ausreichende Anreize schaffen konnte, um neue Kraftwerksprojekte zu finanzieren. Zusätzlich können daraus Aussagen generiert werden, welche Margen bestehende Steinkohlekraftwerke generieren und ob diese für einen Kraftwerksbetreiber ausreichend sind.

Des Weiteren dient diese Analyse als Grundlage für die Beurteilung der Wettbewerbssituation zwischen Bestands- und Neubauprojekten sowie die Konkurrenz zwischen neuen GuD-Kraftwerken und neuen Steinkohlekraftwerken. Hierfür wird die Differenz zwischen der Marge und den zu deckenden Fixkosten des Stromerzeugers für die jeweiligen Referenzkraftwerke analysiert und Schlussfolgerungen auf deren Wettbewerbsfähigkeit getroffen. Zusätzlich werden technische Parameter hinsichtlich der Flexibilität, Effizienz und Emission für die Technologien verglichen.

Vor der Darstellung und Interpretation der Entwicklung der Erzeugermargen von Steinkohle- und GuD-Kraftwerken im Kapitel 4.3 werden nachfolgend die Methodik und Prämissen der Margenanalyse sowie die ausgewählten Referenzkraftwerke mit ihrer typischen Erlös- und Kostenstruktur beschrieben.

4.2 Methodik der Margenanalyse, Erlös- und Kostenstruktur der Referenzkraftwerke

Die Methodik der Margenanalyse beruht auf Marktpreisen und ist in Tabelle 1 näher erläutert. Die Margenanalyse basiert ihrerseits auf einer dynamischen, stündlichen Einsatzplanung für ein im Stromgroßhandelsmarkt disponiertes Kraftwerk. Kraftwerke produzieren lediglich in Stunden, in denen der Marktpreis höher als die variablen Produktionskosten ist. Die folgende Grafik stellt das ökonomische Rational der Kraftwerkseinsatzplanung schematisch dar.

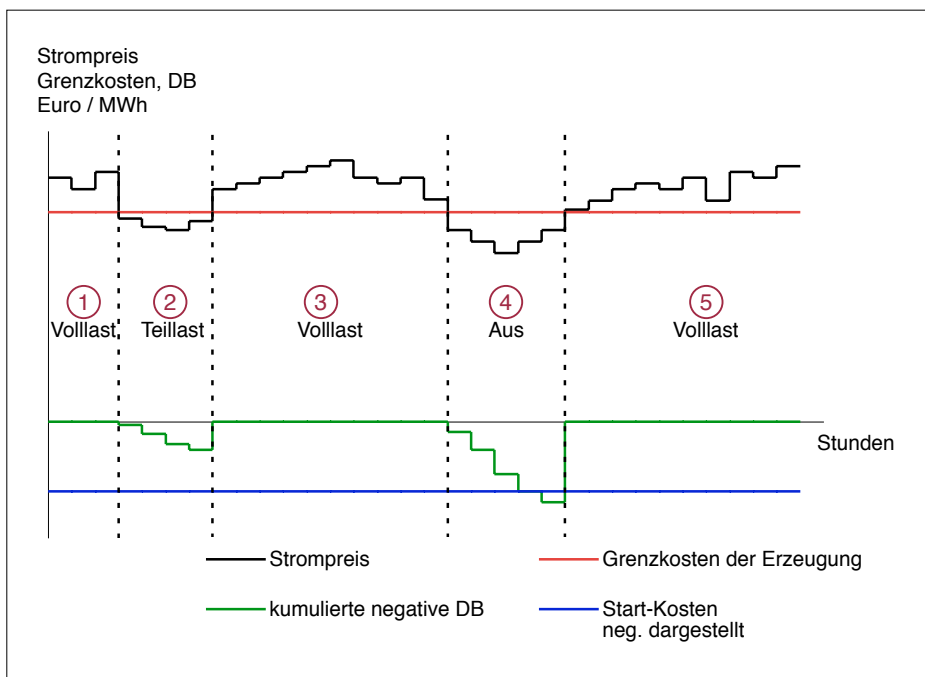


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Kraftwerkseinsatzplanung (Quelle: LBD)

Anhand der fünf nummerierten Phasen in der schematischen Darstellung wird der Zusammenhang zwischen dem Strommarktpreis, den kurzfristigen Grenzkosten des Kraftwerks und dem Kraftwerkseinsatz zur Erläuterung der Kraftwerkseinsatzplanung beschrieben:

- (1) Der Marktpreis Strom liegt stets oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten. Das Kraftwerk läuft in Vollast.
- (2) Der Marktpreis Strom sinkt kurz unter die kurzfristigen Grenzkosten. Insgesamt kumulieren die negativen Deckungsbeiträge nicht so stark, dass eine Außerbetriebnahme und der nachfolgende Start mit den verbundenen Start-Stopp-Kosten gerechtfertigt wäre. Das Kraftwerk wird in dieser Zeit in Teillast (50%) betrieben.
- (3) Der Marktpreis Strom liegt stets oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten. Das Kraftwerk läuft in Vollast.
- (4) Der Strompreis sinkt für einen längeren Zeitabschnitt unter die kurzfristigen Grenzkosten. Das Kraftwerk wird gestoppt. Ein Neustart des Kraftwerks ist nur gerechtfertigt, wenn in kurzfristigen Zeitbereichen, in denen der Marktpreis über den Grenzkosten liegt, die Erlöse ausreichen, um die Startkosten des Kraftwerks zu verdienen.
- (5) Der Marktpreis Strom liegt stets oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten. Das Kraftwerk läuft in Vollast.

Unter Berücksichtigung von unterschiedlichen Einsatzarten, marktbedingten Kraftwerksstillständen (kurzfristige Grenzkosten des Kraftwerks > Spotpreis EEX) und Startarten werden u.a. die Erlöse aus dem Stromverkauf und die Kosten aus dem entsprechendem Brennstoffeinsatz, Anfahren etc. ermittelt.

Die Preise für Strom, Brennstoffe und CO₂-Zertifikate (EUA) ändern sich täglich. Zur Kraftwerkseinsatzplanung wird eine an den Future-Preisen der EEX ausgerichtete, unterjährige Einsatzweise des Kraftwerks berechnet. Für jeden Handelstag wird die Marge einer Stromlieferung im Folgejahr ermittelt, aus welcher der Kraftwerksbetreiber seine fixen Kosten und seinen Gewinn decken muss.

Deckungsbeitragsermittlung		Kohle			GuD
Wirkungsgrad (%)		34,0	39,0	44,5	58,2
Erlöse	Strompreise	<ul style="list-style-type: none"> Für jeden Handelstag werden die Terminpreise (Base- und Peak- Futures) für das Frontjahr herangezogen. Diese Preise werden dann zu einer stundengenauen Forward-Kurve aggregiert und sind Ausgangspunkt zur Umsatzberechnung der Kraftwerke. 			
Variable Kosten	Brennstoff	<ul style="list-style-type: none"> Für jeden Handelstag werden die ARA-Future Preise ausgewertet, um die Brennstoffkosten zu ermitteln. Weiter liegt der USD-Euro-Future Wechselkurs der jeweiligen Zeiträume und ein Brennwert für Steinkohle von 6,98 MWh/t zugrunde. 			TTF Future Preise bis 06/2007 NCG Future Preise ab 07/2007
	CO ₂ -Emissionen	<ul style="list-style-type: none"> Für kohlebedingte Emissionen werden 0,342 t/MWh veranschlagt. 			Emissionsfaktor 0,2016 t/MWh(Hi)
			<ul style="list-style-type: none"> Zur Bewertung der Emissionskosten werden die Future-Preise der EUA- Zertifikate mit Fälligkeit im Frontjahr herangezogen. 		
	Sonstige variable Kosten (var. O&M und Transportkosten)	<ul style="list-style-type: none"> Berücksichtigung variabler Transportkosten für Kohle und Gas 			
Marge¹⁾ (Euro/kW)		50–120	70–150	90–170	80–110

Tabelle 1: Methodik und Prämissen der Margenanalyse – Erlöse- und Kostenstruktur der analysierten Referenzkraftwerke, ¹⁾ Die Deckungsbeiträge basieren auf dem jährlichen Durchschnitt der Kalenderjahre 2004–2010 (Quelle: LBD Analyse, Stand: 14.07.2011)

Das Ergebnis der Margenanalyse für die Referenzkraftwerke sind die jeweiligen Deckungsbeiträge (Margen) für ein gesamtes Jahr. Positive Margen leisten einen Beitrag zur Deckung der fixen Anteile in OPEX und CAPEX. Die Margen- und Kostenstruktur der ausgewählten Referenzkraftwerke ist in Tabelle 2 detailliert dargestellt.

Kosten (in Euro/KW)		Kohle			GuD
Wirkungsgrad (%)		34,0	39,0	44,5	58,2
OPEX	Fixkosten Brennstoffbeschaffung				15–30
	O&M	30–50	30–50	30–50	10–20
CAPEX	Investition			ca. 2.000 ¹⁾	ca. 1.000 ²⁾
	Fremdkapitaldienst ³⁾			110–140	ca. 50–60
	Eigenkapitalrendite			60–80	25–40
Fixkosten		30–50	30–50	200–270	100–150
Marge⁴⁾		50–120	70–150	90–170	80–110
Differenz		20–70	40–100	-180 bis -30	-70 bis 10

Tabelle 2: Margen- und Kostenstruktur der analysierten Referenzkraftwerke, ¹⁾ Für Investitionen in Kohlekraftwerke zwischen 2006 und 2009, ²⁾ Investitionskosten für Projekte in 2010, ³⁾ Bei 75–80% Fremdkapitalquote, 5%–6% Fremdkapitalzins und einer wirtschaftlichen Lebensdauer von 25 Jahren, ⁴⁾ jährlicher Durchschnitt der Kalenderjahre 2004–2010 (Quelle: LBD Analyse, Stand: 14.07.2011)

Ältere Kohlekraftwerke sind vollständig abgeschrieben und amortisiert und generieren Gewinne. Die Margen neuer Kohlekraftwerke reichen hingegen nicht aus, um den Fixkostenanteil zu decken. Bei GuD-Kraftwerken können in der Regel deren Umsätze nicht ihre vollen Kosten decken. Allerdings gibt es Marktsituationen, in denen die CAPEX-Kosten bedient werden können.

4.3 Entwicklung der Erzeugermargen von Steinkohle- und GuD-Kraftwerken

Für die beschriebenen Referenzkraftwerke und Berechnungsmethodik stellt die Abbildung 3 die Entwicklung der Erzeugermargen für den Zeitraum 2004 bis Oktober 2011 dar.

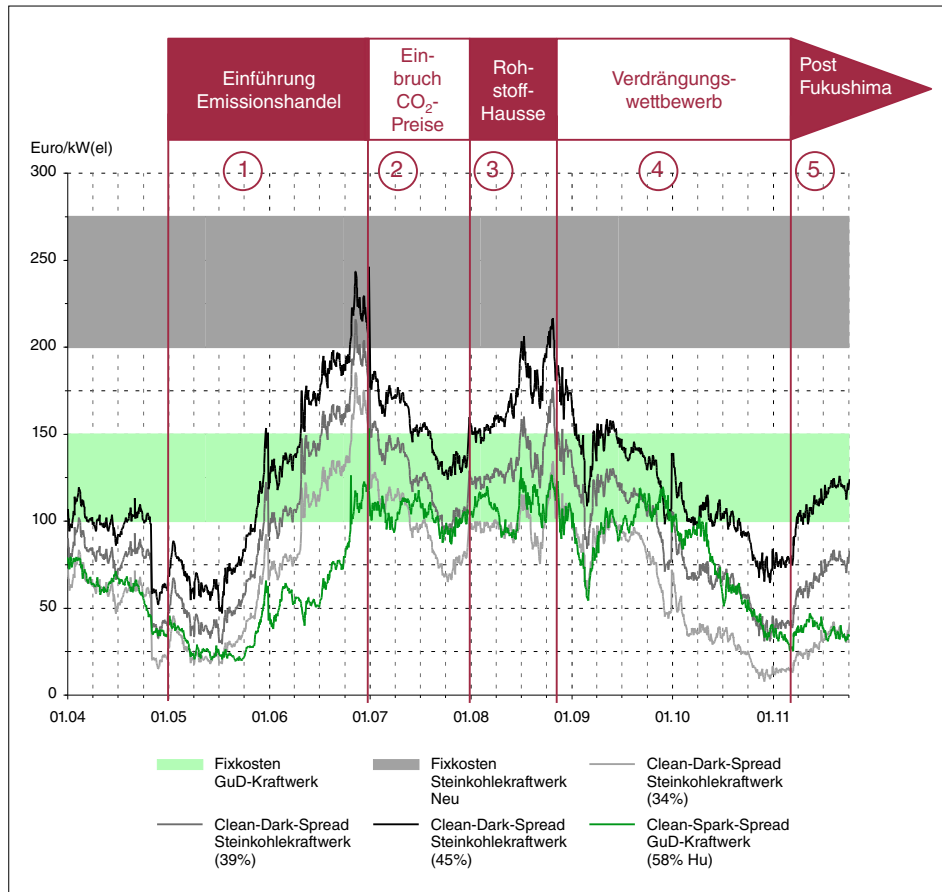


Abbildung 3: Entwicklung der Erzeugermargen von Steinkohle- und GuD-Kraftwerken
(Quelle: EEX, Reuters, LBD-Analysen; Stand: 25.10.2011)

Die nummerierten Zeiträume in der Grafik können im Einzelnen wie folgt umschrieben werden:

- (1) Die Einführung des Emissionshandels im Jahr 2005 wurde genutzt, um über die Einpreisung der CO₂-Zertifikate hinaus die Margen im Erzeugungssektor signifikant zu erhöhen.
- (2) Mit dem Einbruch der CO₂-Preise am Ende der 1. Handelsperiode im Jahr 2007 brachen auch die Margen ein.
- (3) Mit der Rohstoff-Hausse 2008 erreichten auch die Margen wieder Höchstniveau.

- (4) Mit der anschließenden Wirtschaftskrise sind Rohstoffpreise und Strommargen deutlich eingebrochen. Seit 2008 haben sich die Margen halbiert.
- (5) Die Ereignisse von Fukushima in Japan im Frühjahr 2011 haben nur zu einer geringen Verbesserung der Margen geführt.

Ursache für das niedrige Margenniveau sind erhebliche Überkapazitäten der Stromerzeugung mit der Folge intensiven Wettbewerbs unter den Kraftwerksbetreibern. Höhere Margen in 2006/2007 oder 2008/2009 sind nicht fundamental durch Knappheitspreissignale begründet, sondern beruhen auf Ungleichgewichten in der Marktmacht zwischen Anbietern und Nachfragern.

5 Entwicklung der Stromgroßhandelspreise in einem grenzkostenbasierten Markt mit intensivem Wettbewerb und hohem Anteil regenerativer Stromerzeugung

5.1 Analyse der Wettbewerbsintensität

Preisspreads im Spotmarkt

Zur Analyse der Wettbewerbsintensität werden die Ergebnisse der Day-ahead-Auktion am Stromgroßhandelsmarkt in jeder Stunde der vertikalen Netzlast im Übertragungsnetz in dieser Stunde gegenübergestellt. Die vertikale Netzlast stellt die Nachfrage nach konventioneller Erzeugung auf Transportnetzebene dar. Diese von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) veröffentlichte Zeitreihe ist der beste Maßstab für die Nachfrage nach disponibler Erzeugungskapazität.

Die Analyse wird jeweils für alle Stunden eines Quartals durchgeführt. Für diesen Zeitraum können die Erzeugungskosten des Kraftwerks bis auf wenige Ausnahmen als konstant angenommen werden, sodass die Erzeugungskosten als Treiber für die Strompreise ausgeschlossen werden können. Der verfügbare konventionelle Kraftwerkspark unterlag in diesem Zeitraum keinen wesentlichen Änderungen. Diese Analyse erlaubt die Preisspreads im Spotmarkt bei gleicher Nachfrage zu analysieren und kann als ein Indikator für die Wettbewerbsintensität dienen. Dabei zeugen höhere Preisspreizungen bei gleicher Nachfrage von einer geringeren Wettbewerbsintensität am Großhandelsmarkt.

In den Grafiken werden beispielhaft für die jeweils zweiten Jahreshälften der Jahre 2008 und 2010 die Ergebnisse dieser Analyse als Punktwolken aus der vertikalen Netzlast und dem zeitgleichen Spotmarktpreis dargestellt. Preise oberhalb von 160 Euro/MWh im Jahr 2008 werden zugunsten der Skalierung nicht dargestellt. Alle Ergebnisse der in dieser Analyse betrachteten Jahre und Quartale sind im Anhang 1 grafisch dargestellt.

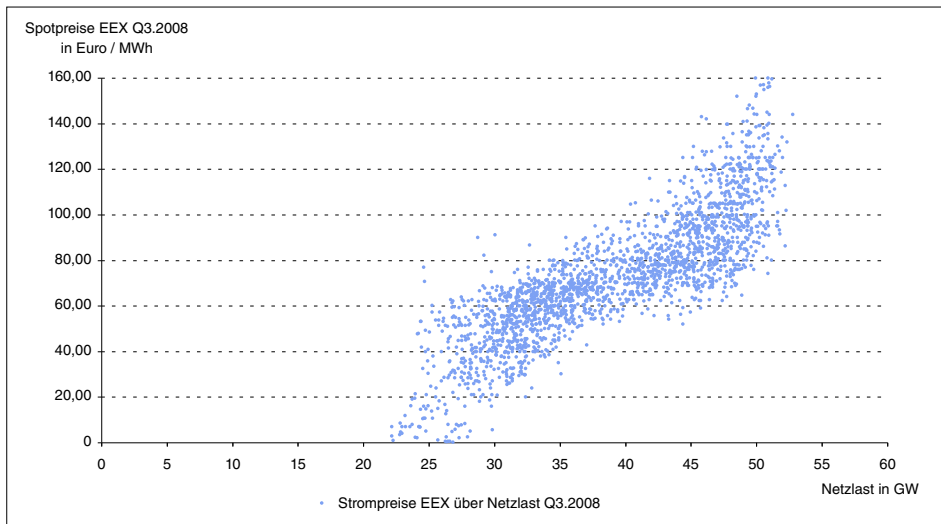


Abbildung 4: Entwicklung der Preisspreads im Spotmarkt im dritten Quartal 2008
(Quelle: EEX/EPEX Spot, 50Hertz, TenneT, Amprion, EnBW, LBD-Analyse; Stand: 16.09.2011)

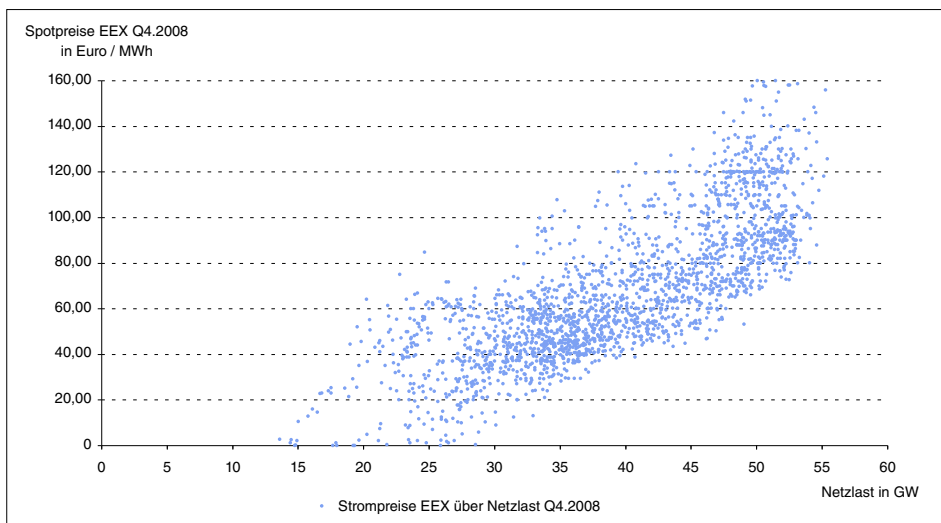


Abbildung 5: Entwicklung der Preisspreads im Spotmarkt im vierten Quartal 2008
(Quelle: EEX/EPEX Spot, 50Hertz, TenneT, Amprion, EnBW, LBD-Analyse; Stand: 16.09.2011)

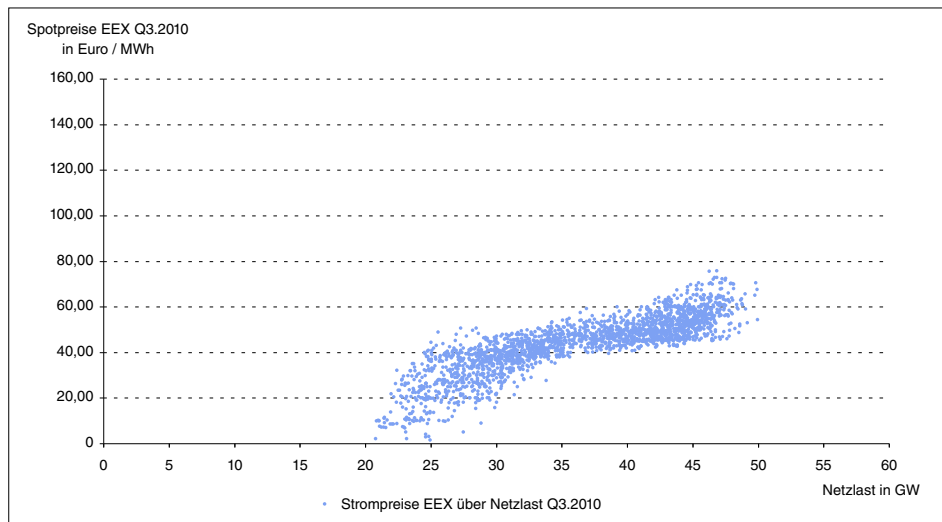


Abbildung 6: Entwicklung der Preisspreads im Spotmarkt im dritten Quartal 2010
(Quelle: EEX/EPEX Spot, 50Hertz, TenneT, Amprion, EnBW, LBD-Analyse; Stand: 16.09.2011)

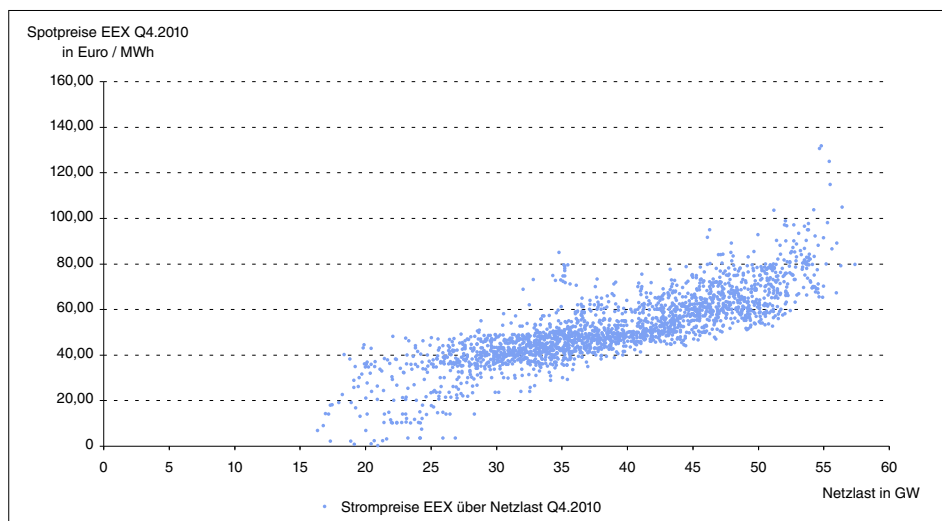


Abbildung 7: Entwicklung der Preisspreads im Spotmarkt im vierten Quartal 2010
(Quelle: EEX/EPEX Spot, 50Hertz, TenneT, Amprion, EnBW, LBD-Analyse; Stand: 16.09.2011)

Die ausgewählten Grafiken (Abbildung 4 bis Abbildung 7) zeigen, dass sich im zweiten Halbjahr 2008 bei gleicher Nachfrage eine enorme Preisspreizung in den Spotmarktpreisen ergeben hatte, während demgegenüber die Preisspreizung im zweiten Halbjahr 2010 nur geringfügig war. Die Volatilität der Spotmarktpreise ist demzufolge zurückgegangen. Die Grafiken legen nahe, dass das Jahr 2008 von Spekulation sowie der Ausübung von Marktmacht und das Jahr 2010 von intensivem Wettbewerb geprägt waren. Auch die Betrachtung der Analyseergebnisse für die übrigen Jahre deuten darauf hin, dass höhere Margen in 2006/2007 oder 2008/2009 nicht fundamental durch Knappheitspreissignale begründet werden können, sondern auf Ungleichgewichten in der Marktmacht zwischen Anbietern und Nachfragern beruhen (s. Anhang 1).

