

CLIMATE CHANGE

05/2016

Ein Strommarktdesign zur kostengünstigen Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele

CLIMATE CHANGE 05/2016

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3711 41 110/3
UBA-FB 002288

Ein Strommarktdesign zur kostengünstigen Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele

von

Markus Peek, Robert Diels
r2b energy consulting GmbH, Köln

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

R2b energy consultig GmbH, Köln
Zollstockgürtel 61
50969 Köln

Abschlussdatum:

November 2015

Redaktion:

Fachgebiet I 2.2 Energiestrategien und -szenarien
Thomas Klaus

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/ein-strommarktdesign-zur-kostenguenstigen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Februar 2016

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter der Forschungskennzahl 3711 41 100/3 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Das heutige Marktdesign auf Basis eines ‚Energy Only‘-Marktes ist ohne Kapazitätsmechanismus grundsätzlich funktionsfähig und gewährleistet als optimierter **EOM (EOM 2.0)** eine sichere und effiziente Versorgung der Verbraucher gemäß deren Präferenzen. Zentrale Elemente eines funktionierenden EOM sind das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem, die ausreichende Vorhaltung von Regelleistung sowie das sog. ‚peak load pricing‘. Sie schaffen Anreize für individuelle Leistungsvorsorge und ermöglichen die Refinanzierung von Erzeugungskapazitäten und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Lastmanagement, in einem für eine sichere und effiziente Stromversorgung erforderlichen Umfang. Eine Einführung von Kapazitätsmärkten ist daher nicht erforderlich.

Eine umfängliche Anpassung durch ein neues Marktdesign mit Kapazitätsmärkten ist mit erheblichen Risiken, Transaktionskosten für Marktakteure und Herausforderungen der Etablierung eines adäquaten regulatorischen und rechtlichen Rahmens in Deutschland und Europa verbunden. Die Einführung von Kapazitätsmärkten hat somit – je nach Art des Kapazitätsmarktes – einen mehr oder weniger ausgeprägten experimentellen Charakter, so dass die Auswirkungen und sich in der Praxis ergebende Herausforderungen nur eingeschränkt absehbar sind. Die Analysen der alternativen Marktdesignoptionen mit Kapazitätsmechanismen zeigen, dass alle Kapazitätsmechanismen ihre spezifischen Ziele im Bereich Versorgungssicherheit grundsätzlich erreichen können. Mit zunehmender Intensität des staatlichen Eingriffs und der Regulierungstiefe sind allerdings auch erhebliche Ineffizienzen und Regulierungsrisiken gegeben.

Wir empfehlen den ‚Energy Only‘-Markt beizubehalten und zeitnah Maßnahmen zu dessen Optimierung umzusetzen (EOM 2.0). Insbesondere empfehlen wir eine Prüfung und Weiterentwicklung der Marktregeln des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems und des Regelleistungsmarktes sowie einen Abbau von potenziellen Hemmnissen für die Erschließung von Nachfrageflexibilität und von weiteren Flexibilitätsoptionen.

Für den politischen Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung der Stromversorgung empfehlen wir die Einführung einer Kapazitätsreserve als Ergänzung des EOM 2.0. So können auch Herausforderungen beim Ausstieg aus der Kernenergie, Verzögerungen beim erforderlichen Ausbau der Netzinfrastruktur und der Vollendung des europäischen Binnenmarktes für Strom sowie der sukzessiven Umstellung des Erzeugungssystems auf erneuerbare Energien (als eine Klimaschutzmaßnahme) in einer Übergangsphase adressiert werden. Die Kapazitätsreserve ist aus ordnungspolitischer Sicht von geringer Eingriffsintensität. Bei der Ausgestaltung der Kapazitätsreserve sollten insbesondere die Regeln bei der Beschaffung und beim Einsatz so ausgestaltet werden, dass Beeinträchtigungen des wettbewerblichen Strommarktes ausgeschlossen werden. Von zentraler Bedeutung ist hierfür ein striktes Vermarktungs- und Rückkehrverbot an wettbewerbliche(n) Strommärkte(n) für die Anlagen der Kapazitätsreserve (sog. ‚no way back‘-Regelung).

Abstract

The current market design based on an 'energy only' market (EOM) functions without any capacity mechanism and guarantees as optimized EOM (EOM 2.0) a secure and efficient supply of the consumers according to their preferences. Key elements of a functioning EOM are the balancing group and balancing energy system, adequate provision of balancing power and so-called 'peak load pricing'. They provide incentives for providing sufficient power individually and allow for refinancing generation capacities and development of flexibility options, e. g. demand side management. This is done to an extent that is necessary for a secure and efficient supply of power. Therefore, implementing capacity markets is not necessary.

An extensive adaptation by a new market design with capacity markets is associated with considerable risks, transaction costs for market players and challenges in the establishment of an adequate regulatory and legal framework in Germany and Europe. The introduction of capacity markets is therefore – depending on the characteristics of the capacity market – of a more or less distinctive experimental nature. Thus, consequences and resulting challenges in practice can only be foreseen to a limited extent. The analysis of alternative market design options with capacity mechanisms shows, that all capacity mechanisms can generally achieve their specific objectives of security of supply. However, as intensity of state interventions and degree of regulation increase, significant inefficiencies and regulatory risks arise.

We recommend retaining the 'energy only' market and implementing measures for its optimization (EOM 2.0) soon. In particular, we recommend an examination and further development of the market rules of the balancing group and balancing energy system and control power markets. Moreover, we suggest reducing potential obstacles to developing demand side flexibility and further flexibility options.

Regarding the political request for an additional backup of power supply, we recommend the introduction of a capacity reserve to complement the EOM 2.0. By that, challenges in the nuclear phase-out, delays in developing necessary grid infrastructure and in completing European electricity market can be addressed. On top of that, it can support the successive conversion of the generating system to renewable energy sources (as a climate protection measure) in a transitional phase. From a regulatory point of view, the capacity reserve is a low intervention in the market. The rules of the procurement and the use of capacity reserve should particularly be designed such that it does not compromise the competitive electricity market. Therefore it is particularly important that marketing on and returning to competitive electricity markets is strictly prohibited for assets of the capacity reserve (so-called 'no way back'-rule).

Inhaltsverzeichnis

Kurzbeschreibung	I
Abstract.....	II
Abbildungsverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis.....	V
Zusammenfassung	1
Summary	8
1 Hintergrund und Aufgabenstellung.....	9
1.1 Begriffsbestimmungen.....	9
1.2 Hintergrund	10
1.3 Aufgabenstellung und Aufbau der Studie	15
2 Eignung des EOM für die Gewährleistung einer sicheren Versorgung der Verbraucher.....	17
2.1 Marktregeln, Funktionsweise und Wirkungsmechanismen.....	18
2.1.1 Marktregeln	18
2.1.2 Funktionsweise und Wirkungsmechanismen beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage in der kurzen Frist	21
2.1.3 Funktionsweise und Wirkungsmechanismen beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage in der mittleren und längeren Frist.....	29
2.2 Mögliche Ursachen für ein Marktversagen und weitere Argumente für die Anpassung des aktuellen Marktdesigns	35
2.2.1 Mögliche Ursachen für ein Marktversagen	35
2.2.2 Weitere Argumente für die Anpassung des aktuellen Marktdesigns	47
2.3 Zwischenfazit.....	58
3 Ausgestaltungsoptionen und Auswirkungen von Kapazitätsmechanismen	60
3.1 Überblick – Ausgestaltungsoptionen und Ziele	61
3.2 Analyse und Bewertung der Marktdesignoptionen mit Kapazitätsmechanismen	65
3.2.1 EOM 2.0 mit Kapazitätsreserve	67
3.2.2 Dezentraler Kapazitätsmarkt	70
3.2.3 Zentrale Kapazitätsmärkte	73
3.3 Zwischenfazit.....	80
4 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	83
Anhang A: Aktuelle Ausgestaltung des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems	84
Anhang B: Lastmanagement bei industriellen Verbrauchern	88
Anhang C: Eckpunkte bei der Ausgestaltung einer Kapazitätsreserve	91
Literaturverzeichnis.....	93

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Angebotskurve auf einem wettbewerblichen Strommarkt	22
Abbildung 2-2:	Typische Verläufe der Last in einer Woche im Winter und im Sommer in Deutschland.....	23
Abbildung 2-3:	Lastdauerlinie für Deutschland.....	24
Abbildung 2-4:	Nachfragekurve auf einem wettbewerblichen Strommarkt	24
Abbildung 2-5:	Kurzfristige Grenzkostenpreisbildung auf dem Strommarkt.....	25
Abbildung 2-6:	Preisbildung auf dem Strommarkt in Knappheitssituationen	26
Abbildung 2-7:	Verlauf der Nachfrage bei vollständiger, teilweiser und keiner Integration der Nachfrage in den Markt.....	27
Abbildung 2-8:	Preisbildung auf dem Strommarkt in Knappheitssituationen in Abhängigkeit der Elastizität bzw. der Integration der Nachfrage	27
Abbildung 2-9:	Erzielbare Deckungsbeiträge bei kurzfristiger Grenzkostenpreisbildung auf dem Strommarkt.....	30
Abbildung 2-10:	Erzielbare Deckungsbeiträge bei Preisbildung auf dem Strommarkt in Knappheitssituationen	30
Abbildung 2-11:	Erzielbare Deckungsbeiträge in Knappheitssituationen bei vollständiger und unvollständiger Integration der Nachfrage in den Markt.....	31
Abbildung 2-12:	Kurz-, mittel- und langfristige Anpassungsoptionen auf Seiten des Angebots und der Nachfrage.....	34
Abbildung 2-13:	Auswirkungen von hohen Preisobergrenzen auf die Funktionsfähigkeit von ‚Energy Only‘-Märkten.....	51
Abbildung 2-14:	Auswirkungen (zu) geringer Preisobergrenzen auf die Funktionsfähigkeit von ‚Energy Only‘-Märkten.....	51

Abkürzungsverzeichnis

AEP	Ausgleichsenergiepreis
BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
DKM	Dezentrale Kapazitätsmärkte
DSM	Demand Side Managment
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	'Energy Only' - Markt
ETS	emissions trading system
FEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
GuD	Gas- und-Dampf-Kombikraftwerk
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
NRV	Netzregelverbund
OTC	Over-the-Counter
PV	Photovoltaik
reBAP	regelzonenübergreifender Bilanzausgleichsenergiepreis
StaBuA	Statistisches Bundesamt
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V
VSN	Versorgungssicherheitsnachweise
ZFKM	Zentrale, fokussierte Kapazitätsmärkte
ZUKM	Zentrale, umfassende Kapazitätsmärkte

Zusammenfassung

Zentrale Ergebnisse

Im vorliegenden Gutachten wird einerseits die Eignung des aktuellen Marktdesigns auf Basis eines ‚Energy Only‘-Marktes (EOM) zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung der Stromverbraucher und zur Bewältigung der Herausforderungen bei der avisierten sukzessiven Umstellung der Stromerzeugungssysteme auf erneuerbare Energien analysiert. Andererseits werden die Auswirkungen und Herausforderungen der vier diskutierten alternativen Optionen des Marktdesigns mit sog. Kapazitätsmechanismen (Kapazitätsreserve, Dezentraler Kapazitätsmarkt, Zentraler umfassender Kapazitätsmarkt und zentraler fokussierter Kapazitätsmarkt) sowie deren Eignung für die Gewährleistung einer sicheren Versorgung der Stromverbraucher und zur Bewältigung der Herausforderungen bei der avisierten sukzessiven Umstellung der Stromerzeugungssysteme auf erneuerbare Energien analysiert. Zentrale Ergebnisse sind:

- Das heutige Marktdesign auf Basis eines ‚Energy Only‘-Marktes ist ohne Kapazitätsmechanismus grundsätzlich funktionsfähig und gewährleistet als optimierter **EOM (EOM 2.0)** eine sichere und effiziente Versorgung der Verbraucher gemäß deren Präferenzen. Zentrale Elemente eines funktionierenden EOM sind das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem, die ausreichende Vorhaltung von Regelleistung sowie das sog. ‚peak load pricing‘. Sie schaffen Anreize für individuelle Leistungsvorsorge und ermöglichen die Refinanzierung von Erzeugungskapazitäten und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Lastmanagement, in einem für eine sichere und effiziente Stromversorgung erforderlichen Umfang. Eine Einführung von Kapazitätsmärkten ist daher nicht erforderlich.
- Eine umfängliche Anpassung durch ein neues Marktdesign mit Kapazitätsmärkten ist mit erheblichen Risiken, Transaktionskosten für Marktakteure und Herausforderungen der Etablierung eines adäquaten regulatorischen und rechtlichen Rahmens in Deutschland und Europa verbunden. Die Einführung von Kapazitätsmärkten hat somit – je nach Art des Kapazitätsmarktes – einen mehr oder weniger ausgeprägten experimentellen Charakter, so dass die Auswirkungen und sich in der Praxis ergebende Herausforderungen nur eingeschränkt absehbar sind.
- Die Analysen der alternativen Marktdesignoptionen mit Kapazitätsmechanismen zeigen, dass alle Kapazitätsmechanismen ihre spezifischen Ziele im Bereich Versorgungssicherheit grundsätzlich erreichen können. Mit zunehmender Intensität des staatlichen Eingriffs und der Regulierungstiefe sind allerdings auch erhebliche Ineffizienzen und Regulierungsrisiken gegeben.
- Wir empfehlen den ‚Energy Only‘-Markt beizubehalten und zeitnah Maßnahmen zu dessen Optimierung umzusetzen (EOM 2.0). Insbesondere empfehlen wir
 - eine Prüfung und Weiterentwicklung der Marktregeln des Bilanzkreissystems, des Ausgleichsenergiesystems und des Regelleistungsmarktes sowie
 - einen Abbau von potenziellen Hemmnissen für die Erschließung von Nachfrageflexibilität und von weiteren Flexibilitätsoptionen.

- Für den politischen Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung der Stromversorgung empfehlen wir die Einführung einer Kapazitätsreserve als Ergänzung des EOM 2.0. So können auch Herausforderungen beim Ausstieg aus der Kernenergie, Verzögerungen beim erforderlichen Ausbau der Netzinfrastruktur und der Vollendung des europäischen Binnenmarktes für Strom sowie einer sukzessiven Umstellung des Erzeugungssystems auf erneuerbare Energien (als eine Klimaschutzmaßnahme) in einer Übergangsphase adressiert werden. Die Einführung einer Kapazitätsreserve ist aus ordnungspolitischer Sicht von geringer Eingriffsintensität. Bei der Ausgestaltung der Kapazitätsreserve sollten insbesondere die Regeln bei der Beschaffung und beim Einsatz so ausgestaltet werden, dass Beeinträchtigungen des wettbewerblichen Strommarktes ausgeschlossen werden. Von zentraler Bedeutung ist hierfür ein striktes Vermarktungs- und Rückkehrverbot an wettbewerbliche(n) Strommärkte(n) für die Anlagen der Kapazitätsreserve (sog. ‚no way back‘-Regelung).

Hintergrund und Aufgabenstellung

In Deutschland und weiten Teilen Europas wird seit geraumer Zeit eine intensive Diskussion geführt, ob ein sog. ‚energy only‘-Markt (EOM) ein angemessenes Niveau der Versorgungssicherheit gewährleisten kann oder durch ein Marktdesign mit Kapazitätsmechanismen ersetzt werden sollte. Als Alternativen werden unterschiedliche Marktdesignoptionen mit Kapazitätsmechanismen diskutiert. Hierzu zählen der zentrale umfassende und der zentrale fokussierte Kapazitätsmarkt, ein dezentraler Kapazitätsmarkt (auch dezentraler Leistungsmarkt genannt) sowie ein EOM mit Kapazitätsreserve.

Ziel dieser Studie ist vor diesem Hintergrund insbesondere die folgenden zentralen Aspekte zu untersuchen:

- Eignung des aktuellen Marktdesigns zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung der Stromverbraucher und zur Bewältigung der Herausforderungen bei der avisierten sukzessiven Umstellung des Stromerzeugungssystems auf erneuerbare Energien (als eine Klimaschutzmaßnahme) sowie Identifikation der Anpassungsanforderungen bei Beibehaltung des aktuellen Marktdesigns.
- Auswirkungen und Herausforderungen der vier diskutierten Vorschläge für die Einführung eines Marktdesigns mit Kapazitätsmechanismen (Kapazitätsreserve, Dezentraler Kapazitätsmarkt, Zentraler umfassender Kapazitätsmarkt und zentraler fokussierter Kapazitätsmarkt) sowie deren Eignung für die Gewährleistung einer sicheren Versorgung der Stromverbraucher und zur Bewältigung der Herausforderungen bei der avisierten sukzessiven Umstellung des Stromerzeugungssystems auf erneuerbare Energien.

Auf Grundlage der Analysen sind der aktuelle Handlungsbedarf, insbesondere ein möglicher Bedarf für die Einführung von Kapazitätsmärkten, zu identifizieren und Empfehlungen für die Weiterentwicklung des aktuellen Marktdesigns abzuleiten.

Eignung des EOM für die Gewährleistung einer sicheren Versorgung der Verbraucher

Die Analysen zu den Markt- und Preisbildungsmechanismen eines EOM zeigen, dass Versorgungssicherheit gemäß der Präferenzen der Verbraucher bei diesem Marktdesign gewährleistet werden kann. Zentrale Elemente eines funktionierenden EOM sind das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem, die ausreichende Vorhaltung von Regelleistung sowie das sog. ‚peak load pricing‘. Sie schaffen Anreize für individuelle Leistungsvorsorge und ermöglichen die Refinanzierung von Investitionen in Erzeugungskapazitäten und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Lastmanagement,

in einem für eine sichere und effiziente Stromversorgung erforderlichen Umfang. Eine Einführung von Kapazitätsmärkten ist daher nicht erforderlich.

Potenzielle Ursachen für ein Marktversagen des EOM sind unter Berücksichtigung der in Deutschland im erheblichen Umfang verfügbaren Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Lastmanagement und Netzersatzanlagen, der hohen Wettbewerbsintensität auf dem Strommarkt sowie der Einbindung des deutschen Strommarkts in den europäischen Stromverbund und den EU-Binnenmarkt für Strom nicht relevant. Durch die Marktregeln des EOM werden sie in geeigneter Weise adressiert:

- Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt ist kein **öffentliches Gut**, sondern erfüllt ohne eine geeignete Internalisierung von Kosten (bei nicht leistungsgemessenen Verbrauchern) ggf. die Voraussetzungen eines Allmendeguts. Die Marktregeln des EOM adressieren mögliche **externe Effekte** eines Allmendeguts und setzen somit Anreize für eine individuelle Absicherung der Verbraucher sowie Investitionen in Erzeugungsanlagen zur Deckung der Spitzenlast. Eine Internalisierung von Kosten erfolgt bereits über das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem. Möglicherweise verbleibende externe Effekte können durch eine Anpassung der Marktregeln innerhalb des EOM internalisiert werden.
- Der Strommarkt hat aufgrund spezifischer Besonderheiten, insbesondere lange Realisierungszeiten konventioneller Kraftwerke und Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung der residualen Nachfrage, eine inhärente Tendenz zu **‚boom & bust cycles‘**. Verfügbare Flexibilitätsoptionen können das Ausmaß von ‚boom & bust cycles‘ erheblich abmildern.¹ Einschränkungen der Versorgungssicherheit durch ‚boom & bust cycles‘ sind nicht zu erwarten. Durch staatliche Eingriffe können ‚boom & bust cycles‘ nicht wirksam und sinnvoll begegnet, sondern ausschließlich durch Schaffung von dauerhaften Überkapazitäten mit entsprechenden Erhöhungen der Kosten verhindert werden.
- Abgesehen von den für Investitionsgüter mit langen Vorlaufzeiten und technischen Lebensdauern übliche Marktrisiken aufgrund von Unsicherheiten bezüglich der Marktentwicklung bestehen im EOM keine **prohibitiven Risiken für Investitionen** in Anlagen zur Deckung der Spitzenlast. Für sehr seltene Lastspitzen in wenigen Stunden des Jahres sind bereits heute mit Lastmanagement und Netzersatzanlagen schnell erschließbare Flexibilitätsoptionen mit geringen Investitionskosten verfügbar. Durch deren Einbindung und steigende Anteile der Spitzenlast im Zeitverlauf vergleichmäßig sich das Auftreten von Preisspitzen und die Investitionsrisiken reduzieren sich.
- **Marktmachtpotenzial** in Knappheitssituationen ist auf Strommärkten inhärent gegeben. Ausübung von Marktmacht ist aktuell u. a. aufgrund von derzeit vorhandenen Überkapazitäten auf dem Strommarkt kein Problem. Insbesondere die Bestreitbarkeit der Märkte, eine aktive Einbindung der Verbraucher in den Markt und die zunehmende Integration des deutschen in den europäischen Strommarkt werden auch nach einem Abbau von Überkapazitäten die Möglichkeit zur Ausübung von Marktmacht begrenzen.

¹ Mögliche Flexibilitätsoptionen sind eine Einbindung von Netzersatzanlagen in den Markt, Überführung von Bestandsanlagen in die Kaltreserve mit anschließender Reaktivierung, Retrofit von Bestandsanlagen, die in Deutschland gegebenen Voraussetzungen für eine Einbindung der Verbraucher in den Markt sowie die Einbindung Deutschlands in den europäischen Stromverbund.

Zentrale Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit des EOM ist eine glaubhafte Festlegung der Politik in Knappheitssituationen einzelne Preisspitzen auf dem Großhandelsmarkt zuzulassen. Die Einführung von (zu geringen) Preisobergrenzen am Strommarkt (sog. ‚price caps‘) kann die Funktionsfähigkeit des EOM beeinträchtigen. Staatlich festgelegte Preisobergrenzen sind die Ursache für das sog. ‚missing money‘-Problem, bei dem aufgrund des staatlichen Eingriffs in den Preisbildungsmechanismus eine Refinanzierung von erforderlichen Investitionen in Erzeugungsanlagen und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen gefährdet wird. Vermeintliche Begründungen für die staatliche Festlegung von Preisobergrenzen, wie die Vermeidung von Marktmacht, die Verringerung der Strompreise für Endkunden und ungerechtfertigte Erlöse für Betreiber von Erzeugungsanlagen, sind bei detaillierter Betrachtung nicht stichhaltig.

Weitere vermeintliche Argumente für die Anpassung des aktuellen Marktdesigns sind vor dem Hintergrund der aktuell gegebenen und zukünftig zu erwartenden Rahmenbedingungen von geringer Bedeutung für die Diskussion über die Notwendigkeit einer Einführung von Kapazitätsmechanismen:

- Die aktuelle **Erlössituation von konventionellen Kraftwerken** ist kein Indiz für ein Marktversagen des EOM und kann nicht als Anzeichen für eine Gefährdung der zukünftigen Versorgungssicherheit angesehen werden. Vielmehr spiegelt das geringe aktuelle Strompreisniveau geringe Preise für CO₂-Zertifikate und Brennstoffe sowie Überkapazitäten in Deutschland und weiten Teilen Europas wieder. Diese Marktpreise führen zu einer effizienten Anpassung des Marktes durch den Abbau von Überkapazitäten und sind ein Indiz für die Funktionsfähigkeit des EOM. Nach einer Marktkonsolidierung sind in der mittleren und längeren Frist Preise auf dem Großhandelsmarkt für Strom zu erwarten, die Investitionen in konventionelle Kraftwerke sowie eine Erschließung von Flexibilitätsoptionen im erforderlichem Umfang ermöglichen sowie die Erlösmöglichkeiten für bestehende konventionelle Kraftwerke verbessern.
- Für eine effektive und effiziente Integration der erneuerbaren Energien, sollte eine Abregelung von Windenergie im Norden in einem ineffizienten Umfang vermieden werden. Dies kann mittel- und langfristig unabhängig vom Marktdesign nur durch Umsetzung des erforderlichen Ausbaus der Transportnetze erreicht werden. Eine Anpassung des Marktdesigns zur Schaffung **regionaler Allokationssignale** für den Zubau oder den Erhalt konventioneller Kraftwerke in Süddeutschland, die auch in einem EOM über eine Aufspaltung des deutschen Marktes in zwei oder mehrere Preiszonen möglich ist, könnte im besten Fall nur sicherstellen, dass ausreichend Erzeugungsleistung für ein Management von Netzengpässen verfügbar ist, nicht jedoch ein ineffizientes Ausmaß der Abregelung der Windenergie vermeiden.
- **Versorgungssicherheit** im Sinne des hypothetischen Konstrukts von ‚nationaler Autarkie‘ steht im Widerspruch zum europäischen Binnenmarkt für Elektrizität und den bereits in der Praxis stark gekoppelten Strommärkten der europäischen Länder. Ein solches Ziel kann der Marktmechanismus eines ‚energy only‘-Marktes aufgrund der Integration des deutschen Marktes in den europäischen Markt nicht gezielt gewährleisten. Hierfür wären Kapazitätsmechanismen erforderlich. Eine nationale Sichtweise in Bezug auf Versorgungssicherheit ist jedoch im Rahmen des europäischen Stromverbunds und des EU-Binnenmarktes für Strom nicht sachgemäß und führt zu erheblichen Ineffizienzen. Versorgungssicherheit kann daher nur länderübergreifend betrachtet werden. Ohne die länderübergreifende Sichtweise würde auf eine Nutzung von Ausgleichseffekten bei der Last, bei Ausfällen konventioneller Kraftwerke und bei der Einspeisung erneuerbarer Energien, die bei überregionaler Betrachtung in erheblichem Umfang vorhanden sind und zu einer deutlichen Verringerung der erforderlichen konventionellen Erzeugungsleistung beitragen können, verzichtet. Eine sichere Versor-

gung der Verbraucher kann bei einer länderübergreifenden Betrachtung (d. h. adäquater Berücksichtigung des europäischen Verbundnetzes und des gemeinsamen Strombinnenmarktes) mit einem ‚energy only‘-Markt gewährleistet werden.

Ausgestaltungsoptionen und Auswirkungen von Kapazitätsmechanismen

Eine umfängliche Anpassung durch ein neues Marktdesign mit Kapazitätsmärkten ist mit erheblichen Risiken, Transaktionskosten für Marktakteure und Herausforderungen der Etablierung eines adäquaten regulatorischen und rechtlichen Rahmens in Deutschland und Europa verbunden. Die Einführung von Kapazitätsmärkten hat somit – je nach Art des Kapazitätsmarktes – einen mehr oder weniger ausgeprägten experimentellen Charakter, so dass die Auswirkungen und sich in der Praxis ergebende Herausforderungen nur eingeschränkt absehbar sind.

Die Analysen der in der aktuellen Diskussion befindlichen alternativen Marktdesignoptionen mit Kapazitätsmechanismen zeigen, dass alle Kapazitätsmechanismen ihre spezifischen Ziele im Bereich Versorgungssicherheit grundsätzlich erreichen können. Mit zunehmender Intensität des staatlichen Eingriffs und der Regulierungstiefe sind allerdings auch erhebliche Ineffizienzen und Regulierungsrisiken gegeben.

- Die Einführung einer **Kapazitätsreserve** ist aus ordnungspolitischer Sicht von geringer Eingriffsintensität. Die Kapazitätsreserve stellt eine Option zur Flankierung des EOM dar, falls das Risiko von unzureichenden Investitionen in Erzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Möglichkeit eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage trotz der Anreize für individuelle Leistungsvorsorge im EOM als nicht vernachlässigbar eingeschätzt wird und Situationen mit der Notwendigkeit einer unfreiwilligen Rationierungen vollständig ausgeschlossen werden sollen. Mit der Kapazitätsreserve kann somit der politische Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung des wettbewerblichen Strommarktes umgesetzt werden, ohne dass ein direkter staatlicher Eingriff in den Strommarkt erfolgt. Die Ineffizienzen sowie zusätzlichen Kostenbelastungen der Verbraucher sind gering und gut kalkulierbar. Regulierungsrisiken sind bezüglich ihrer Auswirkungen auf die Effizienz und Kosten der Verbraucher gering. In einer Übergangsphase bis zur Umsetzung des erforderlichen Netzausbaus kann die Kapazitätsreserve zusätzlich die für einen sicheren Betrieb des Stromnetzes erforderliche Netzreserve ergänzen oder auch ersetzen. Eine zentrale Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit eines EOM mit Kapazitätsreserve ist, wie beim EOM ohne zusätzliche Reserve, dass eine Akzeptanz von Preisspitzen gegeben ist, so dass politische Eingriffe zur Vermeidung dieser Preisspitzen nicht zu erwarten sind.
- Aus ordnungspolitischer Sicht ist der **dezentrale Kapazitätsmarkt (auch dezentraler Leistungsmarkt genannt)** in der vom BDEW / VKU vorgeschlagenen Ausgestaltung gegenüber zentralen Kapazitätsmärkten vorzuziehen und von deutlich geringerer Eingriffsintensität. Der Staat ergänzt den rechtlichen Rahmen für den Strommarkt durch zusätzliche Verpflichtungen und Sanktionsmechanismen. Dabei kann auf das bestehende Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem aufgesetzt werden. Die Anreize für individuelle Leistungsvorsorge bei den Marktteilnehmern können durch den dezentralen Leistungsmarkt gestärkt werden. Verbunden ist dieses mit einem dauerhaften Aufbau von Überkapazitäten, zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten und zusätzlichen Kosten für Verbraucher. Im Vergleich zu zentralen Kapazitätsmärkten sind dezentrale Kapazitätsmärkte aufgrund der geringeren Regulierungstiefe mit deutlich geringeren Regulierungsrisiken verbunden. Ein inhärentes Problem des dezentralen Leistungsmarktes ist die potenzielle Ausübung von Marktmacht im Kapazitäts- bzw. Leistungsmarkt, das bei Einführung entsprechend durch die Ausgestaltung der Re-

geln adressiert werden müsste, und die Gefahr einer sukzessiven Ausweitung der Regelungs- und Eingriffstiefe, so dass sich zusätzliche Ineffizienzen und Regulierungsrisiken ergeben.

- **Zentrale Kapazitätsmärkte** sind ggf. ein geeignetes Instrument, wenn von einem Marktversagen ausgegangen wird und / oder die Politik eine Absicherung der Versorgungssicherheit durch inländische gesicherte Leistung (vorrangig) auf Basis von konventionellen Erzeugungsanlagen für erforderlich hält. Sowohl beim zentralen, umfassenden als auch beim zentralen, fokussierten Kapazitätsmarkt handelt es sich um eine staatliche Intervention von erheblicher Intensität. Es wird nicht nur eine zusätzliche Nachfrage nach (gesicherter) Leistung geschaffen, die durch den Staat bzw. eine zuständige Behörde unabhängig von den Präferenzen der Verbraucher festgelegt wird, sondern der Staat wird bei zentralen Kapazitätsmärkten als Nachfrager von (gesicherter) Leistung de facto zu einem Marktteilnehmer. Zugleich legt er für die Anbieter die Bedingungen der Teilnahme fest und muss darüber hinaus zahlreiche Konkretisierungen zum Markt- und Produktdesign sowie Präqualifikationsregeln, Kontroll- und Sanktionsmechanismen vornehmen. Neben einem Aufbau von dauerhaften Überkapazitäten, die direkt zu zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten führen, sind erhebliche Ineffizienzen aufgrund der erforderlichen Regulierungstiefe und erheblicher Regulierungsrisiken zu erwarten. Die dynamische Effizienz und das Innovationspotenzial von Wettbewerbsmärkten werden in erheblichem Umfang eingeschränkt.

Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Aus den Ergebnissen der Analysen zur Funktionsfähigkeit des EOM sowie den Auswirkungen und Herausforderungen von Kapazitätsmechanismen leiten wir die folgenden Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen ab:

Das heutige Marktdesign auf Basis eines EOM ist ohne Kapazitätsmechanismus grundsätzlich funktionsfähig und gewährleistet als optimierter **EOM (EOM 2.0)** eine sichere und effiziente Versorgung der Verbraucher gemäß deren Präferenzen. Eine Einführung von Kapazitätsmärkten ist daher nicht erforderlich. Es sollten jedoch in den nächsten Jahren einige Maßnahmen zur Optimierung des ‚Energy Only‘ Marktes realisiert werden. Durch einen Abbau von Hemmnissen und Fehlanreizen kann die Effizienz in einem EOM 2.0 weiter erhöht werden. Insbesondere empfehlen wir

- eine Prüfung und Weiterentwicklung der Marktregeln des Bilanzkreis- und Ausgleichensystems und des Regelleistungsmarktes sowie
- einen Abbau von potenziellen Hemmnissen für die Erschließung von Nachfrageflexibilität und von weiteren Flexibilitätsoptionen.

Für den politischen Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung der Stromversorgung empfehlen wir die Einführung einer Kapazitätsreserve als Ergänzung des EOM 2.0. So können auch Herausforderungen beim Ausstieg aus der Kernenergie, Verzögerungen beim erforderlichen Ausbau der Netzinfrastuktur und der Vollendung des europäischen Binnenmarktes für Strom sowie einer sukzessiven Umstellung des Erzeugungssystems auf erneuerbare Energien (als eine Klimaschutzmaßnahme) in einer Übergangsphase adressiert werden. Bis zur Umsetzung des erforderlichen Netzausbaus kann die Kapazitätsreserve zusätzlich die für einen sicheren Betrieb des Stromnetzes erforderliche Netzreserve ergänzen oder auch ersetzen. Bei der Ausgestaltung der Kapazitätsreserve sollten insbesondere die Regeln bei der Beschaffung und beim Einsatz so ausgestaltet werden, dass Beeinträchtigungen des wettbewerblichen Strommarktes weitgehend ausgeschlossen werden. Von zentraler Bedeutung

ist hierfür ein striktes Vermarktungs- und Rückkehrverbot an wettbewerbliche(n) Strommärkte(n) für die Anlagen der Kapazitätsreserve (sog. ‚no way back‘-Regelung).

Sollte dennoch ein Kapazitätsmarkt geschaffen werden, ist ein dezentraler Kapazitätsmarkt einem zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt oder einem zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt vorzuziehen. Während der dezentrale Leistungsmarkt auf bestehenden Marktregeln aufsetzt und die Innovationspotenziale eines technologieoffenen Wettbewerbs im Grundsatz aufrecht erhält, führen zentrale Kapazitätsmärkte zu erheblichen Ineffizienzen und hemmen die Erschließung von Flexibilitätspotenzialen für eine effiziente und effektive Integration der erneuerbaren Energien und einen Umbau des Stromerzeugungssystems. Im Falle einer Einführung eines Kapazitätsmarktes sollte dieser europäisch koordiniert und idealer Weise harmonisiert erfolgen.

Summary

The current market design based on an 'energy only' market (EOM) functions without any capacity mechanism and guarantees a secure supply of the consumers according to their preferences. Key elements of a functioning EOM are the balancing group and balancing energy system, adequate provision of balancing power and so-called 'peak load pricing'. They provide incentives for providing sufficient power individually and allow for refinancing generation capacities and development of flexibility options, e. g. demand side management. This is done to an extent that is necessary for a secure and efficient supply of power. Therefore, implementing capacity markets is not necessary.

An extensive adaptation by a new market design with capacity markets is associated with considerable risks, transaction costs for market players and challenges in the establishment of an adequate regulatory and legal framework in Germany and Europe. The introduction of capacity markets is therefore – depending on the characteristics of the capacity market – of a more or less distinctive experimental nature. Thus, consequences and resulting challenges in practice can only be foreseen to a limited extent. The analysis of alternative market design options with capacity mechanisms shows, that all capacity mechanisms can generally achieve their specific objectives of security of supply. However, as intensity of state interventions and degree of regulation increase, significant inefficiencies and regulatory risks arise.

We recommend retaining the 'energy only' market and implementing measures for its optimization (EOM 2.0) soon. In particular, we recommend an examination and further development of the market rules of the balancing group and balancing energy system and control power markets. Moreover, we suggest reducing potential obstacles to developing demand side flexibility and further flexibility options.

Regarding the political request for an additional backup of power supply, we recommend the introduction of a capacity reserve to complement the EOM 2.0. By that, challenges in the nuclear phase-out, delays in developing necessary grid infrastructure and in completing European electricity market can be addressed. On top of that, it can support the successive conversion of the generating system to renewable energy sources (as the core climate protection measure) in a transitional phase. From a regulatory point of view, the capacity reserve is a low intervention in the market. The rules of the procurement and the use of capacity reserve should particularly be designed such that it does not compromise the competitive electricity market. Therefore it is particularly important that marketing on and returning to competitive electricity markets is strictly prohibited for assets of the capacity reserve (so-called 'no way back'-rule).

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

In Deutschland und weiten Teilen Europas wird seit geraumer Zeit eine intensive Diskussion geführt, ob ein sog. ‚energy only‘-Markt (EOM) ein angemessenes Niveau der Versorgungssicherheit gewährleisten kann oder durch ein Marktdesign mit Kapazitätsmechanismen² ersetzt werden sollte. Als Alternativen werden unterschiedliche Marktdesignoptionen mit Kapazitätsmechanismen diskutiert. Hierzu zählen der zentrale umfassende und der zentrale fokussierte Kapazitätsmarkt, ein dezentraler Leistungsmarkt sowie ein EOM mit Kapazitätsreserve.

In der vorliegenden Studie³ analysieren wir daher insbesondere zentrale Argumente in dieser Diskussion auf ihre theoretische und empirische Relevanz für Deutschland unter Berücksichtigung der Einbindung des deutschen Strommarktes in den europäischen Stromverbund bzw. den europäischen Binnenmarkt für Elektrizität. Zudem analysieren wir in der Studie die Auswirkungen, potenzielle Risiken sowie die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Marktdesignoptionen mit und ohne Kapazitätsmechanismen und analysieren, inwieweit Kapazitätsmechanismen (vermeintliche) Probleme des aktuellen Marktdesigns adressieren können. Abschließend werden wir, vor dem Hintergrund der Ergebnisse, Empfehlungen für die Weiterentwicklung des Marktdesigns geben.

1.1 Begriffsbestimmungen

Im Rahmen dieser Studie definieren wir den Begriff Strommarktdesign bzw. Marktdesign als einen Oberbegriff für die Ausgestaltung eines Strommarktes mit und ohne Kapazitätsmechanismen. Das Marktdesign umfasst das Marktprinzip, wie die Vergütung auf Basis der Energielieferung beim ‚Energy-Only-Markt (EOM)‘ bzw. die zusätzliche Vergütung auf Basis von Leistung bei zentralen und dezentralen Kapazitätsmärkten bzw. die Vorhaltung einer zusätzlichen Reserve zur Absicherung des Strommarktes außerhalb des Marktes. Darüber hinaus umfasst das Marktdesign die erforderlichen rechtlichen und regulatorischen Regelungen (Marktregeln) zur Umsetzung des Marktprinzips. Diese sind bei einem EOM das Ausgleichsenergiesystem, das Bilanzkreissystem sowie Regelungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z. B. Regelleistungsmarkt). Im Marktdesign mit zentralem Kapazitätsmarkt kommen ergänzend das Auktions- und Produktdesign für eine zentrale Beschaffung von gesicherter Leistung hinzu und beim Marktdesigns mit Kapazitätsmärkten (zentral und dezentral) sind darüber hinaus Regelungen für Kontroll- und Sanktionsmechanismen erforderlich. Zentrale Ziele des Marktdesigns gemäß dieser Definition sind nicht weitere Ziele der Energie-, Klima- und Umweltpolitik, wie z. B. die Reduktion der Treibhausgasemissionen, der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Erhöhung des Anteils der KWK-Stromerzeugung und die Umsetzung des avisierten Ausbaus der Netzinfrastruktur. Zur Erreichung entsprechender Ziele stehen weitere flankierende Instrumente und regulatorischen Rahmenbedingungen, wie z. B. das ETS, EEG, KWK-G, Netzausbaugesetzgebung oder Genehmigungsrecht, zur Verfügung. Im Rahmen dieser Studie subsumieren wir diese flankierende Instrumente und regulatorischen Rahmenbedingungen nicht unter den Oberbegriff Marktdesign bzw. Strommarktdesign. Soweit zielführend und relevant, werden wir jedoch auf mögliche Konsequenzen des jeweiligen Marktdesigns für die Erreichung weiterer Ziele der Energie-, Klima- und Umweltpolitik an entsprechenden Stellen eingehen.

² Den Begriff Kapazitätsmechanismen (KM) verwenden wir im Rahmen dieses Gutachtens sowohl für einen Strommarkt mit zentralen oder dezentralen Kapazitätsmärkten als auch für einen Strommarkt, der durch eine Reserve abgesichert wird.

³ Zentrale Ergebnisse dieser Studie wurden in r2b (2014) AP 3 der Leitstudie Strommarkt und r2b (2015) Strommarktdesign der Zukunft aufgegriffen und vertieft.

Im Fokus der Analysen steht bei der Frage nach der Eignung des EOM als zukunftsfähiges Strommarktdesign, ob auf Grundlage der Wirkungsmechanismen des EOM mit einer hohen Wahrscheinlichkeit (Niveau der Versorgungssicherheit) Situationen vermieden werden können, in denen kein Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Markt über Preissignale möglich ist. D. h. Situationen, in denen unfreiwillige Rationierungen von Verbrauchern aufgrund einer zu geringen verfügbaren Erzeugungsleistung unter Berücksichtigung von Lastmanagementpotenzialen erforderlich sind, kommen nicht oder nur mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit vor.

Somit definieren wir Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Rahmen dieser Studie wie folgt:

Versorgungssicherheit bedeutet, dass Verbraucher Strom beziehen können, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher als der Marktpreis (Kosten) ist.

Dieses Konzept von Versorgungssicherheit basiert somit auf den Präferenzen der Verbraucher und wird im Folgenden auch als Versorgungssicherheit gemäß der Präferenzen der Verbraucher bezeichnet.

Bei der Bewertung der Versorgungssicherheit ist zu berücksichtigen, dass es keine vollständige Versorgungssicherheit gibt bzw. diese prohibitiv teuer wäre. Dies gilt unabhängig von der Ausgestaltung des Marktdesigns (mit oder ohne Kapazitätsmechanismen). In der Praxis können (mit einer geringen Wahrscheinlichkeit) Situationen auftreten, in denen kein Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt auf Basis der Preissignale möglich ist, für die jedoch eine Absicherung mit Erzeugungsleistung bzw. Flexibilitätsoptionen volkswirtschaftlich ineffizient wäre. Wie bei lokalen Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Ausfällen von Netzbetriebsmitteln, ist die Ursache allerdings nicht in einer unzureichenden Versorgungssicherheit aufgrund eines Marktversagens zu sehen.

Potenzielle Versorgungseinschränkungen, die sich aus technischen Ausfällen, z. B. von Netzbetriebsmitteln, ergeben sind ebenso wie mögliche Versorgungsunterbrechungen aufgrund einer unzureichenden Vorhaltung von Systemdienstleistungen nicht Gegenstand dieser Studie. So ergeben sich z. B. aufgrund von Ausfällen / Abschaltungen lokaler Netzbetriebsmittel insbesondere im Bereich der Verteilnetze unfreiwillige Versorgungsunterbrechungen, die in Deutschland aktuell bei durchschnittlich etwa 12 Minuten pro Jahr bei Letztverbrauchern liegt.⁴

1.2 Hintergrund

Die Voraussetzungen für das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland und weiten Teilen Europas, einem sog. ‚Energy Only‘-Markt, wurden im Rahmen der Etablierung eines EU-Binnenmarktes für Elektrizität und der wettbewerblichen Organisation der Stromerzeugung auf Grundlage EU-Richtlinie 96/92/EC geschaffen. Durch die Umsetzung dieser EU-Richtlinie in nationale Gesetze haben sich wettbewerbliche Großhandelsmärkte für Strom in Deutschland und anderen Mitgliedsländern der EU sowie weiterer europäischer Länder, wie der Schweiz, etablieren können.

⁴ Aufgrund dieser Versorgungsunterbrechungen ist eine Absicherung der Stromversorgung bei einigen Verbrauchern, bei denen eine Unterbrechung der Stromversorgung zu erheblichen negativen Konsequenzen oder monetären führen würde, eine zusätzliche Absicherung durch sog. Netzersatzanlagen oder alternative Notstromversorgungslösungen erforderlich. Hierzu zählen zum Beispiel Krankenhäuser, Flughäfen und Rechenzentren.

Der Großhandelsmarkt in Deutschland ist dabei durch eine hohe Liquidität, einen intensiven Wettbewerb, eine zunehmend aktive Rolle der Verbraucher und eine starke Integration in den europäischen Markt charakterisiert. U. a. durch den rasanten Ausbau der erneuerbaren Energien, erhebliche Investitionen in den Neubau von konventionellen Kraftwerken sowie einen unerwartet geringen Anstieg des Stromverbrauchs aufgrund der Finanz- und Wirtschaftskrise haben sich in den letzten Jahren erhebliche Überkapazitäten auf dem deutschen und europäischen Strommarkt ergeben. In der Folge sind die aktuellen Erlösmöglichkeiten für Betreiber von konventionellen Kraftwerken gering und insbesondere Betreiber von GuD-Anlagen können ihre Betriebskosten derzeit teilweise nicht erwirtschaften. Neue konventionelle Kraftwerke, bei denen neben der Deckung der Betriebskosten auch die Kapitalkosten refinanziert werden müssen, sind bei den aktuellen Erlösmöglichkeiten von Kraftwerken in der Regel nicht rentabel.

