



**Internationale  
Göttinger Reihe**

# RECHTSWISSENSCHAFTEN

Matthias Laux

**Die Notwendigkeit einer Kapazitätsreserve zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie deren europa- und verfassungsrechtliche Zulässigkeit**

**Band 66**



**Cuvillier Verlag Göttingen**  
Internationaler wissenschaftlicher Fachverlag



Internationale Göttinger Reihe  
Rechtswissenschaften  
Band 66





Matthias Laux

**Die Notwendigkeit einer Kapazitäts-  
reserve zur Gewährleistung der  
Versorgungssicherheit sowie deren  
europa- und verfassungsrechtliche  
Zulässigkeit**



**Cuvillier Verlag Göttingen**  
Internationaler wissenschaftlicher Fachverlag



## **Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek**

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen: Cuvillier, 2016

Zugl.: Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Diss., 2016

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2016

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

[www.cuvillier.de](http://www.cuvillier.de)

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2016

Gedruckt auf umweltfreundlichem, säurefreiem Papier aus nachhaltiger Forstwirtschaft.

ISBN 978-3-7369-9213-9

eISBN 978-3-7369-8213-0



## Vorwort

Besonderer Dank für die Betreuung und das entgegengebrachte Vertrauen gebührt meinem Doktorvater Prof. Dr. Eike Albrecht, der mir bei der Themenfindung als auch bei dessen inhaltlicher Ausgestaltung jeglichen akademischen Freiraum gelassen hat. Zugleich möchte ich Prof. Dr. Tilman Cosack für die Übernahme des Zweitgutachtens meinen Dank aussprechen. Nicht nur beim Verfassen der Arbeit, sondern bereits seit meinem Bachelor-Studium war er ein wichtiger Ratgeber und Förderer.

Ein weiterer Dank gilt den Mitarbeitern des Lehrstuhls „Zivil- und Öffentliches Recht mit Bezügen zum Umwelt- und Europarecht“ für die Diskussionen rund um energierechtliche und energiepolitische Fragestellungen.

Großer Dank gilt meinen Eltern Norbert und Monika Laux für die finanzielle Ermöglichung des Studiums und das uneingeschränkte Vertrauen. Ohne sie wäre meine akademische Ausbildung nicht möglich gewesen.

Die Arbeit spiegelt den Stand vom 09. November 2015 wieder, sodass die Ausführungen zur Kapazitäts- und Braunkohlereserve auf dem vom Bundeskabinett am 04. November 2015 beschlossenen Gesetzesentwurf zum Strommarktgesetz basieren.





## Inhaltsverzeichnis

<b>Vorwort</b> .....	<b>I</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>VII</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>XIV</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>XIV</b>
<b>A. Kapitel 1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
I. Ziel der Arbeit.....	1
II. Übersicht.....	3
III. Struktur der Dissertation .....	8
<b>B. Kapitel 2 Theoretische Grundlagen des Strommarkts</b> .....	<b>11</b>
I. Rechtliche Entwicklung.....	11
II. Der deutsche Strommarkt aus physikalischer und wirtschaftlicher Perspektive	13
III. Energy-only-Markt.....	23
1. Preisbildung im Strommarkt.....	23
2. Kostendeckung und Investitionsanreize in einem idealtypischen Strommarkt (Peak-Load-Pricing) .....	27
IV. Effekte der Integration von erneuerbaren Energien.....	36
1. Merit-Order-Effekt .....	36
2. Missing-Money.....	44
V. Marktversagen im gegenwärtigen Strommarktdesign.....	48
VI. Fazit Kapitel 2 .....	49



<b>C. Kapitel 3 Versorgungssicherheit.....</b>	<b>53</b>
I. Definition der Versorgungssicherheit.....	53
1. Juristisch .....	53
2. Ökonomisch.....	55
II. Pflicht zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit aus ökonomischer und rechtlicher Perspektive .....	56
III. Räumliche Marktabgrenzung .....	64
IV. Gefährdung der Versorgungssicherheit .....	70
V. Die Reservekraftwerksverordnung (Netzreserveverordnung) zur Gewährleistung der Systemsicherheit .....	78
VI. Fazit Kapitel 3 .....	87
<b>D. Kapitel 4 Rechtsrahmen für Kapazitätsmechanismen .....</b>	<b>93</b>
I. Gesetzgebungskompetenzen.....	93
1. Nationale Kompetenzen.....	93
2. Europäische Kompetenzen .....	94
a) Der EGKS-, EURATOM-, EWG- und EG-Vertrag.....	94
b) Europäische Energiepolitik im Vertrag von Lissabon nach Art. 194 Abs. 1 und 2 UAbs. 1 AEUV .....	96
c) Mitgliedstaatlicher Souveränitätsvorbehalt, Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV.....	103
II. Rechtliche Vorgaben für Kapazitätsmechanismen.....	108
1. Europarechtliche Vorgaben .....	108
a) Primär- und Sekundärrecht .....	108
b) Verbindlichkeit von Leitlinien als Rechtsakte des Tertiärrechts .....	109
c) Leitlinien für staatliche Interventionen im Stromsektor .....	114
d) Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014- 2020.....	115



(aa)	Ziel von gemeinsamem Interesse.....	117
(bb)	Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen .....	118
(cc)	Geeignetheit .....	121
(dd)	Anreizeffekt.....	122
(ee)	Angemessenheit .....	124
(ff)	Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel.....	125
e)	Kapazitätsmechanismen als staatliche Beihilfe nach Art. 107 AEUV.....	126
(aa)	Begünstigung .....	128
(bb)	Staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährt .....	144
(cc)	Bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige (Selektivität).....	149
(dd)	Verfälschung des Wettbewerbs (drohend) .....	151
(ee)	Beeinträchtigung des mitgliedstaatlichen Handels (Zwischenstaatlichkeitsklausel).....	152
2.	Nationale Vorgaben.....	154
a)	Verfassungsrechtliche Vorgaben .....	154
(aa)	Berufsfreiheit Art. 12 Abs. 1 GG.....	154
(bb)	Eigentumsgarantie Art. 14 Abs. 1 GG.....	156
(cc)	Allgemeiner Gleichheitssatz Art. 3 Abs. 1 GG.....	158
b)	Konkrete Ermächtigungsgrundlagen.....	161
III.	Fazit Kapitel 4 .....	162
<b>E.</b>	<b>Kapitel 5 Debattierte Kapazitätsreservemodelle .....</b>	<b>169</b>
I.	Strategische Reserve .....	170
1.	Ausgestaltung .....	170
2.	Verhältnis zur ResKV .....	174
3.	Rechtliche Bewertung.....	175



a) Europarechtlich .....	175
(aa) Staatliche Beihilfe, Art. 107 AEUV .....	175
(bb) Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien .....	179
b) National .....	183
II. Fangnetz .....	183
1. Ausgestaltung .....	183
2. Verhältnis zur ResKV .....	187
3. Rechtliche Bewertung .....	188
a) Europarechtlich .....	188
(aa) Staatliche Beihilfe, Art. 107 AEUV .....	188
(bb) Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien .....	191
b) National .....	194
III. Kapazitäts- und Braunkohlereserve .....	194
1. Ausgestaltung .....	195
2. Verhältnis zur ResKV / NetzResV .....	203
3. Rechtliche Bewertung .....	204
a) Europarechtlich .....	204
(aa) Staatliche Beihilfe, Art. 107 AEUV .....	204
(bb) Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien .....	209
b) National .....	213
IV. Internationale Erfahrungen .....	213
V. Fazit Kapitel 5 .....	217
<b>F. Kapitel 6 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen .....</b>	<b>221</b>
<b>Literatur.....</b>	<b>XV</b>



---

## Abkürzungsverzeichnis

a. a. O.	am angegebenen Ort
ABl. EU	Amtsblatt der Europäischen Union
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
ACER	Agency for the Cooperation of the Energy Regulators
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AKW	Atomkraftwerk
APX	Amsterdam Power Exchange
AtG	Atomgesetz
AusglMechAV	Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BauGB	Baugesetzbuch
BayVerf	Bayerische Verfassung
BB	Betriebs-Berater (Zeitschrift)
BbgVerf	Brandenburgische Verfassung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BeckOK	Beck Online-Kommentar
BET	Büro für Energiewirtschaft und technische Planung
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BGH	Bundesgerichtshof
BGHZ	Entscheidungen des Bundesgerichtshofs in Zivilsachen
BK	Beschlusskammer der Bundesnetzagentur
BKartA	Bundeskartellamt



---

BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMJ	Bundesministerium der Justiz
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BT-Drucks.	Bundestagsdrucksache
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
BVerfGE	Entscheidungen des Bundesverfassungsgerichts
BVerwG	Bundesverwaltungsgericht
BVerwGE	Entscheidungen des Bundesverwaltungsgerichts
CADA	Capacity and Differences Agreements
CEER	Council of European Energy Regulators
CER	Commission for Energy Regulation
CMSB	Capacity Market Settlement Body
CWE-MC	Central Western European Market Coupling
DawI	Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse
DCA	Decending Clock Action
ders.	Derselbe
DICE	Düsseldorf Institute for Competition Economics
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DÖV	Die Öffentliche Verwaltung (Zeitschrift)



---

DSM	Demand-Side-Management
DVBbl.	Deutsches Verwaltungsblatt (Zeitschrift)
ebd.	ebenda
EEG	Erneuerbaren Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EGKS-Vertrag	Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl
EGV	Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft
EltRL	Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie
EltSV	Elektrizitätssicherungsverordnung
EnCV	Energiecharta-Vertrag
EnSiG	Energiesicherungsgesetz
ENTSO-E	European network of transmission system operators for electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz (geltend)
EnWG-E	Energiewirtschaftsgesetz nach Strommarktgesetz Gesetzesentwurf
EnWZ	Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft
EPEX SPOT SE	European Power Exchange Spotmarkt
ER	EnergieRecht (Zeitschrift)
ERE	Environ Resource Econ (Zeitschrift)
ErwGr.	Erwägungsgrund
eT	Energiewirtschaftliche Tagesfragen (Zeitschrift)
et al.	et aliae – unter anderem



---

EU-ETS	EU Emissions Trading System
EuG	Gericht der Europäischen Union erster Instanz
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EuR	Europarecht (Zeitschrift)
EURATOM-Vertrag	Vertrag zur Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft
EUV	Vertrag über die Europäische Union
EuZW	Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht
EW	Magazin für die Energiewirtschaft
EWG-Vertrag	Vertrag zur Gründung der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
EWS	Europäisches Wirtschafts- und Steuerrecht (Zeitschrift)
FAP	Fangnetzaktivierungspreis
FAZ	Frankfurter Allgemeine Zeitung
FGH	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampf-Kombikraftwerk
GVBl.	Gesetz- und Verordnungsblatt
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
Hrsg.	Herausgeber



---

IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (Universität Stuttgart)
IR	InfrastrukturRecht (Zeitschrift)
IRENA	International Renewable Energy Agency
KapResV	Kapazitätsreserveverordnung
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
m. w. N.	mit weiteren Nachweisen
mHz	Megahertz
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
NetzResV	Netzreserveverordnung
NVwZ	Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht
OLG	Oberlandesgericht
OTC	Over-the-Counter
PolPX	Polish Power Exchange



---

PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne (staatliches Energieunternehmen in Polen)
PV	Photovoltaik
reBAP	regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
Rn.	Randnummer
Rs.	Rechtssache
SektVO	Sektorenverordnung
SGB	Sozialgesetzbuch
Slg.	Sammlung
SO&AF	Scenario Outlook and Adequacy Forecast Reports
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
StromEinspG	Stromeinspeisungsgesetz
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TranspRLG	Transparenzrichtliniengesetz
TW	Terawatt
UAbs.	Unter-Absatz
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber



---

VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V.
VDE FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
VDN	Verband der Netzbetreiber
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VO	Verordnung
VoLL	Value of Lost Load
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
WEG	Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V.
WKA	Windkraftanlagen
WuW	Wirtschaft und Wettbewerb (Zeitschrift)
ZEuS	Zeitschrift für Europarechtliche Studien
ZEW	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
ZfE	Zeitschrift für Energiewirtschaft
ZfES	Zentrum für Energieforschung Stuttgart
ZNER	Zeitschrift für neues Energierecht
ZUM	Zeitschrift für Urheber- und Medienrecht
ZUR	Zeitschrift für Umweltrecht
ZWeR	Zeitschrift für Wettbewerbsrecht



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wertschöpfungsstufen im Strommarkt .....	13
Abbildung 2: Kraftwerksabruf nach Merit-Order .....	25
Abbildung 3: Stromvertriebswege in Deutschland .....	27
Abbildung 4: Peak-Load-Pricing-Theorie .....	29
Abbildung 5: Day-Ahead-Preispeaks seit 2006 .....	34
Abbildung 6: Merit-Order-Effekt .....	38
Abbildung 7: Langfristiger Merit-Order-Effekt nach Kraftwerksanpassung .....	40
Abbildung 8: Strompreise je MW/h 2014 in der CWE-Region .....	67
Abbildung 9: Geplante Kraftwerksstilllegungen in Deutschland .....	72
Abbildung 10: Nord-Süd Engpässe Übertragungsleitungen .....	80
Abbildung 11: Umfang Kapazitäts- und Braunkohlereserve .....	200
Abbildung 12: Kapazitätsmechanismus-Debatte in Europa .....	215

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Veränderung installierte Leistung aus Erdgas in GW .....	46
Tabelle 2: Leistungsbilanz der deutschen Kraftwerke aller ÜNB .....	73
Tabelle 3: Leistungsbilanz TransnetBW .....	76
Tabelle 4: Leistungsbilanz TenneT .....	76
Tabelle 5: Entwicklung des Reservebedarfs in MW .....	86
Tabelle 6: Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach § 13g EnWG-E .....	198
Tabelle 7: Vergleich der debattierten Kapazitätsmarktmodelle .....	219



## A. Kapitel 1 Einleitung

### I. Ziel der Arbeit

Der Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages analysierte im Jahr 2011 die Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung. Dem Untersuchungsbericht zufolge ist die Lebens- und Arbeitswelt in so hohem Maße von elektrisch betriebenen Geräten abhängig, dass ein großflächiger Stromausfall nach kurzer Zeit zu einem Kollaps der Gesellschaft führt: Die kommerzielle Telekommunikation ist nicht mehr möglich, temperaturempfindliche Lebensmittel verderben, Supermärkte bleiben geschlossen, elektronische Bezahlmöglichkeiten fallen aus und aufgrund nicht mehr funktionierender Geldautomaten versiegt auch die Bargeldversorgung – damit ist keine „*flächendeckende [...] Versorgung der Bevölkerung mit lebensnotwendigen Gütern und Dienstleistungen*“ mehr möglich. Der Staat kann „*der grundgesetzlich verankerten Schutzpflicht für Leib und Leben seiner Bürger*“ nicht mehr gerecht werden und die öffentliche Sicherheit ist gefährdet.<sup>1</sup>

Zur Vermeidung eines solchen Szenarios und zur Unterstützung des Strommarktes ist die Bundesregierung nach ihrem Koalitionsvertrag bestrebt, mittelfristig einen Kapazitätsmechanismus zu implementieren.<sup>2</sup> Unter diesem Mechanismus ist die finanzielle Unterstützung für die Bereitstellung von Kapazitäten, die der Gewährleistung einer langfristigen Versorgungssicherheit dienen, zu verstehen. Kraftwerke erhalten somit eine Vergütung für die Vorhaltung von elektrischer Leistung (Kapazität). Neben der langfristigen Versorgungssicherheit muss ein Kapazitätsmechanismus auch den Wettbewerb erhalten sowie die Errichtung flexibler und emissionsarmer Kraftwerke anregen.<sup>3</sup> Kapazitätsmechanismen sollen Anreize für leistungsbezogene Investitionen bieten. Im Gegensatz zum bestehenden Strommarkt, auf dessen Strombörsen kurzfristig (Intraday und Day-Ahead) gehandelt wird, erfolgt die Verpflichtung von Kapazitäten auf einem Kapazitätsmechanismus über Jahre im Voraus.

Dass dem Ziel – der Integration eines Kapazitätsmechanismus – sogar eine exponierte Stellung in der 18. Legislaturperiode zukommt, wird mit Blick auf die Förderung der er-

---

<sup>1</sup> BT-Drucks. 17 / 5672, S. 4 ff, 119.

<sup>2</sup> Deutsche Bundesregierung, Koalitionsvertrag (2013), S. 41.

<sup>3</sup> Müsgens/Peek, ZNER (2011), S. 576, 577.



erneuerbaren Energien deutlich: So soll den notwendigen Reservekapazitäten eine höhere Bedeutung beigemessen werden als dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien<sup>4</sup> – jenem Ausbau, der energiepolitisch nahezu die gesamte vergangene Legislaturperiode dominierte.

Diese aus dem Koalitionsvertrag hervorgehende Notwendigkeit wurde vom federführenden Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) als „Zentrales Vorhaben Energiewende“ festgelegt und in die „10-Punkte-Energie-Agenda“ aufgenommen.<sup>5</sup> Im Oktober 2014 erschien ein Grünbuch, in dem verschiedene Optionen mit ihren Vor- und Nachteilen zur Diskussion gestellt wurden. Daraus war bereits abzuleiten, dass eine politische Grundsatzentscheidung zur Weiterentwicklung des Strommarktes fallen muss und wird. Anfang Juli 2015 ist sodann das Weißbuch mit konkreten Maßnahmen erschienen. Einen zentralen Punkt der dort vorgeschlagenen Maßnahmen bildet der Vorschlag zur Schaffung einer Kapazitätsreserve, in die auch Braunkohlekraftwerke einbezogen werden sollen.<sup>6</sup> Die Umsetzung der aus dem Weißbuch resultierenden Maßnahmen soll bis zum Frühjahr 2016 abgeschlossen sein.<sup>7</sup> Zur Einleitung des Gesetzgebungsverfahrens hat das BMWi am 14. September 2015, also bereits etwas mehr als ein Jahr nach Aufnahme der ersten Konsultationen, einen ersten Gesetzesentwurf veröffentlicht, in diesem u. a. die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) mit Hilfe des sog. Strommarktgesetzes als Artikelgesetz dargestellt ist.<sup>8</sup> Nach mehreren grundlegenden Änderungen der Referentenentwürfe wurde am 04. November 2015 ein endgültiger Entwurf im Bundeskabinett verabschiedet.<sup>9</sup>

Die Dissertation soll sich in diese Entwicklung integrieren und den politischen Mandatsträgern Lösungsmöglichkeiten aufzeigen. Da die Diskussion über ökonomische Aspekte spätestens mit Veröffentlichung des Weißbuchs abgeschlossen war, liegt der Schwerpunkt der Arbeit auf den europa- und verfassungsrechtlichen Fragestellungen. Dennoch wird zur Erläuterung der Problematik zunächst der substanzielle Bedarf und darauf aufbauend das grundsätzliche Erfordernis an Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit analysiert („Ob“). Anschließend werden die Gesetzgebungskompetenzen und die rechtlichen Vorgaben an die Implementierung von zukünftigen Mechanismen erörtert („Wie“). Nach Auffassung der Europäischen Kommission besitzen

---

<sup>4</sup> Deutsche Bundesregierung, Koalitionsvertrag (2013), S. 36.

<sup>5</sup> BMWi, Zentrale Vorhaben Energiewende (2014) S. 6.

<sup>6</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190.

<sup>7</sup> BMWi, Weißbuch (2015), S. 80 f., 95.

<sup>8</sup> BMWi, Entwurf Strommarktgesetz (2015).

<sup>9</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015).



die Ausgleichszahlungen im Rahmen eines Kapazitätsmodells das Potenzial zur unzulässigen staatliche Beihilfe nach Art. 107 AEUV.<sup>10</sup> Diese Perspektive erfordert eine eingehende Begutachtung der Beihilfenvorschrift des Art. 107 Abs. 1 AEUV. Darüber hinaus werden die Potenziale des innerdeutschen und grenzüberschreitenden Netzausbaus sowie der europäischen Kopplung der Strommärkte betrachtet. Diese beiden alternativen Maßnahmen bieten aufgrund ihrer strukturverbessernden Eigenschaften umfangreiche Möglichkeiten, den Bedarf an einen Kapazitätsmechanismus zu konterkarieren.

Die vorliegende Arbeit untersucht, welche rechtlichen Rahmenbedingungen die Kapazitätsmodelle flankieren und wie die Entwicklung des Strommarktdesigns voranzutreiben ist. Hierfür werden im nächsten Teil fünf Forschungsfragen entwickelt und im Verlauf der Arbeit beantwortet. Damit wird ein empirischer und zugleich die Wissenschaft fördernder Beitrag zur Integration von Kapazitätsmechanismen geleistet.

## II. Übersicht

Zur Konstituierung eines Elektrizitätsbinnenmarkts wird in der Europäischen Union seit dem Ende der 90er Jahre die Liberalisierung der Strommärkte forciert. Neben der Gewährleistung der Versorgungssicherheit soll jene Markt deregulierung die ineffizienten und staatlich kontrollierten Monopole der Stromsektoren durch wettbewerbliche Strommärkte ersetzen. Durch einen solchen Wettbewerb sollen Überkapazitäten abgebaut und so die Effizienz des Energieversorgungssystems verbessert werden.<sup>11</sup>

Allerdings mehren sich in den letzten Jahren, mit voranschreitender Liberalisierung, Zweifel daran, ob das gegenwärtige Strommarktdesign ausreichende Anreize für Investitionen in die Versorgungssicherheit bereitstellt. Jene Zweifel waren in der Zeit vor der Liberalisierung kaum vorhanden, da im Rahmen der staatlich kontrollierten, monopolistischen Strukturen und des politischen Wunsches nach garantierter Versorgungssicherheit jederzeit genügend Erzeugungskapazitäten vorhanden waren.<sup>12</sup>

Jene Investitionen in die Erzeugungskapazitäten und somit in die Versorgungssicherheit bilden die Grundlage für eine erfolgreiche und hochindustrialisierte Volkswirtschaft. Die Bundesregierung hat daher die Versorgungssicherheit, neben Bezahlbarkeit und Umwelt-

---

<sup>10</sup> EU-Kommission, C(2015) 2814 final, S. 2 f.

<sup>11</sup> *Kempfert*, Märkte unter Strom, Einblicke Nr. 38 (2003), S. 13.

<sup>12</sup> *Cramton/Ockenfels*, *ZfE* (2012), S. 113, 115.



verträglichkeit, als energiepolitisches Dreieck der 18. Legislaturperiode bestimmt.<sup>13</sup> Allerdings könnte die gesellschaftlich und umweltpolitisch motivierte Energiewende, insbesondere die sukzessive Abschaltung der Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022, die Versorgungssicherheit signifikant gefährden. Dies resultiert aus der Tatsache, dass eine vollumfängliche Kompensation der abgeschalteten Kapazitäten durch die erneuerbaren Energien aufgrund deren Dargebotsabhängigkeit nicht möglich ist. Durch die schwankende Einspeiseleistung können sie nur in geringem Umfang zur Bereitstellung von notwendigen gesicherten Kapazitäten und folglich zur Versorgungssicherheit beitragen. Es ist sogar festzustellen, dass der Ausgleich von witterungsbedingten Einspeiseschwankungen der erneuerbaren Energien zu einem steigenden Bedarf an hochflexiblen Spitzenlastkraftwerken führt.<sup>14</sup>

Vor dem Hintergrund eines steigenden Bedarfs an Spitzenlastkraftwerken irritiert es, dass jene hochflexiblen Kraftwerke aufgrund einer sinkenden Auslastung verstärkt stilllegungsgefährdet sind. Das hängt einerseits mit dem Vergütungssystem des Energy-only-Modells sowie andererseits mit dem von allen politischen Parteien befürworteten Ausbau der erneuerbaren Energien und somit entstehenden erzeugungsseitigen Überkapazitäten zusammen. Das deutsche Strommarktdesign basiert auf dem sog. Energy-only-Modell, in dem ausschließlich physisch gelieferte Energie vergütet wird. Eine Vergütung für die langfristige Vorhaltung oder Bereitstellung von Energie ist dagegen nicht vorgesehen, sodass lediglich der Börsenstrompreis Anreize für Investitionen in fossile Erzeugungskapazitäten bietet.<sup>15</sup> Dieser Preis wird von den Grenzkosten des teuersten noch benötigten Kraftwerks bestimmt. Speisen nun die erneuerbaren Energien, u. a. aufgrund der gesetzlichen Abnahmeverpflichtung nach § 11 Abs. 1 EEG<sup>16</sup>, Strom mit Grenzkosten nahe null in den Handel ein, verdrängen sie die teuersten Kraftwerke vom Markt und bewirken fallende Börsenstrompreise. Insbesondere die Einspeisung von Strom aus Photovoltaikanlagen während des Mittagspeaks lässt die Preise drastisch sinken. In der Folge wird die Leistung der teuersten Anlagen – i. d. R. Spitzenlastkraftwerke – immer weniger nachgefragt, sog. Merit-Order-Effekt.<sup>17</sup> Dieser Vorgang ist auch beabsichtigt, denn Strom soll so klimaneutral wie möglich erzeugt werden. Für die Betreiber jener Kraftwerke be-

---

<sup>13</sup> Deutsche Bundesregierung, Koalitionsvertrag (2013), S. 9.

<sup>14</sup> BMWi, Grünbuch (2014), S. 13 f. sowie Böckers *et al.* (DICE), Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland (2011), S. 2 und SRU, Den Strommarkt der Zukunft gestalten (2013), S. 69.

<sup>15</sup> Haucap *et al.* (DICE), Ordnungspolitische Perspektiven (2012), S. 6.

<sup>16</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29. Juni 2015 (BGBl. I S. 1010) geändert worden ist.

<sup>17</sup> Bantle/Haase, EW (2012), S. 44.



deutet dies, dass Gewinne nur in wenigen Stunden im Jahr, z. B. während einer „Starklast/-Nachtwindflaute“, erwirtschaftet werden können. Da ein solches Nachfrageszenario rein hypothetischer Natur ist und die Kraftwerksbetreiber ihre Kosten nicht mehr ausreichend decken können, verschwinden die Anlagen sukzessive vom Markt. Die sinkende Auslastung und Rentabilität der Spitzenlastkraftwerke eliminiert weitestgehend alle Anreize für Neuinvestitionen in jene hochflexiblen Anlagen und führt zu Stilllegungen von unwirtschaftlichen Kraftwerken, sog. Missing-Money-Problem.<sup>18</sup>

In der Ökonomie gelten niedrige Preise als ein marktwirtschaftliches Zeichen dafür, dass Überkapazitäten vorhanden sind und gegebenenfalls abgebaut werden. Dies trifft auch auf den deutschen Strommarkt zu. Erneuerbare Energien können bereits gegenwärtig an vereinzelten sehr sonnen- und windreichen Tagen den gesamten Tagesbedarf an Elektrizität decken. Allerdings folgen auf diese Tage mit Vollversorgung auch Zeiträume, in denen nur ein geringer Teil des Strombedarfs auf Grundlage erneuerbarer Energien erzeugt werden kann. Insoweit besteht die Gefahr, dass es in Ausnahmefällen zu einem Ungleichgewicht von Stromangebot und -nachfrage kommen kann.<sup>19</sup> Da Elektrizität noch nicht in ökonomisch relevanten Mengen gespeichert werden kann, muss zum Ausgleich der kurzfristigen Fluktuationen der erneuerbaren Energien die Struktur der Energieversorgung in den kommenden Jahren verstärkt auf Flexibilität setzen. Investitionen in die Versorgungssicherheit gewährleistenden Spitzenlastkraftwerke müssen erfolgen, um den Wegfall der Kernkraftwerksleistungen und die altersbedingten Stilllegungen konventioneller Kraftwerke kompensieren zu können.<sup>20</sup> Hieraus ergibt sich die erste im Verlauf der Arbeit zu beantwortende Forschungsfrage:

### **1. Kann das gegenwärtige Strommarktdesign – ohne einen zusätzlichen Kapazitätsmechanismus – langfristig ausreichend Versorgungssicherheit gewährleisten?**

Angesichts der langen Vorlaufzeiten für die Genehmigung und den Bau von Kraftwerken sollte zeitnah ein verlässlicher Rahmen für Investitionsentscheidungen und Planungssicherheit geschaffen werden. Um auch in Zukunft Versorgungssicherheit zu gewährleisten, erwog das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie anstelle der Implementierung von Kapazitätsmärkten auch einen Strommarkt 2.0 mit ergänzender Kapazitätsreserve.<sup>21</sup> Eine konkrete Entscheidung für jene Reservelösung und somit gegen einen Kapazitätsmarkt wurde mit dem Weißbuch getroffen und soll schließlich mit dem eröffneten

---

<sup>18</sup> Cramton/Ockenfels, ZfE (2012), S. 113, 118.

<sup>19</sup> Cosack/Laux, ER (2015), S. 190.

<sup>20</sup> Growitsch et al. (EWI/Öko-Institut), Clearing-Studie Kapazitätsmärkte (2013), S. 5.

<sup>21</sup> BMWi, Grünbuch (2014), S. 39 ff.



Gesetzgebungsverfahren umgesetzt werden.<sup>22</sup> Aufgrund der bereits fortgeschrittenen Entscheidung behandelt die Arbeit im Kern daher die vom BMWi entwickelte Kapazitäts- und Braunkohlereserve. Dennoch werden der Vollständigkeit halber, auch wegen der noch ausstehenden Debatte im Bundestag, die verbleibenden und vergleichbaren Reservemodelle – die strategische Reserve sowie das Fangnetz – berücksichtigt. Dabei werden diese spezifischen Reserven in der vorliegenden Arbeit unter den Oberbegriff „Kapazitätsreservemodelle“ gefasst. Der Begriff der „Kapazitätsmechanismen“ bezieht sich dagegen auf alle bekannten Modelle. Diese ursprünglich debattierten Kapazitätsmechanismen sind in zwei Gruppen zu unterteilen: klassische Kapazitätsmärkte<sup>23</sup> und die vom Bundeswirtschaftsministerium favorisierten Reserve- oder Back-up-Modelle<sup>24</sup>. Erstere Gruppe – die in der Arbeit nicht weiter behandelt wird – bildet einen eigenständigen und finanziell vom bestehenden Energy-only-Markt unabhängigen Markt. Die Kraftwerke nehmen weiterhin am Strommarkt teil und tendieren durch ihre zusätzliche Vergütung über den Kapazitätsmarkt zu einer Verzerrung der freien Preisbildung. Dagegen stellt letztere Gruppe lediglich eine Erweiterung dar, denn ihre Vergütung erfolgt direkt über den Energy-only-Markt.<sup>25</sup> Zudem wird den Reservemodellen eine parallele Teilnahme am Energy-only-Markt und der Reserve verwehrt. Dies dient der Vermeidung von Wettbewerbs- und Preisverzerrungen.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat sich der aufgeworfenen Problematik angenommen und ist bestrebt, die Novellierung des EnWG hin zu einer Kapazitätsreserve bis zum Frühjahr 2016 abzuschließen.<sup>26</sup> Als Grundlage für die bevorstehende Anpassung des energierechtlichen Rahmens wird die vorliegende Arbeit u. a. prüfen, ob die Gesetzgebungskompetenz für die Implementierung von Kapazitätsmechanismen bei dem europäischen oder dem deutschen Gesetzgeber liegt. Für eine europäische Gesetzgebungskompetenz kommt der Energietitel des Art. 194 AEUV und für eine nationale das Recht der Wirtschaft nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG in Betracht. Darüber hinaus hat die

---

<sup>22</sup> BMWi, Weißbuch (2015), S. 34 ff.

<sup>23</sup> Innerhalb der klassischen Kapazitätsmärkte ist nochmals zwischen umfassenden von *Elberg et al.* (EWI), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign (2012); selektiven von *Matthes et al.* (Öko-Institut/LBD/Raue), Fokussierte Kapazitätsmärkte (2012) und dezentralen Ausgestaltungen von *Ecke et al.* (enervis/BET), Ein zukunftsfähiges Strommarktdesign (2013) zu differenzieren.

<sup>24</sup> Zu dieser Gruppe zählen die wettbewerblichen strategische Reserve von Consentec, Ausgestaltung einer strategischen Reserve (2012); das Fangnetz von E-bridge, Ein Beitrag zur Ausgestaltung eines Fangnetzes (2014); die regulierte Netzreserve der Reservekraftwerksverordnung; sowie die Kapazitäts- und Braunkohlereserve Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015).

<sup>25</sup> BMWi, Weißbuch (2015), S. 36; *Laux*, EnWZ (2015), S. 249.

<sup>26</sup> BMWi, Weißbuch (2015), S. 95.



Europäische Kommission bereits konkrete Vorgaben im Rahmen der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien erlassen. Somit stellen sich folgende essenzielle Fragen:

**2. Wie sind die Gesetzgebungskompetenzen im Bereich der Kapazitätsmechanismen zwischen der nationalen und der supranationalen Ebene aufgeteilt?**

**3. Welche Kriterien ergeben sich aus den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien?**

Unter bestimmten Voraussetzungen stellen Kapazitätsmechanismen für die Kommission eine unzulässige staatliche Beihilfe i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV dar.<sup>27</sup> Aus diesem Grund hat sie Ende April 2015 angekündigt, die Verfahren einzelner Mitgliedstaaten im Rahmen einer Sektorenuntersuchung zu prüfen.<sup>28</sup> Stehen die Mechanismen jedoch im Einklang mit den aufgeworfenen Leitlinien, hält die Kommission sie innerhalb ihres Ermessensspielraums nach Art. 107 Abs. 3 AEUV für vereinbar mit dem Binnenmarkt. Auf der Grundlage der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien hat die Kommission im Juli 2014 einen Kapazitätsmarkt in Großbritannien legitimiert.<sup>29</sup> Jene Verfahrensweise der Europäischen Kommission führt unabhängig von ihrer Ansicht zu der Forschungsfrage:

**4. Sind Kapazitätsmechanismen grundsätzlich als staatliche Beihilfe i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV zu qualifizieren?**

Wie bereits ausgeführt hat sich das Bundeskabinett am 04. November 2015 mit dem Strommarktgesetz für die Einführung einer Kapazitäts- und Braunkohlereserve entschieden. Neben dieser Reserve werden auch die strategische Reserve und das Fangnetz nach einer empirischen Illustration anhand der beihilferechtlichen Regelungen des Art. 107 Abs. 1 AEUV, der Vorgaben der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien sowie der nationalen Rechtsgrundlagen bewertet. Daraus leitet sich die fünfte und letzte Forschungsfrage ab:

**5. Harmonisieren die debattierten Kapazitätsreservemodelle mit den europarechtlichen und nationalen Vorgaben?**

---

<sup>27</sup> EU-Kommission, ABl. 2014 Nr. C 200/01, S. 3 ff.

<sup>28</sup> EU-Kommission, C(2015) 2814 final.

<sup>29</sup> EU-Kommission, IP/14/865 (2014); EU-Kommission, C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom Electricity market reform – Capacity market.



### III. Struktur der Dissertation

Die Arbeit gliedert sich in sechs Kapitel:

- **Kapitel 2** gibt einen Überblick über die theoretischen Grundlagen des deutschen Strommarktdesigns. Zunächst werden die Charakteristika elektrischer Energie sowie die Kostendeckung in einem idealtypischen Energy-only-Markt vorgestellt. Darauf aufbauend folgt eine Analyse der Effekte einer verstärkten Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien auf den konventionellen Kraftwerkspark. Hierzu werden insbesondere der in der Literatur häufig angeführte Merit-Order-Effekt, die Missing-Money-Problematik sowie die Peak-Load-Pricing-Theorie empirisch untersucht. Abschließend wird die Frage beantwortet, „ob“ generell eine Notwendigkeit für die Umstrukturierung des gegenwärtigen Strommarktdesigns vorliegt.
- In **Kapitel 3** wird aus juristischer und ökonomischer Perspektive untersucht, wie Versorgungssicherheit definiert wird und welcher Akteur für deren Gewährleistung verantwortlich ist. Darüber hinaus werden die Ausgleichseffekte bei einer europaweiten Betrachtung der Versorgungssicherheit analysiert und der Markt auf Grundlage des gegenwärtig technisch Möglichen räumlich abgegrenzt. Vor der Beantwortung der **ersten Forschungsfrage** wird die Gefährdung der Versorgungssicherheit anhand der Leistungsbilanzen des nationalen Kraftwerksparks und der Übertragungsengpässe bewertet sowie der Beitrag der Reservekraftwerksverordnung mit ihrer Netzreserve untersucht.
- **Kapitel 4** widmet sich den rechtlichen Fragen der Integration von Kapazitätsmechanismen („Wie). Behandelt werden die Gesetzgebungskompetenzen für jene Mechanismen und die bestehenden rechtlichen Vorgaben. Dafür wird zum einen auf europäischer Ebene die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien untersucht sowie eruiert, ob die Mechanismen grundsätzlich eine staatliche Beihilfe i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV darstellen. Zum anderen werden auf nationaler Ebene potenzielle verfassungsrechtliche Einwände und konkrete Ermächtigungsgrundlagen geprüft. Einwände gegen Kapazitätsmechanismen könnten insbesondere in einer Verletzung der Art. 3, 12 und 14 GG bestehen. Auf Basis der Erkenntnisse des Kapitels werden abschließend die **Fragen 2 bis 4** beantwortet.



- Bereits dem Grünbuch ist zu entnehmen, dass das Bundeswirtschaftsministerium zur Integration einer Kapazitätsreserve tendiert, was mit dem Weißbuch und letztendlich mit dem Gesetzesentwurf bestätigt wurde. Da es sich bei der Kapazitäts- und Braunkohlereserve jedoch lediglich um eine Erweiterung des Energy-only-Marktes in Form eines Back-up-Modells und nicht um einen klassischen Kapazitätsmarkt handelt, stellt **Kapitel 5** der Vollständigkeit halber – neben der Kapazitäts- und Braunkohlereserve – auch die spezifischen Elemente des Fangnetzes und der strategischen Reserve dar. Zur Beantwortung der **fünften und letzten Forschungsfrage** werden aufbauend auf den in Kapitel 4 erörterten rechtlichen Vorgaben die drei Modelle zuerst auf supranationaler Ebene beihilferechtlich nach Art. 107 Abs. 1 AEUV sowie anhand der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien geprüft. Im Anschluss wird untersucht, ob die Kapazitätsreservemodelle im Einklang mit den verfassungsrechtlichen Vorgaben stehen sowie verfügbare internationale Erfahrungen bewertet.
- Anschließend werden in **Kapitel 6** die wesentlichen Erkenntnisse der Arbeit unter Zuhilfenahme der in der Einleitung aufgeworfenen Forschungsfragen zusammengefasst und Handlungsempfehlungen für das anstehende Gesetzgebungsvorhaben aufgeführt. Die Empfehlungen beziehen sich sowohl auf die allgemeine Weiterentwicklung des Strommarktdesigns als auch auf die drei spezifischen Kapazitätsreservemodelle.





## **B. Kapitel 2 Theoretische Grundlagen des Strommarkts**

Der Strommarkt ist das Fundament der vorliegenden Arbeit. Seine Funktionsweise und Aufgabe bildet die Grundlage für die empirische Analyse der Kapazitätsreservemodelle. Daher wird diese im Folgenden genauer interpretiert.

### **I. Rechtliche Entwicklung**

Getrieben durch die europäischen Bestrebungen zur Konstituierung eines liberalisierten Elektrizitätsbinnenmarktes trat im April 1998 das deutsche Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts in Kraft. Mit jener Novellierung des EnWG wurde die Umsetzung der Richtlinie 96/92/EG<sup>30</sup> – betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt – des Europäischen Parlaments und des Rates in nationales Recht vollzogen. Diese Richtlinie, als Teil des ersten Energiebinnenmarktpakets, legte 1996 den rechtlichen Grundstein dafür, den bis dahin auf Monopolen basierenden deutschen Strommarkt sukzessive für den Wettbewerb zu öffnen. Insbesondere die buchhalterische Entflechtung (Unbundling), wonach die verschiedenen Sparten eines integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens getrennte Konten führen müssen, § 6b Abs. 3 EnWG<sup>31</sup>, führte dazu, dass die Teilmärkte Stromerzeugung, Stromhandel und Stromvertrieb als eigenständige Wettbewerbsmärkte identifiziert wurden.<sup>32</sup> Dagegen ist die leitungsgebundene Stromübertragung und -verteilung aufgrund der natürlichen Monopoleigenschaft weiterhin ein regulierter Teilmarkt.<sup>33</sup> Jene Monopoleigenschaft kann den Stromnetzen auch nicht genommen werden, da der Betrieb eines einzelnen Netzes deutlich kostengünstiger ist als der mehrerer konkurrierender Netze und sie somit aus Effizienzgründen nicht im Wettbewerb stehen. Vor der Liberalisierung oblag die Stromversorgung durch integrierte Energieversorgungsunternehmen wie Verbundunternehmen und deren Tochtergesellschaften, welche die gesamte Wertschöpfungskette abdeckten und so das System dominierten.

---

<sup>30</sup> Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 19. Dezember 1996, ABl. 1997 Nr. L 027/20, betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

<sup>31</sup> Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 311 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

<sup>32</sup> Müller, Handbuch der Elektrizitätswirtschaft (2001), S. 74 ff.

<sup>33</sup> BKartA, Sektorenuntersuchung Stromerzeugung und -großhandel (2011), S. 37.



Das soeben erörterte erste Energiebinnenmarktpaket führte jedoch zu einer nur unvollständigen Öffnung der Energiemärkte und einem nur zögerlich einsetzenden Wettbewerb in der leitungsgebundenen Versorgung. Daher erließ die EU mit der Richtlinie 2003/54/EG<sup>34</sup> im Juni 2003 das zweite Energiebinnenmarktpaket für den Elektrizitätssektor, die sog. Beschleunigungsrichtlinie. Die Umsetzung in nationales Recht erfolgte durch die zweite EnWG-Novelle im Jahr 2005.

Im Juli 2009 folgte mit der Richtlinie 2009/72/EG<sup>35</sup> das bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt dritte und letzte Energiebinnenmarktpaket, das mit der Novellierung des EnWG 2011 in deutsches Recht umgesetzt wurde. Die Richtlinie enthält u. a. einheitliche Vorschriften für die Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung und stellt neben den wettbewerbsrechtlichen Vorschriften die Gewährleistung der Grundversorgungspflicht sicher.

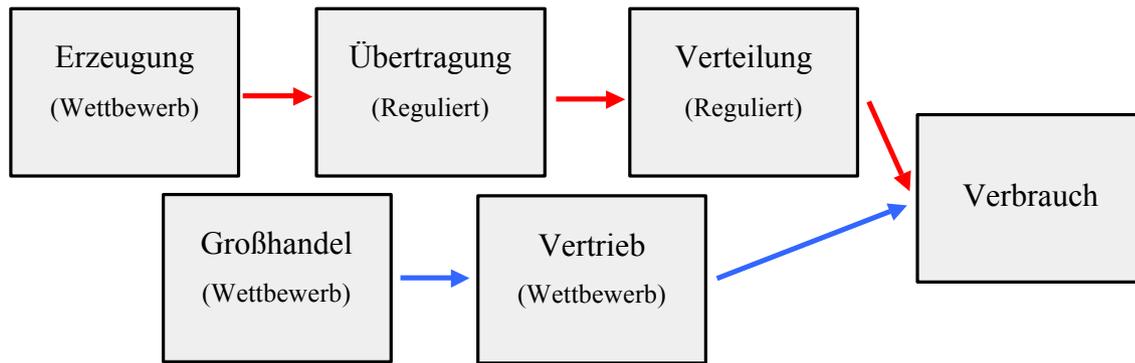
Aufgrund von Verzögerungen diverser Mitgliedstaaten bei der Umsetzung der Richtlinie bis zum Jahr 2011 (Fristende) veröffentlichte die Europäische Kommission eine Mitteilung an das Europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss sowie den Ausschuss der Regionen. In dieser Mitteilung über einen funktionierenden Energiebinnenmarkt beklagte die Kommission die nicht ordnungsgemäße Umsetzung der Richtlinie. Des Weiteren geht daraus hervor, dass die Kommission einer Implementierung von Kapazitätsmechanismen kritisch gegenübersteht, da diese bei mangelnder Konzeptionierung zur Verzerrung des EU-weiten Preissignals führen und den angestrebten Ausbau erneuerbarer Energien erschweren.<sup>36</sup>

---

<sup>34</sup> Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 26. Juni 2003, ABl. Nr. L 176/37 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.

<sup>35</sup> Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13. Juli 2009, ABl. Nr. L 211/55, über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

<sup>36</sup> EU-Kommission, COM(2012) 663 final, S. 17 f.



**Abbildung 1: Wertschöpfungsstufen im Strommarkt**

– rot: physikalische Seite; blau: ökonomische Seite – (eigene Darstellung)

*Abbildung 1* veranschaulicht das Ergebnis der europäischen Liberalisierungspolitik. Lediglich die Stromnetze als natürliche Monopole stehen – wie bereits erläutert – aus Effizienzgründen nicht im Wettbewerb.

## II. Der deutsche Strommarkt aus physikalischer und wirtschaftlicher Perspektive

Elektrischer Strom resultiert aus der gerichteten Bewegung von elektrischer Ladung (Elektronen) zwischen dem Minus- und Pluspol einer Spannungsquelle. Zu unterscheiden ist die Stromspannung (Volt) von der Stromstärke (Ampere). Das Produkt der beiden Kenngrößen ist die elektrische Leistung Watt. Die abgerufene elektrische Leistung pro Stunde, die sog. elektrische Arbeit, wird in kW/h und MW/h angegeben.<sup>37</sup>

Darüber hinaus ist zwischen dem Gleich- und Dreiphasenwechselstrom zu differenzieren. Bei Wechselstrom ändert sich die Stromrichtung in gleichmäßigen Intervallen. Dieser schwingt mit einer Frequenz von 50 Hertz bei einer Toleranz von nur 150 mHz (0,15 Hertz), ändert folglich 50-mal in der Sekunde seine Richtung.<sup>38</sup> Dagegen bleibt die Stromrichtung bei Gleichstrom unverändert. Ein Nachteil der weit verbreiteten Dreiphasenwechselstromnetze ist, dass immer mindestens drei Leiter notwendig sind. Eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) hingegen kommt mit zwei Leitern (bei Erd-

<sup>37</sup> *Marinescu/Winter*, Grundlagenwissen Elektrotechnik (2011), S. 2 f.; *Erdmann/Zweifel*, Energieökonomik (2010), S. 292 f.

<sup>38</sup> *Fleischmann*, Basiswissen Elektrotechnik (1999), S. 51 ff. sowie *Neidhöfer*, Der Weg zur Normfrequenz 50 Hz (2008), S. 1.



kabeln) und bei der Nutzung der Erde als eigenständigem Pol sogar einem Leiter aus.<sup>39</sup> Das deutsche Stromnetz basiert überwiegend auf Dreiphasenwechselstrom, d. h., das Netz muss jederzeit eine Frequenz von 50 Hertz aufweisen. Diese Tatsache ist als die wichtigste Besonderheit elektrischer Energie zu exponieren.

Strom ist gegenwärtig noch nicht in ökonomisch relevanten Mengen speicherbar. Dies ist erst dann der Fall, wenn der gesamte eingespeicherte Strom die Nachfrage zumindest über mehrere Stunden oder sogar Tage – je nach Einspeiseschwankung der erneuerbaren Energien – decken kann. Bis der technische Fortschritt jenes Problem nicht gelöst hat, müssen sich Erzeugung und Last kontinuierlich nahezu exakt entsprechen, denn Strom wird im selben Moment verbraucht, in dem er erzeugt wird (zeitgleiche Entnahme). In der Literatur wird dieser Effekt häufig auch als „Kupferplatte Deutschlands“ bezeichnet.<sup>40</sup> Innerhalb dieser Kupferplatte könne jede Einheit Strom problemlos über die gesamte Wertschöpfungskette an jeden Verbraucher des Landes transportiert werden. Auf dieser Fiktion beruht zumindest der Stromgroßhandel und setzt sich mit nur einer Preiszone für ganz Deutschland über bestehende Nord-Süd-Netzengpässe in Deutschland (physikalische Netzgrenzen) hinweg. An der Börse wird nur ein Einheitspreis ermittelt, unabhängig davon, ob in Norddeutschland Windstrom im Überfluss vorhanden ist (nach der Marktlogik müsste er günstiger sein) und es in Süddeutschland zu Engpassituationen kommt (dort müsste der Strom teurer sein).

Eine von der Europäischen Kommission beauftragte Studie norwegischer Ökonomen kommt aus diesem Grund zu der Empfehlung, Deutschland in eine nördliche und eine südliche Preiszone einzuteilen. Diese an der Übertragungskapazität des deutschen Stromnetzes orientierte Trennung könnte helfen, die wahren regionalen Preise abzubilden.<sup>41</sup> Nachfolgendes Beispiel erläutert, welche Auswirkungen jene Trennung zur Folge hätte.

Bietet ein norddeutsches Kraftwerk seine erzeugte Leistung an der Strombörse an und ein süddeutsches Unternehmen erteilt eine entsprechende Kauforder, sodass das Geschäft zustande kommt, müssen sich beide Akteure nicht um eine ausreichende Netzinfrastruktur kümmern. Ergibt sich jedoch wegen des Nord-Süd-Engpasses, dass zum Liefertermin die nachgefragte Strommenge nicht transportiert werden kann, ist der verantwortliche

---

<sup>39</sup> *Oeding/Oswald*, Elektrische Kraftwerke und Netze (2011), S. 883 ff.

<sup>40</sup> U. a. Agora Energiewende, Stromexport und Klimaschutz in der Energiewende (2015), S. 11; *Löschel et al.* (ZEW), Den deutschen Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen (2013), S. 3; *Dieckmann*, Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt (2008), S. 3.

<sup>41</sup> Thema Consulting Group, Loop flows – Final advice (2013), S. 38 f.



Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gem. § 13 Abs. 1 EnWG verpflichtet, per Redispatch<sup>42</sup> einzugreifen. Im Rahmen des Redispatches wird das Kraftwerk im Norden angewiesen seine Leistung zu drosseln und zugleich wird ein süddeutsches Kraftwerk aufgefordert, die nun fehlenden Kapazitäten einzuspeisen. Diese Leistungsverschiebung kompensiert den Netzengpass. Beide Kraftwerksbetreiber enthalten nach § 13 Abs. 1a S. 1 EnWG für die Redispatchmaßnahme eine „*angemessene Vergütung*“. Jene Angemessenheit wurde von der Bundesnetzagentur (BNetzA) in einer Festlegung als Aufwendungsersatz definiert. Der Kraftwerksbetreiber soll so gestellt werden, als wäre seine Anlage nie beansprucht worden. Damit wird vermieden, dass die Kraftwerksbetreiber Anreize erlangen, mit ihren Anlagen gezielt Redispatchsituationen herbeiführen. Erst wenn der Redispatch regelmäßig erfolgt und das Kraftwerk durch diese Maßnahme 10 Prozent seiner vorjährigen Erzeugungsmenge überschreitet, ist der Redispatch zum üblichen Betrieb der Anlage zu zählen. Der Betreiber erhält in diesem Fall eine anteilige leistungsbezogene Vergütung, die auch seine Fixkosten umfasst.<sup>43</sup>

Gegen jene Festlegung der BNetzA haben 25 Kraftwerksbetreiber Beschwerden beim Oberlandesgericht (OLG) Düsseldorf eingereicht. Als Begründung führten sie an, dass die vorgesehene Vergütung der BNetzA nicht ausreichend und kostendeckend sei. Der Kartellsenat des OLG Düsseldorf hält die Vergütungspraxis ebenfalls für zu restriktiv und hob die Festlegung Ende April 2015 auf. Neben dem reinen Aufwendungsersatz müssen auch die entgangenen Gewinne eingepreist werden. Über die neue individuelle Berechnung der Vergütung muss nach dem Beschluss des OLG weiterhin die BNetzA im Rahmen ihres Regulierungsermessens entscheiden.<sup>44</sup> Die entstehenden Kosten durch eine finanzielle Kompensation der Kraftwerksbetreiber werden über Netzentgelte an alle Stromkunden weitergereicht. Im Jahr 2013 betrugen diese – nach der mittlerweile aufgehobenen Berechnungsgrundlage – etwa 115 Mio. €. <sup>45</sup> Ein vergleichsweise geringer Betrag im Vergleich zum extremen Sommer 2015, in diesem die Kosten für den Redispatcheinsatz Schätzungen zufolge auf bis zu 500 Mio. € steigen könnten.<sup>46</sup>

---

<sup>42</sup> Redispatch bezeichnet die kurzfristige Änderung des Kraftwerkeinsatzes vom Fahrplan nach Anweisung der ÜNB zur Vermeidung von Netzengpässen.

<sup>43</sup> Festlegungen der Beschlusskammer der BNetzA BK8-12-019 vom 30.10.2012 von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung.

<sup>44</sup> OLG Düsseldorf, Pressemitteilung Nr. 7/2015 vom 28.04.15; OLG Düsseldorf VI-3 Kart 331/12 (V); VI-3 Kart 332/12 (V) sowie VI-3 Kart 357/12 (V) alle vom 28.04.2015.

<sup>45</sup> BMWi, Bericht zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen (2014), S. 5.

<sup>46</sup> Monopolkommission, Sondergutachten 71 (2015), S. 14.



Gäbe es in Deutschland hingegen zwei Preiszonen, könnte das süddeutsche Unternehmen nur dann möglicherweise günstigeren Strom aus dem Norden nachfragen, wenn zum Liefertermin freie Netzkapazitäten vorhanden sind. Zudem würden die Preiszonen auch Ringflüsse minimieren. Nach den Kirchhoff'schen Gesetzen sucht sich Strom immer den Weg des geringsten Widerstands.<sup>47</sup> Günstiger Strom aus Nord- und Ostdeutschland – insbesondere Wind- und Kohlestrom – fließt daher bei Netzengpässen innerhalb Deutschlands über die Nachbarländer Polen und Tschechien zu den Lastzentren nach Bayern. In diesen Nachbarländern belastet oder überlastet er die Stromnetze. Der verantwortliche deutsche ÜNB 50 Hertz verhandelt daher bereits mit Polen und Tschechien über den Einsatz von Phasenschiebern.<sup>48</sup> Aus diesem Grund interessiert sich die Europäische Kommission für die Probleme im deutschen Übertragungsnetz. Neben der Europäischen Kommission hat auch die deutsche Monopolkommission die Idee zweier Preiszonen bereits im Jahr 2011 diskutiert, jedoch nicht weiter verfolgt.<sup>49</sup>

Wie bereits festgestellt, müssen die Höhe der Erzeugung und der Last jederzeit harmonisieren. Entspricht das physikalische Angebot nicht der tatsächlichen aktuellen Last, kommt es zu Frequenzschwankungen und zum Zusammenbruch – Blackout oder Brownout<sup>50</sup> – der Regelzone, in der das Ungleichgewicht aufgetreten ist.<sup>51</sup> Um den kompletten Zusammenbruch einer Regelzone zu vermeiden, wird ab Erreichen einer voreingestellten Frequenz Last in Teilen des Netzes abgeworfen. Für die vom Lastabwurf betroffenen Verbraucher führt diese Sicherheitsmaßnahme dennoch zum Stromausfall. In Deutschland sind die Vorgaben für den Lastabwurf im TransmissionCode 2007 des Verbandes der Netzbetreiber (VDN) geregelt.<sup>52</sup> Da private Verbände in Deutschland keine Gesetze erlassen können, hebt der Gesetzgeber mit § 49 Abs. 2 Nr. 1 EnWG den TransmissionCode 2007 auf den Rang eines Gesetzes an. Sonach ergibt sich eine Verbindlichkeit zur Einhaltung der Vorschriften dieses Codes für sämtliche Energieanlagen. Der Legaldefinition ist

---

<sup>47</sup> *Ströbele et al.*, *Energiewirtschaft* (2012), S. 239 sowie *Wegner*, *Regulierungsfreistellungen für neue Elektrizitäts- und Erdgasinfrastrukturen* (2010), S. 170.

<sup>48</sup> Mit Polen wurde bereits eine abschließende Lösung gefunden und Phasenschieber eingesetzt, vgl. 50 Hertz/PSE, *Presseinformation* (2014).

<sup>49</sup> Monopolkommission, *Sondergutachten 59* (2011), S. 108 f.

<sup>50</sup> Als Blackout werden mittel- bis langfristige Stromausfälle auch Totalausfälle bezeichnet. Dagegen werden kurzfristige Spannungsabsenkungen in regionalen Netzen als Brownouts bezeichnet. Die im europäischen Elektrizitätssystem selten vorkommenden Brownouts treten häufig unmittelbar vor Blackouts auf.

<sup>51</sup> *Joskow*, *Competitive Electricity Markets and Investment in new Generating Capacity* (2006), S. 6 ff.

<sup>52</sup> VDN, *TransmissionCode* (2007). In diesem Code hat der ehemalige Verband der Netzbetreiber (VDN) – heute Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) – Netz- und Systemregeln für die deutschen ÜNB festgelegt. Derzeit werden zwischen der Europäischen Kommission, ACER und ENTSO-E neue Codes entwickelt.



zu entnehmen, dass unter Energieanlagen die Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie subsumiert werden, § 3 Nr. 15 EnWG.

Zur Vermeidung eines Lastabwurfs speisen die Energieerzeuger Strom nach bestimmten Vorhersagen des elektrischen Energieverbrauchs – Lastprognosen – ins Stromnetz ein. Dabei werden kurz- und mittelfristige Prognosen unterschieden. Auf Grundlage der kurzfristigen Lastprognose, mit einem Zeithorizont von 15 Minuten bis zu einer Stunde, werden Kraftwerke hochgefahren oder gedrosselt. Die langfristige Lastprognose mit einem Zeithorizont von einem bis 20 Jahren ist für den Bau von neuen Kraftwerken von Bedeutung. Mit diesen Lastprognosen werden Fahrpläne (Dispatchs<sup>53</sup>) – gem. § 2 Nr. 1 StromNZV<sup>54</sup> erstellt und somit der Energieverbrauch innerhalb des Stromnetzes vorhergesagt sowie Energielieferungen vereinbart.<sup>55</sup>

Allerdings gewährleisten die Lastprognosen keine 100-prozentige Sicherheit. Tages- und jahreszeitliche Verbrauchsschwankungen, die Fluktuationen der erneuerbaren Energien oder Kraftwerksausfälle können dennoch zu Netzininstabilitäten führen. Die konventionelle Stromerzeugung muss daher flexibel auf kurzfristige Schwankungen der Nachfrage und der Einspeiseleistung der erneuerbaren Energien reagieren können.<sup>56</sup> Insbesondere die installierte Leistung der Windenergie (on- und offshore), als auch der Photovoltaik hat bereits einen solchen Anteil an der Bruttostromerzeugung erreicht, dass falsche Wetterprognosen signifikante Konsequenzen auf die Systemstabilität mit sich führen.<sup>57</sup> Beispiele für eine Fehlprognose sind die deutliche Übereinspeisung während der zu warmen Witterung Ende Dezember 2011 sowie eine Untereinspeisung über die Kältewelle im Februar 2012.<sup>58</sup>

Im Falle von Frequenzschwankungen oder Netzininstabilitäten sind lediglich die ÜNB in der Lage, die Spannung und Frequenz in ihren Regelzonen durch Anpassung der eingespeisten sowie verbrauchten Elektrizität unter Verwendung von Regelenergie im Gleich-

---

<sup>53</sup> Im Gegensatz zum Redispatch bezeichnet der Begriff Dispatch die ursprünglich geplante Einsatzreihenfolge (Fahrplan) von Kraftwerken.

<sup>54</sup> Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 312 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

<sup>55</sup> *Sailer*, in Müller (Hrsg.), 20 Jahre Recht der Erneuerbaren Energien (2012), S. 777, 792.

<sup>56</sup> SRU, Den Strommarkt der Zukunft gestalten (2013), S. 31.

<sup>57</sup> Im Jahr 2014 betrug der Anteil der Windenergie 9,1 Prozent und der PV-Anteil 5,7 Prozent, vgl. BDEW, Energie-Info (2015), S. 16.

<sup>58</sup> BNetzA, Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12 (2012), S. 60, 67.



gewicht zu halten.<sup>59</sup> Aufgrund dieser bedeutenden Stellung haben sie gem. § 13 Abs. 1 EnWG das Recht und die Pflicht, sofern die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährdet oder gestört ist, diese durch netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Eine Legaldefinition, wann eine solche Gefährdung vorliegt, enthält § 13 Abs. 3 EnWG. Demnach ist dies der Fall,

*„wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die ÜNB nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann.“*

Der Begriff der Störung wird nicht definiert. Es ist jedoch davon auszugehen, dass eine Störung vorliegt, wenn sich die Gefährdung bereits realisiert hat.<sup>60</sup>

Der Einsatz von Regelenergie wird den ÜNB nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG als marktbezogene Maßnahme ermöglicht. Gem. § 3 Nr. 1 EnWG handelt es sich bei den Ausgleichsleistungen, zu denen insbesondere auch Regelenergie gehört, um

*„Dienstleistungen zur Bereitstellung von Energie, die zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigt wird“.*

Bei der Bereitstellungsgeschwindigkeit der Regelenergie lassen sich drei Stufen unterscheiden:

- 1) die Primärregelung zur schnellen Stabilisierung des Netzes nach § 2 Nr. 8 StromNZV (regelt innerhalb von 30 Sekunden),
- 2) die Sekundärregelung nach § 2 Nr. 10 StromNZV (innerhalb von fünf Minuten) und
- 3) für den verbleibenden Zeitraum bis hin zu einer Stunde die Minutenreserve nach § 2 Nr. 6 StromNZV (zur Ablösung der Sekundärregelenergie mit einer Vorlaufzeit von bis zu 7,5 Minuten und Abruf mindestens 15 Minuten lang in konstanter Höhe).<sup>61</sup>

Neben einer unvorhergesehenen starken Nachfrage und einem Mangel an Energie (positive Regelenergie) kann es auch durch eine plötzlich sehr schwache Nachfrage zu einem

<sup>59</sup> BT-Drucks. 15 / 3917, S. 57.

<sup>60</sup> Theobald, in Danner/Theobald, Energierecht (2015), § 13 Rn. 6 EnWG.

<sup>61</sup> Sailer, in Müller (Hrsg.), 20 Jahre Recht der Erneuerbaren Energien (2012), S. 777, 793.



Überangebot kommen, bei dem Energie schnell gespeichert oder Kraftwerke heruntergefahren werden müssen (negative Regelenergie).

In der Literatur wird oftmals angeführt, dass der steigende Anteil der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen fluktuierenden Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windkraft den Bedarf an Regelenergie weiter steigen lässt.<sup>62</sup> Dem ist grundsätzlich zuzustimmen, allerdings ist auch festzuhalten, dass die erneuerbaren Energien bereits zum gegenwärtigen Zeitpunkt in der Lage wären, zur Bereitstellung von Regelenergie beizutragen. Dies setzt jedoch einen kurzen Zeitraum zwischen Ausschreibung und Einsatz der Regelenergie voraus. Nur in diesem können die witterungsbedingten Einspeisungen der erneuerbaren Energien verlässlich prognostiziert werden. Auf diese Weise könnten die erneuerbaren Energien unabhängig vom EEG und seinem Fördermechanismus eigene wirtschaftliche und wettbewerbsfähige Erlöse erzielen. Hierfür müssten jedoch die rechtlichen Hindernisse für die Teilnahme am Regelenergiemarkt beseitigt werden. Nach § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 27 Abs. 1 Nr. 2 StromNZV kann die BNetzA Festlegungen zur „Ausschreibung von Regelenergie, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen [und] Ausschreibungszeiträumen“ treffen. Gemäß diesen Festlegungen wird die Primär- und Sekundärenergie mit einem Vorlaufzeitraum von einer Woche ausgeschrieben. Aufgrund der nicht ausreichenden Prognosegenauigkeit über mehrere Tage ist somit eine Teilnahme der erneuerbaren Energien an diesen Märkten nicht möglich. Die Minutenreserve wird täglich neu ausgeschrieben, sodass erneuerbare Energien mit einer Erzeugungskapazität von mindestens 5 MW an diesem Markt grundsätzlich teilnehmen könnten.<sup>63</sup> Allerdings untersagt § 2 AusglMechV<sup>64</sup> i. V. m. § 1 AusglMechAV<sup>65</sup> den ÜNB die Vermarktung des Stroms aus erneuerbaren Energien an einem anderen Handelsplatz, als dem des vortägigen oder untertägigen Spotmarkts der Strombörse. Folglich wird den erneuerbaren Energien jegliche Teilnahme am Regelleistungsmarkt verwehrt.

Die eigentliche Abwicklung zwischen Erzeugung und Last sowie der Einsatz von Regelenergie geschieht in den Bilanzkreisen durch die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), § 20 Abs. 1a S. 5 EnWG, § 4 Abs. 2 StromNZV. Jeder Erzeuger oder Händler muss zur Lieferung oder zum Bezug von Energie innerhalb der jeweiligen Regelzone einen Bi-

---

<sup>62</sup> UBA, Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen (2010), S. 99.

<sup>63</sup> Festlegungen der Beschlusskammer der BNetzA BK6-10-097 vom 12.04.2011 für Primärregelenergie, BK6-10-098 vom 12.04.2011 für Sekundärregelenergie und BK6-10-099 vom 18.10.2011 für die Minutenreserve.

<sup>64</sup> Ausgleichsmechanismusverordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146).

<sup>65</sup> Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146) geändert worden ist.



lanzkreis – virtuelles Energiemengenkonto – führen. In diesem Konto werden die Einspeisungen und Entnahmen, die immer ausgeglichen sein müssen, saldiert. Vermarkten die BKV mehr Energie, als sie zur Verfügung haben, ist das Konto unausgeglichen und der ÜNB muss mit Regelenergie zum Ausgleich entgegenwirken, sog. Bilanzungleichgewicht.<sup>66</sup> Der BKV ist bei der Erstellung der Prognosen über die Einspeisungen und Entnahmen in seinem Bilanzkreis zu entsprechender Sorgfalt verpflichtet, um die Bilanzabweichungen möglichst gering zu halten und somit ein Bilanzungleichgewicht zu vermeiden.<sup>67</sup> Darüber hinaus unterstützt der ÜNB bei kurzfristigen Kraftwerksausfällen mittels Regelenergie. In solch einem Fall muss der BKV nach § 5 Abs. 4 StromNZV für die folgende volle Lieferstunde wieder aus eigener Kraft ein Gleichgewicht in seinem Bilanzkreis herstellen. Fällt also ein Kraftwerk beispielsweise um 10:20 Uhr, aus kompensiert der ÜNB die fehlende Leistung mittels Regelenergie. Der BKV muss sodann ab 11:00 Uhr wieder selbstständig seinen Bilanzkreis bewirtschaften.

Die Kosten für den Einsatz von Regelenergie werden über das Ausgleichsenergiesystem vom Bilanzkreis getragen, § 8 Abs. 2 StromNZV. Das Ausgleichsenergiesystem teilt die Einsatzkosten der Regelenergie zwischen den unterdeckten Bilanzkreisen auf. Dies geschieht über den regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP). Der reBAP fungiert als Pönale und bildet den zentralen Anreiz, die Bilanzkreise ausgeglichen zu bewirtschaften. Dennoch gehen Schätzungen davon aus, dass maximal 30 bis 50 Prozent der BKV ihre Bilanzkreise rund um die Uhr am Intraday-Handel bewirtschaften.<sup>68</sup> Die mangelnde Bewirtschaftung zwingt die ÜNB, mittels teurer Regel- oder Ausgleichsenergie die Ungleichgewichte auszugleichen. Damit es für die BKV nicht günstiger ist, den reBAP zu zahlen anstatt des Intraday-Preises, wurde der reBAP Ende 2012 an den Intraday-Markt gekoppelt. Diese Kopplung schafft allerdings noch immer keine Bilanzkreistreue für die BKV, da sie bei einer aktiven Bewirtschaftung dieselben Kosten tragen müssen, als wenn der ÜNB ihren Bilanzkreis ausgleicht. Sobald jedoch mehr als 80 Prozent der gesamten kontrahierten Regelenergie in Deutschland eingesetzt wird, müssen die BKV eine Pönale i. H. v. mindestens des 1,5-Fachen des Intraday-Preises zahlen.<sup>69</sup>

Kann eine Gefährdung oder Störung nicht durch Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG – z. B. Regelenergie – beseitigt werden, dürfen die ÜNB in einer zweiten Stufe auf Notfall-

---

<sup>66</sup> Frontier Economics/Formaet Services, Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? (2014), S. 53, 58.