Entwicklung der Super-Peak-Preise und des Peak-Base-Verhältnisses

Ein weiterer Indikator für das Marktregime und die Wettbewerbsintensität am Stromgroßhandelsmarkt ist die Entwicklung der Super-Peak-Preise und des relativen Verhältnisses der Baseload-Strompreise und der Strompreise zu Peakload-Zeiten.

Zur Darstellung der Entwicklung der Super-Peak-Preise in den Jahren 2005 bis 2011 zeigt die Abbildung 8 die Schnittpunkte der Mittelwerte der 100 teuersten Spotmarktpreise je Quartal mit dem Mittelwert der zeitgleichen, vertikalen Netzlast im Übertragungsnetz im selben Quartal. Die Grafik zeigt deutlich, dass die Preise für die Jahre 2010 und 2011 zum Teil signifikant unter den Preisen der Vorjahre liegen. Die sehr niedrigen Super-Peak-Preise in den Jahren 2010 und 2011 verdeutlichen die hohe Wettbewerbsintensität am Stromgroßhandelsmarkt. Zudem legt die Analyse nahe, dass die vertikale Netzlast im Übertragungsnetz in den teuersten Stunden spürbar gesunken ist.

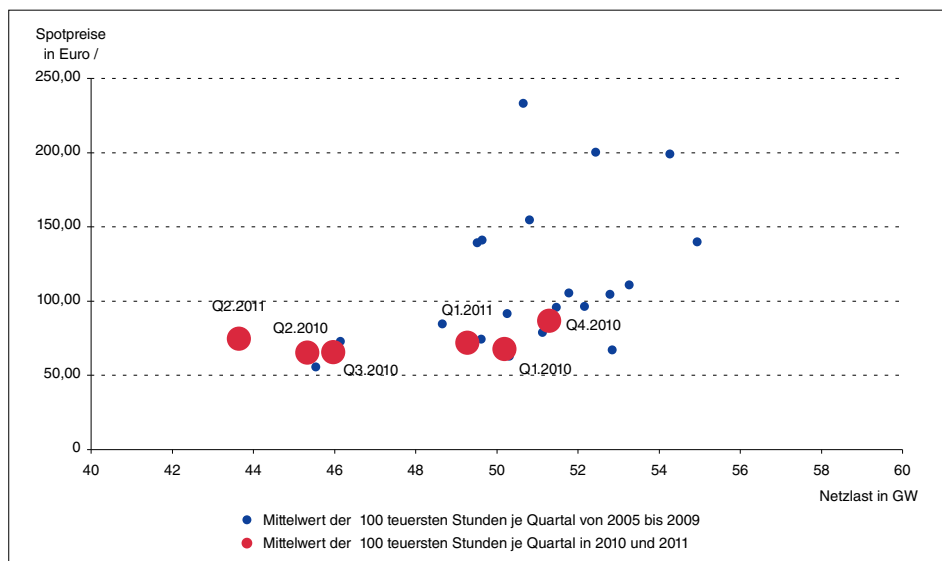


Abbildung 8: Entwicklung der Super-Peak-Preise am Großhandelsmarkt in Deutschland (Quelle: EPEX Spot, 50Hertz, TenneT, Amprion, EnBW, LBD-Analysen; Stand: 16.09.2011)

Verhältnismäßig niedrigere Peakload-Preise gehen zu Lasten der Erzeugermargen der Kraftwerksbetreiber. Die Entwicklung des Verhältnisses der EEX-Preise des Peakload-Frontjahresproduktes zu den Preisen des Baseload-Frontjahresproduktes sowie des Peak-/Base-Verhältnisses der EPEX Spot-Indizes Phelix-Year in den Jahren 2003 bis 2011 ist in der Abbildung 9 dargestellt. Diese Darstellung verdeutlicht das veränderte Marktregime mit spürbar geringeren Preisen zu Spitzenlastzeiten. So sind die Peakload-Preise sowohl im Spotmarkt, als auch im Terminmarkt relativ

zum Baseload-Preis gesunken und liegen auf einem historisch tiefen Niveau.

Ein bedeutender Treiber für den starken Rückgang der Peakload-Preise relativ zu den Baseload-Preisen ist die zunehmende EEG-Einspeisung in Spitzenlastzeiten. Insbesondere die hohe Photovoltaik-Einspeisung mit einer Leistung von bis zu ca. 14 GW und Grenzkosten nahe 0 Euro/MWh senkt das Preisniveau in Peakload-Stunden. Bereits im Jahr 2011 lagen die Peakload-Preise an vereinzelt Tagen unter dem Baseload-Preisniveau. Mit weiter zunehmender regenerativer Stromspeisung während der Peakload-Stunden wird sich dieser Trend verstärken.

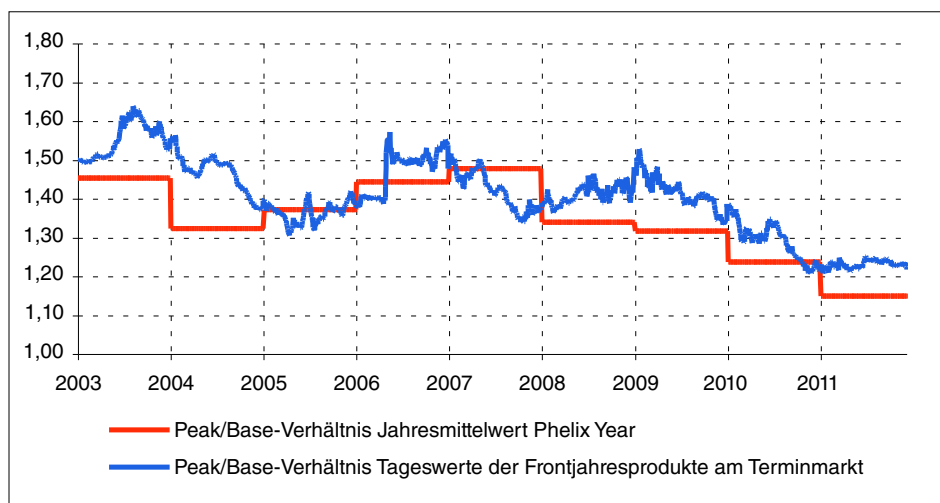


Abbildung 9: Entwicklung des Peak-Base-Verhältnisses am Großhandelsmarkt in Deutschland
(Quelle: EEX, LBD-Analysen; Stand: 16.09.2011)

Preisentwicklung am Terminmarkt

Einen wichtigen Eindruck zum aktuellen Marktregime und zur Erwartung der Großhandelsmarktteilnehmer zur Strompreisentwicklung in den kommenden Jahren liefert die Betrachtung der aktuellen Preisentwicklung am Terminmarkt der EEX.

In Abbildung 10 ist die Strompreisentwicklung am Terminmarkt der EEX in den vergangenen zwölf Monaten für die Future-Kontrakte der Jahre 2012, 2013 und 2014 argestellt.

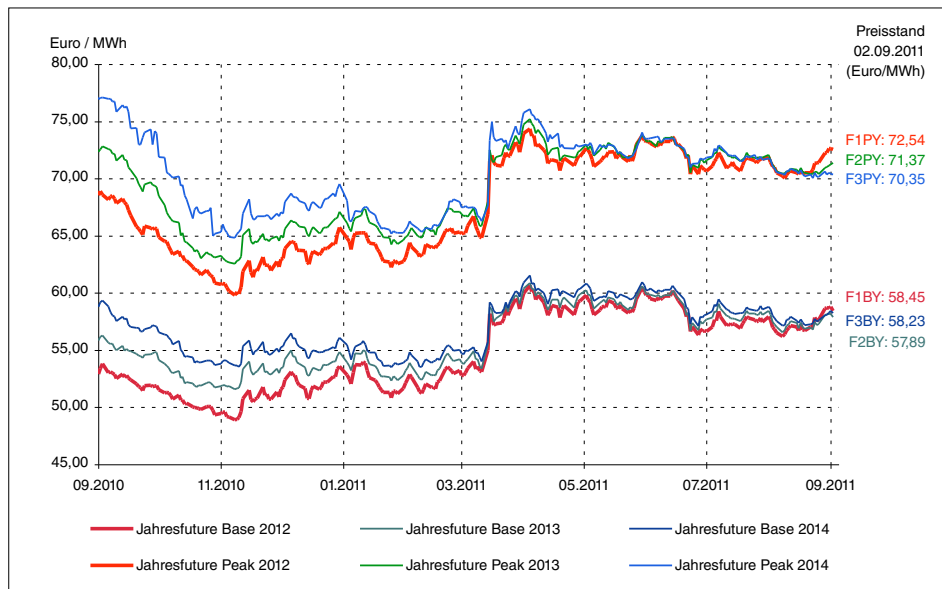


Abbildung 10: Preisentwicklung am Terminmarkt (Quelle: EEX, Stand: 05.09.2011)

Neben dem erkennbaren Preissprung Anfang März 2011 (Atommoratorium in Deutschland aufgrund der Ereignisse von Fukushima, Japan) wird ersichtlich, dass sich die deutschen Terminmarktpreise bereits seit 2010 zum einen stark einander angenähert haben und zum anderen, dass die Strompreise für die Jahre 2013 und 2014 seit Ende August sogar unter denen für das Jahr 2012 liegen (Backwardation). Dieser Effekt ist besonders beim Peakload-Produkt ausgeprägt.

Nicht zuletzt, weil dieser Effekt bei dem – stärker europäisch beeinflussten – Terminhandel von Emissionshandelszertifikaten und Erdgas nicht auftritt, ist die derzeitige Backwardation ein Indiz dafür, dass der Markt sinkende Erzeugermargen bzw. keine Besserung der derzeitigen Margensituation für deutsche Kraftwerke erwartet.

Bei den Terminmarktprodukten ab Lieferung im Jahr 2015 ist diese Besonderheit derzeit nicht zu beobachten. Gleichzeitig sind die Preise mangels Liquidität in diesen Produkten auch weniger aussagekräftig.

5.2 Ausbau der regenerativen Stromerzeugung

Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Die erneuerbaren Energien deckten im ersten Halbjahr 2011 bereits rund 21% des deutschen Strombedarfs. Das im EEG formulierte Ziel der Bundesregierung ist es, den regenerativen Anteil an der deutschen Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 35% zu erhöhen.

Gemäß der im Juli 2011 beschlossenen Novelle des EnWG bildet künftig ein gemeinsamer Netzentwicklungsplan (NEP) der ÜNB auf Basis eines jährlich zu erstellenden Szenariorahmens die Grundlage für den bedarfsgerechten und optimierten Stromnetzausbau. Der Szenariorahmen für zukünftige Netznutzungssituationen basiert auf Daten des Energiekonzepts 2010 der Bundesregierung, der BMU-Leitstudie (2010) sowie der Bundesländer und umfasst drei Szenarien für die nächsten 10 Jahre bis zum Jahr 2022, wovon eines dieser Szenarien bis zum Jahr 2032 fortgeschrieben wird. Das optimistische der drei Szenarien des ÜNB-Szenariorahmens ist das auf den Angaben der Bundesländer basierende Szenario C («Länderszenario»). Entsprechend dieses Szenarios würde sich die installierte, regenerative Stromerzeugungsleistung von 56 GW in 2010 auf 150 GW in 2022 nahezu verdreifachen. Auf Basis realistischer Annahmen zu den jährlichen Vollbenutzungsstunden würde sich daraus im Jahr 2022 ein Anteil der regenerativen Stromerzeugung am deutschen Strombedarf von rund 50% ergeben.²

Die im Szenario C angenommene Entwicklung der regenerativen Stromerzeugungsleistung bis zum Jahr 2022 ist in Abbildung 11 grafisch dargestellt.

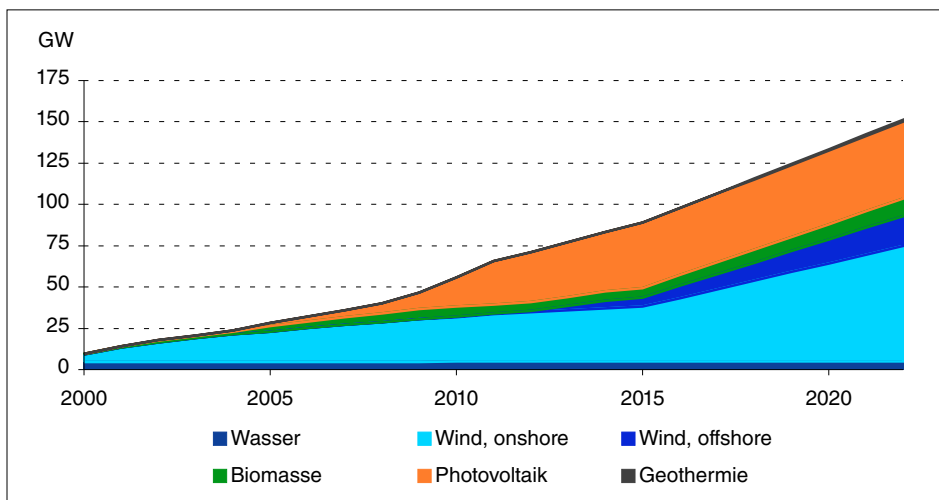


Abbildung 11: Historische und erwartete Entwicklung der installierten, regenerativen Stromerzeugungsleistung gemäß Szenario C des NEP-Szenariorahmens (Quelle: BNetzA, BMU, LBD-Recherche und -Analyse, Stand: 21.09.2011)

² Stand des Szenariorahmens: September 2011, also vor Abschluss der Konsultation durch die BNetzA

Entwicklung der Endkundenstrompreise und EEG-Umlage

Die Wettbewerbsintensität ist teilweise auf den starken Zubau der erneuerbaren Energien zurückzuführen, denen häufig die Zusatzbelastung für Verbraucher aufgrund der EEG-Umlage zugeschrieben wird.

Nachfolgend wird gezeigt, dass sich erhöhte Wettbewerbsintensität mit sinkenden Strompreisen und EEG-Umlage in der Vergangenheit teilweise kompensiert haben. Zu diesem Zweck zeigt Abbildung 12 eine Summenbetrachtung für Marktpreisentwicklung und EEG-Umlage.

Das Höchstniveau der Beschaffungskomponente (Strompreis am Terminmarkt zzgl. EEG-Umlage) als Bestandteil des Endkundenpreises lag zunächst im Jahr 2008. Dieser Preis wurde überwiegend getrieben durch sehr hohe Großhandelsmarktpreise in einem Markt, der durch geringe Wettbewerbsintensität gekennzeichnet war. Ab dem Jahr 2009 führte das gestiegene Wettbewerbsniveau zu einer deutlichen Verringerung des Marktpreises und zu sinkenden Beschaffungspreisen. Der Marktpreis verharrt seither auf relativ niedrigem Niveau. Dies ist unter anderem auf die stetig wachsende Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien zurückzuführen, welche das Wettbewerbsniveau deutlich erhöht haben und bereits heute aufgrund des hohen Volumens zeitweise den marktmächtigsten Akteur im Strommarkt darstellen.

Erst im Jahr 2011 ergeben sich aufgrund des Anstiegs der EEG-Umlage – bedingt durch hohe EEG-Vergütungszahlungen bei dem gleichzeitig vergleichsweise niedrigen Großhandelsmarktpreisniveau – wieder ähnlich hohe Beschaffungskosten wie im Jahr 2008.

Auf Basis einer Analyse der aktuellen Marktpreiserwartung des Terminmarktes und der künftigen Entwicklung der EEG-Umlage, wie sie im Trendszenario der EEG-Mittelfristprognose des Jahres 2010 erwartet wurde, zeigt die Abbildung 12 einen moderaten Anstieg für die Beschaffungskomponente des Endkundenpreises.

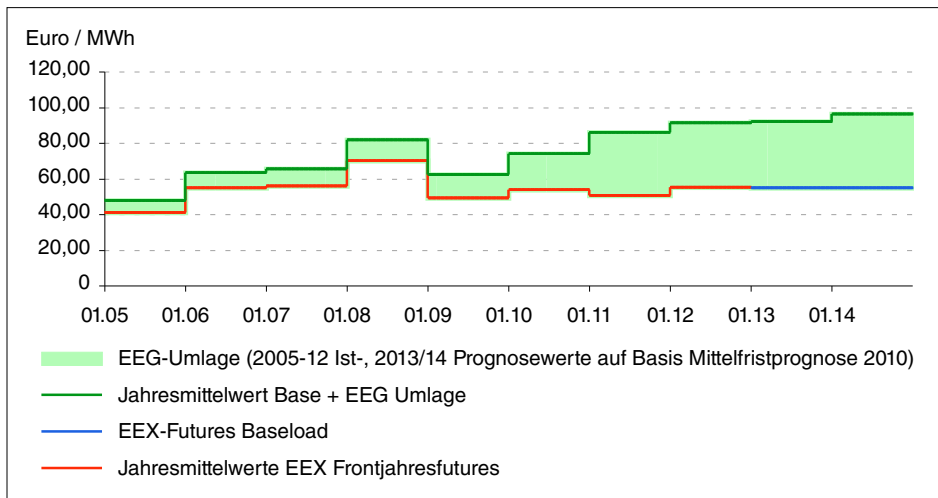


Abbildung 12: Entwicklung der Beschaffungskomponente des Endkundenpreises (Strompreis am Terminmarkt zzgl. EEG-Umlage) gem. Trendszenario der EEG-Mittelfristprognose 2011 (Quelle: EEX, www.eeg-kwk.net, LBD-Analysen; Stand: Dezember 2011)

Vor dem Hintergrund der Analyse der vorliegenden Informationsbasis ist zu erwarten, dass die Summe aus dem Strombeschaffungspreis am Terminmarkt und der EEG-Umlage als Bestandteil der Endkundenpreise künftig nachhaltig über das bisherige Höchstniveau des Jahres 2008 ansteigen wird. Dabei wird der Anstieg durch das hohe Wettbewerbsniveau am Großhandelsmarkt gedämpft, was wiederum teilweise auf die zunehmende Bedeutung der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien zurückzuführen ist.

5.3 Eingriffe zur Sicherung der Netzstabilität aufgrund der volatilen Stromeinspeisung erneuerbarer Energien

Eine hohe Stromeinspeisung aus Wind- und Sonnenenergie verringert die Nachfrage nach konventioneller Stromerzeugung und dämpft den Strompreis am Spotmarkt. Gleichzeitig erhöht sich aufgrund der Volatilität und der Abweichungen der tatsächlichen von der prognostizierten Einspeisung der Bedarf für Reserveleistung und Regelenergie.

Tritt eine Situation auf, in der die Versorgungssicherheit gefährdet oder gestört ist, so ist der Netzbetreiber gemäß § 13.1 EnWG verpflichtet, netz- oder marktbezogene Maßnahmen (z.B. Redispatch, Countertrade) zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit anzuwenden.

Im Übertragungsnetz der 50Hertz Transmission ist die Situation aufgrund des hohen Windstromanteils bereits heute schwierig. Zukünftig werden auch andere Netzgebiete aufgrund des steigenden Anteils fluktuierender Stromeinspeisemengen einen höheren Flexibilitätsbedarf haben. In der Abbildung 13 dargestellt ist die vertikale Netzlast im Netzgebiet des ÜNB

50Hertz Transmission und die zeitgleichen Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität nach § 13 EnWG im Jahr 2010. Demnach war in über 14% der Stunden in diesem Jahr ein Abruf von Flexibilität nach § 13.1 EnWG durch den ÜNB erforderlich. Die Abbildungen 13 und 14 verdeutlichen gemeinsam, dass bei niedriger Nachfrage und gleichzeitig hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien die Netzsituation besonders kritisch ist und häufig in den Betrieb der konventionellen Kraftwerke eingegriffen wird.

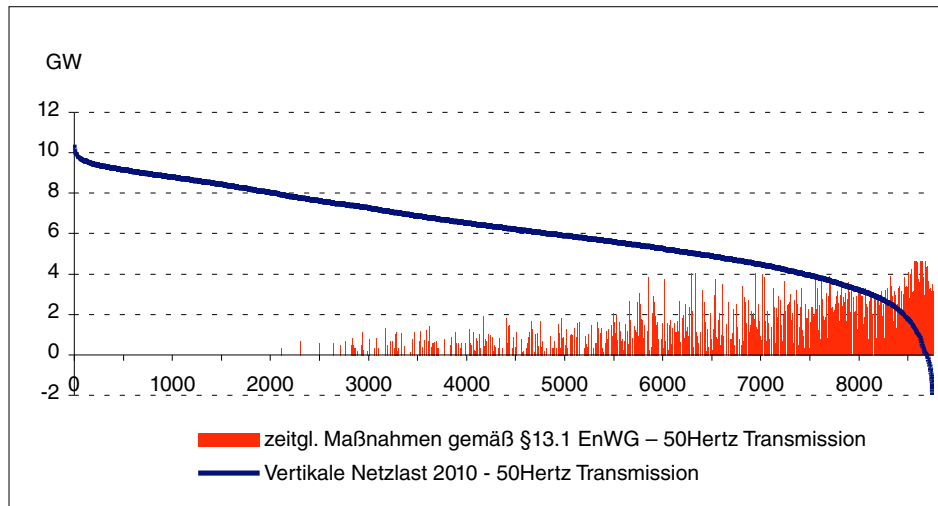


Abbildung 13: Vertikale Netzlast und zeitgl. Abrufe gemäß § 13.1 EnWG im Übertragungsnetz von 50Hertz Transmission (Quelle: 50Hertz, LBD-Analyse; Stand: 25.10.2011)

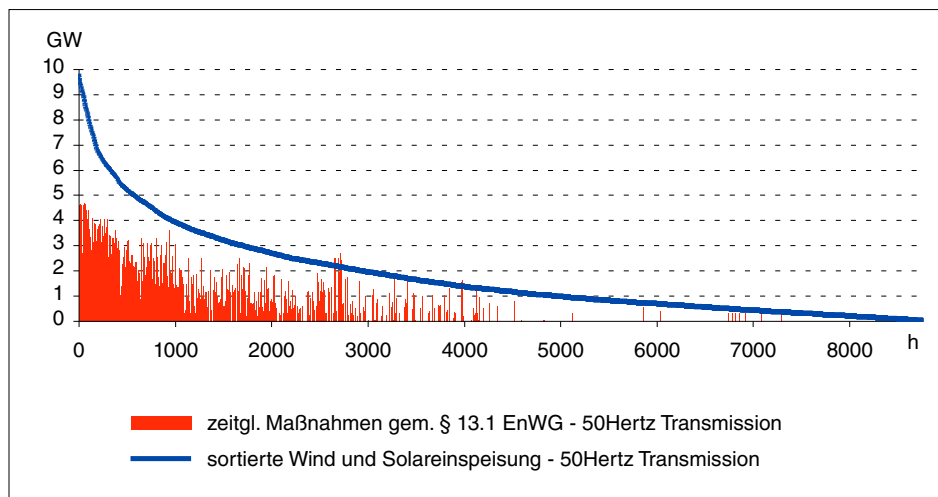


Abbildung 14: Anwendung netz- und marktbezogener Maßnahmen gem. § 13.1 EnWG im Vergleich zur Jahresdauerlinie der Gesamtlast im Netz von 50Hertz Transmission im Jahr 2010 (Quelle: 50 Hertz, LBD-Analyse; Stand: 21.09.2011)

Abbildung 14 verdeutlicht, dass die stochastische, regenerative Stromeinspeisung sehr häufig Eingriffe in die Marktergebnisse und die Fahrweise der konventionellen Kraftwerke erforderlich macht. Insbesondere die windstarken Monate sind durch eine hohe Anzahl von Eingriffen

gekennzeichnet. Die Analysen für das bisherige Jahr 2011 zeigen auch Eingriffe in den Sommermonaten (s. Tabelle 3). Diese Eingriffe sind Ausdruck der steigenden Flexibilitätsanforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark. Diese Beeinträchtigung konventioneller Erzeugungsleistung wird mit zunehmender, dargebotsabhängiger Stromeinspeisung im gesamten deutschen Übertragungsnetz zu beobachten sein. Das Geschäftsmodell der Zukunft für konventionelle Erzeuger wird nicht mehr die klassische Rolle als Grundlast-, Mittellast oder Spitzenlastkraftwerk sein, sondern im Wesentlichen auf einer flexiblen Ergänzung der erneuerbaren Energien basieren.