Bei einem EOM ist ein wesentliches Prinzip, dass den Betreibern von Erzeugungsanlagen die erzeugte Energie (Strom) zu den jeweiligen stündlichen Strompreisen am Großhandelsmarkt vergütet wird. Ergänzt wird der EOM durch Marktregeln (z. B. das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem). Die Marktregeln ermöglichen eine Kontrolle, ob Verbraucher bzw. deren Lieferanten sowie Erzeuger ihrer Verpflichtung nachkommen. Verbraucher bzw. deren Lieferanten sind verpflichtet, die erforderlichen Strommengen zur Deckung ihres Bedarfs bzw. zur Belieferung ihrer Kunden am Markt zu beschaffen, und Erzeuger sind verpflichtet, ihre am Markt verkauften Strommengen zu erzeugen bzw. zu liefern. Bei Verletzung dieser Verpflichtungen werden die entsprechenden Marktakteure auf Grundlage der Marktregeln im Rahmen des Ausgleichsenergiesystems sanktioniert, d.h. sie müssen Pönalen zahlen. Der sog. ‚day ahead‘-Markt hat bei diesem Marktdesign die Aufgabe einen Ausgleich von Angebot (geplante / prognostizierte Erzeugung den Folgetag im 15-Minuten-Raster) und Nachfrage (geplanter / prognostizierter Verbrauch für den Folgetag im 15-Minuten-Raster) sicherzustellen. Das Bilanzkreissystem ermöglicht eine eindeutige Zuordnung von beschafften Strommengen, geplanten Stromerzeugungsmengen, geplanten Stromverbrauchsmengen und verkauften Strommengen zu einzelnen Marktteilnehmern im 15-Minuten-Raster. Es schafft somit erst die Möglichkeit einer Kontrolle der Einhaltung der Verpflichtungen von Verbrauchern, Lieferanten und Betreibern von Erzeugungsanlagen. Differenzen zwischen angemeldeten und tatsächlichen Stromverbrauchs- bzw. Stromerzeugungsmengen im 15-Minuten-Raster werden im Rahmen des Ausgleichsenergiesystems abgerechnet. Die Differenzen zwischen angemeldeten und tatsächlichen Stromverbrauchs- bzw. Stromerzeugungsmengen führen zu Ungleichgewichten im Stromversorgungssystem, die durch Regelleistung ausgeglichen werden müssen. D.h. für unvorhersehbare bzw. unvermeidliche Abweichungen zwischen den geplanten / prognostizierten Werten aufgrund von ungeplanten technischen Ausfällen von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Prognosefehlern der Last und der Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energie, die nicht mehr durch Geschäfte am sog. intraday-Markt von den Marktteilnehmern selbst ausgeglichen werden können, wird zentral Regelleistung vorgehalten und im Bedarfsfall abgerufen.⁵ Die Vorhaltung und der Abruf von Regelleistung werden als Systemdienstleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) organisiert. Zu diesem Zweck beschaffen die ÜNB entsprechende Regelleistung auf den Regelleistungsmärkten auf Grundlage eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens.

Weitgehende Einigkeit besteht in der aktuellen Diskussion darüber, dass der ‚day ahead‘- und ‚intraday‘-Markt ergänzt um die Marktregeln eines adäquat ausgestalteten Bilanz- und Ausgleichsenergiesystems und der zentralen Vorhaltung und des Abrufs von Regelleistung ein geeignetes Marktdesign

⁵ Durch die vorgehaltene Regelleistung und den Abruf im Bedarfsfall werden ebenfalls unvermeidliche Abweichungen zwischen momentaner Erzeugung und momentanen Verbrauch innerhalb von 15-Minuten-Perioden ausgeglichen.

für eine effiziente und effektive Koordination von Angebot (Erzeugung) und Nachfrage (Verbrauch) in der kurzen Frist darstellt. D. h. bei gegebenen Erzeugungskapazitäten kann das Marktdesign eines ‚Energy Only‘-Marktes für einen effizienten Einsatz der Erzeugungsanlagen zur Deckung des Verbrauchs (unter Berücksichtigung von Flexibilität auf der Seiten der Verbraucher) sorgen und damit die Versorgungssicherheit in der kurzen Frist, d.h. beim Einsatz der Kapazitäten, gewährleisten.

Im Kern der Diskussion um die Funktionsfähigkeit des EOM sowie Notwendigkeit und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen geht es darum, ob der EOM bei geeigneter Ausgestaltung der Marktregeln auch ein geeignetes Marktdesign für die zukünftige Entwicklung des Stromversorgungssystems ist und ein adäquates Niveau der Versorgungssicherheit, d.h. das Vorhalten der erforderlichen Kapazitäten, sicherstellen kann. Zentral ist somit die Frage, ob der EOM auch ausreichend Anreize für Investitionen in Erzeugungsanlagen bzw. Erschließung von Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Lastmanagementpotenziale und Netzersatzanlagen, schaffen kann. Dieses ist die Voraussetzung, damit auch zukünftig zu jedem Zeitpunkt ausreichend Erzeugungsleistung bzw. alternative Flexibilitätsoptionen für einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Markt verfügbar sind, um zu jedem Zeitpunkt eine sichere Stromversorgung der Verbraucher zu gewährleisten. Zur Diskussion um die Funktionsfähigkeit des EOM wurden zahlreiche wissenschaftliche Untersuchungen erstellt:

A.) Auf der einen Seite wird in wissenschaftlichen Untersuchungen, wie auch im Rahmen dieses Projektes, auf Grundlage detaillierter Analysen der Markt- und Preisbildungsmechanismen dargelegt, dass bei einem EOM über ein sog. ‚peak load pricing‘ ausreichend Anreize gesetzt werden können, um Investitionen in Erzeugungsanlagen und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen in ausreichendem Umfang zu gewährleisten. Dabei wird die Bedeutung der Verpflichtung der Marktteilnehmer zur individuellen Absicherung sowie der Sanktionierung im Rahmen des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems bei Verletzung dieser Verpflichtungen hervorgehoben, die auch im EOM zu einer Vergütung von Leistung bzw. Bereitstellung von Flexibilität bei Verbrauchern in Form von Lastreduktionen und -verschiebungen führt. Wenn eine adäquate Ausgestaltung von Marktregeln des EOM gegeben ist und Marktakteure auf einen Verzicht des Staates auf willkürliche Eingriffe, insbesondere in Form einer Einführung von Preisobergrenzen (sog. ‚price caps‘) vertrauen können, ist die Funktionsfähigkeit des EOM in Bezug auf die Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung der Verbraucher gegeben. Hervorgehoben wird, dass ein Marktdesign auf den Prinzipien des EOM eine effiziente Erschließung von Flexibilitätspotenzialen in einem technologieoffenen Wettbewerb im europäischen Stromverbund ermöglicht und die Innovationspotenziale des Marktes vollständig erhält. Es wird darauf hingewiesen, dass vor dem Hintergrund der avisierten Umstellung des Stromerzeugungssystems auf erneuerbare Energien der technologieoffene Wettbewerb und der Erhalt der Innovationspotenziale des EOM optimale Voraussetzungen für eine effektive und effiziente Integration der erneuerbaren Energien ins Stromversorgungssystem schafft. Die erheblichen Potenziale zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems in Form einer Einbindung der Verbraucher, EE-Anlagen und Netzersatzanlagen in den Markt und die Nutzung von überregionalen Ausgleichseffekten bei Last und Einspeisung EE können optimal erschlossen und genutzt werden. Von einer Einführung von Kapazitätsmechanismen – insbesondere zentralen Kapazitätsmärkten – und somit einem staatlichen Eingriff in den Markt mit einer nicht adäquaten Eingriffsintensität und Regulierungstiefe wird abgeraten, weil ein solcher Eingriff mit erheblichen Ineffizienzen, zusätzlichen Kosten für Verbraucher sowie Regulierungsrisiken verbunden sein kann. Insbesondere bei zentralen Kapazitätsmärkten ergeben sich zahlreiche Herausforderungen bei der Einbindung von Verbrauchern, EE-Anlagen und Netzersatzanlagen in den Markt. Als Konsequenz kommen die Untersuchungen zu dem Ergebnis, dass die Beibehaltung des aktuellen Marktdesigns bei einer Anpassung ausgewählter Marktregeln zu empfehlen ist. Die Versorgungssicherheit der Verbraucher kann dabei gewährleistet werden. Für den politischen Wunsch nach einer zusätzliche Absicherung des Strommarktes, ist eine Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarktes ein geeigneter Kapazitätsmechanismus zur Absiche-

rung der Stromversorgung ohne Rückwirkungen auf den EU-Binnenmarkt.⁶ Bei einer Kapazitätsreserve, angelehnt an das Konzept der strategischen Reserve, wird Leistung von Kraftwerken außerhalb des Strommarktes beschafft und vorgehalten. Die Erzeugungsleistung der Kapazitätsreserve wird nur eingesetzt, wenn sich tatsächlich eine Situation ergeben sollte, bei der ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt nicht möglich ist. Die Kapazitätsreserve stellt somit ausschließlich ein Sicherheitsnetz für den Strommarkt dar. Die Kosten für die Beschaffung sind über eine Kapazitätsumlage zu zahlen.⁷

B.) Auf der anderen Seite wird in wissenschaftlichen Untersuchungen von Befürwortern einer Einführung von Kapazitätsmärkten die Funktionsfähigkeit bzw. Eignung eines EOM im Hinblick auf die Setzung von adäquaten Anreizen für ausreichend Investitionen in Erzeugungsanlagen und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen bezweifelt. Die vorgebrachten Argumente sind dabei sehr zahlreich und unterscheiden sich insbesondere zwischen Befürwortern unterschiedlicher Ansätze der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten teilweise erheblich.

Einerseits wird argumentiert, dass bei einem EOM klassische Ursachen für Marktversagen gemäß der ökonomischen Theorie gegeben sind, die einen staatlichen Eingriff erforderlich machen bzw. rechtfertigen können:^{8,9}

- **Externe Effekte** bei Verbrauchern und Betreibern von Erzeugungsanlagen: Argumentiert wird, dass sich weder Verbraucher noch Betreiber von Erzeugungsanlagen in Situationen, in denen kein Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt möglich ist, durch individuelle Absicherung wirksam gegenüber Stromausfällen bzw. Abschaltung von einzelnen (unterlagerten) Netzen absichern können. In der Konsequenz sind die Anreize für eine individuelle Absicherung zu gering und das resultierende Niveau der Versorgungssicherheit niedriger als das volkswirtschaftlich optimale Niveau der Versorgungssicherheit. Es wird zudem geschlussfolgert, dass Versorgungssicherheit ein **öffentliches Gut** ist.
- **Marktmacht** in sog. Knappheitssituationen: Argumentiert wird, dass eine inhärente Tendenz zur Ausübung von Marktmacht auf dem Großhandelsmarkt für Strom als klassische Ursache für Marktversagen gemäß der ökonomischen Theorie gegeben ist. Auf Grundlage von Annahmen einer sehr geringen Preiselastizität der Nachfrage bzw. fehlende Einbindung der Verbraucher in den Markt, einer hohen Kapitalintensität (Anteil von Kapital- zu Betriebskosten) für Neubauten von Erzeugungsanlagen sowie Realisierungsdauern von einem bis mehreren Jahren bei neuen Kraftwerken wird ein erhebliches Potenzial zur Ausübung von Marktmacht in einem EOM gesehen.

Andererseits wird argumentiert, dass aufgrund von erheblichen Unsicherheiten für Investitionen in Erzeugungsanlagen und für die Erschließung von Flexibilitätsoptionen entsprechende Investitionen in einem EOM nicht getätigt werden oder mit erheblichen Zusatzkosten aufgrund von Risikoaufschlägen bei Renditeerwartungen verbunden sind. Wiederum wird auf Grundlage der Annahme einer sehr geringen Preiselastizität der Nachfrage bzw. fehlenden Einbindung der Verbraucher in den Markt unterstellt, dass sich Investitionen in Erzeugungsanlagen bei einem EOM im Rahmen eines ‚peak

⁶ Vgl. Nicolosi, M. (2012a), Nicolosi, M. (2012b), Consentec GmbH (2012), Cervigni, G. & Niedrig, T. (2011), DICE (2012), r2b energy consulting (2014), Frontier Economics / Consentec (2014), Frontier Economics / Formaet (2014).

⁷ Vgl. BMU et al. (2013b).

⁸ Vgl. z. B. Cramton, P./Ockenfels, A. (2011).

⁹ Vgl. z. B. Joskow, P. (2006).

load pricings‘ über erhebliche Preisspitzen in einzelnen sehr seltenen Situationen refinanzieren müssen. Drei mögliche Arten von Risiken werden in diesem Bereich genannt:¹⁰

- **Unsicherheiten über die Höhe und Häufigkeit von Preisspitzen** würden zu Risiken für Investoren führen, die entweder hohe Risikoaufschläge bei Renditeerwartungen verursachen oder sogar prohibitiv sind, so dass Investitionen nicht getätigt werden.
- Inhärente Anpassungsverzögerungen bei der Ausweitung (bzw. Anpassung) der Erzeugungsleistung sowie Inflexibilität auf Seiten der Verbraucher führen zu **sog. ‚boom & bust cycles‘**. Aus diesen ergeben sich erhebliche Marktrisiken für Investoren in Erzeugungsanlagen mit der Folge von hohen Risikoaufschlägen bei Renditeanforderungen, Attentismus bei Investitionen und in letzter Konsequenz potenziell Situationen, in denen kein Ausgleich von Angebot und Nachfrage über den Preismechanismus auf dem Strommarkt möglich ist.
- Durch die Gefahr von staatlichen Eingriffen bei hohen Preisspitzen auf dem Großhandelsmarkt ergibt sich die Gefahr des sog. **‚missing money‘-Problems**. Bei einer Einführung von (zu niedrigen) Preisobergrenzen auf dem Großhandelsmarkt haben Investoren in Erzeugungsanlagen keine Möglichkeit, ihre Kapitalkosten über die Erlöse bei entsprechenden Preisspitzen in ausreichendem Umfang zu refinanzieren. Entsprechend werden diese Investitionen nicht oder in einem zu geringen Umfang getätigt. Beim ‚missing money‘-Problem wird somit ein potenzielles Marktversagen durch staatliche Eingriffe bzw. die Gefahr von Eingriffen in die Preisbildung eines EOM befürchtet.

Zudem werden weitere Argumente in der Diskussion gegen die Beibehaltung des aktuellen Marktdesigns bzw. die Notwendigkeit einer Einführung von Kapazitätsmechanismen vorgebracht. Hierzu zählen:

- Notwendigkeit der Verbesserung der Erlössituation für Betreiber von Erzeugungsanlagen im aktuellen Marktumfeld;¹¹
- Notwendigkeit der Setzung von regionalen Allokationssignalen für den Bau von neuen Erzeugungsanlagen aufgrund der vorhandenen Netzengpässe zwischen Nord- und Süddeutschland.

Schließlich wird von einigen beteiligten Diskutanten die Position vertreten, dass die Politik dafür Sorge tragen sollte, Versorgungssicherheit auch in einem europäischen Stromverbund in jeder Situation durch ausreichend gesicherte Erzeugungsleistung im Inland (sog. „Versorgungssicherheit bei nationaler Autarkie“) zu gewährleisten.

Die vorgeschlagenen Ausgestaltungsvarianten von Kapazitätsmärkten sind ebenso unterschiedlich, wie die zuvor dargestellten Begründungen für deren Einführung. Von zentraler Bedeutung in der aktuellen Diskussion sind dabei ein dezentraler Leistungsmarkt sowie ein zentraler umfassender und ein zentraler fokussierter Kapazitätsmarkt.

¹⁰ Vgl. Cramton, P./Ockenfels, A. (2011), Joskow, P. (2006), BET (2011) und EWI (2012)

¹¹ Vgl. Öko-Institut / LBD / RAUE LLP (2012).

- Bei einem **dezentralen Kapazitätsmarkt (auch dezentraler Leistungsmarkt genannt)** werden den Marktteilnehmern zusätzliche Verpflichtungen im Rahmen des Bilanzkreissystems auferlegt. Verbraucher bzw. deren Lieferanten müssen nicht nur ausreichend Strom beschaffen, um ihren Verbrauch bzw. den Verbrauch ihrer Kunden decken zu können, sondern sie müssen zusätzlich sog. Versorgungssicherheitsnachweise (VSN) in Höhe ihres Verbrauchs bzw. ihrer Lieferverpflichtung auf einem Leistungsmarkt kaufen. Potenzielle Anbieter von VSN sind Betreiber von Erzeugungsanlagen. Können Verbraucher bzw. deren Lieferanten nicht nachweisen, ausreichend VSN gekauft zu haben, müssen sie Pönalen zahlen. Können Betreiber von Erzeugungsanlagen nicht nachweisen, dass ihre verkauften VSN tatsächlich durch verfügbare Kraftwerksleistung gedeckt ist, müssen auch sie Pönalen zahlen. Die Kosten für die Beschaffung der VSN sind von den Verbrauchern bzw. deren Lieferanten, die die Kosten an die belieferten Verbraucher weitergeben, zu zahlen.¹²
- Bei **zentralen Kapazitätsmärkten** bestimmt der Staat bzw. die zuständige Regulierungsbehörde, wie viel (gesicherte) Leistung im Stromversorgungssystem erforderlich ist und beschafft diese (gesicherte) Leistung über Ausschreibungsverfahren. Dabei muss der Staat bzw. die zuständige Behörde umfängliche Regeln zu Teilnahmemöglichkeiten und zum Ausschreibungsdesign¹³ festlegen sowie Kontroll- und Sanktionsmechanismen definieren, um die Erfüllung der eingegangenen Verpflichtungen bezuschlagter Anbieter sicherzustellen. Bezuschlagte Anbieter erhalten im Gegenzug fixe Kapazitätzahlungen in Abhängigkeit der Dauer der Verpflichtungsperiode über ein oder mehrere Jahre. Der wesentliche Unterschied zwischen dem **zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt** und dem **zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt** ergibt sich durch die Definition von Teilnahmemöglichkeiten. Während beim zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt angestrebt wird, möglichst alle potenziellen Anbieter von (gesicherter) Leistung einzubeziehen, werden beim zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt über die Definition von Zugangsvoraussetzungen nur ausgewählte Anbieter für eine Teilnahme zugelassen. Einerseits werden im Segment Bestandsanlagen nur Anbieter zugelassen, deren Anlagen nach Einschätzung der zuständigen Behörde stilllegungsbedroht sind. Andererseits werden im Segment Neuanlagen nur Anbieter zugelassen, deren Anlagen bestimmte Kriterien, wie z. B. eine geringe CO₂-Intensität und technische Eigenschaften für eine hohe Flexibilität beim Einsatz, erfüllen. Die Kapazitätzahlungen sind bei allen zentralen Kapazitätsmärkten über eine Kapazitätsumlage von den Verbrauchern zu refinanzieren.¹⁴

1.3 Aufgabenstellung und Aufbau der Studie

Ziel dieser Studie ist vor diesem Hintergrund insbesondere folgende zentrale Aspekte zu untersuchen:

- Eignung des aktuellen Marktdesigns zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung der Stromverbraucher und zur Bewältigung der Herausforderungen bei der avisierten sukzessi-

¹² Vgl. enervis / BET (2013)

¹³ Beim Ausschreibungsdesign sind z. B. Häufigkeit der Ausschreibungen, der Verpflichtungszeitraum für erfolgreiche Anbieter, die Vorlaufzeit (Zeitraum zwischen Ausschreibung bzw. Zuschlagsentscheidung und Verpflichtungszeitraum) und die Vergütungs- und Zuschlagsregeln festzulegen.

¹⁴ Vgl. EWI (2012) und Öko-Institut / LBD / RAUE LLP (2012).

ven Umstellung der Stromerzeugungssysteme auf erneuerbare Energien sowie Identifikation der Anpassungsanforderungen bei Beibehaltung des aktuellen Marktdesigns.

- Auswirkungen und Herausforderungen der vier diskutierten Vorschläge für die Einführung eines Marktdesigns mit Kapazitätsmechanismen (Kapazitätsreserve, Dezentraler Kapazitätsmarkt, Zentraler umfassender Kapazitätsmarkt und zentraler fokussierter Kapazitätsmarkt) sowie deren Eignung für die Gewährleistung einer sicheren Versorgung der Stromverbraucher und zur Bewältigung der Herausforderungen bei der avisierten sukzessiven Umstellung der Stromerzeugungssysteme auf erneuerbare Energien.

Auf Grundlage der Analysen sind der aktuelle Handlungsbedarf, insbesondere ein möglicher Bedarf für die Einführung von Kapazitätsmärkten, zu identifizieren und Empfehlungen für die Weiterentwicklung des aktuellen Marktdesigns abzuleiten.

Bei den Auswirkungen und Herausforderungen von Kapazitätsmechanismen sowie deren Eignung als zukunftsfähiges Marktdesign stehen die folgenden Aspekte im Fokus der Analysen:

- **Effektivität des Marktdesigns:**
 - Ist das jeweilige Marktdesign geeignet, eine sichere Versorgung der Verbraucher (gemäß der vorherigen Definition) zu gewährleisten?
 - Können Ziele im Bereich Versorgungssicherheit sowie weiteren Bereichen, die den jeweiligen Vorschlägen zur Ausgestaltung des Marktdesigns eigen sind, durch das jeweilige Marktdesign wirksam erreicht werden?
- **Effizienz des Marktdesigns:**
 - Welche zusätzlichen direkten volkswirtschaftlichen Kosten ergeben sich durch die Einführung des jeweiligen Marktdesigns (gegenüber dem EOM 2.0), insbesondere aufgrund von zusätzlichen Zielen im Bereich der Versorgungssicherheit sowie weiteren Bereichen, die den jeweiligen Vorschlägen zur Ausgestaltung des Marktdesigns eigen sind?
 - Welche Gefahren von zusätzlichen indirekten volkswirtschaftlichen Kosten (gegenüber dem EOM 2.0) sind aufgrund von möglichen Regulierungsanforderungen und damit verbunden regulatorischen Risiken gegeben?
- **Europäische Einbindung:**
 - Wie erheblich sind die Auswirkungen des jeweiligen Marktdesigns auf den Wettbewerb innerhalb des EU-Binnenmarktes für Strom bzw. des europäischen Stromverbundes?
 - Welche Möglichkeiten und Chancen bestehen für das jeweilige Marktdesign für eine europäische Koordinierung bzw. Harmonisierung?
- **In wie weit kann das jeweilige Marktdesign Herausforderungen im weiteren Bereichen adressieren? Hierzu zählen u. a.:**

- Erschließung von Flexibilitätsoptionen für eine effektive und effiziente Integration der erneuerbaren Energien
- Reduktion von Risiken für Investoren in konventionelle Kraftwerke;
- Vermeidung einer Ausübung von Marktmacht;
- Setzung von regionalen Allokationssignalen zur Behebung von aktuellen Netzengpässen im Übertragungsnetz.

Nicht im Fokus der Analysen steht die Frage, in wie weit das jeweilige Strommarktdesign einen Beitrag zu weiteren Zielen der Energie-, Klima- und Umweltpolitik leisten kann.

Die Studie ist wie folgt aufgebaut:

- In **Kapitel 2** werden wir die Eignung des aktuellen Marktdesigns zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung der Stromverbraucher analysieren. Zu diesem Zweck werden wir zunächst die Marktregeln, Funktionsweise und Wirkungsmechanismen eines EOM darstellen. Anschließend werden wir mögliche Ursachen für ein Marktversagen und weitere Argumente für die Anpassung des aktuellen Marktdesigns diskutieren. Abschließend werden wir ein Zwischenfazit zur Funktionsfähigkeit des EOM und zur Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen ziehen.
- In **Kapitel 3** werden wir Auswirkungen und Herausforderungen der unterschiedlichen Ausgestaltungsoptionen von Kapazitätsmechanismen sowie deren jeweiligen Eignung für die Gewährleistung einer sicheren Versorgung der Stromverbraucher sowie zur Bewältigung der Herausforderungen bei der avisierten sukzessiven Umstellung der Stromerzeugungssysteme auf erneuerbare Energien diskutieren. Zu diesem Zweck werden wir zunächst wesentliche Elemente und Ziele der Vorschläge darstellen. Anschließend werden wir die Ergebnisse unserer Analysen zu Auswirkungen und Herausforderungen darstellen. Abschließend werden wir ein Zwischenfazit ziehen.
- Abschließend werden wir in **Kapitel 4** unsere Schlussfolgerungen darstellen, möglichen Handlungsbedarf aufzeigen und Empfehlungen zu Anpassungen des aktuellen Marktdesigns geben um die Effizienz des aktuellen Marktdesigns zu erhöhen.

Im **Anhang** werden wir die Ausgestaltung des aktuellen Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems darstellen, den Einsatz von Lastmanagement bei industriellen Verbrauchern analysieren und Eckpunkte bei der Ausgestaltung einer Kapazitätsreserve darstellen.

2 Eignung des EOM für die Gewährleistung einer sicheren Versorgung der Verbraucher

Zur Beurteilung der Eignung des aktuellen Marktdesigns für die Gewährleistung einer sicheren und effizienten Versorgung der Verbraucher ist es einerseits erforderlich, die Wirkungsmechanismen und Funktionsweisen des EOM sowie die diesen zugrundeliegenden Marktregeln zu untersuchen. Andererseits ist es erforderlich die Bedeutung und Evidenz von möglichen Ursachen für ein potenzielles Marktversagen zu untersuchen, um ein solches ausschließen zu können.

Die für die Funktionsfähigkeit eines EOM zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung der Verbraucher zentralen Marktregeln und Funktionsweisen müssen gewährleisten, dass:

- ein diskriminierungsfreier Zugang aller Kapazitäten (Erzeuger und Lastmanagement) zu einer ausreichend dimensionierten Netzinfrastruktur gewährt wird;
- die Wirkungsmechanismen des Marktes sowohl kurzfristig als auch mittel- bis langfristig jederzeit einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage gewährleisten können;
- jederzeit eine ausgeglichene Leistungsbilanz besteht;
- individuell unausgeglichene Leistungsbilanzen identifiziert und adäquat abgerechnet werden (sodass ausreichende Anreize zur Bilanzkreistreue bestehen);
- mögliche Ursachen für ein Marktversagen und ggf. weitere Ursachen für die Notwendigkeit einer Anpassung des Marktdesigns ausgeschlossen werden können.

Wenn diese Bedingungen heute und zukünftig bei der avisierten Transformation des Stromversorgungssystems gewährleistet sind, besteht keine Notwendigkeit eines staatlichen Eingriffs zu einer grundlegenden Anpassung des Marktdesigns, um eine sichere und effiziente Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten.

2.1 Marktregeln, Funktionsweise und Wirkungsmechanismen

Bei einem EOM ist ein wesentliches Prinzip, dass den Betreibern von Erzeugungsanlagen die erzeugte Energie (Strom) zu den jeweiligen stündlichen Strompreisen am Großhandelsmarkt vergütet wird. Ergänzt wird der EOM durch Marktregeln (z. B. das Bilanzkreis- und Ausgleichensystem). Die Marktregeln ermöglichen eine Kontrolle, ob Verbraucher bzw. deren Lieferanten sowie Erzeuger ihren Verpflichtungen nachkommen. Das Bilanzkreissystem ermöglicht eine eindeutige Zuordnung von beschafften Strommengen, geplanten Stromerzeugungsmengen, geplanten Stromverbrauchsmengen und verkauften Strommengen zu einzelnen Marktteilnehmern. Es schafft somit die Grundlage, um die Einhaltung der Verpflichtungen von Verbrauchern, Lieferanten und Betreibern von Erzeugungsanlagen zu kontrollieren. Differenzen zwischen angemeldeten und tatsächlichen Stromverbrauchs- bzw. Stromerzeugungsmengen werden im Rahmen des Ausgleichensystems abgerechnet.

2.1.1 Marktregeln

Die Liberalisierung des Strommarktes hat die Voraussetzungen für eine wettbewerbliche Organisation des Ausgleichs von Angebot (Stromerzeugung) und Nachfrage (Stromverbrauch) auf Grundlage von bilateralem Handel zwischen Marktakteuren und Börsengeschäften geschaffen. Für einen wettbewerblich organisierten Strommarkt müssen unterschiedliche Voraussetzungen erfüllt sein und rechtliche Rahmenbedingungen gesetzt werden, die im Rahmen der Liberalisierung geschaffen und im Zeitverlauf weiterentwickelt wurden. Hierzu zählen im Wesentlichen:

- Die Verfügbarkeit einer ausreichend dimensionierten Netzinfrastruktur sowie ein diskriminierungsfreier Zugang zu dieser Netzinfrastruktur.
- Marktregeln, die einen Ausgleich von unvermeidbaren Abweichungen zwischen Einspeisungen ins Netz und Entnahmen aus dem Netz zu jedem Zeitpunkt gewährleisten können.

- Marktregeln, die es ermöglichen, die Einhaltung der von Stromverbrauchern, Lieferanten und Stromerzeugern im Rahmen von bilateralen Verträgen und Börsengeschäften eingegangenen Verpflichtungen wirksam zu kontrollieren und im Falle einer Nicht-Einhaltung der Verpflichtungen zu sanktionieren.

Netzinfrastuktur und Netznutzungsmöglichkeiten

Die Versorgung / Belieferung von Verbrauchern mit Strom erfordert neben der Erzeugung des Stroms eine entsprechende Netzinfrastuktur. Der erzeugte Strom muss von den Erzeugungsanlagen zu den Verbrauchern transportiert werden. Dieses erfolgt aufgrund der Kostenvorteile über vermaschte Netze (anstelle einer jeweils direkten Verbindungsleitung), die ein sog. natürliches Monopol darstellen. Das Übertragungsnetz dient dabei dem weiträumigen Transport des Stroms von den Erzeugungsanlagen zu den Verbrauchszentren. Die Verteilnetze übernehmen die Aufgabe des regionalen und lokalen Transportes des Stroms an die Verbraucher. Ein Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Erzeugungs- bzw. Versorgungsunternehmen ist nur möglich, wenn der erzeugte bzw. beschaffte Strom auch über die Netzinfrastuktur an Verbraucher geliefert werden kann. Neben der Verfügbarkeit der Netzinfrastuktur muss auch ein diskriminierungsfreier und transparenter Zugang zur Netzinfrastuktur für Erzeuger, Verbraucher und Stromlieferanten gewährleistet sein, um einen funktionierenden Wettbewerb ohne Markteintrittsbarrieren zu ermöglichen.

Eine wettbewerbliche Organisation des Handels und des Vertriebs von Strom setzt daher einen diskriminierungsfreien und transparenten Zugang für Verbraucher und Erzeuger zur Netzinfrastuktur sowie eine ausreichende Dimensionierung der Übertragungs- und Verteilnetze voraus, so dass Wettbewerb innerhalb eines Marktes bzw. Marktgebiets zwischen Betreibern von Erzeugungsanlagen durch Netzengpässe nicht eingeschränkt wird.

In Deutschland ist dieser diskriminierungsfreie und transparente Netzzugang sowie die erforderliche Anpassung der Netzinfrastuktur durch entsprechende Regelungen des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV), die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sowie weiteren rechtliche Regelungen, wie der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV), grundsätzlich gewährleistet.

Ausregelungen von Ungleichgewichten der Leistungsbilanz und Regelleistungsmärkte

Eine stabile und zuverlässige Stromversorgung der Verbraucher mit einem hohen Niveau der Versorgungsqualität erfordert zugleich, dass zu jedem Zeitpunkt die Einspeisungen ins Netz den Entnahmen aus dem Netz (zzgl. Netzverluste) entsprechen. Da elektrische Energie nicht im Stromnetz speicherbar ist, muss ein physischer Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im Saldo über alle Erzeuger und Verbraucher in jedem Moment gewährleistet sein. Da Abweichungen zwischen geplanten Erzeugungs- und geplanten Verbrauchsmengen sowie den jeweils tatsächlich realisierten Erzeugungs- und Verbrauchsmengen durch ungeplante Ausfälle von Anlagen und Prognosefehler bei Einspeisung und Verbrauch unvermeidlich sind, müssen kurzfristige Anpassungen zum Ausgleich von Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch vorgenommen werden. Auf Basis von bilateralen Handelsgeschäften auf Märkten für Strom ist ein solcher Ausgleich in der sehr kurzen Frist und in jedem Augenblick nur eingeschränkt möglich und würde bei einem individuellen Ausgleich zu erheblichen Kosten führen. Die Aufgabe des wettbewerblichen Strommarktes ist daher nicht der physische Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt, sondern der bilanzielle Ausgleich von geplanter / prognostizierte Erzeugung und geplantem / prognostiziertem Verbrauch innerhalb einer sog. Bilanzierungs- bzw. Fahrplanperiode von 15-Minuten durch bilaterale Handelsgeschäfte bis zum sog. ‚gate closure‘. Abweichungen von geplanter / prognostizierter Erzeugung und geplan-

tem / prognostiziertem Verbrauch werden im Saldo durch die Vorhaltung und den Abruf von Regelleistung (als Systemdienstleistungen der Übertragungsnetzbetreiber) ausgeglichen.

Eine wettbewerbliche Organisation des Handels und des Vertriebs von Strom setzt somit entsprechende Systemdienstleistungen voraus, die unvermeidbare Abweichungen zwischen tatsächlichen Einspeisungen ins Netz und Entnahmen aus dem Netz infolge von kurzfristigen Kraftwerksausfällen sowie unvermeidbaren Prognosefehlern der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien kurzfristig ausgleichen können.

In Deutschland erfolgt dieser Ausgleich (im sog. Netzregelverbund) durch die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Dazu beschaffen sie auf Basis von wettbewerblich organisierten Ausschreibungsverfahren Regelleistung unterschiedlicher Qualitäten (Primär- und Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung) und rufen sie im Bedarfsfall entsprechend ab. Die Kosten der Vorhaltung von Regelleistung werden auf die Netznutzungsentgelte umgelegt und die Kosten des Abrufs werden auf die die Abweichungen verursachenden Marktteilnehmer umgelegt.

Individuelle Verpflichtung für eine ausgeglichene Leistungsbilanz und Vorsorge

In einem Stromversorgungssystem mit einem vermaschten Netz ist eine eindeutige physische Zuordnung von erzeugten Strommengen zu verbrauchten Strommengen nicht möglich. Somit können Marktteilnehmer nicht individuell prüfen, ob der jeweilige Vertragspartner seine Verpflichtungen zur Lieferung erfüllt hat bzw. die vereinbarte Abnahmemenge eingehalten wurde. Daher ist eine bilanzielle Zuordnung auf Basis der tatsächlichen Erzeugung und des tatsächlichen Verbrauchs erforderlich, um eine Abrechnung zwischen Marktakteuren und im Falle von Abweichungen zwischen tatsächlich beschafften und tatsächlich gelieferten Mengen zwischen Marktakteuren und den für den Ausgleich verantwortlichen ÜNB zu ermöglichen. Andernfalls könnten Verbraucher Strom aus dem Netz beziehen, den sie oder ihr Lieferant nicht am Markt beschafft hat, bzw. Betreiber von Erzeugungsanlagen den Lieferanten von Endkunden Strom in Rechnung stellen, den sie nicht erzeugt haben.

Eine wettbewerbliche Organisation des Handels und des Vertriebs von Strom macht somit auf der einen Seite eine bilanzielle Erfassung von Erzeugungs- und Verbrauchsmengen sowie auf der anderen Seite eine Abrechnung von Differenzmengen der einzelnen Marktakteure zwischen geplanten und realisierten Mengen erforderlich.

In Deutschland werden diese Aufgaben durch das sog. Bilanzkreissystem (Erfassung und Kontrolle) und das Ausgleichsenergiesystem (Abrechnung) übernommen. Für die Bilanzkreisverantwortlichen besteht die Pflicht, auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen ausgeglichene Fahrpläne anzumelden und einzuhalten (Pflicht zur Bilanzkreistreue). Bis 14:30 Uhr des Vortages müssen Bilanzkreisverantwortliche (BKV) ausgeglichene Fahrpläne beim jeweiligen Regelzonenverantwortlichen abgeben, in denen die geplanten bzw. tatsächlichen Verbrauchsmengen, die geplanten und tatsächlichen Erzeugungsmengen sowie vereinbarten Lieferungen mit anderen Bilanzkreisen im In- und Ausland erfasst werden. Jeder Erzeuger und jeder Verbraucher bzw. Lieferant muss dabei einem Bilanzkreis zugeordnet sein. Die Fahrpläne berücksichtigen auf der einen Seite den geplanten Verbrauch am Erfüllungstag in 15-Minutenintervallen (Fahrplanperioden) und auf der anderen Seite die geplante Deckung des Verbrauchs (Eigenerzeugung, Börsengeschäfte, OTC-Geschäfte). Die Fahrpläne können von den BKV bis kurz vor physischer Erfüllung angepasst werden. Da spätere Abweichungen bei den angemeldeten Verbrauchs- und/oder Erzeugungsmengen, z. B. aufgrund von Prognosefehlern beim Verbrauch oder kurzfristigen, ungeplanten Ausfällen von Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen, in der Regel am Vortag nicht vollständig vermieden werden können, müssen die zuständigen

Bilanzkreisverantwortlichen solche Abweichungen bis kurz vor der physischen Erfüllung durch Geschäfte z. B. auf dem ‚intraday‘-Markt oder Anpassungen innerhalb ihrer Bilanzkreise ausgleichen. Sollten Abweichungen bestehen bleiben oder sind Abweichungen noch kurzfristiger Natur, werden physische Abweichungen durch den zentralen Abruf vorgehaltener Regelleistung (Primär- und Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung) ausgeglichen, die von den ÜNB auf den Regelleistungsmärkten beschafft werden. Den Bilanzkreisen werden Kosten für Fahrplanabweichungen über das Ausgleichsenergiesystem in Rechnung gestellt. Das Ausgleichsenergiesystem dient dabei ausschließlich als Abrechnungssystem der Bilanzkreisverantwortlichen mit den ÜNB für zu viel und zu wenig eingespeiste bzw. entnommene elektrische Energie in bzw. aus dem Netz.¹⁵ Die durch die Abrechnung im Rahmen des Ausgleichsenergiesystems für die Bilanzkreisverantwortlichen entstehenden Kosten sind der zentrale Anreiz zur Bilanzkreistreue. Durch die letzte Festlegung der Bundesnetzagentur zur Ausgleichsenergieabrechnung im Jahr 2012¹⁶ ist insbesondere gewährleistet, dass Bilanzkreisunterdeckungen infolge eines zu geringen Strombezugs stets mindestens genauso teuer wie der Strombezug am Großhandelsmarkt (im stündlichen, kontinuierlichen intraday Handel) ist.

2.1.2 Funktionsweise und Wirkungsmechanismen beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage in der kurzen Frist

Auf dem Großhandelsmarkt für Strom wird über den Preis ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage hergestellt. Anbieter sind (in letzter Instanz) in- und ausländische Betreiber von Erzeugungsanlagen. Diese bieten Strom in einem wettbewerblichen Markt zu variablen Erzeugungskosten ihrer Anlagen (kurzfristige Grenzkosten der Erzeugung) an. Nachfrager sind (in letzter Instanz) die Stromverbraucher, d. h. industrielle und gewerbliche Stromverbraucher sowie private Haushaltskunden.

Angebots- und Nachfragekurve

In der kurzen Frist ist das maximale Angebot auf dem Strommarkt durch die einsetzbare Erzeugungslleistung beschränkt, während die Nachfrage nach Strom täglichen, wöchentlichen und monatlichen Zyklen unterliegt. Die maximal einsetzbare Erzeugungslleistung entspricht der installierten Erzeugungslleistung unter Berücksichtigung von Einschränkungen in der Verfügbarkeit. Einschränkungen ergeben sich z. B. durch Revisionen oder technische Ausfälle von Erzeugungsanlagen. Zusätzlich ist insbesondere bei Stromerzeugungssystemen mit hohen Anteilen von fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) zu berücksichtigen, dass die (maximal mögliche) Erzeugung der verfügbaren Erzeugungslleistung, wie z. B. bei Windenergie- und PV-Anlagen, von meteorologischen Bedingungen abhängt.

Die **Angebotskurve auf dem Strommarkt** ergibt sich zu jedem Zeitpunkt aus den Preis-Mengen-Geboten für die einsetzbaren Erzeugungskapazitäten. Bei vollkommenem Wettbewerb entspricht das Preisgebot (vereinfacht) den variablen Erzeugungskosten der Anlagen. Für Betreiber bestehender Erzeugungsanlagen ist ein Preisgebot in Höhe ihrer variablen Erzeugungskosten rational, weil Kapitalkosten und sonstige fixe Betriebskosten unabhängig von der Einsatzentscheidung anfallen.¹⁷ So-

¹⁵ Siehe hierzu auch Anhang A. Dort stellen wir die aktuellen Regelungen des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems im Detail dar.

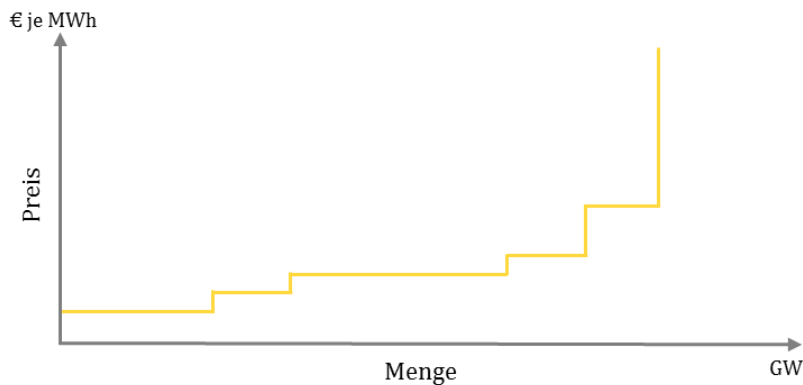
¹⁶ Vgl. BNetzA (2012), BK6-12-024 und Anhang A.

¹⁷ Kapitalkosten und sonstige Fixkosten sind sog. „versunkene Kosten“ („sunk costs“). Nach der Errichtung von Erzeugungsanlagen fallen diese (weitgehend) unabhängig von der Betriebsweise der Anlage an und haben daher keinen Einfluss auf Entscheidungen des Anlagenbetreibers. Die Entscheidung des Anlagenbetreibers über den Einsatz wird im Wesentlichen auf Basis der Höhe der Brennstoffkosten inklusive der Kosten für CO₂-Zertifikate bestimmt.

mit können Deckungsbeiträge erzielt werden, sofern der Marktpreis über den variablen Erzeugungskosten (im Wesentlichen Brennstoff- und CO₂-Emissionskosten) liegt. Sortiert man die Preis-Mengen-Gebote nach Höhe der variablen Erzeugungskosten der einzelnen Anlagen ergibt sich die sog. ‚merit order‘ der Erzeugung.

Abbildung 2-1 zeigt exemplarisch die Angebotskurve in einem Stromerzeugungssystem. Der Angebotspreis steigt, aufgrund der aufsteigenden Sortierung nach den variablen Erzeugungskosten, mit der Angebotsmenge. Das maximale Angebot ist zu jedem Zeitpunkt auf die einsetzbare Erzeugungsleistung beschränkt. Sobald der korrespondierende Marktpreis der Erzeugungsanlage mit den höchsten variablen Kosten erreicht wird, ist die Angebotsmenge damit konstant. In der Abbildung wird dieses durch einen senkrechten Verlauf der Angebotskurve bei Erreichen der maximal verfügbaren Erzeugungsleistung dargestellt.

Abbildung 2-1: Angebotskurve auf einem wettbewerblichen Strommarkt



Quelle: Eigene Darstellung.

Die **Nachfragekurve am Strommarkt** hängt vom individuellen Nutzen bzw. der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher zum jeweiligen Zeitpunkt ab.¹⁸ Strom wird von Verbrauchern dabei zu unterschiedlichen Zwecken verwendet. Dazu zählen bei privaten Haushalten beispielsweise der Betrieb von Haushaltsgeräten, Nachtspeicheröfen sowie der Stromverbrauch für elektrisches Licht.¹⁹ Bei Unternehmen des produzierenden Gewerbes wird der Großteil des Stroms hingegen für Produktionsprozesse eingesetzt.²⁰ Bei vielen Anwendungsbereichen ist der Nutzen und somit die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher, wie aus den dargestellten Beispielen ersichtlich, vom Zeitpunkt des Stromverbrauchs bzw. des Strombezugs abhängig. So ergeben sich typische Verbrauchsmuster in Abhängigkeit der Tageszeit, des Wochentags und der Jahreszeit.

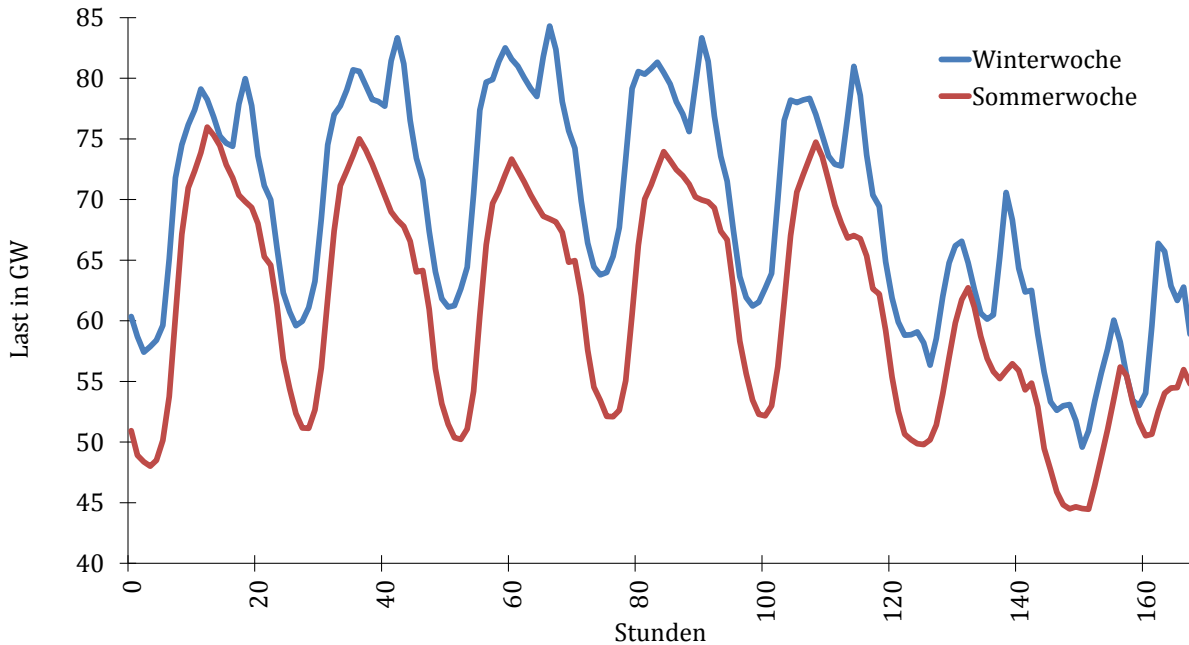
¹⁸ Nicht bei allen Stromverbrauchern kommen im aktuellen Stromversorgungssystem die Preissignale des Großhandelsmarktes (unverzerrt) an, weil sie z. B. nicht über eine Leistungsmessung verfügen. Auf diese Problematik wird in Abschnitt 2.1.3 eingegangen. Bei der Darstellung der grundsätzlichen Wirkungsmechanismen wird dieser Aspekt zunächst vereinfachend vernachlässigt und die Preisbildung auf einem idealtypischen Strommarkt dargestellt.