<sup>67</sup> Anlage zum Beschluss der BNetzA BK6-06-013 vom 29. Juni 2011 Bilanzkreisvertrag, Punkt 5.2.

<sup>68</sup> Götz *et al.* (Energy Brainpool), Negative Strompreise (2014), S. 33.

<sup>69</sup> BMWi, Grünbuch (2014), S. 23.



maßnahmen gem. § 13 Abs. 2 EnWG zurückgreifen. Der Gesetzgeber sieht jene Notfallmaßnahmen als ausnahmsweise zulässig an, wenn etwa ein Netzzusammenbruch droht. Unter die Notfallmaßnahmen ist auch der o. g. Lastabwurf im Rahmen des TransmissionCodes 2007 zu subsumieren.<sup>70</sup>

An dieser Stelle ist auf die formale Differenzierung zwischen Versorgungssicherheit und Systemsicherheit hinzuweisen. Die beschriebenen Maßnahmen dienen primär der Systemsicherheit. Auch wenn die Versorgungssicherheit eng an die Systemstabilität geknüpft ist, sollte die Verantwortung der ÜNB zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit nicht mit dem Thema der Versorgungssicherheit verwechselt werden. Mit der Erbringung von Systemdienstleistungen sorgen die ÜNB für Systemstabilität. Dazu sind sie nach § 13 EnWG ausdrücklich verpflichtet. Eine Definition enthält der TransmissionCode 2007 in Kapitel 5.1, danach sind Systemdienstleistungen

*„diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unbedingt erforderlichen Leistungen [...] die Netzbetreiber [...] zusätzlich zur Übertragung und Verteilung [...] erbringen“.*

Unter diese Dienstleistungen sind die Frequenzhaltung von 50 Hertz durch den Einsatz von Regelernergie, die Spannungshaltung von 380/220 kV im Höchstspannungsnetz, der Versorgungswiederaufbau nach Großstörungen sowie die eigentliche System- und Betriebsführung zu subsumieren. *Abbildung 1* verdeutlichte bereits, dass die Netzebene wegen ihrer Eigenschaft als natürliches Monopol nicht im Wettbewerb steht und der Regulierung unterliegt. Dagegen ist die marktbasierete Versorgungssicherheit nach § 1 Abs. 1 EnWG von den wirtschaftlichen Interessen der Erzeuger und Lieferanten abhängig.<sup>71</sup> Die ÜNB müssen durch die Bereitstellung einer entsprechenden und ausreichenden Infrastruktur lediglich zur Versorgungssicherheit beitragen, § 12 Abs. 3 EnWG. Dies gilt entsprechend für die Betreiber von Verteilernetzen gem. § 14 Abs. 1 i. V. m. § 12 Abs. 3 EnWG.

Zuvor wurde der physikalische Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erläutert. Wird elektrische Energie im kommerziellen Sinne – Angebot und Nachfrage – betrachtet, ergibt sich das zweite wesentliche Charakteristikum. Ein überwiegender Teil der Nachfrage kann nicht auf Preissteigerungen reagieren. Diese preisunflexible Nachfrage verstärkt in Knappheitssituationen die Netzin stabilität und den Bedarf an Regelernergie eminent. Ein extrem hoher Börsenstrompreis wirkt als Knappheitssignal nur eingeschränkt.

---

<sup>70</sup> VDN, TransmissionCode (2007), S. 12.

<sup>71</sup> Ausführlich zur Versorgungssicherheit Kapitel 3.



Die geringe Flexibilität begründet sich in der Unwissenheit der Verbraucher über den Strompreis mangels Messeinrichtungen wie z. B. Smart Meters. Diesen nicht-leistungsgemessenen Verbrauchern kann der gegenwärtige Strompreis an der Börse nicht berechnet werden, da ihre Verträge i. d. R. einen fixen monatlich abgerechneten Preis je Kilowattstunde und Gesamtverbrauch innerhalb eines Zeitraums umfassen. Sie zahlen daher unabhängig vom Zeitpunkt ihres Verbrauchs denselben Preis je verbrauchter kW/h.<sup>72</sup> Gem. § 12 Abs. 1 StromNZV werden für sämtliche Letztverbraucher, die weniger als 100.000 kW/h pro Jahr entnehmen, sog. Standardlastprofile erstellt. Ab einem Verbrauch von mehr als 100.000 kW/h pro Jahr müssen die Verbraucher nach § 12 Abs. 1 i. V. m. § 18 Abs. 1 StromNZV leistungsgemessen sein, also einen Zähler mit viertelstündiger Lastmessung besitzen. Die unelastische Nachfrage ist ein ökonomisches Kernproblem. Sie begünstigt die Ausübung von Marktmacht in Knappheitssituationen. Könnte die Nachfrageseite einer Preissteigerung flexibel durch Verbrauchsanpassung entgegenwirken, würden zu einem gewissen Grad Preisspitzen und das Ausüben von Marktmacht vermieden sowie der Bedarf an kurzfristiger Regelenergie minimiert.

Dagegen können die leistungsgemessenen Verbraucher – i. d. R. Großverbraucher – mit entsprechenden technischen Messvorrichtungen und Verträgen mit ihren Energieversorgern –den Börsenstrompreis in Echtzeit verfolgen und kurzfristig auf Preisveränderungen reagieren, sog. Realbepreisung.<sup>73</sup> Müsgens und Peek (2011) beziffern den Anteil dieser Verbraucher in Relation zum Bruttostromverbrauch auf etwa 60 Prozent.<sup>74</sup> Allerdings kann die Nachfrage oft zeitlich nur verschoben – Lastverschiebung – und nicht vollständig abgeworfen werden – Lastabwurf –. Dies begünstigt zwar die Situation bei kurzfristiger Knappheit, jedoch könnten längerfristig auftretende Probleme negative Folgen haben, wenn mehrere energieintensive Unternehmen ihre zuvor verschobene Last zeitnah wieder abrufen.

Das bestehende Strommarktdesign ist folglich darauf ausgerichtet, jede durch Nachfrage verursachte Schwankung vollständig zu bedienen. Gleichzeitig befindet es sich in einer Transformationsphase nach deren Abschluss die Nachfrager der fluktuierenden Erzeugung der erneuerbaren Energien folgen.

---

<sup>72</sup> Cramton/Ockenfels, ZfE (2012), S. 113, 116.

<sup>73</sup> Joskow, Competitive Electricity Markets and Investment in new Generating Capacity (2006), S. 32.

<sup>74</sup> Müsgens/Peek, ZNER (2011), S. 576, 579.



### III. Energy-only-Markt<sup>75</sup>

Das deutsche Strommarktdesign gründet auf einem liberalisierten Energy-only-Modell, in dem die Stromerzeuger ausschließlich für die physisch gelieferte Energie eine Vergütung erhalten. Sämtliche Erlöse zur Deckung der Gesamtkosten (Investitions-, Kapital- und Fixkosten) müssen durch den Verkauf von Strom erzielt werden. Eine umfassende Vergütungsregelung für die langfristige Vorhaltung oder Bereitstellung von Energie (Kapazität) ist im Energy-only-Markt nicht existent, sodass alleine die Großhandelsstrompreise Anreize für etwaige Investitionen in fossile Erzeugungskapazitäten bieten. Die Ausnahmen bilden bilaterale Verträge über Reserveenergie zwischen einzelnen Marktparteien, die regional begrenzte Netzreserve im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung (ResKV)<sup>76</sup> sowie der bereits erörterte Regenergiemarkt.<sup>77</sup>

#### 1. Preisbildung im Strommarkt

Bei der Vermarktung des Stroms sind neben dem gesonderten Markt für Systemdienstleistungen, auf dem im Wesentlichen Regenergie vermarktet wird, grundsätzlich zwei Stromhandelswege zu unterscheiden: der außerbörsliche Handel – Over-the-Counter-Geschäft (OTC) – und der europäische Börsenverbund EPEX SPOT, dem auch die deutsche European Energy Exchange (EEX) angehört. Im börslichen Handel kann Strom, entsprechend dem Zeitraum zwischen Vertragsschluss und Lieferung, auf dem Spotmarkt der EPEX SPOT SE in Paris ( $\leq 24$  h) oder im Terminmarkt der EEX in Leipzig ( $> 24$  h) pro MW/h gehandelt werden.

In Deutschland werden zwischen 70 und 90 Prozent des Stroms in langfristigen, bilateralen **OTC-Geschäften** gehandelt.<sup>78</sup> Im Gegensatz zum börslichen Handel bestehen keine festen Institutionen oder eigenständige Märkte, sondern ein direkter Kontakt zwischen den Handelspartnern. Auch etablieren sich vermehrt Energiebroker zur Abwicklung der Geschäfte. Bedingt durch den direkten Kontakt können die Stromlieferungen individuell auf die spezifischen Bedürfnisse (Menge, Tageszeit etc.) der Parteien ausgehandelt werden.<sup>79</sup>

---

<sup>75</sup> Teile des folgenden Abschnitts und der Unterabschnitte wurden vorab veröffentlicht in: *Laux, eT* (2015), S. 33 ff.

<sup>76</sup> Reservekraftwerksverordnung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947).

<sup>77</sup> *Haucap et al.* (DICE), Ordnungspolitische Perspektiven (2012), S. 6.

<sup>78</sup> *Tietjen et al.* (Germanwatch), Kapazitätsmärkte (2012), S. 6.

<sup>79</sup> *Schnorrenberg*, Zur Preisbildung von Forwardkontrakten im Strommarkt (2006), S. 20.



Auf dem **Terminmarkt** werden langfristige verbindliche Stromliefervereinbarungen für die nächsten Jahre sowie Optionen, Futures und Forwards gehandelt. Die Nachfrage kann sich gegen volatile Spotmarktpreise und die Erzeuger gegen Marktrisiken absichern, um langfristig gleichbleibende Erlösströme zu generieren. Die Erfüllung von Termingeschäften findet entweder durch eine physische Stromlieferung oder als rein finanzielles Geschäft statt. Die physischen Stromlieferungen können als unbedingte – Futures oder Forwards – und bedingte – Optionen – Lieferung ausgeführt werden. Während bei Letzteren die Halter einer Option das Recht, jedoch nicht die Pflicht haben, Strom zu einem vorab festgelegten Preis, unabhängig vom Börsenstrompreis, abzurufen (Call-Option) oder zu liefern (Put-Option), sind die Halter von Futures und Forwards bei Fälligkeit zur Erfüllung verpflichtet.<sup>80</sup>

Der **Spotmarkt** mit seinen Untermärkten dem Day-Ahead-Markt und dem Intraday-Markt dient den Stromerzeugern als kurzfristige Portfoliooptimierung. Ein wesentlicher Teil des börslichen Stromhandels findet auf dem **Day-Ahead-Markt** statt. Hier werden Strommengen, basierend auf Lastprognosen, für den folgenden Kalendertag gehandelt. Die Erzeuger platzieren im Rahmen einer anonymen Einheitspreisauktion ihre Kapazitäten für den Folgetag in Stundenblöcken in das Orderbuch der EPEX SPOT. Aufbauend auf ihren Grenzkosten<sup>81</sup> werden die Kapazitäten der Höhe nach eingruppiert, woraus sich die Merit-Order bildet. Diese wird in der folgenden *Abbildung 2* ohne den Einfluss der erneuerbaren Energien stilisiert dargestellt. Neben den Erzeugern platzieren auch die Nachfrager ihre Kaufangebote. Ab Schließung des Orderbuchs um 12:00 Uhr – Gate Closure – berechnet die EPEX SPOT, unter Berücksichtigung der Stromimporte und -exporte, für jede Stunde des Folgetages den Kraftwerksbedarf. Das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten, das noch zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, bestimmt den markträumenden Großhandelsstrompreis.<sup>82</sup> Die Höhe der zulässigen Gebote kann bei der Auktion zwischen -3.000 € und 3.000 € je MW/h liegen.<sup>83</sup> Die Preisobergrenze von 3.000 € je MW/h stellt eine rein technische und keine regulatorische Grenze dar.<sup>84</sup>

---

<sup>80</sup> Ströbele et al., *Energiewirtschaft* (2012), S. 72 ff; Frontier Economics/Formaet Services, *Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?* (2014), S. 51 ff.

<sup>81</sup> Als Grenzkosten werden die zusätzlichen Kosten durch die Erzeugung einer weiteren Einheit (z. B. MW/h) bezeichnet. Sie entsprechen i. d. R. den variablen Kosten (dies sind insbesondere die Brennstoffkosten, darüber hinaus auch CO<sub>2</sub>-Zertifikats-, Instandhaltung- sowie sonstige Betriebskosten, die nur anfallen wenn Strom produziert wird).

<sup>82</sup> Ockenfels et al., *Strommarktdesign* (2008), S. 17; Frontier Economics/Formaet Services, *Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?* (2014), S. 51 ff, 238.

<sup>83</sup> Der höchste Day-Ahead-Preis lag am 07.11.2006 bei 2.436,63 Euro je MW/h und der niedrigste bei -500,02 Euro je MW/h am 04.10.2009 (Stand 21.05.2015).

<sup>84</sup> Haucap (DICE), *Ordnungspolitische Perspektiven* (2013), S. 2; Laux, eT (2015), S. 33.

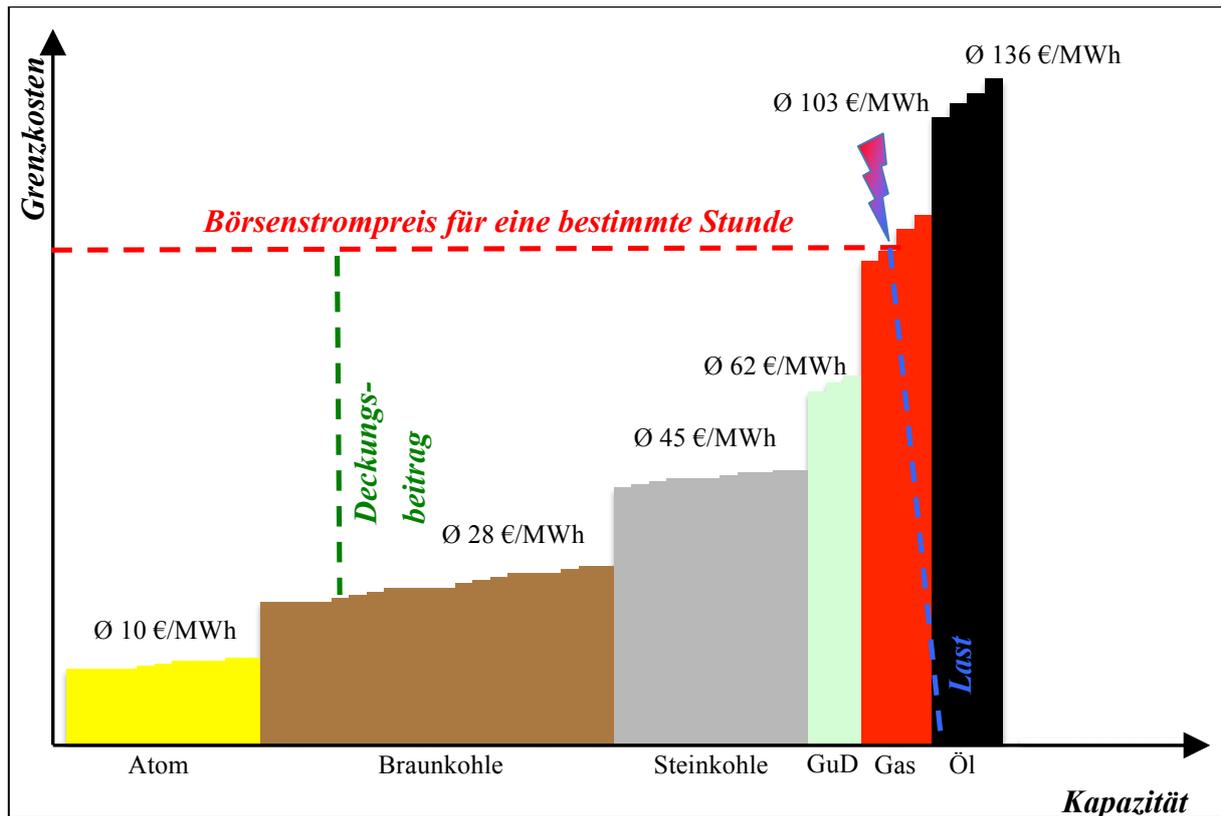


Abbildung 2: Kraftwerksabruf nach Merit-Order (eigene Darstellung<sup>85</sup>)

Nach der Merit-Order speist ein Kraftwerk nur dann Strom ein, wenn der Börsenstrompreis die spezifischen Grenzkosten für die Einspeisung einer weiteren Einheit Strom übersteigt. Somit lässt sich zu jedem Zeitpunkt bestimmen, mit welchem Kraftwerk eine bestimmte Last am kostengünstigsten gedeckt werden kann.<sup>86</sup> In *Abbildung 2* wird eine hohe Nachfrage dargestellt, sodass auch die Spitzenlastkraftwerke zum Einsatz kommen. Die schräge Lastkurve begründet sich in den leistungsgemessenen Kunden. Es wird unterstellt, dass bei steigendem Strompreis jene Kunden ihre Last zeitlich verschieben.

Je höher die Grenzkosten eines Kraftwerks liegen, desto seltener können die Kraftwerksbetreiber ihren Strom am Markt gewinnbringend verkaufen.<sup>87</sup> Erst wenn die erzeugte Kapazität der günstigen Grund- und anschließend Mittellastkraftwerke nicht zur Deckung der Nachfrage ausreicht, werden teure Spitzenlastkraftwerke angefahren. Die Grenzkosten des teuersten noch benötigten Kraftwerks (Market Clearing Price) bestimmen den

<sup>85</sup> Laux, eT (2015), S. 33, 34.

<sup>86</sup> Löhr, Pinzip Rentenökonomie (2013), S. 88 f.

<sup>87</sup> Monopolkommission, Sondergutachten 59 (2011), S. 58 f.



stündlichen Börsenstrompreis. Jenes Kraftwerk wird daher auch als Grenzkraftwerk bezeichnet.<sup>88</sup>

Trotz des verhältnismäßig hohen Handelsvolumens der OTC-Geschäfte bestimmt der standardisierte Handel am Day-Ahead-Spotmarkt der Strombörse die Preisbildung auf dem Stromgroßhandel und damit den Börsenstrompreis. So betrug das Handelsvolumen für das gemeinsame Marktgebiet Deutschland und Österreich im Jahr 2013 am Day-Ahead-Markt lediglich 245,6 TW/h. Dagegen wurden insgesamt 9.033 TW/h im Rahmen der OTC-Geschäfte gehandelt.<sup>89</sup> Somit betrug der referenzpreissetzende Day-Ahead-Markt Handel lediglich etwa 2,5 Prozent des gesamten Volumens.

Über den **Intraday-Markt** können sehr kurzfristige Prognoseabweichungen, bis zu 30 Minuten vor Lieferung, ausgeglichen werden. Dieser Markt gewinnt insbesondere durch die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien zunehmend an Bedeutung. Weicht die prognostizierte Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien von der faktischen ab, können auf diesem Markt noch kurzfristig große Mengen gehandelt werden. Im Gegensatz zum Day-Ahead-Markt ist auch das Handeln von 15-Minuten-Blöcken zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen möglich. Diese betragen bereits etwa 20 Prozent des deutschen Intraday-Volumens.<sup>90</sup> Bis zu 30 Minuten vor Liefertermin dient der Intraday-Markt daher auch der Entlastung des hochpreisigen Regenergiemarkts. Nach Schließung des Intraday-Handels können ausschließlich die ÜNB mittels Regenergie in auftretende Einspeiseschwankungen eingreifen. Analog zum Day-Ahead-Markt stellt die Preisobergrenze im Intraday-Markt von 9.999 € je MW/h eine rein technische Grenze dar.<sup>91</sup>

Eine schematische Übersicht der verschiedenen Stromvertriebswege in Deutschland wird in *Abbildung 3* veranschaulicht.

---

<sup>88</sup> Laux, eT (2015), S. 33.

<sup>89</sup> Im Detail betragen die Handelsvolumen 19,6 TW/h Intraday, 669 TW/h auf dem Terminmarkt, 8.458 TW/h bilateraler Handel und 575 TW/h über OTC-Clearing, BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014 (2014), S. 118, 125, 134, 136. Die OTC-Clearing Geschäfte fungieren als Schnittstelle zwischen dem börslichen und außerbörslichen Handel. Die Parteien können ihre außerbörslichen und individualisierten Geschäfte den Regeln des börslichen Handels unterstellen. Der OTC-Clearing Handel unterliegt daher den Regeln und der Aufsicht der EEX oder der EPEX SPOT.

<sup>90</sup> EPEX SPOT, Integrierte Intraday-Märkte.

<sup>91</sup> Frontier Economics/Formaet Services, Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? (2014), S. 238.

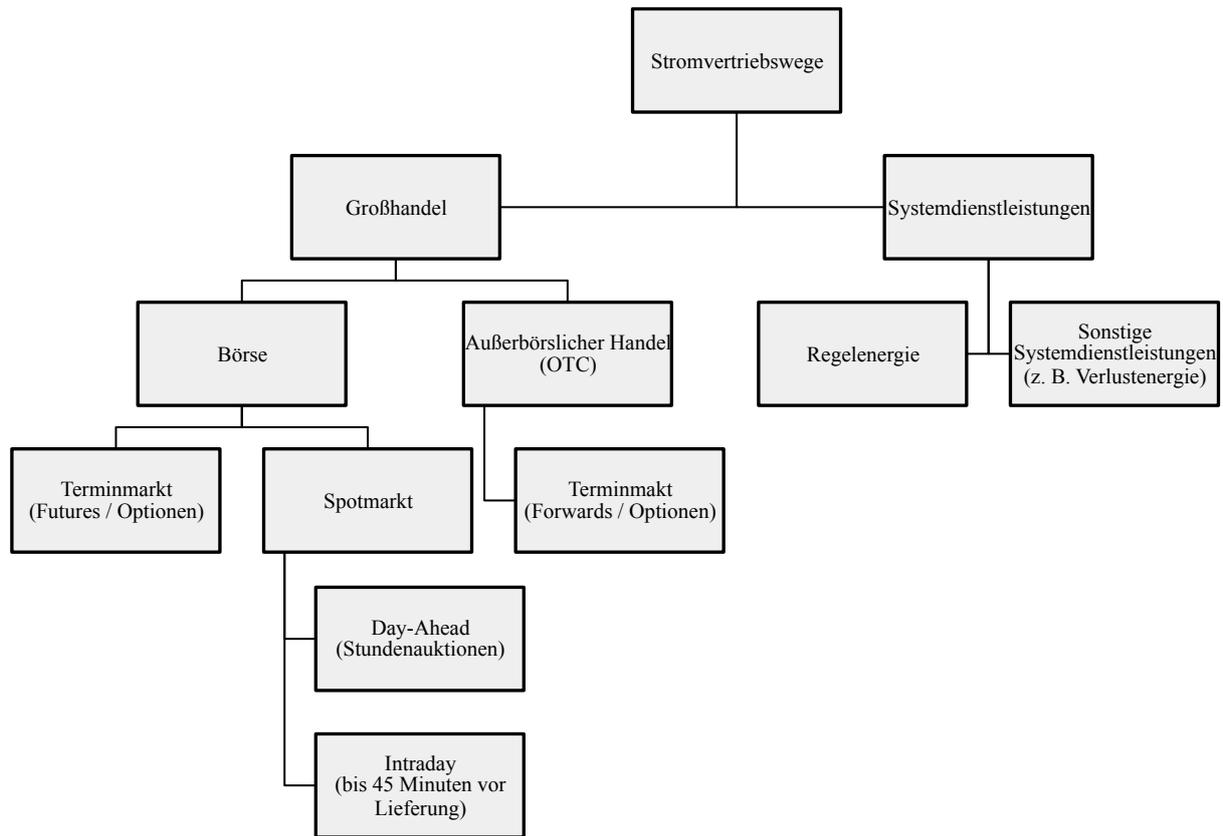


Abbildung 3: Stromvertriebswege in Deutschland (Bundeskartellamt 2011<sup>92</sup>)

## 2. Kostendeckung und Investitionsanreize in einem idealtypischen Strommarkt (Peak-Load-Pricing)

Die in *Abbildung 2* dargestellte Staffelung der Grenzkosten resultiert aus den spezifischen Kostenstrukturen der verschiedenen Kraftwerkstypen. Grundlastkraftwerke rechnen sich aufgrund ihrer hohen Fixkosten<sup>93</sup> und niedrigen Grenzkosten erst bei einer relativ hohen Auslastung. Diese Kraftwerke speisen dauerhaft konstante Leistung ein und werden nur für Revisionsarbeiten heruntergefahren. Ein kurzfristiges An- und Abfahren ist nicht möglich. Zu den klassischen Grundlastkraftwerken gehören Atom-, Braunkohle- sowie Laufwasserkraftwerke. Mittellastkraftwerke haben etwas höhere Grenzkosten als Grundlastkraftwerke und können bereits flexibel angefahren werden. Für die Mittellast werden insbesondere Steinkohle- sowie Gas- und Dampfkombikraftwerke (GuD) eingesetzt. Letztere können teilweise auch die Spitzenlast bedienen. Spitzenlastkraftwerke

<sup>92</sup> BKartA, Sektorenuntersuchung Stromerzeugung und -großhandel (2011), S. 15.

<sup>93</sup> Die Fixkosten fallen immer an, auch wenn das Kraftwerk steht und nicht in Betrieb ist. Zu ihnen zählen u. a. Investitions-, Personal- sowie Versicherungskosten und Steuern.



weisen typischerweise niedrige Fixkosten und die höchsten Grenzkosten auf. Sie werden nur bei Bedarf eingesetzt und können innerhalb kürzester Zeit an- und abgefahren werden. Zu ihnen gehören u. a. Gasturbinen-, Pumpspeicher- und Druckluftspeicherkraftwerke.<sup>94</sup>

Für potenzielle Investoren in Kraftwerkskapazitäten ist insbesondere das Verhältnis von Vollkosten<sup>95</sup> zu der eingespeisten Strommenge sowie den durchschnittlichen Börsenstrompreisen relevant. Bei der Ermittlung des Strompreises im Rahmen der Merit-Order werden jedoch die Investitionskosten, als Teil der Fixkosten, nicht eingerechnet. Lediglich die Grenzkosten finden Berücksichtigung. Da die Investitionskosten bereits getätigt wurden und nicht mehr erneut anfallen, gelten sie in der Ökonomie auch als Sunk-Costs.<sup>96</sup>

Wie bereits anhand des Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage in *Abbildung 2* verdeutlicht, basieren die Stromgroßhandelspreise in einem Energy-only-Markt auf den Grenzkosten des teuersten noch benötigten Kraftwerks zur Deckung der Last. Kraftwerke, die Strom günstiger als das Grenzkraftwerk produzieren, erwirtschaften somit einen Gewinn, den sog. positiven Deckungsbeitrag oder ökonomische Rente. Dieser Deckungsbeitrag bezeichnet die Differenz zwischen Verkaufserlös und den Grenzkosten. Verbleibt nach Abzug der Grenzkosten vom Erlös noch ein ausreichender Betrag zur Fixkostendeckung, wird von einem positiven, anderenfalls von einem negativen Deckungsbeitrag gesprochen.

Bestimmen die Grenzkosten eines Spitzenlastkraftwerks den Börsenstrompreis, bietet dieser, aufgrund der Einheitspreisauktion am Day-Ahead-Spotmarkt, i. d. R. adäquate Investitionsanreize für Grund- und Mittellastkraftwerke mit ihren verhältnismäßig niedrigen Grenzkosten. Das preissetzende Grenzkraftwerk fährt jedoch keinen Deckungsbeitrag für seine Vollkosten ein. Der Strompreis kann nicht über die Grenzkosten des Spitzenlastkraftwerks steigen. Würde der Betreiber eines Spitzenlastkraftwerks einen höheren Preis als den seiner Grenzkosten verlangen, könnte er in einem wettbewerblichen Markt viel seltener produzieren, da er von anderen Betreibern unterboten würde.

Nach der Peak-Load-Pricing-Theorie (vgl. *Abbildung 4*) können Strommärkte in Kapazitätsengpässen grundsätzlich ausreichend Preisspitzen – Knappheitsrente – erzeugen, so-

---

<sup>94</sup> Monopolkommission, Sondergutachten 59 (2011), S. 58.

<sup>95</sup> Die Vollkosten liegen deutlich höher als die Grenzkosten, da sie neben diesen auch die Fixkosten einkalkulieren.

<sup>96</sup> *Wöhe/Döring*, Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre (2013), S. 891; *Laux*, eT (2015), S. 33, 36.



dass auch Spitzenlastkraftwerke ihre Fixkosten refinanzieren können. Der Strompreis steigt über die Grenzkosten des Grenzkraftwerks. Jene Theorie bildet daher die Grundlage für Investitions- und Stilllegungsentscheidungen.<sup>97</sup>

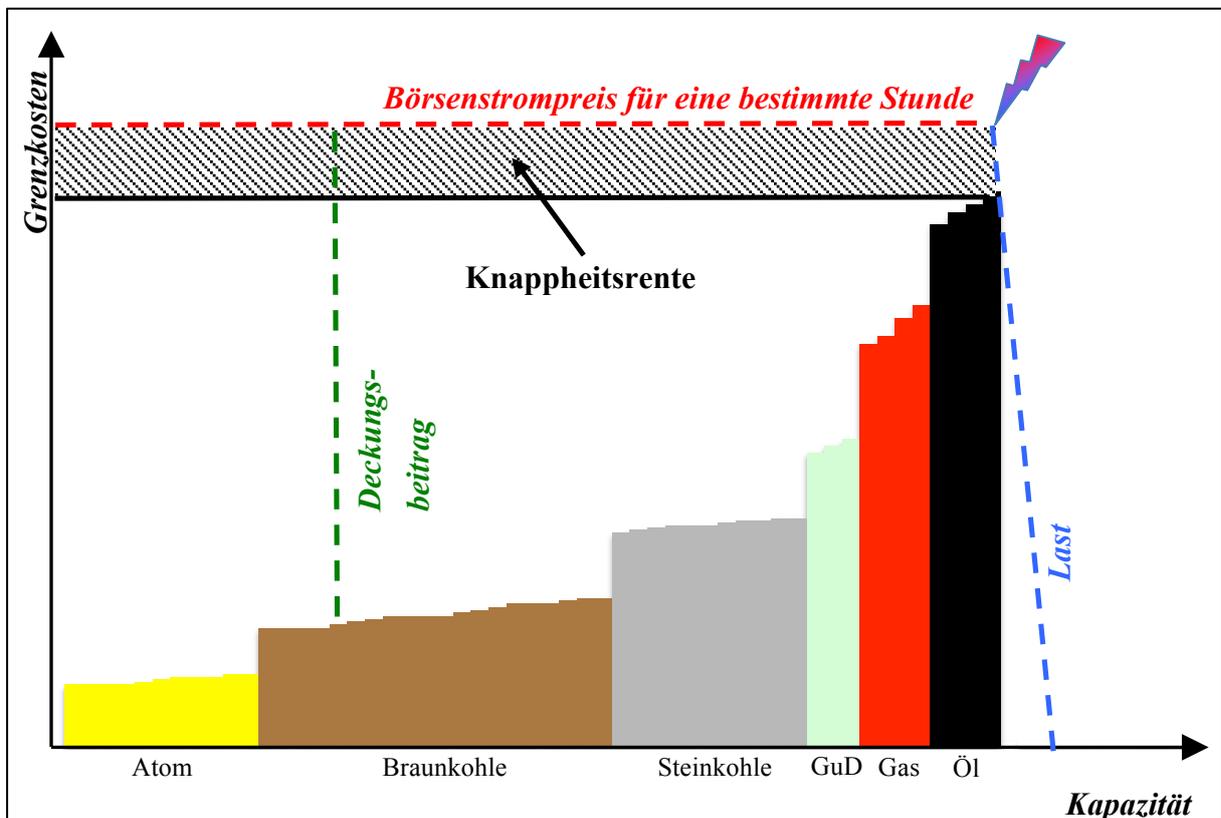


Abbildung 4: Peak-Load-Pricing-Theorie (eigene Darstellung<sup>98</sup>)

Die Preisspitzen entstehen durch ein gegenseitiges Überbieten der Nachfrager, bis Angebot und Nachfrage mangels Zahlungsbereitschaft einiger Bieter – die Preise sind ihnen für den Bezug von Elektrizität zu hoch – zusammenfinden und der Markt geräumt wird.<sup>99</sup> Der maximale Preis, den die Bieter bereit sind zu zahlen, um einen Stromausfall zu vermeiden, wird als Value of Lost Load (VoLL) bezeichnet. Da der VoLL von einer nichtlinearen Nachfrage abhängt, ist eine konkrete Definition oder Höhe nicht möglich.<sup>100</sup>

Spitzenlastkraftwerke erwirtschaften innerhalb weniger Stunden mit extrem hohen Preisspitzen ihre vollständigen jährlichen Deckungsbeiträge. Rein theoretisch ermöglicht ein

<sup>97</sup> Connect Energy Economics, Leitstudie Strommarkt (2014), S. 34; Laux, eT (2015), S. 33 f.

<sup>98</sup> Laux, eT (2015), S. 33, 34.

<sup>99</sup> Ähnlich Nicolosi (Ecofys), Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen (2012), S. 9.

<sup>100</sup> Stoft, Power System Economics (2002), S. 156.



idealtypischer Energy-only-Markt, ohne ökonomisch relevante Speicherkapazitäten und den Einfluss der erneuerbaren Energien, durch temporäre Preisspitzen die Vollkostendeckung sämtlicher Kraftwerke.<sup>101</sup> In der Praxis bieten die Preisspitzen jedoch keinen zuverlässigen Indikator. Dies resultiert vor allem aus der Möglichkeit, Marktmacht auszuüben. In Engpasssituationen ist es kaum möglich, tatsächliche Knappheitspreise aufgrund hoher Nachfrage von einer vorsätzlichen Marktmanipulation zu differenzieren. Das Bundeskartellamt (BKartA 2011) unterscheidet in seiner Sektorenuntersuchung zwei Formen vorsätzlicher Manipulation:<sup>102</sup>

- 1) **Physische Kapazitätszurückhaltung:** Diese Form des Marktmissbrauchs liegt vor, wenn ein marktbeherrschender Erzeuger verfügbare Kapazitäten vorsätzlich nicht am Markt anbietet, um durch die künstliche Verknappung einen höheren Börsenstrompreis für sein übriges Kraftwerkportfolio zu erzielen. Voraussetzung ist, dass der Erzeuger über hinreichende Kapazitäten besitzt, die von einem höheren Strompreis profitieren können. Er muss daher eine marktbeherrschende Stellung i. S. d. Art. 102 AEUV, § 18 GWB<sup>103</sup> auf dem relevanten Markt innehaben.

Der relevante Markt wird sachlich, räumlich und zeitlich abgegrenzt. Vor dem Jahr 2006 hat das BKartA den sachlich relevanten Markt auf die Belieferung und Weiterleitung von Elektrizität begrenzt. Die neue sachliche Abgrenzung umfasst jedoch den Markt für den Erstabsatz von Energie. Ausgenommen von diesem sind die Regelenergie und Strom, der nach dem EEG vergütet wurde. Der räumlich relevante Markt für den Erstabsatz von Energie umfasst das deutsche und österreichische Marktgebiet. Die Gründe für diese Abgrenzung liegen in den praktisch nicht vorhandenen Netzengpässen der beiden Staaten, dem gemeinsamen Marktplatz sowie einem einheitlichen Börsenstrompreis.<sup>104</sup> Eine zeitliche Abgrenzung findet nicht statt, da es sich bei Strom nicht um periodisch angebotene Waren handelt. Fraglich ist, ob Unternehmen eine marktbeherrschende Stellung i. S. d. Art. 102 AEUV, § 18 GWB auf dem deutschen und österreichischen Erstabsatzmarkt von Energie innehaben. Nach der Rechtsprechung ist eine marktbeherrschende Stellung gegeben, wenn das Unternehmen durch diese einen wirksamen Wettbe-

---

<sup>101</sup> Joskow, Competitive Electricity Markets and Investment in new Generating Capacity (2006), S. 10 f.

<sup>102</sup> Vgl. Laux, eT (2015), S. 33, 34 f.

<sup>103</sup> Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 258 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

<sup>104</sup> BKartA, Sektorenuntersuchung Stromerzeugung und -großhandel (2011), S. 69 ff, 115 ff.; Monopolkommission, Sondergutachten 71 (2015), S. 19.



werb auf dem relevanten Markt verhindern und die eigenen Vorstellungen gegenüber Wettbewerbern oder Verbrauchern durchsetzen kann, sog. Anbietermacht.<sup>105</sup> Auf europäischer Ebene ist eine marktbeherrschende Stellung unter 40 Prozent Marktanteil unwahrscheinlich und ab 50 Prozent zu vermuten.<sup>106</sup> In Deutschland wird dies nach § 18 Abs. 4 GWB bereits ab 40 Prozent vermutet. Die BNetzA und das BKartA (2014) beziffern in ihrem jährlichen Monitoringbericht den Marktanteil der vier großen Energieversorger (E.ON, EnBW, Vattenfall, RWE) im Jahr 2013 auf 74 Prozent auf dem nationalen und 67 Prozent auf dem Markt einschließlich Österreich.<sup>107</sup> Aufgrund der Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch den Ausbau der erneuerbaren Energien hat sich dieser Anteil im Jahr 2014 auf dem nationalen Markt auf 62 Prozent reduziert.<sup>108</sup> Diese oligopolistische Stellung ist erst dann verboten, wenn die Unternehmen diese auch missbrauchen, Art. 102 AEUV, § 19 GWB. Physische Kapazitätszurückhaltungen führen durch die Einschränkung der Erzeugungskapazitäten zu einem Schaden der Verbraucher, sie sind daher unter Art. 102 lit. b AEUV zu subsumieren und verboten.

- 2) **Finanzielle Kapazitätszurückhaltung:** Im Gegensatz zur physischen Zurückhaltung bietet das marktbeherrschende Unternehmen seine Kapazitäten am Markt an, allerdings zu unverhältnismäßig hohen Grenzkosten, sodass diese nicht abgerufen werden.<sup>109</sup> Die Wirkung auf den Börsenstrompreis ist identisch mit der der physischen Zurückhaltung.

Trotz seiner umfangreichen Sektorenuntersuchung kommt das BKartA zu der Schlussfolgerung, dass ein eindeutiger Nachweis für die Marktmanipulation der vier Oligopolisten aufgrund der schwierigen Differenzierung zwischen sachlichen und strategischen Gründen nicht möglich ist. Sachliche Gründe könnten z. B. in technischen Restriktionen liegen, d. h. die zum Engpass tatsächlich verfügbaren Kraftwerkskapazitäten sind bereits am Regenergiemarkt oder Terminmarkt kontrahiert.<sup>110</sup>

Vom BKartA nicht erfasst sind einzelne Erzeuger mit geringen Marktanteilen ohne marktbeherrschende Stellung. Diese könnten zu Spitzenlastzeiten, in denen der konventi-

---

<sup>105</sup> EuGH, v. 14. Februar 1978, Rs. 27/76, Slg. 1978, 00207 – United Brands / Kommission, Rn. 63/66.

<sup>106</sup> EuGH, v. 30. April 1986, Rs. C-62/86, Slg. 1991, I-3359 – Akzo / Kommission, Rn. 60.

<sup>107</sup> BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014 (2014), S. 30.

<sup>108</sup> Monopolkommission, Sondergutachten 71 (2015), S. 37.

<sup>109</sup> BKartA, Sektorenuntersuchung Stromerzeugung und -großhandel (2011), S. 117 f.; eingehend dazu auch Monopolkommission, Sondergutachten 71 (2015), S. 128 ff.

<sup>110</sup> BKartA, Sektorenuntersuchung Stromerzeugung und -großhandel (2011), S. 159 ff.



onelle Kraftwerkspark zur Deckung der Nachfrage nahezu vollständig ausgelastet ist, ihre Kapazitäten zurückhalten und folglich künstliche Preisspitzen initiieren. Jedoch besteht für die kleinen Erzeuger die Gefahr nicht von den eigens geschaffenen Preisspitzen zu profitieren. Mangels breitem Kraftwerksportfolio müssten sie im passenden Zeitpunkt wieder in den Markt einsteigen. Gelingt es ihnen nicht, speisen die ÜNB zur Vermeidung von Netzininstabilitäten (zeitgleiche Erzeugung und Entnahme) Regelenergie ein, wodurch die Nachfrage gedeckt wird.

Auf Basis der aufgeführten Möglichkeiten zur Marktmanipulation konnte bis zur Veröffentlichung des Weißbuchs nicht sicher bestimmt werden, ob die deutsche Politik durch die Schaffung einer Preisobergrenze für den Spotmarkt mögliche Marktmacht oder sehr hohe Börsenstrompreise verhindern möchte.<sup>111</sup> Die weitreichenden politischen Entscheidungen werden i. d. R. kurz- bis mittelfristig getroffen, im Rhythmus der Wahlperioden. Dagegen ist die Errichtung neuer Kraftwerke eine langfristige Investition, die erheblich von politischen Unsicherheiten oder Veränderungen beeinträchtigt werden kann.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie positioniert sich im Grünbuch gegen die Einführung von Preisobergrenzen. Preisspitzen „sind für die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksinvestitionen im Strommarkt erforderlich.“<sup>112</sup> Um jene Aussage zu verfestigen hat das Pentalaterale Energieforum, welches eine einheitliche Plattform zur Zusammenarbeit von europäischen Regierungen, Regulierungsbehörden, Netzbetreibern und Strombörsen darstellt, eine – rechtlich unverbindliche – Erklärung für regionale Zusammenarbeit zur Sicherung der Stromversorgung im Binnenmarkt beschlossen. Diese verbietet u. a. eine Kappung der Preisspitzen. Zu den Unterzeichnern der Vereinbarung zählen neben den Mitgliedern des Pentalateralen Energieforums (Deutschland, Frankreich, Österreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg und die Schweiz) noch Dänemark, Polen, Tschechien Schweden sowie Norwegen.<sup>113</sup>

Das BMWi ist bestrebt, die bisher noch unverbindliche Gewährleistung von Preisspitzen rechtlich zu festigen. Hierfür wird das Strommarktgesetz künftig zwischen Zweck- und Zielbestimmungen differenzieren. Zweck des neuen Energiewirtschaftsgesetzes bleibt weiterhin nach § 1 Abs. 1 EnWG-E (Strommarktgesetz Gesetzesentwurf, EnWG-E) die Sicherheit, Preisgünstigkeit, Verbraucherfreundlichkeit, Effizienz und Umweltverträglich-

---

<sup>111</sup> Graichen, in ders. (Agora Energiewende), Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve? (2013), S. 7 f. sowie Cramton/Ockenfels, ZfE (2012), S. 113, 120.

<sup>112</sup> BMWi, Grünbuch (2014), S. 41.

<sup>113</sup> Pentalateral Energy Forum, Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market (2015); Laux, eT (2015), S. 33, 34 f.



lichkeit der Energieversorgung. Jene Zweckbestimmungen können bei der Auslegung der übrigen Vorschriften herangezogen werden. Darüber hinaus werden vier neue Zielbestimmungen in § 1 Abs. 4 EnWG-E normiert, die der Erreichung der Zweckbestimmungen dienen. Vor dem Hintergrund der Peak-Load-Pricing-Theorie, der zufolge sich Spitzenlastkraftwerke über kurzfristige Preisspitzen refinanzieren können, ist insbesondere § 1 Abs. 4 Nr. 1 EnWG-E als relevante Zielbestimmung zu identifizieren. Danach soll die Preisbildung für Elektrizität durch wettbewerbliche Marktmechanismen gewährleistet werden, was die Preissignale an den Strommärkten für Erzeuger und Verbraucher stärkt (freie und wettbewerbliche Preisbildung).<sup>114</sup>

Neben den Zweck- und Zielbestimmungen verankert der neue § 1a EnWG-E die Grundsätze zur Weiterentwicklung des Strommarktes, welche die Planungs- und Investitionssicherheit für Energieversorgungsunternehmen und Großhändler erhöhen sollen. In diesem Zusammenhang nimmt § 1a Abs. 1 EnWG-E erneut Bezug auf die wettbewerbliche Bildung der Strompreise und enthält, zur Umsetzung der Zielbestimmung, ein Verbot zur regulatorischen Beschränkung der Börsenstrompreise.

Angesichts der stark rückläufigen Preisspitzen am Day-Ahead-Markt – *Abbildung 5* – wäre ein alleine auf Preisspitzen beruhender Energy-only-Markt – mangels Refinanzierungssicherheit – jedoch nicht ausreichend, um die Versorgungssicherheit auch langfristig zu gewährleisten. Aus diesem Grund soll das neue Energiewirtschaftsgesetz im Rahmen seiner zweiten Zielbestimmung nach § 1 Abs. 4 Nr. 2 EnWG-E jederzeit den Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach Elektrizität an den Strommärkten ermöglichen (Vorhaltefunktion des Strommarktes durch Einführung einer Kapazitäts- und Braunkohlereserve).<sup>115</sup>

---

<sup>114</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 89 ff.

<sup>115</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 90.

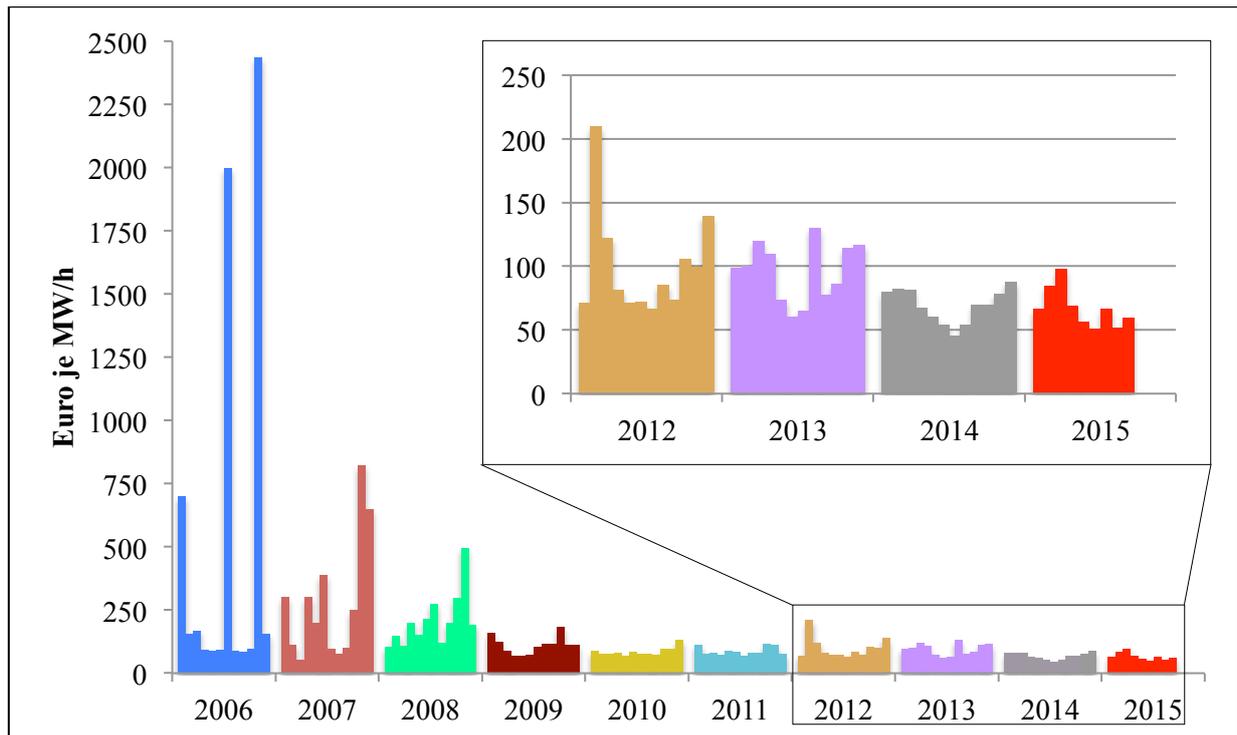


Abbildung 5: Day-Ahead-Preispeaks seit 2006 (eigene Darstellung nach EPEX SPOT<sup>116</sup>)

Wie bereits erläutert, platzieren die Erzeuger auf dem Day-Ahead-Spotmarkt ihre Kapazitäten für den Folgetag in Stundenblöcken in das Orderbuch der EPEX SPOT. *Abbildung 5* zeigt die höchsten Stundenpreise jedes Monats seit dem Jahr 2006 bis einschließlich September 2015. Daraus wird ersichtlich, dass kurzfristig sehr hohe Börsenstrompreise, die Spitzenlastkraftwerke dringend zur eigenen Refinanzierung benötigen, in den letzten Jahren immer seltener auftraten. Je seltener die Preispeaks vorkommen, desto höher sind sie aber zur Refinanzierung der Investitionskosten erforderlich. Befindet sich ein Kraftwerk zum Zeitpunkt dieser oftmals nur stündlichen Preisspitzen z. B. in Revision, ist eine ausreichende Refinanzierung nicht mehr gewährleistet.

Seit dem Jahr 2009 ist die installierte Leistung von PV-Anlagen regelrecht explodiert.<sup>117</sup> Diese verstärkte PV-Einspeisung in den Sommermonaten führt zu geringeren Preispeaks als in den Wintermonaten. Im Jahr 2014 kamen erstmals nahezu keine Preisspitzen vor. Die Spitzen auf dem Day-Ahead-Spotmarkt überstiegen im gesamten Jahr 2014 sowie im ersten Halbjahr 2015 nicht die Marke von 100 € je MW/h. Die höchste Preisspitze trat im Stundenblock zwischen 17 und 18 Uhr am 04. Dezember 2014 mit 87,97 € je MW/h auf.

<sup>116</sup> EPEX SPOT, Marktdaten, Auktionenhandel; *Laux*, eT (2015), S. 33, 35.

<sup>117</sup> BMWI, Entwicklung der Stromerzeugung und der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen.



Im ersten Halbjahr 2015 lag die Spitze im Block zwischen 19 und 20 Uhr am 24. März mit 98,05 € je MW/h.

Jenen Preisspitzen kommen zwei substantielle Signalwirkungen zu: Sie bilden zum einen die Investitionssignale im Strommarkt, denn mittels der hohen Preisspitzen können sich die Investoren refinanzieren. Da es keinen gesonderten Markt für die Flexibilisierung der Nachfrage gibt – die Signale liefert ebenfalls der Energy-only-Markt – bilden die Preisspitzen auch die Flexibilitätssignale im Strommarkt. Rückläufige Preisspitzen führen daher zu einem Ausbleiben von Investitionen (keine Refinanzierung) und zu einem Ausbleiben der Nachfrageflexibilisierung (keine Preisersparnisse bei Lastabschaltung). Verstärkt werden die Flexibilisierungshemmnisse – unabhängig von auftretenden Preispeaks – durch die regulatorischen Rahmenbedingungen für unterschiedliche Verbrauchergruppen. Die administrativen Preisbestandteile des Stroms wie Entgelte, Abgaben und Umlagen betragen derzeit mehr als 50 Prozent des Letztverbraucherpreises.<sup>118</sup> Dies gilt allerdings nur für den Standard-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kW/h.<sup>119</sup> Für diese Gruppe werden jedoch die Potenziale des Lastmanagements (zeitliche Verschiebung der Nachfrage), aufgrund der finanziellen Aufwendungen für Smart Meters, als verhältnismäßig gering und damit unwirtschaftlich eingeschätzt. Erst ab einem jährlichen Stromverbrauch von über 6.000 kW/h ist eine vollständige Kompensation der durch den Einbau der technischen Messeinrichtung entstehenden Kosten zu erwarten.<sup>120</sup> Zudem wird der Stromverbrauch der energieintensiven Anwendungen in den privaten Haushalten sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistung durch Energieeffizienzsteigerungen weiter sinken.<sup>121</sup> Folglich ist anzunehmen, dass Nachfrageflexibilisierungsmaßnahmen vorwiegend für die energieintensive Industrie lukrativ sind. Dies ist jedoch ein Trugschluss, denn jener Verbrauchergruppe werden umfangreiche Privilegien zuteil. So profitieren sie u. a. von der Besonderen Ausgleichsregelung nach §§ 63 ff. EEG und von der Netzentgeltreduktion nach § 19 Abs. 2 StromNEV<sup>122, 123</sup>. Exemplarisch kann die Höhe der Netzentgelte für die spezifischen Gruppen herangezogen werden. Danach zahlen die o. g. Standard-Haushaltskunden ein Netzentgelt i. H. v. 6,47 ct je kW/h, privilegierte Indust-

---

<sup>118</sup> Connect Energy Economics, Leitstudie Strommarkt 2015 (2015), S. 78.

<sup>119</sup> BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014 (2014), S. 178 f.

<sup>120</sup> Ernst & Young, Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler (2013), S. 183 ff.

<sup>121</sup> Klaus et al. (UBA), Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen (2010), S. 43.

<sup>122</sup> Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 312 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

<sup>123</sup> Laux, eT (2015), S. 33, 35 f.



riekunden mit einem Verbrauch von 24 GW/h jährlich hingegen 1,90 ct je kW/h.<sup>124</sup> Für beide Kundengruppen bestehen somit nur geringe Anreize zur Lastreduzierung, wenn auch aus unterschiedlichen Gründen: Für Standard-Haushaltskunden, die ohne jegliche Begünstigung den vollen Strompreis zahlen, fehlen die Anreize aufgrund der Smart-Meter-Anschaffungskosten und den voranschreitenden Energieeffizienzsteigerungen. Fehlende oder zumindest deutlich verringerte Anreize gelten ebenfalls für die privilegierten Industriekunden, da der von ihnen zu zahlende Strompreis durch die umfangreichen Privilegien bereits deutlich geringer ausfällt. Die fehlenden Preisspitzen verstärken jenen Effekt.<sup>125</sup>

### III. Effekte der Integration von erneuerbaren Energien

Wesentliche Attribute der fluktuierenden erneuerbaren Energien sind deren Dargebotsabhängigkeit, die kostenlose Primärenergiequelle und den damit einhergehenden verschwindend geringe Grenzkosten. Zudem sind die Primärenergiequellen häufig an mehreren Orten gleichzeitig vorhanden: Wenn die Sonne scheint oder der Wind weht, geschieht dies an mehreren Orten. Die Kostenstrukturen der erneuerbaren Energien führen kurzfristig – Merit-Order-Effekt – zu niedrigeren Strompreisen und langfristig – Missing-Money – zu Investitionshemmnissen in konventionelle Kraftwerke.

#### 1. Merit-Order-Effekt

Bedingt durch die kostenlose Primärenergiequelle der beiden maßgebenden erneuerbaren Energien – Wind und Photovoltaik – sowie die gesetzliche Abnahmeverpflichtung des § 11 EEG tritt der erzeugte Strom mit Grenzkosten nahe null in die Strombörse ein.<sup>126</sup> Nach § 11 Abs. 1 EEG sind die Netzbetreiber verpflichtet, „den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien [...] unverzüglich vorrangig physikalisch abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen“. Die Pflicht umfasst sämtlichen Strom, der nach § 20 Abs. 1 EEG veräußert wird, somit auch die kaufmännische Abnahme. Die Differenzierung zwischen physikalischer und kaufmännischer Abnahme erfolgt erstmals mit dem EEG 2014 aufgrund der geförderten Direktvermarktung. Im Rahmen der Direktvermarktung erwirbt der

---

<sup>124</sup> BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014 (2014), S. 17.

<sup>125</sup> Laux, eT (2015), S. 33, 36.

<sup>126</sup> Ockenfels et al., Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor (2013), S. 8.



Netzbetreiber den Strom nicht i. S. d. kaufmännischen Abnahme, sondern transportiert ihn lediglich weiter. Für den neu eingeführten Begriff der physikalischen Abnahme wird im allgemeinen Energiewirtschaftsrecht der Begriff des Netzzugangs nach § 20 EnWG verwendet.<sup>127</sup>

Die Betreiber von Anlagen für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien erhalten aufgrund der gesetzlichen Abnahmepflicht nach § 11 Abs. 1 EEG und dem Vermarktungsgebot gem. § 2 AusglMechV i. V. m. § 1 AusglMechAV eine feste Einspeisevergütung nach §§ 19 Abs. 1 Nr. 2, §§ 37 bis 55 EEG unabhängig davon, ob der gegenwärtige Börsenstrompreis am Day-Ahead-Markt hoch, niedrig oder sogar negativ ist. Dies resultiert aus § 1 Abs. 1 S. 2 AusglMechAV, wonach die ÜNB den EE-Strom „preisunabhängig einzustellen“ haben. Folglich kostet den EE-Anlagenbetreiber eine zusätzlich produzierte kW/h Strom nichts. Somit hat er prinzipiell keinen Anreiz seine Anlage abzustellen. Auch wenn die Möglichkeit irrational erscheint, können die Charakteristika elektrischer Energie – Nichtspeicherbarkeit in ökonomisch relevanten Mengen in Kombination mit einer unelastischen Nachfrage – sowie der Einspeisevorrang des EEG in Zeiten eines Überangebots zu negativen Börsenstrompreisen führen.<sup>128</sup> Des Weiteren müssen die konventionellen Kraftwerke – u. a. zur Aufrechterhaltung von Verbrennungs- und Dampfkraftprozessen – selbst bei einem Überangebot erneuerbarer Energien ein Minimum an Kraftwerksleistung einspeisen, um bei Abruf kurzfristig Regelleistung bereithalten zu können, sog. Must-run-Niveau. Sie blockieren daher notwendige Netzkapazitäten.

Jene preissenkende Wirkung der erneuerbaren Energien auf den Börsenstrompreis wird als Merit-Order-Effekt bezeichnet. Der Effekt kann an folgender *Abbildung 6* (im Vergleich mit *Abbildung 2*) nachvollzogen werden.

---

<sup>127</sup> Salje, EEG 2014 (2015), § 11 Rn. 9 f. EEG.

<sup>128</sup> Nicolosi, The Economics of Renewable Electricity Market Integration (2011), S. 19 f.

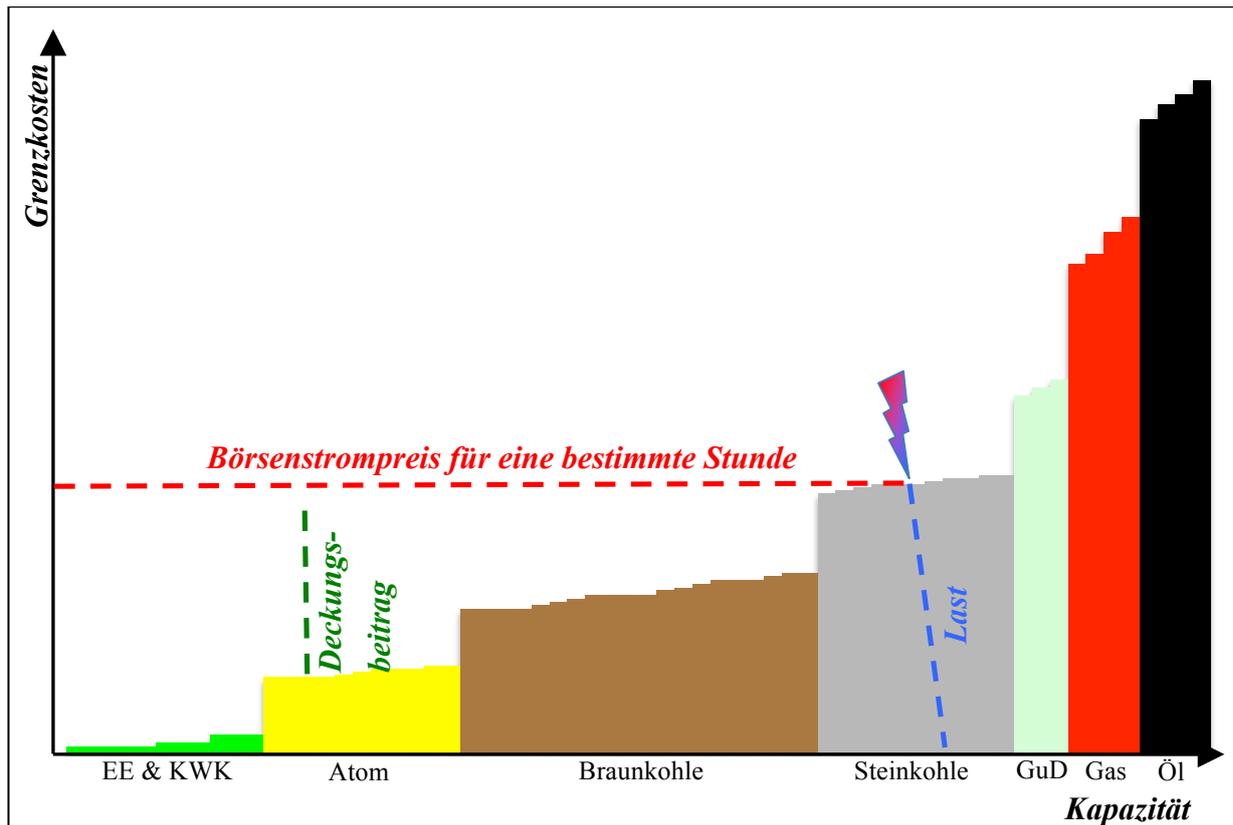


Abbildung 6: Merit-Order-Effekt (eigene Darstellung)

Die eingespeisten erneuerbaren Energien bedienen einen Teil der unveränderten Nachfrage und verschieben das ehemalige preissetzende Grenzkraftwerk – vorliegend ein Spitzenlastkraftwerk – in der Merit-Order nach rechts. Jenes Kraftwerk kann den produzierten Strom nicht mehr gewinnbringend verkaufen. In der Folge sinkt die Rentabilität des konventionellen Kraftwerksparks und unrentable Spitzenlastkraftwerke werden langfristig stillgelegt. Die Grenzkosten des nächstgünstigeren noch benötigten Kraftwerks bestimmen nun den Börsenstrompreis, welcher somit fällt.<sup>129</sup> Insbesondere PV-Anlagen produzieren Strom zu preislich besonders attraktiven Zeiten mit hoher Nachfrage während des Mittagspeaks, was zu einer Preissenkung an der Strombörse von bis zu 40 Prozent führt. Die Preise fallen sogar unter den Tagesdurchschnitt.<sup>130</sup> Der preissenkende Effekt durch die erneuerbaren Energien an der Strombörse könnte auch ohne den Fördermechanismus des EEG eintreten, z. B. im Rahmen der Direktvermarktung, allerdings nicht mehr im derzeitigen Umfang, da die erneuerbaren Energien ihre wahren Grenzkosten offenbaren müssten, welche, wenn auch nicht erheblich, über null liegen. Lediglich die erneuerbaren Energien mit niedrigen Grenzkosten wie Photovoltaik, Wasserkraft und

<sup>129</sup> Monopolkommission, Sondergutachten 65 (2013), S. 126.

<sup>130</sup> Erneuerbare Energien, Solarstrom an der Börse (2012).



Windenergieanlagen könnten sich an der Börse gegen die fossilen Kraftwerke behaupten.<sup>131</sup>

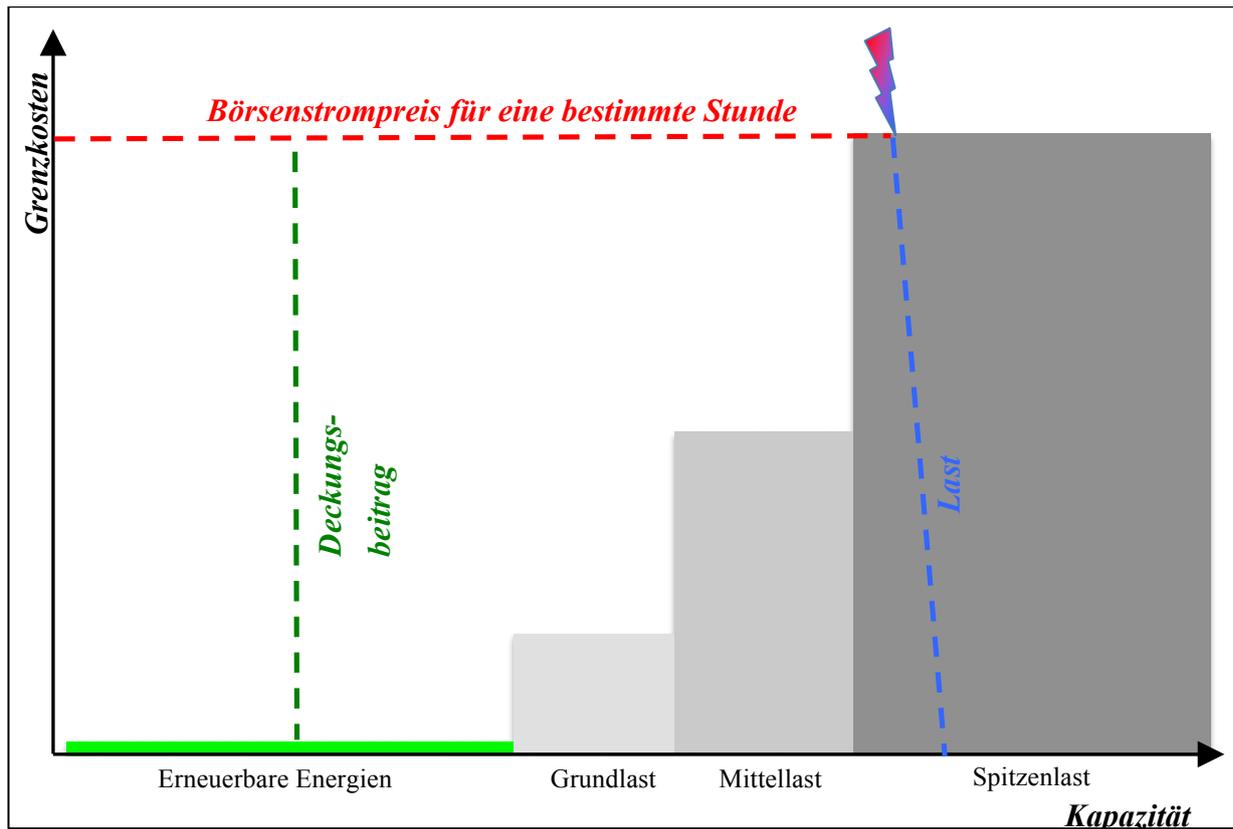
Nach Ansicht von Nabe (2006), Wissen und Nicolosi (2008), Nicolosi (2011), (2012) sowie Höfling (2013) handelt es sich bei dem Merit-Order-Effekt in *Abbildung 6* lediglich um die kurzfristige Perspektive der Kraftwerksanpassung. Dabei wird die Merit-Order von zahlreichen Grundlastkraftwerken mit niedrigen Grenzkosten bestimmt. Aufgrund der sich daraus ergebenden flachen Kapazitätsstruktur – mit Blick auf die Grenzkosten – kann der Merit-Order-Effekt eine starke preissenkende Wirkung auf den Börsenstrompreis ausüben. Folglich werden verstärkt Spitzenlastkraftwerke stillgelegt. Der Effekt kann jedoch in seiner gegenwärtigen Form nur auftreten, da die Investitionskosten nicht in die Grenzkosten einkalkuliert werden. Dieser von den Autoren skizzierten kurzfristigen Perspektive ist soweit zuzustimmen.

In der langfristigen Perspektive in *Abbildung 7* – mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien – werden Investitionen in Spitzenlastkraftwerke jedoch wieder rentabel sein. Dies begründen die Autoren mit der Stilllegung von Grundlastkraftwerken nach Erreichen der technischen Lebensdauer. Durch den entstehenden Kapazitätsmangel sendet der Strommarkt Knappheitspreise, wodurch neue Spitzenlastkraftwerke mit deutlich günstigeren Fixkosten gegenüber den Grundlastkraftwerken errichtet werden. Die steilere Kapazitätsstruktur lässt den Merit-Order-Effekt sogar teilweise oder vollständig verschwinden.<sup>132</sup>

---

<sup>131</sup> Nestle/Reuster, Ausweisung der EEG-Umlage: eine kritische Analyse (2012), S. 28.

<sup>132</sup> Nabe, Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt (2006), S. 37 ff., Wissen/Nicolosi, eT (2008), S. 110, 111 f., Nicolosi, The Economics of Renewable Electricity Market Integration (2011), S. 35 ff., Nicolosi (Ecofys), Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen (2012), S. 11 ff. sowie Connect Energy Economics, Leitstudie Strommarkt (2014), S. 30 f.