	Zeitanteil der Eingriffe nach § 13.1	
	2010	2011
Januar	20,0%	27,0%
Februar	21,6%	34,8%
März	24,2%	15,6%
April	14,0%	33,5%
Mai	11,1%	5,5%
Juni	3,1%	7,1%
Juli	0,7%	27,3%
August	2,4%	7,0%
September	2,9%	10,0%
Oktober	13,7%	–
November	27,1%	–
Dezember	34,1%	–

Tabelle 3: Zeitanteil der Eingriffe nach § 13.1 EnWG im Übertragungsnetz von 50Hertz Transmission
(Quelle: 50Hertz, LBD-Analyse; Stand: 25.10.2011)

5.4 Entwicklung der Residuallast und Auswirkungen auf den Betrieb konventioneller Kraftwerke im Übertragungsnetz

An das deutsche Übertragungsnetz ist eine Kraftwerksleistung von ca. 80 GW angeschlossen. Ein großer Teil dieser installierten Kraftwerkskapazität ist überaltert und erfüllt nicht die Anforderungen der Energiewende und des Klimaschutzes (z.B. zu hohe CO₂-Emissionen sowie fehlende Effizienz und Einsatzflexibilität von Kohlekraftwerken, Risiken und Probleme der Atomkraft). Darüber hinaus sind derzeit weitere 14 GW Kraftwerkskapazitäten in Bau, deren Inbetriebnahme für die nächsten Jahre geplant ist. Nach der Inbetriebnahme dieser in Bau befindlichen, konventionellen Stromerzeugungskapazitäten stünden dann 94 GW installierter Kraftwerkskapazitäten eine Nachfrage von 55–60 GW (vertikale Netzlast) gegenüber (Annahme einer konstanten Nachfrage und keine Berücksichtigung von Kraftwerksstilllegungen). In der Konsequenz bedeutet dies, dass die ans deutsche Übertragungsnetz angeschlossene Kraftwerksleistung in den kommenden Jahren auf höchstens 80 GW abgebaut werden müsste.

Mit dem im Sommer 2011 beschlossenen, beschleunigten Atomausstieg und der von der Bundesregierung proklamierten Energiewende wurde die für die Stromerzeugung verfügbare Kapazität durch die endgültige Außerbetriebnahme von acht Atomkraftwerken unmittelbar um rund 8 GW reduziert. Die Stilllegung der restlichen rund 12 GW installierter Kernkraftwerksleistung ist bis zum Jahr 2022 geplant. Der Abbau der bestehenden Überkapazitäten wird damit weitgehend durch den Atomausstieg erreicht.

Vor diesem Hintergrund muss auf Basis der aktuellen Angebots- und Nachfragesituation im deutschen Stromversorgungssektor ein Konzept erarbeitet werden, welches die Beibehaltung der bestehenden, sehr hohen Stromversorgungssicherheit auch zukünftig gewährleisten kann. Wesentliche Faktoren dieses Konzeptes sind dabei die Entwicklung der Stromnachfrage, die Erreichung der Emissionsminderungsziele und der notwendige Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der erforderlichen Netzinfrastruktur in Deutschland und darüber hinaus der regional sinnvolle Zubau von hocheffizienten, schadstoffarmen und flexiblen Stromerzeugungsanlagen, Stromspeichern und steuerbaren Lasten.

Die Abbildung 15 zeigt die Entwicklung der täglichen Stromnachfrage nach flexibel disponierbarer Erzeugung im Übertragungsnetz in Deutschland (vertikale Netzlast) für ausgewählte Jahre (2005, 2008 und 2010) sowie für eine Prognose der LBD für das Jahr 2020, welche unter Verwendung der Daten des von den ÜNB und der BNetzA im Sommer 2011 zur Konsultation gestellten Szenario C (»Länderszenario«) als Grundlage des Netzentwicklungsplans 2012 erstellt wurde. Die Entwicklung der Nachfrage beinhaltet auch Offshore-Windenergie, die im Übertragungsnetz eingespeist wird.

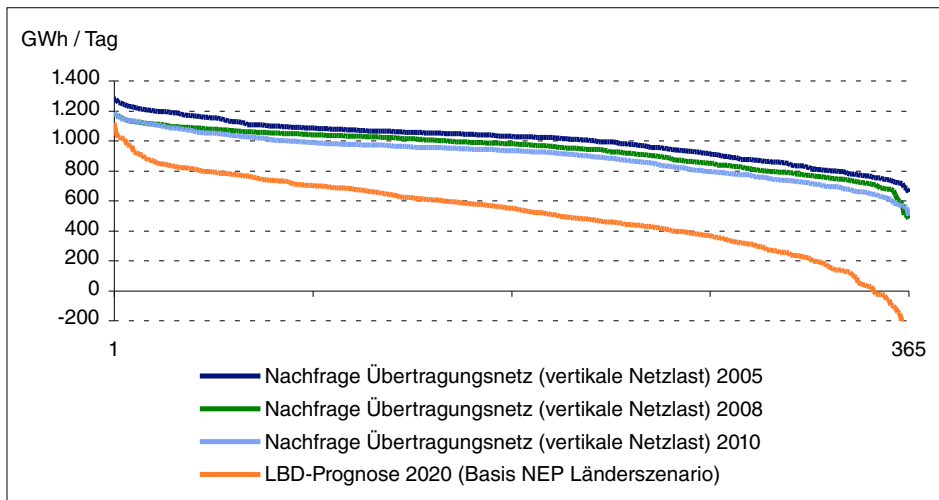


Abbildung 15: Geordnete Nachfragekurve zur Entwicklung und Prognose der vertikalen Netzlast im Übertragungsnetz (Quelle: 50Hertz, TenneT, Amprion, EnBW, BNetzA; LBD-Analysen; Stand: August 2011)

Wesentliche Informationen aus der vorstehend beschriebenen Analyse der Entwicklung der Nachfrage im Übertragungsnetz sind in der Tabelle 4 aufgelistet.

	Vertikale Netzlast	Arbeit	Vollbenutzungsdauer	EEG-Strom
	GW	TWh	h	TWh
2005	14–59	365,4	6.169	44,0
2008	12–56	343,7	6.139	71,1
2010	16–57	327,9	5.712	80,7
2020 (Länderszenario)	ca. -15–50	ca. 190	ca. 3.800	ca. 250
Differenz 2008/2010	Ø 1,8	15,8	426	9,6
Differenz 2005/2010	Ø 4,3	37,6	456	36,7

Tabelle 4: Entwicklung und Prognose der vertikalen Netzlast, Nachfrage und Vollastbenutzungsdauern im Übertragungsnetz sowie der EEG-Stromeinspeisung (Quelle: 50Hertz, TenneT, Amprion, EnBW, BNetzA; LBD-Analysen; Stand: August 2011)

Die Abbildung 15 und die Daten in der Tabelle zeigen, dass

- sich die Stromeinspeisung aus regenerativen Anlagen (im EEG) zwischen dem Jahr 2005 und dem Jahr 2010 von 44 TWh auf knapp 81 TWh erhöht hat und sich bei Eintreten der Prognosen des Länderszenarios bis zum Jahr 2020 nochmals mehr als verdoppeln würde,
- sich der Nachfragebereich in den Jahren 2005 bis 2010 ungefähr auf einem ähnlichem Niveau befindet, sich bei der angenommenen Entwicklung bis zum Jahr 2020 jedoch im Maximum leicht verringern und im Minimum auf einen deutlich negativen Wert absenken wird,
- sich die jährliche Stromnachfrage im Übertragungsnetz zwischen dem Jahr 2005 und dem Jahr 2010 bereits um rund 38 TWh reduziert hat und sich in dem unterstellten Szenariorahmen bis zum Jahr 2020 nochmals erheblich verringern wird,
- sich die Volllaststunden im Übertragungsnetz, welche die Grundlage für den Grad der Auslastung der konventionellen Kraftwerke darstellen, im Zeitraum der Jahre 2005–2010 leicht von rund 6.200 h auf rund 5.700 h reduziert haben und im Zuge der weiter wachsenden regenerativen Stromeinspeisung bis zum Jahr 2020 nochmals deutlich auf ca. 3.800 h absinken werden.

Für konventionelle Kraftwerke bleibt aufgrund des kontinuierlichen Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung spürbar weniger Nachfrage. Dies hat zur Folge, dass die Fixkostendeckung dieser Kraftwerke, als Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb, somit in weniger Betriebsstunden erfolgen muss.

6 Wirkung des Emissionshandels auf die Preisbildung fossiler Kraftwerke und Anforderungen an den künftigen Stromerzeugungsmix in Deutschland

6.1 Das Fuel-Switch-Konzept

Im Rahmen der europäischen Klimaschutzbestrebungen soll das Europäische Emissionshandelssystem (EHS) die Erreichung der Emissionsminderungsziele in der EU gewährleisten. In Deutschland sind in diesem Zusammenhang und zur Abschätzung der notwendigen Emissionsminderung im Sektor der Stromerzeugung vor allem die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks und die Umsetzung des Ausstiegs aus der Atomenergie sowie das Wachstum der emissionsfreien, regenerativen Stromerzeugung relevant. Eine Option, die Emissionsminderungsziele unter den gegebenen Rahmenbedingungen zu erreichen, ist ein zunehmender Brennstoffwechsel in der Stromerzeugung von Steinkohle zu Erdgas. Den Anreiz für diesen Brennstoffwechsel (Fuel Switch) schafft der Preis für Emissionszertifikate (EUA).

EUA werden im Energiemarkt nach dem Fuel-Switch-Konzept bepreist. Das Konzept unterstellt, dass die europäischen Emissionsminderungsziele nur erreicht werden können, wenn Strom zunehmend aus dem vergleichsweise kohlenstoffarmen Brennstoff Erdgas erzeugt wird und damit Steinkohlestrom mit vergleichsweise hohen Kohlendioxidemissionen verdrängt. Voraussetzung dafür ist eine, aus der Festlegung des Emissionsbudgets für eine Emissionshandelsperiode resultierende, EUA-Knappheit und die Vermeidung von Regelungen, welche einer Überallokation der Emissionsberechtigungen gleichbedeutend sind.

Die Formel zum Fuel-Switch-Konzept

Dargestellt wird die Gleichung zur Bestimmung des fundamentalen Wertes von EUA nach dem Fuel-Switch-Konzept. Dazu müssen die Grenzkosten (clean) des Erdgaskraftwerkes niedriger sein als die des Steinkohlekraftwerkes.

Der dargestellte Zusammenhang bedeutet:

- Wenn der Erdgaspreis relativ zum Steinkohlepreis steigt, steigt auch der fundamentale Preis für EUA.
- Wenn der Erdgaspreis relativ zum Steinkohlepreis fällt, sinkt der Preis für EUA.

$$\text{CO}_2 \left[\frac{\text{Euro}}{\text{t}} \right] = \frac{(\text{AP}_{\text{Gas}} - \text{AP}_{\text{SK}}) \left[\frac{\text{Euro}}{\text{MWh}} \right]}{\left(\frac{\text{Emissionsfaktor}_{\text{SK}} \left[\frac{\text{t}}{\text{MWh}} \right]}{\text{WG}_{\text{SK}}} \right) - \left(\frac{\text{Emissionsfaktor}_{\text{Gas}} \left[\frac{\text{t}}{\text{MWh}} \right]}{\text{WG}_{\text{Gas}}} \right)}$$

Formel 1: Formel zur Ermittlung des EUA-Wertes bei Fuel-Switch-Konzept

In der Formel sind:

- AP_{Gas} – Arbeitspreis ohne CO_2 -Kosten des verdrängenden GuD-Kraftwerkes
- AP_{SK} – Arbeitspreis ohne CO_2 -Kosten des zuletzt verdrängten Steinkohlekraftwerks
- Emissionsfaktor – Tonnen CO_2 -Emission je eingesetzter Brennstoffwärmemenge Erdgas bzw. Steinkohle
- WG_{Gas} – Wirkungsgrad des verdrängenden GuD-Kraftwerks
- WG_{SK} – Wirkungsgrad des zuletzt verdrängten Steinkohlekraftwerks

Auswirkung des Emissionshandels auf das Strompreisniveau am Großhandelsmarkt

Der Effekt des Emissionshandels auf das Marktregime und das Strompreisniveau am Großhandelsmarkt wird nachfolgend für zwei Beispielkraftwerke (Steinkohle und Erdgas) dargestellt.

Die Abbildung 16 zeigt beispielhaft die Grenzkosten für ein Steinkohle- und ein Erdgaskraftwerk. Die Kosten für Brennstoff und variable Betriebskosten sind mit 54 Euro/MWh beim Erdgaskraftwerk höher als die des Steinkohlekraftwerks mit 46 Euro/MWh. Die Differenz wird durch niedrigere CO_2 -Kosten kompensiert.

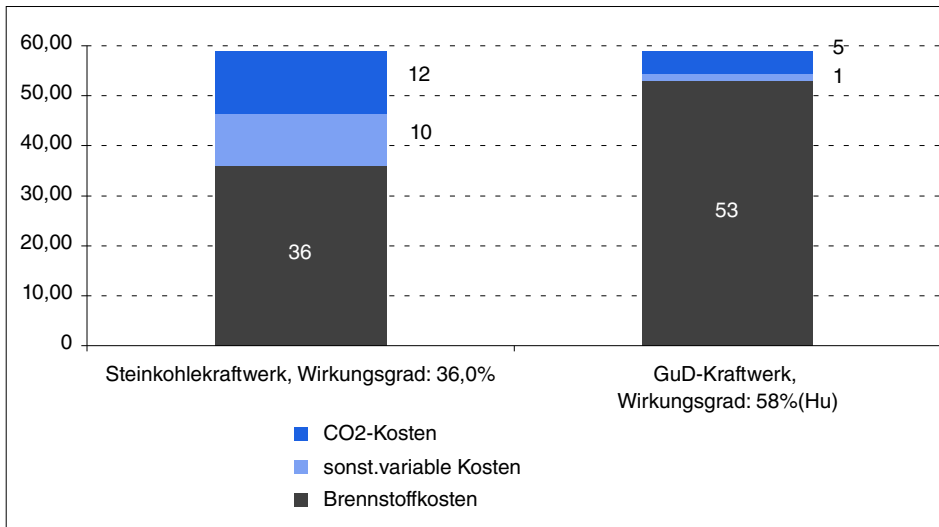


Abbildung 16: Grenzkostengleichgewicht von Steinkohle- und Erdgas-GuD-Kraftwerken (Quelle: EEX, LBD-Analysen; Stand: 16.09.2011)

Die Abbildung 17 zeigt die Reaktion des CO₂-Preises bei Anstieg des Erdgaspreises und konstantem Kohlepreis, wenn die dargestellte Grenzkostengleichheit bewahrt werden soll.

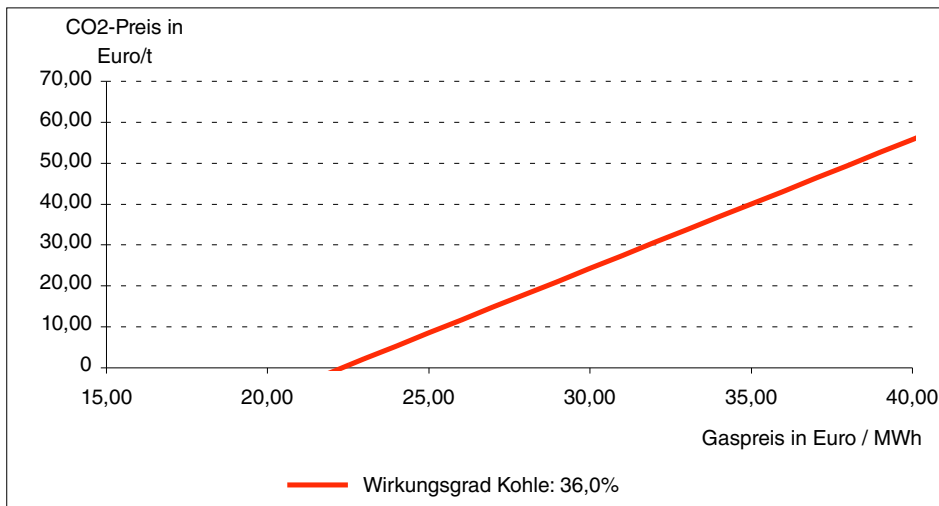


Abbildung 17: Entwicklung des CO₂-Preises bei konstantem Kohlepreis in Abhängigkeit des Erdgaspreises (Quelle: EEX, LBD-Analysen; Stand: 16.09.2011)

Entscheidend für den durch den Emissionshandel induzierten Wettbewerb zwischen den Brennstoffen Erdgas und Steinkohle ist der Wirkungsgrad des in der Merit Order zuletzt verdrängten Steinkohlekraftwerks. Ein Anstieg des Fuel Switch-Wirkungsgrades würde zu einer höheren Auslastung und daraus folgend einem höheren Deckungsbeitrag für Erdgaskraftwerke führen. Der Zubau der erneuerbaren Energien dämpft das CO₂-Preisniveau und stärkt

damit bei gleichbleibendem Emissionsbudget die Wettbewerbssituation alter, ineffizienter Steinkohlekraftwerke.

Die Zuverlässigkeit des Fuel-Switch-Konzeptes lässt sich anhand der errechneten Marktmeinung zum Wirkungsgrades des verdrängten Steinkohlekraftwerks überprüfen. Jedoch führen unvollständige Informationen bei den Marktteilnehmern und unterschiedliche Erwartungen zur Knappheitssituation zu einer schwankenden Marktmeinung. Diese Mängel verdeutlichen, dass der Markt nicht perfekt ist. Gemäß der Analysen der LBD pendelte die Effizienz von Mitte 2007 bis Mitte 2009 zwischen 30% und 35%, d.h. alle Steinkohlekraftwerke mit einem geringeren Wirkungsgrad rangierten in der Merit Order hinter modernen GuD-Kraftwerken. Zwischen dem Ende des Jahres 2009 und Anfang des Jahres 2011 führte die Marktpreisentwicklung von Steinkohle und Erdgas dazu, dass der Wirkungsgrad nachhaltig oberhalb des Niveaus von 35% lag.

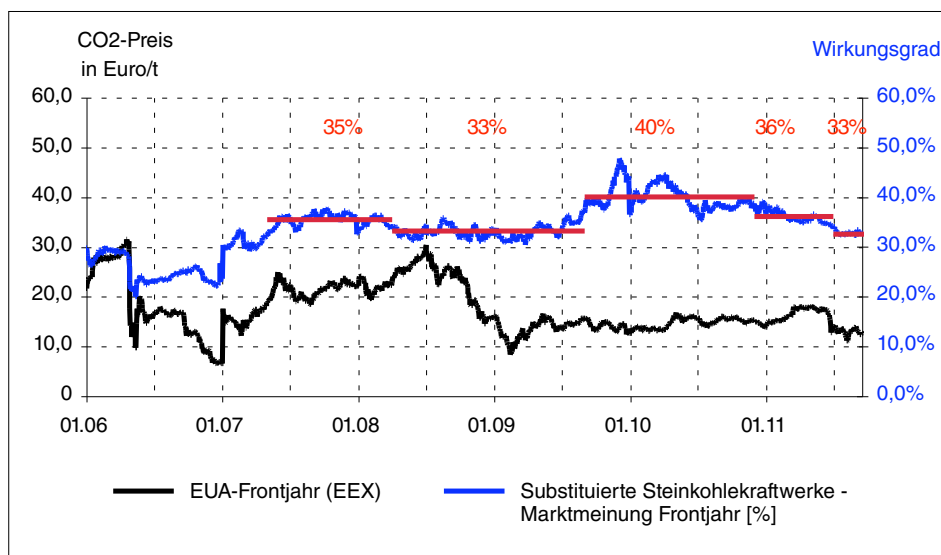


Abbildung 18: Darstellung der EUA-Preisentwicklung und des errechneten Wirkungsgrades des zuletzt verdrängten Steinkohlekraftwerkes (Quelle: EEX, Reuters, LBD-Analyse; Stand: 16.09.2011)

Aufgrund der gegenwärtigen Verteuerung von Erdgas relativ zu Steinkohle wäre mit steigenden CO₂-Preisen zu rechnen. Der Markt geht jedoch wegen des starken Ausbaus erneuerbarer Energien und einer sich abzeichnenden Überallokation in der laufenden Handelsperiode nur von einem geringen Verdrängungsbedarf von Steinkohlestrom aus. Der Grenzwirkungsgrad ist deshalb in den letzten Monaten wieder auf unter 35% gesunken mit der Folge steigender Nutzungsstunden für Steinkohlekraftwerke.

Der Wirkungsgrad des verdrängten Steinkohlekraftwerks wird mittelbar auch dadurch beeinflusst, wieviel neue GuD-Kraftwerkskapazitäten in Europa zur Erreichung der Emissionsminderungsziele benötigt werden. Der Bedarf an

neuen hocheffizienten und flexiblen GuD-Kraftwerken ist wiederum von den Emissionsminderungszielen, dem Ausbau der erneuerbaren Energien, den Effizienzanstrebungen und der Nutzung der Atomenergie in Europa abhängig.

6.2 Bedarf neuer Erdgaskraftwerke zur Reduzierung der kohlebedingten CO₂-Emissionen

Der Atomausstieg in Deutschland wird in der dritten Periode des Emissionshandelssystems (3. EHS-Periode von 2013 bis 2020) für sich allein betrachtet zu einer Erhöhung der Emissionen im deutschen Energiesektor führen. Gleichzeitig wird der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien der größte Treiber für Emissionsminderungen bleiben.

Anhand einer überschlägigen Analyse zur Zusammensetzung und Entwicklung des Stromerzeugungsmixes in Deutschland während der kommenden Jahre können sowohl die zusätzlichen Emissionen aufgrund des Atomausstieges als auch die möglichen Emissionsminderungen aus der Verdrängung ineffizienter Altanlagen durch regenerative Anlagen sowie durch hocheffiziente Neubaukraftwerke grob abgeschätzt werden.

Wesentliche Prämissen der Analyse sind:

- Für die Bestimmung der Gesamtemissionen der dem Emissionshandel unterliegenden Sektoren³ erfolgt eine Fortschreibung der durchschnittlichen, jährlichen Emissionen des Zeitraums 2008–2010. Dieser Wert (451,6 Mio. t CO₂) bildet die Grundlage für die Analyse zur Entwicklung der Emissionen während der dritten EHS-Periode.
- Gemäß der geltenden EU-Richtlinie und Gesetzeslage beträgt das jährliche Emissionsbudget für Deutschland 451,9 Mio. EUA in der zweiten EHS-Periode und 392,7 Mio. EUA im Jahr 2020 (jährliche Absenkung um 1,74% während der dritten EHS-Periode).
- Zur Bestimmung der Emissionsfaktoren werden für bestehende Braun- und Steinkohlekraftwerke der jeweilige, mittlere Wirkungsgrad dieser Kraftwerkskategorie im momentanen, deutschen Kraftwerkspark angenommen. Für neue GuD-Anlagen sowie für neue Kohlekraftwerke werden die bekannten elektrischen Wirkungsgrade momentan gebauter und geplanter Projekte unterstellt.

³ Auf Basis des ZuG 2012, d.h. ohne die Einbeziehung des Luftverkehrs.