¹⁹ Diesbezüglich ist zu beachten, dass Haushaltskunden aufgrund der üblichen Strombezugstarifstruktur in der Regel aktuell keine direkten Preissignale erhalten und somit in der kurzen Frist konstante Strombezugspreise haben.

²⁰ Verbraucher mit hohem Stromverbrauch sind leistungsgemessen und erhalten in der Regel im Gegensatz zu den Haushaltskunden Strompreissignale oder verfügen ggf. über preisvariable Bezugsverträge. Derzeit sind alle Verbraucher mit einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als 100.000 Kilowattstunden pro Jahr zu einer Leistungsmessung verpflichtet.

Abbildung 2-2 zeigt diese Abhängigkeit der Stromnachfrage von der Tageszeit, des Wochentags und der Jahreszeit exemplarisch anhand historischer Werte des Stromverbrauchs in Deutschland. Dargestellt sind eine Woche im Februar und eine Woche im August des Jahres 2008.

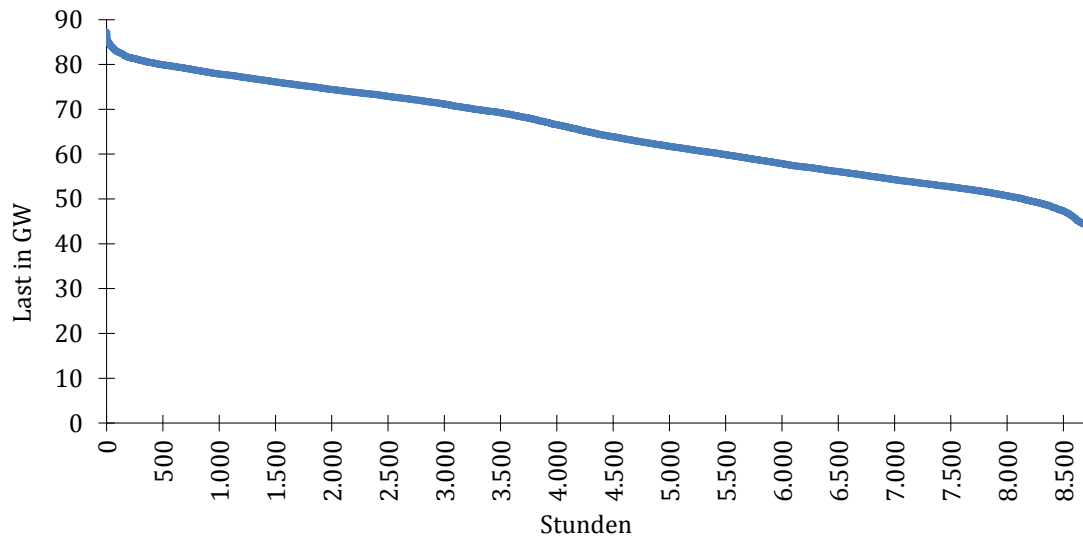
Abbildung 2-2: Typische Verläufe der Last in einer Woche im Winter und im Sommer in Deutschland



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis ENTSO-E (2008).

Diese Schwankungen des Stromverbrauchs in Abhängigkeit des Zeitpunkts führen dazu, dass sich bei einer Betrachtung über das gesamte Jahr ceteris paribus deutliche Unterschiede hinsichtlich der Höhe der Last ergeben. Abbildung 2-3 zeigt dieses exemplarisch für das Jahr 2008 anhand einer typischen Lastdauerlinie für Deutschland. Eine Lastdauerlinie stellt die stündliche Last für die 8.760 Stunden eines Jahres in absteigender Höhe der Last dar.

Abbildung 2-3: Lastdauerlinie für Deutschland

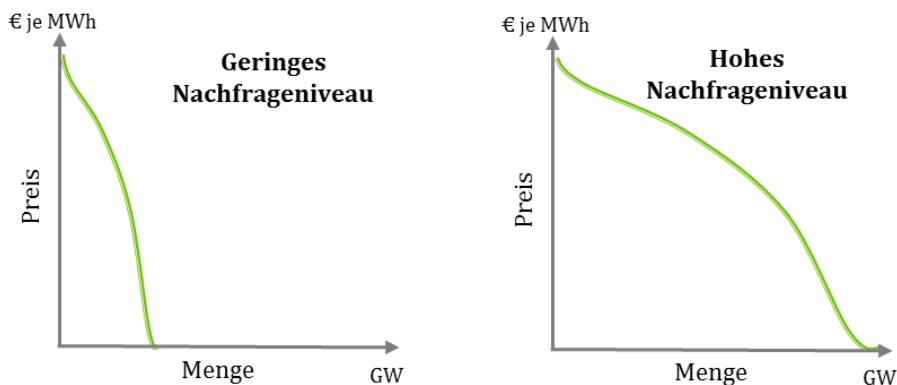


Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis ENTSO-E (2008).

Die Lastdauerlinie stellt implizit bereits das Resultat aus der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher und des Marktpreises zum jeweiligen Zeitpunkt eines Jahres dar.

Davon zu unterscheiden ist die Nachfragekurve auf dem Strommarkt. Diese beschreibt die Abhängigkeit der nachgefragten Menge vom Marktpreis zu einem bestimmten Zeitpunkt. Exemplarisch zeigt Abbildung 2-4 Nachfragekurven zu zwei Zeitpunkten mit unterschiedlich hohem Nachfrageniveau.

Abbildung 2-4: Nachfragekurve auf einem wettbewerblichen Strommarkt



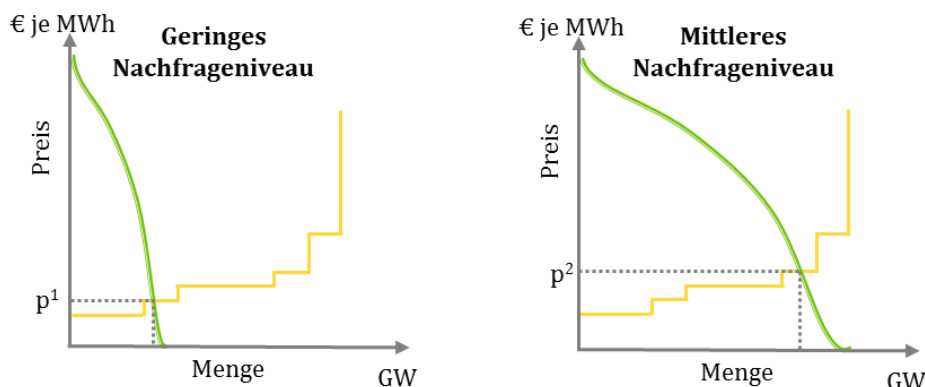
Quelle: Eigene Darstellung.

Die linke Seite der Abbildung zeigt eine Situation mit einem geringen Nachfrageniveau, wie z. B. in den Nachtstunden, während auf der rechten Seite der Abbildung eine Situation mit einem hohen Nachfrageniveau, wie z. B. in den Mittagsstunden von Werktagen, dargestellt ist. Bei beiden Nachfragekurven sinkt die Nachfrage bei einem steigenden Marktpreis. In Abhängigkeit des Zeitpunkts ergibt sich aufgrund der zeitlichen Präferenzen der Verbraucher zu einem identischen Marktpreis ein anderer Verbrauch.

Preisbildung auf Basis kurzfristiger Grenzkosten der Erzeugung

Die Preisbildung am wettbewerblichen Strommarkt ergibt sich auf Basis von Angebot und Nachfrage. Solange ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf Basis eines Marktpreises möglich ist, der unterhalb der variablen Erzeugungskosten der Anlage mit den höchsten variablen Kosten liegt, erfolgt zunächst ein Einsatz der Erzeugungsanlagen mit den jeweils geringsten variablen Erzeugungskosten. Die kurzfristigen Grenzkosten entsprechen dabei den variablen Kosten, die durch die Erzeugung einer zusätzlichen Einheit Strom anfallen. Eine Preisbildung auf Basis kurzfristiger Grenzkosten wird vereinfachend durch das sog. (statische) ‚merit order‘-Modell abgebildet. Die entsprechende Preisbildung ist für zwei unterschiedliche Nachfrageniveaus bei gleichen Angebotskurven in Abbildung 2-5 dargestellt. Bei der Preisbildung am Strommarkt beziehen grundsätzlich die Verbraucher keinen Strom, deren Zahlungsbereitschaft niedriger ist als der Strompreis.

Abbildung 2-5: Kurzfristige Grenzkostenpreisbildung auf dem Strommarkt



Quelle: Eigene Darstellung.

In der ersten Situation ist das Nachfrageniveau gering (linke Seite der Abbildung). Es wird nur ein geringer Anteil der Erzeugungsanlagen eingesetzt und der Marktpreis (p^1) ist niedrig. In der zweiten Situation ist das Nachfrageniveau höher (rechte Seite der Abbildung). Fast alle verfügbaren Erzeugungsanlagen werden eingesetzt. Der Marktpreis (p^2) liegt entsprechend höher.

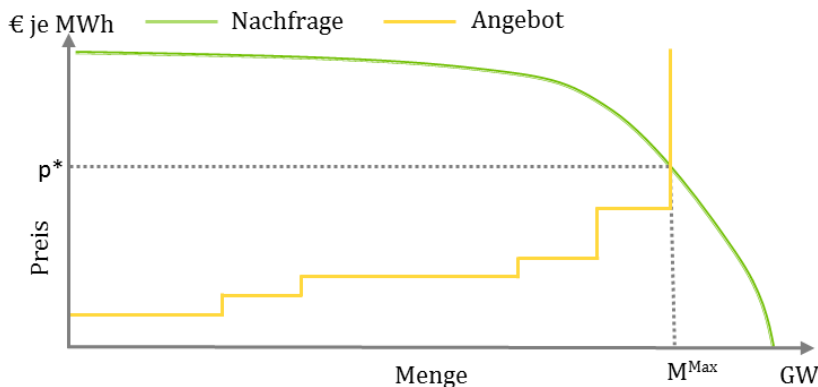
Preisbildung auf Basis des Grenznutzens der Nachfrage

In einigen Situationen wird die verfügbare Erzeugungsleistung vollständig eingesetzt.²¹ In diesen Situationen erfolgt eine Preisbildung ausschließlich auf Basis des Grenznutzens der Nachfrage. Dieser Mechanismus, der auch als ‚peak load pricing‘ bezeichnet wird, ist in Abbildung 2-6 dargestellt. In dieser Situation resultiert ein Marktpreis (p^*) bei dem sich eine freiwillige Reduktion der Nachfrage auf die maximale Angebotsmenge (M^{Max}) ergibt. Die freiwillige Reduktion der Nachfrage erfolgt dabei durch die Verbraucher, deren Nutzen und Zahlungsbereitschaft am geringsten ist. Diese verlagern ihren Stromverbrauch in andere Zeiten, verzichten in diesen seltenen Situationen auf Strombezug oder nutzen vorhandene Flexibilität, z. B. bei Kälte- oder Wärmeanwendungen. Entsprechend kön-

²¹ Eine Sicherheitsreserve in Form vorgehaltener Regelleistung wird dabei weiterhin vorgehalten und kommt nur im Bedarfsfall zum Einsatz. Die benötigte Regelleistung ist auch in Situationen mit Kapazitätsknappheiten grundsätzlich in voller Höhe verfügbar, da sie zeitlich vor dem ‚day ahead‘-Markt beschafft wird.

nen diese Verbraucher ihre Strombezugskosten verringern. Weiterhin beziehen alle Verbraucher Strom, deren Zahlungsbereitschaft höher als der Marktpreis ist.

Abbildung 2-6: Preisbildung auf dem Strommarkt in Knappheitssituationen



Quelle: Eigene Darstellung.

Durch das ‚peak load pricing‘ wird sichergestellt, dass in jeder Situation ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage ohne unfreiwillige Rationierungen von Verbrauchern möglich ist. Voraussetzung dafür ist eine ausreichende Reaktion der Nachfrage auf Preissignale des Marktes (Preiselastizität der Nachfrage).

In einem ‚Energy Only‘-Markt bei dem alle Verbraucher in den Markt eingebunden sind (d.h. mit ihrem Stromverbrauch auf den Marktpreis reagieren), ist somit die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt in dem Sinne gewährleistet, dass Verbraucher entsprechend ihren Präferenzen und somit ihrer Zahlungsbereitschaft mit Strom versorgt werden.

In den bisherigen Darstellungen wurden implizit Situationen dargestellt, in denen davon ausgegangen wird, dass die Verbraucher vollständig in den Markt integriert sind. D. h. Stromverbrauchern werden in jeder Stunde in Abhängigkeit des Strompreises auf dem Großhandelsmarkt die resultierenden Beschaffungskosten in Rechnung gestellt. Übersteigt der Strompreis auf dem Großhandelsmarkt (unter Berücksichtigung von weiteren Komponenten des Strompreises, wie Umlagen, Netzentgelte, Steuern und Abgaben) ihren Nutzen bzw. ihre Zahlungsbereitschaft, reduzieren ihren Strombezug oder verzichten in dieser Stunde vollständig auf Strombezug.

Diese Abhängigkeit der Stromnachfrage von Verbrauchern vom Strompreis am Großhandelsmarkt wird als Preiselastizität der Nachfrage bezeichnet. In zahlreichen Diskussionsbeiträgen wird eine geringe oder eine fehlende Preiselastizität der Nachfrage als zentrale Ursache für ein potenzielles Marktversagen des EOM angeführt. Bei einer geringen oder fehlenden Preiselastizität der Nachfrage ergibt sich ein anderer Verlauf der Nachfragekurve auf dem Strommarkt. Abbildung 2-7 zeigt drei unterschiedliche Verläufe von Nachfragekurven, die sich bei unterschiedlichen Annahmen zur Einbindung der Verbraucher in den Markt ergeben.

Abbildung 2-7: Verlauf der Nachfrage bei vollständiger, teilweiser und keiner Integration der Nachfrage in den Markt

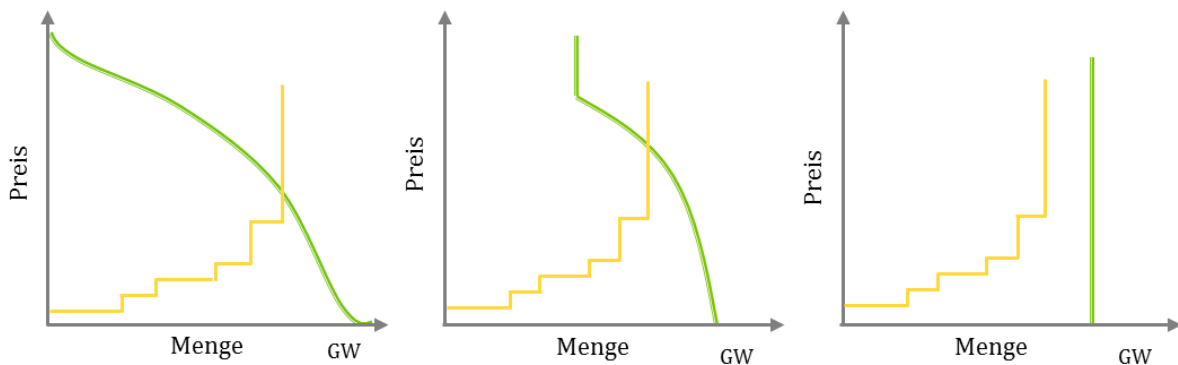


Quelle: Eigene Darstellung.

Auf der linken Seite der Abbildung sind die Verbraucher, wie in den bisherigen Darstellungen, vollständig in den Strommarkt eingebunden. Im mittleren Bereich der Abbildung reagiert nur ein Teil der Verbraucher auf Preissignale des Großhandelsmarktes. Ab einer gewissen Untergrenze ist die Nachfrage eine senkrechte Gerade, weil Verbraucher ihren Strombezug unabhängig vom Strompreis am Großhandelsmarkt (und somit vom Angebot am Großhandelsmarkt) nicht reduzieren. Auf der rechten Seite der Abbildung ist die Nachfrage dargestellt, wenn Verbraucher vollständig nicht auf Preissignale des Großhandelsmarktes reagieren. Die gesamte Nachfragekurve ist eine senkrechte Gerade. Unabhängig vom Strompreis am Großhandelsmarkt und der Angebotskurve ergibt sich in jeder Situation ein bestimmter Stromverbrauch.

Versorgungssicherheit kann dann nicht gewährleistet werden, wenn die Höhe der Nachfrage von Verbrauchern, die nicht auf den Strompreis am Großhandelsmarkt reagieren, größer als das verfügbare Angebot ist. Abbildung 2-8 zeigt eine identische Angebotskurve in Kombination mit den drei Nachfragekurven.

Abbildung 2-8: Preisbildung auf dem Strommarkt in Knappheitssituationen in Abhängigkeit der Elastizität bzw. der Integration der Nachfrage



Quelle: Eigene Darstellung.

Auf der linken Seite ist ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei vollständiger Einbindung der Verbraucher in den Markt (jederzeit) gewährleistet. Bei hoher Nachfrage, wie hier unterstellt, setzt die Nachfrage den Preis. Auch bei einer weiteren Verringerung des Angebots, z. B. aufgrund von technischen Ausfällen von Erzeugungsanlagen in sehr erheblichen Umfang, könnten Angebot und Nachfrage über den Marktpreis zum Ausgleich gebracht werden. Im mittleren Bereich der Abbildung ist ebenfalls ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage möglich. Auch hier wird der Marktpreis durch die Nachfrageseite gesetzt.²² Auf der rechten Seite der Abbildung ist eine Situation dargestellt, bei der Angebot und Nachfrage nicht zum Ausgleich gebracht werden können, da die Nachfrage vollständig preisunelastisch und zugleich das Angebot zu niedrig ist. Bei dieser vollständig nicht gegebenen Einbindung der Verbraucher in den Markt müssen für Marktteilnehmer ausreichend Anreize vorhanden sein, um sich auch für ungewöhnliche, sehr seltene Situationen mit ausreichend verfügbarer Erzeugungsleistung abzusichern.

Cramton, P. / Ockenfels, A. (2011) kommen vor diesem Hintergrund zum Ergebnis:

“An electricity market with sufficient demand elasticity always clears. [...] This means that, with sufficient demand elasticity, there is no capacity adequacy problem. [...] A notorious problem of electricity markets is low demand flexibility. As a result, with insufficient demand flexibility, there is a possibility of involuntary load reduction [...] if generation capacity is not adequate.”

Auf Grundlage verschiedener aktueller Untersuchungen zu den Potentialen von Lastmanagement kann davon ausgegangen werden, dass für die Flexibilitätsoption Lastreduktion ausreichend Potentiale in Deutschland verfügbar sind. Insbesondere bei industriellen Verbrauchern, die rund die Hälfte des Stromverbrauchs umfassen, sind die notwendigen Voraussetzungen für die Nutzung von Lastmanagement am Strommarkt (z. B. Leistungsmessung, aktive Überwachung und Steuerungsmöglichkeiten des Verbrauchs) bereits vielfach vorhanden. Dabei sind die Erschließungskosten für diese Potentiale sehr gering und man kann davon ausgehen, dass bei Bedarf ein erheblicher Anteil sehr schnell erschlossen werden könnte, insbesondere da diese Potentiale teilweise bereits für die Nutzung in anderen Anwendungsbereichen (Verringerung von Netzentgeltzahlungen und Erzielung von Erlösen auf den Regelleistungsmärkten) erschlossen sind (siehe Anhang B)²³. Alleine auf Basis von Lastreduktionsmöglichkeiten bei Industrieunternehmen stehen Potentiale in Höhe von über 15 GW zur Verfügung, die bei Knappheitssituationen potenziell zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem ‚day ahead‘-Markt und den intraday-Märkten genutzt werden könnten.^{24,25} Weitere techni-

²² Zur mittleren Abbildung: Nur wenn sich in sehr erheblichen Umfang weitere Reduktionen des Angebots, z. B. aufgrund von technischen Ausfällen von Erzeugungsanlagen ergeben sollten (Verschiebung der Angebotskurve nach links), wären ab einem bestimmten Niveau unfreiwillige Rationierungen von Verbrauchern erforderlich, weil Preissignale des Marktes Angebot und Nachfrage nicht mehr zum Ausgleich bringen könnten.

²³ Die Analysen dieser Studie zum Lastmanagement wurden im parallel laufenden UBA-Projekt „Kraftwerkspark und Klimaschutz 2030“ vertieft und insbesondere um eine umfassende quantitative Analyse zu den Potenzialen von Lastreduktion ergänzt.

²⁴ Dies sind Ergebnisse des parallel laufenden UBA-Projektes „Kraftwerkspark und Klimaschutz 2030, vgl. auch r2b (2014) AP 3 der Leitstudie Strommarkt.

²⁵ Grundsätzlich bestätigt werden diese Ergebnisse auch durch die aktuelle Studie von BET, nach der die technischen Potentiale für Lastreduktion in ausgewählten Branchen der Industrie, die rund 30 Prozent des industriellen Stromverbrauchs umfassen, bei rund 6 GW liegen. Vgl. hierzu BET (2015).

sche Flexibilisierungsoptionen bestehen z. B. in einer Ausweitung des Anteils leistungsgemessener Verbraucher.²⁶

Für den Strommarkt in Deutschland, kann folglich davon ausgegangen werden, dass ausreichend Flexibilität auf Seiten der Verbraucher vorhanden ist, um die zuvor dargestellte Preissetzung durch die Nachfrageseite in Knappheitssituationen in der Regel zu ermöglichen.

2.1.3 Funktionsweise und Wirkungsmechanismen beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage in der mittleren und längeren Frist

Refinanzierungsmöglichkeiten von Investitionen in Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen

Die Refinanzierung von Investitionen in Erzeugungsanlagen und von Kosten der Erschließung von Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Lastmanagement oder die Erschließung von Netzersatzanlagen, erfolgt im EOM vordergründig durch Deckungsbeiträge des Verkaufs der erzeugten Energie am Großhandelsmarkt für Strom bzw. durch vermiedene Strombezugskosten bei einer freiwilligen Verbrauchsreduktion (Lastmanagement). Auch auf einem EOM wird jedoch Leistung implizit und explizit vergütet, so dass eine Refinanzierung nicht nur auf Basis von Geschäften am ‚day ahead‘- und intraday-Markt, auf denen ausschließlich Strom und nicht Leistung gehandelt wird, erfolgt.

‚peak load pricing‘ als Option zur Refinanzierung von Investitionskosten

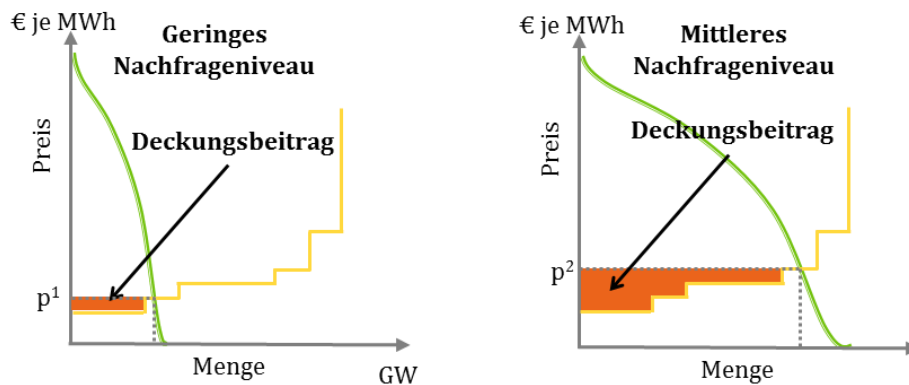
Am ‚day ahead‘- und intraday-Markt können Betreiber von Erzeugungsanlagen sowie Anbieter von Flexibilitätsoptionen Deckungsbeiträge zur Refinanzierung von Investitions- bzw. Erschließungskosten erwirtschaften.

Bei einer Preisbildung auf Basis kurzfristiger Grenzkosten können alle Betreiber sog. inframarginaler Erzeugungsanlagen, d. h. von Anlagen mit variablen Erzeugungskosten unterhalb des Marktpreises, Deckungsbeiträge zur Refinanzierung von Kapitalkosten und fixen Betriebskosten erzielen.²⁷ Wie in Abbildung 2-9 dargestellt, erhöht sich der Deckungsbeitrag und die Anzahl der inframarginalen Erzeugungsanlagen mit steigendem Nachfrageniveau (Verschiebung der Nachfragekurve nach rechts/oben). In solchen Situationen reduzieren bereits einige Verbraucher ihren Strombezug freiwillig, weil ihr Nutzen (Zahlungsbereitschaft / vermiedene Strombezugskosten) geringer als der Preis am Strommarkt ist.

²⁶ Dies ist bereits im dritten Binnenmarktpaket der Europäischen Union vorgesehen, dass mit der Novelle des EnWG aus dem Jahr 2011 umgesetzt wurde. So sollen bis zum Jahr 2020 mindestens 80 % der Verbraucher mit intelligenten Messsystemen bzw. Zählern ausgerüstet sein.

²⁷ Inframarginale Anbieter sind diejenigen Anbieter, die links von der letzten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage erforderlichen Erzeugungseinheit (Grenzanbieter) in der ‚merit order‘ stehen und somit positive Deckungsbeiträge erzielen.

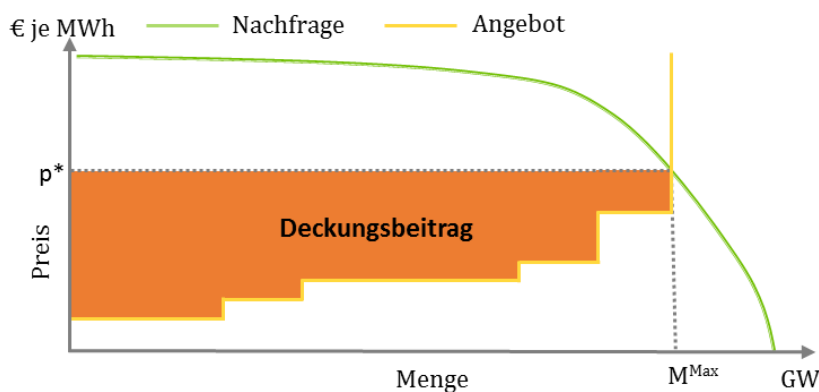
Abbildung 2-9: Erzielbare Deckungsbeiträge bei kurzfristiger Grenzkostenpreisbildung auf dem Strommarkt



Quelle: Eigene Darstellung.

In Situationen, in denen die gesamte verfügbare Erzeugungsleistung²⁸ eingesetzt wird, können alle Erzeugungsanlagen – auch Anlagen zur Deckung von Spitzenlasten – Deckungsbeiträge zur Refinanzierung von fixen Betriebskosten und Kapitalkosten erzielen (vgl. Abbildung 2-10). Durch die Preiselastizität der Nachfrage ist die Stromversorgung auch in solchen Situationen sicher. Einige Verbraucher verzichten zu diesem Marktpreis auf Strombezug bzw. schränken ihren Strombezug freiwillig ein. Ihr Nutzen (Zahlungsbereitschaft) ist geringer als der Preis am Strommarkt. Durch die erzielbaren Einsparungen bei diesen Verbrauchern können ggf. anfallende Kosten im Zusammenhang mit der Erschließung von Lastverschiebe- oder Lastreduktionspotenzialen refinanziert werden.

Abbildung 2-10: Erzielbare Deckungsbeiträge bei Preisbildung auf dem Strommarkt in Knappheitssituationen



Quelle: Eigene Darstellung.

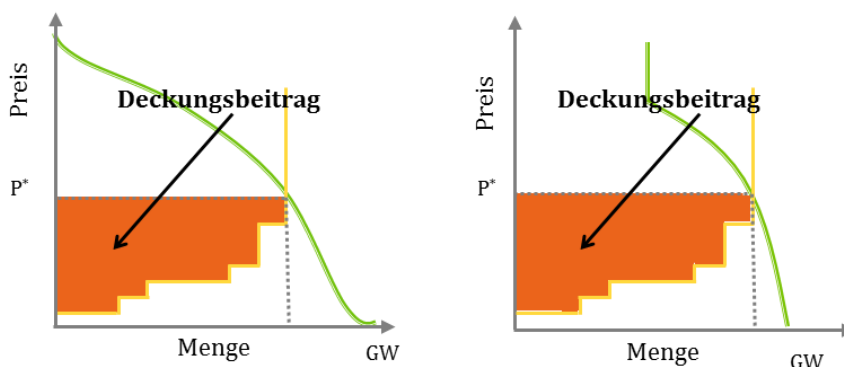
²⁸ Ein Teil der verfügbaren Erzeugungsleistung wird vor dem Strommarkt am Regelleistungsmarkt kontrahiert und steht daher nicht zwar nicht dem Strommarkt, aber dem System zusätzlich (für mögliche ungeplante Kraftwerksausfälle sowie Last- und Prognosefehler) zur Verfügung. Die benötigte Regelleistung ist auch in Situationen mit Kapazitätsknappheiten grundsätzlich in voller Höhe verfügbar, da sie zeitlich vor dem ‚day ahead‘-Markt beschafft wird.

Sowohl Betreiber von Erzeugungsanlagen in der Grund-, Mittel- und Spitzenlast als auch Anbieter von Flexibilitätsoptionen haben über die Erlöse auf den Großhandelsmärkten für Strom Möglichkeiten für eine Refinanzierung von Investitions- und Erschließungskosten.

Damit ein entsprechendes ‚peak load pricing‘ möglich ist und somit auch eine Refinanzierung der Investitionskosten von Erzeugungsanlagen zur Spitzenlastdeckung gewährleistet werden kann, ist keine vollständige Einbindung der Nachfrage in den Markt erforderlich. Für eine sichere Versorgung der Stromverbraucher reicht es bereits aus, wenn ein gewisser Anteil der Nachfrage preiselastisch ist.

In Abbildung 2-11 ist auf der rechten Seite, wie in der vorherigen Abbildung 2-10, ein Strommarkt unter der Annahme einer vollständigen Einbindung der Verbraucher in den Markt und auf der linken Seite ein Strommarkt unter der Annahme einer nur unvollständigen Einbindung der Verbraucher dargestellt.

Abbildung 2-11: Erzielbare Deckungsbeiträge in Knappheitssituationen bei vollständiger und unvollständiger Integration der Nachfrage in den Markt



Quelle: Eigene Darstellung.

Qualitativ ergeben sich hinsichtlich der Refinanzierungsmöglichkeiten für Investitionskosten von Erzeugungsanlagen und Erschließungskosten von Anbietern anderer Flexibilitätsoptionen keine Unterschiede. Voraussetzung ist, dass ein ausreichender Anteil von Verbrauchern in den Markt eingebunden ist, damit ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage über den Marktpreis möglich ist.

Implizite Leistungspreiszahlungen als Refinanzierungsmöglichkeit von Investitionskosten

In der Praxis vermarkten Betreiber von Erzeugungskapazitäten bereits deutlich vor der physischen Lieferung einen erheblichen Teil ihrer möglichen Stromerzeugungsmengen auf Terminmärkten oder auf Grundlage bilateraler Vereinbarungen mit anderen Marktteilnehmern (Verbraucher mit direktem Zugang zum Großhandelsmarkt oder Lieferanten von Verbrauchern ohne direkten Zugang zum Großhandelsmarkt). Der ‚day ahead‘-Markt dient dann im Wesentlichen der kurzfristigen Optimierung des Anlageneinsatzes. Hierdurch können sie Preis- und Mengenrisiken aufgrund einer Veränderung von Strom- und Brennstoffpreisen und CO₂-Zertifikatspreisen frühzeitig absichern. Zugleich gehen sie durch den Verkauf von Strom auf Terminmärkten bzw. über bilaterale Vereinbarungen eine unbedingte Lieferverpflichtung ein. Ergeben sich z. B. ungeplante Ausfälle oder Nicht-Verfügbarkeiten müssen sie entweder am ‚day ahead‘-Markt entsprechende Strommengen zukaufen oder andere zur Absicherung vorgehaltene Erzeugungsanlagen nutzen, um in letzter Konsequenz

ihre Pflichten im Rahmen des Bilanzkreissystems erfüllen zu können und Zahlungen von Pönalen im Rahmen des Ausgleichsenergiesystems zu vermeiden.

Auch Verbraucher bzw. deren Lieferanten beschaffen in der Praxis bereits deutlich vor der physischen Erfüllung am ‚day ahead‘-Markt einen erheblichen Teil der erforderlichen Strommengen für ihren geplanten Strombezug an Terminmärkten oder über bilateralen Vereinbarungen mit anderen Marktteilnehmern (Betreibern von Erzeugungsanlagen). Hiermit können sie sich ebenfalls gegen Preisrisiken absichern und erhalten in der Regel ein Anrecht auf eine unbedingte (gesicherte) Lieferung zum vereinbarten Erfüllungszeitpunkt. Damit können sie sich zugleich gegen mögliche Mengenrisiken absichern und in letzter Konsequenz bereits frühzeitig die Erfüllung ihrer Pflichten im Rahmen des Bilanzkreissystems absichern und potenzielle Zahlungen von Pönalen im Rahmen des Ausgleichsenergiesystems ausschließen.

Aufgrund der unbedingten Lieferverpflichtung verlangen Betreiber von Erzeugungsanlagen einen Aufschlag bei Geboten auf Terminmärkten bzw. in bilateralen Vereinbarungen mit anderen Marktteilnehmern, bei denen eine (unbedingte) Lieferverpflichtung für einen späteren Zeitpunkt eingegangen wird. Dieser Aufschlag entspricht einer impliziten Zahlung für gesicherte Belieferung (implizite Leistungspreiszahlung). Verbraucher bzw. deren Lieferanten sind bereit diesen Aufschlag für eine frühzeitige Absicherung ihrer Bilanzkreisverpflichtungen zu zahlen.

Exkurs: Unbedingte Liefervereinbarung zwischen Lieferanten und Verbrauchern bei Strombezugsverträgen

Auch Strombezugsverträge zwischen Lieferanten und Verbrauchern führen in der Regel zu einer unbedingten Lieferverpflichtung. Der Lieferant muss unabhängig vom Strompreis am Großhandelsmarkt eine ausreichende Strommenge zur Deckung der Verbrauchslast der jeweiligen Kunden beschaffen. Bei nicht-leistungsgemessenen Kunden ist ausschließlich die Vereinbarung einer unbedingten Stromlieferverpflichtung zu einem fixen Bezugspreis möglich. Die tatsächliche Bezugsmenge wird nicht ‚ex ante‘ festgelegt, sondern wird ‚ex post‘ auf Grundlage von der Verbrauchsmengen in einer Periode bestimmt. In diesem Fall kommt der Lieferant seiner unbedingten Lieferverpflichtung (und der Pflichten des Bilanzkreissystems) nach, indem er gemäß eines synthetischen oder analytischen Standardlastprofils ausreichend Strommengen am Großhandelsmarkt beschafft. Abweichungen des Standardlastprofils von den tatsächlichen Verbrauchsmengen in hoher zeitlicher Auflösung können nur in Summe über alle nicht-leistungsgemessenen Verbraucher (und Erzeugungsanlagen) erfasst werden. Die Minimierung zwischen tatsächlichen Verbrauchsmengen und den Mengen gemäß Standardlastprofil fällt in den Aufgabenbereich der Verteilnetzbetreiber bzw. werden in letzter Konsequenz durch den Abruf von Regelleistung ausgeglichen.

Im Falle von leistungsgemessenen Kunden können Vereinbarungen zwischen dem Lieferanten und Verbraucher getroffen werden, dass die Belieferung zu einem fixen Preis (€ je kWh) oder zu einem variablen Preis in Abhängigkeit der Strombeschaffungskosten am Großhandelsmarkt (Bezugsmengen zu jeweiligen Strompreisen am Großhandelsmarkt) abgerechnet wird. Darüber hinaus können Vereinbarungen getroffen werden, dass der Verbraucher seinen Bezug in Abhängigkeit des Strompreises am Großhandelsmarkt anpasst. In jedem Fall muss der Lieferant ausreichend Vorsorge treffen, seine entweder unbedingte oder bedingte Lieferverpflichtung erfüllen zu können. Für diese Vorsorge erhält der Lieferant im Rahmen des Strombezugsvertrages eine implizite oder explizite Leistungsvergütung.

Explizite Leistungspreiszahlungen als Refinanzierungsmöglichkeit von Investitionskosten

Für Betreiber von Erzeugungsanlagen und Verbraucher mit direktem Zugang zum Großhandelsmarkt oder Lieferanten von Verbrauchern ohne direkten Zugang zum Großhandelsmarkt hat eine Absicherung von Stromlieferverpflichtungen bzw. Strombezugsrechten einen Wert, der implizit über Terminmärkte und bilaterale Vereinbarungen vergütet wird.

Darüber hinaus bestehen für Betreiber von Erzeugungsanlagen und Anbieter von Flexibilitätsoptionen aber auch Möglichkeiten durch den Verkauf von gesicherter Erzeugungsleistung bzw. reduzierbare Verbrauchsleistung in einem EOM explizite Leistungspreiszahlungen zu erhalten.

Einerseits kann eine unbedingte Lieferverpflichtung im Rahmen von Optionsverträgen (sog. Puts) verkauft werden. Dabei vereinbart der Verkäufer mit dem Käufer, bei einem bestimmten Marktpreis (sog. strike price) Strom im vereinbarten Zeitraum und Umfang gesichert zu liefern und erhält dafür eine Optionsprämie, d. h. eine explizite Leistungspreiszahlung. Optionsverträge können als standardisierte Produkte an der Börse gehandelt werden oder auch auf Basis von bilateralen Vereinbarungen abgeschlossen werden. So können z. B. auch Verbraucher mit Möglichkeiten der Lastreduktion ihrem Lieferanten, das Recht einräumen, ab einem bestimmten Marktpreis nicht oder weniger zu liefern, und als Kompensation dafür entweder einen geringeren Strompreis bei Belieferung (implizite Leistungsvergütung) zu zahlen oder einen Optionspreis (explizite Leistungsvergütung) zu erhalten. Betreiber von Erzeugungsanlagen können auf der anderen Seite Leistung, die nur unter bestimmten Voraussetzungen, z. B. ab einem bestimmten Marktpreis oder bei Ausfall von anderen Erzeugungsanlagen, abgerufen werden kann, über einen Reservevertrag mit einer expliziten Leistungspreiszahlung anbieten. Marktteilnehmer werden der frühzeitigen Absicherung zur Vermeidung von Preis- und Mengenrisiken einen gewissen Wert zumessen, so dass sich implizite und explizite Leistungsvergütungen ergeben. Die Höhe dieses Wertes hängt aber insbesondere von der Ausgestaltung der Sanktionen bei Nicht-Einhaltung der Bilanzkreisverpflichtungen ab. Sind die Sanktionen hoch, ist die Zahlungsbereitschaft und somit die implizite und explizite Vergütung von gesicherter Leistung in einem EOM ceteris paribus höher als bei geringen Sanktionen.

Über explizite Leistungspreiszahlungen auf den Regelleistungsmärkten können Betreiber von Erzeugungsanlagen und Anbieter von Flexibilitätsoptionen – wie z. B. Netzersatzanlagen oder Lastmanagement – ebenfalls zusätzliche Erlöse zur Refinanzierung von Erschließungskosten oder Investitionskosten erzielen. Auf diesen Märkten wird ein Leistungspreis für die Vorhaltung und ein Arbeitspreis bei Abruf gezahlt.

Somit sind auch in einem EOM bereits Erlöse auf Basis von Vergütungen für gesichert bereitgestellte Leistung insbesondere für Flexibilitätsoptionen und Spitzenlastkraftwerke unabhängig von deren tatsächlichem Einsatz gegeben.

Wirkungsmechanismen bei Anpassungen im Stromversorgungssystem

Die zuvor aufgezeigten Wirkungs- und Preisbildungsmechanismen in einem EOM führen nicht nur zu einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage in der kurzen Frist, sondern führen auch zu Anpassungsprozessen in der mittleren und längeren Frist. Diese Anpassungsprozesse basieren im EOM im Wesentlichen auf Erwartungen der Marktakteure. Hierzu zählen neben den Erwartungen über zukünftige Entwicklungen auf der Angebotsseite (inklusive des zu erwartenden Ausbaus der erneuerbaren Energien) und auf der Nachfrageseite beispielsweise:

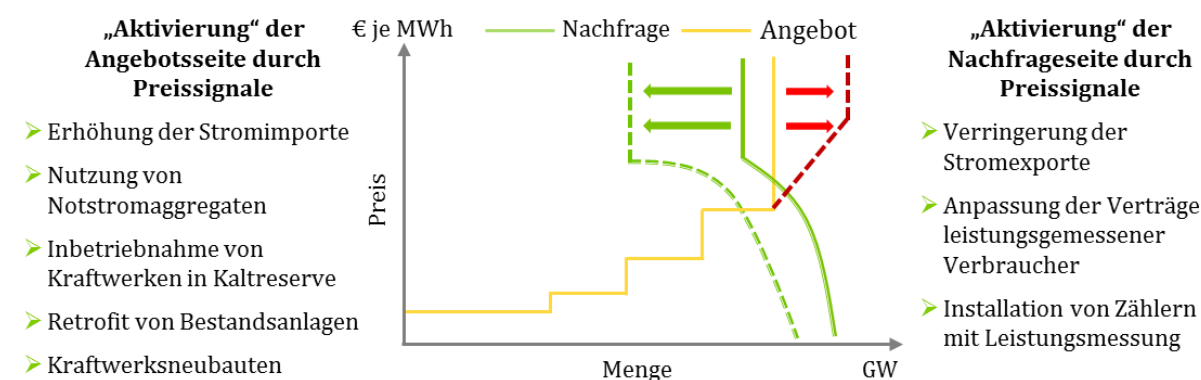
- Entwicklung von Brennstoffkosten und Kosten für CO₂-Zertifikate
- Entwicklung der Strompreise am Großhandelsmarkt und

- somit in der Konsequenz mögliche zukünftige Deckungsbeiträge für unterschiedliche Erzeugungstechnologien und Flexibilitätsoptionen.

Erwarten Marktakteure für die Zukunft, z. B. aufgrund von altersbedingten Stilllegungen von Erzeugungsanlagen oder einer Erhöhung des Verbrauchs (in Spitzenlastsituationen), eine Verknappung des Marktes, führt dieses ceteris paribus zugleich zu der Erwartung von höheren Strompreisen in der Zukunft, so dass sie Investitionen in neue Erzeugungsanlagen tätigen oder Flexibilitätsoptionen erschließen. Ergeben sich Überkapazitäten im Markt werden sie Investitionen zurückstellen und Desinvestitionen durch vorübergehende oder endgültige Stilllegungen von Erzeugungsanlagen vornehmen bzw. erschlossene Flexibilitätsoptionen vorübergehend nicht nutzen. Die Marktmechanismen eines EOM führen somit zu dynamischen Anpassungsprozessen über Preiserwartungen der Marktakteure, die eine adäquate Höhe der Erzeugungsleistung in der mittleren und längeren Frist unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen auf Seiten des Verbrauchs ermöglicht. Durch die Verpflichtung zu individueller Leistungsversorge für Marktteilnehmer zur Erfüllung ihrer Bilanzkreisverantwortung wird dieser Mechanismus sichergestellt und zusätzlich unterstützt. Mögliche in einem Strommarkt inhärent gegebene Anpassungsverzögerungen können²⁹ durch unterschiedliche Flexibilitätsoptionen aufgefangen bzw. erheblich gemildert werden.

Wie in Abbildung 2-12 dargestellt führen die Wirkungsmechanismen eines ‚peak load pricing‘ zu einer effizienten Nutzung von geeigneten Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen bei gleichzeitigem Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt. Auf der Angebotsseite kann, in der mittleren und längeren Frist, der Neubau von hochflexiblen Kraftwerken erforderliche Anpassungen aufgrund sich verändernder Anforderungen innerhalb des Stromversorgungssystems ermöglichen. Ergänzende Anpassungsmöglichkeiten, die teilweise vorübergehenden Charakter haben und teilweise für einen wettbewerblichen, effizienten Strommarkt von großer Bedeutung sind, bestehen in Form steigender Stromimporte bzw. Verringerung der Stromexporte, einer Nutzung von Netzersatzanlagen, der Inbetriebnahme von Kraftwerken in Kaltreserve und eines Retrofits von Bestandsanlagen sowie der verstärkten Nutzung von kurzfristig erschließbarem Lastmanagement.

Abbildung 2-12: Kurz-, mittel- und langfristige Anpassungsoptionen auf Seiten des Angebots und der Nachfrage



Quelle: Eigene Darstellung

²⁹ Zu Ursachen und zur Bedeutung von in einem Strommarkt inhärenten Anpassungsprozessen, die zu möglichen Ungleichgewichten am Strommarkt führen, siehe die Ausführungen zu ‚boom & bust cycles‘ in Abschnitt 2.2.1.