**Abbildung 7: Langfristiger Merit-Order-Effekt nach Kraftwerksanpassung** (eigene abstrahierte Darstellung nach Nicolosi (2012)<sup>133</sup>)

Jene langfristige Perspektive stellt eine wünschenswerte Wandlung des Kraftwerksparks dar. Ohne jegliche Änderung des Strommarktdesigns könnten die erneuerbaren Energien integriert werden und Investitionshemmnisse lösen sich nahezu von selbst. Lediglich die Übergangsphase zwischen der kurzfristigen und langfristigen Perspektive wäre über einen Marktmechanismus zu unterstützen. Hierfür eignet sich zum Beispiel die bestehende Reservekraftwerksverordnung.

Bei der von den genannten Autoren aufgezeigten langfristigen Perspektive handelt es sich lediglich um eine Hypothese. Erst im Jahr 2013 wurde die konkrete Hypothese durch eine modellbasierte Szenarioanalyse des deutschen Strommarktes untersucht. Die Ergebnisse der Analyse weisen eine große Bandbreite möglicher zukünftiger Entwicklungen auf.

- 1) Unter den Parametern, dass sämtliche Energieeffizienzmaßnahmen scheitern, die weiterhin unelastische Nachfrage bei gleichbleibendem Kraftwerkspark leicht

<sup>133</sup> Nicolosi (Ecofys), Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen (2012), S. 13.



steigt, eine strategische Reserve implementiert ist<sup>134</sup> und der Anteil der erneuerbaren Energien zum Jahr 2020 bei 41 Prozent und 2030 bei 56 Prozent liegt,<sup>135</sup> kann die Hypothese bestätigt werden.<sup>136</sup> Eine Fixkostendeckung für Gasturbinen ist etwa ab dem Jahr 2027 möglich.<sup>137</sup> Die Börsenstrompreise steigen in diesem Szenario auf ca. 60 € im Jahr 2020 und 90 € je MW/h im Jahr 2030.<sup>138</sup> Zum Vergleich: Im Jahr 2014 betrug der durchschnittliche Börsenstrompreis 32,76 € je MW/h.<sup>139</sup>

- 2) Unter den Parametern, dass die Flexibilität der Nachfrage leicht steigt, die Kapazitäten der konventionellen Kraftwerke sinken,<sup>140</sup> der Anteil der erneuerbaren Energien zum Jahr 2020 bei 44 Prozent, 2030 bei 61 und zum Jahr 2050 bei 73 Prozent liegt,<sup>141</sup> kann die Hypothese ohne die Notwendigkeit einer strategischen Reserve bestätigt werden.<sup>142</sup> Eine Fixkostendeckung für Gasturbinen ist frühestens ab dem Jahr 2028 möglich.<sup>143</sup> Die Strompreiskurve entwickelt sich in diesem Szenario bis zum Jahr 2030 nahezu auf einem gleichen Niveau wie im vorangegangenen Szenario und steigt bis 2050 auf über 90 € je MW/h an.<sup>144</sup>

Insgesamt stützen aber lediglich zwei von zehn Szenarien die aufgeworfene Hypothese. Von den anderen acht Szenarien – jedes mit seinen spezifischen Parametern – schafft es nur ein weiteres Szenario, dass im Jahr 2045 eine Fixkostendeckung erzielt wird. Die Szenarioanalyse konnte somit nicht die von den Autoren aufgeworfene Hypothese bestätigen. Sie hat lediglich belegt, dass sich der Kraftwerkspark unter spezifischen Parametern selbstständig an die ökonomischen Gegebenheiten des Energy-only-Marktes anpassen kann, jedoch mit einer Übergangszeit bis mindestens zum Jahr 2027 und implementierter strategischer Reserve.

In einem ähnlichen Szenario kam das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI 2012) zu dem Ergebnis, dass die Erdgaskraftwerke nur etwa 35 bis 40 Pro-

---

<sup>134</sup> Höfling, Anreize für Investitionen in fluktuierende erneuerbare und konventionelle Erzeugungskapazitäten durch die Preissignale des Energy-Only-Marktes (2013), S. 55 f.

<sup>135</sup> a. a. O. Anhang S. 11.

<sup>136</sup> a. a. O. S. 92.

<sup>137</sup> a. a. O. S. 80.

<sup>138</sup> a. a. O. S. 74.

<sup>139</sup> EPEX SPOT, Press Release (2015).

<sup>140</sup> Höfling, Anreize für Investitionen in fluktuierende erneuerbare und konventionelle Erzeugungskapazitäten durch die Preissignale des Energy-Only-Marktes (2013), S. 55 f.

<sup>141</sup> a. a. O. Anhang S. 11.

<sup>142</sup> a. a. O. S. 93.

<sup>143</sup> a. a. O. S. 80.

<sup>144</sup> a. a. O. S. 74.



zent ihrer Investitionskosten bis 2030 decken können.<sup>145</sup> Nach einem Szenario des Zentrums für Energieforschung Stuttgart (ZfES 2013) können neu errichtete Gaskraftwerke bis 2050 keine Rendite erzielen; bestehende Anlagen erwirtschaften dagegen frühestens ab 2030 geringe Gewinne.<sup>146</sup>

Der langfristigen Perspektive des Merit-Order-Effekts kann daher nicht ohne weitere quantitative Untersuchungen zugestimmt werden. Die bisherigen Szenarien weichen in ihren Ergebnissen zu weit voneinander ab und lassen somit keine abschließende Festlegung zu.

Durch die vorrangige Einspeisung der erneuerbaren Energien nach § 11 Abs. 1 EEG besteht die Kernaufgabe der verbleibenden konventionellen Kraftwerke nicht mehr lediglich darin, sich der Nachfrage anzupassen, sondern die Residuallast der erneuerbaren Energien auszugleichen.<sup>147</sup> Die Residuallast bezeichnet die Differenz zwischen der benötigten Leistung zur Deckung der Nachfrage und der Leistung, die aus den dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien erzeugt wird. Eine hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien reduziert folglich die Residuallast. Die Schwankungen der Residuallast können ausschließlich durch kurzfristig steuerbare Spitzenlastkraftwerke ausgeglichen werden. Diese fahren die veränderte Laststruktur ökonomisch am effizientesten ab.

Der inzwischen signifikante Anteil der erneuerbaren Energien in der Bruttostromerzeugung verstärkt den Merit-Order-Effekt zunehmend. Dadurch werden konventionelle Kraftwerke mit hohen Produktionskosten<sup>148</sup> derzeit und in absehbarer Zeit kaum ausgelastet, bei gleichzeitiger Senkung des Preisniveaus. Der verringerte Bedarf an konventionellen Kraftwerken führt somit zu einer Deckung der Residuallast mit günstigeren Kraftwerken.<sup>149</sup> Problematisch an dieser Entwicklung erscheint jedoch, dass die günstigeren Kraftwerke nur bedingt flexibel und kurzfristig auf die Fluktuationen der erneuerbaren Energien reagieren können. Wesentliche Anforderungen an den zukunftsfähigen konventionellen Kraftwerkspark sind eine kurze Anfahrzeit, eine niedrige Minimallast – Must-run-Niveau – sowie ein hoher Lastgradient. Nach einer Studie des Verbandes der Elektrotechnik (VDE) beträgt die Mindest-Kaltstartdauer eines Braunkohlekraftwerks 8 Stunden, eines Steinkohlekraftwerks 5 Stunden und einer Gasturbine unter 60 Minuten. Bei einem

---

<sup>145</sup> Elberg et al. (EWI), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign (2012), S. 24 f.

<sup>146</sup> Sun et al. (ZfES), Notwendigkeit und Gestaltungsoptionen von Kapazitätsmechanismen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft (2013), S. 56 ff.

<sup>147</sup> Gottstein/Skillings, Beyond Capacity Markets – Delivering Capability Resources to Europe's Decarbonised Power System (2012), S. 2 f.

<sup>148</sup> Insbesondere Spitzenlastkraftwerke in Form von klassischen Gaskraftwerken und GuD-Kraftwerken.

<sup>149</sup> Monopolkommission, Sondergutachten 65 (2013), S. 125 f.



Heißstart verringern sich die Werte auf mindestens 4 Stunden (Braunkohle), 2,5 Stunden (Steinkohle) und unter 15 Minuten (Gasturbine). Bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien müssen konventionelle Kraftwerke ihre Leistung drosseln. Allerdings ist ein Herunterfahren der einzelnen Blöcke nicht unter die Minimallast möglich, da dies aufgrund notwendiger Verbrennungsprozesse zwangsläufig zu einem kompletten Abschalten der Blöcke führt. Braunkohlekraftwerke können ihre Leistung auf 50 Prozent, Steinkohle auf 25 Prozent und Gas auf 40 Prozent der installierten Leistung reduzieren. D. h. bei einem 600-MW-Block speist ein Braunkohlekraftwerk somit mindestens 300 MW ein, um einem kompletten Neustart des Blocks über Stunden zu entgehen. Die Minimallast ist immer in Relation zur Anfahrzeit zu setzen, sodass Gaskraftwerke ausschließlich im Volllastbetrieb gefahren werden und nach Abschaltung bereits 15 Minuten später wieder für den Volllastbetrieb zur Verfügung stehen (Heißstart). Ihre systemische Minimallast reduziert sich somit auf lediglich 10 Prozent. Der Lastgradient gibt Aufschluss über die Leistungsänderungsgeschwindigkeit der erzeugten Elektrizität eines Kraftwerks. Jener beträgt bei Braunkohlekraftwerken max. 2,5 Prozent, Steinkohle 4 Prozent und einer Gasturbine 12 Prozent der installierten Leistung pro Minute. D. h. ein Braunkohlekraftwerk mit einem 600-MW-Block kann seine Leistung somit pro Minute um 15 MW reduzieren bzw. steigern. Sämtliche Werte beziehen sich auf hochmoderne Kraftwerke auf dem neusten Stand der Technik. Die derzeit üblichen Werte liegen besonders bei den Braun- und Steinkohlekraftwerke deutlich darüber (Anfahrzeit und Minimallast) bzw. darunter (Leistungsänderungsgeschwindigkeit).<sup>150</sup> Dennoch lässt sich aus den Werten ableiten, dass zumindest bei ausbleibender Markträumung (Nachfrage übersteigt Angebot) auf dem Day-Ahead-Markt alle Kraftwerkstechnologien – außer Atomkraft – in der Lage wären, eine Kraftwerksreserve bereitzustellen.

Eine andere Schlussfolgerung ergibt sich jedoch für kurzfristige Schwankungen auf dem Intraday-Markt, z. B. durch einen Kraftwerksausfall oder Prognoseabweichungen bei der erneuerbaren Einspeisung. In diesem Fall müssen flexible Gasturbinen in einem Kapazitätsmechanismus bereitstehen. Darüber hinaus wäre ein kohlebasiertes Modell gegenüber einem gasbasierten oder zumindest gemischten Modell deutlich kostenintensiver. Kohlekraftwerke können mit den Erlösen aus dem Energy-only-Markt noch ihre Fixkosten decken und erwirtschaften zudem Gewinne. Im Gegensatz zu Gaskraftwerken, die nicht einmal ihre Fixkosten decken, werden sie ihre Gewinne ebenfalls mit in den Kapazitäts-

---

<sup>150</sup> Brauner et al., VDE-Studie Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020 (2012), S. 40; Mayer et al. (Fraunhofer), Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise (2013), S. 15 f.



mechanismus einpreisen. Für die Systemstabilität und die Versorgungssicherheit des Elektrizitätsmarktes ist eine flexible Erzeugung unerlässlich, sodass die stilllegungsgefährdeten Gaskraftwerke primär in einen Kapazitätsmechanismus zu integrieren sind.<sup>151</sup>

Anzumerken ist, dass die sinkenden Börsenstrompreise durch den Merit-Order-Effekt nicht im gleichen Verhältnis zu sinkenden Letztverbraucherpreisen führen. Denn fällt der Börsenstrompreis steigt die EEG-Umlage. Die Differenz zwischen gesetzlich garantierter Vergütung für die Betreiber von EE-Anlagen und den Erlösen ihres Stroms an der Börse nimmt weiter zu. Diese Lücke der Differenzkosten wird gem. § 60 Abs. 1 EEG, § 3 AusglMechV durch die EEG-Umlage ausgeglichen.

## 2. *Missing-Money*

Die Missing-Money-Problematik ist eng mit dem erörterten Merit-Order-Effekt verknüpft, bezieht sich jedoch auf langfristige Auswirkungen wie Planung und Errichtung von Kraftwerken. Die einschlägige Literatur spricht von jener Problematik, wenn der Börsenstrompreis selbst in Engpasssituationen nicht ausreichend steigt, um einen adäquaten Anreiz in Neuinvestitionen zu erzeugen.<sup>152</sup> Die Tatsache, dass im Energy-only-Markt nur die physisch gelieferte Energie vergütet wird und der wachsende Anteil an erneuerbaren Energien zu Überkapazitäten führt, lässt die Rentabilität des konventionellen Kraftwerksparks kontinuierlich sinken. Das preissetzende Grenzkraftwerk kann seine Fixkosten nicht decken und daher nicht rentabel wirtschaften. Jene mangelhafte Refinanzierungsaussicht führt zu Stilllegungen von Bestandsanlagen und Investitionshemmnissen in neue Kraftwerke. Durch den preissenkenden Einfluss der erneuerbaren Energien auf den Börsenstrompreis, insbesondere das Abflachen des Nachfragepeaks während der Mittagszeit, der im Vergleich zu Kohle hohe Primärenergiepreis und der viel zu niedrigen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise, betrifft die Problematik insbesondere hochmoderne und flexible Spitzenlastkraftwerke. Kostendeckende Vollbenutzungsstunden der Spitzenlastkraftwerke sind daher gegenwärtig und auch in Zukunft nicht ersichtlich. Investitionen in die die Versorgungssicherheit gewährleistenden Kraftwerke werden jedoch dringend benötigt, um den Wegfall der Kernkraftwerksleistungen und der altersbedingten Stilllegungen konventioneller Kraftwerke ausgleichen zu können.<sup>153</sup>

---

<sup>151</sup> Mayer et al. (Fraunhofer), Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise (2013), S. 7.

<sup>152</sup> Cramton/Ockenfels, ZfE (2012), S. 113, 118 sowie Joskow, Competitive Electricity Markets and Investment in new Generating Capacity (2006), S. 31.

<sup>153</sup> Laux, EnWZ (2015), S. 249, 251.



In einer Analyse über die Entwicklung der Volllaststunden konventioneller Kraftwerke wurde berechnet, dass die durchschnittliche jährliche Stromerzeugung eines GuD-Kraftwerks von 3.500 MW/h im Jahr 2015 auf 2.500 MW/h im Jahr 2055 sinkt. Im gleichen Zeitraum steigen die Brennstoffpreise für Gas von 25 € auf 47 € je MW/h. Diese Steigerung hängt zum einen mit dem weltweiten Anstieg des Gasbedarfs zusammen und zum anderen werden Gasfelder mit günstigen Förderkosten in Zukunft erschöpft sein.<sup>154</sup> So hat sich die Erdgasproduktion in Deutschland in den vergangenen zehn Jahren mehr als halbiert und wird auch die nächsten Jahre weiter rückläufig sein. Gleichzeitig werden die Niederlande – als einer der wichtigsten Lieferanten – ihre Produktion aufgrund von Erdbeben rund um das Erdgasfeld Groningen weiter zurückfahren.<sup>155</sup> Die vorliegenden Daten lassen jedoch keinen konkreten Rückschluss auf die Investitions- und Stilllegungsentscheidungen bezüglich der Gaskraftwerke zu. Aus einem Vergleich der Netzentwicklungspläne der ÜNB – *Tabelle 1* – wird dagegen ein Muster ersichtlich.

---

<sup>154</sup> Prognos, *Entwicklung von Stromproduktionskosten* (2013), S. 34.

<sup>155</sup> WEG, *Jahresbericht 2013* (2014), S. 19 ff.



**Tabelle 1: Veränderung installierte Leistung aus Erdgas in GW** (eigene Darstellung Datengrundlage der NEP)

NEP	2013 <sup>156</sup>			2014 <sup>157</sup>			Szenariorahmen für NEP 2015 <sup>158</sup>		
Zieljahr	2023			2024			2025		
Referenz (Erdgas)	26,5 GW in 2011			27,0 GW in 2012			26,5 GW in 2013		
Szenarien	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Netto Nennleistung (Erdgas)	23,2	33,0	33,0	23,3	28,2	28,2	23,0	26,3	21,5
Gesamte instal. Leistung konv.	90,1	93,3	93,3	82,0	84,9	84,9	83,0	84,2	71,6
Gesamte instal. Leistung EE	124,9	139,5	172,9	129,0	138,6	175,4	128,6	139,2	142,7
Konkrete Annahmen zu erneuerbaren Energien	Keine			Keine			40 % EE	45 % EE	~ 47 % EE Aufgrund mangelnder Rentabilität werden Kraftwerke mit einem unzureichenden Deckungsbeitrag vom Markt genommen

<sup>156</sup> ÜNB, Netzentwicklungsplan Strom 2013 (2013), S. 29, 35.

<sup>157</sup> ÜNB, Netzentwicklungsplan Strom 2014 (2014), S. 29 ff.

<sup>158</sup> ÜNB, Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 (2014), S. 13 ff.



Bei der Auswertung der Tabelle ist für die jeweiligen Jahre folgendes festzustellen:

- 1) Im Vergleich der Szenarien A und B des Netzentwicklungsplans (NEP) 2013 schwankt die Leistung der Erdgaskraftwerke um fast 10 GW. Der von den ÜNB in diesen Szenarien angenommene wachsende Ausbau der erneuerbaren Energien wird mit einem verstärkten Ausbau von Erdgaskraftwerken begleitet. Lediglich in Szenario-C stagniert die Kraftwerksleistung. In diesem Szenario unterstellen die ÜNB keine Errichtung neuer konventioneller Kapazitäten und einen besonders hohen Anteil erneuerbarer Energien.
- 2) Der NEP 2014 entspricht in den Grundannahmen denen des soeben skizzierten NEP 2013. Trotzdem schwankt die prognostizierte Leistung der Erdgaskraftwerke um 4,9 GW. Dies entspricht einem Einbruch von über 50 Prozent, trotz ähnlicher Daten der gesamten installierten Leistung der erneuerbaren Energien.
- 3) In die Berechnungen des Szenariorahmens für den NEP 2015 werden erstmalig die konkreten Ausbaukorridore der erneuerbaren Energien einbezogen. Diese ergeben sich aus § 1 Abs. 2 EEG. Hiernach soll zum Jahr 2025 der Anteil der erneuerbaren Energien in der Bruttostromerzeugung zwischen 40 und 45 Prozent liegen. Im Vergleich zwischen den Szenarien A und B ist die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke weiter rückläufig. Diese schwankt um 3,3 GW. Ebenfalls zum ersten Mal werden in Szenario C die Auswirkungen des Merit-Order-Effekts sowie der Missing-Money-Problematik einkalkuliert. Dies hat zur Folge, dass die installierte Leistung der Erdgaskraftwerke, trotz wachsenden Anteils der erneuerbaren Energien gravierend einbricht. Insbesondere im direkten Vergleich aller drei C-Szenarien, in denen die ÜNB die stärkste Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien unterstellen, ergibt sich ein deutlicher Verlust.

Sowohl im NEP 2013 als auch im NEP 2014 besteht ein Überangebot an Erzeugungskapazitäten. Dennoch geht die installierte konventionelle Leistung stetig zurück. Die gegenwärtig noch in Betrieb befindlichen Atomkraftwerke wurden aufgrund ihrer Außerbetriebnahme spätestens Ende des Jahres 2022 in keinem Szenario berücksichtigt.

Somit stellt sich die Frage, wie die für die Energiewende unabdingbaren Spitzenlastkraftwerke – in Form der Erdgaskraftwerke – weiterhin am Markt gehalten und Investitionen in Neubauten angereizt werden können. Der Strommarkt muss sicherstellen, dass alte Kraftwerke stets durch neue, modernere ersetzt, bzw. die alten Kraftwerke durch die Weiterentwicklung des Standes der Technik überflüssig werden. Die erforderlichen



Preisspitzen zur Refinanzierung der Spitzenlastkraftwerke könnten in Engpasssituationen theoretisch nach der Peak-Load-Pricing-Theorie entstehen. Ausschließlich diese Knappheitspreise ermöglichen es den Betreibern von Spitzenlastkraftwerken, im Design des Energy-only-Marktes, einen Deckungsbeitrag zu erwirtschaften und ihre Fixkosten zu decken. Selbst wenn die deutsche Politik garantiert, keine Preisobergrenzen zu schaffen, um eine Marktmacht oder sehr hohe Börsenstrompreise zu verhindern, müssten potenzielle Investoren äußerst risikobereit sein. Wie bereits festgestellt, sind Preisspitzen lediglich in der Theorie und nicht im bestehenden Strommarktdesign möglich. Da Investitionen in Spitzenlastkraftwerke stark rückläufig sind und sich auch keine Änderung des Investitionsverhaltens in den kommenden Jahren abzeichnet ist festzuhalten, dass der Energy-only-Markt die Problematik nicht eigenständig bewältigen kann.

## V. Marktversagen im gegenwärtigen Strommarktdesign<sup>159</sup>

Die vorangegangene Erkenntnis führt zu der Frage, ob im Energy-only-Strommarkt ein Marktversagen vorliegt. In der Ökonomie wird Marktversagen als Situation definiert, in der ein individuell rationales Verhalten zu kollektiv irrationalen Ergebnissen führt. Kollektiv irrational sind Ergebnisse, wenn auf einem Markt systematisch pareto-effiziente Allokationen verfehlt werden, also durch bestimmte Maßnahmen Akteure besser- und zugleich andere schlechtergestellt werden.<sup>160</sup> Ein Marktversagen liegt also vor, wenn ein im Wettbewerb stehender Markt (Angebot und Nachfrage) nicht die größtmöglichen Erträge für die Gesamte Volkswirtschaft generiert.

Projiziert auf den Strommarkt bedeutet dies, dass jeder Nachfrager mindestens die Kosten seines Verbrauchs gegenüber den Erzeugern trägt und jeder Erzeuger für sein Angebot mindestens so viel erhält, wie es dem Nutzen beim Nachfrager entspricht. Weder der Erzeuger noch der Nachfrager kann seine Situation verbessern, ohne dass nicht zugleich der andere Akteur schlechtergestellt wird. Jener Zustand gilt als volkswirtschaftliches Optimum oder auch Pareto-Effizienz.<sup>161</sup>

Die ausbleibende Rentabilität von Spitzenlastkraftwerken führt langfristig zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit. Um diese Gefährdung abzuwenden, müssten Investitionen in Reservekapazitäten erfolgen. Das würde einerseits die Versorgungssicherheit

---

<sup>159</sup> Der folgende Punkt wurde vorab bereits teilweise veröffentlicht in: *Laux*, EnWZ (2015), S. 249, 250 f.

<sup>160</sup> *Roth*, VWL für Einsteiger (2014), S. 23 f, 149.

<sup>161</sup> *Erdmann/Zweifel*, Energieökonomik (2010), S. 6.



für Nachfrager verbessern, andererseits wären unter dem gegenwärtigen Energy-only-Vergütungsmodell die Kosten für die Bereitstellung von Strom alleine vom Erzeuger zu tragen. Durch diese Maßnahme – Errichtung oder Betrieb von Reservekapazitäten – würden sämtliche Nachfrager besser- und zugleich der Erzeuger schlechtergestellt. Dies ist ein kollektiv irrationales Ergebnis, d. h. eine pareto-ineffiziente Allokation. Jene Form des Marktversagens, insbesondere bei der Energieversorgung, ist aus ökonomischer Sicht eine notwendige Bedingung für staatliche Interventionen.<sup>162</sup>

## VI. Fazit Kapitel 2

Eine gleichbleibende Frequenz von 50 Hertz, die Nichtspeicherbarkeit in ökonomisch relevanten Mengen, eine preisunflexible Nachfrage sowie fluktuierende erneuerbare Energien bilden die wesentlichen Charakteristika elektrischer Energie und des deutschen Strommarktes. In Kombination mit der grenzkostenbasierenden Vergütungsregelung – Energy-only – und der Wirkung der erneuerbaren Energien auf den Börsenstrompreis, führen jene Charakteristika zu einer mangelnden Rentabilität des konventionellen Kraftwerksparks und in der Folge zu Stilllegungen von Bestandsanlagen, insbesondere von Spitzenlastkraftwerken. Dies hängt zum einen mit dem kurzfristigen Merit-Order-Effekt und zum anderen mit der daraus resultierenden langfristigen Missing-Money-Problematik zusammen. Die erneuerbaren Energien verdrängen mit ihren vernachlässigbaren Grenzkosten sowie dem Einspeisevorrang nach § 11 Abs. 1 EEG die Spitzenlastkraftwerke in der Merit-Order nach rechts, sodass diese keine Deckungsbeiträge erwirtschaften können.

Problematisch erscheint jedoch, dass aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien in der Bruttostromerzeugung zwingend Spitzenlastkraftwerke zur Deckung der Residuallast benötigt werden. Nur diese Kraftwerke können kurzfristig und hochflexibel die Einspeiseschwankungen der erneuerbaren Energien abfahren. Trotz dieser Tatsache sinkt die installierte Nettoleistung der Gaskraftwerke in Deutschland. Das ergibt sich u. a. aus den Szenarioanalysen der ÜNB, deren Daten von der BNetzA überprüft und genehmigt werden.

Dennoch ist auch die inzwischen von Höfling (2013) belegte Hypothese nach Nabe (2006), Wissen und Nicolosi (2008), Nicolosi (2011) sowie (2012), wonach langfristig die altersbedingten Stilllegungen von Grundlastkraftwerken und der daraus resultierende Abbau der Überkapazitäten wieder zu Preisspitzen führen könnten, nicht endgültig aus-

---

<sup>162</sup> a. a. O. S. 9.



zuschließen. Nach der Peak-Load-Pricing-Theorie verbessert dies die Finanzierungssituation für Spitzenlastkraftwerke. In der Praxis wurde allerdings noch nie auf eigenständige Investitionsanreize aus dem Energy-only-Markt heraus vertraut, sondern diese überwiegend mit staatlichen Fördermaßnahmen begünstigt.<sup>163</sup> Selbst wenn die beschriebene theoretische Situation eintritt, bleibt fraglich, ob Investitionen und die Errichtung neuer Kraftwerke rechtzeitig erfolgen. Erst wenn es auf dem Strommarkt bereits zu Kapazitätsengpässen – Preisspitzen – oder sogar zu Stromausfällen gekommen ist, herrscht Gewissheit darüber, dass eine Angebotsknappheit vorliegt und Investitionen rentabel sind. Aufgrund der langen Vorlaufzeit für Planung und Bau erfolgt die Marktreaktion nur sehr verzögert und in der Übergangsphase entsteht zwangsläufig ein Versorgungssicherheitsproblem.

Daraus ist zu schließen, dass selbst bei einem sich anpassenden Kraftwerkspark ohne regulatorische Eingriffe Perioden mit geringer Versorgungssicherheit unabwendbar sind. Der Gesetzgeber hat auf die vermehrte Stilllegung von Spitzenlastkraftwerken bereits mit dem Dritten Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 20. Dezember 2012 und der ResKV vom 27. Juni 2013 reagiert. Letztere präzisiert die gesetzlichen Pflichten von Anlagenbetreibern bei einer geplanten Stilllegung von gesicherten Erzeugungskapazitäten. Unter bestimmten Voraussetzungen kann der ÜNB einer Stilllegung widersprechen. Dieses bis Ende 2017 befristete Übergangsregime schafft Zeit für die Entscheidung über eine Änderung des Strommarktdesigns.<sup>164</sup>

Begründet mit der Stilllegung von Spitzenlastkraftwerken führen die Unterstützer von Kapazitätsmechanismen insbesondere die Missing-Money-Problematik und die daraus resultierende Gefährdung der langfristigen Versorgungssicherheit an.<sup>165</sup> Durch Zahlungen für die Vorhaltung von Kapazität gewährleisteten Kapazitätsmechanismen primär eine langfristige Versorgungssicherheit. Sie adressieren – ähnlich der Missing-Money-Problematik – vorwiegend die flexiblen Spitzenlastkraftwerke. Im Gegensatz zum bestehenden Energy-only-Markt wären die am Kapazitätsmechanismus partizipierenden Kraftwerke zur Fixkostendeckung nicht mehr ausschließlich auf die Großhandelsstrompreise angewiesen und es könnten Anreize zur Investition in neue Spitzenlastkraftwerke gesetzt werden.

---

<sup>163</sup> So z. B. die Erneuerbaren Energien, die Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten, vgl. *Müsgens/Höffler*, Streitfragen (2014), S. 6, 10.

<sup>164</sup> Ausführlich siehe Kapitel 3 Punkt V.

<sup>165</sup> *Däuper/Voß*, ZNER (2012), S. 119, 120.



Dennoch müssen neben der Debatte um einen zukünftigen Kapazitätsmechanismus auch weitere Stellschrauben im Strommarkt angezogen werden. Zum Beispiel würde eine Verbesserung der Bilanzkreistreue den Bedarf an teurer Regelenergie und somit an konventionellen Spitzenlastkraftwerken im Rahmen der Reserve weiter verringern. Gegenwärtig bewirtschaften lediglich 30 bis 50 Prozent der BKV aktiv ihren Bilanzkreis. Um diesen Anteil zu erhöhen, muss die Pönale für die BKV ausgeweitet werden. Die Kopplung des reBAP an den Intraday-Markt geht hier nicht weit genug. Die Politik sollte die BKV bei jeder Fahrplanabweichung in ihrem Bilanzkreis und einem entstehenden Bilanzungleichgewicht verpflichten, eine Pönale zu entrichten. Denkbar wäre ein fixer Aufschlag auf den Intraday-Preis.

Abschließend zu Kapitel 2 kann festgehalten werden, dass eine Notwendigkeit zur Umstrukturierung des Strommarktdesigns „Ob“ grundsätzlich begründet ist. Die Auswertung der stündlichen Börsenstrompreise am Day-Ahead-Markt seit dem 1. Januar 2006 verdeutlicht, dass der bestehende Strommarkt mangels Preisspitzen keine Refinanzierbarkeit für Spitzenlastkraftwerke gewährleistet. Die Frage, ob im zukünftigen Design ein Kapazitätsmechanismus erforderlich ist, hängt ganz von der Definition der Versorgungssicherheit ab und wird im nächsten Kapitel behandelt.





## C. Kapitel 3 Versorgungssicherheit

### I. Definition der Versorgungssicherheit

Es gibt unterschiedliche Definitionen des aus der energiepolitischen Debatte stammenden Begriffs der Versorgungssicherheit. Während Juristen i. d. R. auf § 1 Abs. 1 EnWG verweisen, wird der Begriff in den Wirtschaftswissenschaften je nach Bedarf und Zielsetzung umformuliert und angepasst. Dies führt in der gegenwärtigen Debatte über die Integration eines Kapazitätsreservemodells zu Unklarheiten in Bezug auf die Diskussionsgrundlage. Helm (2002) schrieb passend: „[...] *Security of supply. This is one of the most overused and misunderstood concepts in the energy debate.*“<sup>166</sup>

Nachfolgend werden daher die verschiedenen Definitionen erläutert.

#### 1. Juristisch

Eine Legaldefinition enthält das EnWG zwar nicht, dennoch wird bei der Definition der Versorgungssicherheit auf den Gesetzeszweck abgestellt. Dieser ist nach § 1 Abs. 1 EnWG

*„eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.“*

Diese Programmsätze begründen keine unmittelbaren Verpflichtungen der Regulierungsbehörde, sondern fungieren lediglich als Gemeinwohlziele.<sup>167</sup> Aus der Gesetzesbegründung geht hervor, dass die aufgeführten Ziele gleichrangig zueinander sind. Kein Ziel darf zugunsten eines anderen aufgegeben werden.<sup>168</sup> Das rechtliche Zielpentagon – Sicherheit, Preisgünstigkeit, Verbraucherfreundlichkeit, Effizienz und Umweltverträglichkeit – erscheint jedoch faktisch kaum umsetzbar. So wurde in den vergangenen Legislaturperioden das Ziel einer umweltverträglichen zunehmend auf erneuerbaren Energien beruhenden Versorgung über das einer preisgünstigen gestellt. Diese Zielsetzung geht

<sup>166</sup> Helm, Energy policy: security of supply, sustainability and competition (2002), S. 173, 175.

<sup>167</sup> Säcker/Timmermann, in Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar Energierecht (2014), § 1 Rn. 1 EnWG.

<sup>168</sup> BT-Drucks. 13 / 7274, S. 31.



unter dem bestehenden Strommarktdesign auch zu Lasten einer sicheren Energieversorgung.

Das Zielpentagon des EnWG in seiner heutigen Form existiert seit der Novellierung des EnWG im Jahr 2008. Trotz der Gleichrangigkeit der Ziele ist dem Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 zu entnehmen, dass den drei Zielen Zuverlässig-, Wirtschaftlich- und Umweltverträglichkeit eine herausgehobene Bedeutung zukommt. Das Konzept sollte die energiepolitische Gesamtstrategie bis zum Jahr 2050 umfassen.<sup>169</sup> Aufgrund der Reaktorkatastrophe in Fukushima wurde mit dem Energiepaket 2011 die im Energiekonzept dargestellte Rolle der Atomkraftwerke als Brückentechnologie neu bewertet. Die im Energiekonzept 2010 gezeichnete Zieltrias kann daher als Maßstab bei der Umstrukturierung des Strommarktdesigns verstanden werden. Insbesondere die Versorgungssicherheit (Zuverlässigkeit) bildet die Grundlage für eine erfolgreiche Volkswirtschaft. Die Energiepolitik wird daher in der 18. Legislaturperiode die Versorgungssicherheit als eines von drei primären Zielen stärken.<sup>170</sup>

Die Versorgungssicherheit stellt unbestritten eines der wichtigsten öffentlichen Güter in Deutschland dar. Ihr Fokus liegt auf der Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazitäten, die in der Lage sein müssen jederzeit die Spitzenlast abzudecken. Erzeugungsseitige Unterkapazitäten engen den Handlungsspielraum der ÜNB zur Erbringung von Systemdienstleistungen nach § 13 EnWG – z. B. Frequenzhaltung mit Regelernergie – stark ein. Darüber hinaus umfasst die Versorgungssicherheit auch die netztechnischen Aspekte.<sup>171</sup> Ohne die Bereitstellung eines den Anforderungen entsprechenden Übertragungs- und Verteilungsnetzes kann der erzeugte Strom nicht zu den Verbrauchern gelangen. Die ÜNB haben daher nach § 12 Abs. 3 EnWG zur Versorgungssicherheit beizutragen, indem sie bei Bedarf das Netz ausbauen. Für die Verteilnetzbetreiber gilt dies gem. § 14 Abs. 1 i. V. m. § 12 Abs. 3 EnWG entsprechend. Wie bereits angeführt gilt es die Systemsicherheit von der Versorgungssicherheit zu differenzieren.

In einem funktionierenden wettbewerblichen Energiemarkt wird die Versorgungssicherheit durch ein ausgewogenes Niveau an Erzeugungskapazitäten gewährleistet. Mit dem Ziel von Profitmaximierung errichten die Akteure neue, effizientere Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden und treiben den Ausbau des Übertragungsnetzes voran. Das Ener-

---

<sup>169</sup> Deutsche Bundesregierung, Energiekonzept (2010), S. 3.

<sup>170</sup> BMWi, Grünbuch (2014), S. 6.

<sup>171</sup> *Theobald*, in *Danner/Theobald, Energierecht* (2015), § 1 Rn. 15 f. EnWG; *Säcker/Timmermann*, in *Säcker* (Hrsg.), *Berliner Kommentar Energierecht* (2014), § 1 Rn. 8 EnWG sowie BMWi, *Monitoring Bericht* (2012), S. 3.



giewirtschaftsrecht hat ihnen bislang keine Verpflichtungen zum Bau von Kraftwerken auferlegt, dennoch mit § 13a Abs. 1 S. 2 EnWG verboten, systemrelevante Anlagen stillzulegen.

## 2. *Ökonomisch*

Auf der Plattform „Strommarkt“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wurde im Rahmen der 10-Punkte-Energie-Agenda bis Oktober 2014 auf Grundlage von vier Gutachten ein Grünbuch erarbeitet. Diese Gutachten dienen als Vorarbeit für die spätere Entwicklung eines neuen Strommarktdesigns. Aufgrund der Bedeutung der Gutachten für den weiteren Verlauf der Kapazitätsdebatte werden im Folgenden ihre Definitionen von Versorgungssicherheit analysiert. Darauf folgt ein Vergleich mit den Definitionen der spezifischen Gutachten über Kapazitätsmechanismen.

Nach Frontier Economics / Formaet Services (2014) liegt der Fokus der Versorgungssicherheit ausschließlich auf der ökonomischen Erzeugungs- und Verbrauchsebene. Als Sicherheit wird eine allgemein anerkannte hohe Wahrscheinlichkeit einer unterbrechungsfreien Stromversorgung verstanden. Vereinbaren die Verbraucher mit ihren Lieferanten freiwillige Lastabschaltungen o. Ä., ist dies kein Indiz für mangelnde Versorgungssicherheit. Das Gutachten setzt keinen Fokus auf sämtliche technische Gefährdungen der Versorgungssicherheit durch Netzengpässe aufgrund des unvollständigen Netzausbaus. Erzeugungsseitige Versorgungssicherheit i. S. d. Gutachtens

*„bedeutet auf dem Strommarkt, dass Nachfrager elektrische Energie beziehen können, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher als der Marktpreis (Kosten) ist.“<sup>172</sup>*

Auch im Parallelgutachten von Frontier Economics / Consentec (2014) wird der Fokus auf die erzeugungs- und verbrauchsseitige Versorgungssicherheit gelegt. Kern der Prüfung ist die Frage, ob mithilfe von Kapazitätsmechanismen eine ausreichende Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen, Speichern und Nachfrageflexibilität erreicht werden

---

<sup>172</sup> Frontier Economics/Formaet Services, Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? (2014), S. 26 ff.



kann.<sup>173</sup> r2b energy consulting (2014) sowie Connect Energy Economics (2014) betrachten ebenfalls die Erzeugungs- und Verbrauchsebene.<sup>174</sup>

Nicht alle Autoren der in Diskussion stehenden Kapazitätsmechanismen definieren in ihren Gutachten die Versorgungssicherheit. Sowohl Consentec (2012), EWI (2012) und Öko-Institut / LBD / Raue (2012) legen den Fokus ihrer mit Kapazitätsmechanismen angestrebten Versorgungssicherheit auf die Erzeugungs- und Verbrauchsebene.<sup>175</sup> Lediglich enervis energy advisors / BET (2013) adressieren mit ihrem Gutachten die konventionelle und erneuerbare Erzeugung, Speicher, Übertragung sowie Verbraucher.<sup>176</sup>

## II. Pflicht zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit aus ökonomischer und rechtlicher Perspektive

Der Begriff Versorgungssicherheit nimmt in der gegenwärtigen Diskussion um das künftige Strommarktdesign in Deutschland eine zentrale Rolle ein. Die Meinungen tendieren insbesondere bei der ökonomischen Frage auseinander, ob Versorgungssicherheit als öffentliches, Allmende- oder privates Gut zu definieren ist. Daraus ergibt sich, welcher Akteur für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit verantwortlich ist.

**Öffentliche Güter** sind durch eine Nicht-Ausschließbarkeit vom Konsum sowie einer Nicht-Rivalität im Konsum definiert.<sup>177</sup> Als Beispiel ist die nationale Sicherheit anzuführen: Keinem Bürger kann die Nutzung – oder in diesem Fall der Schutz – verwehrt werden (Nicht-Ausschließbarkeit) und es entstehen keine Nachteile, wenn weitere Bürger von der nationalen Sicherheit profitieren (Nicht-Rivalität). Energieversorger können bei Kapazitätsengpässen Verbraucher mit geringerer Zahlungsbereitschaft nicht vom Netz trennen, um so die individuelle Versorgung für Verbraucher mit einer erhöhten Bereitschaft zu gewährleisten. Dies resultiert aus der Inflexibilität der Nachfrage auf Preisveränderungen. Entweder es werden alle mit Energie versorgt oder niemand. Eine Ausnahme bilden teilnehmende Großverbraucher im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren

---

<sup>173</sup> Frontier Economics/Consentec, Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (2014), S. 25.

<sup>174</sup> r2b energy consulting, Endbericht Leitstudie Strommarkt (2014), S. 32 sowie Connect Energy Economics, Leitstudie Strommarkt (2014), S. 25.

<sup>175</sup> Consentec, Ausgestaltung einer strategischen Reserve (2012), S. 23; *Elberg et al.* (EWI), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign (2012), S. 12 sowie *Matthes et al.* (Öko-Institut/LBD/Raue), Fokussierte Kapazitätsmärkte (2012), S. 16.

<sup>176</sup> *Ecke et al.* (enervis/BET), Ein zukunftsfähiges Strommarktdesign (2013), S. 21.

<sup>177</sup> *Wiese*, Mikroökonomik (2014), S. 427.



Lasten (AbLaV), die am 1. Januar 2016 außer Kraft tritt. Nach § 5 AbLaV<sup>178</sup> sind Großverbraucher mit einer Abschaltleistung von mindestens 50 MW teilnahmeberechtigt. Die ÜNB schreiben monatlich deutschlandweit eine Abschaltleistung von 3.000 MW für den folgenden Monat aus. Jene Leistung unterfällt zur Hälfte auf sofort (innerhalb einer Sekunde) und auf schnell abschaltbare Lasten (innerhalb 15 Minuten), § 5 Abs. 1 Nr. 2 AbLaV. Allerdings stößt die Möglichkeit, abschaltbare Lasten anzubieten, bei den qualifizierten Großverbrauchern gegenwärtig nur auf mäßiges Interesse, wofür u. a. die ausbleibenden Preisspitzen verantwortlich sind. Den Großverbrauchern fehlt in der Folge ein adäquater Anreiz zur Nachfrageverringering. So waren anstelle der eigentlich vorgesehenen 3.000 MW im November 2015 lediglich 1.444 MW kontrahiert.<sup>179</sup> Insbesondere die Minimalgröße von 50 MW wird nur einen ausgewählten Anteil der Nachfrager betreffen. Der Versorgungssicherheit kommt daher die Eigenschaft eines öffentlichen Gutes zu.<sup>180</sup> Aus diesem Grund besteht im gegenwärtigen Marktdesign für einzelne Verbraucher keine Zahlungsbereitschaft für dieses öffentliche Gut, da ihre Zahlung die Situation sämtlicher Verbraucher verbessert. Die Verbraucher wissen, dass sie keine minderwertige Versorgungssicherheit erhalten, wenn ihre Zahlungsbereitschaft geringer ist. Sie sind nur dann bereit mehr zu zahlen, wenn alle Verbraucher mehr zahlen, sodass niemand eine erhöhte Zahlungsbereitschaft besitzt. Dies führt zu einem Trittbrettfahrerverhalten.<sup>181</sup>

Versorgungssicherheit kann jedoch auch als **Allmende-Gut** bezeichnet werden. Ein solches Gut ist ebenfalls durch eine Nicht-Ausschließbarkeit im Konsum gekennzeichnet, im Gegensatz zum öffentlichen Gut besteht allerdings eine Rivalität zwischen den Nutzern.<sup>182</sup> Ein Beispiel ist eine öffentliche und mautfreie Brücke. Jeder Bürger darf die Brücke benutzen (Nicht-Ausschließbarkeit), aber die Nutzung durch weitere Bürger führt zur Verkehrsbehinderung bei allen Bürgern (Rivalität). Während Kapazitätsengpässen können nicht alle Verbraucher Energie beziehen, da sie nur begrenzt verfügbar ist. Sie stehen in Rivalität zueinander. Die Versorgungssicherheit würde sich in diesem Fall als Ausgleich von Angebot und Nachfrage definieren. Dies spiegelt insbesondere die Möglichkeiten der leistungsgemessenen Verbraucher wider. Übersteigen die Strompreise (Kosten) ihre individuelle Zahlungsbereitschaft (Nutzen), können sie ihren Stromverbrauch drosseln oder sogar abstellen. Einer Trittbrettfahrerproblematik würde so vorgebeugt.

---

<sup>178</sup> Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998), die durch Artikel 316 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

<sup>179</sup> ÜNB, Abschaltbare Lasten.

<sup>180</sup> Joskow, *Competitive Electricity Markets and Investment in new Generating Capacity* (2006), S. 33; Cramton/Ockenfels, *ZfE* (2012), S. 113, 116.

<sup>181</sup> Cramton/Stoft, *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity* (2006), S. 24.

<sup>182</sup> Müsgens/Peek, *ZNER* (2011), S. 576, 579.



Eine dritte Gruppe definiert die Versorgungssicherheit bei nicht-leistungsgemessenen Verbrauchern aufgrund der Rivalität als Allmende-Gut und bei leistungsgemessenen Verbrauchern sogar als **privates Gut**.<sup>183</sup> Die Eigenschaft eines privaten Gutes liegt in der vollständigen Ausschließbarkeit vom Konsum sowie einer Rivalität im Konsum. Als Beispiel ist die Nutzung eines Fahrrads anzuführen. Jene Nutzung kann einer fremden Person verweigert werden (Ausschließbarkeit) und bei Nutzung durch den Eigentümer kann niemand anderes das Gut mehr nutzen (Rivalität). Die Definition der Versorgungssicherheit als Allmende-Gut kann noch nachvollzogen werden, die eines privaten Gutes für leistungsgemessene Verbraucher ist allerdings übergreifend nicht haltbar. Der Versorgungssicherheit müsste in diesem Fall ein konkreter Preis zugeordnet werden, damit sie individualisierbar für die privaten Verbraucher wird. Häufig wird vorgeschlagen, für den Preis der Versorgungssicherheit den VoLL heranzuziehen. Schätzungen des VoLL erweisen sich jedoch als sehr komplex, da die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher je nach Situation stark schwankt.<sup>184</sup>

Nach einer Auswertung von Bushnell (2005) liegt das VoLL in dem meisten Studien zwischen 2.000 \$ und 50.000 \$ je MW/h. Aus einem Vergleich mit den Börsenstrompreisen, die zwischen 20 \$ und 100 \$ je MW/h schwanken, kommt er zu dem Ergebnis, dass die Wohlfahrtsverluste deutlich höher als der Wert der eigentlichen Leistung sind.<sup>185</sup> Cramton und Stoft (2006) beziffern den VoLL sogar auf 2.000 \$ bis 250.000 \$ je MW/h.<sup>186</sup> Diese Zahlen aus dem amerikanischen Energiesektor sollen lediglich die Spannweite des VoLL demonstrieren, eignen sich jedoch nicht für einen Vergleich mit dem deutschen Markt im Jahr 2014. Consentec / FGH / Frontier Economics (2010) berechnen den VoLL für Deutschland auf 5.800 bis 14.200 € je MW/h.<sup>187</sup>

Wenn Verbraucher der Versorgungssicherheit einen festen Preis zuweisen, müssen sie einzeln abgeschaltet werden können. Eine individuelle Ausschließbarkeit von der Energieversorgung ist, wie zu Beginn des Kapitels erläutert, technisch nur einem kleinen Anteil von Großverbrauchern mit einer Abschaltleistung von mindestens 50 MW möglich. Für das Gros der Nachfrager gilt daher, dass entweder alle innerhalb eines Bilanzkreises oder einer Regelzone von der Versorgung ausgeschlossen werden oder niemand.

---

<sup>183</sup> r2b energy consulting, Endbericht Leitstudie Strommarkt (2014), S. 37 f. sowie Connect Energy Economics, Leitstudie Strommarkt (2014), S. 25.

<sup>184</sup> Stoft, Power System Economics (2002), S. 156.

<sup>185</sup> Bushnell, Electricity Resource Adequacy (2005), S. 12 f.

<sup>186</sup> Cramton/Stoft, The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity (2006), S. 68 f.

<sup>187</sup> Consentec et al., Economics, Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (2010), S. 108.



Stellt die Versorgungssicherheit ein öffentliches Gut dar, muss durch staatliches Handeln langfristig ein ausreichendes Niveau an gesicherter Erzeugungskapazität für die prognostizierte Spitzenlast vorgehalten werden. Bei einem Allmende-Gut – Rivalität ist Voraussetzung – würde sich die Versorgungssicherheit über die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher selbst regeln. Verbraucher mit einer höheren Zahlungsbereitschaft erlangen eine höhere Versorgungssicherheit. Zur Ermittlung der individuellen Bereitschaft betrifft dies ausschließlich die leistungsgemessenen Verbraucher. Eine Definition als privates Gut ist bei der Versorgung mit Elektrizität nicht haltbar.

Aus ökonomischer Sicht überwiegen somit die Argumente, die Versorgungssicherheit als öffentliches Gut anzusehen. Entgegen der Rivalität auf einer Brücke – Allmende-Gut – ist sämtlichen nicht-leistungsgemessenen Verbrauchern ohne Kenntnisse über den Strompreis nicht bewusst, dass sie bei ihrer Nachfrage von Strom in Rivalität mit anderen Verbrauchern stehen. Eine Abgrenzung, ob eine Rivalität vorliegt, ist oftmals nicht trennscharf möglich, sodass in der Literatur i. d. R. die Definition eines öffentlichen Gutes verwendet wird.<sup>188</sup> Darüber hinaus sollte die Versorgungssicherheit grundsätzlich kein Konkurrenzverhalten bei den Verbrauchern auslösen. Sie muss jederzeit in ausreichendem Maße vorhanden sein, sodass eine gemeinsame Nutzung ohne Restriktionen möglich ist. Finanzschwachen Haushalten, die zwangsläufig eine geringere Zahlungsbereitschaft aufweisen, droht sonst bei hohen Preisen regelmäßig eine Abschaltung. Auch die Europäische Union und Deutschland bewerten die Versorgungssicherheit daher als öffentliches Gut.<sup>189</sup>

Bei der rechtlichen Frage nach dem verantwortlichen Akteur zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zeigt sich ein homogeneres Bild. Eine sichere Versorgung mit Elektrizität wird häufig als kommunale Pflichtaufgabe im Rahmen der Daseinsvorsorge verstanden. Eine erste Erwähnung des Begriffs der Daseinsvorsorge als Aufgabenbereich der modernen Verwaltung findet sich in Forsthoff (1938). Er versteht darunter „*die Darbringung von Leistungen, auf welche der in die modernen massentümlichen Lebensformen verwiesene Mensch lebensnotwendig angewiesen ist.*“ Jener Definition liegt die Annahme zugrunde, dass das Wirtschaftssystem zu komplex geworden ist und der moderne Mensch nicht mehr für sich selbst sorgen kann. Forsthoff (1938) führt als Beispiel das

---

<sup>188</sup> Buchholz et al. (Ifo-Institut), Die Zukunft der Energiemärkte (2012), S. 40; Ockenfels et al., Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor (2013), S. 14; Frontier Economics/Formaet Services, Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? (2014), S. 66; Elberg et al. (EWI), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign (2012), S. 8, 56 sowie Ecke et al. (enervis/BET), Ein zukunftsfähiges Strommarktdesign (2013), S. 40.

<sup>189</sup> Theobald, in Danner/Theobald, Energierecht (2015), § 1 Rn. 30 EnWG.



Wasser an: Der moderne Mensch „*verfügt nicht über das Wasser [...] wie der Landbewohner, der es aus einem Brunnen schöpft, sondern ist auf die öffentliche Wasserversorgung angewiesen.*“ Gleiches gilt nach Forsthoff (1938) auch für die Gas- und Elektrizitätsversorgung.<sup>190</sup>

Die jüngere Literatur leitete aus diesem Umstand ab, dass der Staat jederzeit die Versorgung mit existenziellen Gütern – u. a. Elektrizität – sichern muss.<sup>191</sup> In der deutschen Rechtsordnung wird die Daseinsvorsorge nicht explizit aufgeführt, sie leitet sich dennoch aus dem Sozialstaatsprinzip des Art. 20 Abs. 1 GG und der kommunalen Selbstverwaltungsgarantie nach Art. 28 Abs. 2 GG ab.<sup>192</sup> Das Sozialstaatsprinzip gilt, auch wenn es nicht explizit im Grundgesetz aufgeführt, sondern nur als Adjektiv „sozial“ niedergeschrieben ist, als ein Grundprinzip in der deutschen Verfassung.<sup>193</sup> Es verpflichtet als Staatszielbestimmung alle Staatsorgane zur Sicherstellung eines menschenwürdigen Daseins sowie dem Schutz von körperlich und geistig Gebrechlichen.<sup>194</sup> Die aktive Konkretisierung der Sozialordnung obliegt dem Gesetzgeber.<sup>195</sup> Allerdings ergeben sich keine subjektiven Ansprüche auf ein Handeln des Gesetzgebers.<sup>196</sup> Mangels einer verfassungsrechtlichen Verankerung des Begriffs der Daseinsvorsorge muss sie im Einzelfall mit einem Grundrecht erhoben werden. Das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) nimmt an, dass Art. 1 Abs. 1 GG i. V. m. dem Sozialstaatsprinzip Art. 20 Abs. 1 GG einen subjektiven Anspruch auf Gewährleistung eines menschenwürdigen Existenzminimums begründet. In dem Beschluss hat das BVerfG festgestellt, dass die Grundleistungen im Rahmen des Asylbewerberleistungsgesetz 31 Prozent unter den Leistungen liegen, die nach dem SGB II und SGB XII das Existenzminimum sicherstellen und damit kein menschenwürdiges Dasein möglich ist.<sup>197</sup>

Dagegen sind verfassungsrechtliche Leistungsansprüche, die neben der physischen menschlichen Existenz auch das soziale Existenzminimum, d. h. die Teilnahme am gesellschaftlichen Leben gewährleisten – gesicherte Energieversorgung –, aus dem Sozial-

<sup>190</sup> Forsthoff, Die Verwaltung als Leistungsträger (1938), S. 7.

<sup>191</sup> Dicke/Glismann, Privatisierungskataster (2004), S. 45 f.

<sup>192</sup> Henneke, in Krautscheid (Hrsg.), Die Daseinsvorsorge im Spannungsfeld von europäischem Wettbewerb und Gemeinwohl (2009), S. 19 zum Sozialstaatsprinzip; Badura, DÖV (1966), S. 624, 624 ff. sowie Dicke/Glismann, Privatisierungskataster (2004), S. 47.

<sup>193</sup> Albrecht/Küchenhoff, Staatsrecht (2015), § 10 Rn. 178; Jarass, in ders./Pieroth, GG Kommentar (2014), Art. 20 Rn. 111 GG.

<sup>194</sup> BVerfGE 40, 121, 133; BVerfGE 44, 353, 375.

<sup>195</sup> BVerfGE 51, 115, 125; BVerfGE 69, 272, 314.

<sup>196</sup> BVerfGE 1, 97, 105; BVerfGE 27, 253, 283; BVerfGE 82, 60, 80.

<sup>197</sup> BVerfGE 132, 134 – 151 f. Früher ebenfalls zur Gewährleistung des menschenwürdigen Existenzminimums BVerfGE 113, 88, 108 f.; BVerfGE 125, 175, 222 ff.



staatsprinzip nicht möglich. Dem Gesetzgeber obliegt bei der Definition des sozialen Existenzminimums ein weiter Ermessensspielraum.<sup>198</sup>

Den Gemeinden wird in Art. 28 Abs. 2 S. 1 GG das Recht eingeräumt, „*alle Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft [...] in eigener Verantwortung zu regeln.*“ Eine Legaldefinition, was unter den Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft zu verstehen ist, hat der Gesetzgeber nicht näher aufgeführt. Das BVerfG hat diese Angelegenheiten jedoch eingehender präzisiert: Sie umfassen

*„diejenigen Bedürfnisse und Interessen, die in der örtlichen Gemeinschaft wurzeln oder auf sie einen spezifischen Bezug haben [...], die also den Gemeindeeinwohnern gerade als solchen gemeinsam sind, indem sie das Zusammenleben und -wohnen der Menschen in der (politischen) Gemeinde betreffen.“<sup>199</sup>*

Nach diesem Beschluss besitzen die Gemeinden eine Allzuständigkeit für sämtliche Aufgaben der örtlichen Gemeinschaft, die nicht gesetzlich auf andere Träger übertragen wurden. Dabei handelt es sich nicht um statische Aufgaben, sondern diese können je nach Einwohneranzahl und Umfang des Gemeindegebietes unterschiedlich ausgestaltet sein. Unabhängig davon, ob das Land bei der Aufgabenstruktur einen monistischen oder dualistischen Ansatz verfolgt, ist zwischen den freiwilligen und den pflichtigen Selbstverwaltungsaufgaben der Gemeinden zu differenzieren. Bei den monistisch organisierten Ländern gibt es zusätzlich die Pflichtaufgaben zur Erfüllung nach Weisung.<sup>200</sup> Die **freiwilligen** Selbstverwaltungsaufgaben liegen im Ermessen der Gemeinde. Sie kann eigenständig über das „Ob“ und „Wie“ entscheiden. Zu diesen gehören in Brandenburg die sozialen Aufgaben z. B. die Errichtung und der Unterhalt von Büchereien, Sportplätzen sowie Stadthallen. Die **pflichtigen** Aufgaben werden der Gemeinde durch ein Parliamentsgesetz des Bundes oder des Landes auferlegt. In Brandenburg ist die entsprechende Grundlage in Art. 97 Abs. 3 BbgVerf<sup>201</sup> normiert. Die Gemeinde kann lediglich entscheiden „wie“ sie diesen nachkommt. Zu den Aufgaben gehören in allen Bundesländern z. B. die Bauleitplanung nach § 2 Abs. 1 BauGB<sup>202</sup>. Bei den **Pflichtaufgaben** zur Erfüllung nach Weisung in den Ländern mit monistischem System wie Brandenburg besteht für die Gemeinden kein Mitspracherecht. Sie erfüllen staatliche Aufgaben, bei denen das Land

---

<sup>198</sup> Huster/Rux, in Epping/Hillgruber (Hrsg.), BeckOK (2015), Art. 20 Rn. 216.1 f. GG.

<sup>199</sup> BVerfGE 79, 127, 151 f.

<sup>200</sup> Burgi, Kommunalrecht (2015), § 8 Rn. 20 f.

<sup>201</sup> Verfassung des Landes Brandenburg vom 20. August 1992 (GVBl.I/92, [Nr. 18], S.298), zuletzt geändert durch Gesetz vom 5. Dezember 2013 (GVBl.I/13, [Nr. 42]).

<sup>202</sup> Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. September 2004 (BGBl. I S. 2414), das durch Artikel 118 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.



ein Weisungs- und Aufsichtsrecht besitzt. Diese Pflichtaufgaben dürfen den Gemeinden gem. Art. 84 Abs. 1 S. 7 GG und Art. 85 Abs. 1 S. 2 GG ausschließlich von den Ländern übertragen werden. Sind die Länder allerdings zur Ausführung eines Bundesgesetzes nach Art. 83 GG verpflichtet, können sie diese Aufgabe wiederum an die Gemeinden weiterreichen.<sup>203</sup> In Brandenburg zählen u. a. der Denkmalschutz, die Gefahrenabwehr und das Meldewesen zu den Pflichtaufgaben der Gemeinden.<sup>204</sup> Die kommunale Selbstverwaltungsgarantie wird durch Art. 93 Abs. 1 Nr. 4b GG abgesichert. Bei einem Verstoß können die Gemeinden direkt Klage vor dem BVerfG bzw. den Landesverfassungsgerichten erheben.

Auf europäischer Ebene wurde die Garantie zur kommunalen Selbstverwaltung erstmals im Jahr 1985 durch die Europäische Charta der kommunalen Selbstverwaltung gewährleistet. Diese Charta wurde von nahezu allen Mitgliedstaaten der EU unterzeichnet und ratifiziert, sodass sie völkerrechtlich verbindlich ist. In Deutschland wurde die Charta am 10. Dezember 1986 vom Bundestag beschlossen.<sup>205</sup> Damit genießt die Charta in Deutschland den Rang eines einfachen Bundesgesetzes.<sup>206</sup> Im Rahmen der Europäischen Union ist die kommunale Selbstverwaltung im Vertrag von Lissabon normiert. Nach Art. 4 Abs. 2 S. 1 EUV achtet die EU die verfassungsmäßigen Strukturen der Mitgliedstaaten „*einschließlich der regionalen und lokalen Selbstverwaltung*“, sofern sie auch national gewährleistet ist.

Im Gegensatz zu den Landesverfassungen von Bayern und dem Saarland sowie diverser Gemeindeordnungen oder Kommunalverfassungen enthält Art. 28 Abs. 2 GG keinen Katalog zu den konkreten Aufgaben der Gemeinden. Gem. Art. 83 Abs. 1 BayVerf<sup>207</sup> fällt die Versorgung mit „*elektrischer Kraft*“ ausdrücklich in den Wirkungsbereich der Gemeinden. Dem Bayerischen Staat obliegt nach Art. 152 BayVerf „*die Sicherstellung der Versorgung des Landes mit elektrischer Kraft*“. Das BVerfG hat bereits frühzeitig exponiert, dass

„*die Sicherstellung der Energieversorgung [...] eine öffentliche Aufgabe von größter Bedeutung*“ ist. „*Die Energieversorgung [gehört] zum Bereich der Daseinsvorsorge*“

<sup>203</sup> Geis, Kommunalrecht (2014), § 7 Rn. 18 sowie Burgi, Kommunalrecht (2015), § 8 Rn. 21.

<sup>204</sup> Büchner/Franzke, Das Land Brandenburg (2009), S. 84.

<sup>205</sup> BT-Prot. 10/255, S. 19894 f.

<sup>206</sup> Geis, Kommunalrecht (2014), § 4 Rn. 12.

<sup>207</sup> Verfassung des Freistaates Bayern in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Dezember 1998, GVBl 1998, S. 991, letzte berücksichtigte Änderung: Art. 83 Abs. 2 geänd. (G v. 11.11.2013, 642).



*[...]; sie ist eine Leistung, deren der Bürger zur Sicherung einer menschenwürdigen Existenz unumgänglich bedarf<sup>208</sup>.*

Die Gewährleistung der Energieversorgung, als Teil der öffentlichen Daseinsvorsorge, wird von Verfassungsrechtlern unstrittig unter die kommunale Selbstverwaltungsgarantie nach Art. 28 Abs. 2 GG subsumiert.<sup>209</sup> Die Aufgaben der Daseinsvorsorge sind keine Staatsaufgaben. Daher bleibt es den Kommunen überlassen, ob sie die Versorgung selbst übernehmen oder einen privaten Dritten beauftragen.

Auch wenn die Daseinsvorsorge ihre Wurzeln im Sozialstaatsprinzip nach Art. 20 Abs. 1 GG und der kommunalen Selbstverwaltung nach Art. 28 Abs. 2 GG hat, kann die konkrete Leistungserbringung – z. B. die Energieversorgung – nicht dem Staat zugerechnet werden. Denn das Sozialstaatsprinzip impliziert lediglich einen Gestaltungsauftrag an den Staat, bzw. den Gesetzgeber. Ihm kommt somit eine Rahmenverantwortung zu.<sup>210</sup> So hat er einen gesetzlichen Rahmen zu schaffen, in dem die Versorgungssicherheit für alle Verbraucher gewährleistet wird. Die Verbraucher müssen auf die Energieversorgung vertrauen können, sodass bei Bedarf immer ausreichend Elektrizität vorhanden ist. Auch in Zeiträumen mit hoher Nachfrage muss die Versorgungssicherheit sichergestellt sein. Seiner Rahmenverantwortung ist der deutsche Staat<sup>211</sup> bereits auf Grundlage seiner konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz für das Recht der Wirtschaft, worunter auch die Energiewirtschaft zu subsumieren ist, nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 i. V. m. Art. 72 Abs. 2 GG mit der Verabschiedung des EnWG nachgekommen. Unter den Begriff der Energiewirtschaft fällt die Energieerzeugung in jeglicher Form, die Weitergabe und Einsparung von Energie sowie die Sicherung der Energieversorgung.<sup>212</sup> Es handelt sich um einen entwicklungs offenen Begriff für künftige Innovationen im Bereich der Energiewirtschaft.<sup>213</sup> Jenen gesetzlichen Rahmen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit kann und muss alleine der Gesetzgeber an die veränderte Situation im Strommarkt anpas-

<sup>208</sup> BVerfGE 66, 248, 258. Später sogar BVerfGE 91, 186, 206: „Das Interesse an einer Stromversorgung ist heute so allgemein wie das Interesse am täglichen Brot. Die Befriedigung eines solchen Interesses ist eine Gemeinwohlaufgabe des Parlaments, das Finanzierungsinstrument die Gemeinlast der Steuern.“

<sup>209</sup> Mehde, in Maunz/Dürig, Grundgesetz-Kommentar (2015), Art. 28 Abs. 2 Rn. 92 ff. GG; Heintzen, NVwZ (2000), S. 743; Stern, Die verfassungsrechtliche Position der kommunalen Gebietskörperschaften in der Elektrizitätsversorgung (1966), S. 33; BVerwGE 98, 273, 275 f.

<sup>210</sup> Pielow, in Krautscheid (Hrsg.), Die Daseinsvorsorge im Spannungsfeld von europäischem Wettbewerb und Gemeinwohl (2009), S. 145 f.; Waller, Neue Energie für die kommunale Selbstverwaltung (2013), S. 98; Pielow, Grundstrukturen öffentlicher Versorgung (2001), S. 592 f.

<sup>211</sup> Ob darüber hinaus Kompetenzen bei dem europäischen Gesetzgeber liegen und auf welche Bereiche sich diese erstrecken wird in Kapitel 4 Punkt I. 2. erläutert.

<sup>212</sup> Seiler, in Epping/Hillgruber (Hrsg.), BeckOK GG (2015), Art. 74 Rn. 36 GG; Degenhart, in Sachs (Hrsg.), GG Kommentar (2014), Art. 74 Rn. 46 GG.

<sup>213</sup> Kunig, in von Münch/Kunig (Hrsg.), Grundgesetz-Kommentar (2012), Art. 74 Rn. 42.



sen. Schon Forsthoff (1938) empfand die Sicherstellung von Daseinsvorsorge durch staatliche Regulierung in Form des ersten EnWG von 1935 als vorbildlich.<sup>214</sup>

Jene Perspektive wird auch durch das Energiesicherungsgesetz (EnSiG) sowie die Elektrizitätssicherungsverordnung (EltSV) gestärkt. Für den Fall,

*„dass die Energieversorgung unmittelbar gefährdet oder gestört und die Gefährdung oder Störung der Energieversorgung durch marktgerechte Maßnahmen nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln zu beheben ist“,*

können zur Deckung des lebenswichtigen Bedarfs an Energie u. a. Rechtsverordnungen über die Erzeugung von Elektrizität und deren Höchstpreisen erlassen werden, § 1 Abs. 1 EnSiG<sup>215</sup>. Der Gesetzgeber möchte mit dem EnSiG einen auftretenden Notfall wie eine Öl- oder Gaskrise abmildern, sodass eine Inanspruchnahme aufgrund der mangelnden Rentabilität von Spitzenlastkraftwerken auszuschließen ist.<sup>216</sup>

### III. Räumliche Marktabgrenzung

Soeben wurde festgestellt, dass der Gesetzgeber für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit verantwortlich ist. Fraglich ist jedoch, welche räumliche Betrachtung der Gesetzgeber berücksichtigen muss. Die Mindermeinung spricht sich für eine nationale Betrachtung aus. Dies begründet sie u. a. mit der Tatsache, dass es keine europäische Definition von Versorgungssicherheit gibt. Die Mitgliedstaaten verfolgen bei ihrer individuellen Sicherheit verschiedene Ansätze. So setzt Polen z. B. verstärkt auf Kohlestrom und Frankreich auf Atomstrom. Zudem sind die Kapazitäten an den Verknüpfungspunkten der deutschen Stromnetze mit dem Ausland – den Interkonnektoren – in Relation zur Spitzenlast viel zu gering und führen daher zu einem Engpass bei Stromimport und -export.<sup>217</sup> Aber nicht nur auf deutscher Seite bestehen Engpässe, auch in den Nachbarländern begrenzt der Netzausbau die Übertragungskapazitäten. Lediglich zwischen Deutschland und Österreich gibt es ausreichende Kapazitäten an den Interkonnektoren. Gestützt auf das Fehlen von Engpässen und das einheitliche Preisgebiet an der EPEX SPOT wird bereits gegenwärtig bezüglich des Stromgroßhandelsmarktes angenommen, dass zumin-

<sup>214</sup> Forsthoff, Die Verwaltung als Leistungsträger (1938), S. 33.

<sup>215</sup> Energiesicherungsgesetz 1975 vom 20. Dezember 1974 (BGBl. I S. 3681), das durch Artikel 324 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

<sup>216</sup> BT-Drucks. 7 / 2461, S. 8.