- Als wesentliche Faktoren werden berücksichtigt:
 - Ausstieg aus der Atomenergie
 - Derzeit im Bau befindliche moderne GuD-Anlagen, Steinkohlekraftwerke und Braunkohlekraftwerke
 - Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
 - Zu erwartende EUA-Lücke aus der zweiten EHS-Periode
- Eventuell Beiträge aus der Industrie zur Reduzierung der Emissionen bis zum Jahr 2020 werden nicht berücksichtigt.
- Der Beitrag von Emissionszertifikaten aus CDM/JI-Maßnahmen⁴ zur Einhaltung des Emissionsbudgets werden nicht berücksichtigt.

Zusätzliche Emissionen in der dritten EHS-Periode entstehen aufgrund des notwendigen Ersatzes der nahezu CO₂-freien Kernenergie, welcher anfangs neben zusätzlichen Stromimporten voraussichtlich zu einer erhöhten Stromerzeugung aus bestehenden Steinkohlekraftwerken führen wird. Dies führt zu ca. 467 Mio. t zusätzlichen Emissionen über die gesamte dritte Handelsperiode.

Die geplanten und in Bau befindlichen neuen Erdgas- und Kohlekraftwerke mit einer Inbetriebnahme während der dritten EHS-Periode tragen zu einer leichten Minderung der Emissionen bei. Dabei wird unterstellt, dass neue GuD-Anlagen Strom aus bestehenden Steinkohlekraftwerken verdrängen und für neue Braunkohlekraftwerke gleichzeitig alte Braunkohlekraftwerke stillgelegt werden.

Sofern das Ziel der Bundesregierung, bis zum Jahr 2020 den regenerativen Anteil an der deutschen Stromversorgung auf mindestens 35% zu erhöhen, erreicht wird, würde dies zu einer Emissionsminderung von ca. 537 Mio. t beitragen. Die ermittelte Emissionsminderung basiert dabei auf der Annahme, dass die regenerative Stromerzeugung dazu führt, dass bestehende Steinkohlekraftwerke entsprechend weniger Strom erzeugen und folglich auch weniger CO₂-Emissionen verursachen.

⁴ Gemäß § 18 ZuG 2012 dürfen Kraftwerksbetreiber in der zweiten EHS-Periode bis zu 22% des ihnen zugeteilten Emissionsbudgets durch Maßnahmen aus flexiblen Mechanismen zur Reduktion von Schadstoffemissionen (Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI)) decken.

Gemäß der Daten der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) liegen die tatsächlichen Emissionen der Industrie und Energiewirtschaft in den ersten drei Jahren der zweiten EHS-Periode minimal unterhalb des Zuteilungsbudgets für diesen Zeitraum. Dies ist vor allem auf die Wirtschaftskrise im Jahr 2009 zurückzuführen. Für die Jahre 2011 und 2012 lässt die Betrachtung der vorgenannten Faktoren dennoch ein Defizit bei der Emissionsminderung in der zweiten EHS-Periode von rund 53 Mio. t CO₂ erwarten.

Unter den vorstehenden Annahmen der Analyse, würde in Deutschland bis zum Ende der dritten Handelsperiode eine EUA-Lücke bzw. ein zusätzlich erforderlicher Emissionsminderungsbedarf von ca. 182 Mio. t entstehen. Eine EUA-Lücke könnte z.B. über CDM/JI-Maßnahmen und durch den Zukauf von Zertifikaten aus anderen Staaten geschlossen werden, sofern das Gesamtbudget an EUA entsprechend hoch ist. Diese Analyse geht jedoch davon aus, dass Deutschland die Emissionsminderungen im eigenen Land erbringen muss. Um die ermittelte EUA-Lücke unter dieser Voraussetzung zu schließen, müssten z.B. in der dritten EHS-Periode zusätzlich ca. 380 TWh Strom in GuD-Anlagen anstelle von Steinkohlekraftwerken erzeugt werden. In Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme entspräche dies einer neu zu errichtenden GuD-Kraftwerkskapazität von mindestens 15 GW.⁵ Je später diese Kapazitäten errichtet würden und umso geringer deren Auslastung wäre, desto höher wäre die erforderliche Substitutionsleistung.

Wichtige Alternativen für die vor dem Hintergrund der Emissionshandelsziele notwendige Erhöhung der Stromerzeugung aus GuD-Anlagen und die damit verbundene Verringerung der Kohlestromerzeugung sind ein stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien und/oder eine deutliche Reduzierung des Strombedarfs. Dementsprechend wären im Zeitraum bis 2020 durchschnittlich ca. 30 TWh/a zusätzlicher, emissionsfreier Strom aus erneuerbaren Energien oder eine Reduzierung des jährlichen Gesamtstromverbrauches in Deutschland in der gleichen Größenordnung erforderlich. Dass dies vorstellbar ist, zeigt das von der BNetzA im Rahmen der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans 2012 zur Konsultation gestellte Länderszenario (Szenario C), welches einen stärkeren EEG-Ausbau mit der Folge eines regenerativen Stromanteils um das Jahr 2020 von rund 45% unterstellt.

⁵ GuD-Betrieb mit 3.500 Vollastbenutzungsstunden pro Jahr und Inbetriebnahme bis 2014 (d.h. sieben Jahre Beitrag zur Emissionsminderung)

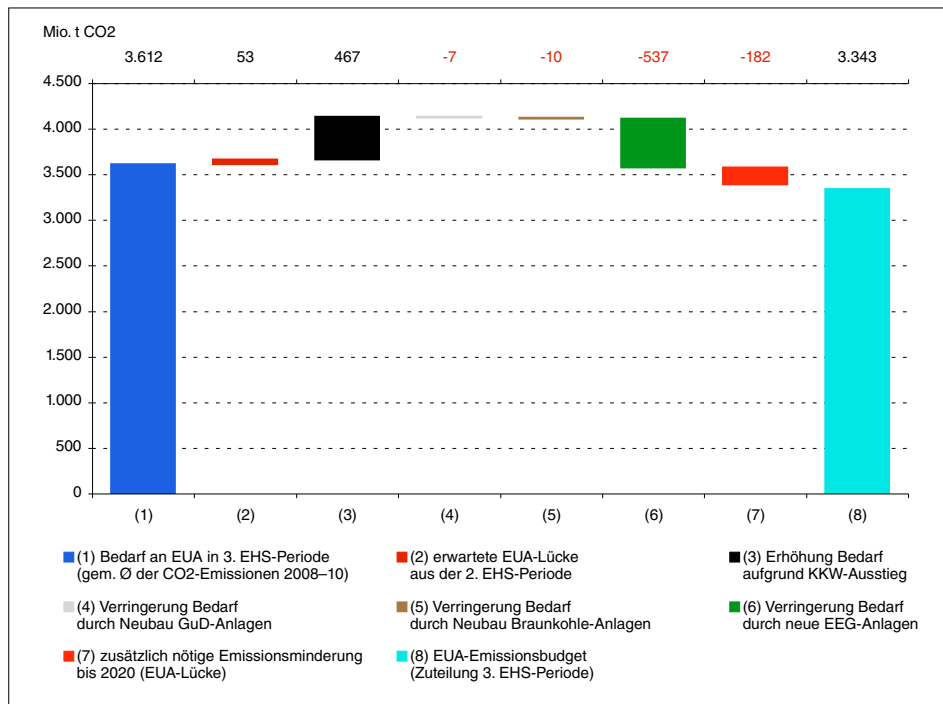


Abbildung 19: Gegenüberstellung des Emissionsbudgets mit dem voraussichtlichen EUA-Bedarf in der 3. Emissionshandelsperiode (Quelle: EU, DEHST, LBD-Analysen; Stand: 25.10.2011)

7 Wirkung des energiepolitischen Rahmens auf die Merit Order

7.1 Analyse der Auswirkungen des energiepolitischen Rahmens auf die Merit Order

Die Beschlüsse zur Energiewende in Deutschland und das europäische Emissionshandelssystem haben Auswirkungen auf die Merit Order der an das Übertragungsnetz angeschlossenen, disponiblen Kraftwerke und ihren Kraftwerkseinsatz. Aus den nachfolgenden Merit-Order-Analysen können bei Annahme einer gleichbleibend hohen Wettbewerbsintensität wichtige Schlussfolgerungen für die erzielbaren Margen aus dem bestehenden Marktdesign abgeleitet werden.

Die Merit Order ist Grundlage für die Preisbildung am Strommarkt. Sie stellt die Grenzkosten aller verfügbaren Kraftwerke der Höhe nach geordnet dar. Bei einer gegebenen Nachfrage werden jeweils die Kraftwerke mit den geringsten Grenzkosten eingesetzt. Das letzte eingesetzte Kraftwerk definiert den Marktpreis für alle. Kraftwerke deren Grenzkosten niedriger sind als der jeweilige Marktpreis realisieren einen Deckungsbeitrag auf ihre Fixkosten. Eine Vollkostendeckung ist also nur möglich, wenn häufig genug Preise oberhalb der Grenzkosten eines Kraftwerks auftreten. Problematisch ist dies insbesondere bei sehr flachen Merit Orders. Dies wird anhand nachfolgender Analysen verdeutlicht.

Die deutsche Merit Order wird für drei Schritte des Atomausstiegs dargestellt und analysiert:

- vor Fukushima
- Moratorium
- vollständiger Ausstieg

Darüber hinaus werden die in Bau befindlichen Kraftwerke an der ihren Grenzkosten entsprechenden Position in die Merit Order eingefügt. Auf Basis einer Arbeitshypothese wird darüber hinaus die Wirkung des zusätzlich notwendigen Zubaus von Kapazitäten auf die Merit Order analysiert.

Zur Veranschaulichung der Wirkung der Kapazitätsentwicklung wird zusätzlich die Spannbreite der Stromnachfrage im Übertragungsnetz grafisch dargestellt.

Die Datenbasis für die Merit-Order-Analyse bilden die Großhandelsmarktpreise der EEX mit dem Preisstand Februar 2011 als Grundlage für die Ermittlung der Grenzkosten der Kraftwerke sowie die Daten zur vertikalen Netzlast im Übertragungsnetz und zum deutschen Kraftwerkspark aus dem Jahr 2010 als Kennzeichnung von Leistungsangebot und -nachfrage.

Für die Grenzkosten der Pumpspeicherwerke werden die Grenzkosten des Systems im Szenario vor Fukushima verwendet. Die reale Opportunität besteht jedoch darin Strom günstig in Offpeak-Stunden zu verbrauchen und diesen später in Peak-Stunden (abzüglich der Verluste) wieder einzuspeisen.

Struktur der Merit Order im deutschen Kraftwerkspark unmittelbar vor dem Ereignis in Fukushima

Die Abbildung 20 und Abbildung 21 zeigen die Merit Order der disponiblen Kraftwerke im Übertragungsnetz mit dem Status des deutschen Kraftwerksparks vor dem Atomunglück in Fukushima in Japan, d.h. vor dem deutschen Moratorium mit der Außerbetriebnahme von sieben Atomkraftwerken. Wie in Abbildung 20 ersichtlich wird, war die Merit Order über den Bereich von Erdgas-GuD- und Steinkohlekraftwerken hinweg sehr flach, wozu vor allem das Fuel-Switch-Konzept beiträgt. Im Nachfragebereich von 38–65 GW zeigt die Grafik lediglich einen Anstieg der Grenzkosten um ca. 10 Euro/MWh.

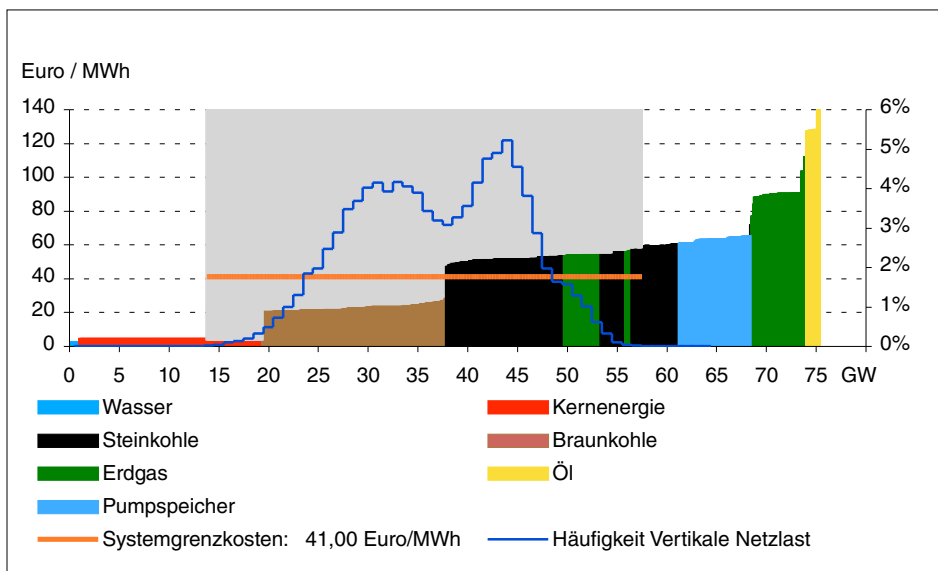


Abbildung 20: Merit Order vor Fukushima (Quelle: BNetzA, Platts (2010), EEX (Februar 2011), 50Hertz, Amprion, TenneT, EnBW, LBD-Analyse; Stand: 09/2011)

Diese sehr flache Struktur führt im Jahresverlauf zu sehr geringen Erzeugermargen. Moderne Erdgas-GuD-Kraftwerke kommen vor alten Steinkohlekraftwerken zum Einsatz. Erdgasgefeuerte Dampfkraftwerke liegen in der Regel hinter Steinkohlekraftwerken. In der Grafik wird zusätzlich die Bandbreite der Nachfrage des Jahres 2010 dargestellt (grauer Bereich). Die blaue Linie zeigt die unterjährige Verteilung der Nachfrage in Leistungsklassen (1 GW je Klasse). Die orangene Linie zeigt die Systemgrenzkosten, d.h. den leistungsgewichteten Mittelwert der Grenzkosten der nachgefragten Kraftwerkskapazitäten ohne Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten.

Ohne die Berücksichtigung der Einpreisung von CO₂-Kosten rücken GuD-Kraftwerke, wie in der Abbildung 21 dargestellt, in der Merit Order nach rechts und würden seltener eingesetzt werden. Die Emissionen im deutschen Strommix wären in diesem Fall merklich höher.

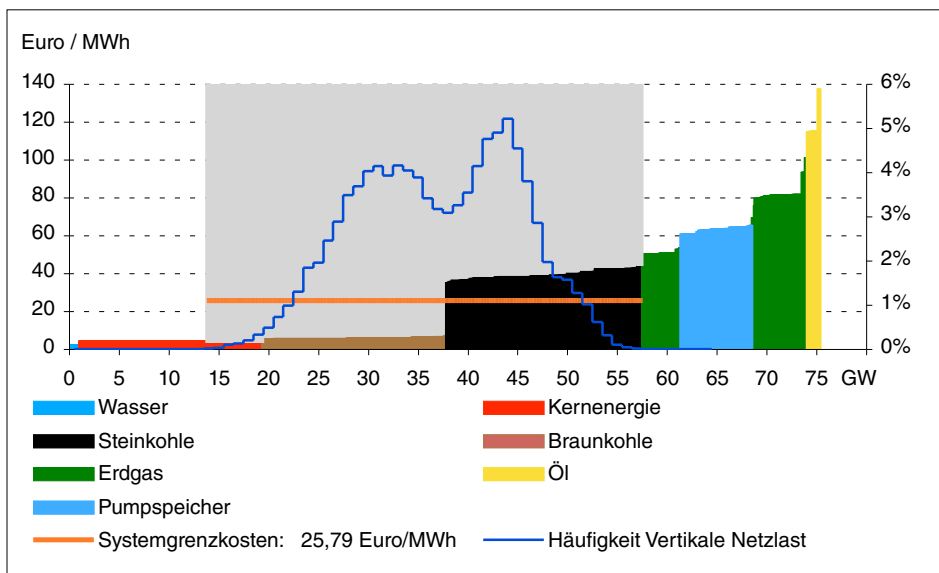


Abbildung 21: Merit Order vor Fukushima ohne CO₂-Preise (Quelle: BNetzA, Platts (2010), EEX (Februar 2011), 50Hertz, Amprion, TenneT, EnBW, LBD-Analyse; Stand: 09/2011)

Die Merit-Order-Analyse deutet darauf hin, dass bei einer tatsächlichen Leistungsspitze unter 60 GW weder Steinkohle- noch GuD-Kraftwerke ihre betriebsgebundenen Kosten decken bzw. Deckungsbeiträge auf ihre Kapitalkosten erwirtschaften können. Zur Vollkostendeckung wäre ein steilerer Verlauf der Merit Order im Bereich der Steinkohle und Erdgaskraftwerke notwendig.

Struktur der Merit Order in den Phasen des deutschen Kernkraftausstiegs

Die Abbildung 22 zeigt die Merit Order der Kraftwerke im deutschen Übertragungsnetz nach dem Moratorium im Frühjahr 2011 und die Abbildung 23 bei einem vollständigen Ausstieg aus der Atomenergie.

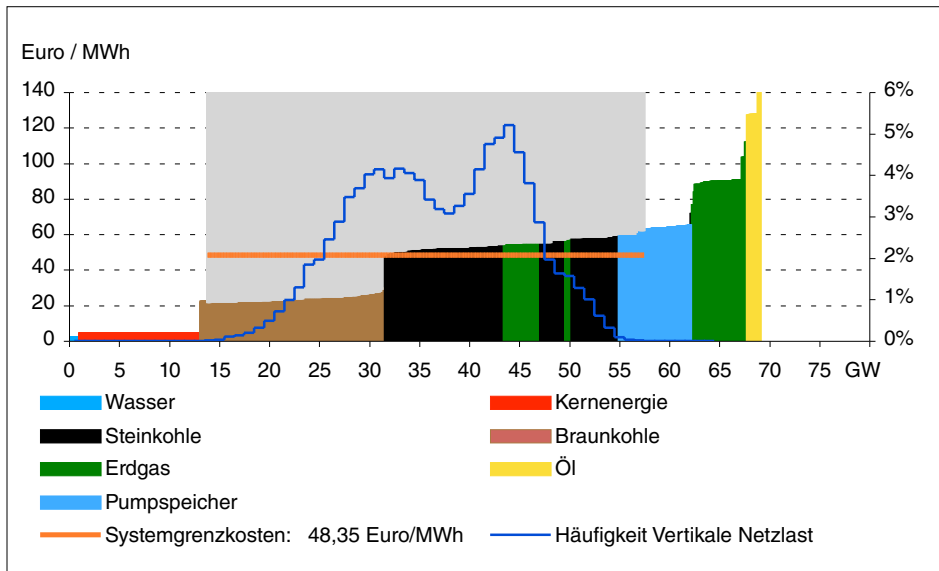


Abbildung 22: Merit Order nach Fukushima (Quelle: BNetzA, Platts (2010), EEX (Februar 2011), 50Hertz, Amprion, TenneT, EnBW, LBD-Analyse; Stand: 09/2011)

Auch nach der Abschaltung der sieben Atomkraftwerke im Jahr 2011 zeigt die Merit Order im Nachfragebereich, welcher durch Steinkohle- und GuD-Kraftwerke gedeckt wird, eine sehr flache Kostenstruktur. Im Bereich von 32–56 GW beträgt der Grenzkostenanstieg weiterhin nur rund 10 Euro/MWh und hat immernoch sehr geringe Erzeugermargen zur Folge.

Aus der Betrachtung der beiden Abbildungen wird ersichtlich, dass erst der vollständige Ausstieg eine größere Preiswirkung, insbesondere bei Starklast bzw. hoher Nachfrage, erwarten lässt, da in diesem Fall auch reine Gasturbinenanlagen mit höheren Grenzkosten und Pumpspeicherkraftwerke zum Einsatz kämen. In einer derartigen Situation könnten Erzeuger Preise zur Vollkostendeckung erzielen.

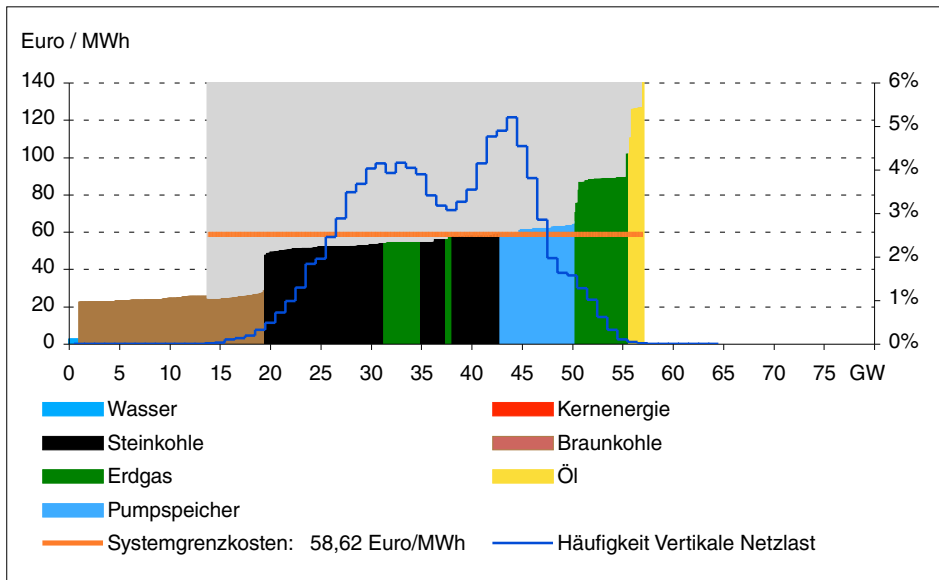


Abbildung 23: Merit Order nach vollständigem Ausstieg (Quelle: BNetzA, Platts (2010), EEX (Februar 2011), 50Hertz, Amprion, TenneT, EnBW, LBD-Analyse; Stand: 09/2011)

Struktur der Merit Order unter Berücksichtigung des Zubaus konventioneller Kraftwerke

Die Abbildung 24 zeigt eine Merit Order mit Berücksichtigung eines vollständigen Atomausstiegs und der gegenwärtig in Bau befindlichen Kraftwerke.

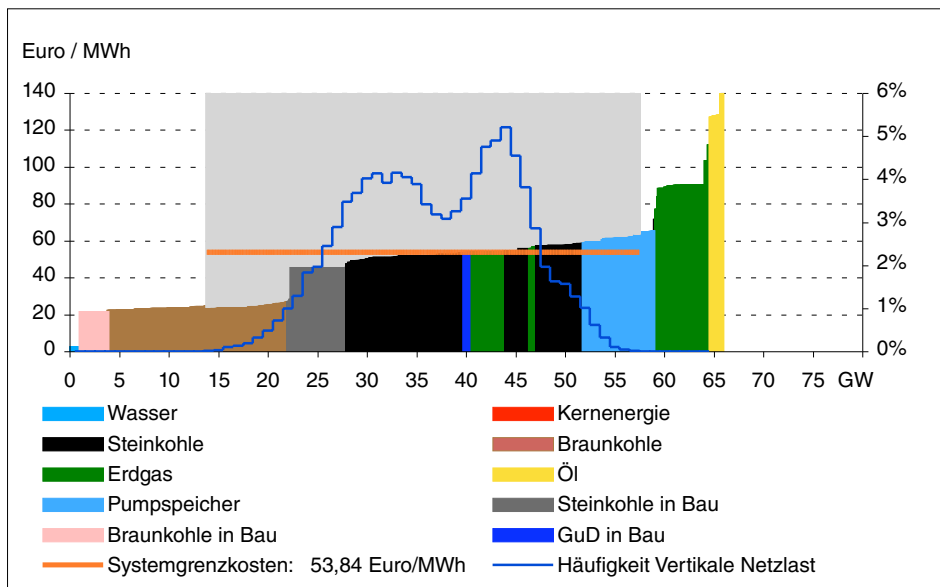


Abbildung 24: Merit Order mit Totalausstieg und aktuell in Bau befindlichen Kraftwerkszubauten (Quelle: BNetzA, Platts (2010), EEX (Februar 2011), 50Hertz, Amprion, TenneT, EnBW, LBD-Analyse; Stand: 09/2011)

Vor dem Hintergrund der reinen Gegenüberstellung des Kapazitätsbedarfs und -bestands bzw. aktuellen Zubaus, d.h. ohne Berücksichtigung von Netzengpässen, würde der Atomausstieg nicht unmittelbar zu Versorgungsengpässen in Deutschland führen.