Leistungsgemessene Verbraucher können ihre vorhandene Flexibilität beim Verbrauchsverhalten kurzfristig nutzen, indem Strombezugsverträge angepasst werden (z. B. mit Bindung an die Strompreise am ‚day ahead‘-Markt). Zudem kann durch die Installation von Zählern zur Leistungsmessung, die vorhandene Flexibilität beim Verbrauchsverhalten mittelfristig weiter erhöht werden.

2.2 Mögliche Ursachen für ein Marktversagen und weitere Argumente für die Anpassung des aktuellen Marktdesigns

Die vorherigen Ausführungen haben gezeigt, dass ein EOM bei entsprechender Ausgestaltung von Marktregeln nicht nur in der Lage ist, einen effizienten Einsatz von Erzeugungsanlagen und effizientes Verbrauchsverhalten effektiv zu gewährleisten, sondern auch mittel- und langfristig Anpassungen im Stromversorgungssystem gemäß der jeweiligen Anforderungen zu ermöglichen und dabei ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Zentraler Mechanismus ist dabei das ‚peak load pricing‘.

Eine aktive Einbindung eines hohen Anteils der Verbraucher in den Markt sowie die Verfügbarkeit von weiteren Flexibilitätsoptionen (insbesondere Netzersatzanlagen) können dabei die Effizienz des EOM erhöhen, sind aber keine zwingende Voraussetzung, damit auch in einem EOM ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit gewährleistet ist (siehe auch 2.1.3). Von ebenso großer Bedeutung sind adäquate Ausgestaltungen der Marktregeln des EOM, d. h. die ausreichende Vorhaltung und der sichere Abruf von Regelleistung sowie eine adäquate Ausgestaltung des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems. Durch das Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem werden Anreize für Marktteilnehmer für eine individuelle Absicherung gesetzt, so dass eine implizite und explizite Vergütung von Leistung auch in einem EOM gegeben ist. Aufgrund dieser Vergütungszahlungen können sich Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen nicht nur über Preisspitzen am Großhandelsmarkt für Strom refinanzieren, sondern auch über implizite Leistungspreiskomponenten auf Terminmärkten, explizite Leistungspreiszahlungen auf Optionsmärkten sowie implizite und explizite Leistungspreiszahlungen im Rahmen von bilateralen Verträgen zwischen einzelnen Marktteilnehmern Erlöse für gesicherte Leistung zur Refinanzierung erwirtschaften (siehe auch Abschnitt 2.1.3).

Vor diesem Hintergrund werden wir im Folgenden mögliche Ursachen für ein Marktversagen und weitere Argumente für die Anpassung des aktuellen Marktdesigns diskutieren und auf ihre Relevanz für den Strommarkt in Deutschland – eingebettet in den europäischen Stromverbund und den EU-Binnenmarkt für Elektrizität – prüfen.

2.2.1 Mögliche Ursachen für ein Marktversagen

Zu den möglichen Ursachen für ein Marktversagen im engeren Sinne, die in der Diskussion über die Notwendigkeit einer Einführung von Kapazitätsmechanismen, insbesondere von Kapazitätsmärkten, vorgebracht werden, zählen:

- Externe Effekte, die in letzter Konsequenz dazu führen könnten, dass Verbraucher und Betreiber von Erzeugungsanlagen unzureichende Anreize für eine individuelle Absicherung haben, sowie dass Versorgungssicherheit ein öffentliches Gut bzw. ein Allmendegut sei.
- Tendenz zu sog. ‚boom & bust cycles‘ auf dem Strommarkt, die zu Ineffizienzen und in letzter Konsequenz zu einer unzureichenden, verfügbaren Erzeugungsleistung führen könnten.

- Investitions- und Refinanzierungsrisiken im Rahmen eines ‚peak load pricings‘, die zu zu geringen Investitionen in Erzeugungsleistung führen könnten.
- Tendenz des EOM zur Ausübung von Marktmacht in Knappheitssituationen die zu Ineffizienzen und gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtsverlusten führen könnten.

Externe Effekte und Versorgungssicherheit als öffentliches Gut

Hintergrund

Eine zentrale Ursache für Marktversagen im Sinne der ökonomischen Theorie ist die Existenz von sog. externen Effekten. Negative externe Effekte ergeben sich, wenn der Verbrauch oder die Erzeugung eines Produktes / Gutes nicht nur Auswirkungen auf den jeweiligen Verbraucher oder den jeweiligen Erzeuger selber hat. Der Verbrauch bzw. die Erzeugung ist vielmehr mit Kosten oder Nutzenverlusten bei anderen Marktteilnehmern (unbeteiligten Dritten) verbunden. Dabei müssen die jeweiligen Marktteilnehmern (Verbraucher bzw. Erzeuger) die zusätzlichen Kosten bzw. die Nutzenverluste, die sie bei anderen Marktteilnehmern verursachen, nicht oder nur unzureichend kompensieren.³⁰ Beispiele sind negative Auswirkungen bei der Produktion auf die Umwelt (Verschmutzung von Flüssen, Emission von klimaschädlichen Treibhausgasen, etc.), die zu Folgeschäden bei unbeteiligten Dritten führen, oder die Nutzung von Infrastruktur, wie z. B. Straßen oder öffentlichen Parkplätzen, die die Nutzungsmöglichkeiten von Dritten einschränken.

In der Stromversorgung kann es aufgrund der Anforderungen an einen sicheren Netzbetrieb zu negativen externen Effekten kommen, wenn einzelne Verbraucher mehr Strom aus dem Netz entnehmen, als sie zuvor über bilaterale Handels- oder Börsengeschäfte von anderen Marktteilnehmern gekauft haben, oder einzelne Erzeuger weniger Strom ins Netz einspeisen, als sie über bilaterale Handels- oder Börsengeschäfte zuvor verkauft haben. Die jeweiligen Marktteilnehmer verursachen in diesem Fall eine unausgeglichene Leistungsbilanz, d. h. die momentanen Einspeisungen ins Netz sind ungleich der momentanen Entnahmen aus dem Netz, was zu einer Erhöhung bzw. einer Verringerung der Netzfrequenz führt.³¹ Nur ohne geeignete Gegenmaßnahmen (wie Einsatz von Regelleistung, Mobilisierung weiterer Reserve oder als ‚ultima ratio‘ unfreiwillige Abschaltungen einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze („Brownout“) wäre in der Konsequenz ein flächendeckender Stromausfall („Blackout“) zu erwarten.

- Im Falle eines Stromausfalls wären nicht nur die Verbraucher betroffen, die unzureichende Mengen am Strommarkt beschafft haben, sondern es wäre die Stromversorgung aller im betroffenen Netzgebiet (und der betroffenen Spannungsebene) angeschlossenen Verbraucher unterbrochen. Verbraucher können sich individuell – auch bei einer entsprechenden Zahlungsbereitschaft am Markt gegenüber von Dritten verursachten Versorgungsunterbrechun-

³⁰ Man spricht in diesem Fall auch von einer fehlenden oder unzureichenden Internalisierung von Kosten bzw. Nutzenverlusten bei Entscheidungen der Marktteilnehmer.

³¹ Negative Effekte für andere Verbraucher und Erzeuger können sich im Fall der Stromversorgung sowohl bei einer Unterdeckung als auch bei einer Überdeckung des jeweils vereinbarten Verbrauchs als auch bei der jeweils vereinbarten Belieferung ergeben. In der Diskussion um die Einführung von Kapazitätsmechanismen liegt der Fokus auf einer unzureichenden Beschaffung(-smöglichkeit) zur Deckung des vereinbarten Verbrauchs in Knappheitssituationen aufgrund eines Defizits an verfügbarer Erzeugungskapazität (Angebot) und abschaltbarer Verbrauchsleistung (Nachfrageelastizität).

gen – nicht absichern.³² In der Folge könnten eine zu geringe bzw. keine Zahlungsbereitschaft für eine Absicherung bei den Verbrauchern resultieren.

- Auch bei Erzeugern würde sich bei einem durch Ungleichgewichte in der Leistungsbilanz verursachten Stromausfall ein negativer externer Effekt ergeben. In einer solchen Situation können auch Erzeuger ihren Strom nicht mehr ins Netz einspeisen und am Markt verkaufen. Der positive Deckungsbeitrag (variable Erzeugungskosten geringer als Preis am Großhandelsmarkt für Strom), den sie eigentlich erwirtschaften könnten, könnte somit nicht realisiert werden. Ähnlich wie bei Verbrauchern wäre aufgrund des Risikos von Erlösausfällen eine zu geringe Investitionsbereitschaft der Erzeuger gegeben. Insbesondere Investitionen in Anlagen zur Spitzenlastdeckung wären davon betroffen, weil sie bei der Refinanzierung auf Situationen mit sehr hohen Strompreisen angewiesen sind, in denen die Realisierung der aufgezeigten negativen externen Effekte besonders wahrscheinlich wäre.

Aufgrund der negativen externen Effekte und der damit verbundenen fehlenden Anreize für eine individuelle Vorsorge wird geschlussfolgert, dass es sich bei Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt um ein öffentliches Gut handelt. Bei einem öffentlichen Gut können staatliche Eingriffe in den Markt sinnvoll sein und gerechtfertigt werden, weil durch eine Erhöhung der Bereitstellung des Gutes die volkswirtschaftliche Wohlfahrt steigt und eine sog. Internalisierung von externen Effekten (als Kosten bei den Verursachern) nicht möglich wäre.³³

Bewertung

In einem EOM sind sowohl die Annahmen über die Bedeutung der o. g. externen Effekte als auch die Annahme, dass es sich bei Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt um ein öffentliches Gut handelt, wie wir im Folgenden unter Berücksichtigung der Marktregeln erläutern, unzutreffend oder werden zumindest hinsichtlich ihrer Bedeutung überschätzt.

Auch bei einem fehlenden Ausgleich von Angebot und Nachfrage ist ein sicherer Betrieb des europäischen Verbundnetzes weiterhin möglich: Selbst wenn es jedoch am Strommarkt in einzelnen Situationen zu keinem Ausgleich von Angebot und Nachfrage kommen würde, resultieren daraus nicht zwangsläufig unfreiwillige Verbrauchseinschränkungen. Vorher stehen den Übertragungsnetzbetreibern verschiedene weitere Maßnahmen zur Verfügung, um dies zu verhindern. Hierzu zählen insbesondere der Einsatz von inländischer und ausländischer Regelleistung sowie weiterer vorhandener Reserven, wie die Netzreserve. Nur wenn nach Ausschöpfung dieser Maßnahmen dennoch der Verbrauch die insgesamt verfügbare Erzeugungsleistung übersteigt, wären als ‚ultima ratio‘ unfreiwillige Abschaltungen einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze (‚Brownout‘) durch die Netzbetreiber erforderlich. Ein sicherer Betrieb des europäischen Verbundnetzes ist auch in einer solchen Situation weiterhin möglich, so dass ein flächendeckender Stromausfall (‚Blackout‘) vermieden

³² Eine Absicherung ist nur über eine lokale Absicherung in Analogie zur Absicherung gegen Ausfälle von Netzbetriebsmitteln, z. B. durch Netzersatzanlagen, möglich.

³³ Eine Erhöhung der bereitgestellten Menge des öffentlichen Gutes durch den Staat würde aufgrund der Nicht-Rivalität bei einem öffentlichen Gut zu einer Wohlfahrtssteigerung bei allen Marktakteuren führen.

den werden kann.³⁴ Ggf. verbleibende externe Effekte betreffen nur wenige Verbraucher / Erzeuger und sind damit sehr gering.

Selbst für den Fall, dass die zuvor erläuterten externen Effekte gegeben wären, wäre Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt gemäß der ökonomischen Theorie kein (reines) öffentliches Gut, sondern ein sog. Allmendegut: Verbraucher konkurrieren insbesondere in Knappheitssituationen auf Basis ihrer Zahlungsbereitschaft um den Bezug von Strom. Somit ist eine zentrale Eigenschaft eines öffentlichen Gutes gemäß der ökonomischen Theorie, die sog. Nicht-Rivalität, nicht gegeben. Wäre die zweite charakterisierende Eigenschaft eines öffentlichen Gutes, die sog. Nicht-Ausschließbarkeit (bzw. unzureichende Internalisierung von Kosten), gegeben, würde es sich bei Strombezug in Knappheitssituationen um ein sog. Allmende-Gut handeln. Von Bedeutung ist diese Unterscheidung, weil bei einem (reinen) öffentlichen Gut aufgrund der Nicht-Rivalität, ein staatlicher Eingriff, bei dem der Staat das Niveau der Versorgungssicherheit festlegt und für eine Gewährleistung des entsprechenden Niveaus verantwortlich ist, zu einer Erhöhung der volkswirtschaftlichen Wohlfahrt führen würde. Bei einem Allmendegut sollte der Staat hingegen einen rechtlichen Rahmen schaffen, so dass externe Effekte (Kosten) internalisiert werden.

Eine entsprechende Internalisierung von externen Effekten (Kosten) ist im heutigen Strommarktdesign durch die Ausgestaltung der Marktregeln bereits adressiert, so dass sich Situationen, in denen sich die zuvor aufgezeigten externen Effekte ergeben würden, sehr unwahrscheinlich und die Höhe des externen Effekts sehr gering sind:

- **Bei den eher hypothetischen Situationen von fehlenden Ausgleichsmöglichkeiten zwischen Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt wären externe Effekte sehr gering:** Infolge eines fehlenden Ausgleichs von Angebot und Nachfrage über den Preis würde es nicht zu einem flächendeckenden Stromausfall („black out“) kommen. Im schlimmsten Fall wäre (wie oben beschrieben) eine unfreiwillige Rationierung in Form einer kontrollierten Abschaltung einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze durch die Netzbetreiber die Folge. Die externen Effekte würden sich auf die Verbraucher und Betreiber von Erzeugungsanlagen beschränken, die an diese Verteilnetze angeschlossen wären. Das Ausmaß von negativen externen Effekten wäre somit sehr gering und auf wenige Verbraucher bzw. Betreiber von Erzeugungsanlagen beschränkt. Der Erwartungswert negativer externer Effekte für Betreiber von Erzeugungsanlagen, d. h. die zusätzlichen Risiken für Investitionen in Erzeugungsanlagen (zur Spitzenlastdeckung), ist somit gering. Der externe Effekt könnte vollständig vermieden werden, wenn für solche (hypothetischen) Situationen Kompensationsregeln für entgangene Erlöse explizit definiert würden.³⁵

³⁴ Ein flächendeckender Stromausfall bzw. ein großräumiger Zusammenbruch des europäischen Verbundnetzes („Black-out“) kann praktisch nur durch größere störungsbedingte Ausfälle von Netzbetriebsmitteln im Übertragungsnetz entstehen.

³⁵ Die Notwendigkeit entsprechender Kompensationsregelungen erscheint aus mehreren Gründen zumindest fraglich. Bei dem aktuellen Marktdesign ist die Wahrscheinlichkeit für kontrollierte Abschaltungen von Verteilnetzen zur Schaffung eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt sehr gering. Die Netzbetreiber, die für eine kontrollierte Abschaltung in einer solchen Situation zuständig wären, würden es vermeiden, Verteilnetze abzuschalten, in denen eine erhebliche Erzeugungsleistung angeschlossen wäre, weil sie damit das Problem nur mit erheblichem Mehraufwand beheben könnten. Zudem sind in den Verteilnetzen abgesehen von EE-Anlagen, bei denen man davon ausgehen kann, dass sie in Knappheitssituationen aufgrund von meteorologischen Bedingungen nur in sehr geringen Umfang einspeisen, in der Regel keine Großkraftwerke angeschlossen.

- **Externe Effekte aufgrund einer zu geringen individuellen Absicherung von Marktteilnehmern werden über das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem internalisiert, d. h. die Kosten die aus Bilanzkreisunterdeckungen resultieren, werden durch die Ausgleichsenergieabrechnung internalisiert:** Die Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch, die aus zu viel und zu wenig eingespeister bzw. entnommener elektrische Energie in bzw. aus dem Netz resultieren, werden von den ÜNB durch Regelleistung ausgeglichen. Wie bereits in Abschnitt 2.1.1 aufgezeigt, verpflichtet das Bilanzkreissystem, alle Marktteilnehmer für eine ausgeglichene individuelle Leistungsbilanz zu sorgen, und ermöglicht eine Kontrolle der Einhaltung der Verpflichtung. Eine Verletzung dieser Bilanzkreisverpflichtung führt nach den Marktregeln zu Sanktionen, u. a. in Form einer Pönalisierung über das Ausgleichsenergiesystem. Dabei werden die Kosten des Einsatzes der Regelleistung weitgehend verursachungsgerecht umgelegt und somit internalisiert.

Fazit

Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt ist **kein öffentliches Gut**, sondern erfüllt ohne eine geeignete Internalisierung von Kosten (bei nicht leistungsgemessenen Verbrauchern) ggf. die Voraussetzungen eines Allmendegutes. Die Marktregeln des EOM adressieren mögliche **externe Effekte** eines Allmendegutes und setzen somit Anreize für eine individuelle Absicherung der Verbraucher sowie Investitionen in Erzeugungsanlagen zur Deckung der Spitzenlast. Eine Internalisierung von Kosten erfolgt bereits über das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem. Möglicherweise verbleibende externe Effekte können durch eine Anpassung der Marktregeln innerhalb des EOM internalisiert werden.

Ineffizienzen und Gefährdung der Versorgungssicherheit durch ‚boom & bust cycles‘

Hintergrund

Insbesondere aufgrund der Realisierungszeiten von neuen Erzeugungsanlagen können sich sog. ‚boom & bust cycles‘ (auch Schweinezyklen genannt) durch unerwartete Entwicklungen auf der Nachfrageseite oder auf der Angebotsseite ergeben. D. h. es kann zu länger anhaltenden Phasen von Überkapazitäten bei geringen durchschnittlichen Marktpreisen und selten Situationen mit Preisspitzen oder länger anhaltenden Phasen mit einer hohen Auslastung der Erzeugungskapazitäten bei hohen durchschnittlichen Marktpreisen und häufigen Situationen von Preisspitzen kommen. ‚boom & bust cycles‘ führen somit zu Marktungleichgewichten, d. h. zu Ineffizienzen gegenüber einer ‚optimalen‘ Anpassung. Sie stellen ein Risiko für Investoren dar und könnten im Extremfall, d. h. bei einer unzureichenden Einbindung der Verbraucher in den Markt bei gleichzeitiger unzureichender Verfügbarkeit von weiteren Flexibilitätsoptionen zu Situationen führen, in den ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage über den Marktpreis nicht jederzeit möglich wäre.

Bewertung

Ein hohe Kapitalintensität, d. h. ein wesentlicher Anteil Kapitalkosten und den Vollkosten der Stromerzeugung bei konventionellen Kraftwerken, lange Realisierungsdauern (Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten) von neuen Kraftwerken bis zur Inbetriebnahme, erhebliche Unsicherheiten bei der

Entwicklung der Stromnachfrage sowie eine geringe Preiselastizität³⁶ der Nachfrage können als zentrale Ursachen für ‚boom & bust cycles‘ angesehen werden.

Staatliche Eingriffe in den Strommarkt, die ausschließlich aufgrund von möglichen ‚boom & bust cycles‘ vorgenommen werden, sind in der Regel aber weder eine geeignete noch eine erforderliche Maßnahme. Bei inhärenten Unsicherheiten über die Stromnachfrage, z. B. aufgrund von konjunkturellen und strukturellen Entwicklungen der Volkswirtschaft, sowie weiteren Unsicherheiten über Entwicklungen auf der Angebotsseite, die zu ‚boom & bust cycles‘ führen, handelt es sich nicht um ein Marktversagen. Bei einem staatlichen Eingriff in den Markt, z. B. durch Vorgaben zur Entwicklung der Erzeugungskapazitäten, sind diese Unsicherheiten ebenfalls gegeben. Ein staatlicher Eingriff zur Vermeidung von ‚boom & bust cycles‘ kann im besten Fall in der Lage sein, die Marktpreisschwankungen durch eine Vermeidung von Phasen mit einer hohen Auslastung der Erzeugungskapazitäten (Knappheitssituationen) abzumildern. Die Vorgaben zur Entwicklung der Erzeugungskapazitäten müssten dabei allerdings letztlich so gewählt werden, dass Überkapazitäten der Regelfall sind. Die Marktpreise können so zwar auf einem geringeren durchschnittlichen Niveau gehalten werden, zugleich ist jedoch eine Finanzierung der im Regelfall vorhandenen Überkapazitäten über andere Mechanismen erforderlich. Die Finanzierungskosten müssen in diesem Fall von den Verbrauchern in Form einer Umlage getragen werden. Letztendlich ergeben sich für die Verbraucher geringere Schwankungen bei den gesamten Kosten für den Strombezug. Die durchschnittlichen Kosten für den Strombezug liegen allerdings unter Berücksichtigung der Marktpreise und der Finanzierungsumlage auf einem höheren Niveau, da eine Finanzierung von dauerhaften Überkapazitäten über eine Umlage erforderlich ist.

Sind Verbraucher in einem erheblichen Umfang in den Markt eingebunden, wird das Ausmaß von ‚boom & bust cycles‘ reduziert. Insbesondere kann dann die Wahrscheinlichkeit vernachlässigt werden, dass ‚boom & bust cycles‘ dazu führen, dass ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage nicht mehr möglich wäre.

Das Ausmaß von ‚boom & bust cycles‘ auf dem Strommarkt wird zudem durch mehrere kurzfristig verfügbare Anpassungsoptionen auf Seiten des Angebots reduziert. Sind Knappheiten bei den Erzeugungskapazitäten und damit verbundene Strompreisspitzen in einer zunehmenden Anzahl von Situationen absehbar bzw. gegeben, können folgende Optionen vorübergehend bis zur Inbetriebnahme von neuen Erzeugungskapazitäten (verstärkt) genutzt werden:

- Netzersatzanlagen: Durch eine Vermarktung von netzsynchronen Netzersatzanlagen, die in normalen Situationen aufgrund relativ hoher variabler Kosten am Strommarkt nicht zum Einsatz kommen, kann die verfügbare Erzeugungskapazität am Markt erhöht werden.
- Kaltreserve: Durch eine Reaktivierung von Anlagen in sog. Kaltreserve (vorläufige Stilllegungen) kann die verfügbare Erzeugungskapazität am Markt ausgeweitet werden.
- Retrofit-Maßnahmen: Durch Retrofit-Maßnahmen bei Bestandsanlagen kann die technische Lebensdauer dieser Anlagen erhöht werden. Diese Bestandsanlagen können somit länger betrieben werden und dem Markt als zusätzliche Angebotsoption dienen.

³⁶ Eine geringe Preiselastizität der Nachfrage ist von einer unzureichenden Einbindung der Verbraucher in den Markt zu unterscheiden. Bei einer geringen Preiselastizität der Nachfrage reagieren Verbraucher auf Preise am Großhandelsmarkt in größerem Umfang erst bei sehr hohen Preisen mit einer Nachfragereduktion. Verbraucher, die nicht in den Markt eingebunden sind, reagieren hingegen überhaupt nicht auf Preise am Großhandelsmarkt.

Diese Optionen sowie Ausgleichseffekte im europäischen Stromverbund, die ebenfalls nationale ‚boom & bust cycles‘ reduzieren können, werden im Folgenden dargestellt:

Netzersatzanlagen

Netzsynchrone Netzersatzanlagen können in Situationen mit Knappheiten an den Strom- und Regelleistungsmärkten zusätzliche Erzeugungsleistung anbieten. Bei Knappheiten mit entsprechend höheren Strompreisen können auch diese Anlagen trotz ihrer relativ hohen variablen Kosten Erlöse erzielen. Bei entsprechenden Preissignalen und Erlösmöglichkeiten auf den Märkten können netzsynchrone Netzersatzanlagen z. B. im Rahmen von sog. virtuellen Kraftwerken gepoolt werden und durch Dienstleistungsunternehmen vermarktet werden. Dadurch können sie einerseits Preisspitzen an den entsprechenden Märkten dämpfen und andererseits einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Dabei haben Netzersatzanlagen gegenüber anderen Erzeugungsoptionen, wie z. B. Gasturbinen und GuD-Anlagen, unter ökonomischen Aspekten Vor- und Nachteile bei der Vermarktung auf Strom- und Regelleistungsmärkten.

Die variablen Kosten von Netzersatzanlagen, d. h. die Kosten die sich durch den Einsatz ergeben, sind in der Regel höher als die variablen Kosten von Gasturbinen und GuD-Anlagen. Daher ist eine Vermarktung von Netzersatzanlagen nur in wenigen Stunden des Jahres, wenn der Strompreis am Großhandelsmarkt auf oder über den variablen Erzeugungskosten von Netzersatzanlagen liegt und andere Erzeugungsoptionen bereits vollständig ausgenutzt werden, eine wirtschaftliche Option. An Regelleistungsmärkten kommen sie im Wesentlichen als Angebotsoption im Bereich der positiven Minutenreserve in Frage, da ihre Leistung innerhalb kurzer Zeit aus dem Stillstand abgerufen werden kann. Damit stehen sie als Option für sog. ‚stand by reserve‘ in Konkurrenz zu Gasturbinen und zur sog. ‚spinning reserve‘ aus thermischen Kraftwerken in Teillastbetrieb sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken.

Zugleich müssen Netzersatzanlagen ihre Investitionskosten und jährlichen, fixen Betriebskosten im Gegensatz zu anderen Erzeugungsanlagen nicht an den Strom- und Regelleistungsmärkten verdienen. Die primäre Aufgabe von Netzersatzanlagen besteht in der Absicherung der jeweiligen individuellen Versorgung des Verbrauchers, z. B. Krankenhäuser, Rechenzentren oder Sportstadion, in Fällen von technisch bedingten, lokalen Versorgungsunterbrechungen aus dem Netz der allgemeinen Versorgung. D. h. die Investitionskosten sowie jährlichen fixen Betriebskosten fallen unabhängig von möglichen Vermarktungserlösen auf den Strom- und Regelleistungsmärkten an. Somit steht die Leistung von netzsynchrone Netzersatzanlagen, wenn sie nicht zur Erfüllung ihrer primären Aufgabe benötigt werden, für die Strom- und Regelleistungsmärkte potenziell zur Verfügung. Einschränkungen ihres eigentlichen Anwendungszweckes sind dabei nicht gegeben.

Wenn die Grenzen der Angebotskapazität erreicht sind und Knappheitspreise auftreten, können sie somit als kurzfristig verfügbare Angebotsoption die Preiselastizität der Nachfrage bei der Preissetzung oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung von konventionellen Kraftwerken unterstützen.

Nach verschiedenen Untersuchungen liegen die verfügbaren Potentiale von Netzersatzanlagen, die auch für den Markt erschließbar sind, in einer Größenordnung von 5.000 bis 10.000 MW. Diese Potentiale können zu sehr geringen Kosten sehr schnell erschlossen und am Strommarkt genutzt wer-

den. Sie werden bereits heute teilweise zur Verringerung von Netzentgeltzahlungen und in geringerem Umfang auf den Regelleistungs- sowie den Großhandelsmärkten genutzt.³⁷

Kraftwerke in Kaltreserve

Konventionelle Kraftwerke, die bei den jeweils gegebenen Marktpreisen, nicht wirtschaftlich betrieben werden können, werden in der Regel nicht umgehend stillgelegt, sondern „eingemottet“ bzw. in die Kaltreserve überführt (d.h. sie werden vorläufig stillgelegt). Dadurch kann ein erheblicher Teil der fixen Betriebskosten (u. a. Wartungskosten, Personalkosten, Verschleißkosten) eingespart werden. Als mögliche Ursachen ergeben sich unerwartete Entwicklungen auf der Nachfrageseite und auf der Angebotsseite. So wurden z. B. zu Beginn der Liberalisierung in Deutschland und anderen Ländern aufgrund der damaligen, erheblichen Überkapazitäten zahlreiche Anlagen in die Kaltreserve überführt.³⁸ Zwar führen die Kraftwerke auch in der Kaltreserve, insbesondere wenn sie noch nicht abgeschrieben sind, zu Verlusten für die Betreiber. Die Verluste verringern sich aber im Gegensatz zu der Referenz, in der sie kontinuierlich weiter betrieben werden. Wenn sich die Erlösmöglichkeiten für Erzeugungsanlagen auf dem Markt wieder verbessern, werden die Kraftwerke wieder aus der Kaltreserve genommen und können kurzfristig – in der Regel innerhalb einiger Wochen bis weniger Monate – die Angebotskapazität erhöhen.

Die Kaltreserve kann somit in zweifacher Weise einem Puffer zur Dämpfung von ‚boom & bust cycles‘ darstellen. Wenn Kraftwerke in die Kaltreserve überführt werden, wird die Angebotskapazität reduziert. Dieses führt c. p. zu Preiserhöhungen auf dem Markt, so dass die verbleibenden Kraftwerke höhere Erlöse erzielen können. Wenn sich die Erzeugungskapazitäten verknappen und die Preise auf dem Großhandelsmarkt steigen, werden die Kraftwerke in der Kaltreserve reaktiviert und verringern somit die Höhe und den Umfang von Knappheitspreisen.

In einigen Analysen wird davon ausgegangen, dass sich mittelfristig zahlreiche Bestandsanlagen ihre fixen Betriebskosten nicht mehr durch die Deckungsbeiträge auf den Strom- und Regelleistungsmärkten erzielen können. Neben den derzeit im europäischen Strommarkt bestehenden erheblichen Überkapazitäten werden insbesondere zwei weitere Ursachen angeführt:

- Durch die Inbetriebnahme von neuen, in Bau befindlichen Kraftwerken werden die Erlösmöglichkeiten weiter eingeschränkt.
- Die (unerwartet) hohe Ausbaugeschwindigkeit bei den erneuerbaren Energien in den letzten Jahren hat und wird dazu führen, dass sich – zumindest kurzfristig – in zahlreichen Stunden des Jahres Überkapazitäten mit entsprechenden Reduktionen der Strompreise und Erlösmöglichkeiten am Großhandelsmarkt ergeben.³⁹

³⁷ Für eine detaillierte Darstellung der Flexibilitätspotenziale aus Netzersatzanlagen vgl. r2b (2015) Strommarktdesign der Zukunft sowie r2b (2014) AP 3 der Leitstudie Strommarkt.

³⁸ Ein weiteres aktuelles Beispiel stellt der Strommarkt in Österreich dar. Durch erhebliche Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten in den letzten Jahren sowie eine deutlich hinter den Erwartungen zurückbleibende Entwicklung des Stromverbrauchs wurden Überkapazitäten aufgebaut, die sich aktuell in der Kaltreserve befinden. Einige dieser Anlagen werden insbesondere im Winter in Betrieb genommen und wurden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern als sog. Reservekraftwerke im Rahmen der Netzreserve kontrahiert.

³⁹ Zur Diskussion des sog. ‚merit order‘-Effekts der erneuerbaren Energien und kurz- vs. langfristigen Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Strompreise am Großhandelsmarkt siehe z. B. Wissen, R. / Nicolosi, M. (2007) oder r2b energy consulting / consentec (2011).

Es ist nicht davon auszugehen, dass aufgrund dieser Entwicklung alle unwirtschaftlichen Bestandsanlagen endgültig stillgelegt werden. Vielmehr werden einige Bestandsanlagen für einige Jahre in Kaltreserve genommen, um bei entsprechendem Bedarf, voraussichtlich nach 2020, wieder in den regulären Betrieb überführt zu werden.

Retrofit-Maßnahmen bei Bestandskraftwerken

Sowohl bei quantitativen Modellrechnungen zur Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems als auch bei theoretischen Analysen wird vielfach für Bestandsanlagen unterstellt, dass sie eine unveränderbare, exakt vorgegebene technische Lebensdauer - entweder in Form von Betriebsjahren oder möglichen Betriebsstunden - haben. In der Realität ist diese Annahme zu sehr vereinfachend. In Abhängigkeit der Betriebsweise können die Betriebsjahre von Kraftwerken erheblich variieren und durch sog. Retrofit-Maßnahmen erhöht werden. Letztendlich erfolgen die Stilllegungen auf Basis von betriebswirtschaftlichen Entscheidungen. Insbesondere in Phasen mit hohen Erlösmöglichkeiten können Erzeugungskapazitäten mehrere Jahre bis mehrere Jahrzehnte länger, als bei ihrer Inbetriebnahme vorgesehen, betrieben werden. Im Vergleich zu Neubauten benötigt die Realisierung von Retrofit-Maßnahmen eine deutlich kürzere Dauer und geringere Investitionskosten. Retrofit-Maßnahmen können zudem ggf. vollständig in Phasen innerhalb des Jahres durchgeführt werden, in denen Kapazitätsknappheiten nicht zu erwarten sind.

Retrofit-Maßnahmen können dabei – wie die Überführung von Kraftwerken in die Kaltreserve und die Wiederinbetriebnahme dieser Anlagen – dazu beitragen die Höhe und den Umfang von Knappheitspreisen zu verringern.

Ausgleichseffekte im europäischen Strommarkt

Neben den Optionen die einen Beitrag zur Verringerung von ‚boom & bust cycles‘ bei Betrachtung eines Strommarkts im nationalen Kontext leisten können, führt auch die Einbindung des deutschen Strommarktes in den europäischen Markt erheblich zu einer Vermeidung von Situationen mit ausgeprägten Überkapazitäten und ausgeprägten Knappheiten. Durch Ausgleichseffekte zwischen Überkapazitäten und Knappheiten bei Erzeugungskapazitäten in den einzelnen Regionen eines größeren Marktgebietes, können die Auswirkungen von ‚boom & bust cycles‘ in einem nationalen Markt durch Im- und Exporte reduziert werden. Voraussetzung ist, dass zwischen den nationalen Märkten ausreichend Austauschmöglichkeiten (sog. Kuppelleitungskapazitäten) verfügbar sind.

Fazit

Der Strommarkt hat aufgrund spezifischer Besonderheiten, insbesondere lange Realisierungszeiten konventioneller Kraftwerke und Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung der residualen Nachfrage, eine inhärente Tendenz zu ‚boom & bust cycles‘. Verfügbare Flexibilitätsoptionen können das Ausmaß von ‚boom & bust cycles‘ erheblich abmildern.⁴⁰ Einschränkungen der Versorgungssicherheit durch ‚boom & bust cycles‘ sind nicht zu erwarten. Durch staatliche Eingriffe können ‚boom & bust cycles‘ nicht wirksam und sinnvoll begegnet werden, sondern ausschließlich durch Schaffung von dauerhaften Überkapazitäten mit entsprechenden Erhöhungen der Kosten verhindert werden.

⁴⁰ Mögliche Flexibilitätsoptionen sind eine Einbindung von Netzersatzanlagen in den Markt, Überführung von Bestandsanlagen in die Kaltreserve mit anschließender Reaktivierung, Retrofit von Bestandsanlagen, die in Deutschland gegebenen Voraussetzungen für eine Einbindung der Verbraucher in den Markt sowie die Einbindung Deutschlands in den europäischen Stromverbund.

Investitions- und Refinanzierungsrisiken

Hintergrund

Risiken und Unsicherheiten hinsichtlich der Refinanzierungsmöglichkeiten können zu höheren Kosten durch Risikoaufschläge auf die erwartete Rendite (Eigenkapitalverzinsung) bzw. höhere Kosten für Fremdkapital führen und sich ggf. auch negativ auf die Investitionsbereitschaft von Marktakteuren auswirken. Zu unterscheiden sind in diesem Bereich Marktrisiken und politische Risiken.

- Marktrisiken ergeben sich einerseits aufgrund von Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung auf der Angebotsseite, wie z. B. Entwicklung der Brennstoffpreise, Preise für CO₂-Zertifikate, Kosten für Konkurrenztechnologien und Investitions- und Stilllegungsentscheidungen von Wettbewerbern und andererseits aufgrund von Unsicherheiten der Entwicklungen auf der Nachfrageseite, wie z. B. Höhe und Struktur der Stromnachfrage und Verfügbarkeit sowie Erschließungskosten von Lastmanagementpotenzialen.
- Politische Risiken sind auf nicht vorhersehbare Anpassungen des rechtlichen und regulatorischen Rahmens für die Stromerzeugung, für die Entwicklung der Netzinfrastruktur sowie für den Stromverbrauch zurückzuführen, die potenziell Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und Refinanzierungsmöglichkeiten für Investoren haben.

Bei der Diskussion über prohibitive Investitionsrisiken, die dazu führen könnten, dass Investitionen nicht in ausreichendem Umfang realisiert werden, wird im Wesentlichen auf Unsicherheiten bei der Refinanzierung von Erzeugungsanlagen zur Deckung der Spitzenlast abgestellt.⁴¹ Diese Erzeugungsanlagen, wie Gasturbinen und Motorkraftwerke, haben wie andere konventionelle Kraftwerke (Kohlekraftwerke, GuD-Anlagen), eine hohe Kapitalintensität (Anteil Kapitalkosten an Vollkosten der Stromerzeugung), eine lange technische Lebensdauer von zehn und mehr Jahren und die Realisierung (Dauer der Planung, der Genehmigung, des Baus und der Inbetriebnahme) benötigt ein bis mehrere Jahre. Zugleich sind die Kapitalkosten von einmal getätigten Investitionen weitgehend als sog. ‚sunk costs‘ zu betrachten.

Als zentrales Argument für prohibitive Investitionsrisiken wird vorgebracht, dass in einem EOM mit ‚peak load pricing‘ eine Refinanzierung der Kapitalkosten durch sehr hohe Preisspitzen in seltenen Situationen erfolgen muss. Bleiben solche Situationen aus oder sind das Niveau und / oder die Häufigkeit zu gering, kann der Investor seine Kapitalkosten nicht refinanzieren.

Bewertung

Die Darstellungen in den Abschnitten 2.1.2 und 2.1.3 haben bereits implizit gezeigt, dass Investitionsrisiken für Erzeugungsanlagen zur Deckung der Spitzenlast in einem realen EOM insbesondere vor dem Hintergrund der verfügbaren Flexibilitätsoptionen begrenzt sind:

- Erzeugungsanlagen stehen bei einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Wettbewerb mit Flexibilitätsoptionen - insbesondere mit Lastreduktionsmöglichkeiten von Industrieunternehmen und Netzersatzanlagen. Im Gegensatz zu konventionellen Erzeugungsanlagen zur Deckung der Spitzenlast haben diese Optionen sehr geringe Erschließungskosten und ver-

⁴¹ Investitionsrisiken aufgrund der Gefahr der Einführung von Preisobergrenzen (sog. ‚price caps‘), die in den Bereich politischer Risiken fallen, werden im Abschnitt 2.2.2 diskutiert.

gleichsweise hohe variable Kosten. Eine Berücksichtigung dieser Flexibilitätsoptionen für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage führt dazu, dass neue Erzeugungsanlagen wie Gasturbinen oder Motorkraftwerke zur Deckung der Spitzenlast nicht für die Deckung von Lastspitzen in nur einzelnen Stunden benötigt werden. Für diese sehr seltenen Lastspitzen sind Möglichkeiten einer Lastreduktion und Netzersatzanlagen, die deutlich günstigere Option. Gasturbinen und Motorkraftwerke, die die geringsten Investitionskosten konventioneller Spitzenlastanlagen aufweisen, benötigen für eine Refinanzierung einen Einsatz von bis zu mehreren hundert Stunden pro Jahr in Abhängigkeit der Höhe der Preisspitzen. Durch die Erschließung der genannten Flexibilitätsoptionen, ist eine Deckung sehr seltener Spitzelasten mittels konventioneller Spitzenlastkraftwerke nicht erforderlich.

- Darüber hinaus trägt die Erschließung von Flexibilitätsoptionen mit geringen Investitionskosten aber vergleichsweise hohen variablen Kosten dazu bei, dass sich das Auftreten von Preisspitzen durch die Preissetzung dieser Flexibilitätsoptionen mit hohen variablen Kosten verstetigt (häufigeres Auftreten von Preisspitzen auf moderatem Niveau), so dass sich die Investitionsrisiken für konventionelle Spitzenlastkraftwerke c. p. verringern.
- Wie in Abschnitt 2.1.2 und 2.1.3 gezeigt, gewährleisten die Wirkungsmechanismen des EOM, dass in der Zukunft erwartete Kapazitätsknappheiten auf Basis der Preissignale des Strommarktes abgebildet werden. Bei zunehmender Bedeutung von Spitzenlastanlagen und einem deutlichen Rückgang des Grundlastanteils an der residualen Last im Zeitverlauf werden Investitionen in Spitzenlastanlagen über häufigeres Auftreten von Preisspitzen marktgetrieben angereizt und deren Refinanzierung gewährleistet.
- Erzeugungsanlagen zur Deckung der Spitzenlast, wie Gasturbinen und Motorkraftwerke, können aufgrund ihrer hohen Flexibilität zugleich Erlöse auf den Märkten für positive Regelleistung und im Rahmen von Reservepools verdienen und somit mittels auch in einem EOM vorhandenen expliziten Leistungspreiszahlungen ihre Kapitalkosten refinanzieren.

Zugleich sind Investitionen, die nicht langfristig abgesichert werden können und nicht zu sicheren Einnahmen zur Refinanzierung führen, keine Besonderheit des Strommarktes. Bei jeder Investition sind Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Nachfrage, Innovationen von anderen Marktteilnehmern und Investitionen von Wettbewerbern gegeben. Investoren werden für diese Risiken mit einem entsprechenden Risikoaufschlag auf Renditen kompensiert. Gerade diese Investitions- bzw. Marktrisiken sind ein wesentlicher Treiber für Innovationen und Wettbewerb in einer Marktwirtschaft. Warum diese Risiken von Investoren in konventionelle Kraftwerke nicht getragen werden können bzw. sollten, auch wenn damit ein gewisser Risikozuschlag bei Renditeerwartungen verbunden ist, ist – auch im Vergleich mit anderen Industriezweigen - nicht erkennbar.

Fazit

Abgesehen von für Investitionsgüter mit langen Vorlaufzeiten und technischen Lebensdauern übliche Marktrisiken aufgrund von Unsicherheiten bezüglich der Marktentwicklung bestehen im EOM keine prohibitiven Risiken für Investitionen in Anlagen zur Deckung der Spitzenlast. Für sehr seltene Lastspitzen in wenigen Stunden des Jahres, sind bereits heute mit Lastmanagement und Netzersatzanlagen schnell erschließbare Flexibilitätsoptionen mit deutlich niedrigen Investitionskosten verfügbar. Durch deren Einbindung und steigende Anteile der Spitzenlast im Zeitverlauf vermindert sich das Auftreten von Preisspitzen und die Investitionsrisiken reduzieren sich.

Ausübung von Marktmacht

Hintergrund

In Knappheitssituationen wird die gesamte verfügbare Erzeugungsleistung eingesetzt und ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage erfolgt über Anpassungen des Verbrauchs. In einer solchen Situation oder bereits kurz vor der Realisierung einer Knappheitssituation können Betreiber von Erzeugungsanlagen potenziellen Spielraum durch eine geringfügige Zurückhaltung von Erzeugungsleistung haben, um den Marktpreis zu erhöhen. Grundsätzlich kann die Ausübung von Marktmacht zu einer Verringerung der volkswirtschaftlichen Effizienz führen und schränkt somit die Funktionsfähigkeit eines Marktes ein. Zusätzlich können sich Verteilungseffekte zu Gunsten der Betreiber von Erzeugungsanlagen und zu Lasten der Verbraucher ergeben.

Bewertung

In Deutschland hat sich die Anbieterkonzentration in der Stromerzeugung in den letzten Jahren deutlich verringert. Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Stilllegung von Kernkraftwerken haben ebenso wie Desinvestitionsprogramme großer Erzeuger und der Eintritt von neuen Marktteilnehmern zu einer erheblichen Verringerung der Marktkonzentration geführt. Zudem befinden sich Betreiber von Erzeugungsanlagen aufgrund der zunehmenden Integration der nationalen Strommärkte in den europäischen Stromverbund im Wettbewerb mit Betreibern von Erzeugungsanlagen im Ausland.

Die sog. Pivotalität einzelner Anbieter in Knappheitssituationen ist allerdings auf einem Strommarkt inhärent gegeben. Die Anreize zur Ausübung von Marktmacht sind aber aus mehreren Gründen begrenzt:

- Bei einer Einbindung der Verbraucher in den Markt führt eine Zurückhaltung von Erzeugungsleistung zu einer Verringerung der Nachfrage von Verbrauchern. Der Preiseffekt einer Zurückhaltung von Erzeugungsleistung ist damit in der Tendenz gering und geht mit einem negativen Mengeneffekt einher.
- Durch Ausübung von Marktmacht ergeben sich aus der dynamischen Perspektive aufgrund hoher Preise am Großhandelsmarkt Anreize für Markteintritte durch den Investitionen in Erzeugungsanlagen durch neue Marktakteure, Erschließung von Flexibilität auf Seiten der Verbraucher sowie eine Erschließung von Netzersatzanlagen. Hieraus resultieren in der mittleren Frist zusätzliche Kapazitäten mit der Folge von geringen Strompreisen und geringen Erlösmöglichkeiten für Betreiber von Erzeugungsanlagen, aber zugleich auch geringeren Marktmachtpotenzialen. Insbesondere Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einem großen Portfolio an Bestandsanlagen wären von diesem Rückgang der Erlösmöglichkeiten in erheblichem Umfang betroffen. Diese sog. „Bestreitbarkeit des Marktes“ in der dynamischen Perspektive verhindert in der Tendenz die tatsächliche Ausübung von Marktmacht, selbst wenn die Möglichkeiten zur Erlöserhöhung in der kurzfristigen Perspektive gegeben wären.