<sup>217</sup> Winkler et al. (Frauenhofer/KIT), Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen (2013), S. 5.



dest Deutschland und Österreich ein gemeinsames Marktgebiet darstellen.<sup>218</sup> Diese Begrenzung des räumlich relevanten Marktes könnte aufgrund der fortschreitenden Entwicklung des Elektrizitätsbinnenmarkts inzwischen überholt sein.

Ein funktionierender Elektrizitätsbinnenmarkt trägt zur Versorgungssicherheit in allen Mitgliedstaaten der Europäischen Union bei. Aus diesem Grund haben sich die Mitgliedstaaten im Rahmen der Energiebinnenmarktintegration auf einen koordinierten Ansatz für die Schätzung der benötigten Kapazitäten geeinigt.<sup>219</sup> Ziel des Elektrizitätsbinnenmarkts ist die Förderung des grenzüberschreitenden Handels, um auf diese Weise Effizienzgewinne zu generieren sowie die Versorgungssicherheit langfristig zu stärken.<sup>220</sup>

Die Bestrebungen nach einem liberalisierten europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt haben dazu geführt, dass der deutsche Strommarkt bereits mit 14 Nachbarstaaten direkt oder indirekt gekoppelt ist. Seit 2010 ist Deutschland Mitglied der Marktkopplung Central Western European (CWE). Zu dieser Region gehören neben Deutschland/Österreich noch die Niederlande, Luxemburg, Belgien, Frankreich und Großbritannien. Zudem ist diese Region direkt mit dem skandinavischen Markt mit Norwegen, Schweden, Dänemark und Finnland gekoppelt sowie darüber indirekt auch mit Polen, Estland, Lettland und Litauen.<sup>221</sup> Die Länder jener Marktkopplung weisen gegenwärtig einen Jahresverbrauch von mehr als 2.000 TW/h auf und sind somit für über 75 Prozent des gesamten europäischen Stromverbrauchs verantwortlich.<sup>222</sup> Ziel der Kopplung ist eine möglichst kostengünstige Deckung der Nachfrage bei optimaler Ausnutzung der Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten. Im Falle von netzseitigen Engpässen innerhalb Deutschlands werden ausländische Kapazitäten nur dann genutzt, wenn sie kurzfristig verfügbar und günstiger als nationale Kapazitäten sind.<sup>223</sup> Dafür müssen jedoch ausreichend Interkonnektoren verfügbar sein, ohne bestehende europäische Lieferverpflichtungen zu gefährden.<sup>224</sup>

Zur optimalen Auslastung der Interkonnektoren haben sich vier Arten des Engpassmanagements herausgebildet:

---

<sup>218</sup> BKartA, Sektorenuntersuchung Stromerzeugung und -großhandel (2011), S. 17.

<sup>219</sup> EU-Kommission, Consultation Paper (2012), S. 7.

<sup>220</sup> Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13. Juli 2009, ABl. Nr. L 211/55, über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

<sup>221</sup> BMWi, Grünbuch (2014), S. 10.

<sup>222</sup> Monopolkommission, Sondergutachten 71 (2015), S. 21.

<sup>223</sup> Maurer et al., eT (2012), S. 32, 33.

<sup>224</sup> Büchner et al. (E-bridge), White Paper zu einem nachhaltigen Strommarktdesign (2013), S. 11.



- 1) **First come, first served:** Beginnend mit der frühesten Anfrage werden alle Übertragungsanfragen an die ÜNB in der Reihenfolge vergeben, bis die verfügbare Kapazität der Interkonnektoren ausgeschöpft ist.
- 2) **Pro rata:** Alle Übertragungsanfragen werden zu einem festen Anteil bedient. Dieser entspricht der gesamten verfügbaren Kapazität dividiert durch die Summe aller Übertragungsanfragen.
- 3) **Explizite Auktion:** Mit der gewünschten Übertragungskapazität übermittelt der Antragssteller einen Preis, den er für die Übertragung zu zahlen bereit ist. Alle Gebote werden in absteigender Reihenfolge sortiert und Kapazitäten zugewiesen, bis sie ausgeschöpft sind. Der Preis des letzten beanspruchten Gebots bestimmt den Preis für alle Gebote.
- 4) **Implizite Auktion:** Dieses sog. Market-Coupling-Verfahren nutzt implizite Auktionen, bei denen die Marktteilnehmer direkt an ihren nationalen Strombörsen bieten. Die Börsen nutzen die verfügbare Kapazität der Interkonnektoren, um die Nachfrage der Hochpreisländer mit dem Angebot der Niedrigpreisländer zu bedienen. Sofern keine Engpässe zwischen den Staaten vorliegen, sorgt das Verfahren für eine Minimalisierung der Preisunterschiede zwischen den Marktgebieten.<sup>225</sup>

Die beiden ersten Methoden des Engpassmanagements finden keine Anwendung mehr. Dies resultiert aus der Verordnung (EG) 714/2009<sup>226</sup>. Nach deren Anhang I Nr. 2.1 „erfolgt die Kapazitätsvergabe nur durch explizite (Kapazitäts-)Auktionen oder durch implizite (Kapazitäts- und Energie-)Auktionen.“ Diese Vorgabe wurde mit § 15 StromNZV in deutsches Recht übernommen. Dagegen wurde Art. 12 Abs. 2 der Verordnung nicht ausdrücklich umgesetzt, wonach implizite Kapazitätsauktionen für die kurzfristige Vergabe gebührend zu berücksichtigen sind. Dennoch wird in der CWE-Region für kurzfristige Auktionen ausschließlich das Market-Coupling-Verfahren angewendet.<sup>227</sup>

Innerhalb der CWE-Region wird zwischen Hochpreis- und Niedrigpreisländern differenziert. Wie *Abbildung 8* zu entnehmen ist, gehören Großbritannien, Litauen, Lettland und Polen zu den Hochpreisländern, Norwegen, Dänemark und Schweden zu den Niedrigpreisländern. Aber auch in der Preiszone Deutschland/Österreich ist der Preis nur gering-

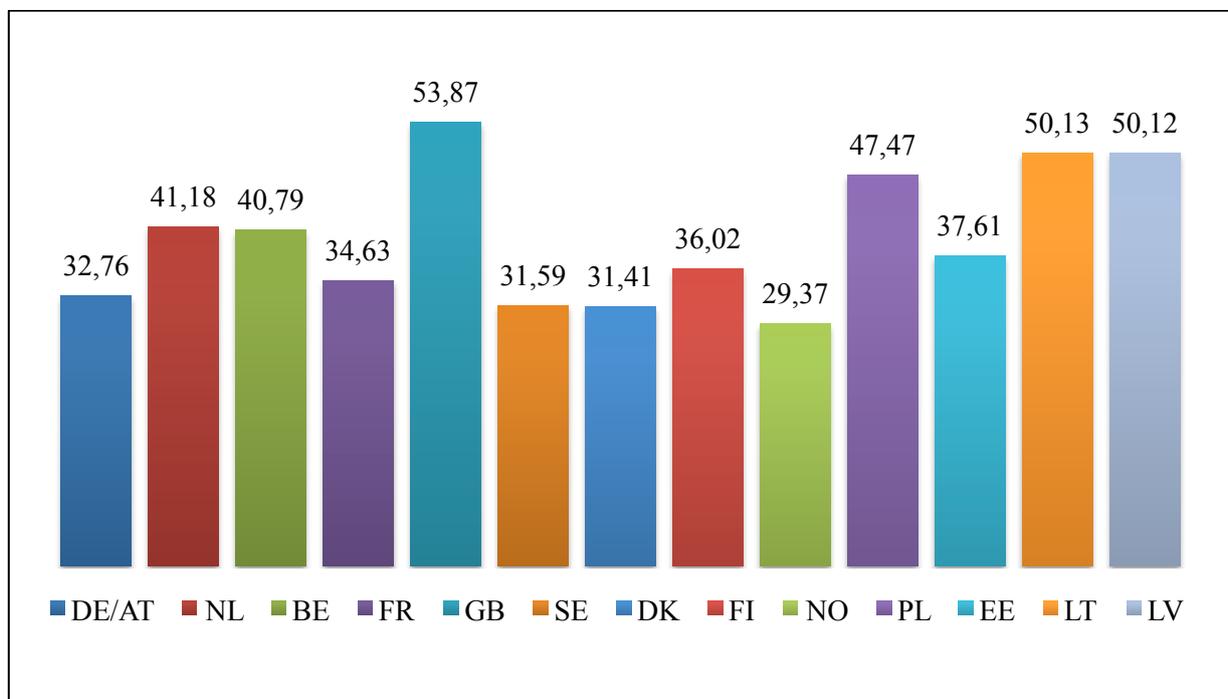
<sup>225</sup> Consentec et al., Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (2010), S. 6 f.

<sup>226</sup> Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

<sup>227</sup> Monopolkommission, Sondergutachten 65 (2013), S. 47.



fällig höher als in den skandinavischen Niedrigpreisländern. Zur optimalen Vergleichbarkeit werden ausschließlich die Börsenstrompreise ohne nationale Steuern und Abgaben dargestellt. Bei einer Betrachtung der Letztverbraucherpreise ergäbe sich ein deutlich anderes Bild. Die Preise beziehen sich auf den jährlichen Durchschnittspreis aus Base- und Peakload der jeweiligen Länder. Für Großbritannien sind nur Pfund-Preise verfügbar, die anhand des Wechselkurses<sup>228</sup> umgerechnet wurden. Mangels Daten wird Luxemburg nicht in die Tabelle einbezogen. Luxemburg besitzt keine eigene Strombörse oder einen Spotmarkt. Die gesamte Elektrizität wird über OTC-Verträge und Interkonnektoren mit Deutschland gehandelt.<sup>229</sup>



**Abbildung 8: Strompreise je MW/h 2014 in der CWE-Region** (eigene Darstellung nach EPEX SPOT; APX; Nord Pool Spot; PolPX<sup>230</sup>)

Je mehr sich eine Preiskonvergenz zwischen den CWE-Staaten einstellt, desto weiter ist die Marktkopplung fortgeschritten.<sup>231</sup> So betrug der Durchschnittspreis aller Staaten im Jahr 2014 39,77 € je MW/h. Allerdings lässt die Agentur für die Zusammenarbeit der

<sup>228</sup> Der Wechselkurs zum 01.01.2015 betrug 1,00 £ = 1,2824 €, folglich sind 42,02 £ = 53,87 €.

<sup>229</sup> EU-Kommission, Luxemburg (2011), S. 2.

<sup>230</sup> EPEX SPOT, Press Release (2015); APX, Press Release (2015); Nord Pool Spot, Market Data Elspot Prices; PolPX, Historical Data.

<sup>231</sup> Monopolkommission, Sondergutachten 71 (2015), S. 22.



Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of the Energy Regulators, ACER) als Indikator für eine Preiskonvergenz lediglich eine Abweichung der Preise um weniger als 1 € je MW/h zu.<sup>232</sup> Vor diesem Hintergrund fällt es schwer von einem grenzenlosen Energiebinnenmarkt auszugehen.

Unter den Voraussetzungen, dass zum einen die Interkonnektoren aller CWE-Staaten optimal ausgebaut und bewirtschaftet werden und zum anderen nahezu keine inländischen Übertragungsengpässe bestehen, hätte eine vollständige CWE-Kopplung folgende Auswirkungen:

- 1) In den Marktkopplungsländern wird es zu Umverteilungen kommen. Die durchschnittlichen Preise werden in den Hochpreisländern fallen, in den Niedrigpreisländern dagegen steigen.
- 2) Die Lastprofile der CWE-Länder sind nicht identisch, daher führt die Ausweitung des Marktgebiets zu einer Verringerung der maximalen zeitgleichen Spitzenlast und zu einer Vergrößerung der zeitgleichen Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Diese positiven stochastischen Ausgleichseffekte bewirken im Ergebnis eine Verringerung der maximalen Residuallast. Zur Deckung der „neuen“ Residuallast wird daher ein kleinerer Kraftwerkspark benötigt, der effizienter genutzt werden kann.<sup>233</sup>

Eine negative Nebenwirkung wäre jedoch eine Verstärkung der Missing-Money-Problematik. Die Verringerung der maximalen Residuallast bei gleichbleibendem Kraftwerkspark hätte weitreichende Überkapazitäten zur Folge, was als Resultat aus einem verstärkten internationalen Wettbewerb zu bewerten ist. Welche Kraftwerke außerhalb Deutschlands aufgrund ihrer Kostenstruktur und der nationalen Rohstoffbesteuerung von der Missing-Money-Problematik betroffen wären, kann gegenwärtig nicht gesagt werden. Auch die Integration von Kapazitätsmechanismen in den Nachbarländern könnte die Missing-Money-Problematik in Deutschland weiter verstärken. So hat Frankreich einen Kapazitätsmarkt beschlossen, der bereits Anfang 2016 in Kraft treten soll und auf einem dezentralen Modell – ähnlich dem Modell des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU)<sup>234</sup> – basiert.<sup>235</sup> Das Grünbuch sieht darin keine Gefährdung für den deutschen

<sup>232</sup> ACER/CEER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013 (2014), S. 110.

<sup>233</sup> Nicolosi (Ecofys), Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen (2012), S. 16 f..

<sup>234</sup> Ecke et al. (enervis/BET), Ein zukunftsfähiges Strommarktdesign (2013).

<sup>235</sup> Deutsch-französisches Büro für Erneuerbare Energien, Der französische Kapazitätsmarkt (2014).



Strommarkt, weiterhin Investitionen in neue Kraftwerke anzureizen. Die zusätzlichen französischen Kapazitäten tragen im Gegenteil sogar zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland bei. Der deutsche Kraftwerkspark *„kann in dem Umfang sinken, wie zusätzliche französische Kraftwerkskapazität über die vorhandenen Grenzkuppelstellen für den Strommarkt in Deutschland verfügbar sind.“*<sup>236</sup> Diese Schlussfolgerung ist jedoch in sich widersprüchlich. Das BMWi billigt damit Deutschland den Status eines Trittbrettfahrers zu, d. h. der deutsche Strommarkt vertraut in Engpasssituationen auf die französischen Kapazitäten. Jenes Trittbrettfahrerverhalten führt in gemeinsamen Starklastzeiten, in denen keine französischen Exportkapazitäten verfügbar sind, zu einer weiteren Gefährdungsquelle der Versorgungssicherheit in Deutschland. Darüber hinaus hat eine Studie festgestellt, dass die französischen Überkapazitäten langfristig zwar zu geringeren Strompreisen für deutsche Letztverbraucher führen, allerdings ebenfalls zu Wettbewerbsnachteilen der deutschen Kraftwerksbetreiber.<sup>237</sup> Sie brechen sämtliche verbleibenden deutschen Preisspitzen und eliminieren somit jegliche Investitionsanreize.

Neben der Marktkopplung der CWE-Regionen vertieft das Pentalaterale Energieforum die Zusammenarbeit der teilnehmenden Länder (Deutschland, Frankreich, Österreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg und die Schweiz als Beobachter) zur Erstellung einer gemeinsamen Definition von Versorgungssicherheit sowie eines gemeinsamen Versorgungssicherheitsberichts. Ziel dieses länderübergreifenden Forums ist die gemeinsame Gewährleistung der Versorgungssicherheit.<sup>238</sup>

Die Bedeutung einer sicheren Stromversorgung über die territorialen Grenzen hinaus illustriert der Stromausfall vom 4. November 2006. An diesem Tag hatte E.ON (heute nach den Unbundling-Vorschriften TenneT) zeitweilig eine über die Ems führende Höchstspannungsleitung abgeschaltet, um einem neugebauten Kreuzfahrtschiff die Überfahrt in die Nordsee zu ermöglichen. Diese Abschaltung führte zu einer Kettenreaktion und zur Überlastung weiterer Leitungen, sodass Teile von Deutschland, Belgien, Österreich, Frankreich, Italien, Niederlande, Portugal, Spanien sowie Marokko bis zu 90 Minuten ohne Strom waren.<sup>239</sup>

Festzustellen ist, dass je nach Betrachtung – national, CWE, Mitglieder des Pentalateralen Energieforums oder europäisch – die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen

---

<sup>236</sup> BMWi, Grünbuch (2014), S. 44.

<sup>237</sup> Agora Energiewende, Potential Interactions between Capacity Mechanisms in France and Germany (2015), S. 7.

<sup>238</sup> BMWi, Grünbuch (2014), S. 35.

<sup>239</sup> BNetzA, Stromausfall, Pressekonferenz (2006) sowie Stern, Halb Europa sauer auf Eon (2006).



maßgeblich beeinflusst wird. Der Bedarf an Kapazitätsmechanismen wird durch die positiven Ausgleichseffekte deutlich verringert. r2b energy consulting (2014) errechnet bis zum Jahr 2030 zwischen Deutschland, den direkten Nachbarländern und Italien Ausgleichseffekte von bis zu 25 GW.<sup>240</sup> Von einer Kopplung mit den südeuropäischen Ländern – Spanien und Italien – könnte insbesondere Deutschland profitieren. Während dort die Jahreshöchstlast im Sommer liegt, wenn viele Klimaanlageanlagen laufen, liegt sie in Deutschland dagegen im Winter, wenn viele Heizgeräte in Betrieb sind. Darüber hinaus könnten auch Windflauten oder bewölkte Tage mit wenig PV-Einspeisung europaweit besser ausgeglichen werden. Angesichts der angestrebten Konstituierung eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes und der fortschreitenden Marktkopplung darf die Versorgungssicherheit nicht mehr nur national betrachtet werden. Sie umfasst zumindest das Territorium der CWE-Staaten. Es gilt daher zeitnah die Kapazitäten der Interkonnektoren zu erhöhen. Nur so können durch den Lastausgleich erhebliche Reserven mobilisiert werden und zur Versorgungssicherheit beitragen.

#### IV. Gefährdung der Versorgungssicherheit

Die Gefährdung der Versorgungssicherheit lässt sich im bestehenden Strommarktdesign nach folgenden Zeithorizonten unterteilen:<sup>241</sup>

- 1) Kraftwerksausfälle oder Prognosefehler bei der Einspeiseleistung der erneuerbaren Energien führen zu **kurzfristigen** Bilanzungleichgewichten zwischen Stromerzeugung und Verbrauch, welche die Netzfrequenz von 50 Hertz beeinträchtigen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ergreifen die ÜNB Maßnahmen nach § 13 EnWG, z. B. Ausgleich mittels Regelenergie. Genau genommen handelt es sich bei den kurzfristigen Ungleichgewichten um eine Gefährdung der Systemstabilität, daher wird die Maßnahme auch seitens der ÜNB koordiniert. Die einschlägige Literatur differenziert nur rudimentär zwischen Systemstabilität und Versorgungssicherheit, was vorliegend auch verständlich ist, da Bilanzungleichgewichte immer auch eine Gefährdung der Versorgungssicherheit beinhalten.
- 2) Der politisch motivierte Ausstieg aus der Kernenergie hat zu weitreichenden Veränderungen in der Kraftwerkslandschaft geführt. Mit Ablauf des 6. August 2011

---

<sup>240</sup> r2b energy consulting, Endbericht Leitstudie Strommarkt (2014), S. 48.

<sup>241</sup> Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 65 (2013), S. 184 f.



sind die Berechtigungen zum Betrieb für die sieben ältesten deutschen Atomkraftwerke und für das AKW Krümmel erloschen. Die daraus resultierende regionale Unterversorgung betrifft insbesondere Süddeutschland – zwei der acht Kraftwerke befinden sich in Baden-Württemberg sowie eines in Bayern – und wird durch einen mangelnden Ausbau der Übertragungsnetze in Nord-Süd-Richtung weiter verstärkt. Die eigens im Rahmen der ResKV geschaffene Kraftwerksreserve soll **mittelfristig** zur Sicherung der Systemstabilität vorwiegend im Süden Deutschlands beitragen. Auch die ResKV stellt eine netzbezogene Maßnahme dar und ist somit unter die Systemsicherheit zu subsumieren.

- 3) Die sinkenden Börsenstrompreise durch den Merit-Order-Effekt und die folgenden Investitionshemmnisse der Missing-Money-Problematik werden **langfristig** zu einer nicht ausreichenden Versorgungskapazität führen. Hierfür ist zum einen die alters- und wirtschaftsbedingte Stilllegung konventioneller Kraftwerkskapazitäten verantwortlich. Bei der BNetzA wurden bisher 9.554,2 MW Netto-Nennleistung zur Stilllegung angezeigt (geplante vorläufige und geplante endgültige Stilllegung). Davon unterfallen 4.587,1 MW Leistung auf Süddeutschland. Insgesamt wurden in den letzten Jahren bereits 4.847 MW Leistung endgültig stillgelegt, davon 1.680 MW in Süddeutschland.<sup>242</sup> Die Statistik der BNetzA erfasst auch die Kapazitäten, die gem. § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG ein Jahr vor der geplanten Stilllegung angezeigt werden müssen. Dies bedeutet nicht, dass es tatsächlich zu einer Stilllegung des Kraftwerks kommt, da die ÜNB die Kraftwerke im Rahmen des § 13 Abs. 2 Nr. 1 EnWG als systemrelevant ausweisen dürfen. Zum anderen führt auch der endgültige Atomausstieg im Jahr 2022 zu einem Mangel an Versorgungskapazität. Bis zum Jahr 2022 entfallen etwa 12,7 GW Kernkraftwerkskapazitäten, davon ca. 10 GW innerhalb von nur drei Jahren (von 2019 bis 2022), § 7 Abs. 1a AtG<sup>243</sup>.

Lediglich zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit existieren gegenwärtig noch keine Maßnahmen. Nachfolgende *Abbildung 9* des VKU verbildlicht die geplanten Stilllegungen konventioneller Kraftwerke in Deutschland.

---

<sup>242</sup> BNetzA, Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste, Stand: 20.07.2015.

<sup>243</sup> Atomgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch 307 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.



Abbildung 9: Geplante Kraftwerksstilllegungen in Deutschland (Quelle: VKU intern)



Für die aus den Stilllegungen resultierende langfristige Gefährdung wird der Einsatz von Kapazitätsmechanismen erwogen. Bei der rechtlichen Prüfung und anschließenden empirischen Bewertung der debattierten Kapazitätsreservemodelle wird der Fokus daher auf die langfristige erzeugungsseitige Versorgungssicherheit des Strommarktes gelegt.

„Damit die Übertragungsnetze sicher und zu zuverlässig betrieben, gewartet und ausgebaut werden können“, § 12 Abs. 4 S. 1 EnWG, müssen die ÜNB jährlich gem. § 12 Abs. 5 EnWG einen „Bericht über die Leistungsbilanz“ erstellen. Dieser spiegelt u. a. die Einspeiseleistung zu ihrem voraussichtlich geringsten Wert und die zu deckende Last mit ihrem voraussichtlich höchsten Wert wider „Starklast/Dunkelwindflaute-Szenario“. Die Leistungsbilanz – *Tabelle 2* – für alle vier deutschen Regelzonen verdeutlicht, dass im gesamten Bundesgebiet keine Gefährdung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit zu befürchten ist. Dies resultiert aus ausreichend vorhandenen Reserve-Erzeugungskapazitäten.

**Tabelle 2: Leistungsbilanz der deutschen Kraftwerke aller ÜNB** (eigene Darstellung nach den Berichten der deutschen ÜNB<sup>244</sup>)

<b>Energieträger</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>in GW</b>				<i>(Prognose)</i>	<i>(Prognose)</i>	<i>(Prognose)</i>
<b>Konventionell</b>	84,9	89,2	92,2	93,3	92,7	91,2
<b>Erneuerbar</b>	68,4	70,9	86,3	92,8	93,6	100,2
<b>Netto-Einspeiseleistung</b> <sup>245</sup>	153,3	160,1	178,5	186,1	186,3	191,4
<b>Gesicherte Leistung</b> <sup>246</sup>	96,7	88,2	116,3	91,1	90,4	89,6
<b>Jahreshöchstlast</b>	81,2	81,8	79,1	80,8	80,8	80,8
<b>Reserve</b>	<b>15,5</b>	<b>6,4</b>	<b>37,3</b>	<b>10,3</b>	<b>9,6</b>	<b>8,8</b>

<sup>244</sup> ÜNB, Bericht zur Leistungsbilanz (2012), S. 30; (2013), S. 32 sowie (2014), S. 33.

<sup>245</sup> Die installierte Bruttoleistung eines Kraftwerks vermindert um den Eigenbedarf an Strom eines Kraftwerks (5 bis 10 Prozent) und der Leitungsverluste der Transformatoren, die das Kraftwerk mit dem Stromnetz verbinden, ergeben die Netto-Einspeiseleistung.

<sup>246</sup> Von der Netto-Einspeiseleistung ist die gesicherte Leistung zu unterscheiden. Sie berücksichtigt die Ausfälle durch Revisionen (10 bis 15 Prozent) sowie die Reserve für Systemdienstleistungen. Bei den erneuerbaren Energien werden die Fluktuationen und speziell bei Laufwasserkraftwerken Niedrigwasserstände oder Eisgang abgezogen.



Die Betrachtungszeitpunkte für die Jahre 2011 bis 2013 ergeben sich aus dem jeweiligen Tag mit der deutschlandweiten Jahreshöchstlast über alle Regelzonen. Die Prognosezeitpunkte werden in Anlehnung an den Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E) auf die Abendstunden eines Wochentages im Januar gelegt (3. Mittwoch im Januar, 19 Uhr), dieser stellt erfahrungsgemäß den kritischsten Zeitpunkt des Jahres dar.

Die gegenwärtig vorhandenen Kraftwerksreserven sind jederzeit in der Lage, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die erneuerbaren Energien können wegen ihrer Dargebotsabhängigkeit nur eingeschränkt zur gesicherten Leistung beitragen. Zum Prognosezeitpunkt der Höchstlast an einem Januarabend kann die gesamte installierte PV-Leistung mangels Sonne nicht zur gesicherten Leistung beitragen. Bei Windflaute können auch die Windkraftanlagen keinen Strom erzeugen. Nur Biomasseanlagen sowie Laufwasserkraftwerke können, je nach Stabilität des Pegelstandes und im Winter der Vereisungsgefahr, einen Anteil zur gesicherten Leistung erbringen. Aus den Bilanzen der ÜNB ergibt sich, dass von der installierten Leistung lediglich 1 Prozent bei WKA, bei PV 0 Prozent, bei Biomasse/Biogas 65 Prozent, bei Laufwasser 25 Prozent und bei Speicher/Pumpspeicher 80 Prozent zur gesicherten Leistung beitragen.<sup>247</sup> Eine Ausnahme bildet der Betrachtungszeitpunkt im Jahr 2013 mit sehr starker Windeinspeisung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast. Aufgrund des verstärkten Ausbaus der erneuerbaren Energien rechnen die ÜNB in den nächsten Jahren mit einer weiteren Steigerung der Reserve.

Mangels Datenverfügbarkeit der Leistungsbilanzen innerhalb der CWE-Region beschränkt sich *Tabelle 2* auf den deutschen Kraftwerkspark. Durch das Erlöschen der Berechtigungen zum Leistungsbetrieb sämtlicher Atomkraftwerke sukzessive bis spätestens zum Jahr 2022 nach § 7 Abs. 1a AtG könnten die gegenwärtigen Überkapazitäten aller Regelzonen jedoch weiter sinken. Bis dahin entfallen 12,7 GW Kernkraftwerkskapazitäten. Darüber hinaus nähern sich einige ältere konventionelle Kraftwerke ihrem Laufzeitende oder ziehen, aus ökonomischen Gründen, eine Stilllegung einer kostenintensiven Nachrüstung auf den Stand der Technik – aufgrund strengerer immissionsschutzrechtlicher Umweltauflagen – vor.

Neben diesen Tatsachen birgt auch der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien, trotz des neuen Ausbaukorridors in § 1 Abs. 2 EEG, massive Gefahren für die Versorgungssicherheit im deutschen Strommarkt. Eine Betrachtung der täglichen Stromproduktion aus der Summe der fluktuierenden erneuerbaren Energien (Sonne und Wind) zeigt für das

---

<sup>247</sup> ÜNB, Bericht zur Leistungsbilanz (2014), S. 9 ff.



Jahr 2014, dass der erzeugungsstärkste Tag mit 676 GW/h am 22. Dezember 2014 deutlich über dem erzeugungsschwächsten Tag mit lediglich 22 GW/h am 21. Januar 2014 lag.<sup>248</sup> In jenem Jahr befanden sich die Extremwerte in weit auseinanderliegenden Monaten. Dagegen lag im Jahr 2013 der stärkste Tag am 31. Januar 2013 mit 580 GW/h nur zwei Wochen nach dem schwächsten Tag am 16. Januar 2013 mit ebenfalls 22 GW/h.<sup>249</sup> Dieser gravierende Unterschied – besonders innerhalb von nur zwei Wochen im Jahr 2013 – veranschaulicht die Notwendigkeit flexibler Spitzenlastkraftwerke, um die massiven Einspeiseschwankungen der erneuerbaren Energien auszugleichen. Für die Gewährleistung des weiteren Betriebs und den Neubau dieser Kraftwerke muss das bestehende Energy-only-Marktdesign hin zu einem anreizbasierten System für die Kapazitätsvorhaltung überarbeitet werden.

Einen Widerspruch zu *Tabelle 2*, die in keiner der vier deutschen Regelzonen eine Gefährdung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit erkennen lässt, bildet die Situation im süddeutschen Raum. Aufgrund von Verzögerungen im Übertragungsnetzausbau der Nord-Süd-Stromtrassen sind dort regionale Engpässe in der Stromversorgung bereits Faktum. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie verweist in seinem Grünbuch ausschließlich auf die „positiven“ Leistungsbilanzen aller vier ÜNB.<sup>250</sup> Eine isolierte Betrachtung der süddeutschen Leistungsbilanzen von Transnet BW und TenneT – die Regelzone von TenneT zieht sich von Bayern über Teile Hessens und Niedersachsen nach Schleswig-Holstein – beziffert das Ausmaß der regionalen Engpässe, (*Tabelle 3 und 4*). Eine Ausnahme bildet auch hier der Betrachtungszeitpunkt des Jahres 2013 mit sehr starker Windeinspeisung. Jener Effekt konnte allerdings nur im Gebiet von TenneT auftreten, da sich dieses bis an die Nordsee mit hoher WKA-Dichte erstreckt. Die vergleichsweise niedrige Dichte an Windkraftanlagen konnte die Höchstlast im Gebiet von TransnetBW dagegen nicht auffangen.

---

<sup>248</sup> *Burger*, Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2014 (2015), S. 44.

<sup>249</sup> *Burger*, Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2013 (2014), S. 40.

<sup>250</sup> BMWi, Grünbuch (2014), S. 34.



**Tabelle 3: Leistungsbilanz TransnetBW** (eigene Darstellung nach den Berichten der deutschen ÜNB<sup>251</sup>)

<b>Energieträger</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>in GW</b>				<i>(Prognose)</i>	<i>(Prognose)</i>	<i>(Prognose)</i>
<b>Konventionell</b>	8,1	8,9	8,9	9,8	9,8	10,2
<b>Erneuerbar</b>	8,1	7,4	8,5	9,1	9,1	9,5
<b>Netto-Einspeiseleistung</b>	16,1	16,3	17,4	18,9	18,9	19,7
<b>Gesicherte Leistung</b>	8,8	9,2	9,1	10,6	10,3	10,8
<b>Jahreshöchstlast</b>	11,0	10,7	10,2	10,7	10,7	10,7
<b>Reserve</b>	<b>- 2,2</b>	<b>- 1,5</b>	<b>- 1,1</b>	<b>- 0,1</b>	<b>- 0,4</b>	<b>0,1</b>

**Tabelle 4: Leistungsbilanz TenneT** (eigene Darstellung nach den Berichten der deutschen ÜNB<sup>252</sup>)

<b>Energieträger</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>in GW</b>				<i>(Prognose)</i>	<i>(Prognose)</i>	<i>(Prognose)</i>
<b>Konventionell</b>	22,3	23,0	22,9	22,9	24,0	20,7
<b>Erneuerbar</b>	25,7	27,4	33,8	36,9	37,3	40,8
<b>Netto-Einspeiseleistung</b>	48,0	50,3	56,5	59,8	61,3	61,5
<b>Gesicherte Leistung</b>	29,5	23,5	32,3	21,8	23,0	20,4
<b>Jahreshöchstlast</b>	24,9	25,8	25,0	25,7	25,7	25,7
<b>Reserve</b>	<b>4,6</b>	<b>- 2,3</b>	<b>7,3</b>	<b>- 3,9</b>	<b>- 2,8</b>	<b>- 5,3</b>

Wie angemerkt beschränken sich die Leistungsbilanzen mangels Datenverfügbarkeit auf den deutschen Kraftwerkspark. Eine Untersuchung im Auftrag des BMWi stellt diese jedoch in Frage, da die veränderten Anforderungen und Realitäten des heutigen Stromsystems – länderübergreifende Betrachtung – nicht ausreichend Berücksichtigung

<sup>251</sup> ÜNB, Bericht zur Leistungsbilanz (2012), S. 28; (2013), S. 30 sowie (2014), S. 31.

<sup>252</sup> ÜNB, Bericht zur Leistungsbilanz (2012), S. 29; (2013), S. 31 sowie (2014), S. 32.



finden. Das Gutachten untersucht einen Zeithorizont bis zum Jahr 2025 mit den Stichjahren 2015, 2020 und 2025. Dabei werden die Ausgleichseffekte von Norwegen, Schweden, Dänemark, Benelux, Deutschland, Frankreich, Schweiz, Österreich, Tschechien, Polen und Italien miteinbezogen. Im Ergebnis ist die Versorgungssicherheit in Deutschland in allen drei Stichjahren zu ca. 100 Prozent gewährleistet. Allerdings wird ausdrücklich angemerkt, dass die Ergebnisse für weiter in der Zukunft liegende Zeitpunkte – bereits ab dem Jahr 2020 – erhebliche Unsicherheiten aufweisen können. Dies liegt insbesondere an der nur schwer prognostizierbaren Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, der zukünftigen Einspeisung erneuerbarer Energien, der Nutzung von Lastmanagement und noch nicht getroffener politisch-regulatorischer Entscheidungen wie etwa zum Strommarktdesign. Bestenfalls für die kommenden drei bis vier Jahre können daher konkrete Aussagen über die Entwicklung der Versorgungssicherheit abgeleitet werden. Einen erheblichen Unsicherheitsfaktor stellen dabei die auf Prognosen historischer Wetterjahre beruhenden Berechnungen der zukünftigen Einspeisungen der erneuerbaren Energien dar. So schwanken die überregionalen Ausgleichseffekte der residualen Jahreshöchstlast bereits im Jahr 2015 um 9 GW.<sup>253</sup> Aufgrund der wiederholten Bedenken der Gutachter sowie des erforderlichen Ausbaus der grenzüberschreitenden Interkonnektoren zur eigentlichen Nutzung der überregionalen Ausgleichseffekte kann das Gutachten lediglich als Illustration der europäischen Ausgleichspotenziale dienen.

Jene Schlussfolgerung verdeutlicht eine weitere Kurzstudie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Die Studie untersucht ebenfalls die Kapazitätsentwicklung bis zum Jahr 2025 unter spezifischen Parametern und kommt zu dem Ergebnis, dass eine „kritische Versorgungslage“ in Süddeutschland ab 2018 und auch für Gesamtdeutschland ab 2021 unvermeidbar ist. Ab diesem Zeitpunkt reicht die norddeutsche Erzeugungsüberkapazität nicht mehr zur Deckung des süddeutschen Defizits. Selbst bei einer Berücksichtigung der Importkapazitäten, die bei den Leistungsbilanzen der ÜNB nicht eingerechnet werden, ist ab spätestens 2021 eine negative Leistungsbilanz für Deutschland zu erwarten. Ab dem Jahr 2022 erreicht diese Deckungslücke bereits einen Umfang von ca. 1 GW.<sup>254</sup> Selbst der Ausbau der innerdeutschen Übertragungskapazitäten ist ab diesem Zeitpunkt nicht mehr ausreichend, um den

---

<sup>253</sup> Consentec/r2b energy consulting, Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung (2015), S. 9 f., 18 ff., 33, 40 ff.

<sup>254</sup> Borggrefe et al. (DLR/IER), Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 (2014), S. 11, 16.



Erzeugungseingpass zu kompensieren. Dies begründen die Autoren damit, dass sich auch in Norddeutschland einzelne Kraftwerke ihrem Laufzeitende näherten.<sup>255</sup>

## V. Die Reservekraftwerksverordnungsverordnung (Netzreserveverordnung) zur Gewährleistung der Systemsicherheit

Um den ÜNB in Süddeutschland, trotz des soeben festgestellten Mangels an Reserven, überhaupt den Redispatch zu ermöglichen, hat die BNetzA im Sommer 2011 erstmals mehrere süddeutsche und österreichische Kraftwerke zur Kaltreserve kontrahiert. Insgesamt standen 1.645 MW Kaltreserve zur Verfügung, mit denen die ÜNB kurzfristige Lastverschiebungen ausgleichen konnten, um netzbedingte Engpassituationen zu vermeiden.<sup>256</sup> Trotz dieser Kapazitäten war die Situation im Winter 2011/12 aufgrund verzögerter Neubauten und der Abschaltung von fünf Kernkraftwerken in Süddeutschland<sup>257</sup> sehr angespannt. Die BNetzA zieht daher die Konsequenz, dass sich die Kraftwerkssituation nachteilig entwickelt hat und weitere Stilllegungen von Kraftwerken die Systemsicherheit gefährden und nicht mehr vertretbar sind. Grundlage des Berichts ist die Erkenntnis, dass im Winter 2011/12 die verfügbaren süddeutschen Erzeugungskapazitäten fast vollständig ausgeschöpft wurden. *„Größere Störungen bzw. Ausfälle [...] wären [trotz der Kaltreserve] nicht mehr sicher beherrschbar gewesen.“*<sup>258</sup>

Aufgrund weiterer Kraftwerksstilllegungen hat die BNetzA den Reservekraftwerksbedarf für den Winter 2012/13 auf etwa 2.500 MW erhöht.<sup>259</sup> Zur Vermeidung einer Stilllegungswelle wurde Ende 2012 mit § 13a EnWG eine Regelung erlassen, wonach die Kraftwerksbetreiber von Anlagen ab einer Nennleistung von 10 MW verpflichtet sind, dem systemverantwortlichen ÜNB und der BNetzA eine geplante Stilllegungen mindestens zwölf Monate vorher mitzuteilen. Die ÜNB können sodann Kraftwerke mit einer Nennleistung ab 50 MW gem. § 13a Abs. 2 Nr. 1 EnWG als systemrelevant ausweisen und nach Genehmigung der BNetzA einer Stilllegung widersprechen. Wesentliches Entscheidungskriterium der ÜNB für die Einstufung als systemrelevant ist die geografische

<sup>255</sup> Borggreffe et al., eT (2015), S. 20, 24.

<sup>256</sup> BNetzA, Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12 (2012), S. 15.

<sup>257</sup> Die BNetzA definiert Süddeutschland ab Frankfurt am Main und südlicher.

<sup>258</sup> BNetzA, Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12 (2012), S. 10, 78.

<sup>259</sup> BNetzA, Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13 (2013), S. 9.



Lage des Kraftwerks: Befindet sich die Anlage südlich der beiden Nord-Süd-Engpassstellen der Mittelrheinstromtrasse und der Leitung Remptendorf-Redwitz – *Abbildung 10* – ist die Systemrelevanz begründet. Ohne Reservekraftwerke bestehen hinter diesen Engpässen nicht ausreichende Erzeugungskapazitäten, um den ÜNB den Ausgleich mittels Redispatch zu ermöglichen und die Systemsicherheit sowie damit zusammenhängend die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. In der Folge können, bis die Übertragungskapazitäten ausgebaut sind, keine Kraftwerksstilllegungen in Süddeutschland genehmigt werden.<sup>260</sup>

---

<sup>260</sup> BNetzA, Jahresbericht 2014 (2015), S. 42.



Abbildung10: Nord-Süd Engpässe Übertragungsleitungen (Quelle: VDE FNN<sup>261</sup> – angepasst)

<sup>261</sup> VDE FNN, Übersichtsplan Höchstspannungsnetz.



Eine diskriminierungsfreie Teilnahme an der Kaltreserve durch interessierte Kraftwerksbetreiber war allerdings mangels gesetzlicher Grundlage nicht gewährleistet, denn die notwendigen Reservekapazitäten wurden von der BNetzA und den ÜNB in einem nicht förmlichen Verfahren ermittelt und nach eigenem Ermessen der ÜNB kontrahiert.<sup>262</sup>

Zur Schaffung von Transparenz, Planungs- und Systemsicherheit, einer Rechtsgrundlage für die Identifizierung des Reservebedarfs sowie einer Vergütungsregelung für systemrelevante Kraftwerke hat die Bundesregierung auf Grundlage des § 13b Abs. 1 Nr. 2 EnWG die ResKV erlassen, welche am 6. Juli 2013 in Kraft getreten ist. Sie bietet in Kombination mit § 13a EnWG eine kurzfristige Lösung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, ohne das Marktdesign des Energy-only-Marktes hin zu Kapazitätsmechanismen zu präeterminieren. Nach § 13b Abs. 1 Nr. 2 S. 5 EnWG und § 14 Abs. 2 ResKV tritt die Verordnung bereits zum 31. Dezember 2017 wieder außer Kraft. Die Netzreserve soll insbesondere die in den Wintermonaten bestehenden Versorgungsengpässe in Süddeutschland bis zum Abschluss wichtiger Netzausbauprojekte bewältigen.

Aufgrund entstehender Versorgungsrisiken durch ein Auslaufen der Reservekraftwerksverordnung vor dem Abschluss wichtiger Netzausbauvorhaben sowie dem endgültigen Kernenergieausstieg wird die Befristung der ResKV bis zum 31. Dezember 2017 im Rahmen des Strommarktgesetzes gestrichen. Im Jahr 2022 evaluiert das BMWi, ob eine Fortgeltung der Reservekraftwerksverordnung – welche in Netzreserveverordnung (NetzResV) umbenannt wird – über den 31. Dezember 2023 hinaus notwendig ist, § 63 Abs. 2a S. 3 EnWG-E.<sup>263</sup> Bei der nachfolgenden Erörterung der Netzreserve werden ausschließlich die für diese Arbeit relevanten Novellierungen der NetzResV berücksichtigt.

Zur Überbrückung wichtiger Netzausbauprojekte sowie des Atomausstiegs erstellen die vier deutschen ÜNB jährlich bis spätestens zum 1. April eine Systemanalyse. In der Analyse wird der Reservekraftwerksbedarf der nächsten fünf Jahre ermittelt, § 3 Abs. 2 ResKV. Erst wenn die BNetzA den ermittelten Bedarf bestätigt hat, darf der betroffene ÜNB, in dessen Regelzone Kapazität fehlt, die konkreten technischen Anforderungen an die erforderlichen Anlagen bis spätestens zum 30. April veröffentlichen, §§ 3 Abs. 1, 4 Abs. 1 ResKV, § 3 Abs. 1 NetzResV. Wenn erneuter Kapazitätsbedarf ausgeschrieben wird, können die Kraftwerksbetreiber im Rahmen eines Interessenbekundungsverfahrens ihre Kapazitäten zur Aufnahme in die Netzreserve anbieten. Eignen sich die angebotenen Kapazitäten in gleicher Weise, berücksichtigen die ÜNB ausschließlich das preisgüns-

---

<sup>262</sup> König, in Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar Energierecht (2014), § 13 Rn. 10 EnWG sowie Deutsche Bundesregierung, Begründung zur Reservekraftwerksverordnung (2013), S. 1 f.

<sup>263</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 88, 152.



tigste Angebot, § 4 Abs. 2 ResKV. Es handelt sich hierbei jedoch nicht um ein öffentliches Ausschreibungsverfahren, sondern um ein administratives Auswahlverfahren. Dies resultiert aus der Tatsache, dass keine Informationen öffentlich darüber bekannt sind, welche Betreiber, wie viel Kapazität zu welchem Preis anbieten. Die Beschaffung erfolgt hier direkt in bilateraler Verhandlung zwischen ÜNB und Kraftwerksbetreiber.<sup>264</sup> Bei Zuschlag beträgt die Bereitstellungsdauer innerhalb der Reserve regelmäßig 24 Monate und nur in begründeten Fällen darüber hinaus, § 5 Abs. 1 S. 3 ResKV.

Voraussetzung für eine Teilnahme ist jedoch, dass die Kraftwerke bestimmte in der Verordnung normierte Anforderungen erfüllen, vgl. § 5 ResKV. Als erhebliche Anforderung gilt die sog. No-way-back-Regelung nach § 5 Abs. 2 Nr. 2 ResKV. In diesem Sinne dürfen die Kraftwerke nach Vertragsende – Beendigung der Reservebereitstellung – nicht mehr an den Energiemarkt zurückkehren. Sie müssen verpflichtend stillgelegt werden. Mit jener Regelung sollen Fehlanreize zur „vorübergehenden“ Stilllegung und Wettbewerbsverzerrungen durch die strategische Auslagerung von Kraftwerken in die Netzreserve vermieden werden. Um die Systemsicherheit im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt nicht zu gefährden, findet die No-way-back-Regelung nur auf inländische Kraftwerke Anwendung.<sup>265</sup>

Die Vergütung umfasst bei allen kontrahierten Kraftwerken je nach Grad der Stilllegung die Erzeugungsauslagen (z. B. Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten) sowie einmalige und dauerhafte Betriebsbereitschaftsauslagen (Personal). Nicht erstatten werden Kosten, die auch im Fall einer Stilllegung angefallen wären, §§ 6, 11 Abs. 2, 12 Abs. 2 ResKV. Durch die neue NetzResV werden auch Opportunitätskosten (entgangene Erlöse bei Verwendung im Energiemarkt) unter spezifischen Voraussetzungen erstattungsfähig, §§ 6, 11 Abs. 2, 12 NetzResV. Gegen die ehemalige Vergütungspraxis der ResKV wächst jedoch Widerstand. Der Energieversorger EnBW kritisiert, dass die Kraftwerke in den ersten zwölf Monaten ab Antragsstellung zur Stilllegung nach § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG ohne jegliche Vergütung weiterbetrieben werden müssen. Im Anschluss sollen ihnen nach eigenen Berechnungen etwa 70 bis 75 Prozent der entstandenen Kosten erstattet werden. Zudem führt die Regelung der ResKV und der Regulierungsbehörde auch zu Wettbewerbsverzerrungen, da lediglich Kraftwerke nördlich des Mains stillgelegt werden dürfen. Kraftwerke südlich der Mainlinie werden dagegen als systemrelevant eingestuft und sind somit weiter zu betreiben. Gegen diese Einschränkung der unternehmerischen

---

<sup>264</sup> Vgl. auch BMWi, Weißbuch (2015), S. 82; *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 191.

<sup>265</sup> Deutsche Bundesregierung, Begründung zur Reservekraftwerksverordnung (2013), S. 18 f. sowie Monopolkommission, Sondergutachten 65 (2013), S. 204.



Handlungsfreiheit hat EnBW im Januar 2014 Beschwerde beim OLG Düsseldorf eingereicht.<sup>266</sup> Ob bald bzw. überhaupt mit einem Beschluss gerechnet werden kann, ist zweifelhaft, denn Ende Dezember 2014 hat sich EnBW mit dem für ihn verantwortlichen ÜNB TransnetBW und der BNetzA außergerichtlich auf einen Netzreservevertrag geeinigt. Die Vergütungshöhe der nicht öffentlich verfügbaren Verträge bewertet EnBW „*als in weiten Teilen zufriedenstellend*.“<sup>267</sup> Das BMWi scheint weitere Klagen vermeiden zu wollen und möchte die bestehende Gesetzeslage mit § 13c EnWG-E grundlegend novellieren. Danach kann der Kraftwerksbetreiber bereits einen Anspruch auf Erstattung der Erhaltungsauslagen gegenüber dem systemverantwortlichen ÜNB geltend machen, sobald der ÜNB die Anlage als systemrelevant ausweist. Der Ablauf eines Zwölfmonatszeitraums wäre somit obsolet.<sup>268</sup>

Die Vorgaben der Verordnung sind zumindest für inländische Anlagen nach ihrem Vertragsende recht strikt. Aber auch während der Vertragslaufzeit dürfen sämtliche Reservekraftwerke – unabhängig von ihrem Standort – nach § 7 Abs. 1 ResKV ausschließlich außerhalb des Energiemarkts eingesetzt werden. Der Energiemarkt umfasst nach der Verordnungsbegründung den gesamten Stromgroßhandel (Day-Ahead, Intraday, börslicher wie außerbörslicher Terminmarkt), als auch den gesamten Regelenergiemarkt (Primär- und Sekundärregelenergie und die Minutenreserve).

Der Einsatz der Netzreserve erfolgt dabei auf Anforderung des systemverantwortlichen ÜNB bei einer Gefährdung der Systemsicherheit. Jene Gefährdung liegt nach der Legaldefinition des § 13 Abs. 3 EnWG, die identisch in § 2 Abs. 2 ResKV übernommen wurde, bei Frequenz- Spannungs- oder Stabilitätsproblemen des Übertragungsnetzes durch Engpässe vor. Die Netzreserve ist nach § 7 Abs. 2 S. 2 ResKV subsidiär zu geeigneten Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 1a EnWG, jedoch vorrangig vor Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG einzusetzen. Diese Vorgabe führt in der Literatur zu der Auffassung, dass die Netzreserve einer strategischen Reserve bereits relativ nahekommt.<sup>269</sup> Neben dieser systemseitigen Unterstützung ist die Bundesregierung nach § 13b Abs. 1 Nr. 2 S. 2 EnWG auch ermächtigt, z. B. durch eine Novellierung der ResKV die Reservekraftwerke zur direkten Absicherung des Strommarktes und somit zur Gewähr-

---

<sup>266</sup> Manager Magazin, EnBW will gegen Abschaltverbot klagen; EnBW, EnBW legt zur Wahrung ihrer Rechtsposition Beschwerde gegen den Bescheid der BNetzA zu den Kraftwerksstandorten Walheim und Marbach ein.

<sup>267</sup> EnBW, Bundesweit erste Netzreserveverträge unterzeichnet (2014).

<sup>268</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 110.

<sup>269</sup> Kunz *et al.*, in DIW, Wochenbericht, Sicherung der Stromversorgung (2013), S. 26 sowie Däuper/Voß, IR (2013), S. 170, 171.



leistung der Versorgungssicherheit einzusetzen. Der Einsatz würde in diesem Fall durch die ÜNB gem. § 13a Abs. 4 i. V. m. der novellierten ResKV erfolgen.

Die §§ 10 bis 12 der ResKV präzisieren die gesetzlichen Eingriffsbefugnisse der §§ 13 ff. EnWG. Kraftwerksbetreiber, die beabsichtigen ihr Kraftwerk mit einer Nennleistung ab 10 MW endgültig oder vorläufig stillzulegen, sind nach § 13a Abs. 1 EnWG verpflichtet, dies mindestens zwölf Monate im Voraus dem jeweiligen ÜNB und der BNetzA anzuzeigen. Der ÜNB prüft unverzüglich, ob die Stilllegung „zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führt“, § 13a Abs. 2 S. 8 EnWG, § 11 Abs. 1 S. 1 ResKV. Wie bereits festgestellt, ist das wesentliche Entscheidungskriterium der geografische Standort. Alle Kraftwerke südlich der Mainlinie führen zu jener systemrelevanten Gefährdung oder Störung. Wird die Anlage – ab 50 MW Nennleistung – gem. § 13a Abs. 2 Nr. 1 EnWG als systemrelevant eingestuft, muss sie weiterbetrieben werden und wird folglich in die Netzreserve integriert, §§ 11, 12 ResKV. Ist ein Weiterbetrieb technisch und rechtlich im Rahmen der Reserve möglich, sind vorläufige Stilllegungen nach § 13a Abs. 1 S. 2 EnWG verboten. Wird die Anlage dennoch vorzeitig stillgelegt oder eine Anzeige unterlassen, wird dieses Verhalten mit einer Geldbuße nach § 95 Abs. 1 Nr. 3e, f EnWG geahndet. Die Geldbuße bei einer vorläufigen Stilllegung nach § 13a Abs. 1 S. 2 EnWG kann gem. § 95 Abs. 2 S. 1 EnWG bis zu 5 Mio. € betragen.

Für Kraftwerksbetreiber, die lediglich eine vorläufige Stilllegung gem. § 13a Abs. 1 EnWG beantragt haben und deren Kraftwerk als systemrelevant eingestuft wurde, bietet § 11 Abs. 4 ResKV einen Ausnahmetatbestand von der No-way-back-Regelung. Diese Kraftwerke dürfen nach Ablauf von fünf Jahren wieder an den Energiemarkt zurückkehren, wenn der Betreiber den Restwert der investiven Vorteile der Betriebsbereitschaftsauslagen zurückerstattet. Sollten sie diese nach § 11 Abs. 3 ResKV nicht beansprucht haben, entfällt die Pflicht zur Rückerstattung. Diese Ausnahme von der No-way-back-Regelung ist auch gut begründbar, da den Betreibern letztendlich keine finanziellen Vorteile mehr bleiben. Sie erhalten lediglich die direkt mit der Vorhaltung entstehenden Kosten (Erzeugungsauslagen) erstattet. Dem Weißbuch ist auch zu entnehmen, dass das BMWi die bestehende Frist zur Rückkehr an den Energiemarkt von fünf Jahren auf vier Jahre verringern möchte.<sup>270</sup> Die entsprechende gesetzliche Novellierung wird durch eine Streichung des § 11 Abs. 4 ResKV sowie die Neufassung des § 13c Abs. 2 EnWG-E umgesetzt.

---

<sup>270</sup> BMWi, Weißbuch (2015), S. 84.



Kann die Netzreserve nicht allein durch das freiwillige Interessensbekundungsverfahren oder der Einstufung von Kraftwerken als systemrelevant gesichert werden, darf die Reserve ausnahmsweise aus Kraftwerksneubauten bestehen, § 13b Abs. 1 Nr. 2 S. 1 EnWG. In einem solchen „*begründeten Ausnahmefall*“ sind die ÜNB verpflichtet für den Neubau ein Ausschreibungsverfahren nach der Sektorenverordnung durchzuführen, § 8 Abs. 3 ResKV. Die Kraftwerksneubauten müssten gem. § 9 Abs. 3 ResKV nach dem Ende der Nutzung entweder dem ÜNB überlassen oder abgebaut werden. Die BNetzA bewertet jene Regelung als „*ineffizient*“ und „*nicht sinnvoll*“. Zudem ist bereits ersichtlich, dass die angebotenen Kapazitäten im Interessensbekundungsverfahren die notwendigen Kapazitäten deutlich übertreffen. Der begründete Ausnahmefall entwickelt sich somit zu einer reinen Notfalllösung. Für die langfristige Stabilität des Stromnetzes – bzw. des Strommarktes – empfiehlt die BNetzA, im Zusammenhang mit dem Neubau von Kraftwerken sogar die Implementierung eines Kapazitätsmechanismus.<sup>271</sup>

Hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang die vom BMWi im Rahmen des Weißbuchs skizzierte Änderung in der ResKV. Ab dem Jahr 2021 soll in Süddeutschland eine Reservelösung mit einem Umfang von 2 GW aus neuen, hochflexiblen und schwarzstartfähigen Kraftwerken entstehen. Letzteres ist erfüllt, wenn ein Kraftwerk ohne externe Stromzufuhr (z. B. zum Anheizen des Kessels) startfähig ist.<sup>272</sup> Schwarzstartfähig sind u. a. Wasserkraftwerke und Gasturbinen.

Entgegen den Ausführungen im Weißbuch fehlt in § 13d Abs. 2 EnWG-E, welcher der Umsetzung der Neubaureservelösung von 2 GW dient, ein Verweis auf hochflexible und schwarzstartfähige Kraftwerke. Die Notwendigkeit jenes Neubausegments in der Netzreserve begründet das BMWi mit der Sicherstellung von Redispatchleistung im finalen Schritt des Kernenergieausstiegs. Die Kontrahierung der neuen Kapazitäten, die 15 Jahre lang zur Verfügung stehen, soll im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens erfolgen.<sup>273</sup>

Auf Grundlage der erörterten Systemanalysen der nächsten fünf Jahre hat die BNetzA gem. § 3 Abs. 1, 2 ResKV den in *Tabelle 5* aufgeführten Reservebedarf identifiziert. Im nächsten Schritt werden von den ÜNB die in ihrer Regelzone erforderlichen Reservekraftwerke kontrahiert.

---

<sup>271</sup> BNetzA, Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/15 ff. (2014), S. 54, 90 f.

<sup>272</sup> BMWi, Weißbuch (2015), S. 84.

<sup>273</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 114.



**Tabelle 5: Entwicklung des Reservebedarfs in MW** (eigene Darstellung nach BNetzA<sup>274</sup>)

2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2019/20
2.540	3.091	6.700 – 7.800	6.600 – 7.700	7.000	1.600 bzw. 6.100

Der deutliche Anstieg des Reservebedarfs in den nächsten Jahren wird durch die wachsende Einspeisung erneuerbarer Energien im Norden sowie der Abschaltung von Kernkraftwerken in Süddeutschland bedingt. Nach § 7 Abs. 1a Nr. 2, 3 AtG erlöschen Ende der Jahre 2015 und 2017 die Genehmigungen für die Kernkraftwerke Grafenrheinfeld und Gundremmingen B. Damit fallen etwa 2,7 GW Leistung weg.<sup>275</sup> Allerdings beehrte E.ON das Kraftwerk Grafenrheinfeld bereits zum 31.05.2015 stillzulegen. Eine entsprechende Stilllegungsanzeige nach § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG erreichte den systemverantwortlichen ÜNB TenneT zum 28. März 2014.<sup>276</sup> Aufgrund verbleibender Restenergie in den Brennstäben erfolgte die endgültige Stilllegung schließlich am 27. Juni 2015.<sup>277</sup> Die BNetzA hat auf die Stilllegung mit einem nochmals gesteigerten Reservekraftwerksbedarf von 545 MW für das 1. Quartal 2015 reagiert.<sup>278</sup>

Die Spanne in den Jahren 2015/16 sowie 2016/17 begründet die BNetzA mit dem noch ungewissen Standort der Reservekraftwerke in Süddeutschland und damit deren Wirkung auf die Systemsicherheit. Je weiter die potenziellen Kraftwerke von den Netzengpässen entfernt stehen, desto geringer ist ihre netzentlastende Wirkung. Die signifikante Differenz innerhalb des prognostizierten Reservebedarfs im Winter 2019/20 resultiert aus den beiden Szenarien der ÜNB sowie der BNetzA. Im Fall einer Aufspaltung der deutsch-österreichischen Preiszone und somit der Einführung eines Engpassmanagements beträgt der Bedarf 1,6 GW, beim Erhalt der Preiszone hingegen 6,1 GW. Motiv für die erstmalige Berechnung der beiden Szenarien sind die Ergebnisse der Systemanalysen, die sehr hohe Handelsflüsse zwischen den Ländern von über 10 GW in der Spitze festgestellt haben. Allerdings wird der Ausbau der länderübergreifenden Grenzkuppelkapazitäten der steigenden Nachfrage nicht standhalten. Die Kapazitäten werden bis zum Winter 2019/20

<sup>274</sup> BNetzA, Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/14 (2013), S. 11; BNetzA, Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/15 ff. (2014), S. 20; BNetzA, Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/16 ff. (2015), S. 3.

<sup>275</sup> Zum 31.12.2015 Kernkraftwerk Grafenrheinfeld (1345 MW) und zum 31.12.2017 Kernkraftwerk Gundremmingen Block B (1344 MW).

<sup>276</sup> E.ON, Außerbetriebnahme AKW Grafenrheinfeld.

<sup>277</sup> E.ON, Sicher bis zum letzten Tag.

<sup>278</sup> BNetzA, Feststellung des zusätzlichen Reservekraftwerksbedarfs für das 1. Quartal 2015 (2014), S. 8.



lediglich auf 5,5 GW ausgebaut sein, sodass sich nach Ansicht der BNetzA und ACER die Erforderlichkeit eines netzentlastenden Engpassmanagements ergibt. Mithilfe des Managements wird die Stromübertragung zu Spitzenlastzeiten begrenzt, was die Eingriffe der ÜNB zur Überbrückung der fehlenden Interkonnektoren im Rahmen des Redispatch und somit den Bedarf an Reservekraftwerken minimiert.<sup>279</sup>

Zu einer konstruktiven Lösung des steigenden Bedarfs an Reservekraftwerken könnte ein Kapazitätsmechanismus nur beitragen, wenn er eine temporäre regionale Komponente besitzt, die der angespannten Versorgungssituation in Süddeutschland Rechnung trägt und den fehlenden Netzausbau kompensiert. Eine solche regionale Kompetente zur Lösung von vorübergehenden Problemen steht allerdings in Diskrepanz zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Daher wäre ein zielorientierter Ausbau der Übertragungsnetze wesentlich effektiver und effizienter. Günstiger Windstrom aus dem Norden muss ungehindert in die Verbrauchszentren im Süden gelangen können.

## VI. Fazit Kapitel 3

Die Versorgungssicherheit stellt ein öffentliches Gut dar. Die Verbraucher dürfen nicht um eine sichere Stromversorgung miteinander konkurrieren. Die Elektrizitätsversorgung zählt – zumindest in den Industrienationen wie Deutschland – zu den Grundbedürfnissen jedes Menschen und der Staat ist aufgrund des Charakters eines öffentlichen Gutes sowie seiner Rahmenverantwortung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit verpflichtet.

Ein Vergleich der ökonomischen Definitionen der Versorgungssicherheit zeigt, dass die aufgeführten Gutachten<sup>280</sup> die gleichen Ansätze verfolgen: Sie klammern alle netztechnischen Aspekte aus der Versorgungssicherheit aus und betrachten ausschließlich die Erzeugungs- und Verbrauchsebene. Das ist auch nachvollziehbar, denn es ist zwischen der Versorgungssicherheit und der Systemsicherheit zu differenzieren. Die juristische Betrachtung zeigt jedoch, dass die Versorgungssicherheit nach § 1 Abs. 1 EnWG aufgrund der „*leitungsgebundenen Versorgung*“ ebenfalls die Netze umfasst. Auch wenn die Ver-

---

<sup>279</sup> BNetzA, Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/16 ff. (2015), S. 22 ff.

<sup>280</sup> Frontier Economics/Formaet Services, Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? (2014), S. 26 ff.; Frontier Economics/Consentec, Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (2014), S. 25; r2b energy consulting, Endbericht Leitstudie Strommarkt (2014), S. 32; Connect Energy Economics, Leitstudie Strommarkt (2014), S. 25; Consentec, Ausgestaltung einer strategischen Reserve (2012), S. 23; Elberg *et al.* (EWI), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign (2012), S. 12 sowie Matthes *et al.* (Öko-Institut/LBD/Raue), Fokussierte Kapazitätsmärkte (2012), S. 16.



verantwortlichkeit zur Schaffung eines gesetzlichen Rahmens, in dem die Versorgungssicherheit gewährleistet wird, dem Gesetzgeber obliegt – öffentliches Gut – und die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit nach § 13 EnWG den ÜNB, kann ohne ein entsprechend ausgebautes Übertragungs- und Verteilungsnetz der erzeugte Strom nicht zu den Verbrauchern gelangen. Die Begriffe sind daher untrennbar miteinander verbunden. Allerdings können die ÜNB bei ihrer Systemverantwortung nicht frei handeln, sondern unterliegen ebenfalls der Regulierung des Gesetzgebers. Nach § 1 Abs. 2 EnWG dient die Regulierung der Elektrizitätsnetze

*„den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität [...] und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen.“*

Der Begriff der Versorgungssicherheit umfasst daher in der vorliegenden Arbeit, unabhängig von der Verantwortlichkeit, auch die Systemsicherheit. Nur durch eine gemeinsame Betrachtung kann die Versorgungssicherheit am effektivsten sichergestellt werden.

Neben der soeben erörterten grundsätzlichen Verantwortung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie deren Verhältnis zur Systemsicherheit ist auch noch auf die räumliche Reichweite einzugehen. So kann festgestellt werden, dass sich die Versorgungssicherheit am Scheideweg zwischen einer nationalen und europäischen Betrachtung befindet.

Selbst wenn die Versorgungssicherheit nur national betrachtet wird, sind die niedrigen Börsenstrompreise – faktisch ohne extreme Preisspitzen – ein marktwirtschaftliches Zeichen dafür, dass erzeugungsseitige Überkapazitäten vorhanden sind. Diese stammen noch aus der Zeit vor der Liberalisierung, als die Stromsektoren noch von staatlich kontrollierten Monopolen beherrscht wurden. Die Überkapazitäten wachsen durch den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien weiter an und lassen die Börsenstrompreise am Day-Ahead-Markt stark sinken. Mit Blick auf die nationale Versorgungssicherheit sind zumindest kurzfristig keine Engpässe zu erwarten. Anders ist dagegen die regionale Situation im süddeutschen Raum. Ohne die Kontrahierung von Reservekraftwerken wäre die Versorgungssicherheit dort nicht mehr zu gewährleisten. Allerdings verschleiern auch die nationalen Überkapazitäten ein längerfristiges Investitionsproblem, wenn vermehrt Spitzenlastkraftwerke sowie nach derzeit geltender Rechtslage bis zum Jahre 2022 etwa 12 GW Kernkraft vom Netz gehen. Dem Ausbau der Übertragungsnetze muss daher oberste Priorität vor der Integration der Kapazitätsmechanismen zukommen.



In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass die vier deutschen ÜNB im Jahr 2013 etwa 1,33 Mrd. € in die Netzinfrastruktur investierten. Darin enthalten sind lediglich ca. 16 Mio. € für Investitionen und Aufwendungen in grenzüberschreitende Verbindungen.<sup>281</sup> Die Erlöse, die der Netzbetreiber einer Engpassbewirtschaftung erzielt, sind nach § 15 Abs. 3 StromNZV entweder „*unverzüglich für Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen zu verwenden, hierfür zurückzustellen oder entgeltmindernd in den Netzentgelten zu berücksichtigen*“. Von dieser Wahlmöglichkeit sollte Abstand genommen werden. Mit Blick auf die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes müssen die Netzbetreiber verpflichtet werden, die Engpässe an den Interkonnektoren zeitnah zu beseitigen. Nur so können die positiven Ausgleichswirkungen des Energiebinnenmarktes vollständig ausgeschöpft werden.

Auf europäische Ebene errechnet ENTSO-E Überkapazitäten an gesicherter Leistung von derzeit mindestens 85 GW, die in den nächsten Jahren weiter zunehmen werden.<sup>282</sup> Problematisch erscheint jedoch, dass die gegenwärtig zu geringen Kapazitäten der Interkonnektoren eine europaweite Versorgungssicherheit trotz umfangreicher Überkapazitäten und deren Ausgleichseffekten verhindern.<sup>283</sup> Grundvoraussetzung für die Umstrukturierung des Strommarktdesigns muss daher vor jedweder Implementierung eines Kapazitätsmechanismus der Ausbau der grenzüberschreitenden Kapazitäten sein. Nur dadurch lässt sich die Versorgungssicherheit über die nationalen Grenzen von Deutschland und Österreich betrachten und das vorhandene Inseldenken überwinden.

Dennoch wird das Ziel des Elektrizitätsbinnenmarktes, eine gemeinsame Kapazitätsplanung der Mitgliedstaaten zu fördern, als wenig realistisch eingeschätzt. So verfolgen u. a. einige Länder unterschiedliche Ziele innerhalb ihrer nationalen Energiepolitik und der individuellen Versorgungssicherheit: Während Deutschland auf einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien setzt, fördert Frankreich die Atomkraft und Polen die stark umweltschädliche Kohlebranche. Bei jeder Betrachtung der Versorgungssicherheit sollte der Klimaschutz weiterhin Berücksichtigung finden, um die nationalen Klimaschutzziele – Verringerung der Treibhausgasemissionen bis 2020 um mindestens 40 Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990 – zu erreichen. Als Vertreter Deutschlands ist das BMWi bestrebt, eine europäische Definition der Versorgungssicherheit zu entwickeln und arbeitet

---

<sup>281</sup> BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014 (2014), S. 67.

<sup>282</sup> ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast, 2014 – 2030 (2014), S. 77.