Um trotz des wegfallenden CO₂-freien Atomstroms die deutschen Emissionsminderungsziele bis zum Jahr 2020 erfüllen zu können, ist eine Verdrängung von Kohlestrom durch GuD-Kraftwerke erforderlich. Die Analysen der LBD zur Entwicklung der Emissionen während der dritten Emissionshandelsperiode zeigen, dass dafür eine zusätzliche Stromerzeugungskapazität in GuD-Kraftwerken von ca. 10 GW notwendig ist.

Die Abbildung 25 zeigt eine Merit Order des deutschen Kraftwerksparks, ebenfalls unter Annahme eines Totalausstiegs und der in Bau befindlichen Kraftwerke jedoch mit einem zusätzlichen Neubau von 10 GW GuD-Anlagen (als Arbeitshypothese auf Basis des Kapitels 6.2), um die notwendige Kohlestromverdrängung und Emissionsreduktion zu ermöglichen.

Die Abbildungen 24 und 25 zeigen deutlich, dass Kraftwerkszubauten in einem Zustand mit knappen Kapazitäten nachhaltige Knappheitspreise zur Deckung von Kapitalkosten nicht ermöglichen.

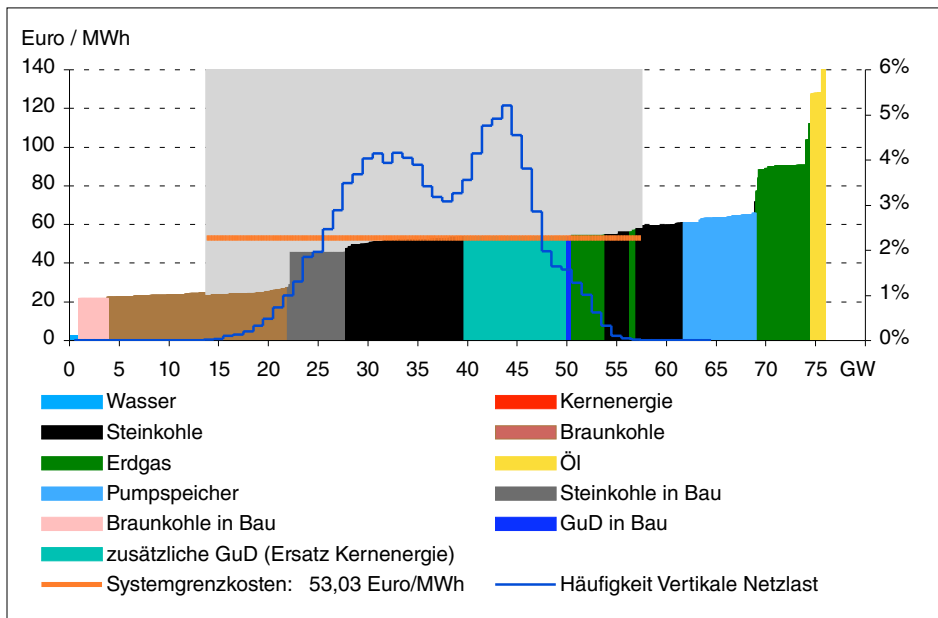


Abbildung 25: Merit Order mit Totalausstieg und zusätzlichem Ersatzbau für KKW (Quelle: BNetzA, Platts (2010), EEX (Februar 2011), 50Hertz, Amprion, TenneT, EnBW, LBD-Analyse; Stand: 09/2011)

7.2 Befund der Preis- und Strukturanalysen im grenzkostenbasierten Wettbewerb

Das bestehende, auf Grenzkostenwettbewerb basierende Marktmodell schafft, ohne dabei die bestehende Versorgungssicherheit zu gefährden, keine verlässlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in die Erneuerung des Kraftwerksparks in Deutschland. Ausreichende Margen könnten im bestehenden Marktmodell nur unter Ausübung von Marktmacht oder durch Spekulation entstehen.

Die Analysen zeigen, dass das bestehende Marktdesign keine Investitionsanreize schaffen kann. Das bestehende Marktdesign lässt systematisch keine ausreichenden Erzeugermargen zu und wird somit langfristig die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten können. Dies ist maßgeblich durch die flache Merit Order in Folge des Emissionshandels begründet.

Zusätzlich entsteht auch kurz- bzw. mittelfristiger Handlungsbedarf. Durch den Atomausstieg können lokale Ungleichgewichte von Angebot und Nachfrage entstehen, die mangels eines ausreichend schnellen Netzausbaus die Versorgungssicherheit beeinträchtigen können.

Der europäische Rahmen für Investitionsanreize wird durch die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie definiert.

Artikel 8 (1) RL 2009/72/EG als europäischer Rechtsrahmen für Kapazitätsmärkte:

»Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass neue Kapazitäten oder Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen im Interesse der Versorgungssicherheit über ein Ausschreibungsverfahren oder ein hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertiges Verfahren auf der Grundlage veröffentlichter Kriterien bereitgestellt bzw. getroffen werden können. Diese Verfahren kommen jedoch nur in Betracht, wenn die Versorgungssicherheit durch die im Wege des Genehmigungsverfahrens geschaffenen Erzeugungskapazitäten bzw. die getroffenen Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen allein nicht gewährleistet ist.«

Bereits heute besteht ein europäischer Rechtsrahmen für Kapazitätsmärkte bzw. gezielte Kapazitätsmechanismen. Die Voraussetzung der europäischen Strombinnenmarkttrichtlinie für diese Maßnahmen ist erfüllt, da das bestehende Marktdesign die Versorgungssicherheit langfristig nicht gewährleisten kann.

8 Situation in Baden-Württemberg – Kapazitätsbedarf zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

8.1 Status quo: Strombedarf und Stromerzeugung in Baden-Württemberg

Der Bruttostromverbrauch in Baden-Württemberg betrug rund 78 TWh im Jahr 2009 und lag damit deutlich über der Bruttostromerzeugung im Land von rund 65 TWh. Die Atomenergie hatte daran einen Anteil von ca. 46%. Der negative Saldo zwischen Erzeugung und Verbrauch wurde durch Stromimport aus anderen Bundesländern sowie den europäischen Nachbarländern gedeckt.

Die vertikale Netzlast in Baden-Württemberg, also die gemessene Leistung je Viertelstunde im Übertragungsnetz der EnBW Transportnetze AG (EnBW TNG), lag im Jahr 2010 im weiten Bereich zwischen 2.500–8.500 MW. Demgegenüber stand eine, an das Übertragungsnetz der EnBW-Regelzone angeschlossene, installierte Kraftwerksleistung von rund 10.000 MW, wovon knapp die Hälfte auf die vier Kernkraftwerke entfiel. Der hohe Anteil der Atomenergie an der Netzlast in Baden-Württemberg zeigt sich auch deutlich bei Betrachtung der Jahresdauerlinie der vertikalen Netzlast der EnBW TNG für das Jahr 2010.

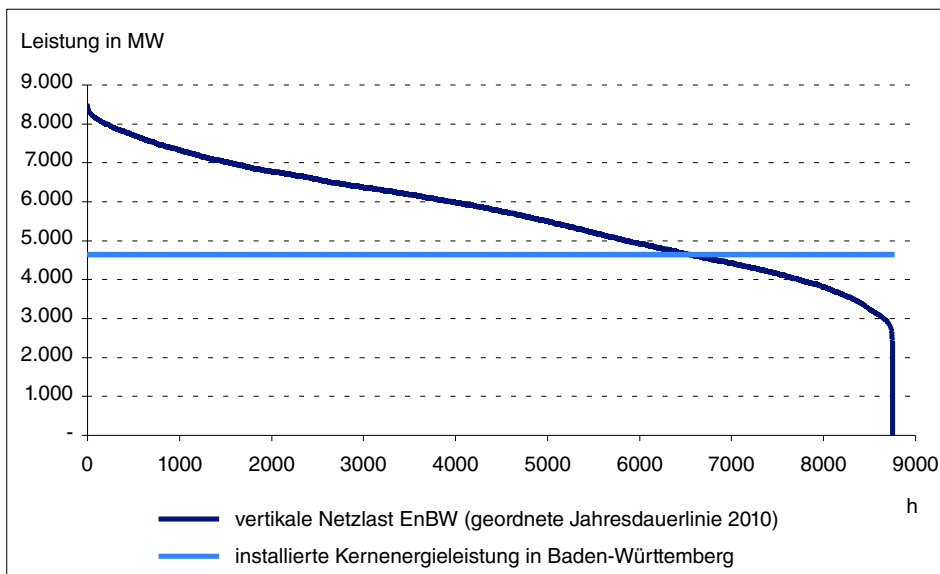


Abbildung 26: Gegenüberstellung der vertikalen Netzlast im Übertragungsnetz der EnBW TNG und der installierten Kernenergieleistung in Baden-Württemberg (Quelle: EnBW, Stand: 16.09.2011)

Dabei wird ersichtlich, dass die vier Atomkraftwerke in Baden-Württemberg – bezogen auf die vertikale Netzlast im Land – in einem Teil des Jahres nur mit gedrosselter Leistung betrieben werden konnten und im Jahr 2010 weniger als 7.000 Vollastbenutzungsstunden erreicht haben.

Der im Rahmen der Beschlüsse zur Energiewende beschlossene, beschleunigte Wegfall der Kernenergiekapazitäten führt kurz- und mittelfristig zu einer Unterversorgung des Netzgebietes der EnBW TNG mit entsprechenden Risiken für die Versorgungssicherheit. So kommt die Bundesnetzagentur (BNetzA) in ihrer, im Auftrag der Bundesregierung durchgeführten, Prüfung des Kapazitätsbestandes und -bedarfs zur Beibehaltung der Versorgungssicherheit unter anderem zu den folgenden Erkenntnissen:

- Leitungsüberlastungen im Amprion-Netz in Richtung Südwesten aufgrund fehlender Transportnetzkapazitäten und fehlender Erzeugungsleistung in Süddeutschland.
- Spannungshaltungsprobleme in den Regionen Rhein-Main und Rhein-Neckar durch fehlende Blindleistungskompensation mit der Folge von Leitungsüberlastungen.

Voraussetzung für die Beherrschung der untersuchten, extremen Belastungssituationen sind laut Gutachten der BNetzA erhebliche Anstrengungen der ÜNB, die Nutzung aller Sicherheitsreserven und eine deutliche Korrektur der Marktergebnisse des Großhandelsmarktes (z.B. mittels § 13 Abs. 1 EnWG-Maßnahmen). Überdies rät die BNetzA, den Netzausbau voranzutreiben, über Allokationsanreize für neue Kraftwerke in Süddeutschland nachzudenken sowie im Bezug auf die Vorhaltung weiterer Sicherheitsreserven ältere, ineffiziente Kraftwerke nicht vor der endgültigen Inbetriebnahme neuer Kapazitäten abzuschalten.⁶

⁶ Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit; Bundesnetzagentur 2011

Die nachfolgende Abbildung 27 zeigt die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks in Baden-Württemberg ausgehend vom Status quo in 2010 über die Stilllegungen der Atomkraftwerke und die geplanten Kraftwerkszubauten bis zum Jahr 2022.

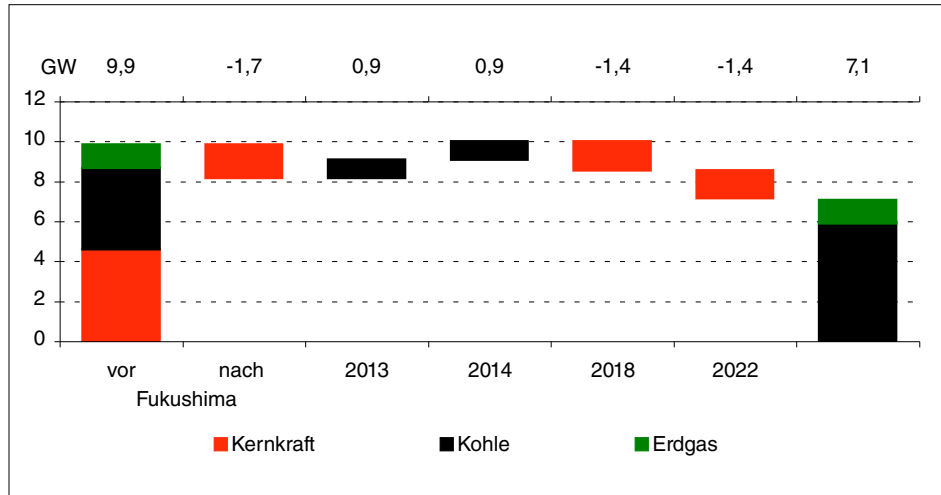


Abbildung 27: Kraftwerkspark im Übertragungsnetz der EnBW (Quelle: EnBW, Platts, Stand: 2011)

Die Stilllegung der Kernkraftwerke in Baden-Württemberg führt zu einer signifikanten Reduzierung der Erzeugungskapazitäten und somit zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit im Netzgebiet der EnBW.

8.2 Bestehende Kraftwerksstandorte und geplante Neubauprojekte der Stromerzeugung

Die nachfolgende Abbildung zeigt die bestehenden Standorte der großen, konventionellen Energieerzeugungsanlagen der EnBW in Baden-Württemberg.

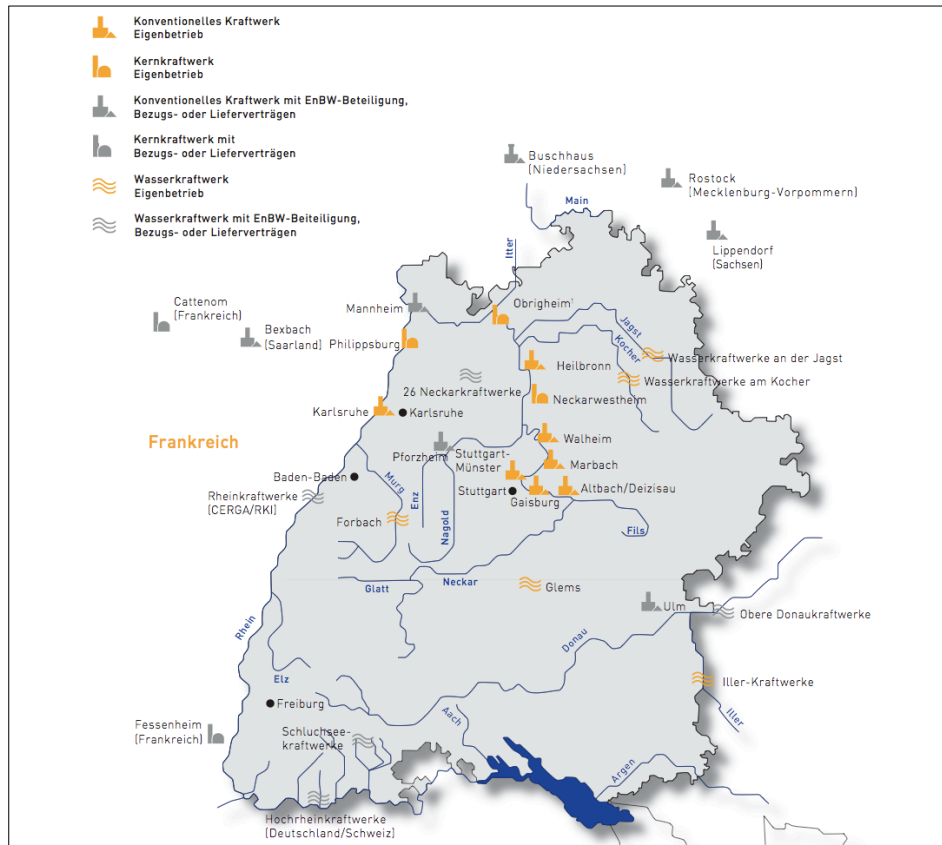


Abbildung 28: Kraftwerksstandorte der EnBW Energie Baden-Württemberg AG (nicht dargestellt: Beteiligung an Vorarlberger Illwerken; Quelle: EnBW, Stand: 2010)

Im Rahmen der Erneuerung des Kraftwerksparks in Baden-Württemberg sind der LBD derzeit geplante Projekte mit einer Gesamtleistung von 4.076–4.526 MW bekannt (Tabelle 5). Davon entfallen rund 1.820 MW auf Steinkohle, rund 2.115–2.565 MW auf Erdgas (1 Projekt in Bayern an der Grenze zu Baden-Württemberg) und knapp 140 MW auf Laufwasser als Energieträger. Demgegenüber wurde neben dem Atomausstieg bisher die Stilllegung von zwei Steinkohlekraftwerksblöcken in Mannheim mit je 220 MW angekündigt. Darüber hinaus befinden sich drei Pumpspeicherkraftwerke in der Planung (1.400 MW in Atdorf, 200 MW in Forbach, 45 MW in Blautal).

Investor und Standort	Energieträger	Elek. Leistung in MW	Projektstatus	Geplante Inbetriebnahme
GKM AG, Mannheim, Block 9	Steinkohle	911 (brutto)	In Bau	2013/2014
EnBW, Karlsruhe, RDK 8	Steinkohle	912 (brutto)	In Bau	2013
Stadtwerke Ulm/Neu Ulm, Leipheim (Standort in Bayern)	Erdgas GuD	1.200	In Planung	2015/16
Böblingen	Erdgas GuD	450–900	Ankündigung	offen
EnBW, Karlsruhe, RDK 6S	Erdgas GuD	465	genehmigt	offen
EnBW/EDF, Iffezheim	Laufwasser	38	In Bau	2012
Energiedienst AG, Rheinfelden	Laufwasser	100	In Betrieb	2011
Gesamt		4.076–4.526		

Tabelle 5: Geplante Kraftwerksprojekte in Baden-Württemberg
(ohne dezentrale Anlagen; Quelle: Recherche LBD, Stand: 01.06.2011)

8.3 Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung

Mit einer installierten Leistung von rund 3.500 MW trugen die erneuerbaren Energien, vor allem Wasserkraft, im Jahr 2009 rund 10 TWh zur Stromerzeugung in Baden-Württemberg bei, was einem Anteil von ca. 15% an der Bruttostromerzeugung entsprach. Im Jahr 2010 wurden im Bereich der Photovoltaik rund 1.000 MWp und bei der Windenergieleistung 15 MW zugebaut.

Strommix in Baden-Württemberg 2009	Installierte Leistung in MW	Stromerzeugung in TWh	Anteil an der Stromerzeugung
Gesamt	ca. 13.320	65	100%
Konventionelle Energieträger	ca. 9.900	55	85%
davon Atomenergie	4.634	30	46%
Erneuerbare Energieträger	ca. 3.420	10	15%
davon Wasserkraft	777	5,0	8%
davon Windenergie	452	0,5	< 1%
davon Photovoltaik	1.824	1,4	2%
davon Biomasse (feste biogene Brennstoffe, Biogas)	290	2,0	3%

Tabelle 6: Strommix 2009 (ohne Pumpspeicherkraftwerke, Biomasse ohne flüssige biogene Brennstoffe und biogenen Anteil des Abfalls; Quellen: UVM B-W, BfS, EnBW, Platts, Stand: 01.06.2011)

8.4 Ökologisch verträglicher Umbau der Stromversorgung

Ziel der Landesregierung ist es vor allem, die regenerative Stromerzeugung im Land weiter auszubauen, ohne dabei das derzeitige hohe Niveau der Versorgungssicherheit zu gefährden. Ein hoher Anteil dezentraler und volatiler Stromeinspeisung verursacht eine veränderte Lastflusssituation im Übertragungs- und Verteilnetz und macht einen Ausbau des Stromnetzes zur Vermeidung evtl. möglicher Engpässe erforderlich. Dies betrifft sowohl Baden-Württemberg als auch das gesamte Stromnetz in Deutschland.

Zur Veranschaulichung ist nachfolgend eine Karte des Bundeslandes mit aktuell in der Umsetzung befindlichen Projekten im Übertragungsnetz der EnBW TNG dargestellt.

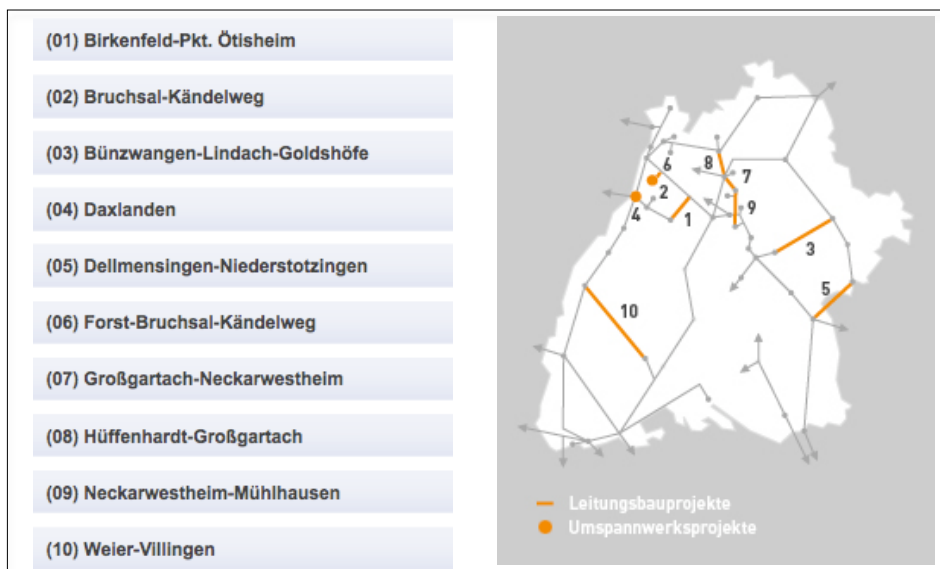


Abbildung 29: Netzausbau- und Ertüchtigungsprojekte von EnBW TNG (Quelle: EnBW, Stand: 25.05.2011)

Bis die erneuerbaren Energien, erhöhte Energieeffizienz, der Netzausbau und die vermehrte Stromspeicherung den Atomausstieg sicher kompensieren können, ist es das zuverlässigste und effizienteste Mittel, hocheffiziente, schadstoffarme und flexible Gaskraftwerke innerhalb der Region stillzulagernder Atomkraftwerke zu errichten. Moderne, erdgasgefeuerte GuD-Anlagen sind in der Lage, ihre Stromerzeugung flexibel auf die vorrangige Stromeinspeisung aus EEG- und KWK-Anlagen anzupassen. Aufgrund der kurzen Planungs- und Bauphase (abh. von Größe und Standort ca. 40–60 Monate) sowie des im Vergleich zum Netzausbau geringen Investitions- und Raumbedarfs können GuD-Anlagen sehr schnell die notwendigen Voraussetzungen für einen beschleunigten Atomausstieg in Baden-Württemberg und Deutschland schaffen.

Während ein wachsender Teil der, bei einem vollständigen Atomausstieg, zu ersetzenden Stromerzeugung künftig durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden kann, ergibt sich der Bedarf für zusätzliche, gesicherte Stromerzeugungskapazitäten aus der Analyse möglicher Netzengpassituationen. Vor dem Hintergrund des bereits jetzt bestehenden Stromimportbedarfs in Baden-Württemberg und ohne Berücksichtigung möglicher Alternativen, wie z.B. Stromeinsparung oder kleine und mittlere KWK-Anlagen sowie virtuelle Kraftwerke, ergäbe sich somit ein zu erwartender Neubaubedarf von GuD-Kraftwerken mit einer gesicherten Leistung von rund 4.000 MW. Diese Annahmen und Anforderungen sind vor dem Hintergrund des Einflusses bereits jetzt im Bau befindlicher bzw. geplanter Projekte im weiteren Neugestaltungsprozess der Energielandschaft Baden-Württembergs in Zusammenarbeit mit EnBW TNG im Detail zu analysieren. Ein tatsächlicher Kapazitätsbedarf kann nur gemeinsam mit den ÜNB quantifiziert werden.