Fazit

Marktmachtpotenzial in Knappheitssituationen ist auf Strommärkten inhärent gegeben. Ausübung von Marktmacht ist aktuell u. a. aufgrund von derzeit vorhandenen Überkapazitäten auf dem Strommarkt kein Problem. Insbesondere die Bestreitbarkeit der Märkte, eine aktive Einbindung der Verbraucher in den Markt und die zunehmende Integration des deutschen in den europäischen Strommarkt werden auch nach einem Abbau von Überkapazitäten die Möglichkeit zur Ausübung von Marktmacht begrenzen.

Somit sind auch zukünftig negative Auswirkungen durch gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtsverluste bei Ausübung von Marktmacht nicht in erheblichem Ausmaß zu erwarten. Zudem würde eine Ausübung von Marktmacht zu einem höheren Preisniveau auf dem Großhandelsmarkt für Strom führen, was in der Tendenz wiederum zu verstärkten Investitionen in konventionelle Kraftwerke oder der Erschließung zusätzlicher Flexibilitätsoptionen durch Wettbewerber führen würde. Somit würde eine Ausübung von Marktmacht einerseits die Versorgungssicherheit keinesfalls gefährden, sondern tendenziell würde sich ein aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive zu hohes Niveau der Versorgungssicherheit ergeben. Andererseits würde mit zunehmenden Überkapazitäten durch neue Markteintritte das Preisniveau wieder sinken, so dass die Ausübung von Marktmacht, die Erlösmöglichkeiten konventioneller Kraftwerke letztendlich mittelfristig verschlechtern würde.

2.2.2 Weitere Argumente für die Anpassung des aktuellen Marktdesigns

Im Rahmen der Diskussionen um die Funktionsfähigkeit des EOM und eine erforderliche Anpassung des Marktdesigns, werden weitere Argumente hervorgebracht, die einen grundlegenden Eingriff in das aktuelle Marktdesign rechtfertigen sollen. Diesbezüglich werden insbesondere folgende Aspekte genannt:

- Die aktuelle Erlössituation konventioneller Kraftwerke, die eine Deckung der Vollkosten teilweise nicht ermöglicht sowie die damit in Zusammenhang stehenden Stilllegungsankündigungen für konventionelle Kraftwerke;
- Die Gefahr der Einführung von Preisobergrenzen und das damit verbundene ‚missing money‘-Problem;
- Die Notwendigkeit der Behebung von innerdeutschen Netzengpässen mittels einer Anpassung des aktuellen Marktdesigns;
- Anpassungen des Marktdesigns zur Gewährleistung des – in einem gemeinsamen EU-Binnenmarkt – hypothetischen Konstruktes der ‚Versorgungssicherheit bei nationaler Autarkie‘.

Diese Aspekte werden im Folgenden jeweils eingeordnet, bewertet und deren Relevanz für die Funktionsfähigkeit des EOM abgeleitet.

Aktuelle Erlössituation von konventionellen Kraftwerken

Hintergrund

Ein zentraler Hintergrund der intensiv geführten Diskussion um die Funktionsfähigkeit des EOM ist, trotz erheblicher Überkapazitäten in Deutschland und Europa, die Frage, ob im EOM ausreichend Erzeugungskapazitäten vorgehalten werden. Begründet wird diese Frage mit der Verringerung des Niveaus der Strompreise auf dem Großhandelsmarkt in den letzten Jahren. Die Verringerung des Niveaus der Strompreise ist teilweise auch auf zurückgegangene Brennstoffkosten bzw. -preise und Preise für CO₂-Zertifikate zurückzuführen, was die Erlössituation konventioneller Kraftwerke nicht per se verschlechtert. Zugleich haben sich neben der Verringerung der Strompreise aber auch die aktuellen Erlösmöglichkeiten für konventionelle Kraftwerke aufgrund der Überkapazitäten erheblich verringert. Konventionelle Kraftwerke können bei den aktuellen Erlösmöglichkeiten ihre Vollkosten (Kapital- sowie Betriebskosten) teilweise nicht decken. Bei einem Teil der Kraftwerke wird es für die Betreiber zunehmend schwieriger, ihre fixen Betriebskosten durch die Deckungsbeiträge auf dem

Strommarkt zu verdienen. Ein Neubau von Kraftwerken auf Basis von Erlösen auf den Wettbewerbsmärkten ist aktuell nicht wirtschaftlich darstellbar, so dass Neubauprojekte zurückgestellt oder nicht mehr weiter verfolgt werden.

In der Folge haben zahlreiche Betreiber von konventionellen Kraftwerken gemäß § 13a Abs. 1 EnWG Planungen zu vorläufigen oder endgültigen Stilllegungen ihrer Anlagen bei der Bundesnetzagentur angezeigt. Aktuell sind gemäß Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur 38 Anlagen bzw. Blöcke mit einer installierten Leistung von 9.353 MW zur vorläufigen oder endgültigen Stilllegung angemeldet.⁴² Die installierte Leistung von Anlagen, die zur vorläufigen Stilllegung angemeldet sind, beträgt dabei 5.232 MW. Somit sind ca. 56 % der aktuell angezeigten Stilllegungen konventioneller Kraftwerke lediglich zur vorläufigen bzw. vorläufig saisonalen Stilllegung angezeigt. Die installierte Leistung von Anlagen, die zur endgültigen Stilllegung angemeldet sind, beträgt 3.887 MW. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich bei diesen Anlagen auch um Stilllegungen handelt, die aus altersbedingten Ursachen und aufgrund von Stilllegungszusagen im Rahmen von Kraftwerksneubauten von den Betreibern resultieren.

Auf Grundlage der Verschlechterung der Erlösmöglichkeiten von konventionellen Kraftwerken wird auf ein grundsätzliches Problem der Finanzierung von konventionellen Kraftwerken geschlossen, was sich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien noch verschärfen würde. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien verändert sich die Struktur der von den konventionellen Kraftwerken zu deckenden sog. residualen Last (Last abzgl. der Einspeisung aus erneuerbaren Energien), was in der Konsequenz einerseits zu einer Abnahme der möglichen Auslastung und der Erlösmöglichkeiten von konventionellen Kraftwerken und andererseits zu einer veränderten Zusammensetzung der Last aus Grund-, Mittel und Spitzenlast führen wird.⁴³

Bewertung

In Deutschland und weiten Teilen Europas sind aktuell Überkapazitäten im Bereich der konventionellen Kraftwerke gegeben. Neben dem Rückgang der Weltmarktpreise für Öl-, Gas und Steinkohle sowie der gefallenen CO₂-Zertifikatspreise ist die Verringerung des Strompreinsniveaus (und der Erlösmöglichkeiten von Betreibern konventioneller Kraftwerke) im Wesentlichen auf diese Überkapazitäten zurückzuführen. Verursacht wurden diese Überkapazitäten durch unterschiedliche Entwicklungen:

- Unerwartet geringe Stromnachfrage in Folge der Finanz- und Wirtschaftskrise mit erheblichen Rückwirkungen auf Konjunktur & Wachstum in weiten Teilen Europas,
- Unerwartet hohe Geschwindigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien in den letzten Jahren in weiten Teilen Europas,
- Kraftwerkszubauten in erheblichem Umfang in den letzten Jahren auch in Folge von Erlöserwartungen konventioneller Kraftwerksbetreiber durch Ausstattungen mit CO₂-Emissionsberechtigungen im Rahmen des Treibhausgasemissionshandels.

⁴² Vgl. BNetzA (2015). Ohne die Anlagen, die zum Stichtag (Stand: 20.07.2015) bereits endgültig stillgelegt waren.

⁴³ So wird der Anteil der Grundlast im Zeitverlauf abnehmen, während der Anteil der Spitzenlast mit einer geringen Auslastung an Bedeutung gewinnt. Vgl. hierzu z. B. r2b (2015).

Die geringen Erlösmöglichkeiten und vorübergehenden sowie endgültigen Stilllegungsanzeigen im Bereich der konventionellen Kraftwerke sind eine effiziente Reaktion des Marktes auf diese Überkapazitäten.⁴⁴ Dieser Marktberäumigungsprozess führt in der mittleren und längeren Frist dazu, dass einerseits die Strompreise am Großhandelsmarkt wieder ein Niveau erreichen, bei dem die Betreiber der (verbliebenden) Kraftwerke wieder ihre Kosten decken können bzw. sich Erlösmöglichkeiten ergeben, in denen nur vorläufig stillgelegte Anlagen aus der Kaltreserve genommen werden. Auch Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen sind dann wieder wirtschaftlich darstellbar. Hierbei gibt es keine Anzeichen dafür, dass eine Marktberäumigung erfolgt, die zu übermäßigen vorläufigen oder endgültigen Stilllegungen von konventionellen Kraftwerken führt und somit die Versorgungssicherheit gefährdet wäre. Vielmehr sind gerade der hohe Anteil von vorläufigen Stilllegungsanzeigen an den insgesamt angezeigten Stilllegungen gemäß der Stilllegungsliste der Bundesnetzagentur, d.h. Stilllegungsanzeigen die nicht aus aufgrund von Kraftwerksneubauten an den jeweiligen Standorten oder dem Erreichen der technischen Lebensdauer erfolgen⁴⁵, ein Indiz für die Funktionsfähigkeit des EOM. Andererseits schafft die Marktberäumigung die Möglichkeit eines beschleunigten Umbaus des Stromversorgungssystems. Durch den Bau von Erzeugungsanlagen zur Deckung der Spitzenlast (Gasturbinen & Motorkraftwerke) sowie die Erschließung von Flexibilitätsoptionen (z. B. Lastmanagement und Netzersatzanlagen) über zukünftig zu erwartende Preisspitzen des Strommarktes und einem Anstieg des Preisniveaus auf den Regelleistungsmärkten erfolgt eine Anpassung des Stromversorgungssystems an die veränderten Anforderungen durch die sukzessive Umstellung des Stromerzeugungssystems auf erneuerbare Energien.⁴⁶

Die aktuell anstehende Marktberäumigung im Bereich der konventionellen Kraftwerke lässt somit keine Rückschlüsse auf die zukünftige Funktionsfähigkeit des EOM in Bezug auf Versorgungssicherheit zu. Die geringen Erlösmöglichkeiten und das geringe Niveau der Strompreise sind vielmehr ein Indiz dafür, dass der EOM effiziente Preissignale zur Anpassung des Stromerzeugungssystems setzt.

Fazit

Die aktuelle Erlössituation von konventionellen Kraftwerken ist kein Indiz für ein Marktversagen des EOM und kann nicht als Anzeichen für eine Gefährdung der zukünftigen Versorgungssicherheit angesehen werden. Vielmehr spiegelt das geringe aktuelle Strompreisniveau geringe Preise für CO₂-Zertifikate und Brennstoffe sowie Überkapazitäten in Deutschland und weiten Teilen Europas wieder. Diese Marktpreise führen zu einer effizienten Anpassung des Marktes durch den Abbau von Überkapazitäten und sind ein Indiz für die Funktionsfähigkeit des EOM. Nach einer Marktkonsolidierung sind in der mittleren und längeren Frist Preise auf dem Großhandelsmarkt für Strom zu erwarten, die Investitionen in konventionelle Kraftwerke sowie eine Erschließung von Flexibilitätsoptionen im erforderlichen Umfang ermöglichen sowie die Erlösmöglichkeiten für bestehende konventionelle Kraftwerke verbessern.

⁴⁴ Der Abbau von Überkapazitäten wird aktuell durch die Diskussion um die Einführung von Kapazitätsmechanismen behindert. Aufgrund der Aussicht möglicher zusätzlicher Erlöse bei Einführung von Kapazitätsmechanismen, werden Anlagen nicht vorübergehend oder endgültig stillgelegt.

⁴⁵ Bei einem erheblichen Anteil der angezeigten endgültigen Stilllegungen handelt es sich um Erzeugungsanlagen, bei denen eine Stilllegung aufgrund von Neubauten an den jeweiligen Standorten langfristig geplant war, oder um Anlagen, die das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben.

⁴⁶ So zeigen die Marktsimulationen im Rahmen der Leitstudie Strommarkt AP 3, dass sich effiziente Investitionen in Erzeugungsanlagen – neben dem geförderten Ausbau der EE und von KWK-Anlagen – in den nächsten Jahren und Jahrzehnten in Deutschland sich im Wesentlichen auf Erzeugungsanlagen zur Deckung der Spitzenlast sowie einer Erschließung von Netzersatzanlagen und Lastmanagementpotenzialen konzentrieren werden.

„missing money“-Problem: Gefahr der Einführung von „price caps“

Hintergrund

Preise am Großhandelsmarkt haben eine zentrale Signal- und Anreizfunktion im Strommarkt, was in vorangegangenen Abschnitten bereits eingehend erläutert wurde. Daher können staatliche Eingriffe in den Preisbildungsmechanismen eine erhebliche Beeinträchtigung der Funktionsfähigkeit des EOM darstellen. Um zu jedem Zeitpunkt einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu ermöglichen, können je nach der Preiselastizität der die aktiv in den Markt eingebunden Verbraucher, auch sehr hohe Marktpreise in einzelnen Situationen erforderlich sein. Zugleich sind die sehr hohen Marktpreise in einzelnen Situationen für eine Refinanzierung von Investitionen in Erzeugungsanlagen zur Deckung von Lastspitzen von wesentlicher Bedeutung.

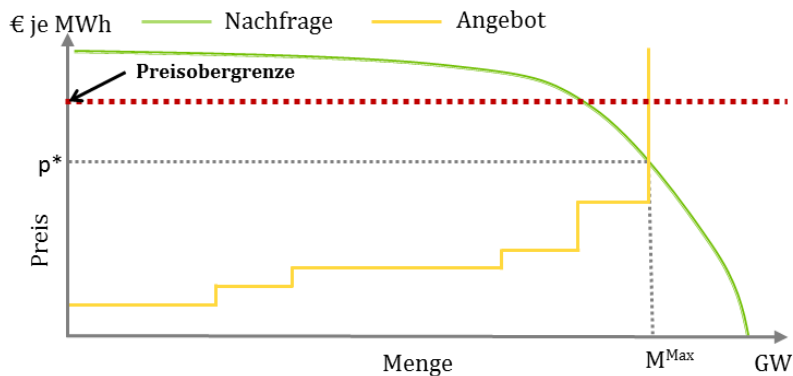
Insbesondere bei einer Einführung von (zu niedrigen) Preisobergrenzen, sog. „price caps“, können sich entsprechend Beeinträchtigungen der Funktionsfähigkeit eines EOM ergeben.

Ein zentrales Element zur Gewährleistung der Funktionsfähigkeit des EOM ist das „peak load pricing“⁴⁷. Durch eine Begrenzung von Preisspitzen (auf einem zu geringen Niveau) wird dieser Wirkungsmechanismus nicht zugelassen. Zugleich werden Investoren und weitere Marktakteure bereits durch die Absicht einer Begrenzung verunsichert. In letzter Konsequenz wird dadurch die Umsetzung von erforderlichen Investitionen in konventionelle Kraftwerke sowie die Erschließungen von Flexibilitätsoptionen mit hohen Investitionskosten potenziell gefährdet. D. h. (zu niedrig angesetzte) Preisobergrenzen können die Funktionsfähigkeit des EOM durch ein effizientes „peak load pricing“ gefährden und so die Gefahr des Auftretens von Rationierungssituationen erhöhen. Die Einführung von Preisobergrenzen am Strommarkt beschränkt ggf. auch die Erschließung von bereits vorhandenem Potenzial leistungsgemessener Verbraucher bei entsprechenden Preisen kurzfristig ihre Last zu reduzieren bzw. zu verschieben. In wie weit das Potenzial eingeschränkt wird, hängt einerseits von der Höhe der Preisobergrenze und andererseits von der Zahlungsbereitschaft der Kunden ab.

Abbildung 2-13 zeigt eine Situation, bei der die Preisobergrenze für die Funktionsfähigkeit des „Energy Only“-Marktes keine (erhebliche) Bedeutung hat.

⁴⁷ Vgl. hierzu die Ausführungen zu „peak load pricing“ in Abschnitt 2.1.2.

Abbildung 2-13: Auswirkungen von hohen Preisobergrenzen auf die Funktionsfähigkeit von ‚Energy Only‘-Märkten

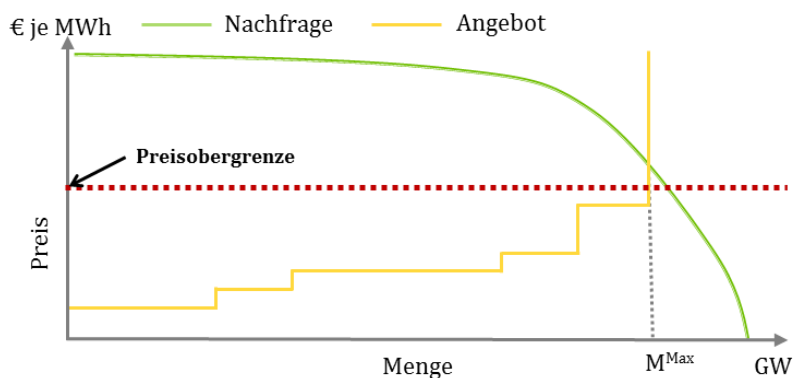


Quelle: Eigene Darstellung

Ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage kann weiterhin gewährleistet werden. Allerdings wird die mögliche Reduktion / Verschiebung der Nachfrage auf diejenigen Verbraucher beschränkt, deren Zahlungsbereitschaft unterhalb der Preisobergrenzen liegt. Bei einer weiteren Reduktion des Angebots, z. B. aufgrund (zusätzlicher) ungeplanter Ausfälle von Erzeugungsanlagen, ist weniger Potenzial für Lastreduktionen vorhanden als bei einem Anstieg des Marktpreises ohne Preisobergrenze genutzt werden könnte. Das Risiko einer Notwendigkeit von unfreiwilligen Rationierungsmaßnahmen steigt.⁴⁸

Die Situation einer ineffizient niedrigen Preisobergrenze mit den bereits beschriebenen Folgen ist in Abbildung 2-14 dargestellt.

Abbildung 2-14: Auswirkungen (zu) geringer Preisobergrenzen auf die Funktionsfähigkeit von ‚Energy Only‘-Märkten



Quelle: Eigene Darstellung

⁴⁸ Die Schwierigkeit bei der Festlegung von Preisobergrenzen besteht somit in der ‚ex ante‘ Wahl eines adäquaten Niveaus.

Ohne bzw. mit einer höheren Preisobergrenze wäre ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage möglich. Erst die Preisobergrenze führt dazu, dass als ‚ultima ratio‘ unfreiwillige Rationierungen bei Verbrauchern erforderlich werden, um die Erzeugung und den Verbrauch zum Ausgleich zu bringen.

Bei einer Preisobergrenze in Höhe der variablen Erzeugungskosten von Spitzenlastkraftwerken würde sich schließlich eine Situation ergeben, in der Investoren in Spitzenlastkraftwerke keine Anreize mehr haben in neue Anlagen zu investieren, da die Preise bestenfalls eine Deckung der variablen Erzeugungskosten erlaubten. Eine Refinanzierung von Kapital- und Fixkosten von Spitzenlastkraftwerken wäre nicht mehr gewährleistet. Es ergäbe sich das sog. ‚missing money‘-Problem.

Bewertung

(Zu niedrig angesetzte) Preisobergrenzen stellen somit einerseits eine Gefahr für die Funktionsfähigkeit des ‚Energy Only‘-Markts dar und können andererseits auch auf Seiten der Verbraucher zu erheblichen Wohlfahrtsverlusten führen. Nicht mehr die (leistungsgemessenen) Verbraucher mit dem höchsten Nutzen und der höchsten Zahlungsbereitschaft können in Knappheitssituationen bei den Erzeugungskapazitäten weiterhin mit einer Belieferung rechnen, viel mehr erfolgt, über rollierende und diskriminierungsfreie Abschaltungen von einzelnen Verteilnetzen, – neben der Belieferung der nicht-leistungsgemessenen Kunden – eine Belieferung der (leistungsgemessenen) Verbraucher, unabhängig von ihrer Zahlungsbereitschaft. Dadurch würden potenziell auch Verbraucher abgeschaltet, bei denen der Verzicht auf Strombezug hohe Folgekosten bzw. Nutzenverluste verursacht.⁴⁹ Zugleich beziehen Verbraucher Strom, die auf einen Strombezug verzichten würden, wenn sie die tatsächlich entstehenden Kosten zu tragen hätten bzw. die Preise am Markt in der Situation zahlen müssten.

Potenzielle Begründungen für die Einführung von ‚price caps‘

Eine Einführung von ‚price caps‘ ist in der Regel politisch motiviert. Auch mit einzelnen Preisspitzen am Großhandelsmarkt für Strom werden auf der einen Seite häufig hohe Strombezugskosten für Endverbraucher assoziiert und auf der anderen Seite ungerechtfertigte Gewinne von Kraftwerksbetreibern verbunden.

Preisspitzen am Großhandelsmarkt in einzelnen Situationen haben in der Praxis allerdings aus mehreren Gründen nur sehr begrenzte Auswirkungen auf die Strompreise von Endverbrauchern:

- Einzelne Preisspitzen am Großhandelsmarkt beeinflussen die durchschnittlichen Beschaffungskosten für Verbraucher bzw. deren Lieferanten nur in geringem Umfang.
- Die Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt sind nur ein Bestandteil des Endkundenpreises, der bei vielen Endkunden lediglich einen geringen Anteil ausmacht. Netzentgelte, Umla-

⁴⁹ Gegen Stromausfälle aufgrund technischer Ursachen, z. B. ungeplante Ausfälle von Netzbetriebsmitteln, sichern sich Verbraucher mit sehr hohen Folgekosten bzw. immateriellen Schäden bei Stromausfällen in der Regel über Netzersatzanlagen oder Eigenerzeugung ab. Die Stromversorgung von Verbraucher mit sehr hohen Folgekosten ist somit auch in einer solchen Situation gesichert.

gen, Abgaben und Steuern sind insbesondere bei privaten Haushalten die wesentlichen Komponenten, von denen die Höhe der Strombezugskosten abhängt.⁵⁰

- Lieferanten und Endverbraucher können sich durch Terminmarktgeschäfte sowie physische und vertragliche Absicherungen gegenüber Strompreisspitzen absichern.

Bei einer Beurteilung von Preisspitzen am Großhandelsmarkt bezüglich ihrer Auswirkungen auf Strompreise für Endkunden ist insbesondere zu berücksichtigen, dass ohne diese Preisspitzen eine andere Finanzierung von Investitionen in Kraftwerke und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen erforderlich wäre. Diese Finanzierung müssten Endkunden letztendlich, z. B. in Form von direkten oder indirekten Kapazitäts-Umlagen, übernehmen.⁵¹

Zugleich führen Strompreisspitzen in einzelnen Situationen nicht zu ungerechtfertigten Gewinnen von Kraftwerksbetreibern. Vielmehr sind sie in der Regel zur Refinanzierung von Investitionen in Erzeugungsanlagen und zur Erschließung von Flexibilitätspotenzialen erforderlich.

Eine Rechtfertigung für eine Einführung von Preisobergrenzen ist ggf. gegeben, wenn die Struktur eines Marktes aufgrund einer hohen Konzentration in besonderer Weise anfällig für den Missbrauch von Marktmacht ist. D. h. ein oder mehrere Unternehmen verfügen über einen erheblichen Anteil an der gesamten Erzeugungsleistung im relevanten Marktgebiet. In diesem Fall könnten über Mengenzurückhaltung einzelner über Marktmacht verfügende Akteure ungerechtfertigt hohe Preise am Stromgroßhandelsmarkt erzielt werden.⁵² Der deutsche Stromgroßhandel ist insbesondere seit der Liberalisierung des Strommarktes und aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie des gemeinsamen und zukünftig weiter gestärkten europäischen Strombinnenmarktes (inzwischen) durch eine Vielzahl von Akteuren und eine geringe Marktkonzentration gekennzeichnet. Marktmacht auf dem Großhandelsmarkt ist aktuell und auf absehbare Zukunft kein erhebliches Problem. Darüber hinaus ist eine Bestreitbarkeit des Marktes aufgrund niedriger Markteintrittsbarrieren gegeben.⁵³ Ggf. weiterhin bestehende Hemmnisse beispielsweise bezüglich der Integration von Lastmanagementpotenzialen sollten geprüft und beseitigt werden.⁵⁴

Fazit

Eine zentrale Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit des EOM ist, dass Preisspitzen am Großhandelsmarkt in einzelnen Situationen zugelassen werden. Die Gefahr politisch motivierter Eingriffe in Form von Preisobergrenzen auf (zu geringem Niveau) muss gegenüber Marktakteuren, die in Kraftwerke und andere Flexibilitätsoptionen investieren, glaubhaft ausgeschlossen werden können.

⁵⁰ Gemäß BDEW (2013) lag der Anteil der Strombeschaffung und des Stromvertriebs für einen Musterhaushalt im November 2013 bei ca. 30 %.

⁵¹ So sind die unterschiedlichen Marktdesignoptionen mit unterschiedlichen finanziellen Belastungen der Verbraucher verbunden. In einem EOM sind diese in der Regel am geringsten. Vgl. hierzu r2b energy consulting (2014); AP 3 Leitstudie Strommarkt.

⁵² Vgl. hierzu z. B. Joskow, P. (2006).

⁵³ Durch ein weitgehendes Unbundling der Netz- von den Erzeugungsbereichen sowie einen diskriminierungsfreien Netzzugang und Netzanschluss hat sich seit der Liberalisierung die Möglichkeit des Markteintritts für neue Unternehmen durch den Bau neuer Kraftwerke erheblich verbessert.

⁵⁴ Diesbezüglich sind insbesondere die aktuelle Netzentgeltssystematik und deren Auswirkung auf die Einbeziehung der Nachfrage in den Markt sowie auf Anreize für den Zubau und Einsatz von Eigenerzeugungsanlagen kritisch zu prüfen.

Weil Preisspitzen am Großhandelsmarkt weder zu einer erheblichen Erhöhung der Endkundenpreise führen noch mit ungerechtfertigten Gewinnen von Betreibern von Erzeugungsanlagen gleichzusetzen sind, sind Festlegungen von Preisobergrenzen grundsätzlich kritisch zu bewerten.

Darüber hinaus erscheinen Preisobergrenzen zur Eindämmung der Gefahr von Marktmachtausübung im deutschen Strommarkt weder erforderlich noch zielführend. Einerseits ist bereits heute eine hohe Akteursvielfalt gegeben und die Marktkonzentration erscheint, insbesondere vor dem Hintergrund des gemeinsamen EU-Binnenmarktes, Desinvestitionsprogrammen der großen Erzeuger und weiter steigender EE-Anteile, nicht kritisch. Andererseits ist eine Bestreitbarkeit des Marktes in Deutschland ohne nennenswerte Markteintrittsbarrieren gegeben, so dass ein disziplinierender Wettbewerbsdruck, durch drohende Markteintritte von weiteren Akteuren, die Ausübung von Marktmacht verhindern würde. Aus diesen Gründen erscheint ein Vergleich mit anderen Märkten, wie beispielsweise mit Märkten in den USA, nicht angebracht. Diese Märkte sind in der Regel durch eine hohe Marktkonzentration, kleine Marktgebiete mit unzureichender Netzinfrastruktur zur Kopplung an größere Märkte und durch eine geringe Einbindung der Nachfrageseite charakterisiert.

Ohne Preisobergrenzen können Betreiber von Erzeugungsanlagen und Anbieter von Flexibilitätsoptionen ihre Investitionskosten bzw. Erschließungskosten refinanzieren und das sog. ‚missing money‘-Problem existiert nicht. Eine Festlegung (ausreichend) hoher Preisobergrenzen – in Verbindung mit klaren Regelungen für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowie zur Abrechnung von Verbrauchern und Vergütung von Erzeugern – kann aber als Signalfunktion und als Bekenntnis zur grundsätzlichen Akzeptanz von Preisspitzen dienen.

Notwendigkeit der Behebung von Netzengpässen in Deutschland

Hintergrund

In Deutschland existiert ein einheitliches Marktgebiet mit einheitlichen Preisen am Großhandelsmarkt. Somit sind für Investoren keinerlei Anreize für eine regionale Allokation der Erzeugungskapazitäten, z. B. zur Vermeidung von Netzengpässen oder auch zur Vermeidung eines Netzausbaus, gegeben. Gleiches gilt weitgehend im Bereich der erneuerbaren Energien. Die Förderung über das EEG sieht ebenfalls keine bzw. nur geringfügige Unterschiede bei der Förderung in Abhängigkeit des Standorts vor. In der Folge nutzen Investoren die Standorte innerhalb Deutschlands, an denen die Erzeugungskosten am geringsten sind, die Erlösmöglichkeiten am höchsten sind und das erforderliche Potenzial vorhanden ist. Bei Windenergie Offshore sind diese Standorte in der deutschen Nord- und Ostsee. Bei Windenergieanlagen Onshore sind diese aufgrund der unterschiedlichen Windbedingungen in der Regel ebenfalls Standorte in Norddeutschland mit hohen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten. Bei Braunkohlekraftwerken sind aufgrund hoher Transportkosten die Anlagen in Nähe der Fördergebiete im Rheinland, der Lausitz und im Mitteldeutschen Revier angesiedelt. Auch bei Steinkohlekraftwerken weisen Standorte in Norddeutschland sowie im Ruhrgebiet aufgrund der Transportkosten von Steinkohle gegenüber Standorten in Süddeutschland wirtschaftliche Vorteile auf. Durch die Liberalisierung und die Förderung von Windenergie im Rahmen des EEG haben sich daher auch die Erzeugungsschwerpunkte innerhalb Deutschlands sukzessive verschoben. Insbesondere der Ausbau der Windenergie On- und Offshore haben und werden – in Abhängigkeit der jeweilig aktuellen Windbedingungen – zu erheblichen Erzeugungsüberschüssen in Norddeutschland führen, so dass die Möglichkeit des Transports der überschüssigen Energie in die Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland erforderlich ist. Obwohl der entstehende Bedarf für Netzausbau frühzeitig in mehreren Studien identifiziert wurde und die Notwendigkeit des erforderlichen Netzausbaus umfangreich in Politik, Wirtschaft, Verbänden und weiten Teilen der Öffentlichkeit akzeptiert und unterstützt wird, konnten bisher nur wenige konkrete Projekte (vollständig) umgesetzt werden. Langwierig-

ge Genehmigungsverfahren, fehlende Akzeptanz in betroffenen Regionen sowie zu klärende Fragen, wie z.B. die Finanzierung und technische Umsetzung der Projekte, haben zu erheblichen Verzögerungen geführt. Zusätzlich haben die Stilllegungen von fünf Kernkraftwerksblöcken in Süddeutschland (Biblis A, Biblis B, Phillipsburg 1, Isar 1 und Neckarwestheim 1) in Folge der Nuklearunfälle von Fukushima im Jahr 2011 die Situation aktuell weiter verschärft.⁵⁵ Somit kommt es innerhalb des Übertragungsnetzes regelmäßig zu Engpässen, die allerdings im Rahmen eines sog. Redispatches außerhalb des Marktes gelöst werden.

Bewertung

In einem EOM bestehen über den Zuschnitt von Marktgebieten, d.h. durch die Schaffung von Preis-zonen, grundsätzlich die Möglichkeit, auch Netzengpässe zu bewirtschaften und regionale Anreize für einen Zubau bzw. den Weiterbetrieb von Erzeugungsanlagen zu schaffen. Die Politik hat sich bisher gegen eine solche Möglichkeit mit der Folge der Schaffung von zwei oder mehr Preis-zonen in Deutschland entschieden. Hierfür gibt es unterschiedlich Gründe:

- Die Netzengpässe sollen mit dem geplanten Netzausbau (EnLAG, NEP, BBPIG) behoben werden, sodass für Deutschland eine einheitliche Preiszone mit gleichen Bedingungen für alle Verbraucher erhalten bleiben kann.
- Die aktuellen Netzengpässe haben sich relativ kurzfristig ergeben. Der Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie mit der Folge von Stilllegungen von Kernkraftwerken in Süddeutschland in Verbindung mit einer hohen Ausbaugeschwindigkeit der Windenergie Onshore in Norddeutschland sowie Verzögerungen des politisch avisierten Netzausbaus haben den Bedarf für Redispatch erhöht und somit die Einführung der Netzreserve erforderlich gemacht, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Regionale Allokationssignale eines EOM mit mehreren Preis-zonen für einen Zubau bzw. Weiterbetrieb von konventionellen Kraftwerken an bestimmten Standorten wirken hingegen eher mittel- und langfristig und auch nur dann, wenn kein weiterer erheblicher Netzausbau von den Marktakteuren erwartet wird. Für die Wirksamkeit dieser Preissignale bei der Entwicklung der regionalen Verteilung von Erzeugungsanlagen ist eine gewisse Häufigkeit und Langfristigkeit von regionalen Preisunterschieden erforderlich. Beides ist vor dem Hintergrund der weiterhin gegebenen Planungen zum Netzausbau nicht gegeben. Die Bildung von Preis-zonen wäre somit in Deutschland unter der Prämisse einer Umsetzung des politisch avisierten Netzausbaus ausschließlich für ein temporäres marktliches Netzengpassmanagement geeignet. Um Verwerfungen im Strommarkt (insb. vor dem Hintergrund bereits geschlossener langfristiger Verträge) zu vermeiden, braucht die Einführung von Preis-zonen jedoch eine Vorlaufzeit von mehreren Jahren. Bis dahin soll jedoch ein erheblicher Anteil des geplanten Netzausbaus bereits realisiert sein, sodass der Nutzen einer solchen Maßnahme fraglich ist.
- Die wesentliche Ursache für Engpässe im deutschen Übertragungsnetz ist der im Rahmen des Umbaus des Erzeugungssystems auf erneuerbare Energien erfolgte Ausbau der Windenergie in Deutschland. Aufgrund der besseren Standorte in Norddeutschland ist ein vorrangiger Ausbau der Windenergie in diesen Regionen mit geringeren Gesamt-Kosten verbunden. Auch zukünftig wird der Schwerpunkt des Ausbaus der Windenergie in Norddeutschland sowie in

⁵⁵ Mit dem Inkrafttreten der Novellierung des Atomgesetzes am 6. August 2011 verloren die sieben ältesten Kernkraftwerksblöcke Deutschlands sowie das Kernkraftwerk Krümmel endgültig ihre Betriebsgenehmigung. Die verbleibenden neun Blöcke müssen gemäß dem Atomgesetz nun bis spätestens Ende 2022 abgeschaltet werden.

der deutschen Nord- und Ostsee liegen. Netzengpässe zwischen Nord- und Süddeutschland ergeben sich bereits heute im Wesentlichen in Situationen, in denen eine hohe Einspeisung von Windenergie in Norddeutschland gegeben ist, und diese Energiemengen nach Süddeutschland (und Südeuropa) transportiert werden. Diese Tendenz wird in Zukunft weiter zunehmen. Ein Zubau oder der Erhalt von konventionellen Kraftwerken in Süddeutschland kann unabhängig davon, ob eine oder mehrere Preiszonen in Deutschland existieren, keinen wirksamen Beitrag zur Vermeidung dieser Engpässe leisten. Eine Abregelung der hohen Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen (insbesondere Windenergieanlagen in Norddeutschland) ist ohne einen entsprechenden Netzausbau mittel- und langfristig unumgänglich. Lediglich die marktliche Bewirtschaftung dieser Engpässe wäre bei mehreren Preiszonen durch höhere Kapazitäten in Süddeutschland möglich und könnte Redispatchmaßnahmen außerhalb des Marktes ersetzen.

Bei Schaffung bzw. Erhalt zusätzlicher Kapazitäten in Süddeutschland in einer einheitlichen deutschen Preiszone, könnten diese lediglich zum Management von Netzengpässen außerhalb des Marktes genutzt werden, da sich in Situationen mit einer hohen Windenergieeinspeisung ceteris paribus zugleich geringe Preise am Großhandelsmarkt ergeben. In solchen Situationen würden aber konventionelle Kraftwerke (insbesondere Gasturbinen und GuD-Anlagen) aufgrund zu geringer Erlösmöglichkeiten keinen Strom erzeugen.

Fazit

Ein Netzausbau ist aufgrund der regionalen Konzentration der Windenergie On- und Offshore im Norden und der Notwendigkeit des Transports in die Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland sinnvoll und erforderlich.

Für eine effektive und effiziente Integration der erneuerbaren Energien, sollte eine Abregelung von Windenergie im Norden in einem ineffizienten Umfang vermieden werden. Dies kann mittel- und langfristig unabhängig vom Marktdesign nur durch Umsetzung des erforderlichen Ausbaus der Transportnetze erreicht werden. Eine Anpassung des Marktdesigns zur Schaffung regionaler Allokationssignale für den Zubau oder den Erhalt konventionelle Kraftwerke in Süddeutschland, die auch in einem EOM über eine Aufspaltung des deutschen Marktes in zwei oder mehrere Preiszonen möglich ist, könnte im besten Fall nur sicherstellen, dass ausreichend Erzeugungslleistung für ein Management von Netzengpässen verfügbar ist, nicht jedoch ein ineffizientes Ausmaß der Abregelung der Windenergie vermeiden.

Versorgungssicherheitskonzept bei nationaler Autarkie

Hintergrund

In der Diskussion um eine Einführung von Kapazitätsmechanismen wird teilweise argumentiert, dass ein Niveau der Versorgungssicherheit auf Basis der Präferenzen der Verbraucher nicht das relevante energiepolitische Ziel ist bzw. sein sollte.

Bei theoretischen und empirischen Analysen der Versorgungssicherheit in Deutschland wurde bisher häufig nicht die tatsächliche Versorgungssicherheit, d. h. die Wahrscheinlichkeit von Situationen mit unfreiwilligen Rationierungen der Nachfrageseite, als Ziel definiert. Vielmehr wird betrachtet, ob in Deutschland die sog. gesicherte Leistung eine angenommene Jahreshöchstlast ohne Berücksichtigung von Importen aus europäischen Nachbarländern sowie die Preiselastizität der Nachfrage de-

cken kann (Konzept der nationalen Autarkie).⁵⁶ Dieses Konzept stammt noch aus der Zeit vor der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes.

Die gesicherte Leistung wird dabei auf Grundlage eines Ansatzes aus der Wahrscheinlichkeitstheorie bestimmt. Hierbei werden unter Berücksichtigung von individuellen Ausfallwahrscheinlichkeiten von konventionellen Kraftwerken inklusive Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie dargebotsabhängigen Einschränkungen der Erzeugungsmöglichkeiten von EE-Anlagen im Aggregat die Leistung von Erzeugungsanlagen bestimmt, die mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit, dem Niveau der Versorgungssicherheit, in Summe zur Deckung einer unterstellten Höchstlast in Deutschland zur Verfügung steht. Durch einen Vergleich der gesicherten Leistung des nationalen Erzeugungsparks mit der angenommenen nationalen Jahreshöchstlast wird ermittelt, ob das nach diesem Konzept definierte Niveau der Versorgungssicherheit erfüllt wird.

Bewertung

Der Ansatz, die Versorgungssicherheit im Rahmen ‚nationaler Autarkie‘ zu definieren, ist in einem europäischen, wettbewerblich organisierten EU-Binnenmarkt für Elektrizität ein hypothetisches Konstrukt und widerspricht der Realität im europäischen Binnenmarkt, in dem Strom intensiv grenzüberschreitend gehandelt wird und das deutsche Stromnetz eng mit den Netzen der Nachbarstaaten verbunden ist. Sowohl Reaktionen der Nachfrage auf Preissignale des Marktes als auch die Möglichkeit von Im- und Exporten und überregionale Ausgleichseffekte bei der Last, bei Ausfällen konventioneller Kraftwerke und bei der Einspeisung aus dargebotsabhängigen EE werden mit Konzept der nationalen Autarkie nicht berücksichtigt.⁵⁷

Bei der avisierten Integration des deutschen Elektrizitätsmarktes in den EU-Binnenmarkt können die Marktmechanismen des EOM eine Versorgungssicherheit im Sinne des hypothetischen Konstrukts der ‚nationalen Autarkie‘ nicht gezielt gewährleisten. Investoren für konventionelle Kraftwerke, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie EE-Anlagen haben im EU-Binnenmarkt für Elektrizität im Allgemeinen weder Anreize in bestimmten Regionen noch in bestimmten Ländern Erzeugungskapazitäten zu errichten, um eine möglichst ausgeglichene Leistungsbilanz im Sinne eines Ausgleichs von gesicherter Leistung und zu erwartender Jahreshöchstlast zu gewährleisten. Vielmehr werden Investoren die wirtschaftlichsten Standorte unter Berücksichtigung der regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen sowie Verfügbarkeit und Kosten von Primärenergieträgern wählen. Die tatsächliche Versorgungssicherheit – im Sinne der Abwesenheit von unfreiwilligen Rationierungen von Verbrauchern – ist im Allgemeinen dennoch gewährleistet. Vielmehr werden gerade die wirtschaftlichsten Standorte für die unterschiedlichen Erzeugungstechnologien ausgewählt und Ausgleichseffekte innerhalb des europäischen Strommarkts können effizient genutzt werden.

Im Falle von zu erwartenden Netzengpässen zwischen einzelnen Ländern kann es dazu kommen, dass diese Erzeugungskapazitäten nicht vollständig über die nationalen Grenzen hinaus genutzt werden können. Die maximalen Austauschmöglichkeiten sind durch die verfügbare Netzinfrastruktur beschränkt. Eine marktbasierende Bewirtschaftung von Netzengpässen, die zwischen zahlreichen Regionen aufgrund der vorhandenen Netzinfrastruktur erforderlich ist, führt allerdings zu regionalen bzw. nationalen Preissignalen. Gehen Investoren davon aus, dass die vorhandenen Netzengpässe dauerhaft sind, berücksichtigen Investoren diese unterschiedlichen Preissignale bei ihrer Standort-

⁵⁶ Zum Konzept der sog. gesicherten Leistung siehe z. B. dena (2005).

⁵⁷ Zu überregionalen Ausgleichseffekten zwischen Deutschland, seinen Nachbarländern und Italien vgl. r2b (2015).

tentscheidung, so dass der ‚energy only‘-Markt auch in diesem Fall hinsichtlich der Gewährleistung der tatsächliche Versorgungssicherheit funktioniert und regionale bzw. nationale Investitionsanreize setzen kann.

Fazit

Versorgungssicherheit im Sinne des hypothetischen Konstrukts von ‚nationaler Autarkie‘ steht im Widerspruch zum europäischen Binnenmarkt für Elektrizität und den bereits in der Praxis stark gekoppelten Strommärkten der europäischen Länder. Ein solches Ziel kann der Marktmechanismus eines ‚energy only‘-Marktes aufgrund der Integration des deutschen Marktes in den europäischen Markt nicht gezielt gewährleisten. Hierfür wären Kapazitätsmechanismen erforderlich. Eine nationale Sichtweise in Bezug auf Versorgungssicherheit ist jedoch im Rahmen des europäischen Stromverbunds und des EU-Binnenmarktes für Strom nicht sachgerecht und führt zu erheblichen Ineffizienzen. Versorgungssicherheit kann daher nur länderübergreifend betrachtet werden. Ohne die länderübergreifende Sichtweise würde auf eine Nutzung von Ausgleichseffekten bei der Last, bei Ausfällen konventioneller Kraftwerke und der Einspeisung erneuerbaren Energien, die bei überregionaler Betrachtung in erheblichem Umfang vorhanden sind und zu einer deutlichen Verringerung der erforderlichen konventionellen Erzeugungsleistung beitragen können, verzichtet. Eine sichere Versorgung der Verbraucher kann bei einer länderübergreifenden Betrachtung (d. h. adäquater Berücksichtigung des europäischen Verbundnetzes und des gemeinsamen Strombinnenmarktes) mit einem ‚energy only‘-Markt gewährleistet werden.

2.3 Zwischenfazit

Die Analysen zu den Markt- und Preisbildungsmechanismen eines EOM zeigen, dass ein optimierter **EOM (EOM 2.0)** eine sichere und effiziente Versorgung der Verbraucher gemäß deren Präferenzen bei diesem Marktdesign gewährleisten werden kann. Zentrale Elemente eines funktionierenden EOM sind das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem, die ausreichende Vorhaltung von Regelleistung sowie das sog. ‚peak load pricing‘. Sie schaffen Anreize für individuelle Leistungsvorsorge und ermöglichen die Refinanzierung von Investitionen in Erzeugungskapazitäten und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Lastmanagement, in einem für eine sichere und effiziente Stromversorgung erforderlichen Umfang. Eine Einführung von Kapazitätsmärkten ist daher nicht erforderlich.

Potenzielle Ursachen für ein Marktversagen des EOM sind unter Berücksichtigung der in Deutschland im erheblichen Umfang verfügbaren Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Lastmanagement und Netzesatzanlagen, der hohen Wettbewerbsintensität auf dem Strommarkt sowie der Einbindung des deutschen Strommarkts in den europäischen Stromverbund und den EU-Binnenmarkt für Strom nicht relevant. Durch die Marktregeln des EOM werden sie in geeigneter Weise adressiert:

- Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt ist kein **öffentliches Gut**, sondern erfüllt ohne eine geeignete Internalisierung von Kosten (bei nicht leistungsgemessenen Verbrauchern) ggf. die Voraussetzungen eines Allmendegutes. Die Marktregeln des EOM adressieren mögliche **externe Effekte** eines Allmendegutes und setzen somit Anreize für eine individuelle Absicherung der Verbraucher sowie Investitionen in Erzeugungsanlagen zur Deckung der Spitzenlast. Eine Internalisierung von Kosten erfolgt bereits über das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem. Möglicherweise verbleibende externe Effekte können durch eine Anpassung der Marktregeln innerhalb des EOM internalisiert werden.