<sup>283</sup> Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 71 (2015), S. 22.



dafür eng mit den Nachbarländern im Rahmen des Pentalateralen Energieforums zusammen.<sup>284</sup>

In der Zusammenschau von Kapitel 2 und 3 kann nun die erste Forschungsfrage beantwortet werden: **Kann das gegenwärtige Strommarktdesign – ohne einen zusätzlichen Kapazitätsmechanismus – langfristig ausreichend Versorgungssicherheit gewährleisten?** Zwar sind auf nationaler Ebene noch ausreichende Kraftwerksreserven vorhanden, allerdings wurde der Strommarkt mit Überkapazitäten in die Liberalisierung entlassen, die sukzessive abgebaut werden. Die fehlenden Preisspitzen und der niedrige Börsenstrompreis führen auf der einen Seite zur erstmaligen Senkung der Stromkosten für Letztverbraucher zum 1. Januar 2015,<sup>285</sup> auf der anderen Seite eliminieren sie sämtliche Investitionsanreize in Spitzenlastkraftwerke. Jene Kraftwerke können keinen positiven Deckungsbeitrag mehr erwirtschaften und sind in der Folge nicht refinanzierbar. Der preissenkende Effekt resultiert zum einen aus der – umweltpolitisch zu befürwortenden – verstärkten Einspeisung der erneuerbaren Energien und zum anderen aus bestehenden Überkapazitäten am Strommarkt.

Auch bei einer europäischen Betrachtung respektive der CWE-Staaten bleiben dem Energy-only-Markt mangels Kapazitäten der Interkonnectoren die Ausgleichseffekte vorerst verwehrt. Des Weiteren tritt die ResKV gem. § 13b Abs. 1 Nr. 2 S. 5 EnWG und § 14 Abs. 2 ResKV zum 31. Dezember 2017 außer Kraft. Dieses befristete Übergangsregime ist eine wichtige Säule während der Transformationsphase des Energieversorgungssystems. Ohne eine solche Unterstützung in Form einer Kaltreserve, dem Ausbau der Übertragungsnetze zwischen Nord- und Süddeutschland sowie den Interkonnectoren, kann der **Energy-only-Markt die langfristige Versorgungssicherheit nicht gewährleisten.** Die genannten Maßnahmen adressieren zwar in erster Linie die netzseitige Systemsicherheit, führen jedoch am effektivsten zu einer zielorientierten Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit. Eine spezifische Förderung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit bieten alleine die Kapazitätsmechanismen. Es wäre jedoch kontraproduktiv, das temporäre Problem des Netzausbaus mit einem zukunftsfähigen Strommarktdesign zu lösen. Nach erfolgreichem Netzausbau wären sonst erneut regulierungsintensive Eingriffe notwendig.

Hervorzuheben ist die Entfristung der Reservekraftwerksverordnung bzw. Netzreserveverordnung bis zur Bewältigung des endgültigen Kernenergieausstiegs zumindest bis En-

---

<sup>284</sup> BMWi, Grünbuch (2014), S. 35.

<sup>285</sup> FAZ, Strompreise sinken für Millionen Haushalte (2014).



de 2023. So kann ebenfalls der Zeitraum bis zum Ausbau der Übertragungsnetze überbrückt werden. Das BMWi spricht in diesem Zusammenhang von einem „*Strommarkt 2.0*“. In diesem Strommarkt refinanzieren sich Spitzenlastkraftwerke durch wenige extreme Preisspitzen und zur Absicherung des Restrisikos eines netzbedingten Stromausfalls dient die Netzreserve.<sup>286</sup> Jener Strommarkt 2.0 könnte durchaus in der Lage sein, langfristig Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ohne einen Kapazitätsmechanismus einzuführen. Wie in der Einleitung ausgeführt, bilden die Netzreserve, die strategische Reserve, das Fangnetz sowie die Kapazitäts- und Braunkohlereserve eine eigenständige Gruppe neben den klassischen Kapazitätsmärkten. Unter dem gegenwärtigen Rechtsrahmen dürfen die Kraftwerke der Netzreserve ausschließlich zur Frequenz- und Spannungshaltung sowie zur Vermeidung von Bilanzkreisunterdeckungen auf Geheiß der ÜNB eingesetzt werden. Dennoch wäre gem. § 13b Abs. 1 Nr. 2 S. 2 EnWG auch der direkte Einsatz zur Absicherung des Strommarktes denkbar. In diesem Fall würde die bisherige Netzreserve zur strategischen Reserve erweitert.

Abschließend ist festzuhalten, dass der derzeitige Strommarkt die langfristige Versorgungssicherheit nicht eigenständig gewährleisten kann. Allerdings kann **pauschal auch keine Notwendigkeit eines zusätzlichen Kapazitätsmarkts** festgestellt werden. Mit Blick auf das Potenzial weiterer Stellschrauben wie die empfohlene Verbesserung der Bilanzkreistreue der BKV, eine verstärkte Marktintegration der erneuerbaren Energien, dem Ausbau der grenzüberschreitenden Interkonnektoren und damit zusammenhängend eine Novellierung des § 15 Abs. 3 StromNZV sowie dem Ausbau des innerdeutschen Nord-Süd Übertragungsnetzes wäre eine Verfolgung dieser Maßnahmen deutlich nachhaltiger als die Integration eines Kapazitätsmarkts. Dennoch sind jene Maßnahmen nicht kurzfristig umzusetzen, sodass für die Übergangszeit ein Puffer notwendig ist. Zweifelsfrei ungeeignet für diesen Puffer sind die klassischen Kapazitätsmärkte, die einen autonomen Markt neben dem bestehenden Energy-only-Markt bilden.<sup>287</sup> Geeignet erscheinen dagegen die Kapazitätsreservemodelle. Diese Modelle stellen lediglich eine Erweiterung des Energy-only-Markts dar und sind entgegen der Ansicht des BMWi eher als Strommarkt 1.1 und nicht als 2.0 zu definieren.

---

<sup>286</sup> BMWi, Grünbuch (2014), S. 29, 40 ff.; vgl. auch den Evaluierungsbericht zur ResKV, welcher erstmals eine Verlängerung der Verordnung über 2017 hinaus empfiehlt BMWi, Bericht zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen (2014), S. 14; BMWi, Weißbuch (2015), S. 83 und abschließend Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 88.

<sup>287</sup> Zu diesen gegenwärtig ungeeigneten Mechanismen zählen die umfassende *Elberg et al.* (EWI), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign (2012); die selektive *Matthes et al.* (Öko-Institut/LBD/Raue), Fokussierte Kapazitätsmärkte (2012) und die dezentrale Ausgestaltungen *Ecke et al.* (enervis/BET), Ein zukunftsfähiges Strommarktdesign (2013).



Eine eingehende rechtliche Prüfung und Bewertung dieser Erweiterungen erfolgt in Kapitel 5. Als Grundlage für diese Prüfung behandelt das folgende Kapitel 4 die rechtlichen Voraussetzungen.

Auch die Europäische Kommission sieht in ihrem Sommerpaket „Energie“ keine unmittelbare Erforderlichkeit für einen Kapazitätsmarkt. An erster Stelle im weiterentwickelten europäischen Strommarkt steht für sie daher das Thema Energieeffizienz von Haushalten und Unternehmen. Neben zusätzlichen nationalen sowie grenzüberschreitenden Netzkapazitäten – Strom soll im Binnenmarkt ohne physische Grenzen gehandelt werden – möchte die Kommission, dass die dafür anfallenden Investitionskosten besonders durch eine engere Einbindung von Verbrauchern mithilfe von beispielsweise Smart-Meter, intelligenten Wohnens oder Eigenerzeugung in Verbindung mit Energiespeicherung reduziert werden. Die Mitteilung leitet eine öffentliche Konsultation zur Gestaltung des Strommarktdesigns der Energieunion ein, die im zweiten Halbjahr 2016 in konkrete Legislativvorschläge mündet. Damit möchte die Europäische Kommission den größtmöglichen Nutzen aus dem grenzüberschreitenden Wettbewerb ziehen und durch eine dezentrale Stromversorgung die Entstehung innovativer Energiedienstleistungsunternehmen anreizen.<sup>288</sup>

---

<sup>288</sup> EU-Kommission, IP/15/5358 (2015); EU-Kommission, Memo/15/5351 (2015); vgl. sowohl zur Erforderlichkeit von Kapazitätsmechanismen als auch zur Rahmenstrategie für eine Energieunion EU-Kommission, COM(2015) 80 final, S. 7, 22 ff.



## D. Kapitel 4 Rechtsrahmen für Kapazitätsmechanismen

Die Entscheidung, welcher Kapazitätsmechanismus sich zukünftig durchsetzt, wird mehr von energieökonomischen als von rechtlichen Aspekten abhängen. Dennoch müssen die Mechanismen bei einer Implementierung in den deutschen Strommarkt mit den europarechtlichen und nationalen Vorgaben in Einklang stehen. Dieses Kapitel wird die rechtliche Frage der Integration von Kapazitätsmechanismen beantworten „Wie“. Dabei beschäftigt sich Teil I. mit den Gesetzgebungskompetenzen zum Erlass entsprechender Mechanismen und Teil II. mit den bereits bestehenden rechtlichen Vorgaben und ihrer Verbindlichkeit.

### I. Gesetzgebungskompetenzen

Es stellt sich die Frage, wie die Gesetzgebungskompetenz für die Integration von Kapazitätsmechanismen zwischen dem nationalen und europäischen Gesetzgeber aufgeteilt ist und welche Konsequenzen sich hieraus ergeben.

#### 1. Nationale Kompetenzen

Generell haben in Deutschland die Länder die Gesetzgebungskompetenz inne, Art. 30, 74 Abs. 1 GG. Für alle Staatsaufgaben kommt das Regel-Ausnahme-Verhältnis zur Geltung. Die Länder sind nach diesem zuständig, außer das Grundgesetz weist dem Bund eine Zuständigkeit zu.<sup>289</sup> Die Gesetzgebungskompetenz für das Recht der Wirtschaft nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG – die Energiewirtschaft findet sich im Klammerzusatz – fällt unter die konkurrierende Gesetzgebung. Die Länder dürfen somit Gesetze erlassen, solange und soweit der Bund von seiner Zuständigkeit keinen Gebrauch macht, Art. 72 Abs. 1 GG. Allerdings hat der Bund gem. Art. 72 Abs. 2 GG u. a. auf dem Gebiet der Energiewirtschaft das Gesetzgebungsrecht,

*„wenn und soweit die Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet oder die Wahrung der Rechts- oder Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse eine bundesgesetzliche Regelung erforderlich macht“.*

---

<sup>289</sup> Albrecht/Küchenhoff, Staatsrecht (2015), § 20 Rn. 298.



Eine Definition dieser Erforderlichkeit erfolgte durch das BVerfG im Jahre 2002: So ist die Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse erforderlich, wenn sich die Verhältnisse in den Ländern „*in erheblicher, das bundesstaatliche Sozialgefüge beeinträchtigender Weise auseinander entwickelt haben oder sich eine derartige Entwicklung konkret abzeichnet*“. Bei einer autonomen Definition der Versorgungssicherheit durch die Länder im Rahmen von länderspezifischen Energiewirtschaftsgesetzen könnte sich das Sozialgefüge bundesweit verschieben. So könnten einige Länder die Versorgungssicherheit als privates Gut verstehen und damit eine Konkurrenz bei der Versorgung mit Energie auslösen. Finanzschwache Haushalte hätten das Nachsehen. Gleiches gilt für landeseigene Regelungen über Kapazitätsmechanismen. Aber auch die Wahrung der Rechts- oder Wirtschaftseinheit macht ein Handeln des Bundesgesetzgebers erforderlich. Eine „*Rechtszersplitterung*“ durch autonome Gesetze wäre ebenso untragbar wie die „*Gefährdung der Wirtschaftseinheit*“ infolge verschiedener energierechtlicher Vorschriften der Länder.<sup>290</sup> Darüber hinaus scheidet eine Regelung auf Landesebene schon aus technischen Gründen des Strommarkts (Regelzonen und Übertragungskapazitäten) aus.<sup>291</sup>

Der deutsche Gesetzgeber besitzt folglich die Gesetzgebungskompetenz für die Integration von Kapazitätsmechanismen in den Strommarkt. Diese ergeben sich aus Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 i. V. m. Art. 72 Abs. 2 GG.

## **2. Europäische Kompetenzen**

Neben den nationalen Kompetenzen könnte auch die EU Gesetzgebungskompetenzen im Bereich der Kapazitätsmechanismen innehaben und entsprechende Regelungen erlassen. In diesem Zusammenhang ist zu prüfen, welche Konsequenzen dies für etwaige nationale Regelung hätte.

### **a) Der EGKS-, EURATOM-, EWG- und EG-Vertrag**

Mit dem Vertrag über die Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS-Vertrag),<sup>292</sup> der am 23. Juli 1952 in Kraft und am 23. Juli 2002 außer Kraft getreten ist, wurden erstmals Kompetenzen im Energiesektor auf die Gemeinschaft übertra-

---

<sup>290</sup> BVerfGE 106, 62, 144 ff.

<sup>291</sup> Laux, EnWZ (2015), S. 249, 253.

<sup>292</sup> Vertrag über die Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl vom 18. April 1951 (BGBl. 1952 II S. 447).



gen. Jener Vertrag enthielt jedoch keine Gesetzgebungskompetenzen, sondern schuf ausschließlich einen gemeinsamen Markt für Kohle und Stahl, Art. 1 EGKS-Vertrag. Falls ein Mitgliedstaat gegen die Verbotsregeln des Art. 4 EGKS-Vertrag verstoßen hat, konnte die Gemeinschaft von ihren Handlungsformen nach Art. 5, 47 ff. EGKS-Vertrag Gebrauch machen.

Der Vertrag zur Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft (EURATOM-Vertrag)<sup>293</sup> vom 1. Januar 1958 wurde zur Forschung und Entwicklung von Kernbrennstoffen, zur Koordinierung einer friedlichen Nutzung der Kernenergie und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit aller Benutzer der Gemeinschaft geschlossen, Art. 2 EURATOM-Vertrag. Er überträgt der Gemeinschaft erstmalig auch Gesetzgebungskompetenzen. Die Kommission kann z. B. nach Art. 30 ff. EURATOM-Vertrag Grundnormen im Bereich des Gesundheitsschutzes der Bevölkerung gegen die Gefahren ionisierender Strahlungen erlassen. Zudem wird zur Sicherung einer gemeinsamen Versorgungspolitik gem. Art. 52 Abs. 2 lit. b EURATOM-Vertrag eine Agentur geschaffen, die „über das ausschließliche Recht verfügt Verträge über die Lieferung von Erzen, Ausgangsstoffen oder besonderen spaltbaren Stoffen [...] abzuschließen“. Direkte Eingriffe in die Energiepolitik der Mitgliedstaaten sind aber auch über den EURATOM-Vertrag nicht möglich. Der Vertrag ist gegenwärtig noch in Kraft, allerdings versuchten Abgeordnete der SPD sowie der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen im Jahr 2011/12 den EURATOM-Vertrag zu ändern bzw. zu kündigen. Diesen Schritt begründeten die Abgeordneten mit der Anpassung des Vertrags an die Zukunft (Atomausstieg). Der 17. Deutsche Bundestag lehnte am 28. November 2012 entsprechende Anträge mit einer Koalitionsmehrheit ab.<sup>294</sup>

Zeitgleich mit dem EURATOM-Vertrag trat auch der Vertrag zur Gründung der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft (EWG-Vertrag)<sup>295</sup> in Kraft. In diesem wurden jedoch keine Kompetenzen im Energiesektor übertragen.

Im Vertrag von Maastricht (EG-Vertrag),<sup>296</sup> der am 1. November 1993 in Kraft trat und den EWG-Vertrag übernimmt, wurden erneut Zuständigkeiten im Energiesektor an die Europäische Gemeinschaft abgegeben. Diese umfassten nach Art. 3 lit. n EG-Vertrag ausschließlich „die Förderung des Auf- und Ausbaus transeuropäischer Netze“.

---

<sup>293</sup> Vertrag zur Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft (EURATOM) vom 25. März 1957 (BGBl. 1957 II S. 1014).

<sup>294</sup> Zu den Anträgen und deren Ablehnung vgl. BT-Drucks. 17 / 11713.

<sup>295</sup> Vertrag zur Gründung der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft vom 25. März 1957 (BGBl. 1957 II S. 766).

<sup>296</sup> Gesetz zum Vertrag vom 7. Februar 1992 über die Europäische Union vom 28. Dezember 1992 (BGBl. 1992 II S. 1251).



**b) Europäische Energiepolitik im Vertrag von Lissabon nach Art. 194 Abs. 1 und 2 UAbs. 1 AEUV<sup>297</sup>**

Am 1. Dezember 2009 trat der Vertrag von Lissabon in Kraft. In diesem wurde die Energiepolitik erstmals über Art. 194 AEUV als wesentliches Handlungsfeld der Europäischen Union in das Primärrecht integriert. Art. 194 Abs. 1 AEUV definiert die vier Ziele der europäischen Energiepolitik. Er bildet somit das europäische Gegenstück zum nationalen Zielpentagon des § 1 Abs. 1 EnWG. Zu den vier Zielen des Art. 194 Abs. 1 AEUV zählen (a) „Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarktes“, (b) „Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit“, (c) „Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen“ und (d) „Förderung der Interkonnektion der Energienetze.“ Zwischen den Zielen besteht kein Rang- oder Konkurrenzverhältnis.<sup>298</sup> Sie werden von der EU nach Art. 194 Abs. 1 AEUV

*„im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten im Rahmen der Verwirklichung oder des Funktionierens des Binnenmarkts und unter Berücksichtigung der Notwendigkeit der Erhaltung und Verbesserung der Umwelt“*

verfolgt. Die Erwähnung der Solidarität als eines von drei Leitprinzipien – neben Binnenmarkt und Umweltschutz – verdeutlicht, dass die Energieversorgung als gemeinschaftliche Aufgabe anzusehen ist. Jene drei Leitprinzipien waren bereits vor dem Vertrag von Lissabon im Sekundärrecht verankert.<sup>299</sup> Die EU konkretisiert mit der Benennung der Solidarität ihre Zielbestimmung nach Art. 3 Abs. 3 UAbs. 3 EUV, nach dem sie die Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten fördert. Bei Versorgungsengpässen sollen sich die Mitgliedstaaten daher gegenseitig unterstützen. Den Ursprung dieser Klausel bilden mehrfache Unterbrechungen der Gasversorgung aus Russland durch die Ukraine.<sup>300</sup> Darüber hinaus werden innerhalb der Energiepolitik mit den beiden weiteren Leitprinzipien auch die Erfordernisse des Umweltschutzes gem. Art. 11 AEUV und die weitere Entwicklung des Energiebinnenmarkts nach Art. 26 Abs. 1 AEUV berücksichtigt.<sup>301</sup> Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV öffnet ausdrücklich der Umweltpolitik „unbeschadet des

<sup>297</sup> Die folgenden Ausführungen zum Energietitel des Art. 194 AEUV sowie zur nationalen Kompetenz wurden teilweise vorab in *Laux*, EnWZ (2015), S. 249 ff. veröffentlicht.

<sup>298</sup> *Nettesheim*, in Grabitz et al., Das Recht der Europäischen Union (2015), Art. 194 Rn. 14 AEUV.

<sup>299</sup> Im vierten ErwGr. der RL 96/92/EG, als Teil des ersten Energiebinnenmarktpakets, werden die „Stärkung der Versorgungssicherheit und der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft sowie die Wahrung des Umweltschutzes“ genannt.

<sup>300</sup> *Hirsbrunner*, in Schwarze (Hrsg.), EU-Kommentar (2012), Art. 194 Rn. 10 f. AEUV sowie *Bings*, in Streinz (Hrsg.), EUV / AEUV (2012), Art. 194 Rn. 22 f. AEUV.

<sup>301</sup> *Breier*, in Lenz/Borchardt (Hrsg.), EU-Verträge Kommentar (2012), Art. 194 Rn. 6 AEUV.



*Artikels 192 Abs. 2c AEUV*“ den Eingang in die Energiepolitik.<sup>302</sup> Die drei Leitprinzipien des Art. 194 Abs. 1 AEUV entsprechen im Wesentlichen dem energiepolitischen Aktionsplan der Europäischen Kommission. Sie führt in ihrer Mitteilung Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit als Herausforderungen für die europäische Energiepolitik an. Motiv für die Integration der Erhaltung und Verbesserung der Umwelt als Leitprinzip dürfte die Tatsache sein, dass der Bereich Energie für 80 Prozent der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der EU verantwortlich ist. Dieser Bereich ist die „*Hauptursache des Klimawandels*“.<sup>303</sup>

Vor allem dem Leitprinzip des Umweltschutzes nach Art. 194 Abs. 1 AEUV „*Erhaltung und Verbesserung der Umwelt*“ kommt nicht nur eine deklaratorische Wirkung zu.<sup>304</sup> Die EU hat sich verpflichtet, auf ein hohes Maß an Umweltschutz hinzuwirken, Art. 3 Abs. 2 S. 2 EUV. Damit leiten die Ziele des Art. 3 EUV jegliches Handeln der EU und sämtliche Maßnahmen der europäischen Energiepolitik müssen sich somit dem Leitprinzip der Erhaltung und Verbesserung der Umwelt unterordnen.<sup>305</sup> Auch der Wortlaut des Art. 11 AEUV lässt keinen Zweifel daran, dass der Umweltschutz nicht nur berücksichtigt, sondern „*einbezogen*“ werden muss. Art. 11 AEUV verfolgt damit die Ziele des Art. 191 AEUV. Allerdings sagt Art. 11 AEUV nichts darüber aus, in welcher Form das geforderte Einbeziehen umzusetzen ist. Entgegen dem Vorrang zur Energiepolitik haben der Europäische Gerichtshof (EuGH) sowie der Generalanwalt Geelhoed einen pauschalen Vorrang des Umweltschutzes vor den sonstigen primärrechtlichen Zielen des Art. 3 EUV verneint.<sup>306</sup> Bei einem aufkommenden Zielkonflikt müssen somit sämtliche Belange gegeneinander abgewogen werden.

Insbesondere die ersten beiden Ziele nach Art. 194 Abs. 1 lit. a und b AEUV kommen i. V. m. Art. 194 Abs. 2 UAbs. 1 AEUV als Kompetenzgrundlage für die Implementierung eines Kapazitätsmechanismus in Betracht. Das erste Ziel, die „*Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarktes*“ nach Art. 194 Abs. 1 lit. a AEUV, adressiert primär die Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarkts.<sup>307</sup> Eine Definition von Energie oder

---

<sup>302</sup> Laux, EnWZ (2015), S. 249, 250.

<sup>303</sup> EU-Kommission, KOM(2007) 1 endgültig, S. 3.

<sup>304</sup> Kotzur, in Geiger et al., EUV, AEUV (2010), Art. 194 Rn. 2 AEUV sieht die Erwähnung der Leitprinzipien des Binnenmarkts und des Umweltschutzes lediglich als deklaratorisch.

<sup>305</sup> Bings, in Streinz (Hrsg.), EUV / AEUV (2012), Art. 3 Rn. 2 EUV sowie Hirsbrunner, in Schwarze (Hrsg.), EU-Kommentar (2012), Art. 3 Rn. 6 EUV.

<sup>306</sup> EuGH, v. 7. Februar 1985, Rs. C-240/83, Slg. 1985, 00531 – Procureur de la République / ADBHU, Rn. 15 sowie Schlussanträge des Generalanwalts Geelhoed vom 26. Januar 2006 – Österreich / Parlament und Rat C-161/04, Rn. 59 f.

<sup>307</sup> Breier, in Lenz/Borchardt (Hrsg.), EU-Verträge Kommentar (2012), Art. 194 Rn. 8 AEUV sowie Kotzur, in Geiger et al., EUV, AEUV (2010), Art. 194 Rn. 5 AEUV.



dem Energiemarkt ist im Primärrecht sowie im Sekundärrecht nicht zu finden. Die Literatur versteht jenen Markt als umfassend. Er umfasst somit die gesamte Wertschöpfungskette sowie sämtliche Energieträger bis auf die Atomenergie-Regelung im EURATOM-Vertrag – und eröffnet der EU einen umfangreichen Zugriff auf die nationalen Strommärkte.<sup>308</sup> Voraussetzung für eine Maßnahme seitens der EU zur Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts nach Art. 194 Abs. 1 lit. a AEUV ist das Vorliegen einer Marktstörung oder eines allokativen Marktversagens.<sup>309</sup> Ein grundsätzliches Marktversagen wurde im Energy-only-Markt bereits nachgewiesen.<sup>310</sup> Fraglich ist, ob das Marktversagen auch als allokativ zu identifizieren ist. Nach der Wohlfahrtstheorie führt ein allokatives Marktversagen zur Rechtfertigung eines Staatseingriffes. Jenes allokativen Marktversagen liegt unter vier Umständen vor:

1. **Unvollkommener Wettbewerb** – also dem klassischen Fall mangelnder Konkurrenz bei Monopolen.
2. Kohlenstoffdioxid-Emissionen durch Abgase führen zu erheblichen gesundheitlichen Schäden. Allerdings müssen die Verursacher (beispielsweise Kraftwerke oder Autofahrer) die Folgekosten für die gesundheitliche Behandlung der Geschädigten nicht bezahlen. Bei den Kosten handelt es sich für die Verursacher um **externe Kosten bzw. Effekte**, da sie nicht in ihren Wirtschaftlichkeitsberechnungen (Kraftwerke) erscheinen.
3. Können einzelne Verbraucher nicht vom Konsum eines **öffentlichen Gutes** ausgeschlossen werden, kann die erfolgreiche und ausreichende Bereitstellung des Gutes nur erfolgen, wenn auch alle Verbraucher dafür zahlen müssen. Andernfalls warten einzelne Verbraucher strategisch ab, ob die Zahlungen der anderen Verbraucher nicht bereits ausreichen und sie dennoch vom öffentlichen Gut profitieren können. Im Extremfall führt dies jedoch zu der Situation, dass niemand zahlt und das öffentliche Gut nicht bereitgestellt werden kann.

---

<sup>308</sup> *Calliess*, in ders./Ruffert, EUV/AEUV (2011), Art. 194 Rn. 10 AEUV; *Nettesheim*, in Grabitz et al., Das Recht der Europäischen Union (2015), Art. 194 Rn. 12 f. AEUV; *Hamer*, in von der Groeben et al., Europäisches Unionsrecht (2015), Art. 194 Rn. 8 AEUV; *Breier*, in Lenz/Borchardt (Hrsg.), EU-Verträge Kommentar (2012), Art. 194 Rn. 8 AEUV.

<sup>309</sup> *Schulenberg*, Die Energiepolitik der Europäischen Union (2009), S. 380; *Roth*, VWL für Einsteiger (2014), S. 149 f.; *Rodi*, in Vedder/Heinegg (Hrsg.), Europäisches Unionsrecht (2012), Art. 194 Rn. 5 AEUV.

<sup>310</sup> Vgl. Kapitel 2 Punkt V.



4. Bestehen auf Märkten **Informationsasymmetrien** zwischen Anbietern und Nachfragern (Versicherungsunternehmen besitzt keine Informationen über die Schadenseintrittswahrscheinlichkeit seiner Versicherungsnehmer) führt dies zu Ineffizienzen und großflächig auftretend zu Marktversagen.<sup>311</sup>

Wie bereits ausführlich erörtert, handelt es sich bei der Versorgungssicherheit um ein öffentliches Gut.<sup>312</sup> Zur Verbesserung der Versorgungssicherheit müssten Investitionen in Reservekapazitäten erfolgen. Dies würde die Situation für alle Nachfrager verbessern, allerdings wären im gegenwärtigen Energy-only-Markt die Kosten für das Reservekraftwerk alleine von dem Erzeuger zu tragen. Es handelt sich somit um ein allokatives Marktversagen in Form einer pareto-ineffizienten Allokation. Die weitreichende Kompetenznorm umfasst auch die Erzeugungsstrukturen und die Versorgung der Letztverbraucher, sodass eine Subsumtion von Kapazitätsmechanismen unter Art. 194 Abs. 1 lit. a AEUV durchaus möglich erscheint.<sup>313</sup>

Das zweite Ziel nach Art. 194 Abs. 1 lit. b AEUV, die „Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union“, forciert insbesondere eine ausreichende und zuverlässige Versorgung der Nachfrage mit Energie.<sup>314</sup> Jene Energieversorgungssicherheit umfasst vorrangig Energieträger, die mangels natürlicher Ressourcen in die Europäische Union importiert werden müssen, wie Rohöl und Erdgas. Problematisch sind in diesem Zusammenhang vor allem die Abhängigkeit der EU von einem einzigen Drittländerslieferanten sowie die politischen Unsicherheiten in den Transitländern. Gegenwärtig beziehen sechs Mitgliedstaaten ihr gesamtes Erdgas ausschließlich aus Russland. Im Jahr 2013 wurden insgesamt 39 Prozent der europäischen Gasimporte mit russischem Erdgas gedeckt.<sup>315</sup> Bilaterale Verhandlungen zur Sicherung der nationalen Energieimporte erreichen oftmals nicht den gewünschten Effekt. Eine gemeinsame europäische Strategie, unter Berücksichtigung des Leitprinzips der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten, ist daher deutlich wirksamer und die Energieversorgungssicherheit als Kompetenz der EU

---

<sup>311</sup> Brümmerhoff/Büttner, Finanzwissenschaft (2015), S. 52 ff.; Fritsch, Marktversagen und Wirtschaftspolitik (2014), S. 77 f.; Zimmermann et al., Finanzwissenschaft (2012), S. 49 ff.

<sup>312</sup> Vgl. Kapitel 3 Punkt II.

<sup>313</sup> Laux, EnWZ (2015), S. 249, 250 f.

<sup>314</sup> Ehrlicke/Hackländer, ZEuS (2008), S. 579, 588; Schulenberg, Die Energiepolitik der Europäischen Union (2009), S. 381 beide m. w. N.

<sup>315</sup> EU-Kommission, COM(2014) 330 final, S. 2; Bereits im Jahr 2009 kam es zu Streiks in der Gaslieferung zwischen der Ukraine und Russland. Dieser Gasstreik hatte aufgrund der strategischen Lage der Ukraine als Transitland auch auf die Mitgliedstaaten der EU Auswirkungen, vgl. Bings, in Streinz (Hrsg), EUV / AEUV (2012), Art. 194 Rn. 23 AEUV. Die gegenwärtige politische Situation zwischen diesen beiden Ländern verschärft die Notwendigkeit einer unabhängigen europäischen Energieversorgung.



zu bewerten. Bei Verhandlungen mit Drittstaaten kann die EU gem. Art. 194 Abs. 1 lit. b AEUV mit einer gemeinsamen europäischen Stimme sprechen.

Zur Schaffung u. a. von höchstmöglichen Standards für die nukleare Sicherheit und Gefahrenabwehr sowie einen europäischen Gasverbund, um im Krisenfall unabhängig zu sein, hat die Kommission einen EU-Aktionsplan für Energieversorgungssicherheit und -solidarität vorgeschlagen.<sup>316</sup> Auf Grundlage des Art. 194 Abs. 1 lit. b AEUV ist die EU berechtigt, mit rohstoffexportierenden Ländern internationale Abkommen zur Sicherung der europäischen Energieversorgung abzuschließen und die entsprechende Infrastruktur – z. B. Pipelines – zu planen.<sup>317</sup> Wie bereits beschrieben, resultiert das Leitprinzip der Solidarität aus wiederholten Unterbrechungen der Gasversorgung zwischen Russland und der EU innerhalb der Ukraine. Dementsprechend wurde zur Erreichung des Ziels von Art. 194 Abs. 1 lit. b AEUV eine Verordnung zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung erlassen.<sup>318</sup> Die EU nimmt folglich Aufgaben der Daseinsvorsorge der europäischen Bevölkerung wahr.<sup>319</sup> Eine Subsumtion von Kapazitätsmechanismen unter die Energieversorgungssicherheit des Art. 194 Abs. 1 lit. b AEUV scheint mit Blick auf die Interpretation der EU in diesen Tatbestand zweifelhaft. Vielmehr zielt diese Sicherheit überwiegend auf die Konkurrenzfähigkeit und die Unabhängigkeit des europäischen Energiebinnenmarkts von Drittstaaten ab. Um den einzelnen Mitgliedstaaten bei Energieliefervereinbarungen mit Drittstaaten mehr Gewicht zu verleihen, obliegt der EU über Art. 194 Abs. 1 lit. b AEUV die Verhandlung von internationalen Abkommen zur Sicherung der Energieversorgung mit rohstoffexportierenden Ländern für sämtliche Mitgliedstaaten. Mithilfe von Kapazitätsmechanismen soll primär die Versorgungssicherheit innerhalb der EU gewährleistet und gerade nicht eine Unabhängigkeit von Drittstaaten erzielt werden. Dies ist aufgrund der vorhandenen erzeugungsseitigen Überkapazitäten innerhalb der EU auch nicht notwendig.<sup>320</sup>

Art. 194 Abs. 1 AEUV enthält, wie bereits dargestellt, lediglich die Ziele der europäischen Energiepolitik. Die eigentliche Gesetzgebungskompetenz der EU ist in Art. 194 Abs. 2 UAbs. 1 AEUV festgelegt. Dennoch ist der Anwendungsbereich des Art. 194 Abs.

---

<sup>316</sup> EU-Kommission, KOM(2008) 781 endgültig, S. 3 f., 11 ff.

<sup>317</sup> *Nettesheim*, in Grabitz et al., Das Recht der Europäischen Union (2015), Art. 194 Rn. 16 AEUV sowie *Breier*, in Lenz/Borchardt (Hrsg.), EU-Verträge Kommentar (2012), Art. 194 Rn. 9 AEUV.

<sup>318</sup> Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 20. Oktober 2010, ABl. Nr. L 295/1, über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates vom 26. April 2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung.

<sup>319</sup> *Kotzur*, in Geiger et al., EUV, AEUV (2010), Art. 194 Rn. 5 AEUV.

<sup>320</sup> *Laux*, EnWZ (2015), S. 249, 251.



2 AEUV erst eröffnet, wenn zumindest eins der vier genannten Ziele verfolgt wird. Die Ziele sind somit mittelbar kompetenzbegründend.<sup>321</sup> Sollte sich die EU entschließen einen Kapazitätsmechanismus zu integrieren, würde sie damit das Ziel der Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarktes nach Art. 194 Abs. 1 lit. a AEUV verfolgen. Die erforderlichen Maßnahmen – Vorgaben für einen Kapazitätsmechanismus – zur Verfolgung jenes Ziels müssen von der Europäischen Kommission vorgeschlagen werden. Darauf aufbauend können das Europäische Parlament und der Rat, nach Anhörung des Wirtschafts- und Sozialausschusses sowie des Ausschusses der Regionen, im Rahmen des ordentlichen Gesetzgebungsverfahrens nach Art. 289 Abs. 1 S. 2, Art. 294 AEUV mit einer qualifizierten Mehrheit beschließen, Art. 16 Abs. 3 EUV. Seit dem 1. November 2014 gilt nach Art. 16 Abs. 4 EUV, dass eine qualifizierte Mehrheit im Rat mindestens 55 Prozent der Stimmen benötigt (Prinzip der doppelten Mehrheit). Diese müssen von mindestens 15 Mitgliedern i. S. d. Art. 16 Abs. 2 EUV gebildet werden, die wiederum mindestens 65 Prozent der europäischen Bevölkerung repräsentieren. Dem Europäischen Parlament und dem Rat stehen dabei sämtliche Rechtsinstrumente der EU nach Art. 288 AEUV zur Verfügung.<sup>322</sup> Unter der Annahme, dass Kapazitätsmechanismen unter die Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarktes nach Art. 194 Abs. 1 lit. a AEUV fallen, ist die EU folglich berechtigt, nach Art. 194 Abs. 2 UAbs. 1 AEUV entsprechende Vorschriften zu erlassen.

Jene europäische Gesetzgebungskompetenz schließt jedoch die Kompetenz des deutschen Gesetzgebers nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 i. V. m. Art. 72 Abs. 2 GG nicht aus, denn die EU muss sich in spezifischen Bereichen die Zuständigkeit mit den Mitgliedstaaten teilen. So unterliegt u. a. der Hauptbereich „Energie“ – unter diesen ausschließlich Art. 194 AEUV zu subsumieren ist – gem. Art. 4 Abs. 2 lit. i AEUV der geteilten Zuständigkeit. Nach Art. 2 Abs. 2 AEUV gilt für die geteilte Zuständigkeit, dass sowohl die EU und die Mitgliedstaaten im Energiebereich gesetzgeberisch tätig werden können und verbindliche Rechtsakte erlassen. *„Die Mitgliedstaaten nehmen ihre Zuständigkeit wahr, sofern und soweit die Union ihre Zuständigkeit nicht ausgeübt hat“* oder *„entschieden hat [...] nicht mehr auszuüben.“* Diese geteilte Zuständigkeit nach Art. 4 AEUV gilt als Regelfall der europäischen Kompetenzen.<sup>323</sup>

Darüber hinaus ist auch das Subsidiaritätsprinzip des Art. 5 Abs. 3 EUV zu beachten. Im Hauptbereich Energie, der, wie bereits festgestellt, nicht in die ausschließliche Zustän-

---

<sup>321</sup> Calliess, in ders./Ruffert, EUV/AEUV (2011), Art. 194 Rn. 9 AEUV.

<sup>322</sup> Nettesheim, in Grabitz et al., Das Recht der Europäischen Union (2015), Art. 194 Rn. 27 AEUV.

<sup>323</sup> Lenski, in Lenz/Borchardt (Hrsg.), EU-Verträge Kommentar (2012), Art. 2 Rn. 8 AEUV.



digkeit der EU fällt, wird die EU nur tätig, wenn die Ziele der Maßnahmen – Gewährleistung der Versorgungssicherheit mittels Kapazitätsmechanismus – nicht von den einzelnen Mitgliedstaaten ausreichend verwirklicht werden können. Nach dem Gehalt des Subsidiaritätsprinzips kommt der kleineren Einheit – vorliegend den Mitgliedstaaten – der Vorrang im Handeln nach Maßgabe ihrer Leistungsfähigkeit gegenüber der größeren Einheit – Europäische Union – zu.<sup>324</sup> Erst wenn die in Betracht gezogenen Maßnahmen nach Art. 5 Abs. 3 EUV „wegen ihres Umfangs oder ihrer Wirkungen auf Unionsebene besser zu verwirklichen sind“ ein gemeinschaftliches Ziel zu erreichen, darf die EU tätig werden. Jene Zielvorgabe kann von der EU z. B. im Rahmen von Leitlinien an alle Mitgliedstaaten erfolgen. Ist auch nur ein Mitgliedstaat mit der Erreichung der Zielvorgabe überfordert, nimmt die EU ihre Kompetenzen wahr.<sup>325</sup> Gleiches gilt, wenn die Maßnahme aufgrund „ihres Umfangs oder ihrer Wirkung“, d. h. quantitativ oder qualitativ, auf europäischer Ebene erfolgversprechender umsetzbar ist. Kommt es z. B. aufgrund national begrenzter Kapazitätsmechanismen zu einer Trittbrettfahrerproblematik in Nachbarstaaten ohne entsprechenden Mechanismus und in der Folge zu einer Migration von Kraftwerken aus jenen Ländern, gefährdet dieses Verhalten das gemeinschaftliche Ziel eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes. Im Fall von länderübergreifenden Spitzenlastzeiten wäre eine eigenständige Elektrizitätsversorgung der Länder ohne Reservekapazitäten nicht mehr gewährleistet und der Blackout unausweichlich. Das Protokoll Nr. 2 zu den Europäischen Verträgen regelt die Grundsätze zur Anwendung der Subsidiarität. Die Kommission, das Europäische Parlament und der Rat müssen bei jedem Gesetzgebungsakt nachweisen, dass sie die erwogene Maßnahme besser als die Mitgliedstaaten erfüllen können. Hierfür senden die Kommission, das Europäische Parlament und der Rat die Entwürfe ihrer Gesetzgebungsakte vorab den nationalen Parlamenten zur Beurteilung zu.<sup>326</sup> Keine Anwendung findet das Prinzip nach dem Wortlaut des Art. 5 Abs. 3 EUV auf den Bereich der ausschließlichen Gesetzgebung der EU. Das Prinzip kann logischerweise nur zum Tragen kommen, wenn zwei Ebenen handlungsbefugt sind.

Die Bundesregierung hat bereits in ihrem Energiekonzept niedergeschrieben, dass sie

*„mit Blick auf die durch den Vertrag von Lissabon gegebenen EU-Kompetenzen in der Energiepolitik (Art. 194 AEUV) [...] die Möglichkeiten zu europäischer Zusam-*

---

<sup>324</sup> *Isensee*, Subsidiaritätsprinzip und Verfassungsrecht (2001), S. 71 f. sowie *Calliess*, Subsidiaritäts- und Solidaritätsprinzip in der Europäischen Union (1999), S. 32 f.

<sup>325</sup> *Kadelbach*, in von der Groeben et al., Europäisches Unionsrecht (2015), Art. 5 Rn. 36 EUV.

<sup>326</sup> Konsolidierte Fassungen des Vertrags über die Europäische Union und des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, ABl. Nr. C 115/01, S. 206 ff. v. 9. Mai 2008.



*menarbeit unter Beachtung des Subsidiaritätsprinzips gemeinsam mit den anderen EU Mitgliedstaaten und der Europäischen Kommission aktiv nutzen“*

wird.<sup>327</sup> Hierzu ist sie nach Art. 23 Abs. 1 GG auch verpflichtet. Das Subsidiaritätsprinzip unterbindet folglich so lange ein Tätigwerden der EU, bis die Mitgliedstaaten einen Kapazitätsmechanismus nicht gemeinschaftlich harmonisiert implementieren können.<sup>328</sup>

Eine besondere Gesetzgebungskompetenz kommt der EU gem. Art. 194 Abs. 2 UAbs. 1 AEUV nur „*unbeschadet der Anwendung anderer Bestimmungen der Verträge*“ zu. Mit Blick auf die Energieversorgung kann der Rat auf Vorschlag der Kommission nach Art. 122 Abs. 1 AEUV, insofern „*gravierende Schwierigkeiten in der Versorgung [...] vor allem im Energiebereich auftreten*“, angemessene Maßnahmen beschließen. An die Ausübung dieser besonderen Kompetenz werden geringere Anforderungen als an Art. 194 AEUV gestellt. Gem. Art. 16 Abs. 3 EUV genügt bereits eine qualifizierte Mehrheit im Rat ohne eine Beteiligung des Parlaments. Da europaweit erzeugungsseitige Überkapazitäten bestehen, einige Mitgliedstaaten wie Frankreich, Großbritannien und Irland bereits Kapazitätsmechanismen eingeführt haben und die Kopplung der einzelnen nationalen Strommärkte miteinander weiter voranschreitet sind „*gravierende Schwierigkeiten*“ i. S. d. Art. 122 Abs. 1 AEUV in der Energieversorgung auszuschließen. Daher wird diese Vorschrift für Kapazitätsmechanismen kaum Relevanz besitzen. So wurde auf ihrer Grundlage u. a. die RL 2009/119/EG<sup>329</sup> zur Vorhaltung von Mindestvorräten an Erdöl erlassen.

### **c) *Mitgliedstaatlicher Souveränitätsvorbehalt, Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV***

Fraglich ist jedoch, ob – unter Annahme der Wahrung des Subsidiaritätsprinzips – Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV die Kompetenzen der EU vollständig einschränken kann. Nach Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV berührt die Gesetzgebungskompetenz des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 1 AEUV

*„unbeschadet des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV nicht das Recht eines Mitgliedstaats, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen“.*

---

<sup>327</sup> Deutsche Bundesregierung, Energiekonzept (2010), S. 35.

<sup>328</sup> Laux, EnWZ (2015), S. 249, 251 f.

<sup>329</sup> Richtlinie 2009/119/EG des Rates v. 14. September 2009, ABl. Nr. L 265/9, zur Verpflichtung der Mitgliedstaaten, Mindestvorräte an Erdöl und/oder Erdölerzeugnissen zu halten.



Folglich haben auf diesen drei aufgeführten Gebieten – unbeschadet des Art. 192 Abs. 2 lit. c AUV – ausschließlich die Mitgliedstaaten die Gesetzgebungskompetenz inne, sog. mitgliedstaatlicher Souveränitätsvorbehalt.

Allerdings kann die EU diesen Souveränitätsvorbehalt über Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV zum Schutz der Umwelt beschränken. Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV schreibt vor, dass bei „*Maßnahmen, welche die Wahl eines Mitgliedstaates zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur der Energieversorgung **erheblich** berühren*“, die Entscheidungen über das Gesetzgebungsverfahren einstimmig im Rat erfolgen müssen. Die qualifizierte Mehrheit aus dem ordentlichen Gesetzgebungsverfahren ist nicht mehr ausreichend. Mit diesem auf den Umwelttitel des Art. 192 AEUV gestützten Verfahren soll die Hürde des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV überwunden und in die politisch sensible Energiepolitik der Mitgliedstaaten zum Schutz der Umwelt eingegriffen werden. Die Öffnung des mitgliedstaatlichen Souveränitätsvorbehalts verfolgt das Leitprinzip der Erhaltung und Verbesserung der Umwelt. Als Beispiel können europäische Regelungen zum Klimaschutz angeführt werden. Diese schreiben eine so drastische Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes vor, dass in einigen Mitgliedstaaten die Wahl zwischen verschiedenen Energieträgern erheblich berührt wird.<sup>330</sup> Bestimmte Energieträger können nicht mehr oder nur in einem erheblich geringeren Umfang eingesetzt werden, was in der Folge zu einer erheblichen Beeinflussung der allgemeinen Struktur seiner Energieversorgung führt. Zwar unterliegt nach Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV die „*Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur [der] Energieversorgung*“ dem mitgliedstaatlichen Souveränitätsvorbehalt, allerdings erfüllt das Beispiel der europäischen Klimaschutzregelung die von Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV geforderte Erheblichkeitsschwelle. Somit wird der Mitgliedstaat zum Schutz der Umwelt legitim in seiner souveränen Wahlfreiheit über die nationale Erzeugungsstruktur beschränkt. Neben diesem Beispiel ist dennoch festzuhalten, dass die Mitgliedstaaten grundsätzlich nach Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV selbstständig über die Struktur ihrer Energieversorgung bestimmen. Ihnen kommt in diesem Fall eine ausschließliche Gesetzgebungskompetenz zu, Art. 4 Abs. 1, 5 Abs. 2 S. 2 EUV.<sup>331</sup> Überdies hat die Konferenz der Vertreter der Regierungen der Mitgliedstaaten der Europäischen Union, die den unterzeichneten Vertrag von Lissabon angenommen hat, in der Erklärung Nr. 35 zu Art. 194 AEUV verdeutlicht, dass die Mitgliedstaaten unbeschadet des Art. 194 AEUV selbstständig Bestimmungen für

---

<sup>330</sup> Breier, in Lenz/Borchardt (Hrsg.), EU-Verträge Kommentar (2012), Art. 194 Rn. 12 AEUV.

<sup>331</sup> Zumindest unterstützend Calliess, in ders./Ruffert, EUV/AEUV (2011), Art. 194 Rn. 28 AEUV; Breier, in Lenz/Borchardt (Hrsg.), EU-Verträge Kommentar (2012), Art. 194 Rn. 16 AEUV.



ihre Versorgungssicherheit im Falle einer schwerwiegenden innerstaatlichen Störung nach Art. 347 AEUV erlassen können.<sup>332</sup> Zu diesen Störungen zählen neben „*Bürgerkriegen, Revolutionen, flächenbrandartig sich ausbreitendem Terrorismus*“ auch großtechnische Unfälle.<sup>333</sup> Zu letzterem könnte u. a. ein Atomarer „*Super-GAU*“ zählen.<sup>334</sup>

Lediglich Maßnahmen – vergleiche das Beispiel zum Klimaschutz –, die die Voraussetzungen des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV erfüllen und einstimmig vom Rat erlassen werden, können Einfluss auf die Energieversorgungsstrukturen der Mitgliedstaaten nehmen. Jedem Mitgliedstaat steht damit ein Veto zu. Fraglich ist, ob Vorgaben zur Implementierung eines Kapazitätsmechanismus – durch Rechtsinstrument nach Art. 288 AEUV – die Erheblichkeitsschwelle überwinden und die allgemeine Struktur der Energieversorgung berühren. Eine Definition, wann eine Maßnahme erheblich ist, existiert nicht. In der Literatur werden darunter Maßnahmen verstanden, die die Grundstruktur der Energieversorgung unmittelbar berühren.<sup>335</sup> Kapazitätsmechanismen verpflichten konventionelle Kraftwerke zur Bereithaltung von Elektrizität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Damit wird neben dem eigentlichen aktiven Kraftwerkspark am Energy-only-Markt ein finanziertes Back-up integriert.<sup>336</sup>

Unterschiede in Bezug auf die Erheblichkeit könnte es zudem bei der konkreten Ausgestaltung der spezifischen Modelle geben. Da seitens der EU noch kein Kapazitätsmechanismus offiziell kommuniziert wurde, sind für die Prüfung die deutschen Modelle heranzuziehen. Unstrittig liegt ein erheblicher Eingriff in die Grundstruktur der Energieversorgung bei den selektiven, umfassenden und dezentralen Modellen vor, nach deren Ausgestaltungen ein eigenständiger Kapazitätsmarkt, respektive ein Markt für Leistungszertifikate, neben dem Energy-only-Markt geschaffen wird. Dagegen werden die Modelle der strategischen Reserve das Fangnetz sowie die Kapazitäts- und Braunkohlereserve als (temporäre) Erweiterung zum bestehenden Energy-only-Markt integriert. Jene letztgenannten Varianten sollen insbesondere die Transformationsphase des Strommarktes mit zusätzlichen Erzeugungskapazitäten absichern. Problematisch erscheint jedoch, dass auch bei diesen Reservemodellen die kontrahierten Kraftwerke nicht mehr nach der Merit-

---

<sup>332</sup> Konsolidierte Fassungen des Vertrags über die Europäische Union und des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, ABl. Nr. C 115/01, S. 349 v. 9. Mai 2008.

<sup>333</sup> *Kokott*, in Streinz (Hrsg.), EUV / AEUV (2012), Art. 347 Rn. 13 AEUV.

<sup>334</sup> *Dittert*, in von der Groeben et al., Europäisches Unionsrecht (2015), Art. 347 Rn. 7 AEUV.

<sup>335</sup> *Epiney*, in Landmann/Rohmer, Umweltrecht (2015), Art. 192 Rn. 20 AEUV sowie *Calliess*, in ders./Ruffert, EUV/AEUV (2011), Art. 192 Rn. 32 AEUV.

<sup>336</sup> Ausführlich in Kapitel 5.



Order in den Strommarkt bieten dürfen, sondern ausschließlich in Engpasssituationen.<sup>337</sup> Dem Strommarkt werden folglich aktiv konventionelle Erzeugungskapazitäten entzogen. Zur Beurteilung, ob die eingeschränkte Marktteilnahme und der damit verbundene Kapazitätsentzug als erheblicher Einfluss auf die Struktur der Energieversorgung zu werten ist, muss das Verhältnis von Kapazitätsentzug zu gesamter installierter Kapazität betrachtet werden. Der Umfang der Reservekapazitäten der in dieser Arbeit behandelten Modelle der strategischen Reserve, des Fangnetzes sowie der Kapazitäts- und Braunkohlereserve beträgt jeweils zwischen 2,2 und ca. 4 GW.<sup>338</sup> Dagegen umfasste im Jahr 2014 die gesamte in Deutschland installierte Netto-Leistung 178,8 GW.<sup>339</sup> Somit würde der Kapazitätsentzug maximal 2,3 Prozent betragen. Vor diesem Hintergrund kann nicht von einer erheblichen, die Grundstruktur der Energieversorgung unmittelbar berührenden Maßnahme ausgegangen werden.

Darüber hinaus wird bei grammatikalischer Auslegung des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV ersichtlich, dass der Vertragsgeber die beiden Voraussetzungen als kumulativ „und“ versteht.<sup>340</sup> Neben der Energieversorgungsstruktur müssen Kapazitätsmechanismen auch die Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen erheblich berühren. Die systematische Auslegung lässt ebenfalls nicht daran zweifeln, dass die Voraussetzungen kumulativ vorzuliegen haben. Art. 192 AEUV ist unter dem Titel „Umwelt“ normiert. Die EU erlangt daher die Möglichkeit, das Leitprinzip der Erhaltung und Verbesserung der Umwelt durch die Vorgabe spezifischer Energieträger über die Energiepolitik der Mitgliedstaaten zu stellen. Dies wäre der Fall, wenn die EU die Teilnahme am Kapazitätsmechanismus an konkrete Präqualifikationsvoraussetzungen bindet, z. B. an die Art der Primärenergieträger oder die Energieeffizienz. Bei der strategischen Reserve und dem Fangnetz ist das nicht der Fall, da freigestellt ist, welche Kraftwerke zur Bereitstellung von Energie beitragen. Dagegen dürfen zumindest der Braunkohlereserve ausschließlich Braunkohlekraftwerke teilnehmen.<sup>341</sup> Da die beiden Voraussetzungen nach Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV – Erheblichkeit und Wahl zwischen Energieträgern – jedoch bei keinem der drei Reservemodelle kumulativ vorliegen, tritt die Gesetzgebungskompetenz der EU gem. Art. 194

---

<sup>337</sup> Consentec, *Ausgestaltung einer strategischen Reserve* (2012), S. 3; E-bridge, *Ein Beitrag zur Ausgestaltung eines Fangnetzes* (2014), S. 20 sowie § 13d Abs. 5 Nr. 1 EnWG-E.

<sup>338</sup> BMUB et al., *Märkte stärken, Versorgung sichern* (2013), S. 11; E-bridge, *Ein Beitrag zur Ausgestaltung eines Fangnetzes* (2014), S. 16 sowie BMWi, *Weißbuch* (2015), S. 82.

<sup>339</sup> Vgl. Fraunhofer ISI, *Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland*.

<sup>340</sup> Gündel, *EWS* (2011), S. 25, 28.

<sup>341</sup> Ausführlich in Kapitel 5 Punkt III.



Abs. 2 UAbs. 1 AEUV i. V. m. Art. 194 Abs. 1 lit. a AEUV hinter den mitgliedstaatlichen Souveränitätsvorbehalt des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV zurück.<sup>342</sup>

Möglicherweise lässt sich bei historischer Auslegung ein anderes Ziel des Vertragsgebers erkennen. Erstmals erwähnt wurde der Gesetzestext des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV im Vertrag von Maastricht. Der dortige Art. 130 lit. s Abs. 2 3. Gedankenstrich gleicht exakt dem kumulativen Wortlaut des bestehenden Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV. Durch den Vertrag von Amsterdam folgten keine Änderungen. Erst im Vertrag von Nizza wurde Art. 130 lit. s des Vertrags von Maastricht in Art. 175 Abs. 2 lit. c geändert. Der Vertrag von Lissabon überführte die Regelung in Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV. Somit sind auch historisch keine abweichenden Ziele zu erkennen.

Es kann festgehalten werden, dass die Gesetzgebungskompetenzen zur Erreichung der Ziele nach Art. 194 Abs. 1 lit. a-d AEUV der geteilten Zuständigkeit nach Art. 4 Abs. 2 lit. i AEUV unterliegen. Die Mitgliedstaaten dürfen Regelungen erlassen, solange die EU ihre Zuständigkeit nicht ausübt, Art. 2 Abs. 2 AEUV. Die EU darf jedoch nur tätig werden, wenn die Mitgliedstaaten die erforderlichen Maßnahmen nicht ausreichend selbstständig regeln können. Es gilt das Subsidiaritätsprinzip, Art. 5 Abs. 3 EUV. Berühren die angestrebten Maßnahmen die Gebiete des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV, darf der Rat diese nur unter den Voraussetzungen des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV einstimmig beschließen. Lediglich für die Bedingungen der Nutzung der nationalen Energieressourcen nach Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV kann der mitgliedstaatliche Souveränitätsvorbehalt seine uneingeschränkte Wirkung entfalten. Für die EU gilt auf diesem Gebiet daher ein Totalvorbehalt. Mit Blick auf die Gesetzgebungskompetenz zur Implementierung von Kapazitätsmechanismen, die unter die „*Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts*“ nach Art. 194 Abs. 1a AEUV subsumiert werden kann, ist aufgrund des mitgliedstaatlichen Souveränitätsvorbehalts nach Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV – zumindest für die in der vorliegenden Arbeit behandelten Reservemodelle – keine verbindliche Zuständigkeit seitens der EU festzustellen. Ihr steht es dennoch frei, unverbindliche Leitlinien zu erlassen.<sup>343</sup> Sollte die EU einen eigenen Kapazitätsmechanismus entwickeln, der die Voraussetzungen des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV erfüllt, das Subsidiaritätsprinzip gewahrt wird und der Rat diesen Mechanismus einstimmig beschließt, ist die EU nach Art. 194 Abs. 2 UAbs. 1 AEUV berechtigt, entsprechende Vorschriften zu erlassen. Die nationalen Gesetzgebungskompetenzen stünden in einem solchen Fall hinter den europäischen Kompetenzen zurück.

<sup>342</sup> Vgl. auch Monopolkommission, Sondergutachten 71 (2015), S. 149.

<sup>343</sup> *Laux*, EnWZ (2015), S. 249, 252 f.



Nach dieser drastischen Einschränkung der Gesetzgebungskompetenz der EU stellt sich die Frage, welcher Nutzen Art. 194 AEUV zukommt. Bis zum Inkrafttreten des Vertrags von Lissabon wurden völkerrechtliche Verträge im Energiebereich auf eine Vielzahl von Rechtsgrundlagen gestützt.<sup>344</sup> So beruhte der Energiecharta-Vertrag (EnCV) von April 1998 auf insgesamt 13 Rechtsgrundlagen aus drei Verträgen.<sup>345</sup> In Zukunft können völkerrechtliche Verträge auf Art. 194 i. V. m. Art. 3 Abs. 2, Art. 216 Abs. 1 AEUV gestützt werden.<sup>346</sup> Auf jener Grundlage erfolgte im Juni 2010 der Beitritt der EU zur neu gegründeten International Renewable Energy Agency (IRENA).<sup>347</sup> Gundel (2011) bezeichnet daher die Erweiterung der Außenkompetenz der EU als die bedeutendste Eigenschaft von Art. 194 AEUV.<sup>348</sup>

## II. Rechtliche Vorgaben für Kapazitätsmechanismen

### 1. Europarechtliche Vorgaben

#### a) Primär- und Sekundärrecht

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt existieren noch keine primär- oder sekundärrechtlichen Vorgaben zur Implementierung von Kapazitätsmechanismen. Jedoch stehen der EU auch unverbindliche Rechtsakte zur Verfügung. Grundsätzlich ist zwischen Primär-, Sekundär-, und Tertiärrecht zu differenzieren. Das Primärrecht, häufig als auch Verfassungsrecht der EU bezeichnet, ist das ranghöchste Recht. Es umfasst insbesondere die Verträge zur Gründung der Union (AEUV und EUV), Art. 1 UAbs. 3 EUV. Diese Verträge regeln nach Art. 13 Abs. 2 S. 1 EUV die Befugnisse der Organe, woraus sich ein Vorrang des

---

<sup>344</sup> Gundel, EWS (2011), S. 25, 31.

<sup>345</sup> Beschluss des Rates und der Kommission v. 23. September 1997, ABl. Nr. L 69/1 über den Abschluß des Vertrags über die Energiecharta und des Energiechartaprotokolls über Energieeffizienz und damit verbundene Umweltaspekte durch die Europäischen Gemeinschaften, wurde „gestützt auf den Vertrag über die Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl, insbesondere auf Artikel 95, gestützt auf den Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft, insbesondere auf Artikel 54 Absatz 2, Artikel 57 Absatz 2 letzter Satz, Artikel 66, Artikel 73c Absatz 2, Artikel 87, 99, 100a und 113, Artikel 130s Absatz 1 und Artikel 235 in Verbindung mit Artikel 228 Absatz 2 S. 2 und Absatz 3 Unterabsatz 2, gestützt auf den Vertrag zur Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft, insbesondere auf Artikel 101 Absatz 2.“

<sup>346</sup> Bings, in Streinz (Hrsg), EUV / AEUV (2012), Art. 194 Rn. 42 AEUV sowie Nettesheim, in Grabitz et al., Das Recht der Europäischen Union (2015), Art. 194 Rn. 28 f. AEUV.

<sup>347</sup> Beschluss des Rates v. 24. Juni 2010, ABl. Nr. L 178/17 über den Abschluss der Satzung der Internationalen Organisation für erneuerbare Energien (IRENA) durch die Europäische Union.

<sup>348</sup> Gundel, EWS (2011), S. 25, 31.



Primärrechts vor dem Sekundärrecht ableiten lässt. Neben den Gründungsverträgen gehören auch die Charta der Grundrechte im Rang der Verträge sowie die Protokolle und Anhänge zu den Verträgen zum Primärrecht, Art. 6 Abs. 1 EUV, Art. 51 EUV.<sup>349</sup>

Als nachrangiges Sekundärrecht wird das von den Organen der EU erlassene Recht im Rahmen des Art. 288 AEUV bezeichnet.<sup>350</sup> Unter den Katalog des Art. 288 AEUV fallen die rechtsverbindlichen Verordnungen, Richtlinien und Beschlüsse. Diese Rechtsakte kommen für die EU hinsichtlich ihrer Gesetzgebungskompetenz nur in Betracht, wenn die soeben erörterten Voraussetzungen des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV erfüllt, das Subsidiaritätsprinzip nach Art. 5 Abs. 3 EUV gewahrt wird und der Rat diesen Mechanismus einstimmig beschließt. Zudem kann die EU auch von den unverbindlichen Empfehlungen und Stellungnahmen Gebrauch machen. Zweck dieser Handlungsformen ist zum einen dem Adressaten ein bestimmtes Verhalten (Empfehlung) nahelegen und zum anderen die Mitteilung eines spezifischen Standpunkts oder einer Ansicht des Organs (Stellungnahme).<sup>351</sup> Trotz ihrer Unverbindlichkeit ist die Empfehlung nicht belanglos. Sie kann zur „*weichen influenzierenden Steuerung*“ herangezogen werden.<sup>352</sup>

Nach dem Grundsatz der begrenzten Einzelermächtigung in Art. 5 Abs. 2 EUV dürfen die Organe Empfehlungen und Stellungnahmen nur abgeben, wenn sie dazu in den Verträgen der EU auch ermächtigt sind. Je nach Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus und unter strengen Voraussetzungen – wie dem Subsidiaritätsprinzip – kommt den Organen, bzw. der Kommission mit ihrem alleinigen Initiativrecht für den Erlass neuer Rechtsakte gem. Art. 294 AEUV, Art. 17 Abs. 2 EUV, ein Gesetzgebungsrecht im Bereich der Kapazitätsmechanismen zu. Sie ist daher ermächtigt Empfehlungen und Stellungnahmen abzugeben.

### **b) Verbindlichkeit von Leitlinien als Rechtsakte des Tertiärrechts**

Darüber hinaus existieren noch die Rechtsakte sui generis, die nicht im Katalog des Art. 288 AEUV enthalten sind. Zu diesen unbestimmten Rechtsakten zählen u. a. die Leitlinien und die Mitteilungen der Europäischen Kommission. Die Rechtsakte sui generis dienen der Steuerung sowie dem Vollzug des Gemeinschaftsrechts in den Mitgliedstaaten

---

<sup>349</sup> Schroeder, in Streinz (Hrsg.), EUV / AEUV (2012), Art. 288 Rn. 17 ff. AEUV.

<sup>350</sup> Nettesheim, in Grabitz et al., Das Recht der Europäischen Union (2015), Art. 288 Rn. 30 AEUV.

<sup>351</sup> Hetmeier, in Lenz/Borchardt (Hrsg.), EU-Verträge Kommentar (2012), Art. 288 Rn. 32 AEUV.

<sup>352</sup> Ruffert, in Hoffmann-Riem et al., Grundlagen des Verwaltungsrechts (2006), § 17 Rn. 37.



und werden unter das Tertiärrecht oder soft law subsumiert.<sup>353</sup> Aufgrund der fehlenden Normierung im Primärrecht besteht keine ausdrückliche Grundlage zum Erlass von Leitlinien. Die Literatur folgt der Auffassung der Generalanwältin Kokott am EuGH. Nach dieser darf die Kommission Tertiärrecht in Form von Leitlinien in Bereichen erlassen, in denen ihr primär- oder sekundärrechtliche Kompetenzen zukommen.<sup>354</sup> Wie bereits festgestellt hält die Kommission Gesetzgebungskompetenzen inne und kann daher Leitlinien zur Integration von Kapazitätsmechanismen erlassen. Zudem hält die Kommission auch Kompetenzen im Bereich der Beihilfeaufsicht inne. Gem. Art. 108 Abs. 1 S. 2 AEUV schlägt sie den Mitgliedstaaten „*zweckdienliche Maßnahmen vor, welche die fortschreitende Entwicklung und das Funktionieren des Binnenmarkts erfordern*“. Jene Maßnahmen können auch in Form von Leitlinien erfolgen.<sup>355</sup> Die Leitlinien enthalten Konkretisierungen und Auslegungsansichten zum Ermessensspielraum der Ausnahmebestimmungen nach Art. 107 Abs. 3 AEUV „*als mit dem Binnenmarkt vereinbar **können** angesehen werden*“.<sup>356</sup> So legt die Europäische Kommission in der für die vorliegende Arbeit essenziellen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien die Voraussetzungen fest, wann sie eine Beihilfe mit Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV für vereinbar hält.<sup>357</sup>

Fraglich ist, für welche Akteure die Leitlinien eine Bindungswirkung entfalten. Eine unmittelbare Verbindlichkeit ergibt sich zumindest für die Kommission selbst. Enthält die Leitlinie Regeln, aus denen die verfolgte Politik ersichtlich wird, ohne gegen die Normen der europäischen Verträge zu verstoßen, muss die Kommission bei der Ausübung ihres Ermessens nach Art. 107 Abs. 3 AEUV die Leitlinie beachten.<sup>358</sup> Nach einem Urteil des Gerichts in erster Instanz (EuG) genügt die Handlungsform der Leitlinie zur Ermes-

<sup>353</sup> Zum Tertiärrecht Gärditz, in Rengeling et al., Handbuch des Rechtsschutzes der Europäischen Union (2014), § 34 Rn. 14, zu beiden Bezeichnungen von Graevenitz, EuZW (2013), S. 169 und zum Soft law Groß, DÖV (2004), S. 20 sowie Schroeder, in Streinz (Hrsg.), EUV / AEUV (2012), Art. 288 Rn. 29 AEUV.

<sup>354</sup> Schlussanträge der Generalanwältin Kokott vom 6. September 2012. Expedia Inc. gegen Autorité de la concurrence u. a. C-226/11, Rn. 29 f. Dieser Auffassung folgen u. a. von Graevenitz, EuZW (2013), S. 169, 170; Grabmayr et al., Förderung erneuerbarer Energien und EU-Beihilferahmen (2014), S. 12. Bereits vor den Schlussanträgen der Generalanwältin hat Kotzur, in Geiger et al., EUV, AEUV (2010), Art. 194 Rn. 27 AEUV den Organen der Union, im Falle einer Kompetenz, den Erlass nicht spezifizierter Handlungsformen zugestanden.

<sup>355</sup> Unterstützend Kreuzschitz/Wernicke, in Lenz/Borchardt (Hrsg.), EU-Verträge Kommentar (2012), Art. 108 Rn. 12 AEUV sowie Bär-Bouyssière, in Schwarze (Hrsg.), EU-Kommentar (2012), Art. 108 Rn. 6 AEUV.

<sup>356</sup> Weiß, Der Europäische Verwaltungsverbund (2010), S. 74 f.

<sup>357</sup> EU-Kommission, ABl. Nr. C 200/01 v. 28. Juni 2014, Ziff. 10.

<sup>358</sup> EuGH, v. 5. Oktober 2000, Rs. C-288/96, Slg. 2000, I-08237 – Deutschland / Kommission, Rn. 62.



sensausübung. Sie führt daher zu einer Bindung der Kommission auf Grundlage des Gleichheitsgrundsatzes.<sup>359</sup>

Diskrepanzen bestehen hinsichtlich der Verbindlichkeit der Leitlinien für die nationalen Behörden und Gerichte der Mitgliedstaaten. Die Mindermeinung stützt sich auf (ex Art. 10 EGV) Art. 4 Abs. 3 UAbs. 1, 2 EUV, der die loyale Zusammenarbeit zwischen den nationalen und europäischen Organen regelt.