Für das Land Baden-Württemberg ergibt sich die Chance und die Verantwortung, die Modernisierung der Stromerzeugung in den nächsten Jahren so effizient, sicher, flexibel und umweltverträglich wie möglich zu gestalten.

9 Schlussfolgerungen aus den Analysen zur Marktentwicklung

Hohe Wettbewerbsintensität ist ein bedeutendes ordnungspolitisches Ziel bei der Liberalisierung der Energiemärkte. Dieses Ziel ist in Bezug auf die Spot- und Terminmärkte im Stromgroßhandel erreicht. Der Grad an hoher Wettbewerbsintensität muss erhalten bleiben.

Innerhalb des Prozesses des Atomausstiegs müssen das bestehende Niveau an Versorgungssicherheit erhalten und zudem die nationalen Klimaschutzziele erreicht werden. Vor diesem Hintergrund kann der Atomausstieg weder auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und den notwendigen Netzausbau, noch auf dringend benötigte Effizienzgewinne und Energieeinsparungen warten.

Das zuverlässigste und effizienteste Mittel Risiken für die Versorgungssicherheit (Engpässe, Ergänzung volatiler Einspeisung erneuerbarer Energien) zu beseitigen, ist die Errichtung hocheffizienter, schadstoffarmer und flexibler Gaskraftwerke innerhalb der Region (Übertragungsnetzzonen) stillzulegender Atomkraftwerke. Diese Maßnahme kann bei Bedarf durch die Vermeidung von zusätzlichen Stilllegungen im konventionellen Erzeugungspark durch ein Kapazitätsentgelt begleitet werden. Der Nachweis der Versorgungssicherheit muss gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern erbracht werden.

Um finanzielle Anreize zu schaffen, damit neue Kapazitäten in den Markt treten oder Bestandskapazitäten erhalten bleiben, muss ein Kapazitätsmarktmechanismus geschaffen werden. Dieser Mechanismus muss dabei so angelegt werden, dass er sich nicht allein auf neue Kraftwerkskapazitäten beschränkt, sondern auch die Einbeziehung von Kapazitäten wie Stromspeicher und Vereinbarungen über abschaltbare Lasten als Instrumente der Kapazitätsbereitstellung und des Kapazitätsausgleichs ermöglicht.

Für die Umsetzung von Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit besteht bereits ein Rechtsrahmen in Form der Europäischen Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie.

Im folgenden Teil wird das Grundkonzept für einen Kapazitätsmarktmechanismus vorgestellt. Dieser Entwurf soll Grundlage für eine kritische Diskussion sein, ob das vorgeschlagene Konzept die Errichtung neuer (Kraftwerks-)Kapazitäten in Baden-Württemberg und Deutschland erwarten lässt.

10 Qualitative Erläuterung des Kapazitätsbedarfs und Herausforderungen zur Synchronisation verschiedener Kapazitätsarten

10.1 Welcher Kapazitätsbedarf besteht?

Die Analyse der Merit Order des deutschen Kraftwerksparks einschließlich der derzeit gebauten, konventionellen Kraftwerke (Kapitel 7) zeigt, dass deutschlandweit genügend Kraftwerkskapazität vorhanden ist, um die Stromnachfrage im Übertragungsnetz zu decken.

Die qualitative Darstellung der Lastverhältnisse in Abbildung 30 zeigt jedoch, dass vor Abschluss des Übertragungsnetzausbaues in Nord- und Ostdeutschland Überkapazitäten bestehen werden und in Süddeutschland Kapazitäten fehlen. Die Karte zeigt grob die Kapazitätsscheide zwischen den Räumen. In Kapitel 12 wird eine Methode zur Feststellung und Beschaffung benötigter Kapazitäten aufgezeigt. Die quantitative Herleitung muss in der Sphäre der ÜNB liegen.



Abbildung 30: Qualitative Darstellung der Kapazitätsscheide in Deutschland
(Quelle: Deutsche Energie Agentur, BDEW)

- (1) In Räumen mit Überkapazitäten besteht ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf an Speichern und steuerbaren Lasten.
- (2) In Räumen mit Unterkapazitäten besteht zusätzlich ein Bedarf an Kraftwerkskapazitäten zu Lastdeckung.

Kapazitätsbedarf in Deutschland entsteht aus den folgenden Gründen:

- zum Erhalt der Versorgungssicherheit, weil nicht genügend Übertragungskapazitäten bestehen, (insb. Rhein/Main, Thüringer Wald), um Strom von Norden und Osten nach Süden zu transportieren,
- durch das Ende der technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer von Bestandskraftwerken,
- aufgrund der Anforderung, unflexible, ineffiziente Anlagen durch flexible, hocheffiziente und schadstoffarme Kapazitäten ersetzen zu müssen, um die regenerativen Energien zu ergänzen,
- zur Erreichung der Klimaschutzziele, weil der Zuwachs der CO₂-Emissionen aufgrund des Ersatzes von Atom- durch Kohlestrom dadurch kompensiert werden muss, dass neue CO₂-arme Kapazitäten alte Kohlekraftwerke verdrängen.

Die aufgrund des Atomausstiegs zur Beibehaltung der bestehenden Versorgungssicherheit neu zu errichtenden Kapazitäten sollten

- so flexibel sein, dass sie geeignet sind, Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu ergänzen,
- die Lastverhältnisse im Übertragungsnetz berücksichtigen sowie
- hocheffizient und schadstoffarm sein, um einen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele zu leisten.

10.2 Abgrenzung des Begriffes »Kapazitäten« und Synchronisation der Kapazitätsarten

Abgrenzung des Begriffes »Kapazitäten«

Unter Kapazitäten sind sowohl die Bereitstellung von Leistung als auch die Reduzierung der Leistungsnachfrage zu verstehen. Diese Kapazitäten können durch die Kapazitätsarten Kraftwerke, Speicher und steuerbare Lasten bereitgestellt werden.

Grundsätzlich stellen auch Leitungen, Kupplungen und andere Netzsystembestandteile in Übertragungsnetzen Kapazitäten dar. Es ist daher denkbar, auch Übertragungskapazitäten in den Innovations- und Effizienzettbewerb zu den übrigen Kapazitäten zu stellen. Der Netzausbau in Deutschland ist ganz überwiegend durch den Ausbau der erneuerbaren Energien im Norden und die Deckung des Bedarfs in Süddeutschland getrieben. Anzustreben ist die Optimierung des gesamten Systems, bestehend aus Kraftwerken, abschaltbaren Lasten, Speichern und Übertragungsnetzkapazitäten.

Die unterschiedlichen Technologien haben unterschiedliche Fähigkeiten Leistung bereitzustellen und/oder Last zu reduzieren (siehe Tabelle 7). Das Gesamtsystem (bei wesentlichem Anteil erneuerbarer Energien) erfordert alle drei Kapazitätsarten, weil sich die Kapazitätsarten nicht uneingeschränkt gegenseitig substituieren. Über alle drei Technologien gibt es eine Schnittmenge von Kapazitäten, die durch alle angeboten werden können. Die Abbildung 31 zeigt schematisch die Einsatzgebiete für unterschiedliche Kapazitätsarten.

Kapazitätsart	Beispiele	Einsatzbereiche
Stromerzeugungsanlagen	Hocheffiziente GuD-Anlagen, virtuelle Kraftwerke auf Basis regenerativer Energien, BHKW	<ul style="list-style-type: none">• Leistungsbereitstellung und -reduzierung
Stromspeicher	Direkt: (E-Mobil-)Batterien, Pumpspeicherkraftwerke Indirekt: »Windgas«/Wasserstoff, Wärme, Druckluft	<ul style="list-style-type: none">• Leistungsbereitstellung• Leistungsnachfrage
Steuerbare Lasten	Energieintensive Produktionsprozesse der Industrie, Kühlhäuser, andere Großverbraucher	<ul style="list-style-type: none">• Lastreduzierung und -erhöhung
Stromnetzinfrastruktur	Leitungen, Transformatoren, Kupplungen, Wechselrichter	<ul style="list-style-type: none">• Stromübertragung und -verteilung• Lastflusssteuerung• Spannungshaltung, Strombegrenzung

Tabelle 7: Beispiele und Einsatzbereiche verschiedener Kapazitätsarten
(Quelle: LBD-Recherche, Stand: 30.08.2011)

Kapazitäten im Effizienz- und Innovationswettbewerb

Verschiedene Kapazitätsarten zeichnen sich durch sehr unterschiedliche Einsatzfelder aus.

Batteriespeicher sind nur für eine kurze Dauer nutzbar, typischerweise nur wenige Stunden. Ein großer Pool von Batterien, wie ihn der politisch gewollte Ausbau der Elektromobilität in Deutschland zur Verfügung stellen kann, ist jedoch in der Lage, auch erheblich länger und flexibler Leistung bereitzustellen.

Die Einsatzgebiete für steuerbare Lasten sind stark abhängig vom jeweiligen Prozess. Industrielle Prozesse können von wenigen Viertelstunden bis zu mehreren Stunden flexible Kapazitäten bereitstellen.

Pumpspeicherkraftwerke sind heute bereits verfügbare Speichertechnologien. Sie stellen über mehrere Stunden flexible Kapazitäten bereit.

Kraftwerke können als einzige Technologie zuverlässig mehrere aufeinander folgende Tage betrieben werden. Aufgrund hoher Startkosten sind Kraftwerke jedoch bei sehr kurzfristigem Leistungsbedarf nur sehr bedingt einsetzbar.

Die Tabelle 8 gibt einen Überblick über das technische Einsatzpotenzial, die Planungs- und Amortisationszeiträume und die spezifischen Kosten der aufgelisteten Kapazitäten.

Kapazitätsart	Technisches Einsatzpotenzial	Planung, Amortisation	Spez. Kosten
Hocheffiziente GuD-Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellung: variabel • Leistung: bis ± 500 MW/Block 	<ul style="list-style-type: none"> • Realisierung: 2–5 a • Amortisation: ca. 15 a 	<ul style="list-style-type: none"> • Ca. 1.000 Euro/kW • Brennstoffpreis-abhängig
Virtuelle Kraftwerke (regenerative, BHKW)	<ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellung: variabel • Leistung: variabel 	<ul style="list-style-type: none"> • Realisierung: ½–2 a • Amortisation: 15 a 	<ul style="list-style-type: none"> • 1.000–2.000 Euro/kW • Abh. vom Brennstoffpreis
E-Mobil-Batteriepool	<ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellung: < ¼ h bis wenige Stunden • Leistung/Last (je EV-Batterie): ca. 3 bis 10 kW 	<ul style="list-style-type: none"> • Realisierung: 5–10 a • Amortisation: ca. 10 a 	<ul style="list-style-type: none"> • Ca. 400–500 Euro/kW (heute) • Ca. 200–1.000 Euro/kW
Pumpspeicher	<ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellung: Stunden bis wenige Tage • Leistung: bis zu 1.400 MW 	<ul style="list-style-type: none"> • Realisierung: 5–8 a • Amortisation: ca. 25 a 	<ul style="list-style-type: none"> • Ca. 1.000 Euro/kW • Geringe variable Kosten
Industrie, Kühlhäuser	<ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellung: variabel • Leistung/Last: variabel 	<ul style="list-style-type: none"> • Realisierung: ½–2 a • Amortisation: 3–5 a 	<ul style="list-style-type: none"> • Abh. vom Anwendungsfall

Tabelle 8: Technisches Einsatzpotenzial und wirtschaftliche Parameter verschiedener Kapazitätsarten
(Quelle: LBD-Recherche, Stand: 30.08.2011)

Effizienz und Flexibilität verschiedener Kapazitätsarten

Zukünftig werden immer häufiger Start- und Stop-Vorgänge und immer mehr regelbare Leistung als Reaktion auf erneuerbare Energien notwendig sein.

GuD-Kraftwerke haben gegenüber Steinkohlekraftwerken Vorteile in der Flexibilität (Tabelle 9). Sie erreichen höhere Laständerungsgradienten und erheblich kürzere Startzeiten. Gleichzeitig sind Erdgasbasierte Kraftwerke deutlich emissionsärmer als Steinkohlekraftwerke.

Die flexibelsten Anlagen sind virtuelle Kraftwerke auf Basis von BHKW-Anlagen. Typische Startzeiten für Motoren-BHKW liegen bei ca. fünf Minuten. Je nach Modulgröße können diese auch kürzer ausfallen. Aus der intelligenten Vernetzung einer Vielzahl von Motoren-BHKW entsteht ein virtuelles Kraftwerk mit praktisch beliebiger Teillast und sehr hohen Laständerungsgradienten. Ein Nachteil von solchen BHKW-basierten Anlagen ist die notwendige Entkopplung der Strom- von der

Wärmeerzeugung. Diese Entkopplung führt entweder zu Einschränkungen bei der Flexibilität oder bei der Effizienz (mit der Folge höherer Emissionen).

	Emissionen	Startzeiten	Startkosten	Last- änderungs- gradient	Mindestlast
Modernes GuD- Kraftwerk	345 g/kWh _{el}	30 Minuten	Mittel	Ca. 8%/Minute	Ca. 40%
Neues Steinkohle- kraftwerk	740 g/kWh _{el}	60 Minuten	Hoch	Ca. 6%/Minute	Ca. 25%
Altes Steinkohle- kraftwerk	900–1.000 g/kWh _{el}	90–120 Minuten	Sehr hoch	Ca. 2%/Minute	Ca. 35%
Virtuelle Kraftwerke (BHKW)	300-470 g/kWh _{el}	1–5 Minuten	Sehr niedrig	Skalierbar durch gleich- zeitiges Starten von Einzel- modulen	Beliebig (Mindestlast entspricht Volllast eines einzelnen Moduls)

Tabelle 9: Effizienz und Flexibilität für Kraftwerke als Kapazitäten
(Quelle: LBD-Recherche; Stand: 25.10.2011)

Die Eigenschaften von steuerbaren Lasten und Speichern lassen sich aufgrund der geringen Erfahrungswerte nur schwer quantifizieren. Die Tabelle 10 listet die wesentlichen Merkmale dieser beiden Kapazitätsarten auf. Nachfolgend wird eine qualitative Einordnung vorgenommen.

Die Eigenschaften von steuerbaren Lasten sind stark von den zugrundeliegenden Prozessen abhängig. Industrielle Prozesse mit Speichern für Zwischenprodukte könnten zukünftig einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Der Vorteil steuerbarer Lasten ist, dass diese nahezu emissionsneutral sein können, da der Energieverbrauch nur verlagert wird.

Speicher benötigen demgegenüber aufgrund des Wirkungsgrades immer mehr Energie als sie später wieder abgeben. Welche Emissionswirkung daraus entsteht, ist jedoch vom verwendeten Energiemix abhängig.

Steuerbare Lasten und Speichertechnologien sind sehr flexible Alternativen zu konventionellen Erzeugungstechnologien.

	Emissionen	Reaktionszeiten	Startkosten	Laständerungsgradient
Steuerbare Lasten	Fast emissions-neutral	Gering (prozessabhängig)	Prozessabhängig	Hoch (prozessabhängig)
Batteriespeicher	Sehr gering (ca. 80% Wirkungsgrad für Ladezyklus)	Sehr gering	Keine	Sehr hoch
Pumpspeicher	Sehr gering (ca. 80% Wirkungsgrad)	Gering	Keine	Hoch

Tabelle 10: Effizienz und Flexibilität für steuerbare Lasten und Speicher
(Quelle: LBD-Recherche; Stand: 25.10.2011)

Synchronisation ausgewählter Kapazitätsarten zu Kapazitätsprodukten

Die Herausforderung besteht darin,

- die unterschiedlichen technischen Funktionalitäten zur Bereitstellung der Kapazitäten der Höhe und der Dauer nach sowie
- die unterschiedlich langen Planungs- und Amortisationszeiträume

so zu synchronisieren, dass ein Kapazitätsprodukt nachgefragt wird, welches durch alle drei Kapazitätsarten gleichermaßen bereitgestellt werden kann und dadurch ein Technologien übergreifender Innovations- und Effizienzwettbewerb ermöglicht wird.

Größer als die Herausforderung der zeitlichen Synchronisation ist die Berücksichtigung der unterschiedlichen Planungs- und Amortisationszeiträume der verschiedenen Kapazitätsarten. Virtuelle Kraftwerke auf Basis von Mini-BHKW und steuerbarer Lasten haben einen großen Vorteil, dass diese ohne aufwändiges Genehmigungsverfahren auskommen und aufgrund geringer zusätzlicher Eingriffe in die Umwelt und das Landschaftsbild eine höhere gesellschaftliche Akzeptanz erreichen. Während in der Industrie steuerbare Lasten sich binnen drei bis fünf Jahren amortisieren müssten und in der Regel vertragliche Verpflichtungen nur mittelfristig eingegangen werden, sind Amortisationszeiträume für konventionelle Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen mindestens 15 Jahre oder für Pumpspeicherkraftwerke mindestens 25 Jahre (vgl. Tabelle 8). Dies erschwert die effiziente Synchronisation.

Es gibt einen engen Bereich in dem alle Kapazitätsarten gemeinsam in einen Effizienz- und Innovationswettbewerb treten können. Der rote Bereich in der Abbildung 31 zeigt ein Produkt, in dem alle Technologien gleichermaßen in den Effizienz- und Innovationswettbewerb treten können.

Ein Kapazitätsprodukt, welches demnach von allen Kapazitätsarten gleichermaßen angeboten werden könnte, ist zum Beispiel die werktägliche Kapazitätsbereitstellung über eine begrenzte Anzahl aufeinander folgender ¼-Stunden (z.B. vier Stunden), verbunden mit einer Minstdauer bis zum nächsten Aufruf.

Insbesondere steuerbare Lasten und Speicher benötigen jedoch ein Produkt, welches ihrer begrenzten Einsatzdauer gerecht wird.

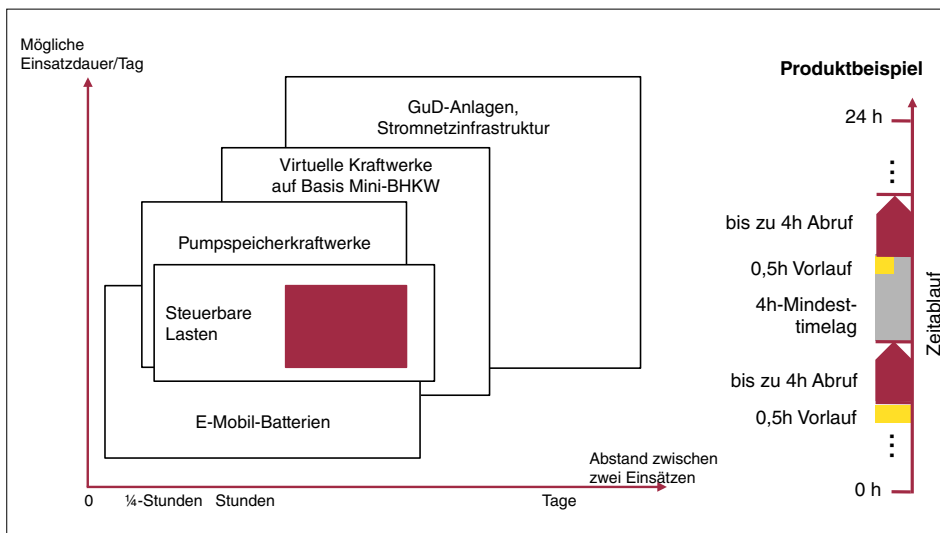


Abbildung 31: Schematische Darstellung der Einsatzfelder von Kapazitäten und Beispiel zur Produktgestaltung (Quelle: LBD, Stand: 25.10.2011)

11 Anforderungen an ein Marktdesign mit Anreizen für die Errichtung von Kapazitäten

11.1 Grundmodelle und Ausgestaltung von Anreizsystemen zur Errichtung von Kapazitäten

Herausforderungen in liberalisierten Strommärkten

Alle liberalisierten Strommärkte stehen früher oder später vor der Herausforderung, neue Kapazitäten errichten zu müssen, um die Versorgungssicherheit und Wettbewerbsintensität zu erhalten. Hinzu kommt der weltweite Modernisierungsbedarf im Stromversorgungssektor, um die individuellen Ziele der verschiedenen Länder (z.B. Umwelt- und Klimaschutz, Wirtschaftswachstum) zu erreichen.

Die Ausprägung des jeweiligen nationalen Problems ist unter anderem vom Bestand der Stromversorgungssysteme abhängig und überdies eine Folge bestimmter historischer Entwicklungen und der energiepolitischen Vorgaben in einer Region.

Die unterschiedliche Ausgangslage und die unterschiedlichen ordnungspolitischen Ziele für die Gestaltung der Zukunft haben zu einer Vielzahl von Lösungskonzepten geführt. Abbildung 32 gibt einen Überblick über die derzeit existierenden Kapazitätsmärkte und -mechanismen in der Welt. Alle Modelle verfolgen das Ziel, Investitionsanreize durch die Zahlung eines Kapazitätsentgeltes an den Kraftwerksinvestor zu setzen.

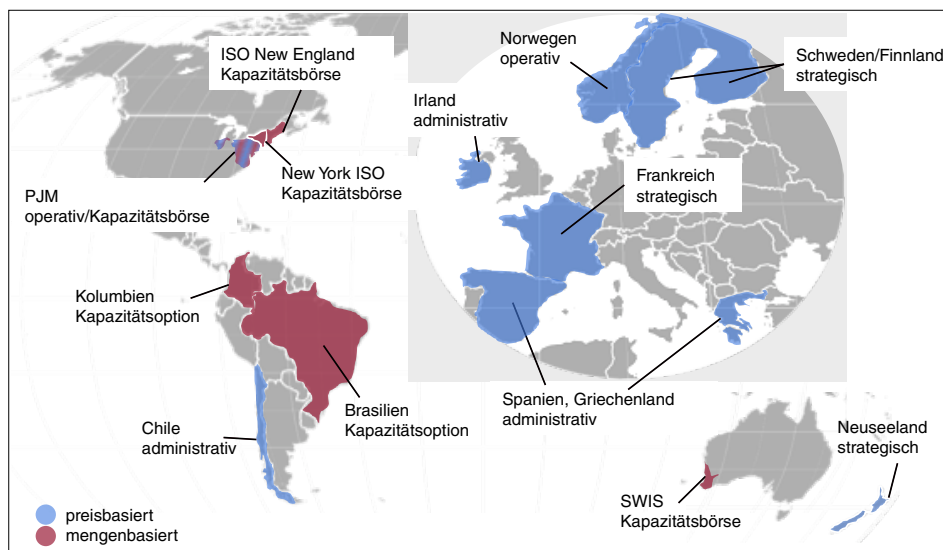


Abbildung 32: Kapazitätsmärkte rund um die Welt (Quelle: LBD-Recherche, Erstellung der Abbildung unter Verwendung einer Karte von www.mygeo.info, LBD; Stand: 19.09.2011)

Die nachfolgende Tabelle 11 gibt einen Überblick über die verschiedenen existierenden Lösungskonzepte zur Errichtung von Kapazitäten.

Lösungskonzept	Beschreibung
Administrativ	Ein zentraler Planer (ISO) entscheidet über notwendige Kapazitäten im System. Die sonst notwendigen Preisspitzen für Erwirtschaftung der Vollkosten werden durch fixe Vergütung ersetzt (Leistungspreis).
Strategische Reserve	Der ÜNB hält Kapazitätsreserven bereit, meist ältere Anlagen. Im Bedarfsfall müssen diese zu ihren kurzfristigen Grenzkosten Energie am Markt anbieten und bekommen Fixkosten durch festgelegten Preis erstattet.
Operative Reserve	Der ÜNB beschafft sich vor Auktion am Spotmarkt zusätzliche Reserven, für die er einen maximalen Angebotspreis zahlt. Diesen Preis bekommt das Kraftwerk unabhängig von dessen Einsatz. Entscheidung, ob Reserve oder Spotmarkt, liegt beim Erzeuger.
Kapazitätsbörse	Ein ISO legt die benötigte Leistung des Systems fest. Versorger müssen entsprechend zu ihrem Beitrag zur Lastspitze Kapazitäten kaufen. Der Preis wird vom Markt bestimmt.
Kapazitätsoption	Der ISO kauft Call-Optionen, die eine künstliche Preisobergrenze im Energiemarkt darstellen, und gibt sie an Versorger weiter. Optionen sollen die fixen Kosten der Erzeuger decken.