- Der Strommarkt hat aufgrund spezifischer Besonderheiten, insbesondere lange Realisierungszeiten neuer konventioneller Kraftwerke und Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung der residualen Nachfrage, eine inhärente Tendenz zu ‚boom & bust cycles‘. Verfügbare Flexibilitätsoptionen können das Ausmaß von ‚boom & bust cycles‘ erheblich abmildern.⁵⁸ Einschränkungen der Versorgungssicherheit durch ‚boom & bust cycles‘ sind nicht zu erwarten. Durch staatliche Eingriffe können ‚boom & bust cycles‘ nicht wirksam und sinnvoll begegnet, sondern ausschließlich durch Schaffung von dauerhaften Überkapazitäten mit entsprechenden Erhöhungen der Kosten verhindert werden.
- Abgesehen von den für Investitionsgüter mit langen Vorlaufzeiten und technischen Lebensdauern übliche Marktrisiken aufgrund von Unsicherheiten bezüglich der Marktentwicklung bestehen im EOM keine **prohibitiven Risiken für Investitionen** in Anlagen zur Deckung der Spitzenlast. Für sehr seltene Lastspitzen in wenigen Stunden des Jahres sind bereits heute **mit Lastmanagement und Netzersatzanlagen schnell erschließbare** Flexibilitätsoptionen mit geringen Investitionskosten verfügbar. Durch deren Einbindung und steigende Anteile der Spitzenlast im Zeitverlauf vergleichmäßig sich das Auftreten von Preisspitzen und die Investitionsrisiken reduzieren sich.
- **Marktmachtpotenzial** in Knappheitssituationen ist auf Strommärkten inhärent gegeben. Ausübung von Marktmacht ist aktuell u. a. aufgrund von derzeit vorhandenen Überkapazitäten auf dem Strommarkt kein Problem. Insbesondere die Bestreitbarkeit der Märkte, eine aktive Einbindung der Verbraucher in den Markt und die zunehmende Integration des deutschen in den europäischen Strommarkt werden auch nach einem Abbau von Überkapazitäten die Möglichkeit zur Ausübung von Marktmacht begrenzen.

Zentrale Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit des EOM ist eine glaubhafte Festlegung der Politik in Knappheitssituationen einzelne Preisspitzen auf dem Großhandelsmarkt zuzulassen. Die Einführung von (zu geringen) Preisobergrenzen am Strommarkt (sog. ‚price caps‘) kann die Funktionsfähigkeit des EOM beeinträchtigen. Staatlich festgelegte Preisobergrenzen sind die Ursache für das sog. **‚missing money‘-Problem**, bei dem aufgrund des staatlichen Eingriffs in den Preisbildungsmechanismus eine Refinanzierung von erforderlichen Investitionen in Erzeugungsanlagen und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen gefährdet wird. Vermeintliche Begründungen für die staatliche Festlegung von Preisobergrenzen, wie die Vermeidung von Marktmacht, die Verringerung der Strompreise für Endkunden und ungerechtfertigte Erlöse für Betreiber von Erzeugungsanlagen, sind bei detaillierter Betrachtung nicht stichhaltig.

Weitere vermeintliche Argumente für die Anpassung des aktuellen Marktdesigns sind vor dem Hintergrund der aktuell gegebenen und zukünftig zu erwartenden Rahmenbedingungen von geringer Bedeutung für die Diskussion über die Notwendigkeit einer Einführung von Kapazitätsmechanismen:

- Die aktuelle **Erlössituation von konventionellen Kraftwerken** ist kein Indiz für ein Marktversagen des EOM und kann nicht als Anzeichen für eine Gefährdung der zukünftigen Versorgungssicherheit angesehen werden. Vielmehr spiegelt das geringe aktuelle Strompreisniveau geringe Preise für CO₂-Zertifikate und Brennstoffe sowie Überkapazitäten in Deutschland und weiten Teilen Europas wieder. Diese Marktpreise führen zu einer effizienten Anpassung

⁵⁸ Mögliche Flexibilitätsoptionen sind eine Einbindung von Netzersatzanlagen in den Markt, Überführung von Bestandsanlagen in die Kaltreserve mit anschließender Reaktivierung, Retrofit von Bestandsanlagen, eine stärkere Einbindung der Verbraucher in den Markt sowie die Einbindung Deutschlands in den europäischen Stromverbund.

des Marktes durch den Abbau von Überkapazitäten und sind ein Indiz für die Funktionsfähigkeit des EOM. Nach einer Marktkonsolidierung sind in der mittleren und längeren Frist Preise auf dem Großhandelsmarkt für Strom zu erwarten, die Investitionen in konventionelle Kraftwerke sowie eine Erschließung von Flexibilitätsoptionen im erforderlichen Umfang ermöglichen sowie die Erlösmöglichkeiten für bestehende konventionelle Kraftwerke verbessern.

- Für eine effektive und effiziente Integration der erneuerbaren Energien, sollte eine Abregelung von Windenergie im Norden in einem ineffizienten Umfang vermieden werden. Dies kann mittel- und langfristig unabhängig vom Marktdesign nur durch Umsetzung des erforderlichen Ausbaus der Transportnetze erreicht werden. Eine Anpassung des Marktdesigns zur Schaffung **regionaler Allokationssignale** für den Zubau oder den Erhalt konventionelle Kraftwerke in Süddeutschland, die auch in einem EOM über eine Aufspaltung des deutschen Marktes in zwei oder mehrere Preiszonen möglich ist, könnte im besten Fall nur sicherstellen, dass ausreichend Erzeugungsleistung für ein Management von Netzengpässen verfügbar ist, nicht jedoch ein ineffizientes Ausmaß der Abregelung der Windenergie vermeiden.
- Versorgungssicherheit im Sinne des hypothetischen Konstrukts von ‚nationaler Autarkie‘ steht im Widerspruch zum europäischen Binnenmarkt für Elektrizität und den bereits in der Praxis stark gekoppelten Strommärkten der europäischen Länder. Ein solches Ziel kann der Marktmechanismus eines ‚energy only‘-Marktes aufgrund der Integration des deutschen Marktes in den europäischen Markt nicht gezielt gewährleisten. Hierfür wären Kapazitätsmechanismen erforderlich. Eine nationale Sichtweise in Bezug auf Versorgungssicherheit ist jedoch im Rahmen des europäischen Stromverbunds und des EU-Binnenmarktes für Strom nicht sachgemäß und führt zu erheblichen Ineffizienzen. Versorgungssicherheit kann daher nur länderübergreifend betrachtet werden. Ohne die länderübergreifende Sichtweise würde auf eine Nutzung von Ausgleichseffekten bei der Last, bei Ausfällen konventioneller Kraftwerke und der Einspeisung erneuerbaren Energien, die bei überregionaler Betrachtung in erheblichen Umfang vorhanden sind und zu einer deutlichen Verringerung der erforderlichen konventionellen Erzeugungsleistung beitragen können, verzichtet. Eine sichere Versorgung der Verbraucher kann bei einer länderübergreifenden Betrachtung (d. h. adäquater Berücksichtigung des europäischen Verbundnetzes und des gemeinsamen Strombinnenmarktes) mit einem ‚energy only‘-Markt gewährleistet werden.

3 Ausgestaltungsoptionen und Auswirkungen von Kapazitätsmechanismen

Die Analysen und Ausführungen im vorherigen Kapitel haben gezeigt, dass der EOM grundsätzlich in der Lage ist, eine sichere Versorgung der Verbraucher auf Basis von effektiven und effizienten Marktmechanismen zu gewährleisten. Durch Anpassungen innerhalb des heutigen Marktdesigns kann der EOM weiter gestärkt und optimiert werden (EOM 2.0).

Anpassungen des Marktdesigns – insbesondere eine Einführung von Kapazitätsmärkten – sind vor diesem Hintergrund hinsichtlich ihrer Auswirkungen und Herausforderungen detailliert zu analysieren. Darüber hinaus ist zu prüfen, welche Ursachen eines potenziellen Marktversagens des EOM sowie welche weiteren Argumente für die Anpassung des aktuellen Marktdesigns die unterschiedlichen (ergänzenden) Kapazitätsmechanismen adressieren sollen und tatsächlich adressieren können.

Eine umfängliche Anpassung durch ein neues Marktdesign ist immer mit erheblichen Risiken, Transaktionskosten für Marktakteure und Herausforderungen der Etablierung eines adäquaten regulatorischen und rechtlichen Rahmens in Deutschland und Europa verbunden. Die Einführung von Kapazitätsmechanismen hat somit – je nach Art des Kapazitätsmechanismus – experimentellen Charakter, so dass die Auswirkungen und sich in der Praxis ergebende Herausforderungen nur eingeschränkt absehbar sind.

So haben bereits die Diskussionen über die Notwendigkeit und Auswirkungen unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen in Deutschland und Europa – insbesondere in den letzten zwei bis drei Jahren – sowie internationale Erfahrungen mit Kapazitätsmechanismen gezeigt, dass die Einführung und Regulierung von Kapazitätsmechanismen nicht trivial ist:

- Die in der deutschen Diskussion vorgeschlagenen Kapazitätsmechanismen weisen sowohl in ihrer Ausgestaltung als auch hinsichtlich ihrer avisierten Haupt- und Nebenziele deutliche Unterschiede auf. Die Autoren weisen bei ihren jeweiligen Vorschlägen explizit darauf hin, dass weiterer Konkretisierungsbedarf vor einer Umsetzung vorhanden ist.
- Internationale Erfahrungen eines Marktdesigns mit Kapazitätsmärkten sind, dass im Verlauf der Umsetzung aufgrund unerwünschter Nebenwirkungen und mangelnder Zielerreichung häufige Nachbesserungen erforderlich sind und sie in einigen Fällen abgeschafft wurden. Diese Erfahrungen in anderen Ländern sind aufgrund von Unterschieden in den regulierten Bereichen des Stromversorgungssystems, Unterschieden bei der Netzinfrastruktur und der Struktur der Erzeugungsanlagen sowie deutlichen Unterschieden in der Marktstruktur (insbesondere Marktkonzentration) zudem nur sehr eingeschränkt auf Deutschland übertragbar.

Vor diesem Hintergrund werden wir in diesem Kapitel Ergebnisse detaillierter Analysen zur Effektivität sowie Auswirkungen und Herausforderungen derzeit diskutierter Kapazitätsmechanismen darstellen und prüfen, in wie weit sie besser als ein EOM in der Lage sind, vermeidliche Unzulänglichkeiten des aktuellen Marktdesigns, zu beheben. Dabei werden wir folgende Marktdesigns mit Kapazitätsmechanismen berücksichtigen:

- EOM 2.0 mit Kapazitätsreserve
- Dezentrale Kapazitätsmärkte (DKM)
- Zentrale, umfassende Kapazitätsmärkte (ZUKM)
- Zentrale, fokussierte Kapazitätsmärkte (ZFKM)

Im Folgenden stellen wir zunächst noch einmal Möglichkeiten der Ausgestaltung und Ziele der unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen dar. Darauf folgend stellen wir die zentralen Ergebnisse unserer Analysen für die unterschiedlichen Marktdesignoptionen dar und bewerten diese hinsichtlich ihrer Eignung. Das Kapitel schließt mit einem Zwischenfazit.

3.1 Überblick – Ausgestaltungsoptionen und Ziele

In der aktuellen Diskussion über die Anpassung des Marktdesigns durch Ergänzung des Marktes um Kapazitätsmechanismen haben sich insbesondere die vier zuvor genannten Varianten von Kapazitätsmärkten als relevant herauskristallisiert und werden diskutiert.

Bei einem Marktdesign auf Basis eines **„Energy Only“-Marktes mit Kapazitätsreserve** wird ergänzend zum EOM zusätzlich Erzeugungsleistung außerhalb des Strommarktes als Reserve vorgehalten. Der EOM bleibt dabei vollständig erhalten, so dass der ‚day ahead‘-Markt dabei der zentrale Markt bleibt. Zeitlich vorgelagerte Terminmärkte dienen der Absicherung von Preis- und Mengenrisiken. Intraday-Märkte dienen der nachträglichen Anpassungen zum Ausgleich der Abweichungen von zuvor angemeldeten Fahrplänen. Somit ergeben sich die Strombezugskosten von Verbrauchern auf Basis der Preise am ‚day ahead‘-Markt zzgl. impliziten und expliziten Leistungspreiszahlungen für eine gesicherte Belieferung aus dem Mechanismen des EOM. Betreiber von Erzeugungsanlagen im EOM erhalten Zahlungen für den gelieferten Strom und müssen auf dieser Basis sowie mittels impliziter und expliziter Leistungspreiszahlungen ihre kurzfristigen variablen Kosten sowie Kapitalkosten und fixe Betriebskosten refinanzieren. Die Erzeugungsleistung der Kapazitätsreserve wird nur als Systemdienstleistung eingesetzt, d. h. wenn kein Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem wettbewerblichen Strommarkt (unter Berücksichtigung von ggf. vorhandenen Preisobergrenzen) möglich ist. Der Einsatz ist somit vergleichbar mit dem Abruf von Regelleistung. Eine alternative Vermarktung der Kapazitätsreserve in Abhängigkeit der Strompreise am ‚day ahead‘-Markt oder den intraday-Märkten ist nicht zulässig. Damit dient die Reserve ausschließlich der Absicherung des Strommarktes bzw. der Stromversorgung in Form eines zusätzlichen Sicherheitsnetzes. Die Kosten der Vorhaltung der Kapazitätsreserve müssen über eine Umlage finanziert werden.⁵⁹ Diese ist von den Verbrauchern zusätzlich zu den Kosten der Beschaffung der elektrischen Energie vom Strommarkt zu zahlen.

Bei einem **dezentralen Kapazitätsmarkt (auch dezentraler Leistungsmarkt genannt) erfolgt** sowohl eine dezentrale Beschaffung von Leistung auf einem zusätzlichen Markt (Leistungsmarkt) als auch eine dezentrale Festlegung des Leistungsbedarfs durch Verbraucher bzw. deren Lieferanten. Verbraucher bzw. Lieferanten von elektrischer Energie werden verpflichtet für jede oder ausgewählte Situationen den Nachweis zu führen, dass sie für ihren Strombezug in ausreichendem Umfang (inländische) Leistung kontrahiert haben. Diese Nachweise können sie von (inländischen) Betreibern der Erzeugungsanlagen erwerben. Beziehen Marktteilnehmer Strom, ohne Nachweise in einem ausreichenden Umfang erworben zu haben, müssen sie eine Strafzahlung (Pönale) leisten. Diese Strafzahlung soll dazu dienen, Anreize für Marktteilnehmer zu schaffen, sich durch verbrieftete Nachweise entsprechend abzusichern. Die Verbraucher bzw. Lieferanten leisten neben Zahlungen für die Beschaffung der elektrischen Energie vom Strommarkt somit zusätzliche Zahlungen auf dem Leistungsmarkt, die für die Beschaffung der Nachweise in ausreichendem Umfang bzw. aufgrund von Strafzahlungen anfallen. Betreiber von Erzeugungsanlagen erhalten hingegen zusätzliche Zahlungen auf dem Leistungsmarkt, neben den Zahlungen für die erzeugte und vermarktete Energie durch den Verkauf von Leistung, auf deren Grundlage Verbraucher bzw. Lieferanten eine ausreichende Beschaffung von Leistung nachweisen können.⁶⁰

Bei einem Marktdesign mit **ergänzenden zentralen Kapazitätsmärkten** schreibt – im Gegensatz zu dezentralen Leistungsmärkten – eine zentrale Instanz einen Bedarf an Erzeugungsleistung aus und beschafft die ausgeschriebene Leistung über Ausschreibungsverfahren. Betreiber von Erzeugungsanlagen können Leistung auf diesem zentralen Kapazitätsmarkt anbieten und erhalten bei einem Zuschlag eine Vergütung für die angebotene Leistung. Zugleich können Betreiber von Erzeugungsan-

⁵⁹ Im unwahrscheinlichen Fall eines Einsatzes der Kapazitätsreserve sollten hingegen diejenigen Akteure, die über Abweichungen von ihrer ausgeglichenen Leistungsbilanz den Einsatz der Reserve verursachen, für einen angemessenen Anteil der Kosten für die Vorhaltung aufkommen.

⁶⁰ Sollten die Betreiber, die über den Verkauf der Nachweise zugesicherten Mengen, nicht über die Erzeugung ihrer Anlage nachweisen können, so müssen sie ihrerseits eine Strafzahlung (Pönale) leisten.

gen ihren erzeugten Strom am Markt (z. B. ‚day ahead‘-Markt) an andere Marktteilnehmer verkaufen. Die Zahlungen für die Beschaffung der ausgeschriebenen Leistungen an die Betreiber von Erzeugungsanlagen erfolgt über eine Umlage, die von den Verbrauchern zusätzlich zu den Kosten der Beschaffung des Stroms vom Großhandelsmarkt zu zahlen ist. Das Design von **umfassenden und fokussierten zentralen Kapazitätsmärkten** unterscheidet sich in Bezug auf die Teilnahmemöglichkeit der Betreiber von Erzeugungsanlagen und der Anzahl der Ausschreibungsverfahren zur Beschaffung der ausgeschriebenen Leistung:

- Bei einem **umfassenden, zentralen Kapazitätsmarkt** können alle Betreiber von Erzeugungsanlagen an einer gemeinsamen Ausschreibung teilnehmen.
- Bei **fokussierten, zentralen Kapazitätsmärkten** können nur bestimmte Betreiber von Erzeugungsanlagen an den Ausschreibungsverfahren teilnehmen. Es wird ein Bedarf an Erzeugungsleistung differenziert nach zuvor definierten Kriterien ausgeschrieben. Betreiber von Erzeugungsanlagen können jeweils, in Abhängigkeit der Erfüllung der zuvor definierten Kriterien, ihre Leistung im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens anbieten.

Die Betreiber von Erzeugungsanlagen, die einen Zuschlag erhalten haben, werden für die bezuschlagte Leistung mit einer zusätzlichen Kapazitätzahlung vergütet. Die Höhe dieser Kapazitätzahlung unterscheidet sich beim zentralen fokussierten Ansatz ggf. jeweils in Abhängigkeit der Eigenschaften der Erzeugungsanlage.

Konkretisierungen zur Ausgestaltung für diese Varianten wurden im Rahmen unterschiedlicher Studien vorgenommen:

- Für einen **zentralen, umfassenden Kapazitätsmarkt** hat das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln im Rahmen eines Gutachtens für das BMWi im Jahr 2012 einen Ausgestaltungsvorschlag in seinen Grundsätzen skizziert.⁶¹ Dieser baut auf Vorschlägen von *Cramton und Ockenfels*⁶² auf und orientiert sich am Design für Kapazitätsmärkte im PJM.⁶³
- Aufbauend auf diesem Vorschlag wurde vom Öko-Institut in Kooperation mit LBD und Raue LLP⁶⁴ eine Konkretisierung der Ausgestaltung für einen partiellen Ansatz, dem sog. umfassenden, **fokussierten Kapazitätsmarkt**, entwickelt.
- Ein Ausgestaltungsvorschlag für **dezentrale Kapazitätsmärkte** basiert auf einem Gutachten von enervis / BET für den VKU. Dieser Vorschlag wurde vom BDEW konkretisiert.⁶⁵
- Im Gegensatz zu den Ansätzen mit einer Ergänzung des Marktdesigns um Kapazitätsmärkte sieht der hier analysierte Kapazitätsmechanismus eine den **EOM 2.0 ergänzende Reserve** in Form einer zusätzlichen Systemdienstleistung vor. Dieser geht in seinen Grundzügen auf Vorschläge für eine sog. Strategische Reserve von Consentec im Rahmen eines Gutachtens für EnBW, Analysen von r2b im Rahmen dieses Projekts sowie ein gemeinsames Positionspapier

⁶¹ Vgl. EWI (2012).

⁶² Vgl. Cramton, P. / Ockenfels, A. (2011).

⁶³ Marktgebiet der Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection LLC. Für eine Darstellung des Marktdesigns vgl. z. B. CRA International (2008) oder DICE (2012).

⁶⁴ Vgl. Ökoinstitut e.V. / LBD / Raue LLP (2012)

⁶⁵ Vgl. enervis / BET (2013).

mehrerer Verbände, Wissenschaftler und Beratungsunternehmen zurück.⁶⁶ Im Rahmen der folgenden Analysen wird für die Ausgestaltung jedoch eine den **EOM 2.0 ergänzende Kapazitätsreserve** in Form einer Systemdienstleistung ohne Rückwirkungen auf den wettbewerblichen Strommarkt analysiert.

Zentrales Ziel aller diskutierten Vorschläge für Kapazitätsmechanismen ist die Gewährleistung einer sicheren Versorgung der Verbraucher sowie die Vermeidung eines vermeintlichen Marktversagens des EOM.

Dabei bestehen zwischen den unterschiedlichen Vorschlägen jedoch erhebliche Unterschiede hinsichtlich der Definition einer sicheren Versorgung der Verbraucher:

- Beim **EOM 2.0 mit Kapazitätsreserve** wird das Ziel einer sicheren Versorgung durch die Stärkung der Wirkungsmechanismen des EOM verfolgt. D. h. durch eine aktivere Einbindung der Verbraucher in den Markt (Erschließung und Nutzung verfügbarer Lastmanagementpotenziale), eine aktive Einbindung weiterer Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Netzersatzanlagen, sowie eine Erhöhung der Anreize für eine individuelle Leistungsvorsorge werden die Wirkungsmechanismen und damit die Funktionsfähigkeit des EOM gestärkt. Eine sichere Versorgung der Verbraucher ist im EOM somit gegeben, wenn es unter Einbeziehung aller verfügbaren Flexibilitätsoptionen jederzeit zu einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt auf Basis von Preissignalen kommt. Ergänzend zum EOM 2.0 wird die Stromversorgung mittels einer Erzeugungsleistung in der Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarktes abgesichert, um einem politischen Wunsch nach zusätzlicher Absicherung nachzukommen.
- Bei **dezentralen Kapazitätsmärkten** wird das Ziel einer sicheren Versorgung der Verbraucher durch eine Erhöhung der wirtschaftlichen Anreize für eine individuelle Leistungsvorsorge durch die Marktakteure verfolgt. Der Vorschlag zum dezentralen Leistungsmarkt geht (implizit) davon aus, dass Verbraucher ihre Präferenzen am Markt nicht (in ausreichendem Umfang) offenbaren (können). D. h. Grundannahme ist, dass ein ‚Energy Only‘-Markt in seiner aktuellen Ausgestaltung nicht ausreichend Anreize zur individuellen Leistungsvorsorge setzt. Daher sind zusätzliche Anreize durch die Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes erforderlich. Die Erhöhung der wirtschaftlichen Anreize erfolgt einerseits durch zusätzliche Verpflichtungen für Bilanzkreisverantwortliche zur Absicherung des Strombezugs mit (inländischer) Erzeugungsleistung in Form von sog. Versorgungssicherheitsnachweisen (VSN) und andererseits einer Pönalisierung im Falle der Nichteinhaltung der zusätzlichen Verpflichtungen. Das Niveau der Versorgungssicherheit wird somit nicht direkt durch staatliche Vorgaben zur erforderlichen gesicherten Erzeugungsleistung bestimmt, sondern indirekt über eine Preissteuerung.⁶⁷ Das spezifische Ziel in Bezug auf Versorgungssicherheit des dezentralen Leistungsmarktes ist allerdings nur unklar definiert. Auf der einen Seite sollen beim Vorschlag unterstellte Defizite bei Anreizen zur individuellen Leistungsvorsorge von Marktakteuren beim ‚Energy Only‘-Markt behoben und zumindest eine unspezifische Erhöhung des Kapazitätsniveaus gegenüber dem EOM erreicht werden. Auf der anderen Seite wird

⁶⁶ Vgl. BMU et al. (2013b).

⁶⁷ Diese Preissteuerung erfolgt über Strafzahlungen im Falle einer Nichteinhaltung der Verpflichtung zur individuellen Vorhaltung von Versorgungssicherheitsnachweisen (VSN).

als Ziel des Konzeptes auch die Erreichung eines bestimmten Niveaus der Versorgungssicherheit bei nationaler Sichtweise genannt.

- Bei **zentralen Kapazitätsmärkten** wird nicht prioritär das Ziel einer sicheren Versorgung von Verbrauchern gemäß deren Präferenzen verfolgt. Vielmehr gehen die Vorschläge zur Einführung von zentralen Kapazitätsmärkten davon aus, dass Verbraucher ihre Präferenzen am Markt nicht (in ausreichendem Umfang) offenbaren (können) und die Festlegung eines Versorgungssicherheitsniveaus somit durch den Staat erfolgen muss. Deshalb wird angestrebt, eine politische Zielvorgabe zur insbesondere erzeugungsseitigen Absicherung der Versorgung von Verbrauchern zu erreichen. Zu diesem Zweck wird ein Bedarf an gesicherter Erzeugungsleistung auf Basis eines Konzeptes zur Messung von Versorgungssicherheit ermittelt und als Zielvorgabe verwendet. Bei den hier analysierten Vorschlägen (ZUKM, ZFKM) wird dabei der Bedarf mit einem Konzept zur Messung von Versorgungssicherheit bei nationaler Sichtweise ermittelt. D. h. die erforderliche gesicherte Erzeugungsleistung muss im Inland zur Verfügung stehen und muss mit einer hohen Wahrscheinlichkeit in der Lage sein, die zu erwartenden Jahreshöchstlast im Inland zu decken.

Daneben verfolgen die einzelnen Vorschläge teilweise weitere Nebenziele, wie z. B.

- Erhöhung der Investitionssicherheit für Betreiber konventioneller Kraftwerke und Vermeidung von marktgetriebenen, vorzeitigen Stilllegungen konventioneller Kraftwerke aus Wirtschaftlichkeitsgründen.
- Adressierung vermeintlicher Probleme mit Marktmacht auf dem Großhandelsmarkt für Strom.
- Flexibilisierung und Verringerung der CO₂-Intensität des konventionellen Erzeugungssystems.
- Stärkung des Bilanzkreissystems und der Pflichten für Bilanzkreisverantwortliche.
- Adressierung des politischen Wunsches nach einer zusätzlichen Absicherung des Stromversorgungssystems im Rahmen der Energiewende.

Dieses zeigt bereits die Grenzen der Bewertung von unterschiedlichen Optionen des Marktdesigns (Marktdesign mit / ohne Kapazitätsmechanismus) auf. In den folgenden Analysen kann ausschließlich die Frage beantwortet werden, welche Auswirkungen und Herausforderungen mit der Einführung der unterschiedlichen Marktdesignoptionen verbunden sind, in wie weit diskutierten Vorschläge in der Lage sind, die mit ihnen verfolgten Ziele zu erreichen und in wie weit echte oder vermeintliche Herausforderungen des EOM adressiert werden. Die Politik muss ergänzend die Frage beantworten, welche, über die Gewährleistung von Versorgungssicherheit hinausgehenden, Ziele mit dem Marktdesign für den Strommarkt verfolgt werden sollen.

3.2 Analyse und Bewertung der Marktdesignoptionen mit Kapazitätsmechanismen

Bei den Auswirkungen und Herausforderungen von Kapazitätsmechanismen sowie deren Eignung als zukunftsfähiges Marktdesign stehen die folgenden Aspekte **im Fokus der Analysen**:

- **Effektivität des Marktdesigns:**
 - Ist das jeweilige Marktdesign geeignet ein hohes, aus volkswirtschaftlicher Sicht optimales Niveau der Versorgungssicherheit⁶⁸ wirksam zu gewährleisten?
 - Können Ziele im Bereich Versorgungssicherheit sowie weiteren Bereichen, die den jeweiligen Vorschlägen zur Ausgestaltung des Marktdesigns eigen sind, durch das jeweilige Marktdesign wirksam erreicht werden?
- **Effizienz des Marktdesigns:**
 - Welche zusätzlichen direkten volkswirtschaftlichen Kosten ergeben sich durch die Einführung des jeweiligen Marktdesigns (gegenüber dem EOM) insbesondere aufgrund von zusätzlichen Zielen im Bereich der Versorgungssicherheit sowie weiteren Bereichen, die den jeweiligen Vorschlägen zur Ausgestaltung des Marktdesigns eigen sind?
 - Welche Gefahren von zusätzlichen indirekten volkswirtschaftlichen Kosten (gegenüber dem EOM) sind aufgrund von möglichen Regulierungsanforderungen und damit verbundenen regulatorischen Risiken gegeben?
- **Europäischen Einbindung:**
 - Wie erheblich sind die Auswirkungen des jeweiligen Marktdesigns auf den Wettbewerb innerhalb des EU-Binnenmarktes für Strom bzw. des europäischen Stromverbundes?
 - Welche Möglichkeiten und Chancen bestehen für das jeweilige Marktdesign für eine europäische Koordinierung bzw. Harmonisierung?
- In wie weit kann das jeweilige Marktdesign **Herausforderungen in weiteren Bereichen** adressieren? Hierzu zählen u. a.:
 - Erschließung von Flexibilitätsoptionen für eine effektive und effiziente Integration der erneuerbaren Energien
 - Reduktion von Risiken für Investoren in konventionelle Kraftwerke;
 - Vermeidung einer Ausübung von Marktmacht;

⁶⁸ Versorgungssicherheit ist gewährleistet, wenn alle Verbraucher beziehen können, deren Zahlungsbereitschaft höher als der Preis am Großhandelsmarkt ist. Im Umkehrschluss ist Versorgungssicherheit somit nicht gewährleistet, wenn keine ausreichend geringe Wahrscheinlichkeit gegeben ist, dass Verbraucher trotz einer Zahlungsbereitschaft, die höher als der Strompreis am Großhandelsmarkt liegt, keinen Strom beziehen können. Dieses Konzept von Versorgungssicherheit basiert somit auf den Präferenzen der Verbraucher und wird im Folgenden auch als Versorgungssicherheit gemäß der Präferenzen der Verbraucher bezeichnet.

- Setzung von regionalen Allokationssignalen zur Behebung von aktuellen Netzengpässen im Übertragungsnetz.

3.2.1 EOM 2.0 mit Kapazitätsreserve

Bei einer **Kapazitätsreserve**, angelehnt an das Konzept der strategischen Reserve, wird Leistung von Kraftwerken außerhalb des Strommarktes beschafft und vorgehalten. Die Leistung wird nur eingesetzt, wenn sich tatsächlich die unwahrscheinliche Situation ergeben sollte, dass ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt nicht möglich ist. Die Kapazitätsreserve stellt somit ein Sicherheitsnetz für den Strommarkt dar. Die Kosten für die Beschaffung sind über eine Kapazitätsumlage zu zahlen. Im unwahrscheinlichen Fall eines Einsatzes der Kapazitätsreserve sollten hingegen diejenigen Akteure, die über Abweichungen von ihrer ausgeglichenen Leistungsbilanz den Einsatz der Reserve verursachen, für einen angemessenen Anteil der Kosten für die Vorhaltung aufkommen.

Die Einführung einer Kapazitätsreserve ist aus ordnungspolitischer Sicht von geringer Eingriffsintensität. Es erfolgt kein direkter Eingriff in den Strommarkt. Auswirkungen auf Investitions-, Einsatz- und Verbrauchsentscheidungen von Marktteilnehmern ergeben sich, abgesehen von Auswirkungen, die sich durch die Umlage der Kosten der Kapazitätsreserve auf Marktteilnehmer ergeben (können), nicht.⁶⁹

Die Kapazitätsreserve stellt somit eine Option zur Flankierung des EOM dar, falls das Risiko von unzureichenden Investitionen in Erzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Möglichkeit eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage trotz der Anreize für individuelle Leistungsvorsorge im EOM als nicht vernachlässigbar eingeschätzt wird und Situationen mit der Notwendigkeit einer unfreiwilligen Rationierungen vollständig ausgeschlossen werden sollen. Mit der Kapazitätsreserve kann somit der politische Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung des wettbewerblichen Strommarktes mittels eines mikroinvasiven Instruments umgesetzt werden, ohne dass ein direkter staatlicher Eingriff in den Strommarkt erfolgt.

Effektivität

Durch die zusätzliche Erzeugungsleistung außerhalb des Strommarktes wird das aus volkswirtschaftlicher Sicht optimale Niveau der Versorgungssicherheit überschritten. Somit kann der EOM mit Kapazitätsreserve eine sichere Versorgung der Verbraucher (gemäß der vorherigen Definition) gewährleisten. Dabei ist die Kapazitätsreserve ein im Grundsatz effektives Instrument, um eine zusätzliche Absicherung des Strommarktes zu ermöglichen. Die Kapazitätsreserve basiert auf einem Instrument der Mengensteuerung. Über die zentrale Ausschreibung einer bestimmten Leistung kann die Kapazitätsreserve in gewünschter Höhe mit einer hohen Zielgenauigkeit beschafft werden. Bei der Ausschreibung muss allerdings über das Ausschreibungs- und Produktdesign sichergestellt werden, dass die bezuschlagten Anbieter tatsächlich die angebotenen Leistungen zur Verfügung stellen und diese zusätzlich neben den Kapazitäten am Strommarkt verfügbar sind. Dieses erfordert insbesondere Kontroll- und Sanktionsmechanismen – ggf. ergänzt durch Präqualifikationskriterien – für die Anbieter im Falle von Verletzungen ihrer Verpflichtungen. Bei der Ausgestaltung der Kontroll- und Sankti-

⁶⁹ Sofern die Kapazitätsreserve nicht eingesetzt werden muss, was bei adäquater Ausgestaltung der Reserve wahrscheinlich ist, können die Kosten auch nicht auf die Verursacher eines Einsatzes umgelegt werden und sind somit über eine Umlage zu finanzieren. Die Androhung, dass die Akteure, die einen Einsatz aufgrund unzureichender individueller Leistungsvorsorge verursachen, die Kosten (anteilig) zu tragen haben, verringert die Wahrscheinlichkeit eines Einsatzes der Kapazitätsreserve zusätzlich.

onsmechanismen ist zwischen zusätzlichen Kosten (Effizienz) und exakter Zielerreichung (Effektivität) abzuwägen.

- Bei einer Festlegung von hohen Strafzahlungen im Falle einer Nicht-Verfügbarkeit der Kapazitäten, z. B. aufgrund einer Verzögerung bei der Errichtung und Inbetriebnahmen von neuen Spitzenlastanlagen oder bei ungeplanten vorzeitigen Stilllegungen von Bestandsanlagen aus technischen Gründen, können diese Nicht-Verfügbarkeiten weitgehend ausgeschlossen werden und die Effektivität wird in hohem Maß gewährleistet.
- Zugleich führen hohe Strafzahlungen bei Nicht-Verfügbarkeit allerdings zu erheblichen Kosten bzw. Kostenrisiken von Anbietern, die sie in ihre Angebote einpreisen (müssen). Dieses erhöht wiederum die Kosten für die Beschaffung der Reserve und beeinträchtigt somit die Effizienz. Weil sich diese zusätzlichen Kosten bzw. Kostenrisiken für Anbieter ausschließlich auf die Kosten von Erzeugungsleistung in der Reserve auswirken, sind die resultierenden Ineffizienzen bei der Reserve allerdings vergleichsweise gering.

Darüber hinaus kann die Effektivität der Kapazitätsreserve bei der Schaffung eines zusätzlichen Sicherheitsnetzes eingeschränkt werden, wenn Erzeugungsanlagen vom Strommarkt in der Kapazitätsreserve kontrahiert werden, die ansonsten weiterhin wirtschaftlich auf dem Strommarkt betrieben werden können und somit dem Strommarkt zur Verfügung ständen oder wenn durch die Kapazitätsreserve Investitionen in neue Kapazitäten beeinträchtigen würden. Solche Rückwirkungen sollten bei der Ausgestaltung der Ausschreibungsregeln für die Kapazitätsreserve somit vermieden werden, um die Effektivität des Instruments nicht zu gefährden. Bei Bedarf kann die Kapazitätsreserve auch als Möglichkeit genutzt werden, um das Ziel einer ‚nationalen Autarkie‘ bei Versorgungssicherheit durch eine Festlegung in entsprechender Höhe zu gewährleisten. Allerdings ist eine solche Ausgestaltung nicht zu empfehlen, weil sie zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten und zusätzliche Kosten für Verbraucher verursacht.

Effizienz

Insgesamt ist eine Kapazitätsreserve bei adäquater Ausgestaltung mit vergleichsweise geringen Ineffizienzen und geringen zusätzlichen Kostenbelastungen bei Verbrauchern verbunden. Beim EOM mit Kapazitätsreserve bleibt die Effizienz auf dem Strommarkt vollständig erhalten, so dass Innovationspotenziale im Rahmen eines technologieoffenen Wettbewerbs uneingeschränkt erschlossen werden können. Entscheidungen der unterschiedlichen Marktakteure auf dem Strommarkt werden durch die zusätzliche Kapazitätsreserve bei entsprechender Ausgestaltung nicht beeinflusst. Die Vorhaltung der Reserve außerhalb des Strommarktes verursacht allerdings zusätzliche Kosten und führt damit zu Ineffizienzen im Vergleich zum EOM 2.0 in einem geringem und ex ante relativ gut kalkulierbarem Umfang. Statische Ineffizienzen in geringem Umfang entstehen zusätzlich dadurch, dass Erzeugungsleistung auch bei Preisen am Strommarkt oberhalb ihrer variablen Erzeugungskosten nicht eingesetzt wird. Diese statische Ineffizienz wird bewusst in Kauf genommen, um die dynamische Effizienz des Wettbewerbsmarktes in vollem Umfang zu erhalten.

Eine Ergänzung des EOM um eine Kapazitätsreserve als zusätzliche Absicherung macht Anpassungen des Marktdesigns für den EOM nicht erforderlich. Der Regulator muss ausschließlich Regeln für die Beschaffung (Präqualifikationsanforderungen, Vorlauf- und Vertragslaufzeiten, Ausschreibungsdesign, ...) der Kapazitätsreserve sowie die Höhe und das Einsatzregime der Reserve selbst festlegen. Eine adäquate Ausgestaltung ist dabei durchaus eine Herausforderung. Da eine Reserve aber lediglich ein kleines, vom Strommarkt unabhängiges, Marktsegment darstellt und per Definition ausschließlich Erzeugungsanlagen in die Ausschreibung einbezogen werden sollen, sind die durch die

notwendigen Festlegungen möglichen Auswirkungen von Regulierungsfehlern sowie die Auswirkungen von potenziellen Wettbewerbsverzerrungen gering. Wiederum sind die Auswirkungen auf das überschaubare Marktsegment der Reserve ohne Rückwirkungen auf andere Segmente des Strommarktes beschränkt.

Europa

Die Einführung einer Kapazitätsreserve hat keine Auswirkungen auf den europäischen Stromhandel und beeinträchtigt die Möglichkeit einer Nutzung von Synergie- und Ausgleichseffekten im europäischen Stromverbund sowie die Vollendung des EU-Binnenmarktes für Strom nicht. Vielmehr kann der Aufbau einer Kapazitätsreserve innerhalb Europas in einfacher Weise koordiniert und ggf. auch harmonisiert werden. Die Einführung einer Reserve verursacht jedoch auch bei einem ‚nationalen Alleingang‘ Deutschlands keine Rückwirkung auf die Entwicklung der Kapazitäten im benachbarten Ausland und beeinträchtigt somit auch den effizienten europäischen Wettbewerbsmarkt nicht. Damit steht die zusätzliche Absicherung des Strommarktes auch bei europäischer Betrachtung zur Verfügung und wird nicht durch Rückwirkungen auf das Ausland konterkariert.

Weitere Aspekte

Die Kapazitätsreserve kann eine vermeintliche Schwachstelle des EOM, nämlich **externe Effekte** in Situationen, in denen ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt nicht möglich sein sollte, (fast) vollständig ausschließen. In solchen (hypothetischen) Situationen wären zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs des Stromversorgungssystems keine unfreiwilligen Rationierungen von Verbrauchern durch unfreiwillige Abschaltungen einzelner Verteilnetze erforderlich, sondern die ÜNB könnten auf die Erzeugungsleistung in der Kapazitätsreserve zurückgreifen. Auch wenn wir die Wahrscheinlichkeit von solchen Situationen und somit die Bedeutung von externen Effekten für sehr gering halten, kann die Kapazitätsreserve externe Effekte und damit möglicherweise verbundene negative Auswirkungen auf Betreiber von Erzeugungsanlagen und Verbraucher (fast) vollständig ausschließen. Darüber hinaus bewirkt bereits die Androhung, dass die Akteure, die einen Einsatz aufgrund unzureichender individueller Leistungsvorsorge verursachen, die Kosten des Einsatzes (anteilig) zu tragen haben, eine zusätzliche Reduktion der Wahrscheinlichkeit eines Einsatzes der Kapazitätsreserve.

Potenzielle Möglichkeiten zur **Ausübung von Marktmacht** auf dem Großhandelsmarkt adressiert eine Kapazitätsreserve nicht, schafft allerdings auch keine neuen Gefahren für Ausübung von Marktmacht. Dieses gilt insbesondere, wenn die Kapazitätsreserve vorrangig auf Neuanlagen basiert. Bei einer Kapazitätsreserve, die ausschließlich auf Bestandsanlagen basiert und ggf. eine regionale Komponente zur Ergänzung oder zur Ersetzung der heutigen Netzreserve enthält, wäre die Schaffung von Voraussetzungen für einen wirksamen Wettbewerb bei deren Beschaffung nicht oder nur sehr eingeschränkt möglich. Daher sollten für den Fall einer Einbeziehung von Bestandsanlagen in die Kapazitätsreserve durch eine entsprechende Ausgestaltung der Ausschreibungsregeln sichergestellt werden, dass Bestands- und Neuanlagen im Wettbewerb stehen.

Die Kapazitätsreserve ist zugleich ein geeignetes Instrument, um bei weiterer Verzögerung des Netzausbaus zwischen Nord- und Süddeutschland und daraus resultierenden **Netzungspässen** Versorgungssicherheit auch bei einem Festhalten an einer gemeinsamen Preiszone durch die gezielte Schaffung von neuen Kapazitäten in Süddeutschland zu gewährleisten. Den erforderlichen Netzausbau für eine effektive und effiziente Integration der erneuerbaren Energien, insbesondere eine Vermeidung zukünftig zunehmender Abregelung der Windenergie in Norddeutschland, kann eine Kapazitätsreserve jedoch nicht ersetzen. Die Erzeugungsanlagen in der Kapazitätsreserve (in Süddeutschland)

können aber zusätzlich sicherstellen, dass bis zur Umsetzung des Netzausbaus ausreichend Kapazitäten für erforderliche Redispatchmaßnahmen verfügbar sind.

In den weiteren Bereichen, d. h. der Reduktion von Risiken für Investoren in konventionelle Kraftwerke, Reduktion von (nationalen) CO₂-Emissionen, den Umbau des konventionellen Kraftwerksparcs und die für eine effiziente und effektive Integration der erneuerbaren Energien erforderliche Erschließung von Flexibilitätsoptionen, hat die Kapazitätsreserve keine Auswirkungen, weil Rückwirkungen auf den Strommarkt nicht gegeben sind. Insbesondere die Erschließung von Flexibilitätsoptionen und ggf. weiterer Innovationspotentiale werden durch den technologieoffenen Wettbewerb des EOM nicht gehemmt.

Ein **Risiko des Marktdesigns** eines EOM mit Kapazitätsreserve ist, dass sie bei hohen Strompreisen am Großhandelsmarkt eingesetzt wird, obwohl ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf Basis der Preissignale möglich wäre. Eine zentrale Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit eines EOM mit Kapazitätsreserve bleibt somit, wie beim EOM ohne zusätzliche Reserve, dass eine Akzeptanz von Preisspitzen gegeben ist, so dass politische Eingriffe zur Vermeidung dieser Preisspitzen nicht zu erwarten sind. Ein Einsatz der Reserve bei hohen Marktpreisen würde wie eine implizite Preisobergrenze in einem EOM wirken. Kurzfristig wäre zwar in einem solchen Fall ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage ohne unfreiwillige Rationierungen ggf. zu einem geringeren Marktpreis möglich, langfristig würde aber der zentrale Mechanismus eines ‚peak load pricings‘ im EOM – insbesondere bei Einsatz der Kapazitätsreserve bei moderaten Preisspitzen – erheblich geschwächt.

3.2.2 Dezentraler Kapazitätsmarkt

Bei einem **dezentralen Kapazitätsmarkt** (auch dezentraler Leistungsmarkt genannt) werden den Marktteilnehmern zusätzliche Verpflichtungen im Rahmen des Bilanzkreissystems auferlegt. Verbraucher bzw. deren Lieferanten müssen nicht nur ausreichend Strom beschaffen, um ihren Verbrauch bzw. den Verbrauch ihrer Kunden decken zu können, sondern müssen zusätzlich sog. Versorgungssicherheitszertifikate (VSN) in Höhe ihres Verbrauchs bzw. ihrer Lieferverpflichtung auf einem Leistungsmarkt kaufen. Potenzielle Anbieter von VSN sind Betreiber von Erzeugungsanlagen. Können Verbraucher bzw. deren Lieferanten nicht nachweisen, ausreichend VSN gekauft zu haben, müssen sie Pönalen zahlen. Können Betreiber von Erzeugungsanlagen nicht nachweisen, dass ihre verkauften VSN tatsächlich durch verfügbare Kraftwerksleistung gedeckt sind, müssen auch sie Pönalen zahlen. Die Kosten für die Beschaffung der VSN sind von den Verbrauchern bzw. deren Lieferanten, die die Kosten an die belieferten Verbraucher weitergeben, zu zahlen.

Aus ordnungspolitischer Sicht ist der dezentrale Leistungsmarkt in der vom BDEW / VKU vorgeschlagenen Ausgestaltung zentralen Kapazitätsmärkten vorzuziehen und von deutlich geringerer Eingriffsintensität. Der Staat ergänzt den rechtlichen Rahmen für den Strommarkt durch zusätzliche Verpflichtungen im Rahmen eines dezentralen Leistungsmarktes und Sanktionsmechanismen. Dabei kann auf das bestehende Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem aufgesetzt werden. Investitions-, Stilllegungs- und Einsatzentscheidungen von Betreibern von Erzeugungsanlagen sowie Strombezugsentscheidungen von Verbrauchern werden weiterhin dezentral auf Ebene der einzelnen Marktakteure und mittels bilateraler Vereinbarungen getroffen.