*„Die Mitgliedstaaten ergreifen alle geeigneten Maßnahmen [...] zur Erfüllung der Verpflichtungen, die sich aus den Verträgen oder den Handlungen der Organe der Union ergeben.“*

Im gleichen Zug müssen sie alle Maßnahmen unterlassen, *„die die Verwirklichung der Ziele der Union gefährden könnten“*. Tatsächlich müssen nach der ständigen Rechtsprechung des EuGH alle nationalen Organe – ausdrücklich auch die Gerichte – geeignete Maßnahmen zur Erfüllung der Verpflichtungen nach den Verträgen oder der europäischen Organe im Rahmen des Art. 4 Abs. 3 UAbs. 1, 2 EUV ergreifen.<sup>360</sup> Daraus leitet die Mindermeinung ab, dass die nationalen Organe auch an die Leitlinien der Kommission gebunden sind und diese zu befolgen haben.<sup>361</sup> Sobald sich die Kommission selbst durch eine Leitlinie bindet, würden *„gleichsam automatisch“* auch die nationalen Organe gebunden.<sup>362</sup> Allerdings beziehen sich die angeführten Urteile auf verbindliche und normierte Rechtsakte wie die Richtlinie sowie die Entscheidungen der Europäischen Kommission und nicht auf Rechtsakte sui generis wie die Leitlinie. Die Handlungsform der Entscheidung nach (ex Art. 249 EGV) wurde in Art. 288 AEUV durch den Beschluss ersetzt. Die Urteile des EuGH sind somit auf die Verbindlichkeit von Leitlinien für die nationalen Organe nach Art. 4 Abs. 3 UAbs. 1, 2 EUV nicht anwendbar.

Entgegen den Ausführungen der Mindermeinung und ihrem Verweis auf (ex Art. 10 EGV) lehnt der EuGH jedoch eine Verbindlichkeit der Leitlinien bzw. nicht normierten Rechtsakten ab. Eine

---

<sup>359</sup> EuG, v. 30. April 1998, Rs. T-214/95, Slg. 1998, II-00717 – Vlaamse Gewest / Kommission, Rn. 89.

<sup>360</sup> EuGH, v. 10. April 1984, Rs. C-14/83, Slg. 1984, 01891 – Von Colson und Kamann / Land Nordrhein-Westfalen, Rn. 26; EuGH, v. 17. Dezember 1998, Rs. C-2/97, Slg. 1998, I-08597 – IP, Rn. 26 sowie EuGH, v. 14. Dezember 2000, Rs. C-344/98, Slg. 2000, I-11369 – Masterfoods und HB, Rn. 49.

<sup>361</sup> Schweda, WuW (2004), S. 1133, 1140 f.; Bahr/Loest, EWS (2002), S. 263, 271; Geiger, EuZW (2000), S. 325 sieht in den Leitlinien der Kommission eine faktische Bindungswirkung für nationale Gerichte und Behörden; nach Weitbrecht, EuZW (2003), S. 69, 72 entfalten die Leitlinien keine Bindungswirkung gegenüber europäischen Gerichten, dennoch kann die Kommission ihre Anwendung gegenüber den nationalen Behörden und Gerichten durchsetzen.

<sup>362</sup> Schweda, WuW (2004), S. 1133, 1142.



*„Verpflichtung der Mitgliedstaaten, bestimmte Maßnahmen zu ergreifen, [kann] nicht durch einen Vermerk der Kommission begründet werden [...], wenn im Vertrag oder in verbindlichen Handlungen der Organe keine dahin gehende Vorschrift enthalten ist. Auf die allgemeine Verpflichtung der Mitgliedstaaten aus Artikel 5 EWG-Vertrag [Vorgänger des ex Art. 10 EGV], „der Gemeinschaft die Erfüllung ihrer Aufgabe zu erleichtern“, kann [...] nicht verwiesen werden“.*

Daher haben die Festlegungen der Europäischen Kommission *„nur Richtcharakter, aber keine zwingende Wirkung“*.<sup>363</sup>

Die herrschende Meinung führt somit an, dass mit (ex Art. 10 EGV) Art. 4 Abs. 3 UAbs. 1, 2 EUV keine Bindung nationaler Organe an die Leitlinien der Europäischen Kommission begründet werden kann.<sup>364</sup> Andernfalls könnte die Kommission mittels Leitlinien unmittelbar geltendes Recht auf nationaler Ebene schaffen.<sup>365</sup> Dies stünde jedoch den verschiedenen Gesetzgebungsverfahren auf europäischer Ebene entgegen. Im Rahmen des ordentlichen und besonderen Gesetzgebungsverfahrens nach Art. 289 AEUV sind je nach Verfahren das Europäische Parlament, der Rat, der Europäische Rat und die Kommission beteiligt. Auch bei den delegierten Rechtsakten und den Durchführungsrechtsakten gem. Art. 290, 291 AEUV wird die Kommission vom Europäischen Parlament, dem Rat oder den Mitgliedstaaten kontrolliert. Eine eigenständige und alleinige Gesetzgebungsbefugnis für die Europäische Kommission ist im Gemeinschaftsrecht nicht vorgesehen. Darüber hinaus dürfen nach ständiger Rechtsprechung Leitlinien als Verhaltensnormen mit Außenwirkung gerade nicht als Rechtsnormen qualifiziert werden, die von der Verwaltung zu beachten sind. Als Verhaltensnorm mit Außenwirkung erhalten sie einen Hinweis auf die zu befolgende Verwaltungspraxis aus Sicht der Kommission. Die Verwaltung kann im Einzelfall nicht ohne Angabe von Gründen, die mit dem Grundsatz der Gleichbehandlung vereinbar sind, von der Leitlinie abweichen.<sup>366</sup> Aus diesen Entscheidungen lässt sich allerdings ableiten, dass die Verwaltung in ihrer ständigen Praxis sehr wohl von den Leitlinien der Europäischen Kommission abweichen darf. Für sie be-

<sup>363</sup> Beschluss, v. 30. September 1987, Rs. C-229/86, Slg. 1987, 03757 – Brother Industries / Kommission, S. 3763; EuG, v. 13. Dezember 1990, Rs. T-116/89, Slg. 1990, II-00843 – Prodifarma / Kommission, Rn. 79.

<sup>364</sup> Pampel, EuZW (2005), S. 11, 12 f.; dieser Meinung folgend, wenn auch nicht unter Bezugnahme des ex. Art. 10 EGV, u. a. Ruffert, in Calliess/Ruffert, EUV/AEUV (2011), Art. 288 Rn. 102 f. AEUV; Nettesheim, in Grabitz et al., Das Recht der Europäischen Union (2015), Art. 288 Rn. 211 AEUV; Geismann, in von der Groeben et al., Europäisches Unionsrecht (2015), Art. 288 Rn. 23 AEUV.

<sup>365</sup> Thomas, EuR (2009), S. 423, 435; Pohlmann, WuW (2005), S. 1005 ff.

<sup>366</sup> EuGH, v. 18. Mai 2006, Rs. C-397/03 P, Slg. 2006, I-04429 – Archer Daniels Midland und Archer Daniels Midland Ingredients / Kommission, Rn. 91 sowie EuG, v. 8. Oktober 2008, Rs. T-73/04, Slg. 2008, II-02661 – Carbone-Lorraine / Kommission, Rn. 70.



steht keine unmittelbare Verbindlichkeit. Eine Abweichung von den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien könnte jedoch zu einem Verstoß gegen das Beihilfeverbot aus Art. 107 AEUV führen.<sup>367</sup> Für die Schlussfolgerung der Möglichkeit zu einer Abweichung von den Leitlinien der Kommission spricht zum einen, dass die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien in der Reihe C des Amtsblatts der EU veröffentlicht wurden. In dieser Reihe werden u. a. die rechtlich unverbindlichen Empfehlungen, Stellungnahmen, Mitteilungen, Informationen und Bekanntmachungen publiziert. Rechtlich verbindliche Rechtsakte wie Verordnungen, Richtlinien und Beschlüsse werden in Reihe L veröffentlicht. Zum anderen können nach dem EuGH nur solche Handlungsformen eine rechtliche Bindungswirkung erzeugen, die ausdrücklich als Rechtsgrundlage bezeichnet und in den Vorschriften des Gemeinschaftsrechts normiert sind.<sup>368</sup> Da im Katalog des Art. 288 AEUV weder die Leitlinie noch die Mitteilung verankert sind, können diese auch keine rechtliche Bindungswirkung entfalten. Trotz ihrer Unverbindlichkeit auf nationaler Ebene sind die Leitlinien und die Mitteilung der Europäischen Kommission nicht bedeutungslos. Bei der Auslegung des Gemeinschaftsrechts stellen sie neben der ständigen Rechtsprechung des EuGH die wichtigste Quelle dar.<sup>369</sup>

Schröder (2012) nimmt eine Verbindlichkeit der Mitteilungen und anderen europäischen Verwaltungsvorschriften unter der Voraussetzung an, dass die Mitgliedstaaten diesen explizit zustimmen. Sie entfalten in der Folge einen quasivertraglichen Charakter für diesen Staat.<sup>370</sup> Ob hier alle Mitgliedstaaten gemeinsam, z. B. mit einer qualifizierten Mehrheit, zustimmen müssen oder sich bereits einzelne Länder den europäischen Verwaltungsvorschriften verpflichten, bleibt offen. Dies kann jedoch auch dahingestellt bleiben, da eine entsprechende Zustimmung zu den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien von keinem Mitgliedstaat bekannt ist.

Zwischen den Empfehlungen und Leitlinien bestehen viele Gemeinsamkeiten: Sie sind rechtlich unverbindlich und legen dem Adressaten ein bestimmtes Verhalten nahe. Dennoch bilden Leitlinien eine eigenständige Handlungsform des Gemeinschaftsrechts. Im Gegensatz zu den Empfehlungen legen sie nicht nur ein Verhalten nahe, sondern konkretisieren Ermessensspielräume der Kommission oder die Auslegung von Gesetzen.

---

<sup>367</sup> Ob Kapazitätsmechanismen überhaupt eine staatliche Beihilfe i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV darstellen, wird eingehend in Kapitel 4 Punkt II. 1. e) behandelt.

<sup>368</sup> EuGH, v. 16. Juni 1993, Rs. C-325/91, Slg. 1993, I-03283 – Frankreich / Kommission, Rn. 26.

<sup>369</sup> *Bornkamm/Becker*, ZWeR (2005), S. 213, 230: „In der Regel werden die nationalen Gerichte dankbar der Meinungsäußerung der Kommission folgen“.

<sup>370</sup> Schröder, in Streinz (Hrsg.), EUV / AEUV (2012), Art. 288 Rn. 33 AEUV.



### c) *Leitlinien für staatliche Interventionen im Stromsektor*

Die Europäische Kommission ist sich der Situation durch den Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Strommärkte bewusst. Auch wenn kein Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, muss die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet werden. Am 5. November 2013 hat sie eine Mitteilung veröffentlicht, in der sie den Mitgliedstaaten Leitlinien für staatliche Interventionen im Stromsektor gibt. Ziel dieser Leitlinien ist eine Vermeidung nationaler Alleingänge bei der Implementierung von Kapazitätsmechanismen, die den angestrebten Elektrizitätsbinnenmarkt konterkarieren könnten. Die Mitgliedstaaten erhalten die notwendigen Informationen, damit sie die richtigen Entscheidungen i. S. d. europäischen Gemeinschaft treffen und keine ineffizienten Kraftwerke durch staatliche Subventionierungen künstlich in Betrieb halten. In der Mitteilung bekennt die Kommission grundsätzlich, dass *„im Zuge der Entwicklung des Elektrizitätsbinnenmarkts [...] bestimmte Probleme aufgetreten [sind], die ein Eingreifen [der Mitgliedstaaten] rechtfertigen können“*.

Die Mitteilung enthält jedoch nur vier unscharfe Vorschläge, anhand derer ein möglicher Kapazitätsbedarf ermittelt und – sofern vorhanden – kosteneffizient im Einklang mit dem Beihilferecht ausgestaltet werden kann. Konkrete Vorgaben zur Ausgestaltung der Mechanismen sind nicht vorhanden. Die Vorschläge lauten wie folgt:

- 1) Vor jeglicher Integration von Kapazitätsmechanismen sollten die Ursachen für das Marktversagen analysiert werden.
- 2) Vorrangig sind Maßnahmen zur Nachfrageflexibilisierung, Ausbau der Übertragungskapazitäten und Interkonnektoren zu verfolgen sowie die erneuerbaren Energien in die Direktvermarktung zu überführen.
- 3) Alle Wettbewerbsverzerrungen, die Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazitäten verhindern, sind zu beseitigen.
- 4) Erst wenn diese Maßnahmen die *„angemessene Stromerzeugung“* bzw. Versorgungssicherheit nicht gewährleisten, sind Kapazitätsmechanismen mit Blick auf den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt zulässig. Die Kommission präferiert als First-best-Lösung eine strategische Reserve oder eine einmalige Ausschreibung. Erst als Second-best-Lösung kommt für sie ein umfassender Mechanismus in Betracht.



Die Kommission merkt zutreffend an, dass es sich bei der Rechtsform der Mitteilung und der Leitlinien nicht um einen verbindlichen Rechtsakt handelt. Diese Rechtsakte führen dennoch die wesentlichen Grundsätze auf, die von der Kommission im Rahmen der beihilferechtlichen Prüfung nach Art. 107 AEUV angewandt werden. Die Mitteilung lässt keine Zweifel daran erkennen, dass Kapazitätsmechanismen für die Europäische Kommission eine staatliche Beihilfe darstellen können. Unter falscher Ausgestaltung führen die Ausgleichszahlungen zu Marktverzerrungen, da ineffiziente Kraftwerke künstlich in Betrieb gehalten oder unnötig neue Kapazitäten errichtet werden.<sup>371</sup>

**d) Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020<sup>372</sup>**

Zum Schutz des Binnenmarktes hat die Kommission am 9. April 2014 weitere Leitlinien für staatliche Beihilfen verabschiedet.<sup>373</sup> Diese sind seit dem 1. Juli 2014 anzuwenden und enthalten u. a. neue Vorschriften in den Bereichen Energieinfrastruktur und Erzeugungskapazitäten. Die Leitlinien treten Ende 2020 außer Kraft. Da staatliche Beihilfen unter das Verbot des Art. 107 Abs. 1 AEUV fallen, konkretisiert die Kommission mit ihren Leitlinien die Voraussetzungen der Ausnahmeregelung Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV. Ihr steht für die Anwendung des Art. 107 Abs. 3 AEUV ein weiter Ermessensspielraum zu.<sup>374</sup>

Abschnitt (1.1) regelt den Anwendungsbereich der Leitlinien. Danach fallen alle staatlichen Beihilfen unter die Leitlinien, die zur Förderung von Umwelt- und Energiezielen gewährt werden. Unter bestimmten Voraussetzungen stehen diese Beihilfen im Einklang mit Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV, wenn sie im Katalog des Abschnitts (1.2) Nr. 18 normiert sind. Bei den Kapazitätsmechanismen könnte es sich um Beihilfen für Maßnahmen zugunsten einer angemessenen Stromerzeugung gem. Nr. 18 l) handeln. Eine solche Maßnahme umfasst nach der Legaldefinition einen „*Mechanismus, der sicherstellen soll, dass mit Blick auf eine angemessene Stromerzeugung bestimmte Kapazitäten auf nationaler Ebene erreicht werden*“, Abschnitt (1.3) Nr. 19 (36). Die Stromerzeugung ist nach Nr. 19 (34) angemessen, wenn die erzeugte Kapazität die Nachfrage eines Mitgliedstaates für einen bestimmten Zeitraum decken kann.

---

<sup>371</sup> EU-Kommission, C(2013) 7243 final, S. 5, 7 f., 14 ff.; EU-Kommission, IP/13/1021 (2013); EU-Kommission, C(2015) 2814 final, S. 2 f.

<sup>372</sup> Die folgenden Ausführungen zur den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien wurden größtenteils vorab in *Laux*, EW (2015), S. 24 ff. veröffentlicht.

<sup>373</sup> EU-Kommission, ABl. 2014 Nr. C 200/01.

<sup>374</sup> EuGH, v. 21. März 1991, Rs. C-303/88, Slg. 1991, I-01433 – Italien / Kommission, Rn. 34.



*„Dabei wird ein konventioneller statistischer Indikator zugrunde gelegt, der von Organisationen verwendet wird, die von der EU als Institutionen mit maßgeblicher Bedeutung für die Schaffung des Elektrizitätsbinnenmarkts anerkannt sind (z. B. ENTSO-E).“*

Der spezifische Indikator wird in den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien nicht aufgeführt, allerdings enthält Nr. 221 einen Verweis auf Art. 8 der Verordnung (EG) 714/2009. Nach Art. 8 Abs. 3 lit. b verabschiedet der ENTSO-E

*„alle zwei Jahre einen nicht bindenden gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan [...] einschließlich einer europäischen Prognose zur Angemessenheit der Stromerzeugung“*

und nach Art. 8 Abs. 3 lit. f *„jährliche Sommer- und Winterprognosen zur Angemessenheit der Stromerzeugung“*. Art. 8 Abs. 4 der Verordnung konkretisiert den zehnjährigen Netzentwicklungsplan. Dieser erstreckt sich u. a. auf den Bedarf an Erzeugungskapazitäten über einen festgelegten Zeitraum und beruht auf den Daten der nationalen Prognosen der ÜNB. Ein Abgleich mit der englischsprachigen Verordnung verdeutlicht, dass Art. 8 Abs. 3 lit. b auf den *„Ten-Year Network Development Plan“*, der auch die Scenario Outlook and Adequacy Forecast Reports (SO&AF) enthält und Art. 8 Abs. 3 lit. f auf die Winter and Summer Outlook Reports abzielt.

Der konventionelle statistische Indikator errechnet sich im SO&AF auf Basis von drei Szenarien. Das konservative Szenario A spiegelt die zukünftig notwendigen Investitionen in Erzeugungskapazitäten wider. Dabei wird angenommen, dass bestehende Investitionsentscheidungen mit Sicherheit zur Errichtung und Inbetriebnahme neuer Kraftwerke führen. Im Szenario B werden die am besten zu erwartenden Möglichkeiten errechnet, die sich bei angemessenen Marktsignalen und Investitionsanreizen ergeben. Das letzte EU-2020-Szenario kalkuliert die Erzeugungskapazitäten auf der Basis, dass die nationalen Ausbauziele der erneuerbaren Energien im Jahr 2020 vollständig erreicht werden. Da der SO&AF Anfang Juli 2014 veröffentlicht wurde, ist davon auszugehen, dass ihm die Ziele des § 1 Abs. 2 EEG a. F. zugrunde liegen. Danach wird im Jahr 2020 ein Anteil von mindestens 35 Prozent erneuerbarer Energien verfolgt. Das Ergebnis der Szenarioanalyse bestätigt ein bestehendes Überangebot von Erzeugungskapazitäten im Strommarkt. Dieses wird nach Szenario A noch bis 2018/2019 und Szenario B bis 2021 anhalten. Bis zum Jahr 2025 wird Deutschland mangels Erzeugungskapazitäten einen Importbedarf von 10



GW bzw. 7,5 GW nach Szenario B besitzen. Damit hat Deutschland im Jahr 2025 den höchsten Importbedarf aller europäischen Länder.<sup>375</sup>

Folglich ist festzuhalten, dass auf Grundlage des konventionellen statistischen Indikators von ENTSO-E die Stromerzeugung langfristig nicht durch die vorhandenen Erzeugungskapazitäten gedeckt werden kann. Es besteht keine Angemessenheit nach Nr. 19 (34) der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien. Daraus resultiert, dass eine Maßnahme zugunsten einer angemessenen Stromerzeugung, z. B. in Form von Kapazitätsmechanismen, notwendig ist, Abschnitt (1.3) Nr. 19 (36).

Die Kommission wird bei der Vereinbarkeit einer staatlichen Beihilfe mit Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV prüfen, ob die positiven Eigenschaften die negativen Auswirkungen auf den Binnenmarkt überwiegen, Nr. 23, 26. Für die Prüfung zieht die Europäische Kommission nachfolgende Kriterien der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien heran, die kumulativ erfüllt sein müssen.<sup>376</sup> Vor dem Hintergrund dieser Arbeit werden die Kriterien ausschließlich im Lichte der Förderung einer angemessenen Stromerzeugung – Kapazitätsmechanismen – behandelt:

#### **(aa) Ziel von gemeinsamem Interesse**

Dieses Ziel ist erfüllt, wenn durch die Beihilfemaßnahme „*ein wettbewerbsfähiges, nachhaltiges und sicheres Energiesystem*“ innerhalb des europäischen Energiebinnenmarktes gewährleistet wird, Nr. 30. Die Maßnahme zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung (Kapazitätsmechanismus) muss entweder darauf gerichtet sein, kurzfristige Probleme aufgrund eines Mangels an flexibler Erzeugungskapazität zu beheben oder langfristige Ziele für eine angemessene Stromerzeugung festzulegen, Nr. 219.<sup>377</sup> Die Mitgliedstaaten müssen das angestrebte Ziel der Kapazitätsmechanismen klar definieren und den erwarteten Beitrag der Maßnahme z. B. durch entsprechende Studien erläutern, Nr. 31 f.

Das primäre Ziel der Kapazitätsmechanismen ist die Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung und je nach ihrer spezifischen Ausgestaltung können sie auch zu einem wettbewerbsfähigen Energiesystem beitragen. Allerdings können sie, wie die Kommission in Nr. 220 anmerkt, im Widerspruch zu dem Ziel der nachhaltigen emissionsarmen

---

<sup>375</sup> ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast, 2014 – 2030 (2014), S. 132 ff., 99 f., 86.

<sup>376</sup> Laux, EW (2015), S. 24.

<sup>377</sup> Cosack/Laux, ER (2015), S. 190, 197.



Stromerzeugung stehen und somit die schrittweise Abschaffung umweltgefährdender Subventionen behindern. Zur Bereitstellung von gesicherter Leistung kommen gegenwärtig hauptsächlich konventionelle und somit emittierende Kraftwerke in Betracht. Da eine Speicherung von Elektrizität in ökonomisch relevanten Mengen gegenwärtig noch nicht möglich ist, können auch die Speicher nur in geringem Maße zur gesicherten Leistung beitragen. Die Mitgliedstaaten sollten daher vorrangig umweltfreundlichere Maßnahmen – Nachfrageflexibilisierung und Übertragungsnetzausbau – verfolgen. Das federführende Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ist bestrebt, den Anforderungen nachzukommen und untersucht im Rahmen des Grün- sowie Weißbuchprozesses die erwarteten Beiträge der Mechanismen. Aus dem Ziel von gemeinsamem Interesse ergibt sich die Voraussetzung, dass Kapazitätsmechanismen wettbewerblich organisiert sein sollten und wenn möglich einem umweltfreundlichen Ansatz zumindest nicht abträglich sind.<sup>378</sup>

#### **(bb) Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen**

Die Mitgliedstaaten müssen eindeutig nachweisen, dass der Markt ohne einen ergänzenden Mechanismus nicht in der Lage ist, eine angemessene Stromerzeugung sicherzustellen, d. h. sie müssen die Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen belegen. Dies kann u. a. in Form von Marktversagen, Problemen in der Spitzenlast oder den Auswirkungen erneuerbarer Energien einschließlich des Stroms aus Nachbarstaaten erfolgen, Nr. 222 ff. Die Nachweise sind in der vorliegenden Arbeit bereits erbracht worden.<sup>379</sup> Die Europäische Kommission definiert Marktversagen in der Fußnote zu Nr. 34 als „*Situationen, in denen der Markt allein kaum effiziente Ergebnisse hervorbringen dürfte*“. Jenes Versagen liegt im Energy-only-Markt als pareto-ineffiziente Allokation vor. Allerdings ist nach Nr. 36 der Leitlinien ein solches Marktversagen nicht ausreichend, um die Erforderlichkeit einer staatlichen Beihilfe zu begründen. Erst wenn auch andere Strategien wie das Emissionshandelssystem der EU (EU-ETS) das Versagen nicht beheben, dürfen entsprechende Maßnahmen eingeführt werden.

Es ist daher zu prüfen, ob das Emissionshandelssystem in der Lage ist, das Marktversagen zu beseitigen. Mit einem funktionierenden EU-ETS müssten stark CO<sub>2</sub>-emittierende Kohlekraftwerke ihren Strom mit deutlich höheren Grenzkosten an der Strombörse anbieten. Für jede ausgestoßene Tonne CO<sub>2</sub> muss ein Zertifikat nachgewiesen werden. Bei

---

<sup>378</sup> Laux, EW (2015), S. 24 f.; Cosack/Laux, ER (2015), S. 190, 197.

<sup>379</sup> Vgl. Antwort zur ersten Forschungsfrage im Fazit Kapitel 3.



einem hohen Zertifikatspreis werden die Kohlekraftwerke entweder ihre Produktion drosseln oder wie beschrieben mit höheren Grenzkosten anbieten. Der Effekt auf den Börsenstrompreis ist der gleiche. Eine verminderte Erzeugungskapazität oder höhere Grenzkosten der Kraftwerke lassen den Börsenstrompreis steigen. Jener Effekt würde im Verhältnis emissionsärmere Gaskraftwerke nur abgeschwächt belasten. Diese könnten ihren Strom günstiger als sehr alte Kohlekraftwerke anbieten oder aufgrund des höheren Base-Preises an der Strombörse schon bei kleinen Preisspitzen einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaften.<sup>380</sup>

Allerdings summieren sich die Überschüsse derzeit auf über 2 Mrd. Zertifikate und entsprechend niedrigen Preisen, sodass sich faktisch u. a. dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 die Wirkungslosigkeit des EU-ETS entnehmen lässt.<sup>381</sup> Für die Betreiber stark emittierender Kohlekraftwerke besteht kein Anreiz ihre Produktion zu drosseln. Auch die zusätzlichen Kosten für die Zertifikate sind so marginal, dass sich die Grenzkosten der Kraftwerke nur unwesentlich verändern. Darüber hinaus ist zweifelhaft, ob das Backloading – Verringerung der am Markt verfügbaren Zertifikate durch Zurückhaltung und späterer Versteigerung – von lediglich 900 Mio. Zertifikaten den erhofften Zweck herbeiführt und die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise langfristig steigen. Diese Zertifikate werden sodann in eine neue Marktstabilitätsreserve eingelagert, welche jedoch erst ab dem 1. Januar 2019 in Kraft treten soll. Mit diesem Instrument wird die am Markt verfügbare Menge an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten gesteuert und ein Überschuss vermieden. Sobald die handelbare Menge an Zertifikaten eine bestimmte Grenze übersteigt, werden diese vom Markt in die Marktstabilitätsreserve verschoben. Gleiches passiert in entgegengesetzter Richtung, sobald eine gewisse Grenze unterschritten wird.<sup>382</sup> Soweit der Mitgliedstaat nachweist, dass Kapazitätsmechanismen zur Beseitigung eines nach dem Einsatz des EU-ETS bestehenden Marktversagens dienen, wird die Kommission die Beihilfe als erforderlich erachten, Nr. 37. Jener Nachweis stellt bei dem gegenwärtigen EU-ETS keine Probleme dar.

Aufgrund der Wirkungslosigkeit des EU-ETS erwog das Bundeswirtschaftsministerium ab dem Jahr 2017 einen nationalen Klimabeitrag einzuführen. Mit diesem Instrument

---

<sup>380</sup> *Laux*, EW (2015), S. 24, 25.

<sup>381</sup> BMUB, Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 (2014), S. 23 ff.

<sup>382</sup> EU-Kommission, C(2014) 20 final, S. 2 ff.; Beschluss (EU) 2015/1814 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 6. Oktober 2015, ABl. Nr. L 264/1 über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG.



sollten ca. 22 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> bis 2020 eingespart werden.<sup>383</sup> Mit dem nationalen Klimabeitrag hätten flexible und emissionsarme Spitzenlastkraftwerke wieder einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaften können. Kohlekraftwerke würden gezwungen ihre Produktion auf das zulässige Höchstmaß zu begrenzen und sehr alte Anlagen verschwinden mangels Wirtschaftlichkeit sukzessive vom Markt. Allerdings hat sich die Bundesregierung, insbesondere auf Druck der Kohlebranche, gegen den Klimabeitrag entschieden. Auch aus rechtlicher Sicht war die Klimaabgabe äußerst fragwürdig, was jedoch im Rahmen dieser Arbeit dahinstehen kann.<sup>384</sup>

Ein weiteres Kriterium der Erforderlichkeit staatlicher Maßnahmen begründet sich, wie oben dargelegt, durch die Auswirkungen erneuerbarer Energien aus den Nachbarländern. Diesbezüglich sind zumindest in Deutschland keine Probleme erkennbar. Vielmehr verursacht die deutsche Energiepolitik negative Auswirkungen auf die unmittelbaren Nachbarländer. Insbesondere Polen und Tschechien werden aufgrund von Übertragungsgespässen zwischen Nord- und Süddeutschland und den daraus resultierenden Ringflüssen regelmäßig von sehr günstigem, deutschem Strom überlastet, der die heimischen Kraftwerksbetreiber verdrängt, sodass diese keine Erlöse mehr erwirtschaften können. Da das vorliegend geprüfte Kriterium für Deutschland keine Anwendung findet, ist davon auszugehen, dass die Voraussetzung u. a. an die deutschen Nachbarländer adressiert ist.

Darüber hinaus verlangt die Kommission nach Nr. 224 der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien auch eine Darstellung der Potenziale der verschiedenen Stromhandelsmärkte, der europäischen Marktkopplung, der Nachfrageflexibilisierung und der Interkonnektoren. Wie bereits festgestellt, bieten die Stromhandelsmärkte, die Nachfrageflexibilisierung sowie die Marktkopplung und der dafür erforderliche Ausbau der Interkonnektoren beträchtliche Potenziale zur Vermeidung oder zumindest Verminderung des Bedarfs an Kapazitätsmechanismen. Allerdings sind die bedeutendsten Potenziale des Netzausbaus nicht innerhalb kurzer Zeit realisierbar, sodass der Energy-only-Markt zumindest für die Übergangsphase – eventuell auch darüber hinaus – ein ergänzendes Instrument benötigt.<sup>385</sup>

Allerdings sollte noch „*die Maßeinheit für die Quantifizierung [einer Reserve] genannt und die Berechnungsmethode dargelegt werden*“, Nr. 222. Die Mitgliedstaaten müssen

---

<sup>383</sup> BMWi, Der nationale Klimaschutzbeitrag der deutschen Stromerzeugung (2015), S. 9 f.

<sup>384</sup> Vgl. zur rechtlichen Prüfung *Lang et al.* (Bird & Bird), Erstbewertung europa- und verfassungsrechtlicher Fragen des „nationalen Klimaschutzbeitrags“ (2015) sowie *Spieth* (Freshfields Bruckhaus Deringer), Zur rechtlichen Zulässigkeit des geplanten nationalen Klimaschutzbeitrags (2015).

<sup>385</sup> *Laux*, EW (2015), S. 24, 26.



also konkret darlegen, dass auf nationaler Ebene Bedarf für die Implementierung eines Kapazitätsmechanismus in Höhe von X GW besteht.<sup>386</sup> Sofern dies erfolgt, ist eine staatliche Maßnahme zur Unterstützung des Strommarktes erforderlich, um sein Marktversagen zu korrigieren. Wie bereits eingehend erörtert, liegt auf dem Energy-only-Markt ein Marktversagen in Form von pareto-ineffizienten Allokationen in Bezug auf die Errichtung von Reservekraftwerken vor. Der grundsätzliche Bedarf ist somit bestätigt. Daher müssen die Mitgliedstaaten noch nachweisen, aus welchem Grund ihr Kapazitätsmechanismus eine Höhe von X GW besitzt.

Weitere Hinweise zur künftigen Auslegung des Begriffs der Erforderlichkeit von Kapazitätsmechanismen seitens der Kommission sind der im Zusammenhang mit dem Sommerpaket veröffentlichten Mitteilung zur Umgestaltung des Energiemarktes zu entnehmen. Die Mitteilung leitet eine öffentliche Konsultation zur Vorbereitung künftiger Rechtssetzungs- und sonstiger Vorschläge im Rahmen der Strategie der Kommission für eine Energieunion ein. So wird unter Ziffer 4.3 dieser Mitteilung der zukünftige Rahmen für die Einrichtung grenzüberschreitender Kapazitätsmechanismen thematisiert und zunächst auf die insoweit einschlägigen Vorgaben der Energiebeihilfeleitlinien verwiesen. Weitergehend sollen Regelungen auf EU-Ebene zur grenzüberschreitenden Beteiligung bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen entwickelt werden. Sofern die Kapazitätsmechanismen allerdings sehr unterschiedlich ausgestaltet sind, könnten Kraftwerksbetreiber, die an verschiedenen Mechanismen in mehreren Ländern teilnehmen, es auch mit sehr unterschiedlichen Anforderungen zu tun haben. Es könne daher sinnvoll sein, ein Referenzmodell für einen Kapazitätsmechanismus (oder einige wenige Mechanismen) auf regionaler Ebene zu entwickeln, um die grenzüberschreitende Beteiligung zu erleichtern und Marktverzerrungen auf ein Minimum zu reduzieren.<sup>387</sup> Die Ergebnisse der kürzlich von der Kommission eingeleiteten Sektorenuntersuchung zu Kapazitätsmechanismen sollen bei der Aufstellung künftiger Regeln in diesem Bereich einfließen.<sup>388</sup>

### (cc) Geeignetheit

Kapazitätsmechanismen müssten zudem für eine angemessene Stromerzeugung geeignet sein. Dies ist der Fall, wenn sie zum einen ausschließlich für die Bereitstellung der Er-

---

<sup>386</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 197.

<sup>387</sup> EU-Kommission, COM(2015) 340 final, S. 15.

<sup>388</sup> EU-Kommission, COM(2015) 340 final, S. 15; EU-Kommission, C(2015) 2814 final, S. 2 f.; *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 198.



zeugungskapazität durch den Stromerzeuger gewährt werden, d. h. der Betreiber sagt zu, für Stromlieferungen zur Verfügung zu stehen und erhält dafür einen Ausgleich, z. B. in Form einer Vergütung pro MW, die an Kapazität zur Verfügung gestellt wird. Die Beihilfe sollte keine Vergütung für den Verkauf von Strom vorsehen (Nr. 225).<sup>389</sup>

Zum anderen sollten neben Bestandsanlagen und Neubaukraftwerken auch Demand-Side-Management (DSM) – Laststeuerung – und Energiespeicher teilnahmeberechtigt sein. Dies erfordert eine zeitliche Differenzierung in den Vorlaufzeiten, Nr. 225 f. Bei den DSM-Maßnahmen bzw. Laststeuerung sollen die Verbraucher (industrielle sowie private) ihre Stromnachfrage über Marktpreissignale in Echtzeit flexibel auf die bestehende Netz- und Kapazitätssituation anpassen. Dadurch werden die Stromnetze bei erzeugungsbedingten Ungleichgewichten entlastet und stabilisiert. Übersteigt beispielsweise die Last die verfügbare Strommenge, führt eine Nachfragereduzierung zu einer Entspannung des Gesamtsystems.<sup>390</sup> Über entsprechende Ungleichgewichte werden die Verbraucher mittels intelligenten Stromzählern informiert, da in solchen Fällen die Börsenstrompreise (Angebot und Nachfrage) deutlich steigen.

Die Mitgliedstaaten haben den Nachweis zu erbringen, dass ausschließlich Kapazitätsmechanismen als staatliche Beihilfe geeignet sind, das aufgeworfene Marktversagen zu beseitigen, Nr. 45. Um Planungs- und Investitionssicherheit zu schaffen, muss die Vorlaufzeit bei den Neubaukraftwerken mehrere Jahre betragen. Dagegen benötigt das flexible DSM kurze Vorlaufzeiten von einem Jahr und weniger. Nach der Geeignetheit muss die staatliche Beihilfe somit einen technologieneutralen (umfassenden) Ansatz verfolgen und die Kapazitätzahlungen dürfen nur für die physische Bereitstellung von Elektrizität gewährt werden.<sup>391</sup>

#### **(dd) Anreizeffekt**

Des Weiteren müssten die geleisteten Ausgleichszahlungen nach Nr. 227 einen Anreizeffekt erzeugen. Insoweit sind die in Abschnitt 3.2.4 dieser Leitlinien genannten Kriterien heranzuziehen. Danach liegt ein solcher Effekt vor, wenn der Kapazitätsmechanismus bei den Kraftwerksbetreibern einen Anreiz erzeugt – trotz des zuvor attestierten Marktversagens – in Reservekraftwerke zur Vorhaltung von Energie zu investieren. Dennoch darf nicht die Errichtung von Kraftwerken subventioniert oder das übliche Geschäftsrisiko

---

<sup>389</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 198.

<sup>390</sup> Monopolkommission, Sondergutachten 71 (2015), S. 112.

<sup>391</sup> *Laux*, EW (2015), S. 24, 26.



einer Wirtschaftstätigkeit ausgeglichen werden, Nr. 49. Mit der Implementierung eines Kapazitätsmechanismus erhalten Kraftwerksbetreiber eine Vergütung für die Bereitstellung von Energie. Andernfalls fehlten im Energy-only-Markt aufgrund des Merit-Order-Effekts und der Missing-Money-Problematik sämtliche Anreize für Investitionen in Reservekapazitäten. Allerdings minimiert die Teilnahme am Kapazitätsmechanismus zugleich das Geschäftsrisiko der Betreiber.

Die Europäische Kommission liefert in ihren Leitlinien oder sonstigen Dokumenten keine Erläuterung des üblichen Geschäftsrisikos. Auch im Schrifttum findet sich keine einheitliche Definition des Risikobegriffs. Undifferenziert nach dem wirtschaftlichen Bereich, wird Risiko allgemein als Ungewissheit des wirtschaftlichen Handelns definiert.<sup>392</sup> Diese Ungewissheit über Erfolg oder Misserfolg trifft jedoch zwangsläufig jede unternehmerische Betätigung. Darauf aufbauend lässt sich das Geschäftsrisiko im Kraftwerksbereich als Ungewissheit über die zukünftigen Einsatzzeiten und die daraus resultierende Möglichkeit zur Fixkostendeckung definieren. Erhielten Kraftwerksbetreiber eine Garantie zur Teilnahme am Kapazitätsmechanismus, entfielen ihr sonst übliches Geschäftsrisiko gänzlich. Eine so ausgestaltete staatliche Beihilfe verstieße gegen Nr. 49 der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien und die Kommission könnte nach Art. 107 Abs. 1, Art. 108 Abs. 2 AEUV gegen die Beihilfe vorgehen.

Dagegen wäre ein Mechanismus, der mittels regelmäßiger Ausschreibungen Reservekraftwerke kontrahiert, mit den Leitlinien vereinbar. Unter einer Ausschreibung versteht die Kommission nach Nr. 19 (43) ein

*„diskriminierungsfreies Bieterverfahren, das die Beteiligung einer ausreichend großen Zahl von Unternehmen gewährleistet und bei dem die Beihilfe entweder auf der Grundlage des ursprünglichen Angebots des Bieters oder eines Clearingpreises gewährt wird“.*

Die Kraftwerksbetreiber müssten z. B. jährlich an den Ausschreibungen teilnehmen, um ein weiteres Jahr eine Vergütung für die Bereitstellung von Elektrizität zu erhalten. Ihr übliches Geschäftsrisiko wird zwar innerhalb des vertraglich verpflichteten Zeitraums minimiert, allerdings besteht für sie weiterhin Ungewissheit, ob sie im Rahmen der Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten. Lediglich für Investitionen in emissionsarme und hochflexible Neubaukraftwerke muss das übliche Geschäftsrisiko begrenzt und Pla-

---

<sup>392</sup> Gutmannsthal-Krizantis, Risikomanagement von Anlageprojekten (1994), S. 209; Hölscher, in ders./Elfgén (Hrsg.), Herausforderung Risikomanagement (2002), S. 5 sowie Wieben, Credit Rating und Risikomanagement (2003), S. 40.



nungssicherheit geschaffen werden. Eine Verlängerung des Zeitraums innerhalb der Reserve auf mehrere Jahre dient der Begrenzung des Risikos. Ist der Bedarf an neuen Kraftwerken gedeckt, kann flexibel auf die entsprechende langfristige Ausschreibung verzichtet werden.

In ihrer Pressemitteilung scheint die Europäische Kommission jene Ansicht zu teilen. Danach sollen Erzeuger zum Bau neuer Kapazitäten ermutigt werden.<sup>393</sup> Aus diesem Grund hat die Kommission auch die Vertragslaufzeiten des britischen Kapazitätsmarkts genehmigt. Diese betragen für Bestandsanlagen sowie DSM i. d. R. ein Jahr, für erneuerte Bestandsanlagen drei Jahre und für Neubaukraftwerke bis zu 15 Jahre.<sup>394</sup>

Zudem bietet das Ausschreibungsverfahren den Vorteil, dass mögliche Einzelbeihilfen auf Grundlage des Kapazitätsmechanismus nicht mehr der Anmeldepflicht des Art. 108 Abs. 3 AEUV unterliegen, Nr. 20. Die Ausschreibung ist somit als zwingende Voraussetzung der Mechanismen zu bewerten.<sup>395</sup>

### **(ee) Angemessenheit**

Einerseits sollten die Betreiber von Reservekraftwerken eine angemessene Rendite erzielen, andererseits dürfen keine Zufallsgewinne, sog. Windfall-Profits anfallen, Nr. 228, 230. Als Windfall-Profits wird ein unerwarteter und nicht einplanbarer Gewinn ohne Zutun des Begünstigten bezeichnet. Dieser entsteht nicht durch die reguläre Einspeisung von Leistung in das Stromnetz, sondern z. B. durch eine Änderung der Marktlage. So könnte die Politik Einfluss auf die Regulierungsvorschriften ausüben oder eine künstliche Knappheit erzeugen. Durch jene Veränderungen besteht für einzelne Unternehmen die Möglichkeit eines unvorhergesehenen Vermögenszuwachses.<sup>396</sup>

Abgeleitet auf den Untersuchungsgegenstand könnten ältere, bereits vor der Liberalisierung abbeschriebene Kohlekraftwerke bei der Partizipation an Kapazitätsmechanismen zum dritten Mal, nach der kostenlosen Allokation von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten, Windfall-Profits erwirtschaften. Diese Gewinne möchte die Europäische Kommission mit ihren Vorgaben zur Angemessenheit der Vergütung verhindern. Eine angemessene Rendite ist gegeben, wenn die Teilnahme am Kapazitätsmechanismus mittels Ausschreibung erfolgt. Des

---

<sup>393</sup> EU-Kommission, IP/14/400 (2014).

<sup>394</sup> EU-Kommission, C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom Electricity market reform – Capacity market, Rn. 57.

<sup>395</sup> *Laux*, EW (2015), S. 24, 26.

<sup>396</sup> *Hintermann*, ERE (2011), S. 327, 328.



Weiteren muss sichergestellt sein, dass ab Erreichen des angestrebten Kapazitätsniveaus keine darüber hinausgehenden Zahlungen mehr geleistet werden, Nr. 229, 231. Dies ist ebenfalls über die Ausschreibungen umsetzbar, indem ausschließlich das anvisierte Kapazitätswolumen ausgeschrieben wird.<sup>397</sup> Hiervon müssen allerdings stilllegungsgefährdete Bestandsanlagen ausgenommen werden. Ein Verbleib jener Kraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist ausdrückliches Ziel eines Kapazitätsmechanismus. Dies bestätigt auch die Europäische Kommission in ihrer Pressemitteilung zu den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien.<sup>398</sup>

#### **(ff) Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel**

Um übermäßige negative Auswirkungen auf den Binnenmarkt zu vermeiden, sollten nach Nr. 232 f. der Leitlinien sämtliche Erzeuger oder Nachfrager zur Förderung einer angemessenen Stromerzeugung beitragen, die technisch gesicherte Leistung bereitstellen oder ihre Nachfrage reduzieren können (Technologieneutralität). Wenn verschiedene Kraftwerkstypen zur Vorhaltung von gesicherter Leistung geeignet sind, sollte bei technischer und wirtschaftlicher Vergleichbarkeit die CO<sub>2</sub>-ärmste Alternative bevorzugt werden. Bei ausreichenden Kapazitäten der grenzüberschreitenden Interkonnektoren sollen auch Kraftwerke aus anderen Mitgliedstaaten der EU an den nationalen Kapazitätsmechanismen teilnahmeberechtigt sein. Dies dient der fortschreitenden Marktkopplung sowie der Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes.<sup>399</sup>

Welche Anforderungen die Kommission an die europaweite Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen zukünftig stellen wird, hat sie bisher nicht eindeutig zu erkennen gegeben. Sie hat aber in ihrer Entscheidung zum britischen Kapazitätsmarkt anerkannt, dass eine Einbeziehung ausländischer Stromproduzenten in nationale Kapazitätsmechanismen derzeit nicht umsetzbar ist und sich damit zufrieden gegeben, dass die britische Regierung ihr Fördersystem zu einem späteren Zeitpunkt für Wettbewerber aus dem Ausland öffnet.<sup>400</sup> Dennoch ist anzuraten, bereits jetzt entsprechende Öffnungsklauseln in den Gesetzesentwurf zum Strommarktgesetz einzubauen.<sup>401</sup>

---

<sup>397</sup> *Laux*, EW (2015), S. 24, 26.

<sup>398</sup> EU-Kommission, IP/14/400 (2014).

<sup>399</sup> *Laux*, EW (2015), S. 24, 26 f.

<sup>400</sup> EU-Kommission, C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom Electricity market reform – Capacity market, Rn. 135 ff.

<sup>401</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 199.



Allerdings darf die Beihilfe vorherige Investitionsentscheidungen nicht unterminieren oder eine marktbeherrschende Stellung übermäßig stärken, Nr. 232 f. Aus dieser Vorgabe der Umwelt- und Energiebeihilfe ergibt sich die Voraussetzung, dass nationale Kapazitätsmechanismen einen europäischen Ansatz verfolgen müssen, vorherige Investitionsentscheidungen nicht berühren und Marktmacht nicht gewahrt oder verstärkt wird. Insbesondere die beiden letztgenannten Voraussetzungen erfordern eine Einzelfallprüfung. Unstrittig ist dennoch, dass in Ermangelung einer ausreichenden Investitions- und Planungssicherheit bereits im gegenwärtigen Strommarktdesign sämtliche Investitionsanreize in Spitzenlastkraftwerke fehlen. Folglich bestehen keine Entscheidungen, die durch einen Kapazitätsmechanismus unterminiert werden könnten.

Werden alle Voraussetzungen kumulativ erfüllt, steht die staatliche Beihilfe im Einklang mit Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV und ist mit dem Binnenmarkt vereinbar. Faktisch geben die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien den Mitgliedstaaten somit konkrete Kriterien vor, wie Kapazitätsmechanismen als legitime staatliche Beihilfe zu entwickeln sind.<sup>402</sup> Im nächsten Teil wird geprüft, ob Kapazitätsmechanismen überhaupt eine staatliche Beihilfe i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV darstellen.

#### **e) Kapazitätsmechanismen als staatliche Beihilfe nach Art. 107 AEUV<sup>403</sup>**

Mit den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien konkretisiert die Europäische Kommission ihre Auslegungsansichten zu dem Ermessensspielraum der Ausnahmebestimmungen nach Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV. Hierunter fallen im Rahmen von „*Beihilfen zugunsten einer angemessenen Stromerzeugung*“ auch Kapazitätsmechanismen. Die Handlungsform der Leitlinie begründet nach ständiger Rechtsprechung des EuGH keine Verbindlichkeit gegenüber den nationalen Behörden und Gerichten, sondern fungiert lediglich als Verhaltensnorm und eben nicht als Rechtsnorm. Die Kommission macht dennoch in ihren Mitteilungen und Leitlinien deutlich, dass Kapazitätsmechanismen – respektive die Angemessenheit der Stromerzeugung – als staatliche Intervention unter die Beihilfevorschriften des Art. 107 Abs. 1 AEUV fallen.<sup>404</sup> Auf diesem Gebiet kommt der EU die ausschließliche Zuständigkeit nach Art. 3 Abs. 1 lit. b AEUV zu.

---

<sup>402</sup> Laux, EW (2015), S. 24, 27.

<sup>403</sup> Teile des folgenden Abschnitts und der Unterabschnitte wurden bereits auszugsweise veröffentlicht in: Cosack/Laux, ER (2015), S. 190 ff.

<sup>404</sup> EU-Kommission, IP/13/1021 (2013); EU-Kommission, C(2013) 7243 final, S. 7 sowie EU-Kommission, ABl. 2014 Nr. C 200/01, S. 3 ff.



Am 29. April 2015 hat die Kommission daher eine beihilferechtliche Sektorenuntersuchung eingeleitet. Hierzu ist sie nach Art. 20a der Verordnung (EU) Nr. 734/2013<sup>405</sup> auch berechtigt. So soll für bereits eingeführte oder geplante Kapazitätsmechanismen von Deutschland, Belgien, Kroatien, Dänemark, Frankreich, Irland, Italien, Polen, Portugal, Spanien sowie Schweden zum einen ihre Notwendigkeit zur Gewährleistung einer ausreichenden Stromversorgung und zum anderen ihre Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt geprüft werden. Hierfür zieht die Kommission ausdrücklich die Kriterien der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien heran. Die Untersuchung soll bis Sommer 2016 abgeschlossen sein.<sup>406</sup>

Nachfolgenden ist zu prüfen, ob die beihilferechtliche Ansicht der Europäischen Kommission begründet ist. Es ist der Frage nachzugehen, ob Kapazitätsmechanismen grundsätzlich unter den Beihilfetatbestand des Art. 107 Abs. 1 AEUV fallen und folglich nicht mit dem Binnenmarkt vereinbar sind. Dieser erfasst

*„staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen [...] soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen.“*

Eine Legaldefinition der Beihilfe enthält das europäische Recht nicht. Der EuGH leitet aus Art. 107 Abs. 1 AEUV insgesamt fünf Voraussetzungen zur Bestimmung einer Beihilfe ab, die nachfolgend mit Blick auf einen potenziellen Kapazitätsmechanismus erörtert werden.<sup>407</sup> Eine spezifische Bewertung der Kapazitäts- und Braunkohlereserve, der strategischen Reserve sowie des Fangnetzes erfolgt inzident bei der Darstellung der einzelnen Modelle in Kapitel 5.

---

<sup>405</sup> Verordnung (EU) Nr. 734/2013 des Rates v. 22. Juli 2013, ABl. Nr. L 204/15, zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 659/1999 über besondere Vorschriften für die Anwendung von Artikel 93 des EG-Vertrags.

<sup>406</sup> EU-Kommission, C(2015) 2814 final; EU-Kommission, Memo/15/4892 (2015).

<sup>407</sup> EuGH, v. 24. Juni 2003, Rs. C-280/00, Slg. 2003, I-07747 – Altmark Trans und Regierungspräsidium Magdeburg, Rn. 75; EuGH, v. 15. Juli 2004, Rs. C-345/02, Slg. 2004, I-07139 – Pearle u. a., Rn. 33 sowie EuGH, v. 10. Januar 2006, Rs. C-222/04, Slg. 2006, I-00289 – Cassa di Risparmio di Firenze u.a., Rn. 134. Eine feste Prüffolge ist in den Urteilen nicht erkennbar.



### (aa) Begünstigung

Wesentliche Voraussetzung für das Vorliegen einer Beihilfe ist das auszulegende Merkmal der Begünstigung.<sup>408</sup> Entscheidend ist, dass von staatlicher Stelle eine freiwillige Leistung – Vorteil – ohne marktgerechte Gegenleistung an Unternehmen oder Produktionszweige gewährt wird. Unter Vorteil wird jede Maßnahme verstanden, die unter normalen marktwirtschaftlichen Bedingungen nicht eintreten würde. Dieser staatlich gewährte Vorteil ohne Gegenleistung (Kompensation) bewirkt einen Eingriff in die natürlichen Wirtschaftsprozesse und somit in den Binnenmarkt. Eine Begünstigung liegt auch vor, wenn zwar eine Gegenleistung erbracht wird, diese aber im Wert nicht der staatlichen Leistung entspricht, d. h. nicht marktangemessen ist.<sup>409</sup> Nach ständiger Rechtsprechung des EuGH umfasst der Beihilfetatbestand nicht nur direkte positive Vorteilsgewährungen wie Subventionen, „*sondern auch Maßnahmen, die in verschiedener Form die Belastungen [eines Unternehmens] vermindern*“.<sup>410</sup> Da es sich bei der Beihilfe um einen objektiven Begriff handelt, ist es unerheblich, welches Ziel mit ihr verfolgt wird, z. B. Gewährleistung einer angemessenen Stromversorgung i. S. d. Nr. 19 (34) der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien. Relevant ist nur, dass eine finanzielle Begünstigung – unmittelbar durch Zahlungen oder mittelbar durch Befreiung von Abgaben – erfolgt.<sup>411</sup> Entscheidend ist demnach, dass an die Kraftwerksbetreiber in einem Kapazitätsmechanismus ein solcher Vorteil ohne marktgerechte Gegenleistung gewährt wird.

Einen finanziellen Vorteil erhalten jene Betreiber durch die Vergütung ihrer im Zusammenhang mit der Reservetätigkeit entstehenden Kosten. Zur Beurteilung der Frage, ob für diese Form der Bereithaltung von Elektrizität keine angemessene Gegenleistung gezahlt worden ist, ist zu klären, ob der Begünstigte den Vorteil unter normalen Marktbedingungen nicht erhalten hätte.

So hat die Kommission in ihrer beihilferechtlichen Entscheidung zum britischen Kapazitätsmarkt vom 23. Juli 2014 eine Begünstigung der am Kapazitätsmarkt beteiligten Be-

<sup>408</sup> EuGH, v. 23. Februar 1961, Rs. C-30/59, Slg. 1961, 00003 – De gezamenlijke Steenkolenmijnen in Limburg / Hohe Behörde, S. 43 f.

<sup>409</sup> EuGH, v. 22. März 1977, Rs. C-78/76, Slg. 1977, 00595 – Steinike & Weinlig, Rn. 22; EU-Kommission, ABl. Nr. L 282/57 v. 19. Oktober 2002, Ziff. 6 f., 15 ff.

<sup>410</sup> EuGH, v. 10. Januar 2006, Rs. C-222/04, Slg. 2006, I-00289 – Cassa di Risparmio di Firenze u.a., Rn. 131; EuGH, v. 8. November 2001, Rs. C-143/99, Slg. 2001, I-08365 – Adria-Wien Pipeline und Wietersdorfer & Peggauer Zementwerke, Rn. 38 sowie EuGH, v. 15. März 1994, Rs. C-387/92, Slg. 1994, I-00877 – Banco Exterior de España / Ayuntamiento de Valencia, Rn. 13 f.

<sup>411</sup> EuGH, v. 6. März 2003, Rs. T-228/99 und T-233/99, Slg. 2003, II-00435 – Westdeutsche Landesbank Girozentrale / Kommission, Rn. 180 sowie EuGH, v. 2. Juli 1974, Rs. C-173/73, Slg. 1974, 00709 – Italien / Kommission, Rn. 26/28.



treiber angenommen. Dabei verwies sie lediglich auf den Umstand, dass die Vergütung einen zusätzlichen finanziellen Vorteil gewährt, der über die Einkünfte am Strommarkt hinausgeht.<sup>412</sup> Allerdings erscheint jene Beurteilung bereits deshalb rechtlich zweifelhaft, weil sie auf die Frage nach der angemessenen Gegenleistung in Form der zur Verfügung gestellten Kapazitäten schon im Ansatz nicht eingeht. Dabei liegt es nahe, dass zumindest die Bereitstellung von jederzeit abrufbaren Reservekapazitäten infolge der damit verbundenen Kosten ohne weiteres als Gegenleistung in Betracht zu ziehen ist.<sup>413</sup>

Vor diesem Hintergrund bleibt zu klären, ob die Vorhaltung von Elektrizität eine angemessene Gegenleistung für die gewährten Ausgleichszahlungen darstellt und somit keine Begünstigung vorliegt. Zur Beurteilung verwendet der EuGH den sog. Private-Investor-Test oder auch Market-Economy-Investor-Test. Eine Begünstigung liegt nach diesen Tests nicht vor, wenn ein privater Investor unter vergleichbaren wirtschaftlichen Umständen ebenfalls in Reservekraftwerke investieren würde.<sup>414</sup> Mit Blick auf die gegenwärtige Vergütungsstruktur des Energy-only-Markts ist anzunehmen, dass ein privater Investor jene Investitionen nicht tätigen würde. Für Investitionen in Reservekapazitäten, die äußerst selten einspeisen und ohne zusätzliche Förderung nicht einmal fixkostendeckend wirtschaften können, ist somit bisher kein nennenswerter Investitionsanreiz gegeben.<sup>415</sup> Erhalten die Kraftwerksbetreiber z. B. im Rahmen einer Ausschreibung einen Zuschlag für die Bereitstellung von Kapazität und infolgedessen Ausgleichszahlungen, können sie frei von marktwirtschaftlichen Risiken Erlöse erzielen. Die Zahlungen sind somit nach dem Private-Investor-Test als Begünstigung i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV zu werten.<sup>416</sup>

Eine Ausnahme von diesen Grundsätzen gilt aber dann, soweit die gewährten Zahlungen einen Ausgleich für die von dem Unternehmen erbrachte Gegenleistung zur **Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen** darstellen.<sup>417</sup> Programmatisch für die Beurteilung jener Verpflichtungen sind die Entscheidungen *ADBHU*<sup>418</sup>, *Ferring*<sup>419</sup> und *Altmark*

---

<sup>412</sup> EU-Kommission, C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom Electricity market reform – Capacity market, Rn. 112.

<sup>413</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 192.

<sup>414</sup> EuGH, v. 5. Juni 2012, Rs. C-124/10 P, Digitale Slg. – Kommission / EDF, Rn. 33 f.; *Frenz*, Handbuch Europarecht (2007), S. 56; *Bultmann*, Beihilfenrecht und Vergaberecht (2004), S. 29; *Czerny*, Die beihilferechtliche Beurteilung der staatlichen Finanzierung von Dienstleistungen im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse (2009), S. 85.

<sup>415</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 192.

<sup>416</sup> *Held/Voß*, EnWZ (2013), S. 243, 245; *Däuper/Grundmann*, eT (2012), S. 102, 103.

<sup>417</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 192.

<sup>418</sup> EuGH, v. 7. Februar 1985, Rs. C-240/83, Slg. 1985, 00531 – Procureur de la République / ADBHU.

<sup>419</sup> EuGH, v. 22. November 2001, Rs. C-53/00, Slg. 2001, I-09067 – Ferring.



*Trans*<sup>420</sup>. In seinem *ADBHU*-Urteil hat der EuGH festgestellt, dass Unternehmen, die eine gemeinwirtschaftliche Aufgabe erfüllen, staatliche Zuschüsse erhalten dürfen. Jene Zuschüsse dienen dem Ausgleich der erbrachten Gegenleistung (gemeinwirtschaftliche Aufgabe). Allerdings dürfen sie die tatsächlich angefallenen Kosten nicht übersteigen. Im dem konkreten Fall waren die Mitgliedstaaten gemäß einer Richtlinie verpflichtet, die erforderlichen Maßnahmen zur schadlosen Sammlung und Beseitigung von Altöl zu treffen. Die Abhol- und Beseitigungsunternehmen erbrachten somit eine gemeinwirtschaftliche Dienstleistung, deren staatliche Zuschüsse keine Beihilfe, sondern eine marktgerechte Gegenleistung darstellen.<sup>421</sup>

Im *Ferring*-Urteil wurde die Ausgangsfrage behandelt, ob Pharmagroßhändler für die Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Pflichten – gesetzlich normierte Verpflichtung zur ständigen Bereithaltung von Arzneimitteln für die Bedarfsdeckung eines bestimmten geografischen Gebiets – von einer Direktverkaufsabgabe entbunden werden können. Diese Abgabe musste dagegen von den Pharmaherstellern getragen werden. Der EuGH nahm in seiner Entscheidung ausdrücklich Bezug auf die Grundsätze des *ADBHU*-Urteils. Die Befreiung von der Direktverkaufsabgabe stellt keine staatliche Beihilfe dar, wenn die bei den Herstellern erhobene Abgabe den tatsächlichen zusätzlich entstandenen Kosten der Pharmagroßhändler entspricht. Die zusätzlichen Kosten für die Bevorratung der Arzneimittel und somit die Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Pflichten wertet der EuGH als Gegenleistung für die Befreiung von der Direktverkaufsabgabe.<sup>422</sup>

Das *Altmark Trans*-Urteil führte die Rechtsprechung auf Grundlage der *ADBHU*- und *Ferring*-Entscheidungen fort. Der EuGH behandelte die Vorlagefrage, ob staatliche Zuschüsse zum Defizitausgleich an ein Unternehmen, das Dienstleistungen im öffentlichen Personennahverkehr erbringt, als staatliche Beihilfe zu werten sind. Jene Zuschüsse sind mangels Rentabilität der Beförderungserlöse erforderlich. Eine eigenmächtige Abweichung von diesen Entgelten ist gesetzlich nicht möglich. Fahrpreise und Fahrplan müssen von der verantwortlichen Behörde genehmigt werden.

In diesem Zusammenhang wurde vom vorlegenden Bundesverwaltungsgericht (BVerwG) angeführt, dass die beihilferechtlichen Vorschriften auf den konkreten Sachverhalt keine Anwendung finden, da Zuschüsse wegen des regionalen Charakters und der Bedeutung

---

<sup>420</sup> EuGH, v. 24. Juli 2003, Rs. C-280/00, Slg. 2003, I-07747 – *Altmark Trans* und Regierungspräsidium Magdeburg.

<sup>421</sup> EuGH, v. 7. Februar 1985, Rs. C-240/83, Slg. 1985, 00531 – *Procureur de la République / ADBHU*, Rn. 3, 16 ff.

<sup>422</sup> EuGH, v. 22. November 2001, Rs. C-53/00, Slg. 2001, I-09067 – *Ferring*, Rn. 8 f., 26 f.



des Verkehrsbetriebs keine Zwischenstaatlichkeit entfalten. Jedoch schließt der örtliche Bezug eine Beeinträchtigung des zwischenstaatlichen Handels nicht aus. Die unmittelbare Subventionierung ermöglicht den Unternehmen ein Weiterbetriebs seiner Dienstleistungen und verhindert damit die Chance auf eine Übernahme dieser Aufgaben durch Unternehmen aus anderen europäischen Staaten.

Der EuGH leitet somit in der *Altmark Trans*-Entscheidung aus der vorangegangenen Rechtsprechung *ADBHU* und *Ferring* ab, dass staatliche Zuschüsse mit dem Beihilferecht vereinbar und nicht als Begünstigung einzustufen sind, soweit diese einen Ausgleich für die von dem Unternehmen erbrachte Gegenleistung – Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen – darstellen. Die Ausgleichszahlungen kompensieren folglich die Aufwendungen der Unternehmen und gewähren ihnen keinen finanziellen Vorteil gegenüber den Wettbewerbern, sodass die Tatbestandsmäßigkeit der Beihilfe entfällt. Neben dieser eher pauschalen Ausführung entwickelte der EuGH vier konkrete Voraussetzungen, die ein derartiger Ausgleich kumulativ erfüllen muss, um nicht als staatliche Beihilfe qualifiziert zu werden:

- 1) Das begünstigte Unternehmen muss „*tatsächlich mit der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen betraut sein*“. Diesbezüglich müssen die Verpflichtungen in den nationalen Rechtsvorschriften oder den erteilten Genehmigungen klar definiert werden.
- 2) Damit die Ausgleichszahlungen dem Unternehmen keinen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber den Wettbewerbern gewähren, sind zuvor „*objektive und transparente*“ Parameter zur Berechnung des Ausgleichs aufzustellen. Das muss unbedingt vor dem Verlustausgleich erfolgen. Stellt sich erst später heraus, dass gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen erfüllt werden, verstößt jeder finanzielle Eingriff ohne objektive und transparente Parameter gegen das Beihilferecht.
- 3) Die Kosten zur Erfüllung der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen bilden die Grenzen des Ausgleichs. Dieser darf, unter Einbeziehung „*eines angemessenen Gewinns*“, lediglich die erforderlichen Kosten decken. Nur bei Einhaltung dieser Voraussetzung kann die Wettbewerbsneutralität gewährleistet werden.
- 4) Die Höhe des erforderlichen Ausgleichsbetrags ist auf der Kostenanalyse eines durchschnittlichen, gut geführten Unternehmens mit vergleichbarer Ausstattung und Eignung zu berechnen. Allerdings kann diese Voraussetzung entfallen, wenn „*die Wahl des Unternehmens, das mit der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Ver-*



*pflichtungen betraut werden soll“ im Rahmen eines öffentlichen Vergabeverfahrens erfolgt. Das Verfahren ermöglicht „die Auswahl desjenigen Bewerbers [...], der diese Dienste zu den geringsten Kosten für die Allgemeinheit erbringen kann“. Insofern begründet die öffentliche Ausschreibung eine wesentliche Beweiserleichterung.<sup>423</sup>*

So hat die Europäische Kommission im Jahr 2003 die beihilferechtliche Zulässigkeit von irischen Kapazitätzahlungen an den vom EuGH entwickelten *Altmark Trans*-Kriterien geprüft.<sup>424</sup> Die dortige nationale Regulierungsbehörde (Commission for Energy Regulation, CER) hat als Reaktion auf das langfristige Kapazitätsdefizit beschlossen, neuen Kraftwerken den Eintritt in den Markt zu erleichtern. Als Investitionsanreiz erhielten Kraftwerksbetreiber, die neue Kapazitäten installierten, bis zu zehn Jahre lang Kapazitätzahlungen, sog. Capacity and Differences Agreements (CADA). Bei den CADA handelte es sich ausschließlich um ein finanzielles Instrument und nicht um eine Lieferverpflichtung an spezifische Versorger. Zweck der an die Kraftwerksverfügbarkeit gekoppelten Zahlungen war die Gewährleistung der nationalen Versorgungssicherheit bei kontinuierlich steigender Stromnachfrage.<sup>425</sup> Die Beschaffung der Kapazitäten erfolgte über ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren, in dem der günstigste Bieter den Zuschlag erhielt. Da sich zum Zeitpunkt der Prüfung durch die Europäische Kommission kein Versorger bereit erklärte die CADA zu verwalten, wurde diese Aufgabe durch die öffentliche Stromversorgungssparte des Electricity Supply Board übernommen. Die CER war jedoch bestrebt die Aufgabe in Zukunft auf einen anderen Betreiber auszulagern. Auf Grundlage der *Altmark Trans*-Entscheidung lehnte die Kommission die Beihilfeeigenschaft der irischen Kapazitätzahlungen ab.<sup>426</sup>

Zur Umsetzung der *Altmark Trans*-Entscheidung folgte im Jahr 2005 das erste und 2011/2012 das zweite Maßnahmenpaket der Europäischen Kommission zu Beihilfen im Bereich der Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse (DawI). Das

---

<sup>423</sup> EuGH, v. 24. Juli 2003, Rs. C-280/00, Slg. 2003, I-07747 – *Altmark Trans* und Regierungspräsidium Magdeburg, Rn. 12, 27, 67, 85 ff.

<sup>424</sup> EU-Kommission, C(2003)4488fin, State aid N 475/2003 – Ireland Public Service Obligation in respect of new electricity generation capacity for security of supply, Rn. 19 ff.

<sup>425</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 193.

<sup>426</sup> EU-Kommission, C(2003)4488fin, State aid N 475/2003 – Ireland Public Service Obligation in respect of new electricity generation capacity for security of supply, Rn. 2, 6 f., 9 ff., 16.



jüngste Paket aus 2011/2012 umfasst zwei Mitteilungen<sup>427</sup>, den Beschluss 2012/21/EU<sup>428</sup> sowie die VO Nr. 360/2012<sup>429</sup>. Im *BUPA*-Urteil stellte das EuG klar, dass die gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen nach *Altmark Trans* identisch mit der Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse i. S. d. Art. 106 Abs. 2 AEUV sind.<sup>430</sup>

Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen, die im Einklang mit den vier *Altmark Trans*-Voraussetzungen stehen, stellen keine staatliche Beihilfe i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV dar. Sie unterliegen somit nicht der Notifizierungspflicht des Art. 108 Abs. 3 AEUV und die Mitgliedstaaten dürfen die Dienstleistungen ohne Unterrichtung der Kommission integrieren. Dies ist die einzig logische rechtliche Schlussfolgerung, da die Begünstigung als wesentliche Voraussetzung für das Bejahen einer Beihilfe nicht vorliegt und Art. 107 Abs. 1 AEUV auf den konkreten Sachverhalt keine Anwendung findet, sog. Tatbestandslösung. Werden jedoch alle Voraussetzungen des Art. 107 Abs. 1 AEUV erfüllt, d. h. nur eine der vier *Altmark Trans*-Kriterien nicht, sind die staatlichen Zuschüsse für die Erbringung einer öffentlichen Dienstleistung als Beihilfe zu werten und unterliegen den Art. 106, 107 und 108 AEUV.<sup>431</sup> Dennoch sind diese Zuschüsse nicht grundsätzlich mit dem Binnenmarkt unvereinbar. Sofern sie eine DawI nach Art. 106 Abs. 2 AEUV darstellen, mit den spezifischen Vorgaben der Kommission – Beschluss 2012/21/EU sowie VO Nr. 360/2012 – harmonisieren und nach Art. 108 Abs. 3 AEUV vor ihrer Einführung bei der Kommission notifiziert werden, können sie trotz ihrer Eigenschaft als staatliche Beihilfe mit dem Binnenmarkt kompatibel sein, sog. Rechtfertigungslösung.