Tabelle 11: Übersicht verschiedener Anreizsysteme zur Errichtung von Kapazitäten
(Quelle: LBD-Recherche; Stand: 19.09.2011)

Mögliche Ausgestaltung für Anreizsysteme zur Errichtung von Kapazitäten

In mengenorientierten Modellen erfolgt die Planung eines Mindestkapazitätsbedarfs durch den Transportnetzbetreiber oder Regulator. Die Höhe des Entgeltes wird innerhalb einer Auktion bestimmt, wobei der Zuschlagspreis der Market-Clearing-Price oder der Angebotspreis sein kann (z.B. PJM-Kapazitätsmarkt, EU-Emissionshandel). Die Abbildung 33 zeigt das Prinzip mengenorientierter Modelle in einer schematischen Darstellung.

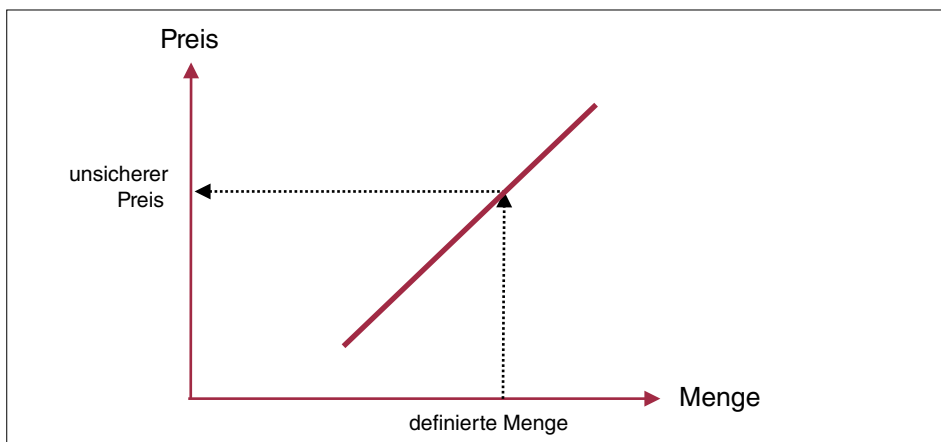


Abbildung 33: Wirkungsweise mengenbasierter Modelle

In preisbasierten Modellen bestimmt der Transportnetzbetreiber oder Regulator administrativ einen Preis, welcher einen Anreiz für Investoren setzen soll. Ob und in welchem Umfang dieser festgelegte Preis zu Investitionen führen wird, ist nicht sicher (z.B. spanischer Kapazitätsmechanismus, deutsches EEG). Das Prinzip preisbasierter Modelle wird schematisch in der Abbildung 34 dargestellt.

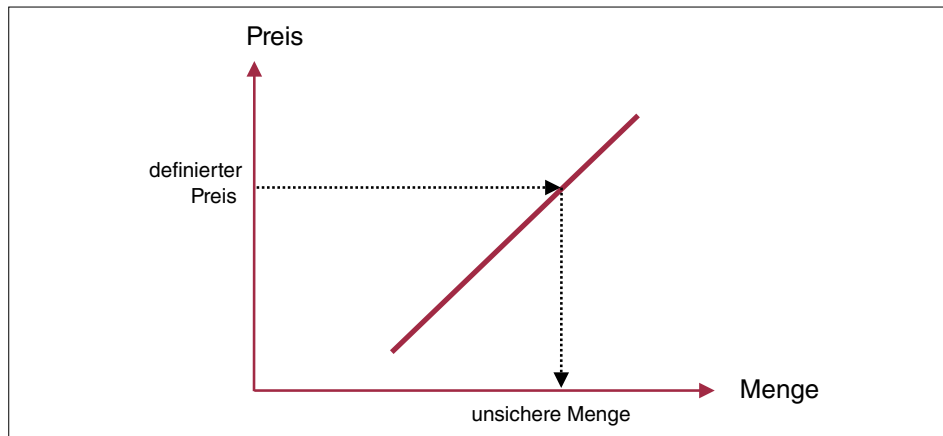


Abbildung 34: Wirkungsweise preisbasierter Modelle

Das zweckmäßige Konzept für den Kapazitätsmarktmechanismus in einer Region ist abhängig von den angestrebten ordnungspolitischen Zielen und der Ausgangslage im untersuchten Markt.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass Investitionsanreize zielgerichteter und effizienter durch ein mengenbasiertes Kapazitätsmarktmodell gesetzt werden.

Vollständiger Kapazitätsmarkt vs. zielgerichteter Mechanismus

Das politische Ziel des Energiewandels ist mit einer Kapazitätszahlung für alle Marktteilnehmer nicht vereinbar. Die Ertüchtigung alter unflexibler, emissionsintensiver Kapazitäten ist günstiger als die Errichtung neuer Anlagen und würde in einem umfassenden Kapazitätsmarkt daher den Vorzug vor Neubauten erhalten. Derartige Maßnahmen würden jedoch nicht zu einer gewünschten Erneuerung des konventionellen Erzeugungsparks und Anpassungen an die Herausforderungen einer durch erneuerbare Energien geprägten Erzeugungslandschaft führen. Der Erhalt von Bestandskapazitäten sollte nur selektiv über ein kurzfristiges Entgelt aus Gründen der Versorgungssicherheit entlohnt werden.

Die Grundzüge eines vollständigen Kapazitätsmarktes sind die folgenden Aspekte:

- Das zentrale Ziel ist die Sicherstellung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz bei Starklast.
- Alle Marktteilnehmer können Kapazitätzahlungen erhalten.
- Die Berücksichtigung von nachfrageseitigen Maßnahmen ist möglich.
- Es erfolgt keine gezielte Förderung effizienter Technologien.

Demgegenüber umfasst ein selektiver, zielgerichteter Kapazitätsmechanismus die folgenden Aspekte:

- Eine Kapazitätzahlung erfolgt nur an Kapazitäten, welche die definierten Anforderungen an die Effizienz und die Flexibilität der Kapazitätsbereitstellung erfüllen.
- Eine gezielte Förderung nachfrageseitiger Maßnahmen sowie effizienter und emissionsarmer Technologien ist möglich.
- Die Maßnahmen und Kapazitätsauktionen können auf Effizienzziele, Emissionsziele und Flexibilität ausgerichtet werden.

Dass ein vollständiger Kapazitätsmarkt dem angestrebten Energiewandel möglicherweise entgegenwirken kann, zeigen Erfahrungen aus anderen, bereits bestehenden Kapazitätsmärkten. Dazu sei als Beispiel der nordamerikanische Markt PJM aufgeführt, dessen wesentliche Informationen nachfolgend und in der Tabelle 12 aufgelistet sind.

- In sechs jährlichen Auktionen wurde insgesamt ein Volumen von 42 Mrd. US-Dollar für die Schaffung bzw. den Erhalt von Kapazitäten aufgewendet.
- Nur 3,3% der Kapazitätzahlungen wurden für die Schaffung neuer Kapazitäten eingesetzt.
- Ca. 91% der Kapazitätzahlungen flossen in bestehende Stromerzeugungskapazitäten auf Basis fossiler Brennstoffe und Kernenergie. Dies zeigt, dass die Förderung von Bestandkapazitäten teuer ist und den Anforderungen der zukünftigen Marktstruktur mit hohen Anteilen volatiler Einspeisung aus regenerativen Energien nicht gerecht wird.

Kapazitätsart	Neue Kapazitäten	Bestandskapazitäten
Kohlekraftwerke	0,16%	30,01%
Erdgaskraftwerke	0,66%	31,83%
Kernkraftwerke	0%	21,06%
Ölkraftwerke	0%	8,14%
Summe Fossil/Kernkraft	0,82%	91,04%
Nachfragesteuerung	2,43%	
Wasserkraftwerke	0%	4,91%
Sonstige Erneuerbare	0,05%	0,68%
Summe	3,3%	96,63%

Tabelle 12: Verwendung der Kapazitätszahlungen im PJM-Kapazitätsmarkt
(Quelle: RAP Europe, www.raponline.org/document/download/id/4431; Stand: 19.09.2011)

11.2 Ziele des Anreizsystems zur Errichtung neuer Kapazitäten in Deutschland

Das zukünftige Marktdesign ist vor dem Hintergrund der Anforderungen der Investoren und der ordnungspolitischen Zielsetzungen zu gestalten. Der zu schaffende Kapazitätsmarktmechanismus dient ausschließlich der Schaffung neuer Kapazitäten also Kapazitäten, für die aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeitsperspektive noch keine finale Investitionsentscheidung getroffen worden ist.

Ordnungspolitische Zielsetzung ist es,

- die Versorgungssicherheit innerhalb des komplexen Verbundes von Maßnahmen der Energiewende zu erhalten,
- die Wettbewerbsintensität auf den Spot- und Regelenergiemärkten zu erhalten,
- Potenziale des Innovations- und Effizienz Wettbewerbs zwischen den Kapazitätsarten zu erschließen,
- das Erreichen der Klimaschutzziele zu sichern.

Die Ziele sind zeitlich nicht gleichsam prioritär. In der erste Stufe müssen neue Kapazitäten geschaffen werden, um das Niveau der Versorgungssicherheit auch nach dem Atomausstieg sicherzustellen.

Ein neues Marktsegment muss Fehlallokationen, insbesondere solche mit negativen Folgen für den Wettbewerb auf den Spot- und Regelenergiemärkten, ausschließen.

Die derzeitigen Ziele und Regelungen innerhalb des europäischen Emissionshandelssystems schaffen es nicht, ausreichend Anreize zu setzen, dass die Bestandskapazitäten so erneuert werden, um mit ihnen die Klimaschutzziele langfristig erreichen zu können. Die darüber hinaus erforderlichen Anreize, um neue Kapazitäten zu errichten, könnten auch über einen Kapazitätsmechanismus geschaffen werden, müssten aber in diesem Fall über die Bandbreite des bestehenden Instrumentariums (EEG, KWKG) koordiniert werden. Denkbar ist es, alle Instrumente in einem Kapazitätsmechanismus zu integrieren und so Entgelte nicht über Benchmarks sondern stets im Wettbewerb (Kapazitätsauktion für neue KWK-Anlagen und regenerative Stromerzeugung) zu bestimmen.

Es ist nicht Ziel des Kapazitätsmarktes, die Rentabilität von Bestandskraftwerken (einschließlich von Kraftwerken, deren finale Investitionsentscheidung bereits getroffen worden ist) zu fördern. Alle Maßnahmen innerhalb des Kapazitätsmarktes richten sich in die Zukunft. Sollten jedoch in einer späteren Marktphase Bestandskraftwerke, die hocheffizient, flexibel und zur Deckung des Kapazitätsbedarfs erforderlich sind, einen Anreiz benötigen, um nicht aus dem Markt auszusteigen, so kann für diese Kapazitäten ein mittelfristiger (2 Jahre) Termin-Kapazitätsmarkt als weiteres Marktsegment geschaffen werden.

Für den fortlaufenden Handel an einer Kapazitätsbörse für Kapazitäten wäre die Liquidität in regionalen Teilmärkten gering. Wegen der langen Mindestrefinanzierungsdauer und der geringen Liquidität regionaler Teilmärkte ist davon auszugehen, dass preisorientierte Modelle für Deutschland nicht geeignet sind, die erforderlichen Investitionsanreize zu setzen.

11.3 Vorschlag zum künftigen Marktdesign des physischen Strommarktes in Deutschland

Um die Wettbewerbsintensität auf den Spot- und Terminmärkten zu erhalten und zugleich finanzielle Investitionsanreize für neue Kapazitäten zu schaffen, bedarf es einer Marktreform aus zwei Bausteinen:

1. Bündelung der Liquidität auf den Intraday-Spotmärkten:
Um die Wettbewerbsintensität und dazu die Liquidität auf den Intraday-Spotmärkten zu bündeln, müssen die Minutenreserve und marktbezogene Maßnahmen nach § 13.1 EnWG in den Intraday-Markt vollständig integriert werden (nicht im Fokus des Gutachtens).
2. Schaffung eines Langfrist-Termin-Kapazitätsmarktmechanismus:
Um finanzielle Anreize zu schaffen, damit neue Kraftwerke errichtet werden und in den Markt treten, muss ein »Langfrist-Termin-Kapazitätsmarkt-Mechanismus« (LTKM) geschaffen werden.



Abbildung 35: Skizze eines zukünftigen Energiemarktes

Anforderung der Investoren ist die Erlangung eines stabilen Cashflows in ihren Projekten, der die Investitionsmaßnahmen durch Eigen- und Fremdkapital finanzierungsfähig macht. Aus Sicht von Investoren würde daher ein Kapazitätsentgelt, das in der Betriebsphase des Projektes zu einem stabilen Cashflow führt, Investitionsanreize schaffen. Für Investitionen in hocheffiziente, schadstoffarme Kraftwerke ist eine Mindestrefinanzierungsdauer von 15 Jahren erforderlich, also ein stabiles Kapazitätsentgelt über 15 Jahre.

Die beiden Hauptbestandteile eines Modells zur Schaffung der benötigten Anreize sind die Ermittlung des Kapazitätsbedarfs und die Durchführung einer Kapazitätsauktion:

- Ermittlung des Kapazitätsbedarfs: Auf Basis einer langfristigen Kapazitätsplanung wird der Bedarf für die Errichtung neuer Kapazitäten bestimmt.
- Kapazitätsauktion: Der Kapazitätsbedarf wird im Wettbewerb innerhalb einer Auktion bestimmt. Ausgehend von einem durch ein Benchmark bestimmtes Höchstgebot wird bei sinkendem Angebotspreis das niedrigste Gebot zugeschlagen. Der Zuschlagspreis entspricht dem Angebotspreis.

Das bestehende Marktumfeld führt beim Einsatz von effizienten und schadstoffarmen Kraftwerken zu ausreichend hohen Deckungsbeiträgen, die die operativen Fixkosten dieser bestehenden Kraftwerke decken. Deshalb muss in absehbarer Zeit kein zusätzlicher finanzieller Anreiz (»Mittelfrist-Termin-Kapazitätsmarkt-Mechanismus« (MTKM)) für diese Bestandskraftwerke (einschließlich Kraftwerke im Bau) geschaffen werden, weil bei rationalem Verhalten der Betreiber deren Marktaustritt nicht zu erwarten ist.

Als Folge des Emissionshandels werden die Kraftwerke aus dem Markt treten müssen, die aufgrund mangelnder Effizienz mit der Folge hoher Emissionen im Grenzkostenwettbewerb nicht wettbewerbsfähig sind. Neue hocheffiziente Kapazitäten verdrängen ineffiziente Bestandsanlagen. Dies ist der ordnungspolitische Wille. Investitionsrisiken bzw. die kapitalgebundenen Kosten aus unternehmerischen Entscheidungen der Vergangenheit sind »Sunk-Costs« und können nicht nachträglich durch einen ordnungspolitischen Eingriff (Gestaltung MTKM) gegenüber den Bestandskraftwerksbetreibern ausgeglichen werden.

Erst wenn ordnungspolitisch gewollte Kapazitäten aus dem Markt auszuschneiden drohen, wäre ein mittelfristiger Kapazitätsmarktmechanismus notwendig.

12 Entwurf eines Kapazitätsmarktdesigns für Deutschland

12.1 Grundkonzept eines Kapazitätsmarktmechanismus

Das in der Abbildung 36 skizzierte Grundkonzept des vorgeschlagenen Kapazitätsmarktmechanismus umfasst die folgenden, wesentlichen Aspekte:

- Grundlage für den Kapazitätsbedarf der Kapazitätsauktion ist die aus der Netzentwicklungsplanung (1) der Übertragungsnetzbetreiber abgeleitete Mindestkapazitätsplanung (2).
- Die Langfrist- und Mittelfrist-Termin-Kapazitätsmarktmechanismen sind Wettbewerbsmärkte, in welchem der Kapazitätsbedarf nachgefragt wird, der neu errichtet (LTKM) oder erhalten (MTKM) werden muss, um eine erwartete Kapazitätslücke zu schließen (Kapazitätsbedarf) (3).
- Der Kapazitätsmarktmechanismus muss dabei so angelegt werden, dass er sich nicht allein auf Kraftwerkskapazitäten beschränkt, sondern auch die Einbeziehung von Kapazitäten wie Stromspeicher und Vereinbarungen über abschaltbare Lasten als Instrumente der Kapazitätsbereitstellung und des Kapazitätsausgleichs ermöglicht.
- Das Kapazitätsentgelt wird im Wettbewerb einer »Kapazitätsauktion«, bei der das niedrigste Entgelt den Zuschlag erhält, bestimmt (4).
- Die Kapazitätsentgelte schaffen in Form eines periodischen Leistungspreises die erforderlichen finanziellen Anreize, um hocheffiziente, schadstoffarme und flexible Kraftwerke zu errichten und in den Spot- und Regelenergiemarkt eintreten zu lassen (5).



Abbildung 36: Grundkonzept des vorgeschlagenen Kapazitätsmarktmechanismus

12.2 Hauptprozesse des Kapazitätsmarktmechanismus

Nachfolgend wird das Grundkonzept des vorgeschlagenen Kapazitätsmarktmechanismus anhand von Erläuterungen zu den einzelnen Hauptprozessen näher beschrieben.

Netzentwicklungsplanung (1)

Im 2011 angepassten, deutschen Energiewirtschaftsgesetz ist die Netzentwicklungsplanung erstmals für das Jahr 2012 institutionalisiert. Der Plan wird von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und von der Bundesnetzagentur überprüft und festgestellt. Er bildet die Grundlage für den Netzausbau des deutschen Übertragungsnetzes.

Mindestkapazitätsplanung (2)

Der Netzentwicklungsplan muss durch einen Kapazitätsentwicklungsplan ergänzt werden. Er muss die Mindestkapazitäten zum Erhalt der Versorgungssicherheit nach Kapazitätsarten ausweisen. Dabei sind die Folgen des Atomausstiegs, der Stilllegung von Kraftwerken am Ende ihrer technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauern und die Ergänzung von vorrangig einzuspeisenden und erneuerbaren Energien durch flexible Kraftwerke zu berücksichtigen.

Der Kapazitätsentwicklungsplan ist zu regionalisieren und berücksichtigt Engpässe im Übertragungsnetz.

Der Mindestkapazitätsbedarf kann durch weitere Kapazitäten ergänzt werden, die zur Erreichung der Klimaschutzziele erforderlich sein können (Ersatz von Kohlekraftwerken durch Erdgas-GuD-Anlagen).

Zum Kapazitätsbestand ist von den Übertragungsnetzbetreibern ein Register nach Kapazitätsarten zu führen.

Soweit der Kapazitätsbestand nicht den Mindestkapazitätsbedarf deckt, ist ein Kapazitätsbedarf zu bestimmen.

Kapazitätsbedarf (3)

Die Neubaukapazitäten sind hinreichend zu spezifizieren, dass sie für Investoren als Planungsgrundlage geeignet sind. Die Spezifikation ist Grundlage der Kapazitätsbeschaffung im Rahmen einer Auktion. Die Grafik zeigt den Zeitlichen Ablauf für die Beschaffung von neuen Kapazitäten.

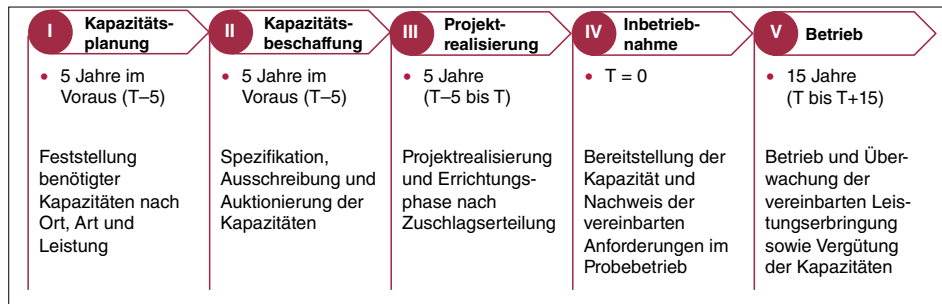


Abbildung 37: Zeitlicher Ablauf von Kapazitätsneubauplanung und -beschaffung

Der Erhalt von Bestandskapazitäten in einem mittelfristigen Markt muss dabei mit geringerer Vorlaufzeit realisiert werden und sich an den Vorlaufzeiten der Stilllegungsplanung der Betreiber orientieren.

Kapazitätsauktion – Ausgestaltung des Verfahrens (4)

Die auf Basis der Kapazitätsplanung nachgefragte, neu zu errichtende bzw. zu erhaltende Kapazität soll in einem Auktionsverfahren beschafft werden. Die Ausgestaltung des Auktionsverfahrens und der Präqualifikationsbedingungen hat Auswirkungen auf den Wettbewerb im Auktionsverfahren und die Höhe des Anfangsgebotes.

Ausgehend von einem Benchmarkpreis (gleichbleibend X Euro/kW/a über 15 Jahre) soll(en) mit sinkendem Gebotspreis der/die Bieter mit dem niedrigsten Preis den Zuschlag erhalten. Der Zuschlag erfolgt auf Basis des Angebotspreises (kein Market-Clearing-Price).

Die Festlegung eines Anfangsgebotes durch einen Benchmark begrenzt das Preisrisiko für ein Kapazitätsentgelt.

Die Auktion muss so strukturiert sein, dass sie auf Bieterseite ein ausreichend großes Angebot mit dem Ziel eines intensiven Wettbewerbs unter den Bietern ermöglicht.

Das (Kapazitäts-)Angebot kann über

- das nachgefragte Volumen der Kapazität,
- die Bedingungen zur Bereitstellung der Kapazität,
- den Benchmarkpreis für das Anfangsgebot (Höchstgebot) der Auktion,
- die Bedingungen für die Präqualifikation der Bieter,
- die Bedingungen für den Ablauf der Auktion

gestaltet werden.

Die Kapazitätsauktion sollte rechtzeitig vor dem Zeitpunkt der erwarteten Bereitstellung der Kapazität erfolgen, also Zeitbedarf und Ablauf von Projektentwicklung, Errichtung und Inbetriebnahme angemessen berücksichtigen.

Die Bieter müssen sich hinsichtlich ihrer Eignung (technische und finanzielle Leistungsfähigkeit) und der Eignung ihres Projektes (Kongruenz der technischen Parameter des Projektes zur nachgefragten Kapazität, Stand der Projektentwicklung) präqualifizieren.

In Bezug auf die Anforderung zum Stand der Projektentwicklung besteht die Frage, ob eine bestandskräftige Genehmigung (z.B. BImSchG bei Kraftwerken) bereits vorliegen muss.

- Dafür spräche, das Projektentwicklungsrisiko beim Entwickler zu belassen (Status quo) und somit höhere Sicherheit zur Realisation des Projektes zu erlangen. Der Bieter hätte innerhalb der Auktion eine zuverlässigere Basis für seine Entscheidungen.
- Dagegen spräche, dass von mehreren, zur Genehmigung entwickelten, Projekten, nicht alle innerhalb der Auktion den Zuschlag erhalten würden. Dies könnte eine große Belastung für die Bürgerakzeptanz darstellen. Je konkreter der Stand der Projektentwicklung wäre, desto weniger Risiken müssten in der Auktion eingepreist werden.

Benchmarking für das Höchstgebot am Beispiel eines GuD-Kraftwerks (4)

Als Benchmark für zu erwartende Kapazitätsentgelte wird ein GuD-Kraftwerk mit 58% Wirkungsgrad herangezogen. In der Betrachtung werden eine Amortisationsdauer von 15 Jahren und eine technische Nutzungsdauer für GuD-Kraftwerke von 25 Jahren unterstellt.

Das Kapazitätsentgelt dient der Deckung der Lücke zwischen dem erwarteten Deckungsbeitrag und den erwarteten Kosten. Als Grundlage für den erwarteten Deckungsbeitrag wird für die Benchmark-Analyse der mittlere Deckungsbeitrag aus den Jahren 2009 bis 2011 verwendet (s. Abbildung 38).