Effektivität

Mit der Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes werden auf Ebene der Marktteilnehmer zusätzliche Anreize für individuelle Leistungsvorsorge im nationalen Kontext gesetzt. Diese führen ge-

genüber einem EOM zu einer Erhöhung der installierten Erzeugungsleistung und / oder der zusätzlichen vorsorglichen Kontrahierung von Lastreduktionspotenzialen. Somit verfolgt der dezentrale Leistungsmarkt das Ziel einer Erhöhung der individuellen Leistungsvorsorge und kann das Ziel effektiv erreichen. Das Ausmaß hängt dabei von der Festlegung zweier zentraler Parameter ab:

- Die Höhe des sogenannten ‚trigger price‘, bei dem eine Überprüfung der Verpflichtung zur ausreichenden Absicherung der Verbraucher mit VSN und einer ausreichenden Verfügbarkeit von Erzeugungsleistung bei den Anbietern von VSN erfolgt.
- Die Höhe der Pönale, die von Verbrauchern bzw. deren Lieferanten bei unzureichender Absicherung mit VSN bzw. von Anbietern von VSN bei unzureichender Verfügbarkeit von Erzeugungsleistung zu zahlen ist.

Die regulatorische Vorgabe zur Beschaffung von Versorgungssicherheitsnachweisen zur Absicherung des Strombezugs sowie die Pönalisierung bei Nicht-Erfüllung erhöhen die Anreize für individuelle Leistungsvorsorge der Marktakteure und führen zu einem Kapazitätsniveau oberhalb der tatsächlichen Präferenzen der Verbraucher. Somit kann der dezentrale Kapazitätsmarkt bei adäquater Parametrierung eine sichere Versorgung der Verbraucher (gemäß der vorherigen Definition) gewährleisten.

Aufgrund des zugrundeliegenden Mechanismus einer Preissteuerung können politische Ziele hinsichtlich der in Deutschland verfügbaren gesicherten Erzeugungsleistung hingegen nicht direkt adressiert werden. Wie in einem EOM kann so z. B. eine bestimmte von der Politik vorgegebene (gesicherte) Erzeugungsleistung allenfalls zufällig erreicht werden.

Effizienz

Der dezentrale Leistungsmarkt schafft Überkapazitäten (in nationalem Kontext) und führt daher zu Ineffizienzen (volkswirtschaftlichen Kosten) gegenüber dem EOM und verursacht zusätzliche Kostenbelastungen der Verbraucher. Die zusätzlichen Kostenbelastungen und Ineffizienzen sind allerdings begrenzt. Das Ausmaß hängt dabei wiederum von der Höhe des sog. ‚trigger price‘ und der Höhe der Pönalen ab. Die Ineffizienzen des dezentralen Leistungsmarktes beschränken sich aber weitgehend auf die beiden Aspekte:

- In der Tendenz wird zu viel (erzeugungsseitige) gesicherte Leistung beanreizt, so dass Überkapazitäten entstehen.
- Der Wettbewerb im europäischen Strommarkt wird eingeschränkt, weil ausschließlich inländische Erzeugungsanlagen zur Absicherung der Verfügbarkeit von ausreichend Erzeugungsleistung bei Anbietern von VSN genutzt werden können.

Der regulatorische Aufwand sowohl bei der Implementierung als auch bei der Administration des dezentralen Ansatzes ist überschaubar. Der Ausgestaltungsvorschlag⁷⁰ enthält konkrete Regelungen insbesondere auch zu Prüfungs-, Kontroll- und Sanktionsmechanismen. Der EOM bzw. die Marktregeln des EOM werden mit dem System der Versorgungssicherheitsnachweise durch ein zusätzliches Element ergänzt, dass in vielen Bereichen Analogien zum heutigen Ausgleichsenergiesystem mit

⁷⁰ Vgl. BDEW (2013), BDEW (2014).

entsprechenden Regulationsanforderungen aufweist. Für den Regulator ergibt sich im Wesentlichen die Herausforderung den ‚trigger price‘ und die Höhe der Pönale festzulegen.

Bei der Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes ist mit zusätzlichen Kostenbelastungen für Verbraucher zu rechnen. Einerseits müssen sie die Kosten für die (nationalen) Überkapazitäten, die sich beim dezentralen Leistungsmarkt ergeben, finanzieren. Andererseits ergeben sich in der kurzen und mittleren Frist zusätzliche Verteilungswirkungen. Die Strompreise am Großhandelsmarkt sinken zwar aufgrund der dauerhaften Überkapazitäten, für Verbraucher bzw. deren Lieferanten ergeben sich allerdings zusätzliche Kosten aus dem Kauf von VSN, während für Betreiber von Erzeugungsanlagen zusätzliche Erlöse resultieren.

Europa

Der dezentrale Leistungsmarkt hat nicht nur Rückwirkungen auf die Strompreise am Großhandelsmarkt in Deutschland, sondern auch in benachbarten Ländern. Somit ergeben sich Wettbewerbsverzerrungen innerhalb des europäischen Stromverbundes bzw. des EU-Binnenmarktes für Strom. Ceteris paribus erhöhen sich die Erlöse für inländische Kraftwerksbetreiber durch zusätzliche Einnahmen aus dem Verkauf von VSN, während ausländische Kraftwerksbetreiber geringere Erlösmöglichkeiten, wegen des durch die nationalen Überkapazitäten preisdämpfenden Effektes, auf dem Großhandelsmarkt haben. Dadurch können sich auch Rückwirkungen auf Stilllegungen und Investitionen in Kraftwerke im Ausland ergeben. Zusätzliche Kraftwerksleistung in Deutschland, die über den Verkauf von VSN an Verbraucher bzw. deren Lieferanten finanziert werden, ist c. p. in der Tendenz mit einem Rückgang an Kraftwerksleistung in Nachbarländern verbunden. Ein dezentraler Leistungsmarkt sollte daher harmonisiert oder zumindest koordiniert eingeführt werden. Wie im heutigen Marktdesign basiert der dezentrale Leistungsmarkt auf dezentralen Entscheidungen von Marktakteuren, geringen Anforderungen bei Regulierungsvorgaben und lässt einen technologieneutralen Wettbewerb zu. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Koordinierung bzw. Harmonisierung grundsätzlich umsetzbar und erfordert im Wesentlichen eine Einigung zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern bezüglich der Ausgestaltung von Pflichten von Bilanzkreisen zur ausreichenden Absicherung mit Versorgungssicherheitsnachweisen (VSN) und des Ausgleichsenergiesystems.

Weitere Aspekte

Die Problematik einer mangelnden Internalisierung **externer Effekte** im Falle einer unfreiwilligen Abschaltung einzelner Verbraucher oder einzelner Verteilnetze als ‚ultima ratio‘ wird gegenüber einem EOM aufgrund von Überkapazitäten zusätzlich entschärft. Die zusätzlichen Anreize zur individuellen Leistungsvorsorge verringern die Wahrscheinlichkeit von Situationen, in denen ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf Basis der Preissignale des Strommarktes nicht möglich ist. Gegenüber einem EOM mit Kapazitätsreserve, bei dem solche Situationen aufgrund einer zusätzlichen Vorhaltung von Leistung außerhalb des Strommarktes (auch bei internationaler Betrachtung) nahezu ausgeschlossen sind, ist die Wahrscheinlichkeit des Auftretens dieser externen Effekte jedoch höher.

Die Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes erhöht die Risiken für die Ausübung von **Marktmacht** in der Tendenz gegenüber einem EOM (mit oder ohne Kapazitätsreserve) sogar. Durch die Schaffung von Überkapazitäten kann zwar die inhärente Tendenz zur Ausübung von Marktmacht auf dem Großhandelsmarkt in der Tendenz verringert werden, weil Knappheitssituationen mit einer Preissetzung der Nachfrage nicht oder in geringem Umfang auftreten. Wie die Ausführungen in Abschnitt 2.2.1 gezeigt haben, ist Marktmacht auf dem Großhandelsmarkt für Strom allerdings in Deutschland aktuell und in absehbarer Zukunft kein erhebliches Problem. Auf der einen Seite führen

Portfolioeffekte zu Vorteilen von Unternehmen mit großen Erzeugungsportfolien auf dem Markt für VSN. Eine Absicherung gegenüber ungeplanten Kraftwerksausfällen, bei denen in Situationen mit einem Strompreis über dem ‚trigger price‘ Pönalezahlungen fällig würden, wenn die Emittenten von VSN nicht ausreichend erzeugt haben, können bei größeren Erzeugungsportfolien besser und mit geringeren Kosten aufgrund von Ausgleichseffekten abgesichert werden. Darüber hinaus ergeben sich potenzielle Möglichkeiten für die Ausübung von Marktmacht auf dem Markt für VSN. Die Zahl der Wettbewerber ist auf dem Markt für VSN geringer als auf dem Strommarkt, weil sich der Wettbewerb auf inländische Betreiber von Erzeugungsanlagen beschränkt. Beim Vorschlag des BDEW zum dezentralen Leistungsmarkt ist eine Kopplung der Pönale an den Preis für VSN (auf dem Terminmarkt) vorgesehen. Verknappen potenzielle Anbieter die Menge an VSN, die sie anbieten, führt dieses bei einer solchen Kopplung zu einer Erhöhung der Pönale. Dadurch sind die Anreize für Verbraucher bzw. deren Lieferanten wiederum höher sich gegen eine Unterdeckung mit VSN abzusichern. Im Gegensatz zu einem normalen Wettbewerbsmarkt führt eine Mengenzurückhaltung bei einer solchen Kopplung der Pönale an den Preis für VSN nicht zu einem Rückgang der Nachfrage, sondern erhöht die Nachfrage nach VSN sogar.

Der dezentrale Leistungsmarkt könnte insofern einen Beitrag zum Management nationaler **Netzengpässe** zwischen Nord- und Süddeutschland leisten, als dass resultierende Überkapazitäten in Süddeutschland in der Tendenz zum Redispatch genutzt werden können. Jedoch kann ein dezentraler Leistungsmarktes keine regionalen Allokationssignale liefern, weshalb zusätzliche Kapazitäten allenfalls zufällig in Süddeutschland entstehen würden.

In den weiteren Bereichen, d. h. der Reduktion von Risiken für Investoren in konventionelle Kraftwerke, Reduktion von (nationalen) CO₂-Emissionen, den Umbau des konventionellen Kraftwerksparks und die für eine effiziente und effektive Integration der erneuerbaren Energien erforderliche Erschließung von Flexibilitätsoptionen, hat der dezentrale Leistungsmarkt keine eindeutig vorhersehbaren Auswirkungen.

Ein **Risiko des Marktdesigns** eines dezentralen Leistungsmarktes besteht in der Gefahr eines sog. ‚slippery slopes‘ – also eines übermäßigen Nachsteuerungsbedarfs aufgrund unvorhergesehener Entwicklungen sowie einer sukzessiven Erhöhung der Regulierungstiefe und Eingriffsintensität. Insbesondere scheint die Gefahr gegeben zu sein, dass bei den heutigen Überkapazitäten (in Deutschland und Europa) in den nächsten Jahren Preise von nahe Null für VSN aufgrund einer unzureichenden Nachfrage bzw. eines Überangebots ergeben und in der Konsequenz zusätzliche Regelungen eingeführt werden, um die Effektivität zu erhöhen. Zum Beispiel könnten Mindestpreise für VSN festgelegt werden oder zentrale Elemente, wie z. B. verpflichtende Vorgaben für Verbraucher bzw. deren Lieferanten zu vorzuhaltenden Mengen an VSN, eingeführt werden. De facto würde der dezentrale Leistungsmarkt dann zu einem zentralen Kapazitätsmarkt.

3.2.3 Zentrale Kapazitätsmärkte

Bei **zentralen Kapazitätsmärkten** bestimmt der Staat bzw. die zuständige Behörde, wie viel (gesicherte) Leistung im Stromversorgungssystem erforderlich ist und beschafft diese (gesicherte) Leistung über Ausschreibungsverfahren. Dabei muss der Staat bzw. die zuständige Behörde umfangreiche Regeln zu Teilnahmemöglichkeiten und Ausschreibungsregeln⁷¹ festlegen sowie Kontroll- und Sank-

⁷¹ Beim Ausschreibungsdesign sind z. B. Häufigkeit der Ausschreibungen, der Verpflichtungszeitraum für erfolgreiche Anbieter, die Vorlaufzeit (Zeitraum zwischen Ausschreibung bzw. Zuschlagsentscheidung und Verpflichtungszeitraum) und die Vergütungs- und Zuschlagsregeln festzulegen.

tionsmechanismen definieren, um die Erfüllung der eingegangenen Verpflichtungen bezuschlagter Anbieter sicherzustellen.

Die Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes ist aus ordnungspolitischer Perspektive am kritischsten zu beurteilen. Bei zentralen Kapazitätsmärkten handelt es sich um eine staatliche Intervention von erheblicher Intensität. Es wird nicht nur eine zusätzliche Nachfrage nach (gesicherter) Leistung geschaffen, die durch den Staat bzw. eine zuständige Behörde unabhängig von den Präferenzen der Verbraucher festgelegt wird, sondern der Staat wird bei zentralen Kapazitätsmärkten de facto als Nachfrager von (gesicherter) Leistung zu einem Marktteilnehmer. Zugleich legt er für die Anbieter die Bedingungen der Teilnahme fest und muss darüber hinaus zahlreiche Konkretisierungen zum Markt- und Produktdesign sowie Präqualifikationsregeln, Kontroll- und Sanktionsmechanismen vornehmen. Die Eingriffsintensität ist beim zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt aufgrund erforderlicher zusätzlicher Festlegungen und eines Ansatzes mit Technologiedifferenzierung nochmals höher als beim zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt.

Effektivität

Zentrale Kapazitätsmärkte sind ein geeignetes Instrument, wenn von einem dauerhaften Marktversagen in erheblichem Umfang ausgegangen wird, und / oder die Politik eine Absicherung der Versorgungssicherheit durch inländische gesicherte Leistung (vorrangig) auf Basis von konventionellen Erzeugungsanlagen für erforderlich hält. Sowohl der zentrale umfassende als auch der zentrale fokussierte Kapazitätsmarkt sind ein Instrument der Mengensteuerung.

Beim zentralen, umfassenden Kapazitätsmarkt wird die gesicherte Leistung in einer Ausschreibung mit einer Vorlaufzeit von mehreren Jahren beschafft. Die bezuschlagten Anbieter müssen gewährleisten, dass die Leistung im vereinbarten Umfang während der Erfüllungsperiode verfügbar ist. Wie bei der Kapazitätsreserve ist durch Kontroll- und Sanktionsmechanismen das Risiko zu adressieren, dass die bezuschlagten Anbieter ihrer Verpflichtungen tatsächlich einhalten. Im Vorschlag des EWI zur Ausgestaltung des zentralen, umfassenden Leistungsmarktes werden entsprechende Kontroll- und Sanktionsmechanismen nicht ausgeführt, obwohl sie erhebliche Auswirkungen auf die Effektivität und Effizienz (sowie Kostenbelastungen für Verbraucher) haben⁷². Wie bei der Kapazitätsreserve ist ein ‚trade off‘ zwischen zusätzlichen Kosten (Effizienz) und exakter Zielerreichung (Effektivität) gegeben:

- Bei einer Festlegung von hohen Strafzahlungen im Falle einer Nicht-Verfügbarkeit der Kapazitäten, z. B. aufgrund einer Verzögerung bei der Errichtung und Inbetriebnahmen von neuen Spitzenlastanlagen oder bei ungeplanten vorzeitigen Stilllegungen von Bestandsanlagen aus technischen Gründen, können Nicht-Verfügbarkeiten weitgehend ausgeschlossen werden und die Effektivität wird in hohem Maß gewährleistet.
- Zugleich führen hohe Strafzahlungen bei Nicht-Verfügbarkeit allerdings zu erheblichen Kosten bzw. Kostenrisiken von Anbietern, die sie in ihre Angebote einpreisen (müssen). Dieses erhöht die Kosten der Beschaffung (Kapazitätspreis) und beeinträchtigt somit die Effizienz. Weil sich diese zusätzlichen Kosten bzw. Kostenrisiken für Anbieter auf die Kosten der ge-

⁷² Beim Vorschlag des EWI verpflichten sich Anbieter im Falle einer Bezuschlagung, ab einem bestimmten Ausübungspreis am Großhandelsmarkt für Strom, einen finanziellen Ausgleich in Höhe der Differenz zwischen Strompreis und Ausübungspreis zu zahlen. Dieses Element des EWI-Vorschlags adressiert allerdings nicht die Gewährleistung der Lieferverpflichtung, sondern soll das vermeintliche Problem der Ausübung von Marktmacht adressieren.

samten Erzeugungsleistung am Strommarkt auswirken, sind die resultierenden Ineffizienzen bei zentralen Kapazitätsmärkten deutlich höher als bei der Kapazitätsreserve.

Beim zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt ergeben sich hinsichtlich des ‚trade offs‘ bei der Festlegung von Sanktions- und Kontrollmechanismen die gleichen Herausforderungen, wie beim zentralen, umfassenden Kapazitätsmarkt. Im Unterschied zum zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt wird beim fokussierten Kapazitätsmarkt ein Instrument der Mengensteuerung verwendet, bei dem nicht die gesamte Bedarfsmenge zur Erreichung des spezifischen Ziels ausgeschrieben wird, sondern nur Teile des Bedarfs in mehreren Segmenten des fokussierten Kapazitätsmarktes (ein Segment für Neubau und ein Segment für stilllegungsgefährdete Bestandskraftwerke sowie ggf. für Lastmanagement) beschafft werden. Entscheidungen von Marktakteuren mit Erzeugungsanlagen, die nicht an einem der Marktsegmente teilnehmen dürfen, können im Rahmen der Festlegung des Kapazitätsbedarfs nicht vollständig vorhergesehen werden. Dadurch kann es zu zusätzlichen Stilllegungen von Erzeugungsanlagen kommen, die bei der Festlegung der Ausschreibungsmengen auf den Segmenten des fokussierten Kapazitätsmarktes nicht berücksichtigt wurden, wodurch das avisierte Niveau der gesicherten Leistung im gesamten Erzeugungssystem nicht erreicht wird. Somit kann auch beim zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt zwar das zusätzliche spezifische Ziel in Bezug auf Versorgungssicherheit grundsätzlich erreicht werden, allerdings sind gewisse Einschränkungen hinsichtlich der Zielerreichung gegeben.

Bei entsprechender Festlegung der Bedarfsmengen können mit beiden Ansätzen, dem zentralen, umfassenden als auch dem zentralen, fokussierten Kapazitätsmarkt Versorgungssicherheitskonzepte mit dem Anspruch der ‚nationalen Autarkie‘ umgesetzt werden. Zugleich liegt das Kapazitätsniveau bei beiden Ansätzen per Definition über dem Kapazitätsniveau der tatsächlichen Präferenzen der Verbraucher. Somit können beide Ansätze zentraler Kapazitätsmärkte eine sichere Versorgung der Verbraucher (gemäß der vorherigen Definition) gewährleisten.

Effizienz

Zentrale Kapazitätsmärkte führen zu einer Verringerung der Effizienz des Stromversorgungssystems und erhöhen die Kosten für Verbrauch gegenüber einem EOM (mit und ohne Kapazitätsreserve). Direkte Auswirkungen auf die Effizienz ergeben sich beim zentralen Kapazitätsmarkt durch die Schaffung von Überkapazitäten, die vom Ausmaß der Überkapazitäten abhängen. Insbesondere für den Fall, dass bei der Umsetzung das Ziel ‚Versorgungssicherheit bei nationaler Autarkie‘ verfolgt wird, können diese Ineffizienzen erheblich sein. Vorhandene Ausgleichseffekte bei der Last und der Einspeisung EE zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern (sowie bei ungeplanten Ausfällen von konventionellen Kraftwerken) führen nicht zu einer Verringerung der (gesicherten) Leistung und werden somit nicht effizient genutzt.

Beim zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt ergeben sich – je nach Marktumfeld und exakter Ausgestaltung – weitere direkte Ineffizienzen durch einen Ansatz mit Technologiedifferenzierung im Segment für Neuanlagen. Somit werden potenziell nicht mehr die günstigsten Optionen einer Ausweitung von gesicherter Leistung genutzt.

Zugleich ergeben sich bei der Umsetzung von zentralen Kapazitätsmärkten nicht intendierte, unvermeidliche Ineffizienzen aufgrund erforderlicher Festlegungen für die Regelungen des zentralen Kapazitätsmarktes, die einen technologieneutralen, effizienten Wettbewerb verhindern oder zumindest hemmen:

- Unterschiedliche Möglichkeiten bei der Festlegungen der Länge des Zeitraums zwischen Beschaffungszeitpunkt (Ausschreibung) und Lieferzeitraum sowie die Dauer des Lieferzeitraums können zu erheblichen Kostenrisiken für potenzielle Anbieter führen und einige Anbieter de facto vom Kapazitätsmarkt ausschließen. So diskriminieren längere Zeiträume zwischen Beschaffungszeitpunkt und Beginn des Lieferzeitraums sowie lange Lieferzeiträume insbesondere Anbieter von Bestandsanlagen sowie Anbieter von Flexibilitätsoptionen (Lastmanagement und Netzersatzanlagen), während sie für Neuanlagen de facto erforderlich sind.
 - Bei einem zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt ist ein Zeitraum zwischen Beschaffung (Ausschreibung) und Lieferbeginn von 5 bis 7 Jahren vorgesehen. Bei einer wirklichen Prüfung der Erfüllung und Sanktionierung bei Verletzung der Lieferverpflichtung führt eine solche Festlegung für zahlreiche Bestandsanlagen und Lastmanagement dazu, dass sie ein erhebliches Risiko eingehen, ihre Lieferverpflichtung tatsächlich erfüllen zu können. So kann z. B. eine vorzeitige Stilllegung von Bestandsanlagen aus technischen Ursachen vom Anbieter nicht ausgeschlossen werden. Zusätzlich müssen Anbieter von Bestandsanlagen beim umfassenden Kapazitätsmarkt mit einem Preis von Null in der Ausschreibung bieten. Somit ergeben sich zusätzliche Risiken für Betreiber von Bestandsanlagen bei der Abgabe eines Gebots, weil sie nicht wissen, ob beim sich erst noch ergebenden Preis auf dem Kapazitätsmarkt und bei einer Veränderung von Preisen auf dem Großhandelsmarkt, ein wirtschaftlicher Betrieb ihrer Anlage gewährleistet ist. Die Verfügbarkeit bei Lastmanagement setzt voraus, dass die Verbraucher überhaupt einen entsprechenden Stromverbrauch haben, der im Bedarfsfall abgeschaltet werden kann. Mit einer Vorlaufzeit von 5 bis 7 Jahren ist dieses nur begrenzt für den Anbieter prognostizierbar und auch die Kosten eines Lastverzichts in 5 bis 7 Jahren können nicht bzw. nur mit erheblicher Ungenauigkeit prognostiziert werden. Somit ist im zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt tendenziell in Abhängigkeit der konkreten Ausgestaltung mit einer impliziten Diskriminierung von Bestandsanlagen zu rechnen und Lastmanagement wird de facto als Angebotsoption ausgeschlossen.
 - Bei einem zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt werden diese Probleme im Ansatz dadurch behoben, dass mehrere Marktsegmente mit unterschiedlichen Zeiträumen zwischen Beschaffung und Beginn des Lieferzeitraums sowie unterschiedlichen Lieferzeiträumen geschaffen werden. Dies kann die Teilnahmemöglichkeiten der unterschiedlichen Angebotsoptionen verbessern sowie Kosten bzw. Kostenrisiken für Marktakteure verringern, wenn auch erhebliche Hemmnisse für Anbieter mit Lastmanagementpotenzialen bestehen bleiben. Zugleich muss der Regulator in der Lage sein, den Bedarf in den einzelnen Marktsegmenten ‚ex ante‘ in der richtigen bzw. effizienten Höhe festzulegen. Wird ein zu hoher Anteil des Bedarfs für Neuanlagen beschafft, wird kostengünstiges Potenzial von stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen und Lastmanagement diskriminiert und nicht genutzt. Wird hingegen ein zu niedriger Anteil des Bedarfs für Neuanlagen beschafft, muss Potenzial von stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen und Lastmanagement mit zu hohen Kosten genutzt werden. Sind nicht nur höhere Kosten des Potenzials auf diesen Marktsegmenten (stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen und Lastmanagement), sondern auch unzureichendes Potenzial zur Deckung des Bedarfs vorhanden, kann dieses zusätzlich die Effektivität gefährden.
- Die Notwendigkeit von Präqualifikationskriterien in beiden zentralen Ansätzen behindert einen technologieoffenen Wettbewerb zwischen unterschiedlichen inländischen Erzeugungs-

technologien. Zugleich führt die Notwendigkeit von Präqualifikationskriterien auch dazu, dass die Marktakteure ihre Anstrengungen auf Technologieentwicklungen und Geschäftsmodelle konzentrieren, bei denen die Anforderungen (sicher) erfüllt werden und sich somit entsprechende Erlösmöglichkeiten ergeben. Innovationspotenziale werden somit erheblich eingeschränkt und es ergeben sich dynamische Ineffizienzen. Die Ausgestaltung der Präqualifikationskriterien wird dabei in beiden Vorschlägen nicht vollständig konkretisiert. In beiden Vorschlägen zur Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes sind aber bereits Konkretisierungen einzelner Elemente enthalten, die zu Ineffizienzen führen: Dezentrale Erzeugungsanlagen und EE-Anlagen werden nicht als Angebotsoption zugelassen. Deren sog. gesicherte Leistung wird vom Bedarf abgezogen.

- Beide Vorschläge zielen auf die Beschaffung von gesicherter Leistung ab. Somit erfolgt die Vergütung auf Basis der gesicherten Leistung der Anbieter. Hierzu muss der Regulator ggf. technologiespezifische Festlegungen vornehmen, welcher Anteil der installierten Leistung als gesicherte Leistung anzusehen ist. Die Festlegung eines Durchschnittswerts kann ggf. mit einer ausreichenden Genauigkeit vorgenommen werden. Hierdurch ergibt sich eine implizite Wettbewerbsverzerrung zwischen Anlagen innerhalb einer Technologiekategorie. Anlagen mit einer überdurchschnittlichen Verfügbarkeit werden nicht besser als Anlagen mit einer unterdurchschnittlichen Verfügbarkeit gestellt. Die Anreize der Marktakteure, die individuelle Verfügbarkeit zu erhöhen, sind gering.
- Eine Einbindung von Lastmanagement in den Kapazitätsmarkt ist mit erheblichen Herausforderungen und konzeptionellen Problemen verbunden. Entweder müssen umfangreiche Kontroll- und Prüfmechanismen sowie Sanktionsregeln für die Verfügbarkeit des Lastreduktionspotenzials regulatorisch festgelegt werden oder es entsteht erheblicher Spielraum für Missbrauch. Die regulatorische Festlegung umfangreicher und wirksamer Kontrollmechanismen sowie Sanktionsregeln kann wiederum Kosten oder Kostenrisiken von Anbietern von Lastreduktionspotenzialen in einem Umfang erhöhen, die sie de facto vom Markt ausschließen.
- Eine Teilnahme von Lastmanagement am Kapazitätsmarkt ist aus den zuvor genannten Gründen schwierig umzusetzen. Zugleich wird die Nutzung von Lastmanagementpotentialen am Großhandelsmarkt für Strom in beiden Vorschlägen zur Umsetzung von zentralen Kapazitätsmärkten (umfassender Ansatz und fokussierter Ansatz) erschwert oder unwirtschaftlich.
 - Die Schaffung von Überkapazitäten im Stromversorgungssystem führt zu einer Verringerung bzw. vollständigen Vermeidung von einzelnen Situationen mit Preisspitzen, in denen Lastmanagementpotenziale zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt im Rahmen des ‚peak load pricing‘-Mechanismus genutzt werden.
 - Durch das zusätzliche Element, dass bezuschlagte Anbieter im Kapazitätsmarkt eine implizite ‚Call Option‘ mit einem ‚strike price‘ (Ausübungspreis) in Höhe der variablen Kosten der teuersten Erzeugungsanlage anbieten, ergibt sich implizit eine Preisobergrenze im Großhandelsmarkt (Durch die vorgesehene Erstattung der Differenz zwischen dem Preis am Großhandelsmarkt und dem Ausübungspreis zu Gunsten der Verbraucher). Dadurch gehen wirtschaftliche Anreize zur Nutzung von Lastmanagement verloren, da Verbraucher dadurch keinen Anreiz haben, bei höheren Preisen am Großhandelsmarkt ihren Stromverbrauch zu reduzieren, selbst wenn sie eine geringere Zahlungsbereitschaft haben und über die technischen Voraussetzungen verfügen.

Darüber hinaus ist die Gefahr einer Realisierung von Regulierungsrisiken bei zentralen Kapazitätsmärkten erheblich. Die Komplexität und die Vielzahl erforderlicher Festlegungen unter Berücksichtigung von unvollständigen Informationen führen dazu, dass der Regulator in vielen Bereichen Entscheidungen treffen muss, bei denen er eine adäquate Abwägung zwischen Effektivität und Effizienz suchen muss.

- Eine Aufgabe des Regulators besteht bei zentralen Kapazitätsmärkten darin, eine notwendige gesicherte Leistung zu bestimmen, die ein bestimmtes Niveau der Versorgungssicherheit bei nationaler Sichtweise ermöglicht. Der Regulator muss dazu u. a. Entwicklungen bei der Stromnachfrage und der installierten Leistung von erneuerbaren Energien mit einer langen Vorlaufzeit prognostizieren. Beim fokussierten Kapazitätsmarkt muss der Regulator auf der einen Seite zusätzlich die Entwicklung des Neubaus von konventionellen Erzeugungsanlagen, die keinen Zugang zu den Marktsegmenten des fokussierten Kapazitätsmarktes haben, prognostizieren und auf der anderen Seite ein adäquates Kriterium für die Stilllegungsgefahr von Bestandsanlagen definieren. Eine notwendige Voraussetzung für die Effektivität von zentralen Kapazitätsmärkten ist, dass der Regulator in der Lage ist, entsprechende Festlegungen mit hinreichender Genauigkeit zu treffen. Ansonsten kann ein politisch gewünschtes Niveau der Versorgungssicherheit im Sinne einer erzeugungsseitigen Absicherung nicht erreicht werden. Um das Ziel von zentralen Kapazitätsmärkten mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erreichen, besteht die Möglichkeit erhebliche Sicherheitszuschläge bei der Festlegung des Bedarfs gemäß Vorsorgeprinzip zu berücksichtigen. Hierdurch wird allerdings die Effizienz von zentralen Kapazitätsmärkten erheblich verschlechtert.
- Im Marktsegment für Neubau, kann der Regulator davon ausgehen, dass ausreichend Angebot vorhanden ist, wenn der Zeitraum zwischen Zuschlag und Beginn des Lieferzeitraums ausreichend lang zur Realisierung von Kraftwerksneubauten ist. Bei zeitlich nachgelagerten Ausschreibung (Marktsegmente für stilllegungsgefährdete Bestandsanlagen und Lastmanagement) besteht hingegen ein Risiko, dass der Bedarf nicht gedeckt werden kann. Tendenziell wird der Regulator dazu neigen, in den Ausschreibungen für Neuanlagen zu viel Bedarf auszuschreiben, da er das Angebot in der kurzfristigeren Ausschreibung nur mit erheblichen Ungenauigkeiten prognostizieren kann. So kann der Regulator die Effektivität sicherstellen. Zugleich werden aber erhebliche Einbußen bei der Effizienz in Kauf genommen.

Des Weiteren sind Anreize für Marktakteure, Einfluss auf die Entscheidungen des Regulators bei diesen und weiteren Festlegungen zu nehmen, erheblich. Sowohl beim zentralen umfassenden als auch beim zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt haben die Festlegungen des Regulators einen substanziellen Einfluss auf die Kosten und Erlöse aller Akteure am Strommarkt. Die Entscheidungen des Regulators können sowohl die Erlösmöglichkeiten auf dem Kapazitätsmarkt selbst als auch die Erlösmöglichkeiten auf dem Großhandelsmarkt für Strom in wesentlicher Größenordnung beeinflussen.

Diese Vielzahl von potenziellen Risiken für indirekte Ineffizienzen machen deutlich, dass die resultierenden Ineffizienzen aufgrund von Überkapazitäten bei den zentralen Kapazitätsmärkten nur einen geringen Anteil der zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten ausmachen werden. Dabei sind beim zentralen, fokussierten Kapazitätsmarkt vermutlich höhere zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten – aufgrund der zusätzlichen Technologiedifferenzierung und der höheren Regulierungstiefe – zu erwarten als beim zentralen, umfassenden Kapazitätsmarkt.

Bei den zusätzlichen Kostenbelastungen für Verbraucher ergibt sich aufgrund von unterschiedlichen Verteilungseffekten allerdings – zumindest kurz- und mittelfristig – eine andere Tendenz:

- Beim zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt sind die Wohlfahrtsverluste überwiegend von den Verbrauchern zu tragen. Zusätzlich ergeben sich Umverteilungen zwischen Betreibern von bestehenden (inländischen) Erzeugungsanlagen und Verbrauchern. Zentrale Kapazitätsmärkte führen zwar auf der einen Seite zu einer Verringerung der Preisspitzen in einzelnen Situationen am Großhandelsmarkt für Strom. Diese haben allerdings für die durchschnittlichen Beschaffungskosten der Verbraucher bzw. deren Lieferanten eine geringe Bedeutung.⁷³ Auf der anderen Seite erhalten alle Betreiber von Erzeugungsanlagen Kapazitätszahlungen
- Beim zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt wird gemäß des Nebenziels einer Entlastung der Verbraucher eine umfängliche Umverteilung zwischen Verbrauchern und am fokussierten Kapazitätsmarkt zugelassenen Anlagen sowie am fokussierten Kapazitätsmarkt nicht zugelassenen Anlagen avisiert. Ursächlich dafür ist, dass ausschließlich ausgewählte Betreiber von konventionellen Kraftwerken Kapazitätszahlungen erhalten. Durch die zusätzlich vorgesehene Segmentierung des Kapazitätsmarktes fallen diese Zahlungen zudem für einige anspruchsberechtigte Kraftwerksbetreiber geringer als bei einer Vergütung zu einem einheitlichen Marktpreis aus.

Im Grundsatz kann der fokussierte Kapazitätsmarkt somit zumindest kurz- und mittelfristig sein Nebenziel ‚Entlastung der Verbraucher‘ durch umfangreiche Umverteilungswirkungen erreichen, wenngleich nicht gegenüber einem EOM (mit und ohne Kapazitätsreserve) sondern vermutlich ausschließlich gegenüber einem zentralen umfassenden oder einem dezentralen Kapazitätsmarkt.

Einschränkend ist aufgrund der großen Bedeutung, noch einmal darauf hinzuweisen, dass insbesondere langfristig durch dynamische Ineffizienzen und kurz-, mittel- und langfristig durch erhebliche Regulierungsrisiken beim fokussierten Ansatz nicht oder nur mit erheblichen Unsicherheiten einzuschätzen ist, in wie weit Umverteilungseffekte gegenüber einem zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt aufrecht zu erhalten sind.

Europa

Wie beim dezentralen Leistungsmarkt ergeben sich bei zentralen Kapazitätsmärkten nicht nur Rückwirkungen auf die Strompreise am Großhandelsmarkt in Deutschland, sondern auch in benachbarten Ländern. Wird das Ziel ‚Versorgungssicherheit bei nationaler Autarkie‘ verfolgt sind diese vermutlich höher als beim dezentralen Leistungsmarkt. Somit ergeben sich auch bei zentralen Ansätzen Wettbewerbsverzerrungen innerhalb des europäischen Stromverbundes bzw. des EU-Binnenmarktes für Strom. Ceteris paribus erhöhen sich die Erlöse für inländische Kraftwerksbetreiber durch zusätzliche Einnahmen aus Kapazitätszahlungen, während ausländische Kraftwerksbetreiber geringere Erlösmöglichkeiten auf dem Großhandelsmarkt haben. Dadurch können sich auch beim zentralen Kapazitätsmarkt Rückwirkungen auf Stilllegungen und Investitionen in Kraftwerke im Ausland ergeben. Zusätzliche Kraftwerksleistung in Deutschland, die über Umlagen von Verbrauchern finanziert werden, ist in der Tendenz mit einem Rückgang an Kraftwerksleistung in Nachbarländern verbunden. Ein zentraler Kapazitätsmarkt sollte daher harmonisiert oder zumindest koordiniert eingeführt werden.

⁷³ Aufgrund des gemeinsamen EU-Binnenmarktes wird der Effekt eines sinkenden Preisniveaus am Großhandelsmarkt durch die Einführung von Kapazitätsmärkten im nationalen Alleingang über zusätzliche Exporte gedämpft bzw. konterkariert. Das Strompreinsniveau im Ausland sinkt ebenfalls und ausländische Verbraucher profitieren. Die Kapazitätszahlungen sind hingegen ausschließlich durch Verbraucher in Deutschland zu refinanzieren.

Eine Koordinierung bzw. Harmonisierung eines zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt erscheint grundsätzlich umsetzbar, ist aber mit einem umfänglichen Abstimmungsaufwand verbunden. So dürfte insbesondere die Einigung auf länderspezifische Ziele des Niveaus der Versorgungssicherheit bzw. Ziele zur installierten oder gesicherten Erzeugungsleistung sowie eine Einigung auf die Umlage der Kapazitätzahlungen auf die Verbraucher der einzelnen Länder mit Schwierigkeiten verbunden sein. Dieses gilt umso mehr, weil auch Länder, wie insbesondere die Schweiz aber auch Norwegen als Nicht-EU-Mitgliedsstaaten betroffen sind.

Eine harmonisierte Einführung bei einem zentralen, fokussierten Kapazitätsmarkt erscheint aufgrund der Technologiedifferenzierung und der verfolgten Nebenziele des Ansatzes sehr schwierig. U. a. erscheint eine Einigung auf technologie- und brennstoffspezifische Kriterien beim Marktzugang für Neuanlagen bei einer Harmonisierung aufgrund erheblicher unterschiedlicher Präferenzen für Erzeugungstechnologien und den Brennstoffmix in der Stromerzeugung zumindest aus industriepolitischen Gründen de facto ausgeschlossen.

Weitere Aspekte

Die Vergütung auf einem zentralen, umfassenden Kapazitätsmarkt hängt ausschließlich von der sicheren Verfügbarkeit der Leistung ab. Da zentrale Kapazitätsmärkte (durch die Schaffung von strukturellen Überkapazitäten) zugleich Preisvolatilitäten am Großhandelsmarkt und Erlösmöglichkeiten an den Regelleistungsmärkten verringern, reduzieren sich die Anreize für eine **Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks sowie für die Erschließung und Nutzung von weiteren Flexibilitätsoptionen**. Der Umbau des Stromversorgungssystems auf die Anforderungen hoher Anteile erneuerbarer Energien und deren effektive und effiziente Integration wird damit gehemmt oder zumindest verzögert. Beim zentralen, fokussierten Kapazitätsmarkt wird über Teilnahmebedingungen im Segment Neuanlagen versucht, diese Hemmnisse bei der Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks zu adressieren.

Regionale Allokationssignale können insbesondere im fokussierten Ansatz über entsprechende Kriterien in den Ausschreibungen der einzelnen Marktsegmente gegeben sein und zu einer gezielten Aufbau bzw. Erhalt von Überkapazitäten in Süddeutschland führen. Diese Überkapazitäten können zu einem Management der **Netzengpässe zwischen Nord- und Süddeutschland** genutzt werden, aber eine Abregelung von insbesondere Windenergieanlagen in Norddeutschland nicht verhindern. Im umfassenden Ansatz ist die Möglichkeit einer solchen regionalen Steuerung nicht vorgesehen und Überkapazitäten entstehen allenfalls zufällig in Süddeutschland.

Eine **Vermeidung der Ausübung von Marktmacht** wird auf dem Stromgroßhandelsmarkt durch die Schaffung von Überkapazitäten zusätzlich eingeschränkt. Dafür ergeben sich insbesondere im fokussierten Ansatz erhebliche Marktmachtpotenziale in den einzelnen Marktsegmenten des Kapazitätsmarktes, da ein Wettbewerb zwischen Neuanlagen und Bestandsanlagen sowie Lastmanagement nicht gegeben ist.

3.3 Zwischenfazit

Eine umfängliche Anpassung durch ein neues Marktdesign mit Kapazitätsmärkten ist mit erheblichen Risiken, Transaktionskosten für Marktakteure und Herausforderungen der Etablierung eines adäquaten regulatorischen und rechtlichen Rahmens in Deutschland und Europa verbunden. Die Einführung von Kapazitätsmärkten hat somit – je nach Art des Kapazitätsmarktes – einen mehr oder

weniger ausgeprägten experimentellen Charakter, so dass die Auswirkungen und sich in der Praxis ergebende Herausforderungen nur eingeschränkt absehbar sind.

Die Analysen der in der aktuellen Diskussion befindlichen alternativen Marktdesignoptionen mit Kapazitätsmechanismen zeigen, dass alle Kapazitätsmechanismen ihre spezifischen Ziele im Bereich Versorgungssicherheit grundsätzlich erreichen können. Mit zunehmender Intensität des staatlichen Eingriffs und der Regulierungstiefe sind allerdings auch erhebliche Ineffizienzen und Regulierungsrisiken gegeben.

- Die Einführung einer **Kapazitätsreserve** ist aus ordnungspolitischer Sicht von geringer Eingriffsintensität. Die Kapazitätsreserve stellt eine Option zur Flankierung des EOM dar, falls das Risiko von unzureichenden Investitionen in Erzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Möglichkeit eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage trotz der Anreize für individuelle Leistungsvorsorge im EOM als nicht vernachlässigbar eingeschätzt wird und Situationen mit der Notwendigkeit einer unfreiwilligen Rationierungen vollständig ausgeschlossen werden sollen. Mit der Kapazitätsreserve kann somit der politische Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung des wettbewerblichen Strommarktes umgesetzt werden, ohne dass ein direkter staatlicher Eingriff in den Strommarkt erfolgt. Die Ineffizienzen sowie zusätzlichen Kostenbelastungen der Verbraucher sind gering und gut kalkulierbar. Regulierungsrisiken sind bezüglich ihrer Auswirkungen auf die Effizienz und Kosten der Verbraucher gering. In einer Übergangsphase bis zur Umsetzung des erforderlichen Netzausbaus kann die Kapazitätsreserve zusätzlich die für einen sicheren Betrieb des Stromnetzes erforderliche Netzreserve ergänzen oder auch ersetzen.
- Aus ordnungspolitischer Sicht ist der **dezentrale Kapazitätsmarkt (auch dezentraler Leistungsmarkt genannt)** in der vom BDEW / VKU vorgeschlagenen Ausgestaltung gegenüber zentralen Kapazitätsmärkten vorzuziehen und von deutlich geringerer Eingriffsintensität. Der Staat ergänzt den rechtlichen Rahmen für den Strommarkt durch zusätzliche Verpflichtungen und Sanktionsmechanismen. Dabei kann auf das bestehende Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem aufgesetzt werden. Die Anreize für individuelle Leistungsvorsorge bei den Marktteilnehmern können durch den dezentralen Leistungsmarkt gestärkt werden. Verbunden ist dieses mit einem dauerhaften Aufbau von Überkapazitäten, zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten und zusätzlichen Kosten für Verbraucher. Im Vergleich zu zentralen Kapazitätsmärkten sind dezentrale Kapazitätsmärkte aufgrund der geringeren Regulierungstiefe mit deutlich geringeren Regulierungsrisiken verbunden. Ein inhärentes Problem des dezentralen Leistungsmarktes ist die potenzielle Ausübung von Marktmacht im Kapazitäts- bzw. Leistungsmarkt, das bei Einführung entsprechend durch die Ausgestaltung der Regeln adressiert werden müsste, und die Gefahr einer sukzessiven Ausweitung der Regelungs- und Eingriffstiefe, so dass sich zusätzliche Ineffizienzen und Regulierungsrisiken ergeben.
- **Zentrale Kapazitätsmärkte** sind ggf. ein geeignetes Instrument, wenn von einem Marktversagen ausgegangen wird und / oder die Politik eine Absicherung der Versorgungssicherheit durch inländische gesicherte Leistung (vorrangig) auf Basis von konventionellen Erzeugungsanlagen für erforderlich hält. Sowohl beim zentralen, umfassenden als auch beim zentralen, fokussierten Kapazitätsmarkt handelt es sich um eine staatliche Intervention von erheblicher Intensität. Es wird nicht nur eine zusätzliche Nachfrage nach (gesicherter) Leistung geschaffen, die durch den Staat bzw. eine zuständige Behörde unabhängig von den Präferenzen der Verbraucher festgelegt wird, sondern der Staat wird bei zentralen Kapazitätsmärkten als Nachfrager von (gesicherter) Leistung de facto zu einem Marktteilnehmer. Zugleich legt er für die Anbieter die Bedingungen der Teilnahme fest und muss darüber hinaus zahlreiche

Konkretisierungen zum Markt- und Produktdesign sowie Präqualifikationsregeln, Kontroll- und Sanktionsmechanismen vornehmen. Neben einem Aufbau von dauerhaften Überkapazitäten, die direkt zu zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten führen, sind erhebliche Ineffizienzen aufgrund der erforderlichen Regulierungstiefe und erheblicher Regulierungsrisiken zu erwarten. Die dynamische Effizienz und das Innovationspotenzial von Wettbewerbsmärkten werden in erheblichem Umfang eingeschränkt.