---

<sup>427</sup> Mitteilung der Kommission über die Anwendung der Beihilfavorschriften der Europäischen Union auf Ausgleichsleistungen für die Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse, v. 11. Januar 2012, ABl. Nr. C 008/02 sowie Mitteilung der Kommission, Rahmen der Europäischen Union für staatliche Beihilfen in Form von Ausgleichsleistungen für die Erbringung öffentlicher Dienstleistungen (2011), v. 11. Januar 2012, ABl. Nr. C 008/03.

<sup>428</sup> Beschluss der Kommission v. 20. Dezember 2011 über die Anwendung von Artikel 106 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf staatliche Beihilfen in Form von Ausgleichsleistungen zugunsten bestimmter Unternehmen, die mit der Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse betraut sind, v. 11. Januar 2012, ABl. Nr. L 007/03.

<sup>429</sup> Verordnung (EU) Nr. 360/2012 der Kommission v. 25. April 2012 über die Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf De-minimis-Beihilfen an Unternehmen, die Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse erbringen, v. 26. April 2012, ABl. Nr. L 114/08.

<sup>430</sup> EuG, v. 12. Februar 2008, Rs. T-289/03, Slg. 2008, II-00081 – *BUPA* u.a. / Kommission, Rn. 162.

<sup>431</sup> EuGH, v. 24. Juli 2003, Rs. C-280/00, Slg. 2003, I-07747 – *Altmark Trans* und Regierungspräsidium Magdeburg, Rn. 94 sowie Beschluss der Kommission v. 20. Dezember 2011 über die Anwendung von Artikel 106 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf staatliche Beihilfen in Form von Ausgleichsleistungen zugunsten bestimmter Unternehmen, die mit der Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse betraut sind, v. 11. Januar 2012, ABl. Nr. L 007/03, 4. und 5. ErwGr.



Zur Prüfung der Frage, ob die Implementierung eines Kapazitätsmechanismus, in dem Kraftwerke zur Bereithaltung von Elektrizität Subventionierungen erhalten, als Begünstigung i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV zu werten ist, werden nachfolgend die vier *Altmark Trans*-Voraussetzungen untersucht. Nur wenn diese einschlägig sind, können die Mitgliedstaaten autonom Kapazitätsmechanismen einführen, ohne dass die Kommission im Rahmen der Notifizierungspflicht des Art. 108 Abs. 3 AEUV z. B. die Kriterien der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien heranzieht.<sup>432</sup>

- 1) **Tatsächliche Betrauung und Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen sowie klare Definition dieser:** Die privaten Kraftwerksbetreiber müssen zunächst durch einen „*Hoheitsakt der öffentlichen Gewalt*“ mit den Verpflichtungen betraut werden.<sup>433</sup> In vielen Kapazitätsmechanismen werden die Reservekraftwerksbetreiber mittels Ausschreibungsverfahren kontrahiert, sodass sich die Frage stellt, ob jenes Verfahren einem Hoheitsakt der öffentlichen Gewalt entspricht. Unter einem Hoheitsakt werden Gesetze (Legislative), Verwaltungsakte (Exekutive) und Urteile (Judikative) verstanden. Nach Art. 4 des Beschlusses 2012/21/EU fällt die Form des Betrauungsakts in das Ermessen der Mitgliedstaaten, sodass hier Rechtsetzungs- oder Verwaltungsakte in Betracht kommen.

Bei dem Rechtsetzungsakt handelt es sich um einen undefinierten Rechtsbegriff. Das deutsche Grundgesetz verwendet den Begriff in Art. 23 Abs. 3 S. 1 GG im Rahmen der Beteiligung des Bundestags an der EU. „*Die Bundesregierung gibt dem Bundestag Gelegenheit zur Stellungnahme vor ihrer Mitwirkung an Rechtssetzungsakten der Europäischen Union.*“ Allerdings kann die Bedeutung des Rechtsetzungsaktes i. S. d. Art. 23 Abs. 3 S. 1 GG nicht für die Arbeit herangezogen werden, denn im Kontext der Mitwirkung des Bundestages bezieht sich der Rechtsetzungsakt auf die Rechtsakte der EU gem. Art. 288 AEUV.<sup>434</sup> Nach dem Bundesjustizministerium bezeichnet Rechtsetzung „*den Vorgang, in dem allgemeinverbindliche Rechtsregeln geschaffen werden*“ und Rechtsetzungsakt „*den konkreten Gegenstand der Rechtsetzung*“.<sup>435</sup> Dagegen ist der Verwaltungsakt in § 35

<sup>432</sup> So hat die Kommission einen Kapazitätsmarkt in Großbritannien an anhand der neuen Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen geprüft, vgl. EU-Kommission, IP/14/865 (2014); EU-Kommission, C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom Electricity market reform – Capacity market, S. 44.

<sup>433</sup> EuGH, v. 27. März 1974, Rs. C-127/73, Slg. 1974, 00313 – BRT / SABAM, Rn. 19/22 sowie allgemein EU-Kommission, SWD(2013) 53 final/2, S. 43 f.

<sup>434</sup> *Schmahl*, in Sodan (Hrsg.), Grundgesetz (2015), Art. 23 Rn. 27b GG.

<sup>435</sup> BMJ, Handbuch der Rechtsförmlichkeit (2008), Punkt 5.2.



VwVfG<sup>436</sup> definiert. Dabei handelt es sich um „jede Verfügung, Entscheidung oder andere hoheitliche Maßnahme“, die von einer Behörde getroffen wird. Wegen dem verfassungsrechtlichen Grundsatzes des Vorbehalt des Gesetzes nach Art. 20 Abs. 3 GG darf die Verwaltung nur tätig werden, wenn sie dazu von der Legislative ermächtigt wurde.<sup>437</sup> Da in allen Kapazitätsmechanismen die ÜNB und nicht die BNetzA als Behörde die Ausschreibungen durchführen, tritt der Verwaltungsakt hinter den Rechtssetzungsakt zurück.

Erfolgt der Vertragsabschluss zwischen den privaten ÜNB und einem privaten Kraftwerksbetreiber auf Grundlage eines Ausschreibungsverfahrens, kann dieser somit nicht als Hoheitsakt bezeichnet werden, da ein solcher vom Staat oder einer staatlichen Behörde ausgehen muss.<sup>438</sup> Werden allerdings die ÜNB auf Grundlage eines Gesetzes oder einer Verordnung verpflichtet, Reservekraftwerke zur Erfüllung der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung durch Ausschreibung zu beschaffen, handelt es sich um einen Betrauungsakt.<sup>439</sup>

Inhaltlich müssen gem. Art. 4 neben dem Gegenstand und der Dauer der Verpflichtungen auch das spezifische Kraftwerk und die gegebenenfalls gewährten ausschließlichen oder besonderen Rechte festgelegt werden. Darüber hinaus sind der Ausgleichsmechanismus und die Parameter für die Berechnung, Überwachung und Änderung der Ausgleichsleistung sowie die Maßnahmen zur Vermeidung und Rückforderung von Überkompensationszahlungen im Hoheitsakt zu benennen.

Fraglich ist, ob die Vorhaltung von Elektrizität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung bzw. DawI anzusehen ist. Eine Legaldefinition erfolgt im Gemeinschaftsrecht nicht. Allerdings sind jene Verpflichtungen nach dem ErwGr. 46 eine der „grundlegenden Anforderungen“ der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009/72/EG, die „auf nationaler Ebene, unter Berücksichtigung der nationalen Bedingungen und unter Wahrung des Gemeinschaftsrechts, festgelegt werden“ sollten, ErwGr. 50. Wie bereits festgestellt, können gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen von den Mitgliedstaaten ohne vorherige Anmeldung bei der Kommission implementiert werden. Diese Ansicht bestätigt auch das Tempus des Art. 3 Abs. 15 Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (El-

---

<sup>436</sup> Verwaltungsverfahrensgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 2003 (BGBl. I S. 102), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2749) geändert worden ist.

<sup>437</sup> Grzeszick, in Maunz/Dürig, Grundgesetz-Kommentar (2015), Art. 20 Abs. 3 Rn. 75 GG.

<sup>438</sup> Manssen, Privatrechtsgestaltung durch Hoheitsakt (1994), S. 19.

<sup>439</sup> Cosack/Laux, ER (2015), S. 190, 193.



tRL), wonach die Mitgliedstaaten die Kommission erst unterrichten müssen, wenn sie die Umsetzung der Verpflichtungen unterrichten bereits „*getroffen haben*“.

Nach dem ErwGr. 50 der EltRL sollten

*„die Unionsbürger und, soweit die Mitgliedstaaten dies für angezeigt halten, Kleinunternehmen [...] sich gerade hinsichtlich der Versorgungssicherheit [...] darauf verlassen können, dass die gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen erfüllt werden“.*

Die Herausnahme der Großunternehmen aus dem Anwendungsbereich der Richtlinie ist mit dem europäischen Ziel einer verstärkten Nachfrageflexibilität begründbar, die insbesondere von den Potenzialen der energieintensiven Industrie profitiert. Auslegungsbedürftig erscheint jedoch die Relation von Versorgungssicherheit und der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung. Wäre die Versorgungssicherheit zur Erfüllung der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen verantwortlich, könnten Kapazitätsmechanismen keine solche Verpflichtung darstellen. Die Mechanismen – bzw. die Kontrahierung der Kraftwerke – dienen der Versorgungssicherheit und nicht die Versorgungssicherheit den Kapazitätsmechanismen. Eine grammatikalische Auslegung des Terminus „*hinsichtlich*“ lässt daher nur die Schlussfolgerung zu, dass die gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen – Vorhaltung von Elektrizität – erfüllt werden müssen, damit die Unionsbürger auf die Versorgungssicherheit vertrauen können. Jene gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen können gem. Art. 3 Abs. 14 der EltRL ausdrücklich an Elektrizitätsunternehmen übertragen werden.

Auch der konvergente Begriff der DawI, der in Art. 14 und Art. 106 Abs. 2 AEUV normiert ist, wird im Primärrecht nicht legal definiert. Der Stellenwert der DawI wird insbesondere durch Art. 36 der europäischen Grundrechtscharta<sup>440</sup>, Protokoll Nr. 26 zu den Europäischen Verträgen<sup>441</sup> und Art. 14 AEUV verdeutlicht. Nach Art. 14 AEUV haben die EU und die Mitgliedstaaten dafür Sorge zu tragen, dass die wirtschaftlichen und finanziellen Grundsätze der DawI nicht dessen Funktionen behindern. Dabei obliegt den Mitgliedstaaten ein weiter Ermessensspielraum bei der Definition von DawI. Die Europäische Kommission hat lediglich die Befugnis zu prüfen, ob den Mitgliedstaaten offenkundige Fehler unterlaufen sind

---

<sup>440</sup> Charta der Grundrechte der Europäischen Union, ABl. Nr. C 83/389, v. 30. März 2010.

<sup>441</sup> Konsolidierte Fassungen des Vertrags über die Europäische Union und des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, ABl. Nr. C 115/01, S. 308, v. 9. Mai 2008.



und ob die DawI den Kriterien des Art. 107 Abs. 1 AEUV entgegenstehen.<sup>442</sup> Eine Ermessensbegrenzung findet jedoch in unionsweit harmonisierten Bereichen, wie dem Energiewesen nach der ElRL, statt.<sup>443</sup> Allerdings führt jene Begrenzung nicht zum Ausschluss mitgliedstaatlichen Handelns zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (vgl. vorangegangene Ausführungen zu den gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen).

Die Kommission definiert die DawI als

*„wirtschaftliche Tätigkeiten, die dem Allgemeinwohl dienen und ohne staatliche Eingriffe am Markt überhaupt nicht oder in Bezug auf Qualität, Sicherheit, Bezahlbarkeit [...] nur zu anderen Standards durchgeführt würden“.*<sup>444</sup>

Ein weiteres substanzielles Indiz für dem Allgemeinwohl dienende Tätigkeiten sind Dienstleistungen, die mangels Rentabilität nur durch hoheitliche Verpflichtungen der Unternehmen erbracht werden,<sup>445</sup> d. h. Vorliegen eines Marktversagens.<sup>446</sup> Entsprechende Dienstleistungen erbringen nach der Rechtsprechung von EuGH und Kommission u. a. Energieversorgungsunternehmen. Ein solches war im konkreten Fall gesetzlich zur Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung im eigenen Konzessionsgebiet nach einheitlichen Tarifen verpflichtet.<sup>447</sup> In seinen darauffolgenden *Energiemonopol* Urteilen konkretisierte der EuGH

*„daß ein Unternehmen, dessen wichtigste Aufgabe es ist, für eine verlässliche und einwandfrei funktionierende, flächendeckende öffentliche Elektrizitätsversorgung zu möglichst niedrigen Kosten und auf sozia-*

---

<sup>442</sup> Protokoll Nr. 26 zu den Europäischen Verträgen ABl. Nr. C 115/01, S. 308, v. 9. Mai 2008; Mitteilung der Kommission über die Anwendung der Beihilfavorschriften der Europäischen Union auf Ausgleichsleistungen für die Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse, v. 11. Januar 2012, ABl. Nr. C 008/02, Rn. 46 sowie EuG, v. 12. Dezember 2008, Rs. T-289/03, Slg. 2008, II-00081 – BUPA u.a. / Kommission, Rn. 166 ff. m. w. N.

<sup>443</sup> EU-Kommission, SWD(2013) 53 final/2, S. 23.

<sup>444</sup> EU-Kommission, KOM(2011) 900 endgültig, S. 4.

<sup>445</sup> EuGH, v. 11. April 1989, Rs. C-66/86, Slg. 1989, 00803 – Ahmed Saeed Flugreisen u.a. / Zentrale zur Bekämpfung unlauteren Wettbewerbs, Rn. 55.

<sup>446</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 193.

<sup>447</sup> EuGH, v. 27. April 1994, Rs. C-293/92, Slg. 1994, I-01477 – Gemeinde Almelo u.a. / Energiebedrijf IJsselmij, Rn. 47 ff. sowie zum selben Fall EU-Kommission, ABl. 1991 Nr. L 28/32, Rn. 40.



*lverträgliche Weise Sorge zu tragen, Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse im Sinne des Artikels 90 Absatz 2 erbringt“.*<sup>448</sup>

Die DawI bilden somit das europäische Pendant zur deutschen Daseinsvorsorge und sind zum Wohle sämtlicher Bürger oder im Interesse der Gesellschaft zu erbringen.<sup>449</sup> Grundsätzlich sind auch Energieversorgungsdienste der europäischen Daseinsvorsorge zuzurechnen.<sup>450</sup> Zur Gewährleistung jener Vorsorge können Mitgliedstaaten nach Art. 3 Abs. 2 der EltRL Elektrizitätsunternehmen Verpflichtungen im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse auferlegen, die „*sich auf Sicherheit, einschließlich Versorgungssicherheit, Regelmäßigkeit, Qualität und Preis der Versorgung [...] beziehen*“.<sup>451</sup>

Bezug nehmend auf die irischen Kapazitätzahlungen war die Kommission der Auffassung, dass die von den irischen Behörden, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit durchgeführten Maßnahmen – Stromerzeuger müssen zusätzliche Reservekapazitäten installieren –, als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung anzusehen sind. Nur mit diesen Reservekapazitäten kann der Strombedarf in der Zukunft, insbesondere zu Spitzenlastzeiten, gesichert werden. Darüber hinaus hob die Kommission hervor, dass Strom von substanzieller Bedeutung für die Wirtschaft sowie das tägliche Leben der europäischen Bevölkerung ist. Zur Vermeidung von Stromausfällen, die gelegentlich lebensbedrohliche Auswirkungen mit sich führen, ist die Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung für das öffentliche Interesse unabdingbar. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Hilfe der Reservekapazitäten sei somit als Aufgabe im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse einzustufen.<sup>452</sup>

<sup>448</sup> Alle Urteile vom 23. Oktober 1997 EuGH, Rs. C-157/94, Slg. 1997, I-05699 – Kommission / Niederlande, Rn. 42; EuGH, Rs. C-159/94, Slg. 1997, I-05815 – Kommission / Frankreich, Rn. 58 und der Vollständigkeit halber noch EuGH, Rs. C-158/94, Slg. 1997, I-05789 – Kommission / Italien sowie EuGH, Rs. C-160/94, Slg. 1997, I-05851 – Kommission / Spanien. Eine umfangreiche Darstellung der einzelnen Monopole liefert *Nolte*, *Deregulierung von Monopolen und Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse* (2004), S. 139 ff.

<sup>449</sup> Mitteilung der Kommission über die Anwendung der Beihilfevorschriften der Europäischen Union auf Ausgleichsleistungen für die Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse, v. 11. Januar 2012, ABl. Nr. C 008/02, Rn. 50.

<sup>450</sup> EU-Kommission, ABl. 1996 Nr. C 281/03.

<sup>451</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 193.

<sup>452</sup> EU-Kommission, C(2003)4488fin, State aid N 475/2003 – Ireland Public Service Obligation in respect of new electricity generation capacity for security of supply, Rn. 22, 28 f.; *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 193.



Jene gemeingültige Aussage wurde jedoch von der Kommission wieder relativiert, indem sie in der gleichen Entscheidung Anforderungen an Reservekapazitäten entwickelte, nach denen die Kraftwerke eine Aufgabe im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse erfüllen. Die Kriterien finden allerdings nur auf Mitgliedstaaten Anwendung, die aufgrund ihrer spezifischen geografischen Lage („*specific geographical situation of some Member States*“), nicht über ausreichend grenzüberschreitende Interkonnektoren verfügen.<sup>453</sup> Bei Deutschland ist eine solche Lage auszuschließen, sodass die Kriterien lediglich für Inselstaaten wie Zypern, Großbritannien oder eben Irland gelten.

Unter Berücksichtigung der im europäischen Sekundärrecht vorhandenen Definitionen und Ausführungen zu den gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen als auch zu den DawI lassen sich daher – losgelöst von der Kommissionsentscheidung zu Irland – folgende Kriterien für das Vorliegen von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse aufstellen:

- » Sie umfassen eine wirtschaftliche Tätigkeit.
- » Sie dienen dem Allgemeinwohl und stehen allen Verbrauchern gleichermaßen und diskriminierungsfrei (Qualität, Sicherheit, Bezahlbarkeit) zur Verfügung.
- » Sie stehen u. a. in direktem Bezug zur Versorgungssicherheit und der Qualität der Versorgung.
- » In Ermangelung ausreichender Rentabilität erfolgt keine hinreichende Erbringung der Dienstleistung von weiteren Marktteilnehmern (Marktversagen).

Im Gegensatz zur nichtwirtschaftlichen Tätigkeit handelt es sich bei der wirtschaftlichen Tätigkeit um das Anbieten von Gütern und Dienstleistungen auf einem Markt.<sup>454</sup> Bei der Energieversorgung handelt es sich daher unstrittig um eine wirtschaftliche Tätigkeit. Ohne eine staatliche Intervention werden in den nächsten Jahren vermehrt Kraftwerke stillgelegt, wodurch die Versorgungssicherheit nicht mehr ausreichend gewährleistet werden kann. Kapazitätsmechanismen dienen für den Fall einer ausbleibenden Markträumung der Versorgungssicherheit und führen so zu einer Steigerung der Versorgungsqualität. Wie bereits eingehend erörtert handelt es sich bei der sicheren Versorgung mit Elektrizität um ein öffentliches

---

<sup>453</sup> EU-Kommission, C(2003)4488fin, State aid N 475/2003 – Ireland Public Service Obligation in respect of new electricity generation capacity for security of supply, Rn. 34 f.

<sup>454</sup> EuGH, v. 16. Juni 1987, Rs. C-118/85, Slg. 1987, 02599 – Kommission / Italien, Rn. 7.



Gut, das durch eine Nicht-Ausschließbarkeit vom Konsum sowie einer Nicht-Rivalität im Konsum gekennzeichnet ist. Sämtlichen Standard-Haushaltskunden stehen die Stromversorgung in gleichem Maße und diskriminierungsfrei zur Verfügung. Ein Kapazitätsmechanismus zur Verbesserung der Versorgungssicherheit dient somit dem Allgemeinwohl und liegt im Interesse der Gesellschaft. Da Investitionen in Reservekapazitäten im gegenwärtigen Energy-only-Markt ausschließlich von den Erzeugern zu tragen sind, jedoch dem Allgemeinwohl zugutekommen, müssten sich in einem perfekten Markt auch alle Verbraucher an den Kosten beteiligen. Der Energy-only-Markt weist daher ein Marktversagen in Form einer pareto-ineffizienten Allokation auf.

Vor diesem Hintergrund kann festgehalten werden, dass ein Kapazitätsmechanismus alle Kriterien für das Vorliegen einer DawI erfüllt. Die nationale Betrauung im Rahmen des weiten Ermessensspielraums der Mitgliedstaaten von Kraftwerksbetreibern zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch die Bereithaltung von Elektrizität stellt somit eine gemeinwirtschaftliche Verpflichtung i. S. d. *Altmark Trans*-Entscheidung dar.

- 2) **Berechnung der Ausgleichszahlungen nach ex ante aufgestellten objektiven und transparenten Parametern:** Die Parameter, mit deren Hilfe der Ausgleich für die DAWI berechnet wird, sind objektiv und transparent aufzustellen, um zu verhindern, dass der Ausgleich einen wirtschaftlichen Vorteil mit sich bringt, der das bevorteilte Unternehmen gegenüber konkurrierenden Unternehmen begünstigt. Nach Art. 4 des Beschlusses 2012/21/EU der Europäischen Kommission ist diese Voraussetzung bereits inzident im Betrauungsakt des ersten Kriteriums zu erfüllen. Die Parameter müssen zudem von einer unabhängigen Instanz offen und nachvollziehbar aufgestellt werden.<sup>455</sup>
- 3) **Die Ausgleichszahlungen dürfen nicht über die erforderlichen Nettokosten zur Erfüllung der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen einschließlich einer angemessenen Rendite hinausgehen:** Mit dieser Voraussetzung wird auf das sog. Nettomehrkostenprinzip abgestellt. Art. 5 des Beschlusses 2012/21/EU normiert die Berechnungsmethode. Danach dürfen den Kraftwerksbetreibern nur die Nettomehrkosten erstattet werden, die tatsächlich bei der Vorhaltung von Elektrizität anfallen, abzüglich der erwirtschafteten Einnahmen. Die Mehrkosten werden

---

<sup>455</sup> Koenig/Haratsch, ZUM (2003), S. 804, 808; Cosack/Laux, ER (2015), S. 190, 193 f.



aus der Differenz der Nettokosten eines betrauten Unternehmens bei der Erbringung der Dienstleistung und der Nettokosten eines Unternehmens ohne Verpflichtung zur Erbringung ermittelt, sog. Differenzhypothese.<sup>456</sup> Die Nettokosten werden maßgeblich von den Tätigkeitsbereichen der subventionierten Unternehmen beeinflusst. Beschränkt sich dieser Bereich ausschließlich auf DawI – respektive gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen – können sämtliche Kosten des Unternehmens herangezogen werden. Betreibt das Unternehmen neben den Kraftwerken für die Erbringung der DawI weitere Anlagen im regulären Energiemarkt, dürfen nur die erforderlichen Kosten für die DawI (direkte Kosten der Kapazitätsvorhaltung sowie ein adäquater Teil der Fixkosten) Berücksichtigung finden. Beide Tätigkeitsbereiche können zudem mögliche Infrastrukturkosten einbeziehen. Auf der Einnahmenseite sind neben den klassischen Verkaufserlösen – insofern vorhanden – auch die staatlichen Ausgleichszahlungen einzurechnen. Übt das Unternehmen darüber hinaus noch weitere Tätigkeiten aus müssen auch die Gewinne dieser Tätigkeiten in den Einnahmen berücksichtigt werden.

Zur Konkretisierung hat die Europäische Kommission diverse Transparenzrichtlinien erlassen, die in Deutschland durch das TranspRLG<sup>457</sup> umgesetzt wurden. Nach diesem Gesetz müssten z. B. Betreiber von GuD-Kraftwerken, wenn sie eine entsprechende Dienstleistung erbringen – Elektrizitätsbereitstellung im Rahmen einer Reserve – einerseits Buch über die Kosten und Gewinne der DawI sowie andererseits Buch über die Kosten und Gewinne der Fernwärmeversorgung führen, § 3 Abs. 1 TranspRLG sowie Art. 5 Abs. 9 Beschluss 2012/21/EU. Die Ermittlung der Angemessenheit des Gewinns orientiert sich an der Kapitalrendite, die ein durchschnittliches Unternehmen (objektiver Ansatz) bei der Erbringung der DawI zugrunde legt. Sofern die Kapitalrendite nicht bestimmbar ist, hält Art. 5 Abs. 8 des Beschlusses noch weitere Parameter bereit. Die Kontrolle der Kommission und des EuGH über Erforderlichkeit der Nettomehrkosten beschränkt sich auf offensichtliche Fehler bei der Berechnung.<sup>458</sup>

- 4) **Objektiver Kostenvergleich:** Der EuGH stellt bei der Ermittlung der Angemessenheit der Höhe des Ausgleichsbetrags nicht auf den Vergleich mit einem Ideal-

---

<sup>456</sup> Kühling, in Streinz (Hrsg), EUV / AEUV (2012), Art. 107 Rn. 46 AEUV; Koenig, BB (2003), S. 2185, 2186; Cosack/Laux, ER (2015), S. 190, 194.

<sup>457</sup> Transparenzrichtlinie-Gesetz vom 16. August 2001 (BGBl. I S. 2141), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2006 (BGBl. I S. 3364) geändert worden ist.

<sup>458</sup> EuG, v. 12. Dezember 2008, Rs. T-289/03, Slg. 2008, II-00081 – BUPA u.a. / Kommission, Rn. 220; Cosack/Laux, ER (2015), S. 190, 194.



unternehmen, sondern mit einem durchschnittlichen, gut geführten Unternehmen ab. Dies erfordert eine umfangreiche Benchmarking-Analyse diverser vergleichbarer Kraftwerke.<sup>459</sup> Jene Analyse wird sich jedoch als äußerst komplex erweisen, da gegenwärtig noch keine Kraftwerke in einem Kapazitätsmechanismus agieren und somit als Vergleichsmaßstab zur Verfügung stehen. In der Praxis sollen nationale Ausgleichszahlungen vielfach an diesem vierten *Altmark Trans*-Kriterium scheitern.<sup>460</sup> Wie bereits beschrieben, bietet ein öffentliches Vergabeverfahren die Möglichkeit, der Benchmarking-Analyse gänzlich zu entgehen, weil dann die Vergabe nach den Kriterien des wirtschaftlichsten oder günstigsten Angebots erfolgt.<sup>461</sup> Die EltRL enthält in Art. 8 konkrete Vorgaben für die Ausschreibung neuer Kapazitäten. Nach Art. 8 Abs. 1 EltRL müssen Mitgliedstaaten gewährleisten, dass neue Kapazitäten im

*„Interesse der Versorgungssicherheit über ein Ausschreibungsverfahren oder hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertiges Verfahren auf der Grundlage veröffentlichter Kriterien bereitgestellt bzw. getroffen werden können.“*

Dies gilt gem. Art. 8 Abs. 1 S. 2 EltRL ausdrücklich dann, wenn die durch das Genehmigungsverfahren nach Art. 7 EltRL geschaffenen Erzeugungskapazitäten sowie getroffene Maßnahmen zur Energieeffizienz-/Nachfragesteuerung die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten können. Das Ausschreibungsverfahren ist folglich subsidiär gegenüber einem Genehmigungsverfahren für neue Kapazitäten und entsprechenden Steuerungsmaßnahmen anzuwenden. Eine unüberwindbare Hürde stellt das Genehmigungsverfahren für die Anwendbarkeit des Ausschreibungsverfahrens nicht dar. Durch das Ausbleiben von Investitionen in flexible Spitzenlastkraftwerke – aufgrund des Merit-Order-Effekts und der Missing-Money-Problematik – sowie die Tatsache, dass der Energy-only-Markt keine Anreize zur Vorhaltung von Kapazitäten setzt, ist den Genehmigungen für neue Kapazitäten nach Art. 7 EltRL unter dem gegenwärtigen Strommarktdesign nur eine marginale Bedeutung beizumessen. Jedoch zeigt die Leistungsbilanz über alle vier Regelzonen in *Tabelle 2*, dass gegenwärtig noch genügend bestehende Erzeugungskapazitäten für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit vorhanden

<sup>459</sup> Koenig, BB (2003), S. 2185, 2187.

<sup>460</sup> Wallenberg/Schütte, in Grabitz et al., Das Recht der Europäischen Union (2015), Art. 107 Rn. 64 AEUV; Cosack/Laux, ER (2015), S. 190, 194.

<sup>461</sup> EuGH, v. 24.07.2003, Rs. C-280/00, Slg. 2003, I-07747 – Altmark Trans, Rn. 93.



sind. Somit dürften nach Art. 8 Abs. 1 EltRL keine neuen Kapazitäten ausgeschrieben werden. Allerdings veranschaulicht die Tabelle nicht die Situation im süddeutschen Raum. Dort ist die Versorgungssicherheit mangels Erzeugungskapazitäten bereits akut gefährdet, (vgl. *Tabelle 3* und *4*). Die Anwendung des Ausschreibungsverfahrens steht somit im Einklang mit dem Subsidiaritätsgrundsatz des Art. 8 Abs. 1 der EltRL, da die nach Art. 7 EltRL geschaffenen bestehenden Erzeugungskapazitäten ebenfalls nicht die Versorgungssicherheit gewährleisten können.

Die Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen werden von den Richtlinienengebern als „*ein globales oder integriertes Konzept zur Steuerung der Höhe und des Zeitpunkts des Elektrizitätsverbrauchs, das den Primärenergieverbrauch senken und Spitzenlasten verringern soll [...]*“ definiert, Art. 2 Nr. 29 EltRL. Diese Steuerungsmaßnahmen werden in Deutschland bereits umgesetzt. So verfolgt das umfangreiche deutsche Energieeinsparrecht das Ziel des Energiekonzepts 2010, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 Prozent und bis 2050 um 50 Prozent gegenüber dem Basisjahr 2008 zu verringern.<sup>462</sup> Auch Maßnahmen zur Nachfragesteuerung werden mit der AbLaV adressiert. Trotz dieser Maßnahmen ist eine zukünftige Gefährdung der Versorgungssicherheit nicht auszuschließen, sodass der Subsidiaritätsgrundsatz des Art. 8 Abs. 1 S. 2 EltRL gewahrt ist. Die Umsetzung des Genehmigungsverfahrens nach Art. 7 EltRL in deutsches Recht erfolgte u. a. durch § 4 BImSchG<sup>463</sup>, die des Ausschreibungsverfahrens nach Art. 8 EltRL durch § 53 EnWG. Aufgrund der Vorgabe in Art. 8 Abs. 3 der EltRL, die Einzelheiten des Ausschreibungsverfahrens im Amtsblatt der EU zu veröffentlichen, ist unabhängig von den Schwellenwerten ein europaweites Verfahren erforderlich.

Als Zwischenfazit ist festzuhalten, dass Kapazitätsmechanismen grundsätzlich in der Lage sind, die vier *Altmark Trans*-Kriterien zu erfüllen. Problematisch könnte jedoch die Pflicht zur Vermeidung von Überkompensationen – Windfall-Profits – im Betrauungsakt sein. In einigen Mechanismen dürfen die Kraftwerke parallel zum Kapazitätsmarkt weiterhin im Energy-only-Markt agieren. Mit den regulären Erlösen vom Energiemarkt und

---

<sup>462</sup> Deutsche Bundesregierung, Energiekonzept (2010), S. 5 sowie BMWi, Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (2014), S. 8. Zum deutschen Energieeinsparrecht zählen u. a. das Energieeinspargesetz, die Energieeinsparverordnung, das Erneuerbare-Energien-Wärmegegesetz sowie diverse Förderprogramme.

<sup>463</sup> Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das durch Artikel 76 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.



den zusätzlichen Einnahmen der Kapazitätsvorhaltung wird sich diese Voraussetzung nur schwer erfüllen lassen.

### **(bb) Staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährt**

Selbst wenn das Kriterium der Begünstigung erfüllt sein sollte, muss nicht notwendigerweise ein Verstoß gegen das Beihilfeverbot des Art. 107 Abs. 1 AEUV vorliegen. Denn diese Regelung erfasst nur Beihilfen, die staatlich oder aus staatlichen Mitteln gewährt sind. Die Frage, anhand welcher Kriterien zur Verfügung gestellte Mittel als staatlich einzuordnen sind, wird kontrovers diskutiert.<sup>464</sup> Nach der ständigen Rechtsprechung des EuGH ist dieses Kriterium erfüllt, wenn die Ausgleichszahlungen entweder unmittelbar oder mittelbar aus staatlichen Mitteln gewährt werden, dem Staat als Hoheitsträger zurechenbar sind oder eine ständige staatliche Kontrolle der öffentlichen oder privaten Einrichtungen erfolgt, die zur Organisation und Durchführung der Beihilfengewährung eingerichtet worden sind.<sup>465</sup> Dem Staat werden Maßnahmen der Bundes- oder Landesverwaltung unmittelbar zugerechnet. Die Voraussetzung der Mittelherkunft ist weit auszulegen. Gewährt eine öffentliche oder private Einrichtung, die vom Staat oder den Ländern benannt oder errichtet wurde, Ausgleichszahlungen an Kraftwerksbetreiber, sind diese mittelbar dem Staat zuzurechnen.<sup>466</sup> Zusammengefasst: Entweder müssen die betroffenen Mittel haushaltswirksam sein oder hinreichend staatlich gesteuert werden, auch wenn sie privat umgewälzt werden.<sup>467</sup>

In diesem Zusammenhang ist das *PreussenElektra*-Urteil zum deutschen Stromeinspeisungsgesetz hervorzuheben. Gegenstand der Entscheidung war eine Vergütungsregelung nach § 2 StromEinspG, die private Energieversorgungsunternehmen verpflichtete, den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten EE-Strom abzunehmen und nach einem den Marktpreis übersteigenden Mindestpreis zu vergüten. Der EuGH kam zu der Entscheidung, dass trotz einer staatlichen Steuerung des Mittelflusses – Abnahme und Vergütungspflicht des StromEinspG – und unbestreitbarer wirtschaftlicher Vorteile bestimmter Unternehmen – EE-Anlagen – keine unmittelbaren oder mittelbaren staatlichen Maßnahmen

---

<sup>464</sup> *Schroeder*, EuZW (2015), S. 207 ff.

<sup>465</sup> Vgl. beispielsweise EuGH, v. 21. März 1991, Rs. C-305/89, Slg. 1991, I-01603 – Italien/Kommission, Rn. 13; EuGH, v. 17. Juli 1999, Rs. C-295/97, Slg. 1999 I-03735 – Piaggio, Rn. 35; EuGH, v. 13. März 2001, Rs. C-379/98, Slg. 2001, I-02099 – PreussenElektra, Rn. 58; EuGH, v. 16. Mai 2002, Rs. C-482/99, Slg. 2002, I-04397 – Frankreich / Kommission, Rn. 24, m. w. N.; *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 194 f.

<sup>466</sup> Vgl. EuGH, v. 13. März 2001, Rs. C-379/98, Slg. 2001, I-02099 – PreussenElektra, Rn. 58, m. w. N.

<sup>467</sup> *Nettesheim*, NJW (2014), S. 1847, 1851.



oder aus staatlichen Mitteln finanzierte Maßnahmen erfolgten.<sup>468</sup> Diese Entscheidung lässt die Schlussfolgerung zu, dass ein umlagebasierter Kapazitätsmechanismus – ähnlich dem Wälzungsmechanismus im EEG, auf den im späteren Verlauf noch eingegangen wird – den Beihilfetatbestand der „Staatlichkeit“ nach Art. 107 Abs. 1 AEUV nicht erfüllt. Eine staatliche Stelle darf somit zu keinem Zeitpunkt unmittelbar oder mittelbar über die Ausgleichszahlungen verfügen, diese lenken oder kontrollieren.

Da die *PreussenElektra*-Rechtsprechung bereits einige Jahre zurückliegt, ist auch auf die jüngeren Entscheidungen des EuGH sowie des EuG zur Staatlichkeit einzugehen.

Vor diesem Hintergrund ist u. a. die *Essent*-Entscheidung des EuGH zu berücksichtigen, nach der eine Abgabe, die von niederländischen Elektrizitätskunden an ihren Netzbetreiber zur Deckung nicht marktkonformer Kosten zu zahlen ist, eine staatliche Beihilfe darstellt. Die erhobene Abgabe bzw. der Tarifaufschlag wurde sodann vom Netzbetreiber an eine vom Gesetzgeber bezeichnete Gesellschaft, die ein gemeinsames Tochterunternehmen der vier niederländischen Elektrizitätserzeuger ist, abgeführt und dort verwaltet. Das Tochterunternehmen war nach Ansicht des EuGH durch die gesetzliche Verpflichtung mit einer DawI betraut. Ausschlaggebend für die Entscheidung des EuGH war, dass die Höhe des Tarifaufschlags vom Staat gesetzlich festgelegt wurde und das gemeinsame Tochterunternehmen somit staatliche Mittel in Form einer Abgabe verwaltet hat.<sup>469</sup>

Eine beihilferechtliche Neubewertung der Rechtslage ist jedoch nicht erforderlich, was der EuGH auch ausdrücklich in seinem *Essent*-Urteil unterstreicht, indem er auf die *Preussen-Elektra*-Entscheidung Bezug nimmt. In letzterem

*„waren die Unternehmen nicht vom Staat mit der Verwaltung staatlicher Mittel beauftragt worden, sondern zur Abnahme unter Einsatz ihrer eigenen finanziellen Mittel verpflichtet.“<sup>470</sup>*

Maßgeblich für die Beurteilung der Staatlichkeit der eingesetzten finanziellen Mittel ist damit, wie intensiv der staatliche Kontrolleinfluss auf das vorgesehene System ausgeprägt ist. Ob dieser Einfluss gegeben ist, ist einzelfallabhängig zu beurteilen. In seinem ÖMAG-Urteil aus dem Jahr 2015 hat das EuG in Ergänzung der bisherigen EuGH-Rechtsprechung die Reichweite der Kontrollmöglichkeit allerdings als nicht mehr allein entscheidend bezeichnet, sondern bezieht sich vielmehr auf die Gesamtstruktur der gesetzlichen Regelung. Nach dem dort vorliegenden Sachverhalt fließen auch in Österreich

---

<sup>468</sup> EuGH, v. 13. März 2001, Rs. C-379/98, Slg. 2001, I-02099 – *PreussenElektra*, Rn. 6 f., 54, 59 ff.

<sup>469</sup> EuGH, v. 17. Juli 2008, Rs. C-206/06, Slg. 2008, I-05497 – *Essent Network Noord*, Rn. 57, 66, 68.

<sup>470</sup> EuGH, v. 17. Juli 2008, Rs. C-206/06, Slg. 2008, I-05497 – *Essent Network Noord*, Rn. 74.



– analog zur deutschen Ausgestaltung im EEG – die finanziellen Fördermittel nicht direkt von abnehmenden Unternehmen zu den Ökostromerzeugern, sondern werden über eine Mittelperson – gewissermaßen als Pendant zu den ÜNB – verteilt. Im Gegensatz zum *PreussenElektra*-Urteil handelt es sich daher „*nicht um eine einfache, gesetzlich begründete Abnahmeverpflichtung*“. Entgegen des deutschen EEG werden im österreichischem System

*„sowohl die Menge des abzunehmenden Stroms als auch der Preis gesetzlich bestimmt, da [gesetzlich normiert ist], dass die Höhe des Verrechnungspreises jährlich vom zuständigen österreichischen Bundesminister festgelegt wird.“*

Der Aufschlag auf den Strompreis stellt somit nach dem EuG eine parafiskalische Abgabe dar. Darüber hinaus werden die erhobenen Mittel in Österreich auf einem Sonderkonto verwaltet, das der Kontrolle durch staatliche Stellen unterliegt. Insbesondere aus diesen Gründen hat das EuG die erhobenen Aufschläge, in Anlehnung an die *Essent*-Rechtsprechung, als staatliche Mittel qualifiziert.<sup>471</sup>

In Anbetracht der aufgeführten EuG sowie EuGH Rechtsprechung scheint es folglich möglich, dass eine gesetzlich normierte Steuerung der Zahlungen innerhalb der privaten Akteure nicht das Merkmal der Staatlichkeit erfüllt. Eine Finanzierung des Kapazitätsmechanismus über ein Umlagesystem durch den Letztverbraucher könnte somit im Einklang mit der europäischen Rechtsprechung stehen. So könnten die Ausgleichszahlungen von einem zentralen Regulator, der zugleich auch die Ausschreibungsverfahren durchführt, an die Reservekraftwerksbetreiber fließen. Der Regulator kann wiederum seine entstandenen Kosten auf die Letztverbraucher umwälzen. Die Gelder sind in einem solchen „closed-shop-System“ jeglicher Eingriffsmöglichkeit des Staates entzogen.<sup>472</sup> Die BNetzA als faktisch prädestinierte Stelle für die Planung, Durchführung und Kontrolle der erforderlichen Kapazitäten müsste gänzlich ausgeschlossen werden. Jedwede Kompetenzen der BNetzA begründen eine mittelbare Lenkung der Ausgleichszahlungen und folglich eine zumindest mittelbare Gewährung staatlicher Mittel. Die Aufgabe des zentralen Regulators könnte z. B. ein Zusammenschluss der vier deutschen ÜNB übernehmen. Bereits bei der bestehenden ResKV wird der Reservebedarf von diesem Konsortium ermittelt. Allerdings hängt die Sicherheit und Zuverlässigkeit des neuen Strommarktdesigns von verlässlichen Kapazitätsprognosen für die Zukunft ab. Eine Überwachung

<sup>471</sup> EuGH, Urt. v. 11.12.2014, Rs. T-251/11, noch nicht veröffentlicht – Österreich / Kommission, Rn. 67 f., 71; *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 195.

<sup>472</sup> *Frenz*, EnWZ (2015), S. 207, 210.



durch die BNetzA oder eine sonstige unabhängige öffentliche Einrichtung wird daher für unverzichtbar erachtet.<sup>473</sup> So muss der Reservebedarf im Rahmen der ResKV erst von der BNetzA bestätigt werden, § 3 ResKV. Sobald eine staatliche Stelle auch nur als Kontroll- oder Verteilungsinstanz zwischengeschaltet ist, wird das Vorliegen einer staatlichen Beihilfe vom EuGH<sup>474</sup> und der Europäischen Kommission bejaht.

Im konkreten Fall – der *Wienstrom*-Entscheidung – hat die Kommission ein Beihilfeverfahren über das österreichische Ökostromgesetz zur Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) eröffnet. Nach dem Gesetz können bestimmte KWK-Anlagen einen sog. Unterstützungstarif erhalten. Der Förderbeitrag wird von allen Letztverbrauchern durch die Ökostromabwicklungsstelle erhoben und an die staatliche Regulierungsbehörde Energie-Control weitergeleitet. Diese überweist ihn gemäß detaillierten gesetzlichen Bestimmungen an die geförderten KWK-Anlagen. Jene Ausgestaltung erfüllt nach Ansicht der Europäischen Kommission die Voraussetzungen der Staatlichkeit.

*„Der Staat übt [...] per Gesetz Kontrolle über [die] Mittel aus. Außerdem wird der Mittelfluss von öffentlichen bzw. staatlich kontrollierten Stellen gelenkt, d. h. von der Regulierungsbehörde über die [...] Ökostromabwicklungsstelle.“<sup>475</sup>*

Die Vermeidung der Staatlichkeit nach Art. 107 Abs. 1 AEUV ist zwar für alle Kapazitätsmechanismen grundsätzlich möglich, nur ist fragwürdig, ob eine solche konforme Ausgestaltung ohne staatliche Kontrolle der Wirksamkeit und dem Erfolg des zukünftigen Strommarktdesigns nicht entgegensteht.

Allerdings nimmt die Kommission in den letzten Jahren auch schon bei vergleichsweise geringem Kontrolleinfluss die Staatlichkeit der Mittel an. Dies zeigt etwa die Eröffnung des Beihilfeverfahrens zum EEG 2012 mit Schreiben der Kommission vom 18. Dezem-

---

<sup>473</sup> Held/Voß, EnWZ (2013), S. 243, 245; Däuper/Voß, ZNER (2012), S. 119, 122; Hermes, ZUR (2014), S. 259, 269; Maurer, in Graichen (Agora Energiewende), Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve? (2013), S. 34 sowie Krawinkel, ZNER (2012), S. 461, 462, der, wenn auch in einem etwas anderen Zusammenhang, für einen Bundesenergieplan plädiert.

<sup>474</sup> EuGH, v. 19. Dezember 2013, Rs. C-262/12, noch nicht veröffentlicht – Vent De Colère u.a., Rn. 25.

<sup>475</sup> EU-Kommission, C (2006) 2964 endg., Staatliche Beihilfen NN 162/B/2003 und N 317/B/2006 – Österreich Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Rahmen des Österreichischen Ökostromgesetzes (Unterstützungstarif), Rn. 33.



ber 2013<sup>476</sup> und dessen Abschluss durch den Beschluss vom 25. November 2014.<sup>477</sup> Im EEG erfolgt die Finanzierung der EEG-Umlage über einen Wälzungsmechanismus, der von den ÜNB – also privaten Unternehmen – nach gesetzlich normierten Vorgaben durchgeführt und von der BNetzA als Rechtsaufsicht überwacht wird.<sup>478</sup> Die ÜNB sind in diesem Fall nach Auffassung der Kommission

*„Dreh- und Angelpunkt des ganzen Mechanismus, der so konzipiert wurde, dass sich damit die Forderung der Erzeuger von EE-Strom finanzieren lässt. Angesichts der zahlreichen Aufgaben, die ihnen [...] übertragen wurden, kann die Kommission nur zu dem Schluss kommen, dass die ÜNB vom Staat mit der Verwaltung der EEG-Umlage beauftragt wurden.“<sup>479</sup>*

Diese Einschätzung der Kommission wird von der Literatur vielfach nicht geteilt. Das EEG folge einem festen Verteilungsmechanismus, der das Geld von den Stromendkunden zu den EE-Anlagenbetreibern fließen lasse, ohne dass der Staat für sich auf die Mittel zurückgreifen könne. Dies wird lediglich zwischen Privatpersonen innerhalb des vom EEG errichteten „closed-shop-Systems“ bewegt. Insoweit könne auch nicht von einer staatlichen Steuerung der Mittel ausgegangen werden.<sup>480</sup>

Hiervon unbeeindruckt ist die Kommission in ihrer jüngsten Beihilfeentscheidung zum britischen Kapazitätsmarkt (The Electricity Capacity Regulations 2014)<sup>481</sup> ebenfalls von der Staatlichkeit der eingesetzten Mittel ausgegangen. Im dortigen Modell kommt dem britischen ÜNB National Grid eine wesentliche Rolle bei der Umsetzung des Systems zu, da er die einzelnen Auktionen durchzuführen und die „capacity agreements“ mit den erfolgreichen Bietern abzuschließen hat. Schließlich soll der sog. Capacity Market Settlement Body („CMSB“), ein vollständig von der britischen Regierung gehaltenes, privatwirtschaftlich organisiertes Unternehmen, für die Finanzierung des Systems und die Zahlung der „capacity payments“ an erfolgreiche Bieter verantwortlich sein. Die gesetzlichen

<sup>476</sup> EU-Kommission, C(2013) 4424 final, Staatliche Beihilfe SA.33995 (2013/C) (ex 2013/NN) – Deutschland Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Begrenzung der EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen.

<sup>477</sup> EU-Kommission, C(2014) 8786 final, Decision of 25.11.2014 on the Aid Scheme SA.33995 (2013/C) (ex 2013/NN), implemented by Germany for the support of renewable electricity and of energy-intensive users.

<sup>478</sup> EU-Kommission, IP/13/1283, (2013).

<sup>479</sup> EU-Kommission, C(2013) 4424 final, Staatliche Beihilfe SA.33995 (2013/C) (ex 2013/NN) – Deutschland Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Begrenzung der EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen, Rn. 104.

<sup>480</sup> Vgl. Burgi/Wolff, EuZW 2014, 647 (653); Frenz, EnWZ 2015, 207 (210 f.); Cosack/Laux, ER (2015), S. 190, 195.

<sup>481</sup> EU-Kommission, C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom Electricity market reform – Capacity market, Rn. 162.



Grundlagen des Kapazitätsmarktes sehen vor, dass die „capacity payments“ über eine monatlich zu erhebende Umlage finanziert werden, die allen Energielieferanten auferlegt wird.<sup>482</sup> Diese wiederum sollen die Kosten an die Endverbraucher weitergeben.

Im Gegensatz hierzu sind die deutschen ÜNB allerdings rein privatwirtschaftliche Unternehmen. Sofern sie die Beschaffung neuer Kapazitäten, beispielsweise in Form von Ausschreibungen, in eigener Verantwortung vornehmen, wären die umlagefinanzierten Gelder – „closed-shop-System“ – jeglicher Eingriffsmöglichkeit des Staates entzogen. Auch die Höhe des zu zahlenden Ausgleichs wäre nicht bereits staatlicherseits festgelegt, sondern würde erst nach Abschluss der durchgeführten Ausschreibungen bzw. der Vertragsverhandlungen feststehen. Ein so ausgestalteter Kapazitätsmechanismus ist in diesem Fall mit dem britischen Modell nicht zu vergleichen, da es eine deutliche verringerte staatliche Kontrollichte aufweisen würde. Allerdings würde eine Annäherung an das Merkmal der Staatlichkeit der Mittel wieder erfolgen, sobald der BNetzA als staatlicher Behörde ein maßgeblicher Einfluss auf die Ausgestaltung der Beschaffung des Kapazitätsmechanismus (Planung, Durchführung und Kontrolle) zugestehen würde.

Unabhängig davon bedarf es keiner großen hellseherischen Fähigkeiten, wenn prognostiziert wird, dass die Kommission einen deutschen umlagefinanzierten Kapazitätsmechanismus – unabhängig von seiner Ausgestaltung im Detail – aller Voraussicht nach als staatliche Begünstigung einstufen wird. Dies lässt sich aus dem Umstand ableiten, dass sie bereits das ebenfalls umlagefinanzierte EEG-System als Beihilfe eingestuft hat. Anhaltspunkte für eine anderslautende Einschätzung lassen sich allein aus dem Umstand ableiten, dass den ÜNB – eine entsprechende gesetzliche Ausgestaltung vorausgesetzt – bei der Beschaffung der Reservekapazitäten wesentlich größere Spielräume als bei der Verwaltung der EEG-Umlage eingeräumt werden können.<sup>483</sup>

### **(cc) Bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige (Selektivität)**

Mit dem Binnenmarkt unvereinbar sind nur staatliche Beihilfen, die bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige begünstigen. Jene Selektivität ist vielen Kapazitätsmechanismen eigen. In der Regel sind nur konventionelle Kraftwerke teilnahmeberechtigt, sodass ein gesamter Produktionszweig begünstigt wird. Insbesondere in den selektiven Mechanismen liegt die Voraussetzung unstrittig vor. Hervorzuheben ist die ständige

---

<sup>482</sup> EU-Kommission, C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom Electricity market reform – Capacity market, Rn. 69 ff.

<sup>483</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 195, 195 f.



Rechtsprechung des EuGH. Nach dieser muss die staatliche Maßnahme – Kapazitätsmechanismus – geeignet sein,

*„bestimmte Unternehmen [...] gegenüber anderen Unternehmen, die sich im Hinblick auf das mit der betreffenden Maßnahme verfolgte Ziel [Gewährleistung der Versorgungssicherheit] in einer vergleichbaren tatsächlichen und rechtlichen Situation befinden, zu begünstigen“.*<sup>484</sup>

Aus der Entscheidung lässt sich die Schlussfolgerung ableiten, dass z. B. erneuerbare Energien mangels Prognosegenauigkeit legitim aus einem zukünftigen Kapazitätsmechanismus ausgeschlossen werden könnten.

Darüber hinaus ist eine Selektivität im Ausschreibungsverfahren für die Bereitstellung von Kraftwerksreserven erforderlich, um z. B. temporär die Errichtung neuer Spitzenlastkraftwerke zu forcieren. Art. 8 EltRL impliziert zwar keine Vorgaben für Kapazitätsmechanismen, zumindest aber lässt sich die Intention der EU bei der Verpflichtung von neuen Kapazitäten konstatieren. Das Ausschreibungsverfahren ist, wie bereits festgestellt, subsidiär gegenüber einem Genehmigungsverfahren nach Art. 7 EltRL anzuwenden, stellt aber aufgrund der Investitionsunsicherheiten im Energy-only-Markt keine unüberwindbare Hürde dar. Gem. Art. 7 Abs. 2 EltRL sind die Mitgliedstaaten berechtigt verschiedene Kriterien wie Umweltschutz, Energieeffizienz oder Primärenergieträger in ihren Genehmigungsverfahren festzulegen. Im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens impliziert Art. 8 Abs. 3 UAbs. 3 EltRL eine Heranziehung der Kriterien des Art. 7 Abs. 2 EltRL. Da es sich bei Art. 8 Abs. 2 EltRL um eine Ermessensvorschrift handelt, müssen nicht sämtliche Kriterien übernommen werden. Mit Blick auf einen Kapazitätsmechanismus kommen Kriterien über die Standortwahl, Energieeffizienz, Primärenergieträger, technische, wirtschaftliche und finanzielle Leistungsfähigkeit des Antragstellers sowie die Einhaltung der nach Art. 3 der EltRL getroffenen Maßnahmen in Betracht. Insbesondere das letztgenannte Kriterium würdigt die gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen bzw. DawI zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Eine Integration neuer Kriterien wäre jedoch unzulässig. Das Verfahren muss mit allen Kriterien mindestens sechs Monate vor Ablauf der Ausschreibungsfrist im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht werden, Art. 8 Abs. 3 EltRL. Sofern zukünftige Kapazitätsmechanismen ihre Kraftwerke mittels Ausschreibungsverfahren, unter Beachtung der zulässigen Kriterien nach Art. 7

---

<sup>484</sup> EuGH, v. 8. November 2001, Rs. C-143/99, Slg. 2001, I-08365 – Adria-Wien Pipeline und Wietersdorfer & Peggauer Zementwerke, Rn. 41.



Abs. 2 EltRL kontrahieren, stellt jener Mechanismus keinen Verstoß gegen die Selektivität des Art. 107 Abs. 1 AEUV dar.<sup>485</sup>

### **(dd) Verfälschung des Wettbewerbs (drohend)**

Eine selektive Begünstigung aus staatlichen Mitteln ist wettbewerbsverfälschend, wenn sie zu einer faktischen oder potenziellen Verbesserung der Wettbewerbssituation der subventionierten Kraftwerke gegenüber anderen Anlagen führen würde.<sup>486</sup> Die Ausgleichszahlungen für die Vorhaltung von Reservekapazität müssten somit den Wettbewerb verfälschen oder hierfür zumindest geeignet sein. Sofern ein Kraftwerksbetreiber das Ausschreibungsverfahren für die Vorhaltung von Elektrizität gewinnt, fließen Zahlungen, die er ohne eine entsprechende Reserve nicht erhalten hätte. Insbesondere ohnehin stilllegungsgefährdete Kraftwerke können sich mit diesen Ausgleichszahlungen länger am Markt halten. So wird massiv in die natürliche marktwirtschaftliche Selektion von Überkapazitäten oder unrentablen Kraftwerken – Marktverdrängung – eingegriffen. Die Zahlungen führen zu einer faktischen Verbesserung der Marktstellung des begünstigten Kraftwerks gegenüber den nicht teilnahmeberechtigten Anlagen.<sup>487</sup> Der EuGH sieht jede individuelle Verbesserung durch eine staatliche Vorteilsgewährung als Wettbewerbsverfälschung, da simultan die Position der Konkurrenten geschwächt wird.<sup>488</sup>

Ausschließlich der Europäischen Kommission obliegt im Rahmen der Beihilfeaufsicht nach Art. 108 AEUV die Überwachung der staatlichen Beihilfen. Erst wenn die Mitgliedstaaten den Vorgaben der Kommission nicht nachkommen und eine Beihilfe gem. Art. 107 Abs. 1 AEUV mit dem Binnenmarkt unvereinbar ist, kann der EuGH angerufen werden, Art. 108 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV. Dieser bewertet nicht die Spürbarkeit einer Beihilfe, denn auch bei einem geringen Vorteil wird der Wettbewerb verfälscht, nur eben geringer.<sup>489</sup> Allerdings prüft die Kommission die Spürbarkeit anhand der Höhe der Ausgleichszahlungen. Handelt es sich bei der staatlichen Maßnahme um eine DawI, die nicht sämtliche *Altmark Trans*-Voraussetzungen erfüllt und daher als Beihilfe i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV zu qualifizieren ist, kann die entsprechende Beihilfe dennoch von der Notifizierungspflicht nach Art. 108 Abs. 3 AEUV befreit werden, ErwGr. 15, Art. 2 Abs. 1 der De-minimis VO (EU) Nr. 360/2012. Für diese Befreiung darf der Gesamtbetrag der

<sup>485</sup> *Däuper/Voß*, ZNER (2012), S. 119, 121 f.

<sup>486</sup> *Khan*, in Geiger et al., EUV, AEUV (2010), Art. 107 Rn. 15 AEUV.

<sup>487</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 196.

<sup>488</sup> EuGH, v. 17. September 1980, Rs. C-730/79, Slg. 1980, 02671 – Philip Morris / Kommission, Rn. 11.

<sup>489</sup> EuG, v. 30. April 1998, Rs. T-214/95, Slg. 1998, II-00717 – Vlaamse Gewest / Kommission, Rn. 46.



DawI je Unternehmen 500.000 € (brutto) in drei Steuerjahren nicht übersteigen, Art. 2 Abs. 2, 3. Wie bereits ausführlich erörtert, erbringen Kraftwerke innerhalb eines Kapazitätsmechanismus Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse. Erfüllen die Mechanismen nicht die vier *Altmark Trans*-Kriterien und zugleich die Voraussetzungen des Art. 107 Abs. 1 AEUV können sie dennoch ohne vorherige Anmeldung bei der Kommission in den deutschen Strommarkt integriert werden und Kraftwerke kontrahieren. Hierfür dürfen die Kraftwerke für die Elektrizitätsbereitstellung nicht mehr als 500.000 € in drei Jahren erhalten. Exemplarisch soll die bereits integrierte ResKV betrachtet werden. Die spezifischen Ausgleichszahlungen je Kraftwerk werden in keiner der diversen Studien, Gutachten oder der Begründung zur ResKV errechnet. Die Kosten der ResKV können somit nur sehr pauschalisiert herangezogen werden. Danach werden „*die Mehrkosten für Bereithaltung und Einsatz von bestehenden Anlagen als Reservekraftwerke auf 80 Millionen Euro pro Jahr geschätzt*“.<sup>490</sup> Für das Jahr 2015 sind bisher zwölf Kraftwerke kontrahiert. Die Kosten betragen für jenes Jahr bereits über 122 Mio. €. Der Betrag spiegelt lediglich die faktischen Kosten wider. Im Falle eines Einsatzes der Kraftwerke würde sich dieser nochmals um die Kosten für die eingesetzte Arbeit erhöhen.<sup>491</sup> Ob die 122 Mio. € direkt auf die zwölf Kraftwerke umgelegt werden können, ist fraglich. Entsprechende Anfragen bei der BNetzA sowie allen deutschen ÜNB blieben aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen unbeantwortet. Angesichts dieser Höhe ist daher anzunehmen, dass die De-minimis-Schwellenwerte deutlich überschritten werden.

Darüber hinaus kann die Implementierung eines Kapazitätsmechanismus und die damit einhergehende Verfälschung des Wettbewerbs nicht mit der Begründung gerechtfertigt werden, dass weitere Mitgliedstaaten der EU ebenfalls entsprechende Mechanismen eingeführt haben oder dies kurz bevorsteht.<sup>492</sup>

### **(ee) Beeinträchtigung des mitgliedstaatlichen Handels (Zwischenstaatlichkeitsklausel)**

Zum Schluss muss die staatliche Beihilfe durch ihre wettbewerbsverfälschende und selektive Begünstigung noch den zwischenstaatlichen Handel beeinträchtigen. Diese Voraussetzung ist erfüllt, wenn die Beihilfengewährung die Stellung eines Unternehmens

---

<sup>490</sup> Deutsche Bundesregierung, Begründung zur Reservekraftwerksverordnung (2013), S. 4.

<sup>491</sup> BNetzA, Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/16 ff. (2015), S. 56, 17.

<sup>492</sup> Vgl. EuGH, v. 22. März 1977, Rs. C-78/76, Slg. 1977, 00595 – Steinike & Weinlig, Rn. 24.



innerhalb des Binnenmarkts gegenüber seinen Konkurrenten stärkt.<sup>493</sup> Die Zwischenstaatlichkeitsklausel weist diverse Parallelen zur Wettbewerbsverfälschung auf. So findet auch die bereits erläuterte De-minimis-Verordnung (EU) 360/2012 Anwendung.<sup>494</sup> Keine Beeinträchtigung des mitgliedstaatlichen Handels sieht die Kommission in Beihilfen, die sich auf das Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaates beschränken, z. B. die finanzielle Förderung eines Freizeitbades.<sup>495</sup> Die Integration eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts, die fortschreitende Marktkopplung der Strombörsen sowie der Ausbau der grenzüberschreitenden Interkonnektoren lassen jedoch darauf schließen, dass Beihilfen in diesen Bereichen immer Auswirkungen auf den europäischen Handel haben. Ist ein begünstigtes Unternehmen selbst nicht grenzüberschreitend tätig, steht es aber im Wettbewerb mit Unternehmen anderer Mitgliedstaaten, kann eine Beihilfe den Handel zwischen den Mitgliedstaaten beeinträchtigen, wenn das inländische Angebot stabilisiert wird und folglich die Wettbewerbschancen der ausländischen Unternehmen gemindert werden.<sup>496</sup> Übertragen auf die subventionierten Kraftwerke innerhalb eines Kapazitätsmechanismus führt dies zu der Schlussfolgerung, dass die Förderung nationaler Kraftwerke den Import von ausländischem Strom reduziert und der Handel innerhalb der EU daher gehemmt wird.

Diese Voraussetzung kann jedoch widerlegt werden, indem Kraftwerksbetreiber europaweit – unter Berücksichtigung der Kapazitäten der Interkonnektoren – die Möglichkeit erhalten, an den Ausschreibungsverfahren teilzunehmen und somit Elektrizität vorzuhalten.<sup>497</sup> Der Gesetzgeber könnte sich an den Regelungen der ResKV orientieren. Nach § 5 Abs. 3 ResKV können unter bestimmten Kriterien Kraftwerke aus dem gesamten europäischen Energiebinnenmarkt sowie der Schweiz zur Bereitstellung der Netzreserve beitragen. Dieses europaweite Verfahren gilt als substantiell für zukünftige Mechanismen. Eine Beschränkung auf nationales Hoheitsgebiet könnte einen Verstoß gegen die Warenverkehrsfreiheit des Art. 34 AEUV darstellen.<sup>498</sup>

Als Zwischenergebnis ist festzuhalten, dass Art. 107 AEUV eine große Hürde für die Implementierung von Kapazitätsmechanismen in den deutschen Strommarkt darstellt. Da alle Voraussetzungen jedoch kumulativ vorliegen müssen, um die Beihilfeeigenschaft des Art. 107 Abs. 1 AEUV zu erfüllen, gibt es diverse Möglichkeiten, diese Hürde zu über-

---

<sup>493</sup> EuGH, v. 17. September 1980, Rs. C-730/79, Slg. 1980, 02671 – Philip Morris / Kommission, Rn. 11.

<sup>494</sup> *Kreuschütz/Wernicke*, in Lenz/Borchardt (Hrsg.), EU-Verträge Kommentar (2012), Art. 107 Rn. 33 AEUV.

<sup>495</sup> EU-Kommission, SG(2001) D/ 285046, Staatliche Beihilfe N 258/00 Deutschland, Freizeitbad Dorsten.

<sup>496</sup> EuGH, v. 13. Juli 1988, Rs. C-102/87, Slg. 1988, 04067 – Frankreich / Kommission, Rn. 19.

<sup>497</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 196.

<sup>498</sup> Zu dieser Frage ausführlich *Schulenberg*, Die Energiepolitik der Europäischen Union (2009), S. 256 ff.



winden.<sup>499</sup> Erfüllen die debattierten Kapazitätsreservemodelle sogar alle vier *Altmark Trans*-Kriterien sind sie nicht als staatliche Beihilfe zu qualifizieren und daher von der Notifizierungspflicht nach Art. 108 Abs. 3 AEUV befreit. Die *Altmark Trans*-Entscheidung bietet den Mitgliedstaaten somit eine legitime Umgehung des Art. 107 AEUV zur Durchsetzung eigener energiepolitischer Maßnahmen. Die spezifische Prüfung der Kapazitäts- und Braunkohlereserve, der strategischen Reserve sowie des Fangnetzes erfolgt inzident bei der Darstellung der einzelnen Modelle in Kapitel 5. Werden dagegen alle Voraussetzungen des Art. 107 Abs. 1 AEUV erfüllt, müssen die Reservemodelle vor einer Integration in den deutschen Strommarkt bei der Kommission angemeldet werden, Art. 108 Abs. 3 AEUV. Diese kann die Modelle nach Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV als mit dem Binnenmarkt vereinbar ansehen, wenn die Anforderungen der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien eingehalten werden.

## 2. Nationale Vorgaben

### a) Verfassungsrechtliche Vorgaben

Fraglich ist, ob Kapazitätsmechanismen nationale Vorgaben, d. h. grundrechtlich geschützte Positionen beeinträchtigen. Aus Sicht der Kraftwerksbetreiber kommen bei der Teilnahme an einem Kapazitätsmechanismus insbesondere der allgemeine Gleichheitssatz des Art. 3 Abs. 1 GG, die Berufsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 GG und die Eigentumsgarantie nach Art. 14 Abs. 1 GG in Betracht. Da das Gleichheitsrecht des Art. 3 GG subsidiär gegenüber den beiden Freiheitsgrundrechten ist, erfolgt seine Prüfung erst nach Art. 12 und 14 GG.<sup>500</sup>

#### (aa) Berufsfreiheit Art. 12 Abs. 1 GG

Die Berufsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 GG umfasst zum einen die freie Berufswahl und zum anderen die Berufsausübungsfreiheit. Nach dem BVerfG unterfällt das Verhalten der Unternehmer als Anbieter und Nachfrager – Wettbewerber – auf dem Markt dem Grundprinzip der Wirtschaftsverfassung und somit ist jene Wettbewerbsfreiheit als Bestandteil

---

<sup>499</sup> EuGH, v. 24. Juni 2003, Rs. C-280/00, Slg. 2003, I-07747 – *Altmark Trans* und Regierungspräsidium Magdeburg, Rn. 74 m. w. N.; EuGH, v. 15. Juli 2004, Rs. C-345/02, Slg. 2004, I-07139 – *Pearle* u. a., Rn. 32 m. w. N.; EuGH, v. 2. September 2010, Rs. C-399/08 P, Slg. 2010, I-07831 – *Kommission / Deutsche Post*, Rn. 38 f. m. w. N. sowie allgemein *Helbig*, ER (2015), S. 9, 13.