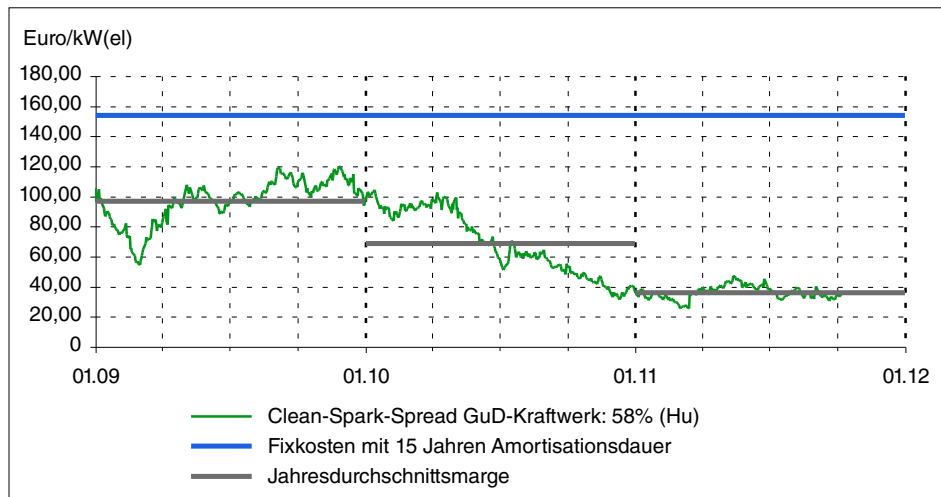


Abbildung 38: Fixkosten und Clean-Spark-Spread (Quelle: EEX, LBD, Stand: 16.09.2011)

Im Rahmen der Auktion würden Investoren ihre Erwartungen zu den am Markt erzielbaren Deckungsbeiträgen in ihre Gebote einpreisen. Weitere Treiber für das Angebotsverhalten der Marktteilnehmer sind:

- Projektentwicklungskosten
- Standortqualität
- Technologie
- Investitionsvolumen
- Finanzierungskonditionen und Renditeerwartungen.

Mittlerer Deckungsbeitrag p. a.	
Basis 2009	97 Euro/kW
Basis 2010	69 Euro/kW
Basis 2011	36 Euro/kW
OPEX p. a.	45 Euro/kW
Fixkosten der Gasbeschaffung	15 Euro/kW
Fixe O&M	30 Euro/kW
CAPEX p. a.¹⁾	109 Euro/kW
Fremdkapitaldienst	72 Euro/kW
Eigenkapitaldienst	37 Euro/kW
Summe der Fixkosten p. a.	154 Euro/kW
Deckungsbeitragslücke p. a. = Kapazitätsentgelt p. a.	
Basis 2009	57 Euro/kW
Basis 2010	85 Euro/kW
Basis 2011	118 Euro/kW

Tabelle 13: Kurzberechnung zur Ermittlung der Deckungsbeitragslücke eines GuD-Kraftwerkes,
¹⁾ Ermittlung CAPEX auf Basis von: Investitionsvolumen 1.000 Euro/kW, Eigenkapitalanteil 25%,
EK-Zins 12%, FK-Zins 5%, Amortisationsdauer 15 Jahre; (Quelle: LBD, Stand: 16.09.2011)

Wie aus der Berechnung in Tabelle 13 ersichtlich wird, wäre für ein GuD-Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 58% (H_w) und einer 15-jährigen Amortisationsdauer ein Kapazitätsentgelt in Höhe von 57–118 Euro/kW notwendig.

Kapazitätsbereitstellung – Strukturierung der Gegenleistung (5)

Wesentlich für das Konzept eines Kapazitätsmarktes ist, welche Gegenleistung der Anbieter für den Erhalt des Kapazitätsentgeltes erfüllen muss, d.h. unter welche Auflagen und Bedingungen die Verpflichtung zur Kapazitätsbereitstellung gestellt wird. Die Bedingungen für die Kapazitätsbereitstellung sind Grundlage für das Verhalten der neuen Marktteilnehmer in den entsprechenden Marktsegmenten. Eine mögliche Strukturierung der Gegenleistung wird in Tabelle 14 skizziert.

Die Beurteilung der aus der Strukturierung der Gegenleistung resultierenden Chancen und Risiken durch einen Bieter, wird dessen Bereitschaft zur tatsächlichen Investition in eine neue Kapazität und bzgl. der Mindesthöhe des notwendigen Kapazitätsentgeltes für diese Investition wesentlich beeinflussen.

Unter der Voraussetzung, dass die Wettbewerbsintensität in der Kapazitätsmarktauktion ausreichend hoch ist, verhalten sich alle Marktteilnehmer ökonomisch rational.

Gleichwertig zu den Erwartungen der Investoren muss der Grad an Wettbewerbsintensität auf den Regelenenergie- und Spotmärkten erhalten bleiben sowie Fehlallokationen vermieden werden. Fehlallokationen bzw. Überrenditen kann beispielsweise durch ein Optionsmodell mit Abschöpfung von Erlösen oberhalb eines Strike-Preises entgegengewirkt werden. Ein solches Modell würde gleichzeitig die Gesamtkosten des Systems verringern, da Preisspitzen im Spotmarkt abgeschöpft würden.

Zeitliche Verpflichtungen
<ul style="list-style-type: none"> • Anforderungen an den Projektzeitplan, Projektentwicklungszeit • Nachweis des Projektfortschrittes • Datum der kommerziellen Inbetriebnahme
Technisch parametrisierte Verpflichtungen
<ul style="list-style-type: none"> • Standort, Netzanschluss, Verfügbarkeit • Leistung, Effizienz, Flexibilität • Treibhausgasemissionen
Struktur des Kapazitätsproduktes
<ul style="list-style-type: none"> • Dauer und Häufigkeit der Leistungsbereitstellung, Mindestabstand zwischen Aufrufen • Vorlauf-/Reaktionszeit
Ökonomisch parametrisierte Verpflichtungen
<ul style="list-style-type: none"> • Verpflichtung zum Angebot der Kapazität auf den Spotmärkten, ohne über die allgemeinen gesetzlichen Verpflichtungen hinausgehende Bedingungen in Bezug auf den Angebotspreis (angemessene Berücksichtigung von Speichern und steuerbaren Lasten) • Recht zum Angebot der Kapazität auf den Regelenenergiemärkten: in dem Zeitraum wird entsprechend zeitanteilig kein Kapazitätsentgelt gezahlt und es besteht keine Verpflichtung zum Angebot am Spotmarkt
Rechtliche Verpflichtungen
<ul style="list-style-type: none"> • Nachweis der Erfüllung der Verpflichtungen durch den Betreiber der Kapazität • Verpflichtung zu Koordination der planmäßigen Nichtverfügbarkeit durch den ÜNB, letztendlich Dispositionsrecht des ÜNB, wenn die Versorgungssicherheit dies verlangt • Erhaltung des ÜNB-Rechts zur Nominierung der Kapazität entspr. § 13 EnWG (Marktfombedarf Intraday-Markt) • Rechtsfolgen bei gestörter Kapazitätsbereitstellung <ul style="list-style-type: none"> • Kein Erhalt des Kapazitätsentgelts, wenn wesentliche Verpflichtungen nicht erbracht werden • Minderung des Kapazitätsentgeltes bei Nichterfüllung von Verpflichtungen in Bezug auf die Verfügbarkeit

Tabelle 14: Verpflichtungen der Anbieter als Gegenleistung zum Erhalt eines Kapazitätsentgeltes

Kapazitätsbereitstellung – Umlage des Kapazitätsentgeltes (5)

Auf Grundlage der Arbeitshypothese eines Kapazitätsbedarfs von 10 GW und einer jährlichen Kapazitätzahlung in Höhe von 118 Euro/kW ergibt sich eine gesamte Kapazitätsvergütung von 1.180 Mio. Euro/Jahr.

Kapazitätsbedarf	10 GW
Kapazitätsentgelt	118 Euro/kW/a
Kapazitätsvergütung gesamt	1.180 Mio. Euro/a
Stromverbrauch Deutschland (2010*)	530 TWh/a
Umlage Kapazitätsentgelt	2,23 Euro/MWh
Belastung deutscher Haushalte (3.000 kWh/a)	6,68 Euro/a

Tabelle 15: Kurzberechnung zur Umlage des Kapazitätsentgeltes
(Quelle: LBD, Stand: 25.10.2011)

Die ermittelte Gesamtbelastung in Höhe von 1.180 Mio. Euro/a wird auf den Netto-Stromverbrauch in Deutschland umgelegt. Als Indikation für die Belastung eines Haushalts wird ein jährlicher Durchschnittsverbrauch in Höhe von 3.000 kWh angenommen. Auf dieser Grundlage wird eine jährliche Belastung pro Haushalt in Höhe von 6,68 Euro/a ermittelt. Im Vergleich zu anderen Kostenfaktoren sollte dieser Wert für den Verbraucher keine spürbare Mehrbelastung darstellen. Würde die gesamten 20 GW installierte Kernkraftwerksleistung in Deutschland durch GuD ersetzt, entstünde eine Belastung pro Haushalt in Höhe von 13,36 Euro/a.

Der ÜNB überprüft die Einhaltung der Verpflichtungen zur Kapazitätsbereitstellung. Die Umlage des Entgeltes auf den Verbraucher erfolgt monatlich zusammen mit den Netzentgelten. Das Kapazitätsentgelt wird monatlich entsprechend der Fälligkeit der Netzentgelte ausgezahlt.

12.3 Phasen der Marktreform

Der gezielte Kapazitätsmarktmechanismus hat als wesentliche Ziele den Erhalt der Versorgungssicherheit und die Absicherung der Klimaschutzziele. Das Erreichen dieser Ziele wird in mehreren Schritten gewährleistet. Die ersten drei dargestellten Phasen sind Gegenstand der im Rahmen dieses Gutachtens diskutierten Marktreform. Aufgrund des geringsten Zeithorizonts hat der Erhalt der Versorgungssicherheit die höchste Priorität.

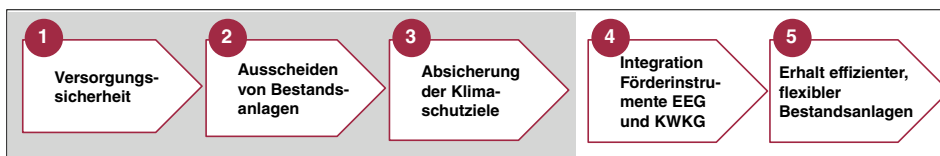


Abbildung 39: Vorschlag der LBD zu Phasen der Strommarktreform in Deutschland

1. Der Erhalt der Versorgungssicherheit hat oberste Priorität. Die ersten Kapazitätsausschreibungen werden lokale Defizite in der Leistungsbilanz beheben müssen. Diese Defizite sind maßgeblich durch den Atomausstieg, aber auch durch den Zubau der erneuerbaren Energien begründet.
2. Im nächsten Schritt scheiden alte Bestandskraftwerke aus, die nicht mehr für den Erhalt der Versorgungssicherheit und die Nachfragedeckung benötigt werden. Alte Bestandskraftwerke werden aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit aus dem Markt ausscheiden.
3. Die Vorhaltung effizienter, emissionsarmer Erzeugungsanlagen gewährleistet darüber hinaus das Erreichen der europäischen Klimaschutzziele, da ausreichend Kapazitäten für einen Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas vorhanden sind.
4. Nachdem das Erreichen der Ziele Versorgungssicherheit und Klimaschutz gewährleistet ist, kann das Marktsegment auch für die Integration der Förderinstrumente aus EEG und KWKG erweitert werden. Erneuerbare Energien und somit auch die zukünftigen Stromgestehungskosten sind durch hohe Fixkosten und niedrige variable Erzeugungskosten geprägt. Ein Energy-only-Markt wird diesem Sachverhalt nicht ausreichend gerecht. Deshalb muss das neue Marktsegment im nächsten Schritt auch das EEG ablösen, bei dem durch Entgelte Preissignale gesetzt werden und die Akteure überrascht zusehen, was tatsächlich an regenerativen Kapazitäten geschaffen wird.
5. Das letzte Ziel ist der Erhalt effizienter und flexibler Bestandsanlagen, die zum Erhalt der Versorgungssicherheit benötigt werden und auch den Anforderungen an Effizienz und Emissionen Genüge tun. Sobald bestehende Anlagen aus dem Markt ausscheiden würden, muss ein Mechanismus geschaffen werden, der diese gewünschten Kapazitäten erhält. Dies wäre beispielsweise ein mittelfristiger Kapazitätsmarkt mit Verpflichtungsperioden bis zu 2 Jahren und kürzeren Vorlaufzeiten als für neue Kapazitäten.

13 Kernbotschaften zum künftigen Strommarktdesign und Kapazitätsmarktempfehlungen

13.1 Kernbotschaften zur Zukunft des Strommarktdesigns in Deutschland

Das bestehende Marktdesign ist aus strukturellen Gründen nicht in der Lage, den Wandel der Energiewirtschaft zu begleiten und Anreize für notwendige Investitionen in effiziente und flexible Kapazitäten zu setzen.

Die angestrebte Energiewende hin zu einer durch Fixkosten geprägten Erzeugungsstruktur auf Basis erneuerbarer Energien und sehr niedrigen Grenzkosten macht eine Anpassung des Marktdesigns notwendig.

Im Geschäftsmodell der Zukunft nehmen konventionelle Erzeuger nicht mehr die klassischen Rollen als Grund-, Mittel- oder Spitzenlastkraftwerke ein, sondern stellen eine flexible Ergänzung der erneuerbaren Energien dar.

Es bedarf eines ordnungspolitisch zu gestaltenden Prozesses zur Feststellung des Kapazitätsbedarfs, zur Beschaffung fehlender Kapazitäten und zur Finanzierung dieser Kapazitäten.

Der Strommarkt ist kein natürlicher, sondern ein gestalteter Markt. Es handelt sich nicht um einen Markteingriff sondern einen Gestaltungseingriff.

13.2 Empfehlungen zu den Kernelementen eines Kapazitätsmarktmechanismus

Vor dem Hintergrund der Analysen und Erkenntnisse des Gutachtens geben wir die nachfolgenden Empfehlungen zu den Kernelementen eines sinnvollen Kapazitätsmarktmechanismus für den deutschen Strommarkt.

Abwägungsfrage zu einzelnen Kernelementen des Kapazitätsmarkt-Mechanismus	Empfehlung LBD
Ist ein neues Marktdesign mit Kapazitätsmarktmechanismen erforderlich , um die notwendigen Investitionsmaßnahmen in neue Kraftwerke ökonomisch realisieren zu können?	Das bestehende Marktmodell (Energy-only-Market) ist bei Erhalt der derzeitigen hohen Wettbewerbsintensität aus fundamentalen und strukturellen Gründen nicht in der Lage, die erforderlichen Anreize zur Errichtung neuer Erzeugungs- und Speicherkapazitäten zu setzen. LBD empfiehlt das bestehende Marktdesign durch einen Kapazitätsmarktmechanismus zu erweitern, der bedarfsgerecht finanzielle Investitionsanreize setzt.
Sollte ein Kapazitätsmarkt geschaffen werden, der alle Kraftwerke (umfassender Kapazitätsmarkt der auch Bestandskraftwerke) einbezieht oder nur gezielt Anreize gesetzt werden, für neue Kapazitäten (gezielter Kapazitätsmarktmechanismus)?	Aufgabe eines neuen Marktdesigns ist es nicht, die Rentabilität historischer Investitionsentscheidungen von Kraftwerksbetreiber zu verbessern. Die Kraftwerksinvestoren müssen die unternehmerischen Risiken ihrer historischen Investitionsentscheidungen selbst tragen. LBD empfiehlt einen Kapazitätsmarktmechanismus , der nur gezielt für die Kapazitäten finanzielle Anreize setzt, die neu errichtet werden sollen (»Langfrist-Termin-Kapazitätsmarkt-Mechanismus«) oder deren Marktaustritt vermieden werden soll (»Mittelfrist-Termin-Kapazitätsmarkt-Mechanismus«)
Sollte der Kapazitätsmarktmechanismus über Preissignale (der Preis setzt die Menge) oder über Mengensignale (die Bedarfsmenge setzt den Preis) gesteuert werden?	Das EEG hat bewiesen, dass der finanzielle Anreiz durch das Setzen eines Preissignals (Höhe des EEG-Entgeltes) zu unerwarteten Kapazitäten (Anlagenaufkommen) und zu Fehlallokationen (Überförderung) führen kann. LBD empfiehlt, den Kapazitätsbedarf mit Hilfe eines strukturierten Verfahrens zu bestimmen und innerhalb einer Auktion (sinkender Preis, günstigster Preis erhält den Zuschlag) zu beschaffen. Dadurch wird ein Wettbewerbsmarkt geschaffen, bei dem für eine genormte Leistung zum niedrigsten Preis beschafft wird.
Sollte der Kapazitätsmarktmechanismus nur Erzeugungsquellen oder auch Speicher und steuerbare Lasten mit einbeziehen?	Ausgangsbasis für die Initiierung des Kapazitätsmarktes ist es, finanzielle Anreize für Ersatzinvestitionen für hocheffiziente Kraftwerke zu schaffen, um das Niveau der Versorgungssicherheit innerhalb der Energiewende zu erhalten. LBD empfiehlt, einen gezielten Effizienz- und Innovationswettbewerb zu schaffen und dazu vorrangig Kapazitätsprodukte nachzufragen, die durch Erzeugung, Speicher und steuerbare Lasten gleichermaßen bereitgestellt werden können.
Sollte der Kapazitätsbedarf durch die Übertragungsnetzbetreiber innerhalb eines Teilplans zum Netzentwicklungsplan geplant und durch die Bundesnetzagentur festgestellt werden?	Weder der Markt noch ein unabhängiger Sachverständiger wird den bedarfsgerechten Kapazitätsausbau effizient bestimmen können. LBD empfiehlt den (Mindest-) Kapazitätsbedarf in einem Teilplan des Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber aufstellen zu lassen. Sollte der Mindestkapazitätsbedarf nicht gedeckt werden können (Kapazitätsbedarf > Kapazitätsbestand), müssen neue Kapazitäten beschafft werden. Wie der Netzentwicklungsplan sind auch diese Bedarfsermittlungen durch die Bundesnetzagentur zu überprüfen.

Abwägungsfrage zu einzelnen Kernelementen des Kapazitätsmarkt-Mechanismus	Empfehlung LBD
Sollte der Kapazitätsbedarf im Zuge einer Auktion beschafft werden und sollte dies durch die eigentumsrechtlich entflochtenen Übertragungsnetzbetreiber oder die Bundesnetzagentur durchgeführt werden?	Der Auktionator muss unabhängig sein und sollte über die notwendige Expertise verfügen. Funktion des Auktionators ist es, nicht nur die Durchführung der Auktion sondern auch vor dem Hintergrund von Gesetz und Verordnung die Auktionsbedingungen zu gestalten. LBD empfiehlt den Preis für den Kapazitätsbedarf durch die Bundesnetzagentur innerhalb einer Auktion feststellen zu lassen.
Sollte mit der Zahlung eines Kapazitätsentgeltes Auflagen verbunden sein, zu welchen Bedingungen die Kapazität im Markt angeboten werden muss?	Der Kapazitätsmarktmechanismus soll das bestehende Marktdesign des »Energy-only-Markets« ergänzen und lediglich Investitionsanreize setzen. Auf den Spotmärkten soll weiterhin ein intensiver grenzkostenorientierter Wettbewerb möglich sein. Das Kapazitätsentgelt soll nur den Teil der Fixkosten decken, von denen der Kraftwerksinvestor erwartet, sie nicht in Spot- und Regelenergiemärkten und seinen weiteren Handelsgeschäften decken zu können. LBD empfiehlt Empfängern von Kapazitätsentgelten keine Vermarktungsaufgaben zu machen, in der Erwartung, dass sie sich rational und marktgerecht verhalten werden. Denkbar ist es, um Überallokationen zu begrenzen, den Übertragungsnetzbetreiber eine Ankaufoption für einen bestimmten Arbeitspreis einzuräumen (Grenzkosten plus X).
Sollte das Kapazitätsentgelt durch den Übertragungsnetzbetreiber, über die Netzentgelte oder über einen neuen Entgeltmechanismus an die Verteilnetzbetreiber berechnet werden?	Der Entgeltmechanismus sollte transparent und effizient abgerechnet werden können. LBD empfiehlt innerhalb der Netzentgelte eine gesonderte Komponente zu schaffen, die der Finanzierung der Kapazitätszahlungen dient. Diese sollte nicht der Anreizregulierung unterliegen, weil sie im Wettbewerb (Auktion) bestimmt worden ist.

14 Quellenverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH; 2011; Netzkennzahlen; abgerufen auf
<http://www.50hertz.com/de/Netzkennzahlen.htm> (04.10.2011)

Amprion GmbH; 2011; Netzkennzahlen; abgerufen auf
<http://www.amprion.de/netzkennzahlen> (04.10.2011)

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2009);
Energemarkt Deutschland; abgerufen auf:
[http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Energemarkt_Deutschland_-
_Sommer_2009/\\$file/09%2011%2009%20Energemarkt_2009.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Energemarkt_Deutschland_-_Sommer_2009/$file/09%2011%2009%20Energemarkt_2009.pdf)
(01.12.2011)

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011);
Erneuerbare Energien 2010;
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_zahlen_2010_bf.pdf (01.12.2011)

Bundesnetzagentur (2011); Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan
2012; abgerufen auf
[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/
Sachgebiete/Energie/Energienetzausbau/SzenariorahmenNEP_2012.p
df](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Energienetzausbau/SzenariorahmenNEP_2012.pdf) (01.12.2011)

Bundesnetzagentur (2011); Bericht zu den Auswirkungen des
Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die
Versorgungssicherheit;
[http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Presse/Berichte/bericht
e_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Presse/Berichte/bericht_e_node.html) (01.12.2011)

Bundesnetzagentur (2011); Kraftwerksliste;
[http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/Elektrizita
etGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html)
(Stand: 26.09.2011)

Deutsche Energie-Agentur GmbH (2005); Energiewirtschaftliche Planung für
die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und
Offshore bis zum Jahr 2020; Köln

DEHST; Kohlendioxidemissionen der emissionspflichtigen Anlagen 2008,
2009, 2010; abgerufen auf:
http://www.dehst.de/DE/Service/Publikationen/publikationen_node.html
(01.12.2011)

EEX (2011); Preisreihen für Strom-, Gas-, Kohle-, CO₂-Futures; abgerufen auf <http://www.eex.com/de/Downloads> (04.10.2011)

EnBW (2010); Primärenergie veredeln; abgerufen auf http://www.enbw.com/content/de/der_konzern/_media/pdf/Konventionelle_Kraftwerke_2011_dt.pdf (01.12.2011); EnBW Energie Baden-Württemberg AG; Karlsruhe

EnBW Transportnetze AG (2011); Netzkennzahlen; abgerufen auf <http://www.enbw-transportnetze.de/kennzahlen/> (04.10.2011)

EnBW (2011); Netzkarte; abgerufen auf <http://www.enbw-transportnetze.de/ueber-das-netz/das-netz-von-a-z/aktuelle-projekte/> (01.12.2011)

Europäische Union (2009); Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates

Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2011); EEG-Kennzahlen; www.eeg-kwk-net (01.12.2011)

Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Verkehr Baden-Württemberg (2010); Eneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2009; Stuttgart

Platts (2009); World Electric Power Plant Database; McGraw-Hill

RAP Europe (2011), www.raponline.org/document/download/id/4431 (01.12.2011)

Reuters (2011); bis 07/2007 Erdgas-Futures TTF; EUR/USD-Forwards

TenneT TSO GmbH; 2011; Netzkennzahlen; abgerufen auf <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen> (04.10.2011)

15 Anhang

15.1 Anhang 1 – Analyse der Wettbewerbsintensität, Preisspreads im Spotmarkt

Grafiken Netzlast

Entwicklung der Preisspreads im Spotmarkt im Zeitraum von Q1/2005 bis Q2/2011