4 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Aus den Ergebnissen der Analysen zur Funktionsfähigkeit des EOM sowie den Auswirkungen und Herausforderungen von Kapazitätsmechanismen leiten wir die folgenden Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen ab:

Das heutige Marktdesign auf Basis eines EOM ist ohne Kapazitätsmechanismus grundsätzlich funktionsfähig und gewährleistet als optimierter **EOM (EOM 2.0)** eine sichere und effiziente Versorgung der Verbraucher gemäß deren Präferenzen. Eine Einführung von Kapazitätsmärkten ist daher nicht erforderlich. Es sollten jedoch in den nächsten Jahren einige Maßnahmen zur Optimierung des ‚Energy Only‘ Marktes realisiert werden (EOM 2.0). Durch einen Abbau von Hemmnissen und Fehlanreizen kann die Effizienz weiter erhöht werden. Insbesondere empfehlen wir

- eine Prüfung und Weiterentwicklung der Marktregeln des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems und des Regelleistungsmarktes sowie
- einen Abbau von potenziellen Hemmnissen für die Erschließung von Nachfrageflexibilität und von weiteren Flexibilitätsoptionen.

Für den politischen Wunsch nach einer zusätzlichen Absicherung der Stromversorgung empfehlen wir die Einführung einer Kapazitätsreserve als Ergänzung des EOM 2.0. So können auch Herausforderungen beim Ausstieg aus der Kernenergie, Verzögerungen beim erforderlichen Ausbau der Netzinfrastuktur und der Vollendung des europäischen Binnenmarktes für Strom sowie einer sukzessiven Umstellung des Erzeugungssystems auf erneuerbare Energien (als eine Klimaschutzmaßnahme) in einer Übergangsphase adressiert werden. Bis zur Umsetzung des erforderlichen Netzausbaus kann die Kapazitätsreserve zusätzlich die für einen sicheren Betrieb des Stromnetzes erforderliche Netzreserve ergänzen oder auch ersetzen. Die Einführung einer Kapazitätsreserve ist aus ordnungspolitischer Sicht von geringer Eingriffsintensität. Bei der Ausgestaltung der Kapazitätsreserve sollten insbesondere die Regeln bei der Beschaffung und beim Einsatz so ausgestaltet werden, dass Beeinträchtigungen des wettbewerblichen Strommarktes ausgeschlossen werden (siehe Anhang C). Von zentraler Bedeutung ist hierfür ein striktes Vermarktungs- und Rückkehrverbot an wettbewerbliche(n) Strommärkte(n) für die Anlagen der Kapazitätsreserve (sog. ‚no way back‘-Regelung).

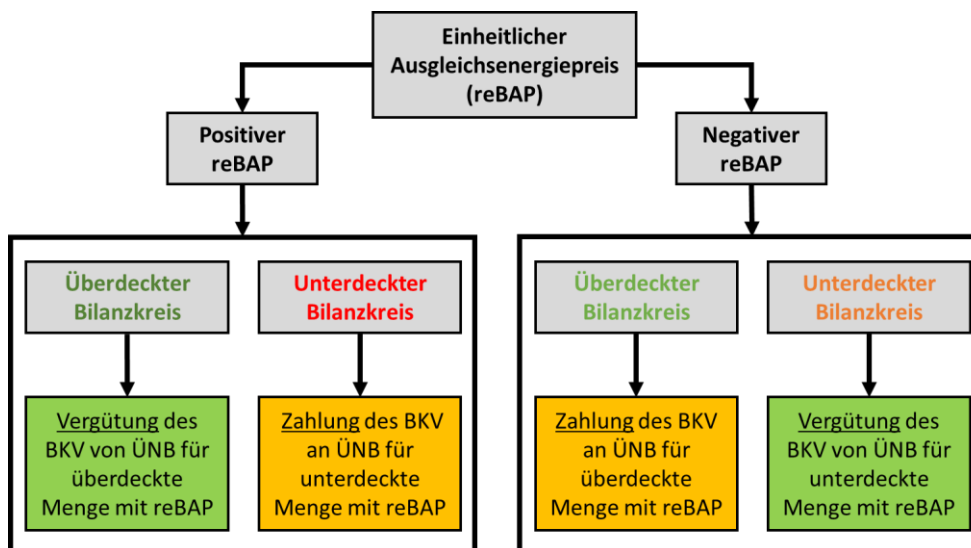
Eine umfängliche Anpassung durch ein neues Marktdesign mit Kapazitätsmärkten ist mit erheblichen Risiken, Transaktionskosten für Marktakteure und Herausforderungen der Etablierung eines adäquaten regulatorischen und rechtlichen Rahmens in Deutschland und Europa verbunden.

Sollte dennoch ein Kapazitätsmarkt geschaffen werden, ist ein dezentraler Kapazitätsmarkt einem zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt oder einem zentralen fokussierten Kapazitätsmarkt vorzuziehen. Während der dezentrale Leistungsmarkt auf bestehenden Marktregeln aufsetzt und die Innovationspotenziale eines technologieoffenen Wettbewerbs im Grundsatz aufrecht erhält, führen zentrale Kapazitätsmärkte zu erheblichen Ineffizienzen und hemmen die Erschließung von Flexibilitätspotenzialen für eine effiziente und effektive Integration der erneuerbaren Energien und einen Umbau des Stromerzeugungssystems. Im Falle einer Einführung eines Kapazitätsmarktes sollte dieser europäisch koordiniert und idealer Weise harmonisiert erfolgen.

Anhang A: Aktuelle Ausgestaltung des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems

Die Ausgestaltung des aktuellen Systems zur Abrechnung von Ausgleichsenergie (Ausgleichsenergiesystem) basiert auf verschiedenen rechtlichen Regelungen, wie der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) und dem EnWG, sowie Festlegungen der BNetzA und geht in seinen Grundzügen auf einem Vorschlag von NERA (National Economics Research Associates, London) im Auftrag des VKU aus dem Jahre 2000 zurück.⁷⁴ Dieser Vorschlag sah, wie das aktuelle Ausgleichsenergiesystem, als zentrales Element eine symmetrische Abrechnung der unterdeckten und überdeckten Mengen von Bilanzkreisen innerhalb jeder 15-Minuten-Fahrplanperiode vor. Die Abrechnung erfolgt somit im aktuellen System mit einem einheitlichen Preis, dem sog. regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP).⁷⁵ Abbildung A - 1 stellt die Zahlungsströme zwischen ÜNB und BKV im heutigen System in einer Übersicht dar.

Abbildung A - 1: Zahlungsströme BKV und ÜNB im aktuellen Ausgleichsenergiesystem



Quelle: Eigene Darstellung

Allgemein gilt bei einem sog. symmetrischen Abrechnungssystem für Ausgleichsenergie:

$$\text{Zahlungsstrom}^{\text{BKV-ÜNB}} = \text{Fahrplanabweichung}^{\text{BKV}} * \text{reBAP}$$

Dabei haben Fahrplanunterdeckungen ein negatives Vorzeichen und Fahrplanüberdeckungen ein positives Vorzeichen. Überdeckte Bilanzkreise erhalten somit bei einem positiven reBAP eine Zahlung für die überdeckte Menge und leisten bei einem negativen reBAP eine Zahlung für die überdeck-

⁷⁴ NERA (2000): Wirtschaftliche Effizienz und Wettbewerbliche Aspekte der Bereitstellung von Regelenergie in Deutschland; Gutachten für den Verband kommunaler Unternehmen; September 2000.

⁷⁵ Die gesetzliche Grundlage für das entsprechende Abrechnungssystem bildet § 8 Abs. 2 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV). Dort sind sowohl ein einheitlicher Abrechnungspreis für unter- und überdeckte Mengen sowie wesentliche weitere Festlegungen zur Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises festgelegt.

te Menge. Unterdeckte Bilanzkreise leisten hingegen bei einem positiven reBAP eine Zahlung für die unterdeckte Menge und erhalten bei einem negativen reBAP eine Zahlung für unterdeckte Menge.

Hinsichtlich der tatsächlichen Kosten für BKV ist zu beachten, dass bei unterdeckten Fahrplänen die BKV zu wenig Energie auf den Spotmärkten, z. B. für den tatsächlich realisierten und abrechenbaren Verbrauch ihrer Kunden, eingekauft haben. Bei überdeckten Fahrplänen haben die BKV hingegen zu viel Energie auf den Spotmärkten, z. B. für den tatsächlich realisierten und abrechenbaren Verbrauch, eingekauft. Bei den tatsächlichen Kosten für Bilanzkreise aufgrund von Fahrplanabweichungen sind daher neben den zu leistenden Zahlungen bzw. den erhaltenden Zahlungen im Rahmen des Ausgleichenergiesystems auch die Kosten des zusätzlichen Strombezugs auf den Spotmärkten (Überdeckung des Bilanzkreises) bzw. vermiedenen Kosten eines zu geringen Strombezugs auf den Spotmärkten (Unterdeckung des Bilanzkreises) zu berücksichtigen.

Ein unterdeckter Bilanzkreis hat tatsächliche Kosten / Erlöse in Höhe der Differenz der vermiedene Kosten⁷⁶ der Beschaffung auf dem Spotmarkt („day ahead“- oder intraday-Markt) und Kosten / Erlöse aus der Abrechnung der Menge zum reBAP. Ein unterdeckter Bilanzkreis hat somit „ex post“ Kosten / Erlöse gegenüber einem ausgeglichenen Fahrplan in jeder Fahrplanperiode gemäß folgender Formel zu berücksichtigen:

$$\text{Kosten / Erlöse}^{\text{BKV}} = (\text{reBAP} - \text{Preis}^{\text{Spotmarkt}}) * \text{Unterdeckung}$$

Ein überdeckter Bilanzkreis hat Kosten / Erlöse in Höhe der Differenz der Kosten⁷⁷ der Beschaffung auf dem Spotmarkt („day ahead“- oder intraday-Markt) für die überdeckte Menge und Kosten / Erlöse aus der Abrechnung der Menge zum reBAP. Ein überdeckter Bilanzkreis hat somit „ex post“ eine Kostendifferenz gegenüber einem ausgeglichenen Fahrplan gemäß folgender Formel zu berücksichtigen:

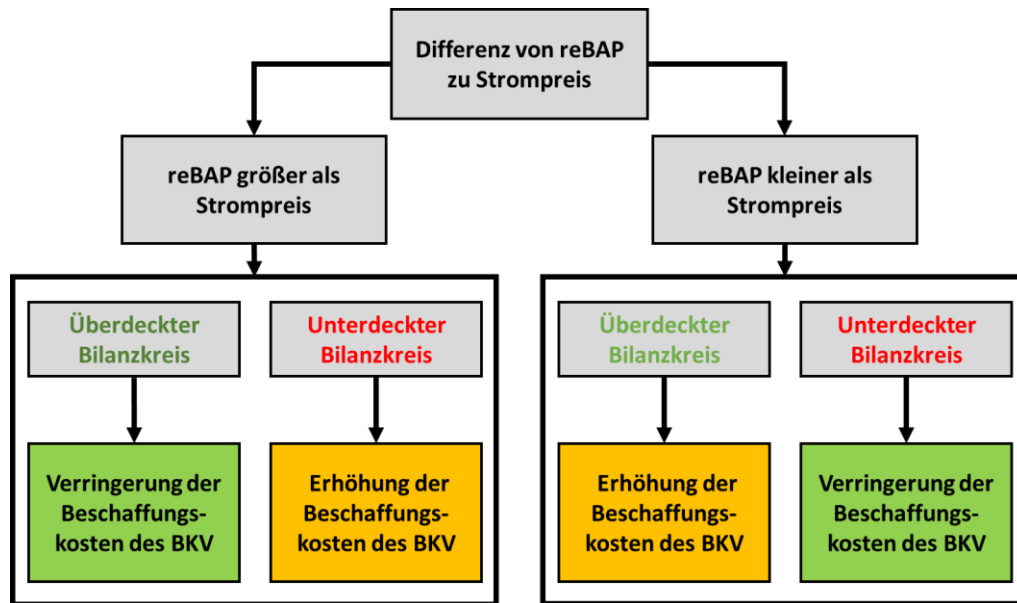
$$\text{Kosten / Erlöse}^{\text{BKV}} = (\text{Preis}^{\text{Spotmarkt}} - \text{reBAP}) * \text{Überdeckung}$$

Abbildung A - 2 stellt die Situation hinsichtlich der Beschaffungskosten für unter- und überdeckte Bilanzkreise in Abhängigkeit des Strompreises und des Ausgleichsenergiepreises dar.

⁷⁶ Bei negativen Strompreisen auf dem Spotmarkt könnte ein unterdeckter Bilanzkreis durch zusätzlichen Kauf von Strom Erlöse erzielen. Die Unterdeckung führt damit zu Kosten auf dem Spotmarkt.

⁷⁷ Bei negativen Strompreisen auf dem Spotmarkt erzielt ein überdeckter Bilanzkreis durch den zusätzlichen Kauf von Strom Erlöse. Die Überdeckung führt damit zu Erlösen auf dem Spotmarkt.

Abbildung A - 2: Beschaffungskosten von unter- und überdeckten Bilanzkreisen



Quelle: Eigene Darstellung

Hieraus wird bereits deutlich, dass sich in jeder Fahrplanperiode entweder nur die BKV mit unterdeckten Mengen oder nur die BKV mit überdeckten Mengen gegenüber einer Beschaffung ohne Fahrplanabweichungen schlechter stellen. Für die jeweils anderen BKV ergeben sich in dieser Fahrplanperiode wirtschaftliche Vorteile eines nicht ausgeglichenen Fahrplans in Form von geringeren Beschaffungskosten der an Kunden gelieferten Energie. Somit handelt es sich bei der aktuellen Ausgestaltung um ein Bonus-Malus-System mit einem einheitlichen Abrechnungspreis für Ausgleichsenergie, bei dem ein Teil der BKV durch Abweichungen von ihren Fahrplänen in jeder einzelnen Fahrplanperiode besser gestellt und ein anderer Teil der BKV durch Abweichungen von ihren Fahrplänen in jeder einzelnen Fahrplanperiode schlechter gestellt werden.

Neben der symmetrischen Abrechnung ist das aktuelle Ausgleichsenergiesystem durch komplexe Vorgaben zur Bestimmung des reBAP charakterisiert. Ursprünglich sah das Ausgleichsenergiesystem eine Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises (AEP) auf Basis der Kosten des Abrufs von Regelleistung in der entsprechenden Fahrplanperiode vor. Das damit verbundene Ziel war es, die Kosten für den Abruf von Regelleistung in jeder Fahrplanperiode verursachungsorientiert, nämlich auf die BKV mit Fahrplanabweichungen, die einen Abruf von Regelleistung verursachen, umzulegen⁷⁸ und dabei Ausgleichseffekte zwischen individuellen Abweichungen der einzelnen BKV im Saldo über alle BKV, d. h. dem Saldo des NRV, in adäquater Weise zu berücksichtigen. Zur Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises sind die saldierten Kosten und Erlöse, die dem ÜNB durch Abruf von Regelleistung entstehen, durch den Saldo der Fahrplanabweichungen des Netzregelzonenverbundes jeweils innerhalb einer Fahrplanperiode von 15 Minuten zu dividieren. Zusätzlich wurde bei der Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises berücksichtigt, dass ggf. innerhalb einer 15-Minuten-Fahrplanperiode sowohl positive als auch negative Regelleistung abgerufen werden kann, um Abweichungen innerhalb

⁷⁸ Die Kosten der Leistungsvorhaltung auf den Regelleistungsmärkten werden aktuell über die Netzentgelte umgelegt und somit sozialisiert.

der Fahrplanperioden physikalisch auszugleichen.⁷⁹ Dieses kann dazu führen, dass in einer Fahrplanperiode, trotz eines sehr kleinen Saldos der Abweichungen im Netzregelzonenverbund innerhalb der 15-Minuten-Periode, erhebliche Kosten oder Erlöse des Abrufs von Regelleistung (Zähler) beim ÜNB anfallen können, während der NRV-Saldo (Nenner) sehr klein ist, und der reBAP dann einen sehr hohen positiven bzw. negativen Wert annehmen kann. Um entsprechende extreme Werte zu vermeiden, wurde eine Begrenzung des Absolutwertes des reBAPs auf den Absolutwert des maximalen Arbeitspreises von abgerufenen Anbietern auf dem Regelleistungsmarkt vorgenommen. Die ersten beiden Berechnungsstufen des reBAP erfolgen gemäß der folgenden Formeln:

Schritt 1: Ermittlung des AEP auf Basis von tatsächlichen Kosten des Abrufs von Regelleistung zwecks des (physikalischen) Ausgleichs des Netzregelverbundes (NRV) in der jeweiligen 15-Minuten-Fahrplanperiode.

$$AEP_1 = \frac{Kosten_{NRV} - Erlöse_{NRV}}{Saldo_{NRV}}^{80}$$

Schritt 2: Begrenzung des AEP auf den Absolutbetrag des maximalen Arbeitspreisgebots der abgerufenen Anbieter auf dem Regelleistungsmarkt in der jeweiligen 15-Minuten-Fahrplanperiode.

$$AEP_2 = \begin{cases} \min(|AEP_1|; |AP^{Max}|), & \text{wenn } AEP_1 \geq 0 \\ -\min(|AEP_1|; |AP^{Max}|), & \text{wenn } AEP_1 < 0 \end{cases}$$

Auf Basis eines Konsultationsverfahrens und eines Gutachtens der Consentec GmbH⁸¹ im Auftrag der Bundesnetzagentur (BNetzA) wurde das Vorgehen bei der Bestimmung des reBAP durch die Beschlusskammer 6 der BNetzA vom 25.10.2012 um zwei weitere Schritte ergänzt. Ziel der Anpassungen war es, die Anreize für die Bilanzkreisverantwortlichen zur Fahrplantreue und damit die Anreize für die BKV zur Reduktion des erforderlichen Regelleistungsabrufes insbesondere in kritischen Situationen zu erhöhen. Die Berechnung des reBAP erfolgt auf Basis dieses Beschlusses seit dem 01.12.2012 in vier Schritten, wobei die beiden ersten Schritte den bis dahin geltenden Regelungen entsprechen:⁸²

Schritt 3: Vergleich und ggf. Anpassung des AEP mit dem mengengewichteten durchschnittlichen Preis des kontinuierlichen Handels der Stundenkontrakte auf dem ‚intraday‘-Markt (p^{id}) in der entsprechenden Periode:

- Bei einem im Saldo unterdeckten NRV wird der AEP auf den entsprechenden ‚intraday‘-Preis gesetzt, wenn der AEP aus Schritt 2 unter dem entsprechenden ‚intraday‘-Preis liegt

⁷⁹ Solche Abweichungen ergeben sich durch sog. Lastrauschen, EE-Rauschen und Kraftwerksrampen. Abweichungen vom 15-Minuten-Mittelwert sind dabei unvermeidbar und werden in der Regel durch den Abruf von Sekundärregelleistung ausgeglichen.

⁸⁰ Das Vorzeichen des Saldos des NRV ist bei einer Überdeckung im System negativ und bei einer Unterdeckung des Systems positiv.

⁸¹ Consentec GmbH (2012): Weiterentwicklung des Ausgleichsenergie- Preissystems im Rahmen des Verfahrens BK6-12-024 der Bundesnetzagentur; Gutachten im Auftrag der BNetzA.

⁸² Siehe auch BNetzA (2012): Beschluss BK6-12-024 sowie ÜNB (2012): Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012.

- Bei einem im Saldo überdeckten NRV wird der AEP auf den entsprechenden ‚intraday‘-Preis gesetzt, wenn der AEP aus Schritt 2 über dem entsprechenden ‚intraday‘-Preis liegt

$$AEP_3 = \begin{cases} \max(AEP_2; p^{id}), & \text{wenn } Saldo_{NRV} \geq 0 \\ \min(AEP_2; p^{id}), & \text{wenn } Saldo_{NRV} < 0 \end{cases}$$

Schritt 4: Wenn die vorgehaltene positive oder negative Regelleistung in der entsprechenden 15-Minuten-Fahrplanperiode zu mehr als 80 % abgerufen wird, erfolgt ein Aufschlag bzw. Abschlag auf den AEP aus Schritt 3:

- Aufschlag auf den AEP aus Schritt 3 bei Einsatz von mehr als 80 % der positiven Regelleistung [$Saldo_{NRV RA} > 0,8 * RL_{pos}$] in Höhe des Minimums aus 100 € je MWh und 50 % des AEP aus Schritt 3
- Abschlag auf den AEP aus Schritt 3 bei Einsatz von mehr als 80 % der negativen Regelleistung [$Saldo_{NRV RA} < -0,8 * RL_{neg}$] in Höhe des Minimums aus 100 € je MWh und 50 % des AEP aus Schritt 3

$$AEP_4 = \begin{cases} \max(AEP_3 + 100; 1,5 * |AEP_3|), & \text{wenn } Saldo_{NRV RA} > 0,8 * RL_{pos} \\ \min(AEP_3 - 100; 0,5 * |AEP_3|), & \text{wenn } Saldo_{NRV RA} < -0,8 * RL_{neg} \\ AEP_3, & \text{sonst} \end{cases}$$

Mit dem so ermittelten reBAP (AEP_4) werden die über- und unterdeckten Mengen jedes einzelnen Bilanzkreises symmetrisch abgerechnet. BKV, deren Fahrplanabweichung gleichgerichtet mit dem NRV-Saldo ist, werden pönalisiert. BKV, deren Fahrplanabweichung den NRV-Saldo reduzieren, erhalten hingegen eine Zahlung. In erster Näherung führt das aktuelle Ausgleichsenergiesystem somit zu einer Abrechnung der gesamten Kosten für den Abruf von Regelleistung in jeder Fahrplanperiode in Summe über alle BKV.⁸³ Da alle BKV, deren Bilanz in der Fahrplanperiode nicht ausgeglichen ist, symmetrisch mit dem reBAP abgerechnet werden, kommt es zu impliziten Kompensationszahlungen zwischen BKV, die durch Abweichungen den Saldo des NRV verursacht haben, und BKV, die durch Abweichungen den Saldo des NRV reduziert haben.

Anhang B: Lastmanagement bei industriellen Verbrauchern

Eine aktive Einbindung der Verbraucher in den Strommarkt durch die Nutzung von Lastmanagementpotenzialen (Demand Side Management – DSM) gewinnt u. a. aufgrund eines steigenden Anteils dargebotsabhängiger Einspeisung von erneuerbaren Energien (EE), wie Windenergie und PV, an Relevanz. Sie erleichtert die Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem, kann als Substitutionsmöglichkeit für Stromspeicher genutzt werden und den Bedarf an Reservekapazitäten auf Basis konventioneller Erzeugungsanlagen reduzieren. In Zeiten mit hoher Einspeisung aus dargebotsabhängigen EE-Technologien und geringer Last können potenzielle Erzeugungsüberschüsse dargebotsabhängiger EE durch Erhöhungen der Verbrauchslast effizient genutzt werden. In Zeiten mit geringer Einspeisung aus dargebotsabhängigen EE-Technologien und hoher Last können Verbraucher ihre Nachfrage reduzieren. Zugleich ist die aktive Einbindung der Verbraucher in den

⁸³ Sichergestellt ist die Äquivalenz zwischen Einnahmen aus dem Ausgleichsenergiesystem und den Ausgaben aus dem Abruf von Regelleistung aufgrund weiterer Einflussfaktoren der Schritte 2 bis 4 der reBAP-Berechnung lediglich bei Verwendung des AEP_1 .

Strommarkt von erheblicher Bedeutung für die dauerhafte Funktionsfähigkeit des aktuellen Markt-designs. Eine Nutzung von Lastmanagementpotenzialen ermöglicht auch in Knappheitssituationen einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt und dämpft das Niveau von Preisspitzen am Strommarkt. Zugleich können eigene oder kontrahierte Lastmanagementpotenziale von Marktakteuren als eine Option für eine individuelle Leistungsvorsorge genutzt werden.

Grundsätzlich kann auf einem Strommarkt, wie auf jedem anderen Markt, davon ausgegangen werden, dass Verbraucher *ceteris paribus* ihren Verbrauch bei steigenden Preisen auf dem Großhandelsmarkt reduzieren und ihren Verbrauch bei sinkenden Preisen auf dem Großhandelsmarkt erhöhen. Dieses ergibt sich aus einer Kosten-Nutzen-Abwägung: Zusätzlicher Strombezug erhöht einerseits den Nutzen der Verbraucher. Zugleich erhöhen sich andererseits die Strombezugskosten der Verbraucher durch zusätzlichen Strombezug. Übersteigt der zusätzliche Nutzen die zusätzlichen Strombezugskosten, erhöhen sie ihren Verbrauch. Ist der zusätzliche Nutzen geringer als die zusätzlichen Strombezugskosten, reduzieren sie ihren Verbrauch. Im Aggregat über alle Verbraucher ergibt sich aus dieser Abhängigkeit die Nachfragekurve auf dem Großhandelsmarkt für Strom. Diese aggregierte Nachfragekurve bildet die von den Verbrauchern gewünschte Strombezugsmenge in Abhängigkeit des Strompreises am Markt ab und aus ihrem Verlauf ergibt sich die sog. kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage.

Sowohl bei qualitativen als auch bei quantitativen Analysen zur Funktionsfähigkeit des ‚Energy Only‘-Marktes wird bisher häufig unterstellt, dass diese Nachfragekurve in der kurzen Frist weitgehend unabhängig vom Preis am Strommarkt ist. D. h. eine kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage ist nicht bzw. nur in geringem Umfang gegeben. Als wesentliche Ursache wird angeführt, dass der Strombezug von Verbrauchern aufgrund einer fehlenden Leistungsmessung nicht auf Basis ihrer tatsächlichen Verbrauchsstrukturen und somit nicht mit den jeweiligen Preisen am Strommarkt abgerechnet werden kann. Verbraucher hätten in dieser Situation keine Anreize, auf kurzfristige Preissignale des Marktes mit Verbrauchsanpassungen zu reagieren.

Eine genauere Betrachtung der Situation in Deutschland zeigt, dass diese Annahme im Rahmen von quantitativen und qualitativen Analysen für das Stromversorgungssystem in Deutschland nicht die Realität widerspiegelt und zu falschen Schlussfolgerungen führen kann.⁸⁴

Der Strombezug von leistungsgemessenen Kunden aus dem Netz der allgemeinen Versorgung in Deutschland im Jahr 2011 betrug 282 TWh.⁸⁵ Bei einem gesamten Strombezug (ohne Berücksichtigung des Strombezugs von Pumpspeichern) in Höhe von 495 TWh⁸⁶ entspricht dieses einem Anteil des leistungsgemessenen Strombezugs von etwa 57 %. Die technischen Voraussetzungen für eine aktive Einbindung des Verbrauchs in den Strommarkt sind somit in Deutschland in einem erheblichen Umfang gegeben. Bei einer direkten Beschaffung des Stroms auf dem Großhandelsmarkt oder bei einer entsprechenden Ausgestaltung von vertraglichen Modalitäten mit Lieferanten haben Verbraucher mit Leistungsmessung Anreize auf die Preissignale des Strommarktes zu reagieren. Bereits heute nutzt ein großer Teil dieser Verbraucher Lastmanagementpotenziale zur Verringerung ihrer Strombezugskosten oder zur Erzielung von zusätzlichen Erlösen:

⁸⁴ Die Analysen dieser Studie zum Lastmanagement wurden im parallel laufenden UBA-Projekt „Kraftwerkspark und Klimaschutz 2030“ vertieft und insbesondere um eine umfassende quantitative Analyse zu den Potenzialen von Lastreduktion ergänzt. Vgl. auch r2b (2014) AP 3 der Leitstudie Strommarkt.

⁸⁵ Vgl. BNetzA (2013).

⁸⁶ Vgl. BNetzA (2013).

- **Lastreduktionen zur Verringerung der Netzentgelte:** Zahlreiche leistungsgemessene Verbraucher nutzen bereits heute Flexibilitäten bei ihrem Verbrauch, um individuelle Bezugsspitzen und somit die Leistungspreiskomponenten der Netznutzungsentgelte zu verringern. Im Rahmen der Netzentgeltsystematik werden leistungsgemessenen Verbrauchern Entgelte für die Netznutzung in Rechnung gestellt, die einerseits von der bezogenen Energie (multipliziert mit dem Arbeitspreis) aus dem Netz über einen Zeitraum und andererseits von ihrer individuellen Bezugsspitze (multipliziert mit dem Leistungspreis) aus dem Netz in diesem Zeitraum abhängen.
- **Vermarktung von verbrauchsseitiger Flexibilität auf Regelleistungsmärkten:** Unternehmen der stromintensiven Industrie vermarkten bereits heute direkt oder über Dienstleister vorhandene Flexibilitäten beim Stromverbrauch zur Erzielung von Erlösen an den Regelleistungsmärkten.
- **Lastverschiebung zur Optimierung der Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt für Strom:** Ein Teil der Stromverbraucher – insbesondere aus dem Bereich der stromintensiven Industrie – nutzen bereits heute Möglichkeiten der zeitlichen Verschiebung ihres Strombezugs, um die Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt gering zu halten oder zusätzliche Erlöse zu erzielen. Sie verlagern Strombezug in Zeiten hoher Strompreise in Zeiten mit geringen Strompreisen oder verkaufen bei hohen Preisen bereits im Voraus auf Termin beschaffte Mengen an den Spotmärkten.

Diese Beispiele machen deutlich, dass bei entsprechenden wirtschaftlichen Anreizen auf den Großhandelsmärkten für Strom auch mit einer Reaktion der Verbraucher in Form von Lastreduktionen bei Preisspitzen in einzelnen Situationen zu rechnen ist. Die notwendigen Voraussetzungen (z. B. Leistungsmessung, aktive Überwachung und Steuerungsmöglichkeiten des Verbrauchs) sind bei zahlreichen leistungsgemessenen Verbrauchern (insbesondere bei industriellen Verbrauchern) bereits vorhanden, so dass Kosten der Erschließung nicht in erheblichem Umfang anfallen.

Der überwiegende Anteil des leistungsgemessenen Strombezugs erfolgt durch Unternehmen des Produzierenden Gewerbes (Industrie). Der Strombezug dieser Unternehmen aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ist nahezu vollständig leistungsgemessen.⁸⁷ Der gesamte Stromverbrauch dieser Unternehmen lag im Jahr 2011 bei rund 245 TWh.⁸⁸ Davon wurden etwa 30 bis 40 TWh aus Erzeugung in eigenen Anlagen gedeckt, so dass aus dem Netz der allgemeinen Versorgung eine Strommenge von etwa 205 bis 215 TWh von dieser Kundengruppe bezogen wurde.⁸⁹

⁸⁷ Für Kunden mit einem Strombezug von über 100.000 kWh ist eine Leistungsmessung in Deutschland verpflichtend vorgeschrieben. Dieser Schwellenwert wird von nahezu allen Unternehmen des Produzierenden Gewerbes erreicht.

⁸⁸ Vgl. StaBuA (2013a).

⁸⁹ Die Stromerzeugung der Unternehmen des Produzierenden Gewerbes in eigenen Erzeugungsanlagen betrug im Jahr 2011 etwa 50 TWh, vgl. hierzu StaBuA (2012). Ein Teil des in den Erzeugungsanlagen dieser Unternehmen erzeugten Stroms wird allerdings in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist. Grundsätzlich kann auch bei dem Stromverbrauch, der in Eigenerzeugungsanlagen der Unternehmen des Produzierenden Gewerbes produziert wurde, angenommen werden, dass eine Verbrauchsanpassung in Abhängigkeit der Preissignale auf dem Strommarkt erfolgt. Ein Verbrauchsverzicht führt in diesem Fall dazu, dass der in Eigenerzeugungsanlagen erzeugte Strom auf dem Strommarkt verkauft werden kann. Im Folgenden wird daher zwischen Stromverbrauch, der aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird, und Stromverbrauch, der durch Stromerzeugung in eigenen Anlagen der Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gedeckt wird, nicht differenziert.

Anhang C: Eckpunkte bei der Ausgestaltung einer Kapazitätsreserve

In diesem Exkurs stellen wir aus unserer Sicht wesentliche Eckpunkte dar, die bei der Einführung einer Kapazitätsreserve eingehalten werden sollten.

Das **Ziel einer Kapazitätsreserve** sollte die Schaffung eines Sicherheitsnetzes für den wettbewerblichen Strommarkt sein, d.h. die Absicherung der Stromversorgung durch zusätzliche Erzeugungsleistung, die außerhalb des Strommarktes vorgehalten wird. In einer Übergangsphase bis zur Umsetzung des erforderlichen Netzausbaus kann die Kapazitätsreserve auch die für einen sicheren Betrieb des Stromnetzes erforderliche Netzreserve ergänzen oder auch ersetzen.

Die **Größe der Kapazitätsreserve** sollte sich am Ziel eines zusätzlichen Sicherheitsnetzes orientieren. D. h. die Höhe der Kapazitätsreserve sollte unabhängig von der Erzeugungsleistung bzw. von Prognosen der erwarteten Erzeugungsleistung auf dem Strommarkt festgelegt werden. Eine Möglichkeit besteht z. B. darin, die Höhe der Kapazitätsreserve an die erwartete Jahreshöchstlast oder die erwartete residuale Jahreshöchstlast zu orientieren. Dabei erscheint eine Kapazitätsreserve mit einer Größe zwischen maximal 5 und 10 % der zukünftig zu erwarteten (residualen) Jahreshöchstlast u.a. unter Kosten-Nutzen-Abwägungen sinnvoll.

Bei der Ausgestaltung des **Beschaffungs- und Einsatzkonzepts** sollten vorrangig die Zusätzlichkeit der Reserveleistung gewährleistet und Rückwirkungen auf Investitions-, Stilllegungs- und Einsatzentscheidungen sowie Erlösmöglichkeiten von Marktteilnehmern des Strommarktes vermieden werden. Hierbei sind insbesondere drei Anforderungen an das Beschaffungs- und Einsatzkonzept zu berücksichtigen:

- Die Kapazitätsreserve sollte nicht dazu führen, dass Erzeugungsanlagen, die ansonsten weiterhin wirtschaftlich auf dem Strommarkt betrieben werden können, in die Kapazitätsreserve überführt und somit aus dem Strommarkt gezogen werden. Die Reserve sollte daher aus Kraftwerken gebildet werden, die ohne die Reserve nicht für die Stromversorgung zur Verfügung stehen würden; D.h. die Kapazitätsreserve sollte aus Bestandskraftwerken, die ansonsten stillgelegt würden, und neuen Kraftwerken, die ausschließlich für die Kapazitätsreserve gebaut würden bestehen und explizit nicht zu einem Wechsel von Kraftwerken aus dem Strommarkt, die dort ansonsten weiterhin wirtschaftlich betrieben werden würden, führen.
- Die Kapazitätsreserve sollte nicht dazu führen, dass Investitionen in neue Kapazitäten durch Risiken aus der Reserve beeinträchtigt werden.
- Der Einsatz der Kapazitätsreserve sollte nicht zu einer Begrenzung von Preisspitzen am Strommarkt und somit de facto zu einer Einführung einer impliziten Preisobergrenze führen.

Das **Einsatzkonzept** sollte Beeinträchtigungen des Strommarktes dadurch ausschließen, dass die Anlagen ausschließlich in einer Situation eingesetzt werden würden, in der Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt über den Marktpreis nicht ausgeglichen werden können. Sie wird dann nicht am Strommarkt, sondern als Systemdienstleistung erst nach Abschluss aller Marktgeschäfte eingesetzt. Der Einsatz der Kapazitätsreserve ist somit vergleichbar mit dem Abruf von Regelleistung.

Ein **Beschaffungskonzept**, das nur auf einer Nutzung von Neuanlagen basiert, kann Rückwirkungen auf die Marktteilnehmer des Strommarktes am effektivsten vermeiden. Bei der Beschaffung von Bestandsanlagen sind zusätzliche, umfangreichere Regelungen erforderlich. Insbesondere sollte das

Beschaffungskonzept dann einem wirksamen Wettbewerb zwischen Neu- und Bestandsanlagen ermöglichen. Von zentraler Bedeutung ist, dass eine Nutzung der Anlagen in der Reserve auf dem Strommarkt auch nach der Verpflichtungen in der Reserve ausgeschlossen wird (sog. ‚no way back‘-Regelung bzw. Rückkehrverbot).

Das **Rückkehrverbot** ist erforderlich, damit die Kapazitätsreserve die Absicherungsfunktion wirksam erfüllen kann. Es entkoppelt die Reserve vom Strommarkt. Ohne das Rückkehrverbot gäbe es im Strommarkt tendenziell weniger Kapazitäten durch die Rückwirkungen der Reserve und somit tendenziell weniger Versorgungssicherheit und höhere Strompreise:

1. Das Rückkehrverbot ist erforderlich, damit durch die Reserve keine wirtschaftlichen Kraftwerke aus dem Strommarkt gezogen werden:

Ohne Rückkehrverbot würden Kraftwerke aus dem Strommarkt in die Reserve wechseln, die zwar am Markt noch wirtschaftlich sind und somit nicht stillgelegt würden, jedoch in der Reserve während der Vertragsdauer höhere Erlöse erzielen könnten. D.h. die Kraftwerkskapazitäten am Strommarkt würden künstlich verknappt. Die Zusätzlichkeit der Reserveleistung wäre somit nicht gewährleistet. Zusätzlich würden die sich die Preise am Strommarkt aufgrund der Kapazitätsverknappung erhöhen.

2. Das Rückkehrverbot ist erforderlich, damit die Investitionen in neue Kapazitäten nicht durch Risiken aus der Reserve beeinträchtigen werden:

Die Größe der Reserve soll einerseits bei Bedarf angepasst werden können und resultiert andererseits im Kern aus einem gesellschaftlichen Absicherungsbedürfnis. Daher kann sie zukünftig steigen oder sinken, ohne dass dies für die Marktakteure vorher prognostizierbar wäre. Wenn die Größe der Kapazitätsreserve reduziert würde, dann könnten – ohne das Rückkehrverbot – Kapazitäten aus der Reserve in den Strommarkt gehen. Dies würde die Erlöse und die Wirtschaftlichkeit der am Markt aktiven Kraftwerke verringern. Ohne das Rückkehrverbot bestünden somit bei Investitionen in Neuanlagen erhebliche zusätzliche Erlösrisiken, weil für die Marktakteure nicht prognostizierbar ist, wieviel Kapazitäten zu welchem Zeitpunkt zurück in den Strommarkt gehen. Diese zusätzlichen Erlösrisiken würden im Strommarkt zu einer Investitionszurückhaltung, d.h. zu weniger Neuinvestitionen führen. Somit wären am Strommarkt weniger Kraftwerke verfügbar und die Zusätzlichkeit der Reserveleistung wäre ebenfalls gefährdet.

Durch die Beschaffung und den potenziellen Einsatz entstehen Kosten, für die eine **Refinanzierung** erforderlich ist. Im (hypothetischen) Fall eines Einsatzes zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage sollte das Refinanzierungskonzept eine verursachungsorientierte Umlage der Kosten vorsehen. D. h. Bilanzkreisverantwortliche, die auf dem Strommarkt nicht ausreichend Strom zur Erfüllung ihrer Lieferverpflichtung beschaffen bzw. liefern (konnten), sollten (neben den ohnehin anfallenden Kosten für Ausgleichsenergie) die Kosten des Abrufs und zumindest anteilig Kosten der Leistungsvorhaltung in Rechnung gestellt werden. Der Vorteil einer solchen Regelung ergibt sich bereits aus der Androhung entsprechender Zahlungen, da die Anreize zur Einhaltung der Pflichten der Bilanzkreisverantwortlichen für eine individuelle Leistungsvorsorge zunehmen.

Literaturverzeichnis

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. – AGEB (2013)

Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre 1990 bis 2011 (erste Ergebnisse bis 2012), Berlin.

BDEW (2013)

Strompreisanalyse November 2013, Haushalte und Industrie, Berlin, November 2013

BDEW (2014)

Positionspapier – Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarktes, Berlin, Juni 2014

BET (2011)

Kapazitätsmarkt: Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung; Aachen, Gutachten im Auftrag des BNE.

BET et al. (2013)

Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien – Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien; Aachen.

BET (2015)

Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Aachen, Juni 2015.

BNetzA (2012)

BK6-12-024: Beschluss zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems, Bonn, Oktober 2012.

BNetzA (2013)

Monitoringbericht 2012. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. 3. Auflage, Stand 05.02.2013. Bonn.

BNetzA (2015)

Kraftwerksstilllegungsanzeigen (KWSAL) der BNetzA. Eingesehen am 09.11.2015; im Internet abrufbar unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/cIn_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html

BMU et al. (2013b)

Märkte stärken, Versorgung sichern – Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland, Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“, Berlin, Mai 2013.

BET et al. (2013)

Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien – Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien; Aachen, April 2013

Cervigni, G. & Niedrig, T. (2011)

Capacity Markets: Relevant for Europe and appropriate for Germany?; FORMAET Services GmbH, Dezember 2011.

CRA International (2008)

Reliability at Stake: PJM's Reliability Pricing Model, im Auftrag von PJM Power Providers, Massachusetts, May 2008.

Cramton, P. & Ockenfels, A. (2011)

Economics and design of capacity markets for the power sector, Working Paper, University of Maryland, May 2011.

Consentec GmbH (2012)

Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland; Untersuchung im Auftrag der EnBW AG, Karlsruhe / Aachen, Februar 2012.

dena (2005)

dena-Netzstudie - Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln, Februar 2005

DICE (2012)

Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Eine Untersuchung alternativer Strommarktsysteme im Kontext europäischer Marktkonvergenz und erneuerbarer Energien, Gutachten im Auftrag der RWE AG, Düsseldorf.

Dow Jones (2014)

Energy Weekly Newsletter mit Content von Dow Jones – Trends, Strategien, Analysen; vom 14.02.2014.

enervis / BET (2013)

Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland – Langfassung. Gutachten im Auftrag des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU), Berlin, März 2013.

ENTSO-E (2014)

Internetauftritt:

https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf

EU-Kommission (2014b)

Europäische Kommission – EU Energy, Transport and GHG-Emissions – Trends to 2050, Reference Scenario 2013, Luxemburg, 2014.

EWI (2012)

Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Gutachten des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Köln, März 2012.

Frauenhofer ISI / ffe (2013)

Lastmanagement als Beitrag zur Spitzenlastdeckung in Süddeutschland, Endbericht, Studie im Auftrag der Agora Energiewende, Berlin, 2013.

Frontier Economics / Consentec (2014)

Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment), Juli 2014

Frontier Economics / Formaet (2014)

Strommarkt in Deutschland- Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?

Growitsch, C. et al. (2013)

The Cost of Power Interruptions in Germany – An Assessment in the Light of the Energiewende, EWI Working Paper, Köln.

Joskow, Paul (2006)

Competitive Electricity Markets and Investment in new Generation Capacity, CEEPR Working Paper 06-009, Juni 2006.

Klobasa, M. (2009)

Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz, Karlsruhe 2009.

LBD - Beratungsgesellschaft mbH (2011)

Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom. Studie von der LBD- Beratungsgesellschaft mbH im Auftrag von dem Umweltministerium des Landes Baden-Württemberg.

NERA (2000)

Wirtschaftliche Effizienz und Wettbewerbliche Aspekte der Bereitstellung von Regelernergie in Deutschland; Gutachten für den Verband kommunaler Unternehmen; September 2000.

Nicolosi, M. (2012a)

Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland;
Gutachten des Umweltbundesamts (UBA), 14. September 2012.

Nicolosi, M. (2012b)

Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen; Gutachten im Auftrag des Bundesverbandes der
Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Zwischenbericht; CLIMATE CHANGE | 12/2012.

Ockenfels, A. & Cramton, P. (2011)

Is a capacity market required in Germany to guarantee system security?; Frontier Economics, Juli
2011.

Ökoinstitut e.V. / LBD / Raue LLP (2012)

Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energie-
system. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin, Oktober 2012.

r2b energy consulting (2014)

AP 3 der Leitstudie Strommarkt im Auftrag des BMWi - Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Im-
pact-Analyse Kapazitätsmechanismen, Juli 2014, Köln/Berlin.

r2b energy consulting (2015)

Strommarktdesign der Zukunft; Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Mai 2015,
Köln / Dessau-Roßlau.

r2b energy consulting / consentec (2011)

Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssys-
tem, Köln/Aachen, April 2011

RWE (2011)

Das virtuelle Kraftwerk; Vortrag auf dem RWE Planertag

StaBuA (2008)

Klassifikation der Wirtschaftszweige, mit Erläuterungen, Wiesbaden, Dezember 2008

StaBuA (2012)

Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der
Gewinnung von Steinen und Erden 2011; Fachserie 4 Reihe 6.4; Wiesbaden 2012.

StaBuA (2013)

Fachserie 12 Reihe 6.1.1, Gesundheit; Grunddaten der Krankenhäuser 2012, Wiesbaden 2013.

StaBuA (2013 a)

Statistisches Bundesamt - Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeiten-
den Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Tabelle VÖ: Ener-

gieverbrauch in GJ (einschließlich nichtenergetischem Verbrauch), Berichtszeiträume 2008 – 2011. Tabellen auf Anfrage beim StaBuA erhältlich.

StaBuA (2013 b)

Statistisches Bundesamt - Produzierendes Gewerbe: Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden, 2011, Fachserie 4, Reihe 4.3, Wiesbaden.

UBA (2011)

Umstrukturierung der Stromversorgung in Deutschland, Dessau, Mai 2011.

ÜNB (2012)

Bewegungsdaten, Gemeinsamer Internetauftritt der Übertragungsnetzbetreiber
<http://www.netztransparenz.de/de/index.htm>, 2012.

VDE (2012)

Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Lastverschiebepotenziale in Deutschland. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Gesamttext. Frankfurt am Main.

VDN (2004)

Verband der Netzbetreiber (VDN) beim VDEW - Richtlinie für Planung, Errichtung und Betrieb von Anlagen mit Notstromaggregaten, 5. Auflage 2004

Wissen R. / Nicolosi M. (2007)

Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum Merit-Order Effekt der erneuerbaren Energien, Köln, September 2007.