<sup>500</sup> *Albrecht/Küchenhoff*, Staatsrecht (2015), § 33 Rn. 763.



der Berufsausübungsfreiheit zu bewerten.<sup>501</sup> Deren Beeinträchtigung ist anzunehmen, sobald der Staat Einfluss auf das Verhalten der Unternehmen im Wettbewerb nimmt. Folgerichtig sind auch inländische juristische Personen des Privatrechts nach Art. 19 Abs. 3 GG Träger des Grundrechts.<sup>502</sup> Ausländische juristische Personen erlangen einen vergleichbaren Schutz über Art. 2 Abs. 1 GG sowie Art. 45, 49 AEUV.<sup>503</sup> Ausschließlich den Unternehmern obliegen im Rahmen der Wettbewerbsfreiheit Entscheidungen über die Aufnahme und Beendigung ihrer Tätigkeiten.<sup>504</sup> Müssen Kraftwerke im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus entgegen unternehmerischen Entscheidungen weiterbetrieben werden, stellt dies einen Eingriff in die grundrechtlich geschützte Wettbewerbsfreiheit der Kraftwerksbetreiber dar. Gleiches gilt für die verpflichtende Teilnahme an einem Mechanismus.

Der Eingriff könnte jedoch verfassungsrechtlich gerechtfertigt sein. Art. 12 Abs. 1 S. 2 GG enthält einen einfachen Gesetzesvorbehalt, nach diesem die Berufsfreiheit durch formelles Gesetz oder durch Rechtsverordnung geregelt werden kann.<sup>505</sup> Der Eingriff in die Berufsfreiheit ist nur zulässig, wenn er verhältnismäßig ist. Das BVerfG hat für die Prüfung die sog. Drei-Stufen-Theorie entwickelt.<sup>506</sup> Diese Theorie findet jedoch bei der bloßen Beeinträchtigung der Berufsausübungsfreiheit keine Anwendung. Sofern die Beeinträchtigungen – Stilllegungsverbot sowie Teilnahmeverpflichtung am Kapazitätsmechanismus – durch „vernünftige Erwägungen des Gemeinwohls“ legitimiert sind, erfüllen sie die Voraussetzung der Verhältnismäßigkeit.<sup>507</sup>

Dem zuständigen Gesetzgeber kommt bei der Definition des Gemeinwohlinteresses ein weiter Beurteilungs- und Gestaltungsspielraum zu.<sup>508</sup> Vorliegend kommt insbesondere die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Betracht. Dieses auf einem formellen Gesetz beruhende Interesse – § 1 Abs. 1 EnWG – dient unbestritten der Allgemeinheit. Das BVerfG bewertet

---

<sup>501</sup> BVerfGE 32, 311, 317; BVerfGE 46, 120, 137 f.; BVerfGE 105, 252, 265 f.

<sup>502</sup> BVerfGE 50, 290, 363; BVerfGE 97, 228, 253.

<sup>503</sup> Albrecht/Küchenhoff, Staatsrecht (2015), § 32 Rn. 710.

<sup>504</sup> BVerfGE 7, 377, 401; BVerfGE 9, 338, 344; BVerfGE 39, 128, 141.

<sup>505</sup> Jarass, in ders./Pieroth, GG Kommentar (2014), Art. 12 Rn. 30 GG sowie Mann, in Sachs (Hrsg), GG Kommentar (2014), Art. 12 Rn. 115 GG.

<sup>506</sup> Die drei Stufen umfassen: 1. Berufsausübung, 2. Berufswahl (subjektive Zulassungsvoraussetzungen) und 3. Berufswahl (objektive Zulassungsvoraussetzungen), vgl. Albrecht/Küchenhoff, Staatsrecht (2015), § 32 Rn. 711 ff.

<sup>507</sup> Erstmals BVerfGE 7, 377, 405, vgl. auch die jüngeren Entscheidungen BVerfGE 111, 10, 32; BVerfGE 114, 196, 244 f.; BVerfGE 121, 317, 346.

<sup>508</sup> BVerfGE 102, 197, 218; BVerfGE 121, 317, 356



*„die Sicherheit der Energieversorgung als [...] ein Gemeinschaftsinteresse höchsten Ranges [...]. Die ständige Verfügbarkeit ausreichender Energiemengen ist eine entscheidende Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit der gesamten Wirtschaft. Es handelt sich hier um ein von der jeweiligen Politik des Gemeinwesens unabhängiges absolutes Gemeinschaftsgut [...]. Die überragende Bedeutung der Energiewirtschaft rechtfertigt an sich schon weiter gehende staatliche Interventionen, als sie auf anderen Wirtschaftsgebieten üblich und zulässig sind.“<sup>509</sup>*

Es vergleicht das öffentliche Interesse an einer sicheren Stromversorgung sogar mit dem *„Interesse am täglichen Brot. Die Befriedigung eines solchen Interesses ist eine Gemeinwohlaufgabe des Parlaments [...]“*<sup>510</sup> Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit kann daher als vernünftige Erwägung des Allgemeinwohls angesehen werden und erfüllt den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit.<sup>511</sup> Ein zukünftiger Kapazitätsmechanismus steht somit im Einklang mit der Berufsausübungsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 GG.

### **(bb) Eigentumsgarantie Art. 14 Abs. 1 GG**

Das bereits bestehende Verbot von Kraftwerksstilllegungen und – je nach Ausgestaltung – die verbindliche Teilnahme an einem Kapazitätsmechanismus könnten zudem einen Eingriff in Art. 14 Abs. 1 GG darstellen. Die Eigentumsgarantie schützt neben dem Bestand auch die freie Verfügung über das Eigentum.<sup>512</sup> Umstritten ist allerdings, ob Art. 14 GG auch das Recht am eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb umfasst. Der BGH, das BVerwG und die herrschende Lehre bejahen diese Ansicht, da der Gewerbebetrieb als richterrechtlich ausgeformtes „sonstiges Recht“ i. S. d. § 823 Abs. 1 BGB anerkannt ist.<sup>513</sup> Das BVerfG hat eine Anwendbarkeit des Art. 14 GG auf den eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb bislang offengelassen.<sup>514</sup> Ein Eingriff in die geschützten

<sup>509</sup> BVerfGE 30, 292, 323 f.

<sup>510</sup> BVerfGE 91, 186, 206.

<sup>511</sup> Vgl. *Däuper/Grundmann*, eT (2012), S. 102, 105; *Held/Voß*, EnWZ (2013), S. 243, 246.

<sup>512</sup> *Axer*, in Epping/Hillgruber (Hrsg.), BeckOK (2015), Art. 14 Rn. 64 GG.

<sup>513</sup> Vgl. z. B. BGHZ 161, 305, 312; BGHZ 111, 349, 355; BGHZ 92, 34, 37; BGH, Urt. v. 29. Mai 1967 – III ZR 191/64 – juris, Rn. 14; BVerwGE 62, 224, 226 f.; *Wendt*, in Sachs (Hrsg.), GG Kommentar (2014), Art. 14 Rn. 26 GG m. w. N.; *Axer*, in Epping/Hillgruber (Hrsg.), BeckOK (2015), Art. 14 Rn. 51 f. GG; *Papier*, in Maunz/Dürig, Grundgesetz-Kommentar (2015), Art. 14 Rn. 95 GG m. w. N.; *Jarass*, in ders./Pieroth, GG Kommentar (2014), Art. 12 Rn. 9 GG m. w. N.; *Albrecht/Küchenhoff*, Staatsrecht (2015), § 32 Rn. 728 m. w. N.; *Sodan*, in ders. (Hrsg.), Grundgesetz (2015), Art. 14 Rn. 12 GG, m. w. N.; *Schmidt-Preuß*, in Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar Energierecht (2014), Einl. C. EnWG Rn. 200; *Hofmann*, in Schmidt-Bleibtreu et al., GG (2014), Art. 14 Rn. 16.

<sup>514</sup> Vgl. z. B. BVerfG, Nichtannahmebeschluss v. 8. September 2010 – 1 BvR 1890/08 – juris, Rn. 25; BVerfGE 105, 252, 278.



Rechtspositionen liegt nur vor, wenn in die Substanz des Gewerbebetriebs eingegriffen wird d. h. „in den Betrieb als wirtschaftlichen Organismus eingegriffen und damit das ungestörte Funktionieren dieses Organismus unterbunden oder beeinträchtigt“ wird.<sup>515</sup> Art. 14 Abs. 1 GG schützt ausschließlich das bestehende – bereits erworbene – Unternehmen, das Ergebnis der wirtschaftlichen Betätigung und gerade nicht zukünftige Chancen oder Verdienstmöglichkeiten, Art. 12 Abs. 1 GG dagegen auch den Erwerb sowie die wirtschaftliche Betätigung selbst. Greift somit ein Akt der öffentlichen Gewalt „in die Freiheit der individuellen Erwerbs- und Leistungstätigkeit ein“, ist der Schutzbereich der bereits erörterten Berufsfreiheit des Art. 12 Abs. 1 GG berührt und nicht Art. 14 GG.<sup>516</sup> Ist eine Differenzierung der beiden Freiheiten nicht möglich gelten sie nebeneinander. Die Schrankenregelung der Berufs- und Eigentumsfreiheit weist eine weitgehende Identität aus, sodass eine rechtmäßige Beschränkung der Berufsfreiheit zugleich vereinbar mit den Schranken der Eigentumsfreiheit ist.<sup>517</sup>

Aus diesen Schlussfolgerungen lässt sich ableiten, dass die Verpflichtungen einerseits an einem Kapazitätsmechanismus teilzunehmen und andererseits Kraftwerke weiterzubetreiben, getrennt zu beurteilen sind. Das Stilllegungsverbot bestehender Kraftwerke greift in die Substanz des eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetriebs ein. So ist nach dem BGH die „Fortsetzung des Betriebs im bisherigen Umfang“ von Art. 14 Abs. 1 GG geschützt.<sup>518</sup> Zu dem ungestörten Funktionieren dieses Organismus zählt daher auch das eigenmächtige Stilllegen bestehender Kraftwerke. Dagegen ist die verpflichtende Teilnahme jedoch ein zukünftiges Ereignis, das unter Umständen Einfluss auf die Verdienstmöglichkeiten haben wird. Diese Teilnahme stellt somit keinen Eingriff in die Substanz des Gewerbebetriebs dar.

Der Eingriff i. S. d. Stilllegungsverbots könnte jedoch verfassungsrechtlich gerechtfertigt sein. Nach Art. 14 Abs. 1 S. 2 GG genügt hierfür ein einfacher Gesetzesvorbehalt. Die entsprechende beschränkende Regelung muss, wie auch in Art. 12 Abs. 1 GG, den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit beachten.<sup>519</sup> Zudem müssen die Interessen der Kraftwerksbetreiber in einem angemessenen Verhältnis zu den Belangen des Gemeinwohls

---

<sup>515</sup> BGH, Urt. v. 29. Mai 1967 – III ZR 191/64 – juris, Rn. 14.

<sup>516</sup> BVerfGE 105, 252, 277 f.; BVerfGE 68, 193, 222 f.; BGHZ 161, 305, 312; BGHZ 111, 349, 355.

<sup>517</sup> *Papier*, in Maunz/Dürig, Grundgesetz-Kommentar (2015), Art. 14 Rn. 222 GG m. w. N. sowie *Axer*, in Epping/Hillgruber (Hrsg.), BeckOK (2015), Art. 14 Rn. 27 GG; BVerfGE 115, 205, 248.

<sup>518</sup> BGHZ 98, 341, 351. Das Urteil wurde bereits durch das BVerwGE bestätigt, vgl. BVerwGE 95, 341, 349.

<sup>519</sup> BVerfGE 110, 1, 28; BVerfGE 92, 262, 273.



stehen.<sup>520</sup> Aufgrund der bereits erwähnten weitgehenden Identität der Schrankenregelungen von Art. 12 und Art. 14 GG ist die Beschränkung des Stilllegungsverbots i. S. d. Art. 14 Abs. 1 GG ebenfalls verfassungsrechtlich gerechtfertigt. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfüllt den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit und ein mögliches Stilllegungsverbot zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung steht in einem angemessenen Verhältnis zu den Belangen des Gemeinwohls. Folglich steht ein Kapazitätsmechanismus auch im Einklang mit der Eigentumsgarantie des Art. 14 Abs. 1 GG.

### **(cc) Allgemeiner Gleichheitssatz Art. 3 Abs. 1 GG**

Abschließend wird untersucht, ob die Integration eines Kapazitätsmechanismus im Einklang mit Art. 3 Abs. 1 GG steht. Nach dem allgemeinen Gleichheitssatz des Art. 3 Abs. 1 GG sind alle Menschen vor dem Gesetz gleich. Das Grundrecht gilt, wie Art. 12 und 14 GG, über Art. 19 Abs. 3 GG auch für inländische juristische Personen des Privatrechts, somit für die Betreiber von Kraftwerken.<sup>521</sup> Nach dem Grundgehalt des Gleichheitssatzes darf wesentlich Gleiches nicht willkürlich ungleich und wesentlich Ungleiches nicht willkürlich gleich behandelt werden.<sup>522</sup> Bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen kommen insbesondere Ungleichbehandlungen bei der regionalen Verteilung von Kraftwerken und den Ausschreibungskriterien in Betracht. So werden im Rahmen der ResKV hauptsächlich Kraftwerke in Süddeutschland als systemrelevant eingestuft und die Stilllegung verwehrt. Zum anderen sind in den selektiven Mechanismen nicht sämtliche Kraftwerke teilnahmeberechtigt, sondern häufig nur Neubaukraftwerke oder Bestandsanlagen. Darüber hinaus könnte z. B. innerhalb der Bestandsanlagen zwischen stilllegungsgefährdet und nicht gefährdet differenziert oder Anforderungen an die Primärenergieträger gestellt werden.

Fraglich ist ferner, ob die aufgeworfenen Sachverhalte auch faktisch eine willkürliche Ungleichbehandlung von wesentlich Gleichem i. S. d. Art. 3 Abs. 1 GG darstellen. Die Einstufung als systemrelevant gem. § 13a Abs. 2 Nr. 1 EnWG von hauptsächlich süddeutschen Kraftwerken begründet – bei gleicher technischer Eignung – unzweifelhaft eine Ungleichbehandlung von wesentlich Gleichem. Diese Behandlung könnte jedoch

---

<sup>520</sup> Jarass, in ders./Pieroth, GG Kommentar (2014), Art. 12 Rn. 36 ff. GG.

<sup>521</sup> Dürig, in Maunz/Dürig, Grundgesetz-Kommentar (2015), Art. 3 Rn. 289 GG; Kischel, in Epping/Hillgruber (Hrsg.), BeckOK (2015), Art. 3 Rn. 6 GG sowie Schmidt-Preuß, in Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar Energierecht (2014), Einl. C. EnWG Rn. 209.

<sup>522</sup> BVerfGE 78, 104, 121.



mithilfe der Willkürformel oder der „neuen Formel“ gerechtfertigt werden. Nach der Willkürformel ist der Gleichheitssatz verletzt,

*„wenn sich ein vernünftiger, sich aus der Natur der Sache ergebender oder sonst wie sachlich einleuchtender Grund für die gesetzliche Differenzierung oder Gleichbehandlung nicht finden läßt“.*<sup>523</sup>

Die Willkürformel und die „neue Formel“ stehen allerdings bei der Prüfung nicht auf dem gleichen Rang. So ergeben sich *„unterschiedliche Grenzen [...], die vom bloßen Willkürverbot bis zu einer strengen Bindung an Verhältnismäßigkeitserfordernisse reichen“*. Wirkt sich die Ungleichbehandlung nachteilig auf weitere verfassungsrechtlich geschützte Freiheitsrechte aus, findet jene „neue Formel“ Anwendung.<sup>524</sup> Nach dieser ist das Gleichheitsgrundrecht verletzt, wenn

*„eine Gruppe von Normadressaten im Vergleich zu einer anderen Gruppe anders behandelt [wird], obwohl zwischen beiden Gruppen keine Unterschiede von solcher Art und solchem Gewicht bestehen, dass sie die ungleiche Behandlung rechtfertigen könnten“.*<sup>525</sup>

Die Ungleichbehandlung und der rechtfertigende Grund müssen *„in einem angemessenen Verhältnis zueinander stehen“*, damit soll verstärkt die Verhältnismäßigkeitsprüfung in Art. 3 Abs. 1 GG integriert werden.<sup>526</sup> Wie bereits erörtert, könnten Kapazitätsmechanismen ebenfalls die Freiheitsrechte des Art. 12 und 14 GG verletzen, sodass die „neue Formel“ anzuwenden ist. Im Rahmen der Verhältnismäßigkeitsprüfung muss die aufgeworfene regionale Differenzierung einen legitimen Zweck verfolgen, geeignet, erforderlich und angemessen sein. Diese einzelnen Voraussetzungen werden mit Blick auf die Situation des deutschen Übertragungsnetzes unstrittig erfüllt. Unter dem gegenwärtigen Stand des Netzausbaus sind süddeutsche Kraftwerke, im Gegensatz zu norddeutschen, essenziell für die Systemsicherheit. Solange der Nord-Süd-Übertragungseingpass – vgl. *Abbildung 10* – nicht behoben ist, können lediglich Kraftwerke südlich der Mainlinie die notwendigen Redispatchmaßnahmen der ÜNB sicherstellen. Ein Stilllegungsverbot süddeutscher Kraftwerke verfolgt damit einen legitimen Zweck und ist geeignet die Systemsicherheit zu gewährleisten. Ein milderes Mittel – die Erforderlichkeit – bietet ausschließlich der Ausbau der Übertragungsnetze auf der Nord-Süd-Achse, der mit diversen Gesetzen bereits beschleunigt und mit den südlichen Reservekraftwerken überbrückt

<sup>523</sup> BVerfGE 1, 14, 52.

<sup>524</sup> BVerfGE 88, 87, 96; BVerfGE 129, 49 LS. 1.

<sup>525</sup> BVerfGE 121, 317, 369 m. w. N.

<sup>526</sup> BVerfGE 89, 365, 377 f.



wird. Die regionale Differenzierung ist auch angemessen, da nur mit dieser die Systemicherheit bzw. Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Die ungleiche Behandlung von gleichen Kraftwerken erfüllt somit das Verhältnismäßigkeitsprinzip und ist, zumindest bis zum Abschluss des Übertragungsnetzausbaus, verfassungsgemäß.

Darüber hinaus könnte der Charakter eines selektiven Kapazitätsmechanismus in Konflikt mit dem Gleichheitssatz stehen. Bereits aus dem Terminus ergibt sich, dass zwischen verschiedenen Kraftwerken selektiert wird. So werden spezifische Teilnahmevoraussetzungen an potenzielle Kraftwerke gestellt. Allerdings ist anzunehmen, dass sie, sofern sie sich im Rahmen des Art. 7 Abs. 2 der EltRL halten, im Einklang mit Art. 3 Abs. 1 GG stehen. Danach ist z. B. eine Differenzierung zwischen Bestands- und Neubauanlagen aufgrund der technischen, wirtschaftlichen und finanziellen Leistungsfähigkeit vertretbar, Art. 7 Abs. 2 lit. h EltRL. Art. 3 Abs. 1 GG wird daher unter Beachtung des Art. 7 Abs. 2 EltRL einer Implementierung eines Kapazitätsmechanismus in den deutschen Strommarkt nicht entgegenstehen.<sup>527</sup>

Auch wenn der selektive Kapazitätsmarkt von Öko-Institut / LBD / Raue (2012) nicht vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie favorisiert wird, soll er dennoch exemplarisch behandelt werden. Jener Mechanismus differenziert innerhalb der Bestandsanlagen zwischen stilllegungsgefährdet und nicht gefährdet. Hierfür wird ein – ausdrücklich unverbindlicher und geschätzter – Wert von 2.000 Benutzungsstunden pro Jahr herangezogen. Kraftwerke mit weniger Stunden sind danach gefährdet, da sie ihre Fixkosten nicht mehr ausreichend erwirtschaften können.<sup>528</sup> Held und Voß (2013) bewerten diese starre Präqualifikationsvoraussetzung als verfassungsrechtlich bedenklich. Kraftwerke mit nur unwesentlich höheren Einsatzstunden sind nicht qualifiziert, obwohl sie ebenfalls Probleme bei der Fixkostendeckung haben könnten. Vergleichbare Anlagen werden somit ungleich behandelt, was gegen Art. 3 Abs. 1 GG verstößt.<sup>529</sup> Diese Auffassung ist grundsätzlich zu billigen. Ein festes Kriterium von 2.000 Stunden birgt erhebliches Marktverzerrungspotenzial. Allerdings handelt es sich um einen indikativen Wert, der für eine konkrete Festlegung in einem transparenten Prozess mit umfangreichen Konsultationen und Sensitivitätsbetrachtung ermittelt wird.<sup>530</sup> Unter Berücksichtigung eines solchen Prozesses ist nicht länger von einer willkürlichen Ungleichbehandlung auszugehen, d. h. es liegt keine Verletzung des Art. 3 Abs. 1 GG vor.

---

<sup>527</sup> Vgl. auch *Däuper/Grundmann*, eT (2012), S. 102, 105.

<sup>528</sup> *Matthes et al.* (Öko-Institut/LBD/Raue), *Fokussierte Kapazitätsmärkte* (2012), S. 53 ff.

<sup>529</sup> *Held/Voß*, *EnWZ* (2013), S. 243, 246.

<sup>530</sup> *Matthes et al.* (Öko-Institut/LBD/Raue), *Fokussierte Kapazitätsmärkte* (2012), S. 55.



Diese Problematik scheint jedoch nicht von besonderem Belang. Primäres Ziel der Kapazitätsmechanismen ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch die Vermeidung von Stilllegungen bedrohter Spitzenlastkraftwerke. Sie sollen gerade keine neue Einnahmequelle – oder Rente – für abgeschriebene und stark emittierende Kohlekraftwerke darstellen. Diese häufig aufkommende Befürchtung kann mit Art. 7 Abs. 2 lit. g der EltRL entkräftet werden. Danach sind Differenzierungen aufgrund der Primärenergieträger zulässig. Der Gleichheitssatz des Art. 3 Abs. 1 GG verbietet eine willkürliche Ungleichbehandlung von wesentlich Gleichem. Zum einen scheitert eine Verletzung des Gleichheitssatzes an der Willkür und zum anderen liegen keine wesentlich gleichen Sachverhalte – Primärenergieträger – vor.

### **b) Konkrete Ermächtigungsgrundlagen<sup>531</sup>**

In Deutschland ist mit § 53 EnWG bereits eine Vorschrift vorhanden, die in der Literatur kaum Beachtung fand, obwohl sie die einschlägige Rechtsgrundlage für die Integration von Kapazitätsmechanismen in den Strommarkt normiert. Auf dieser Grundlage kann die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates eine Rechtsverordnung – beispielsweise zur Einführung von Kapazitätsmechanismen – erlassen. Diese Reservekapazitäten müssten durch ein Ausschreibungs- oder gleichwertiges Verfahren kontrahiert werden. Eine solche Rechtsverordnung kann allerdings nur ergehen, wenn zwei Voraussetzungen kumulativ erfüllt sind: Die Versorgungssicherheit i. S. d. § 1 Abs. 1 EnWG kann weder durch vorhandene Erzeugungskapazitäten noch durch bereits getroffene Energieeffizienz- oder Nachfragesteuerungsmaßnahmen gewährleistet werden. Zwar sind gegenwärtig noch erzeugungsseitige Überkapazitäten vorhanden und die Versorgungssicherheit ist noch nicht deutschlandweit gefährdet, allerdings werden die Überkapazitäten in Form von Spitzenlastkraftwerken in den nächsten Jahren aus dem Markt verdrängt und Atomkraftwerke sukzessive stillgelegt. Entgegen der deutschlandweiten Situation besteht in Süddeutschland bereits gegenwärtig ein Versorgungssicherheitsproblem. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit i. S. d. § 53 EnWG stellt daher auch auf zukünftige Engpässe ab.<sup>532</sup> Da § 53 EnWG der Umsetzung von Art. 7 und 8 der EltRL in nationales Recht dient und der Wortlaut nahezu unverändert übernommen wurde, kann auf die Ausführungen zu diesem Teil verwiesen werden.<sup>533</sup> Die Vorschrift zielt ausdrücklich auf die

---

<sup>531</sup> Die folgende Ausführung zur Ermächtigungsgrundlage wurde vorab in *Laux*, EnWZ (2015), S. 249, 253 f. veröffentlicht.

<sup>532</sup> *Salje*, Energiewirtschaftsgesetz (2006), § 53 Rn. 10 EnWG.

<sup>533</sup> Vgl. die vierte *Altmark Trans* Voraussetzung unter Kapitel 4 Punkt II. 1. e) (aa).



Versorgungssicherheit ab, nicht auf die Systemsicherheit nach § 12 ff. EnWG.<sup>534</sup> Allerdings hat das BMWi § 53 EnWG – beispielsweise als Grundlage für die Kapazitätsreserververordnung<sup>535</sup> – nicht angewandt, sondern möchte im Rahmen des Strommarktgesetzes eine neue Rechtsgrundlage hierfür einführen.

Neben § 53 EnWG ist die Bundesregierung ohne Zustimmung des Bundesrates gem. § 13b Abs. 1 Nr. 2 S. 2 EnWG ermächtigt, eine Rechtsverordnung mit Regelungen zur Absicherung des Strommarktes zu erlassen. Auf dieser Grundlage könnten die bestehenden Reservekraftwerke der ResKV auch am Day-Ahead- und Intraday-Spotmarkt der Strombörse eingesetzt werden. In erzeugungsseitigen Engpasssituationen dürften die Kraftwerke mit den höchsten zulässigen Gebotspreisen bieten, d. h. 3.000 € je MW/h am Day-Ahead- und 9.999 € je MW/h am Intraday-Markt. Die eigentliche Netzreserve zur Stärkung der Systemsicherheit würde zugleich die Versorgungssicherheit – Ausgleich Angebot und Nachfrage – gewährleisten. Der Einsatz der neu geschaffenen strategischen Reserve würde durch den systemverantwortlichen ÜNB gem. § 13a Abs. 4 i. V. m. der novellierten ResKV erfolgen. Allerdings müsste die Bundesregierung jenes neues Modell unter dem geltenden Rechtsrahmen bis zum 31. Dezember 2017 befristen, § 13b Abs. 1 Nr. 2 S. 5 EnWG. Bei der Einführung des § 13b EnWG im Jahr 2012 ging der Gesetzgeber davon aus, dass der Netzausbau in den kommenden fünf Jahren eine Netzreserve obsolet macht.<sup>536</sup> Das Bundeswirtschaftsministerium möchte daher die Befristung der ResKV bis zum 31. Dezember 2017 im Rahmen des Strommarktgesetzes vollständig streichen. Ab dem Jahr 2022 soll regelmäßig evaluiert werden, ob eine Fortgeltung der ResKV – bzw. in Zukunft NetzResV – über den 31. Dezember 2023 hinaus notwendig ist.<sup>537</sup>

### III. Fazit Kapitel 4

Aus den Erkenntnissen aus Kapitel 4 lassen sich weitere Forschungsfragen beantworten. Frage 2 lautet: **Wie sind die Gesetzgebungskompetenzen im Bereich der Kapazitätsmechanismen zwischen der nationalen und der supranationalen Ebene aufgeteilt?** Eine supranationale Implementierung von Kapazitätsmechanismen kann grundsätzlich unter die „Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts“ nach Art. 194 Abs. 1

---

<sup>534</sup> Bruhn, in Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar Energierecht (2014), § 53 Rn. 3 EnWG.

<sup>535</sup> BMWi, Kapazitätsreserververordnung (2015).

<sup>536</sup> König, in Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar Energierecht (2014), § 13b Rn. 14 EnWG.

<sup>537</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 88, 152.



lit. a AEUV subsumiert werden. Die EU wäre folglich gem. Art. 194 Abs. 2 UAbs. 1 AEUV berechtigt, entsprechende Vorschriften zu erlassen. Allerdings unterfallen Kapazitätsmechanismen der allgemeinen Struktur der mitgliedstaatlichen Energieversorgung nach Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV. Entsprechende Vorschriften dürfen ausschließlich nach den Voraussetzungen des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV, d. h. einstimmig vom Rat beschlossen werden und müssen sowohl die Erheblichkeitsschwelle überwinden als auch die Wahl eines Mitgliedstaates zwischen verschiedenen Energiequellen berühren. Die Integration von Kapazitätsmechanismen kann zwar – je nach Modell – die Voraussetzung der Erheblichkeit erfüllen, berührt allerdings nicht die Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen. Der nationale Souveränitätsvorbehalt des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV erscheint somit als die letzte Festung der Mitgliedstaaten zum Schutz der eigenen Energiepolitik vor jeglichem Kompetenzverlust. Diese Auffassung teilt auch der Rat der Europäischen Union. Er hat sich mit der Vervollständigung des Energiebinnenmarktes befasst und dabei betont, dass die Mitgliedstaaten selbstständig für ihre Versorgungssicherheit und ihren Energiemix zuständig sind. Sie sollen dennoch Gebrauch von grenzüberschreitenden Kooperationen machen, den Ausbau der Interkonnektoren nicht beeinträchtigen und die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien beachten.<sup>538</sup>

Forschungsfrage 2 lässt sich somit wie folgt beantworten: **Die Gesetzgebungskompetenz für die Integration eines Kapazitätsmechanismus liegt sowohl auf der nationalen als auch auf der supranationalen Ebene.** Allerdings muss die EU – vor Erlass entsprechender Regelungen – das Subsidiaritätsprinzip gem. Art. 5 Abs. 3 EUV wahren. Des Weiteren muss der Kapazitätsmechanismus die Voraussetzungen des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV erfüllen und einstimmig vom Rat beschlossen werden. Somit steht jedem Mitgliedstaat ein Veto zu. Unter der Annahme, dass alle Voraussetzungen erfüllt würden, stünden nationale Vorschriften hinter den europäischen Kompetenzen zurück. Da die Kommission gegenwärtig jedoch noch keinen eigenen Kapazitätsmechanismus entwickelt hat, liegen die Kompetenzen bei den Mitgliedstaaten der Europäischen Union. Die Kompetenzen ergeben sich für Deutschland aus Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 i. V. m. Art. 72 Abs. 2 GG.

Die Energiewirtschaft, die unter das Recht der Wirtschaft nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG fällt, unterliegt der konkurrierenden Gesetzgebung. Nur wenn „*die Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse [...] oder die Wahrung der Rechts- oder Wirtschaftseinheit*“ eine bundesgesetzliche Regelung erforderlich macht, darf der Bund tätig werden.<sup>539</sup> Diese

---

<sup>538</sup> Council of the European Union, Pressrelease, Completion of the Internal Energy Market (2014).

<sup>539</sup> BVerfGE 106, 62, 144 ff.



Voraussetzung liegt für die Integration von Kapazitätsmechanismen vor, denn eine autonome Regelung der Länder gefährdet zum einen die zumindest nationale Versorgungssicherheit und ist zum anderen aus technischen Gründen (Regelzonen und ein Übertragungskapazitäten) nicht vertretbar. Somit ist eine bundesgesetzliche Regelung erforderlich.<sup>540</sup>

Die Leitlinien der Europäischen Kommission enthalten bereits konkrete Anforderungen an zukünftige Kapazitätsmechanismen. Daraus ergab sich die dritte Forschungsfrage: **Welche Kriterien ergeben sich aus den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien?** Die Anforderungen umfassen:

- » **Nachweis der Berechnungsmethode zur Quantifizierung der Reserve;**
- » **wettbewerblich durch Ausschreibungen organisiert;**
- » **Kapazitätzahlungen ausschließlich für die physische Bereitstellung von Elektrizität;**
- » **Förderung von Bestandsanlagen, Neubaukraftwerken, DSM und Energiespeichern (Technologieneutralität) und einem umweltfreundlichen Ansatz nicht abträglich;**
- » **Vermeidung von Windfall-Profits und Marktmacht sowie**
- » **eine europaweite Teilnahmeberechtigung.**<sup>541</sup>

In ihren Leitlinien positioniert sich die Kommission deutlich abwehrend gegenüber nationalen Alleingängen bei der Integration von Kapazitätsmechanismen. Für sie stellen Kapazitätsmechanismen bei Nichteinhaltung der o. g. Anforderungen eine staatliche Beihilfe nach Art. 107 Abs. 1 AEUV dar.<sup>542</sup> Insofern sich in der nachfolgenden Prüfung der debattierten Kapazitätsreservemodelle herausstellt, dass diese gegen das Beihilfeverbot des Art. 107 Abs. 1 AEUV verstoßen, wäre die Bundesrepublik Deutschland verpflichtet, diese vor ihrer Integration in das Strommarktdesign der Kommission zur Notifizierung nach Art. 108 Abs. 3 AEUV vorzulegen.

---

<sup>540</sup> *Laux*, EnWZ (2015), S. 249, 254.

<sup>541</sup> *Laux*, EW (2015), S. 24, 27.

<sup>542</sup> EU-Kommission, C(2013) 7243 final, S. 5, 7 f., 14 ff. sowie EU-Kommission, IP/13/1021 (2013).



Die Europäische Kommission wird die Beihilfen für Maßnahmen zugunsten einer angemessenen Stromerzeugung in Form eines Reservemodells sodann über Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV am Maßstab der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien prüfen.<sup>543</sup> Bis zum Inkrafttreten jener Leitlinien im Juli 2014 hing die Vereinbarkeit von Kapazitätsförderungsmaßnahmen mit dem Binnenmarkt nach Ansicht der Kommission von der Prüfung der *Altmark Trans*-Kriterien für DawI – als sog. Basisszenario – ab. Seitdem müssen sich ihrer Auffassung nach staatliche Maßnahmen an den in den Leitlinien enthaltenen Vereinbarkeitskriterien messen lassen.<sup>544</sup>

Mit Hilfe der Leitlinien hat die Kommission also wesentliche Voraussetzungen der Tatbestandsmäßigkeit der Beihilfe weitgehend auf die Rechtfertigungsebene verlagert und zugleich damit die gerichtliche Überprüfbarkeit ihrer Entscheidungen deutlich reduziert. Denn bei der Prüfung der in Art. 107 Abs. 3 AEUV normierten Ausnahmen steht der Kommission ein weites Ermessen zu,<sup>545</sup> das gerichtlich nur dahingehend überprüft werden kann, ob eine offensichtlich fehlerhafte Würdigung des jeweiligen Sachverhalts oder ein Ermessensmissbrauch vorliegt.<sup>546</sup> Die Unionsgerichte dürfen die Beurteilung der Kommission nicht durch ihre eigene Beurteilung ersetzen, wenn sie die Rechtmäßigkeit der Ermessensentscheidung der Kommission überprüfen.<sup>547</sup>

Eine systematische Vorgehensweise unter Berücksichtigung der Normstruktur des Art. 107 AEUV sieht allerdings definitiv anders aus. Die Folge ist jedenfalls, dass sich die Kommission damit de facto – sofern der EuGH ihrem Normverständnis des Art. 107 AEUV vollständig folgt<sup>548</sup> – für diesen Bereich im Vergleich zur bisherigen Prüfabfolge eine wesentlich größere – da in weiten Bereichen nicht mehr gerichtlich überprüfbare – Entscheidungskompetenz zugeeignet hat. Dies erklärt im Übrigen auch, weshalb die Kommission in letzter Zeit das Vorliegen eines Beihilfetatbestands zunehmend nur noch cursorisch prüft (vgl. Entscheidung der Kommission zum britischen Kapazitätsmarkt) und im Übrigen der Schwerpunkt der eigentlichen Prüfung erst auf der Rechtfertigungsebene des Art. 107 Abs. 3 AEUV erfolgt.

---

<sup>543</sup> Vgl. EU-Kommission, C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom Electricity market reform – Capacity market, Rn. 117.

<sup>544</sup> EU-Kommission, SWD(2014) 139, S. 37; *Merkel*, Der beihilferechtliche Rahmen für Maßnahmen zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung (2015), S. 4.

<sup>545</sup> *Cremer*, in Callies/Ruffert, EUV/AEUV (2011), Art. 107 Rn. 46 AEUV m. w. N.

<sup>546</sup> EuGH, v. 22. Dezember 2008, Rs. C-333/07, Slg. 2008 I-10807 – Regie Networks, Rn. 78.

<sup>547</sup> EuGH, v. 12. Dezember 2002, Rs. C-456/00, Slg. 2002 I-11949 – Frankreich/ Kommission, Rn. 41.

<sup>548</sup> Dies bleibt abzuwarten. Siehe bereits die Klage der Bundesrepublik Deutschland gegen den Eröffnungsbeschluss der Kommission, vgl. Rs. T-134/14 – Deutschland/Kommission sowie nunmehr die Klage v. 2. Februar 2015 gegen den Beschluss v. 25. November 2014, vgl. BMWi, Klage gegen die EU-Kommission: Rechtssicherheit für EEG schaffen (2015).



Allerdings ist Großbritannien bei Vorlage seines Kapazitätsmarktes selbst davon ausgegangen, dass die durch den neuen Markt gewährte finanzielle Förderung eine Beihilfe nach Art. 107 Abs. 1 AEUV darstellt. Dieser Einschätzung folgend bejahte die Kommission die Gewährung einer Beihilfe, ohne das mögliche Vorliegen der *Altmark Trans*-Kriterien zu prüfen und wandte stattdessen von vornherein die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien an. Über die Frage, ob diese Vorgehensweise bereits im Vorhinein mit der Kommission abgestimmt worden war, kann hier nur spekuliert werden.<sup>549</sup>

In der vorliegenden Arbeit wurde jedoch nachgewiesen, dass die grundsätzliche Skepsis der Kommission gegenüber nationalen Kapazitätsmechanismen nur teilweise begründet ist. Mit der *Altmark Trans*-Entscheidung hat der EuGH eine Möglichkeit eröffnet, Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse von den Beihilfenvorschriften des Art. 107 AEUV zu befreien. Kraftwerke, die Elektrizität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bereitstellen, erbringen eine gemeinwirtschaftliche Dienstleistung. Somit lässt sich als Antwort auf die vierte Forschungsfrage festhalten: **Kapazitätsmechanismen sind nicht grundsätzlich als staatliche Beihilfe i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV zu qualifizieren.** Ob auch die weiteren *Altmark Trans*-Voraussetzungen einschlägig oder andere Kriterien des Art. 107 Abs. 1 AEUV nicht anwendbar sind wird für die debattierten Kapazitätsreservemodelle im folgenden Kapitel 5 geprüft.

Abschließend zur Frage des „Wie“ ist festzustellen, dass eine Implementierung von Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit den deutschen Gesetzgeber vor große Herausforderungen stellt. Erfüllt er sämtliche Voraussetzungen des Art. 107 Abs. 1 AEUV, ist er verpflichtet, den zukünftigen Mechanismus an die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien anzupassen. Grundsätzlich entfalten die Leitlinien als Rechtsform des Tertiärrechts gegenüber den Mitgliedstaaten keine Verbindlichkeit. Allerdings zieht die Europäische Kommission die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien bei der Prüfung der Kapazitätsmechanismen über Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV und bereits vorab in ihrer beihilferechtlichen Sektorenuntersuchung heran.<sup>550</sup> Der eigentlich unverbindlichen Leitlinie kommt somit immer mehr ein Verordnungscharakter zu. Sofern die Mitgliedstaaten aus legitimen Gründen von den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien abweichen, hat die Kommission das Recht, ein Beihilfeprüfverfahren nach Art.

<sup>549</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 197.

<sup>550</sup> Vgl. Prüfung des britischen Kapazitätsmarkts, EU-Kommission, IP/14/865 (2014); EU-Kommission, C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom Electricity market reform – Capacity market; als auch zur Sektorenuntersuchung EU-Kommission, C(2015) 2814 final; EU-Kommission, Memo/15/4892 (2015).



108 AEUV einzuleiten. Bei diesem rechtlichen Konstrukt lassen sich die Leitlinien nur bedingt als unverbindlich bewerten.<sup>551</sup>

Dagegen bestehen auf nationaler Ebene nur wenige Vorgaben und auch verfassungsrechtlich ergeben sich keine allzu großen Hürden. Trotz der festgestellten Eingriffe in die Schutzbereiche der Berufsfreiheit – Wettbewerbsfreiheit – nach Art. 12 Abs. 1 GG sowie der Eigentumsgarantie nach Art. 14 Abs. 1 GG sind diese als verhältnismäßig zu bewerten. Die Schrankenregelungen beider Grundrechte sind weitgehend identisch, sodass eine rechtmäßige Beschränkung des Art. 12 Abs. 1 GG i. d. R. auch eine legitime Beschränkung des Art. 14 Abs. 1 GG darstellt. Darüber hinaus stehen die Mechanismen im Einklang mit dem allgemeinen Gleichheitssatz nach Art. 3 Abs. 1 GG. Insbesondere Art. 7 Abs. 2 der EltRL eröffnet dem Gesetzgeber einen weitreichenden Spielraum bei der Ausgestaltung eines potenziellen Kapazitätsmechanismus.

Mit Ausnahme der Kontrahierung von neuen Kapazitäten nach § 53 EnWG und der Ermächtigungsgrundlage des § 13b Abs. 1 Nr. 2 S. 2 EnWG sind auf nationaler Ebene keine rechtlichen Vorgaben für die Kapazitätsreservemodelle vorhanden. Die Modelle sind an die eingehend erörterten Ausführungen zu Art. 107 AEUV gebunden und, falls diese Anforderungen erfüllt werden (Negativ-Voraussetzungen) an die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien. Diese Modelle werden im nächsten Kapitel geprüft. Dem Koalitionsvertrag der 18. Legislaturperiode ist zu entnehmen, dass sich die deutsche Bundesregierung der bestehenden europarechtlichen Vorgaben bewusst ist. Danach soll mittelfristig, im Einklang mit den europäischen Regelungen, ein Kapazitätsmechanismus entwickelt werden.<sup>552</sup> Ein entsprechender Verweis ist daher auch dem Strommarktgesetz zu entnehmen. So soll jenes Gesetz vor Inkrafttreten von der Europäischen Kommission notifiziert werden.<sup>553</sup>

---

<sup>551</sup> *Laux*, EW (2015), S. 24, 27.

<sup>552</sup> Deutsche Bundesregierung, Koalitionsvertrag (2013), S. 41.

<sup>553</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 68.





## E. Kapitel 5 Debattierte Kapazitätsreservemodelle

Das Bundeswirtschaftsministerium hat mit dem Weißbuch Anfang Juli 2015 eine schematische Ausgestaltung der Kapazitätsreserve vorgelegt, welche abschließend durch den Gesetzesentwurf vom 04. November 2015 mit der Kapazitäts- und Braunkohlereserve sowie der Kapazitätsreserveverordnung<sup>554</sup> konkretisiert wurde. Das Weißbuch und der Gesetzesentwurf definieren das anvisierte neue Marktdesign als Strommarkt 2.0.<sup>555</sup> Jene Bezeichnung ist jedoch irreführend, da ein Versionssprung i. d. R. mit einer umfangreichen Reform einhergeht. Statt eines vollständig neuen Marktdesigns durch einen irreversiblen, klassischen Kapazitätsmarkt wird lediglich ein Back-up zur temporären Unterstützung des Strommarktes integriert. Mit Blick auf die Beantwortung der ersten Forschungsfrage – wonach der Energy-only-Markt die langfristige Versorgungssicherheit eben nicht gewährleisten kann – ist dieses Vorhaben auch grundsätzlich zu begrüßen. Es wurde festgestellt, dass keine pauschale Notwendigkeit eines eigenständigen Kapazitätsmarktes vorliegt, da eine Anpassung anderer Stellschrauben wesentlich wirkungsvoller ist.<sup>556</sup> Dennoch ist für die Übergangszeit bis zur Anpassung der Stellschrauben ein zusätzlicher Sicherheitspuffer notwendig. Die vom BMWi vorgeschlagene Kapazitäts- und Braunkohlereserve stellt einen solchen Puffer dar. Allerdings kann das neue Marktdesign mit jener (temporären) Reserve lediglich als Strommarkt 1.1 bezeichnet werden.

Der Vollständigkeit halber werden im Folgenden neben der Kapazitäts- und Braunkohlereserve auch das Fangnetz sowie die strategische Reserve als weitere Back-up-Modelle erläutert. Zu Letzterer existieren bereits diverse ökonomische und technische Studien sowie Gutachten. Die vorliegende Arbeit behandelt jedoch im Kern die aufgeworfenen rechtlichen Fragestellungen, sodass bei der Vorstellung der Modelle überwiegend Bezug auf die Ursprungsgutachten genommen wird. Nach einer eingehenden Darstellung der Modelle werden diese spezifisch anhand der Beihilfевorschrift Art. 107 AEUV und den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien geprüft sowie verfügbare internationale Erfahrungen bewertet.

---

<sup>554</sup> BMWi, Kapazitätsreserveverordnung (2015).

<sup>555</sup> BMWi, Weißbuch (2015), S. 34 ff.

<sup>556</sup> Siehe Fazit zu Kapitel 3 Punkt VI.



## I. Strategische Reserve

### 1. *Ausgestaltung*

Die strategische Reserve weist diverse Ähnlichkeiten zur erörterten ResKV<sup>557</sup> auf. So ist ebenfalls ein zentraler Regulator – in Form eines Konsortiums der vier ÜNB – für die Kontrahierung neuer Kapazitäten verantwortlich. Diese sichern sich vertraglich den Leistungsabruf zu. Allerdings soll den ÜNB, neben der Verantwortung für die Systemsicherheit nach § 13 EnWG, nicht auch noch die alleinige Verantwortung für die Versorgungssicherheit obliegen. Daher müssen die ÜNB ihre Aufgaben weisungsgebunden und unter strenger Aufsicht des BMWi und der BNetzA erfüllen. Die beiden Behörden machen insbesondere Vorgaben zu den Marktregeln, Einsatzregeln der Kapazitäten, Genehmigung des Kapazitätsbedarfs und Vergütungsstrukturen.<sup>558</sup>

Die ausdrücklich als „*Brückenlösung*“ konzipierte strategische Reserve zielt auf die Vermeidung wirtschaftlich bedingter Stilllegungen von Bestandsanlagen ab. Die Übernahme jener Kraftwerke in die Reserve schafft Zeit, die Entwicklungen auf dem Strommarkt zu beobachten und nach Bedarf einen irreversiblen Kapazitätsmarkt zu implementieren. Teilnahmeberechtigt sind somit primär stilllegungsgefährdete Bestandskraftwerke. Dennoch sollen grundsätzlich auch Neubaukraftwerke an den Ausschreibungen teilnehmen können, jedoch erst, wenn der anvisierte Kapazitätsbedarf nicht durch Bestandsanlagen gedeckt wird oder der Standort eines Neubaukraftwerks in einer netztechnisch geeigneten Region – vorwiegend Süddeutschland – liegt. Darüber hinaus sind auch nachfrageseitige Maßnahmen wie das DSM teilnahmeberechtigt.<sup>559</sup>

Beschafft wird der genehmigte Kapazitätsbedarf in Abstimmung mit dem BMWi und der BNetzA mithilfe einer öffentlichen Ausschreibung. In Ermangelung ausreichender Kenntnisse bezüglich der Ermittlung eines angemessenen Preises für die Vorhaltung von Reservekapazitäten wird anstelle eines klassischen Ausschreibungsverfahrens eine Descending Clock Auction (DCA) durchgeführt.<sup>560</sup> Im Gegensatz zur statischen Auktion des Energiemarktes zählt die Descending Clock Auction – auch holländische Auktion genannt – zu den dynamischen Auktionen.<sup>561</sup> Der Preis wird dabei über mehrere aufeinander folgende Auktionsrunden ermittelt. In der ersten Runde beginnt der Auktionator

---

<sup>557</sup> Ausführlich siehe Kapitel 3 Punkt V.

<sup>558</sup> Consentec, *Ausgestaltung einer strategischen Reserve* (2012), S. 29 f.

<sup>559</sup> a. a. O. S. 6 f., 13; BMUB et al., *Märkte stärken, Versorgung sichern* (2013), S. 10.

<sup>560</sup> Consentec, *Ausgestaltung einer strategischen Reserve* (2012), S. 16 f., 20.

<sup>561</sup> *Krishna*, *Auction Theory* (2010), S. 179 f.



mit einem sehr hohen Preis je MW-Einheit und die Bieter nennen auf dieser Basis ihre Bereitschaft zur Kapazitätsvorhaltung. Wird die Zielmenge überschritten, da viele Bieter für einen hohen Preis Kapazitäten vorhalten können, beginnt die zweite Runde mit einem niedrigeren Preis und die Bieter nennen erneut ihre Kapazitäten. Dieser Prozess wird fortgeführt, bis die Zielmenge erreicht oder die Überkapazität zu vernachlässigen ist. Den Zuschlag erhalten alle Bieter, die Kapazitäten zum markträumenden Preis anbieten, d. h. zum Zeitpunkt, wo Angebot und Nachfrage übereinstimmen. Die Zahlungen an die Gewinner der letzten Runde entsprechen dem markträumenden Preis. Mit der Descending Clock Auction können folglich die notwendigen Reservekapazitäten zu geringen Kosten für die Allgemeinheit kontrahiert werden. Ein weiterer Vorteil ist ihre geringe Anfälligkeit für Korruption. Die gesamte Auktion ist öffentlich und die erfolgreichen Bieter sind aufgrund des Designs nicht verpflichtet, den Wettbewerbern ihre spezifischen Preisuntergrenzen für die Vorhaltung von Elektrizität offenzulegen.<sup>562</sup>

Mit Markteinführung der strategischen Reserve wird die Auktion einmalig in zwei Phasen unterteilt. In der ersten Phase wird der anvisierte Kapazitätsbedarf mit einer Vorlaufzeit von drei bis sechs Monaten ausgeschrieben, sodass ausschließlich Bestandskraftwerke teilnehmen können. In der zweiten Phase ab dem Jahr 2017 wird die Ausschreibung jährlich wiederholt, mit einer Vorlaufzeit zwischen Ausschreibung und erster möglicher Lieferstunde von z. B. drei Jahren. In dieser Phase können sowohl Bestands- als auch Neubaukraftwerke teilnehmen. Zudem besteht die Möglichkeit eine individuelle Vertragslaufzeit zu vereinbaren. Für Bestandsanlagen beträgt diese i. d. R. zwei Jahre. Zur Schaffung von Investitions- und Planungssicherheit kann die Laufzeit für Neubaukraftwerke dagegen bis zu zehn Jahren betragen.<sup>563</sup>

Im Falle eines Zuschlags dürfen die Kraftwerke der strategischen Reserve nicht mehr autonom am Energiemarkt teilnehmen, sondern ausschließlich in Knappheitssituationen nach Maßgabe der ÜNB. Für die Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft bzw. Vorhaltung der Reservekapazitäten erhalten die Betreiber zumindest ihre Fixkosten durch einen ihrem Gebot im Ausschreibungsverfahren entsprechenden Leistungspreis vergütet und darüber hinaus bei tatsächlichem Einsatz noch einen Arbeitspreis, der sich an ihren spezifischen Betriebskosten orientiert.<sup>564</sup>

---

<sup>562</sup> Maurer/Barroso (The World Bank), *Electricity Auctions* (2011), S. 9 ff.

<sup>563</sup> BMUB et al., *Märkte stärken, Versorgung sichern* (2013), S. 10 f.; Consentec, *Ausgestaltung einer strategischen Reserve* (2012), S. 11.

<sup>564</sup> Consentec, *Ausgestaltung einer strategischen Reserve* (2012), S. 18 f., 3, 13 f.; BMUB et al., *Märkte stärken, Versorgung sichern* (2013), S. 12.



Wie bereits beschrieben, weisen Spitzenlastkraftwerke die geringsten Fixkosten und höchsten Grenzkosten auf. Damit primär stilllegungsgefährdete Kraftwerke den Zuschlag erhalten, besteht eine Preisobergrenze für Bieter in Höhe der Vollkosten eines neuen Gasturbinenkraftwerks. Kraftwerke, die auch ohne strategische Reserve wirtschaftlich am Markt agieren, werden zu den Fixkosten auch die darüber hinausgehenden Gewinne am Energy-only-Markt einpreisen und daher deutlich höhere Preise in den Auktionsrunden bieten. Diese Separierung zwischen stilllegungsgefährdeten und renditeträchtigen Kraftwerken könnte durch eine No-way-back-Regelung verstärkt werden. Um Marktverzerrungen und negative Rückwirkungen auf den Strommarkt zu vermeiden, wird den an der Reserve beteiligten Anlagen eine Rückkehr zum Energy-only-Markt dauerhaft verwehrt. Jene Option wird von den Erstellern des Gutachtens ausdrücklich im Konjunktiv verwendet, da eine Einführung der No-way-back-Regelung auch zu Teilnahmehemmnissen führt und im Voraus abzuwägen ist. Stehen die kontrahierten Kraftwerke in kritischen Situationen nicht zur Verfügung, sind die Betreiber vertraglich verpflichtet Strafzahlungen zu leisten.<sup>565</sup>

Der Einsatz der strategischen Reserve erfolgt zum einen nach § 13 Abs. 1 EnWG für den Redispatch, z. B. zur Kompensation des Netzengpasses zwischen Nord- und Süddeutschland. Die Reservekraftwerke dürfen jedoch erst aktiviert werden, wenn die Leistung der am Markt verfügbaren Kraftwerke nicht ausreicht. Neben dieser temporären Problematik ist das Haupteinsatzgebiet der kontrahierten Anlagen eine ausbleibende Markträumung auf dem Day-Ahead-Spotmarkt, wenn also die Nachfrage das Angebot übersteigt. In einer solchen Situation wird die strategische Reserve mit einem Preis von 3.000 € je MW/h – technische Preisobergrenze – neue Kapazitäten zur Deckung der Nachfrage in den Spotmarkt bieten. Die Höhe dieses sog. Ausübungspreises ist erforderlich, um weiterhin Preisspitzen und somit Investitionsanreize am Energy-only-Markt zu ermöglichen. Folglich fungiert die Reserve als Sicherheitsnetz zur Vermeidung von Brown- oder Blackouts. Werden die Kraftwerke bei ausbleibender Markträumung zugeschaltet, müssen die Betreiber die erwirtschafteten Gewinne abzüglich ihrer tatsächlich angefallenen Grenzkosten an die ÜNB zurückführen. Sämtliche Erlöse der Reservekraftwerke reduzieren daher die Gesamtkosten des Modells, die von den ÜNB über Netzentgelte auf die Letztverbraucher umgelegt werden.<sup>566</sup> Zur besseren Vergleichbarkeit der debattierten Kapazitätsreservemodelle sind die Gesamtkosten im Verhältnis mit der Dimensionierung zu betrachten.

---

<sup>565</sup> Consentec, *Ausgestaltung einer strategischen Reserve* (2012), S. 18 f., 13 f., 11.

<sup>566</sup> a. a. O. S. 26 ff.; BMUB et al., *Märkte stärken, Versorgung sichern* (2013), S. 9.



Bei einem Umfang von 5 Prozent der Jahreshöchstlast<sup>567</sup>, d. h. 4 GW, beziffern die Gutachter die Gesamtkosten einer ausschließlich auf Bestandsanlagen basierenden Reserve auf ca. 140 Mio. € und einer ausschließlich auf Neubaukraftwerken basierenden Reserve auf ca. 200 Mio. € jährlich.<sup>568</sup> Die Kosten umfassen allerdings lediglich die Fixkosten. Darüber hinausgehende Grenzkosten im Falle einer Zuschaltung sind nicht einkalkuliert, da die Häufigkeit der Zuschaltung kaum abschätzbar ist.

Sind die Nord-Süd-Übertragungseingänge in Deutschland behoben und der wirtschaftliche Betrieb flexibler Spitzenlastkraftwerke zum Ausgleich der Fluktuationen der erneuerbaren Energien im Strommarkt möglich, kann die strategische Reserve jederzeit wieder abgeschafft werden. Als Brückenlösung kann mit ihr zeitnah ein ausreichender Horizont an Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Sie kann jedoch nicht die Diskussion über ein langfristiges Marktdesign ersetzen.<sup>569</sup>

Risiken bei der Implementierung einer strategischen Reserve bestehen insbesondere bei der langfristig ex ante festgelegten Höhe des Ausübungspreises. Aufgrund der Tatsache, dass der Börsenstrompreis nicht mehr über den Ausübungspreis steigen kann, stellt dieser eine faktische Preisobergrenze im Strommarkt dar.<sup>570</sup> Somit ist ein hoher Ausübungspreis für die Gewährleistung von Preisspitzen an der Strombörse essenziell. Wird der Preis allerdings zu hoch angesetzt, kommt die Reserve nur wenig zum Einsatz. Die Kraftwerke würden auch dann stillstehen, wenn ihr Einsatz kostengünstiger als z. B. DSM wäre, was zu höheren Gesamtkosten für die Letztverbraucher führt und politisch nur schwer umsetzbar ist. Dagegen führt ein zu niedriger Ausübungspreis zu einer häufigeren Zuschaltung und somit zu einer größeren Dimensionierung.<sup>571</sup> Ein jährlich neu kalkulierter Ausübungspreis hätte den Vorteil, dass sich die Reserve an aktuelle Veränderungen des Kraftwerksparks oder des Strommarktes anpassen könnte. Jedoch stünde dieses Verfahren in Widerspruch zu der langfristigen Gewährleistung der Planungs- und Investitionssicherheit für Neubaukraftwerke. Entgegen den Gutachtern, die den Auslösepreis an die technische Preisobergrenze des Day-Ahead-Spotmarktes von 3.000 € je MW/h binden, empfiehlt das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung einen Ausübungspreis von 800 € je MW/h und orientiert sich dabei am nur schwer prognostizierbaren VoLL.<sup>572</sup> Der op-

---

<sup>567</sup> Diese Betrag im Jahr 2013 ca. 80 GW, vgl. ÜNB, Bericht zur Leistungsbilanz (2014), S. 33.

<sup>568</sup> BMUB et al., Märkte stärken, Versorgung sichern (2013), S. 11, 14 f.

<sup>569</sup> Consentec, Ausgestaltung einer strategischen Reserve (2012), S. 2 ff.

<sup>570</sup> Vgl. auch *De Vries*, Utilities Policy (2007), S. 20, 25.

<sup>571</sup> Ausführlich *Elberg et al.* (EWI), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign (2012), S. 51 f.

<sup>572</sup> *Kempf/Traber*, in DIW, Wochenbericht, Sicherung der Stromversorgung (2013), S. 18.



timale Preis kann im Rahmen dieser Arbeit nicht eruiert werden, dafür wäre eine modellbasierte Analyse erforderlich. Dennoch ist anzumerken, dass der höchste Day-Ahead-Preis seit Aufzeichnung am 7. November 2006 bei 2.436,63 Euro je MW/h lag. Ob ein darüber hinausgehender Ausübungspreis zielführend ist, kann zumindest bezweifelt werden.<sup>573</sup>

## 2. *Verhältnis zur ResKV*

Die soeben dargestellte strategische Reserve und die ResKV weisen neben zahlreichen Gemeinsamkeiten zwei signifikante Unterschiede auf: Erstens erfolgt der Einsatz der strategischen Reserve, neben dem Redispatch, auch am Day-Ahead-Spotmarkt und gewährleistet somit die Versorgungs- sowie Systemsicherheit. Die ResKV steht den ÜNB hingegen ausschließlich als Redispatchmaßnahme in Süddeutschland zur Verfügung und dient daher der Systemsicherheit. Zweitens basiert die strategische Reserve mit ihrem Ausschreibungsverfahren auf einem marktbasieren Ansatz. Dagegen werden die Kapazitäten innerhalb der ResKV regulatorisch beschafft, teilweise sogar mithilfe von Zwangsmaßnahmen, § 11, 12 ResKV.

Ein weiterer Makel der ResKV ist die Vertragslaufzeit. Diese beträgt nach § 5 Abs. 1 S. 3 ResKV i. d. R. nur 24 Monate oder in begründeten Fällen auch länger, maximal jedoch bis zum 31. Dezember 2017. Die geringen Laufzeiten bieten für die Errichtung neuer Spitzenlastkraftwerke keine ausreichende Planungs- und Investitionssicherheit. Das Bundeswirtschaftsministerium möchte im Rahmen des Grünbuchs prüfen, ob die ResKV bis zum Jahr 2022 verlängert oder in eine neu zu schaffende Kapazitätsreserve integriert wird.<sup>574</sup> Eine Integration wäre beispielsweise auch in die strategische Reserve einschließlich einer temporären Regionalkomponente bis zum Abschluss des Übertragungsnetzausbaus zwischen Nord- und Süddeutschland möglich, sodass die bestehende ResKV überflüssig wird. Ebenfalls umsetzbar sind beide Modelle parallel zueinander. Zunächst schreibt die strategische Reserve die benötigten Kapazitäten marktbasieren aus und im Anschluss, sofern noch weiterer Bedarf vorhanden ist, beschaffen die ÜNB administrativ

---

<sup>573</sup> r2b energy consulting, Endbericht Leitstudie Strommarkt (2014), S. 76 kommt nach einer Marktsimulation zu dem Ergebnis, dass ausreichend Preisspitzen bereits deutlich unter 3.000 € je MW/h auftreten.

<sup>574</sup> BMWi, Grünbuch (2014), S. 29.



jene Kapazitäten für die ResKV. Dies verringert den Umfang des regulatorischen Markteingriffs.<sup>575</sup>

Das BMWi hat sich im Weißbuch gegen eine Reserve mit ergänzender Regionalkomponente und für eine Verlängerung der Netzreserve bis Ende 2023 entschieden. Eine entsprechende Befristung ist mit dem Strommarktgesetz und der neuen NetzResV sogar gänzlich verschwunden. Das BMWi wird im Jahr 2022 eine Evaluation durchführen und in diesem Rahmen prüfen, ob die NetzResV auch über 2023 hinaus notwendig ist.

### **3. *Rechtliche Bewertung***

Es stellt sich die Frage, ob die strategische Reserve im Einklang mit den europarechtlichen und den nationalen Vorgaben steht. Die folgenden Untersuchungen beziehen sich auf die eingehenden rechtlichen Erörterungen aus Kapitel 4, sodass bereits erläuterte Sachverhalte oder Fragestellungen nicht erneut problematisiert werden.<sup>576</sup>

#### **a) *Europarechtlich***

##### **(aa) *Staatliche Beihilfe, Art. 107 AEUV***

Wenn die strategische Reserve unter den Beihilfetatbestand des Art. 107 Abs. 1 AEUV fällt, ist sie nicht mit dem Binnenmarkt vereinbar. Die Europäische Kommission bewertet Kapazitätsmechanismen grundsätzlich als staatliche Intervention in den Binnenmarkt, welche unter bestimmten Voraussetzungen staatliche Beihilfen beinhalten können.<sup>577</sup> Aus diesem Grund hat sie angekündigt, die Verfahren einzelner Mitgliedstaaten auf Grundlage des Art. 107 Abs. 1 AEUV mittels einer Sektorenuntersuchung zu prüfen. Zum Bejahen einer unzulässigen Beihilfe muss die strategische Reserve nach Art. 107 Abs. 1 AEUV eine Begünstigung darstellen, aus staatlichen Mitteln gewährt werden, an bestimmte Unternehmen gerichtet sein, den Wettbewerb verfälschen und den mitgliedstaatlichen Handel beeinträchtigen. Ob diese Voraussetzungen kumulativ vorliegen wird in der nachfolgenden Prüfung untersucht.

---

<sup>575</sup> Vgl. Consentec, *Ausgestaltung einer strategischen Reserve* (2012), S. 22 f. sowie BMUB et al., *Märkte stärken, Versorgung sichern* (2013), S. 8 ff.

<sup>576</sup> Siehe Kapitel 4 Punkt II.

<sup>577</sup> EU-Kommission, IP/13/1021 (2013); EU-Kommission, C(2013) 7243 final, S. 7; EU-Kommission, ABl. 2014 Nr. C 200/01, S. 3 ff.; EU-Kommission, C(2015) 2814 final.



Zuerst muss die strategische Reserve als **Begünstigung** i. S. eines Vorteils zu identifizieren sein. Wie bereits erläutert liegt eine Begünstigung bei allen Kapazitätsmechanismen vor. Aufgrund des Marktversagens im Energy-only-Markt würde ein privater Investor gegenwärtig nicht in Reservekraftwerke investieren, da er keine Zahlungen für die bloße Vorhaltung von Elektrizität erhält. Sämtliche Ausgleichszahlungen – auch die des Fangnetzes sowie die der Kapazitäts- und Braunkohlereserve – sind somit als Begünstigung zu werten.<sup>578</sup>

Allerdings sind gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen bzw. DawI nach den Rechtsprechungen *ADBHU*, *Ferring* und *Altmark Trans* des EuGH besonders zu berücksichtigen. In seinem viel beachteten *Altmark Trans*-Urteil hat der EuGH vier Voraussetzungen entwickelt, nach denen gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen nicht als Begünstigung i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV zu werten sind.

- 1) **Betrauung und Erfüllung (definierter) gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen:** Wenn gesetzlich normiert wird, dass die ÜNB die Kraftwerksbetreiber mittels Ausschreibungsverfahren verpflichten, entspricht dies einem Hoheitsakt der öffentlichen Gewalt i. S. d. Beschlusses 2012/21/EU, sodass ein Betrauungsakt vorliegt.

Allerdings können die konkreten inhaltlichen Vorgaben zum Betrauungsakt i. S. d. Art. 4 des Beschlusses 2012/21/EU nicht vollständig aus den verfügbaren Gutachten zur strategischen Reserve entnommen werden, sodass eine abschließende Bewertung nicht möglich ist.<sup>579</sup>

Wie eingehend in Kapitel 4 erörtert, dient die strategische Reserve der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen. Diese werden jedoch nicht nur von der strategischen Reserve erfüllt, sondern von sämtlichen Modellen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch die Bereithaltung von Elektrizität im Rahmen eines Kapazitätsreservemodells.<sup>580</sup>

- 2) **Objektive und transparente Ausgleichsparameter:** Die Voraussetzungen werden bereits inzident im o. g. Betrauungsakt geprüft und können daher nicht abschließend bewertet werden.

<sup>578</sup> Vgl. Kapitel 4 Punkt II 1. e) (aa).

<sup>579</sup> Vgl. zu den inhaltlichen Vorgaben des Betrauungsakts Kapitel 4 Punkt II 1. e) (aa).

<sup>580</sup> Dies umfasst die klassischen Mechanismen (selektiv, umfassend und dezentral) sowie die drei näher erörterten Reserve Modelle (Netzreserve, strategische Reserve sowie Kapazitäts- und Braunkohlereserve).



- 3) **Nettomehrkostenprinzip:** Aufgrund des Verbotes der parallelen Teilnahme an der strategischen Reserve und dem Energy-only-Markt dürfen die Kraftwerksbetreiber ihre Leistung nicht mehr am Energiemarkt anbieten. Sämtliche Ausgleichszahlungen resultieren somit direkt aus der Bereitstellung von Reservekapazität. Dafür erhalten die Betreiber ihre Fixkosten und eventuelle Wartungskosten vergütet. Im Falle eines Einsatzes der Kraftwerke müssen erwirtschaftete Gewinne, abzüglich tatsächlich angefallener Grenzkosten, an die ÜNB zurückgeführt werden, was die Gesamtkosten des Systems verringert. Mit dieser Ausgestaltung wird das sog. Nettomehrkostenprinzip erfüllt.
- 4) **Objektiver Kostenvergleich:** Zum Schluss ist zu untersuchen, ob die Höhe der Ausgleichszahlungen einem durchschnittlichen und gut geführten Unternehmen entspricht, das vergleichbare Tätigkeiten ausübt. Die mangels Vergleichsmaßstab komplexe Benchmarking-Analyse – gegenwärtig sind noch keine anderen Kraftwerke in einem Kapazitätsmechanismus – kann unter Berücksichtigung der Vorgaben des Art. 8 der EltRL auch durch ein öffentliches „*Ausschreibungsverfahren oder hinsichtlich auf Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertiges Verfahren*“ ersetzt werden.

Der genehmigte Kapazitätsbedarf der strategischen Reserve wird in Abstimmung mit dem BMWi und der BNetzA durch eine Descending Clock Auction kontrahiert. Fraglich ist, ob dieses Verfahren im Einklang mit den europäischen sowie nationalen Vergabevorschriften steht und als „*gleichwertiges Verfahren*“ i. S. d. Art. 8 Abs. 1 der EltRL zu bewerten ist. Auf europäischer Ebene macht die Richtlinie 2014/25/EU<sup>581</sup> Vorgaben über die Vergabe von Aufträgen im Bereich der Energieversorgung. Allerdings ist die Richtlinie nach ErwGr. 9 ausdrücklich nicht auf DawI anwendbar. Da der EuGH in der *Altmark Trans*-Entscheidung lediglich auf ein Verfahren zur Vergabe öffentlicher Aufträge verweist, kann die Richtlinie dennoch zur Orientierung herangezogen werden. Art. 52 und 53 normieren Instrumente für die elektronische Auftragsvergabe. Insbesondere die elektronische Auktion nach Art. 53 entspricht im Wesentlichen der Descending Clock Auction. Auch auf nationaler Ebene ist das dynamische elektronische Verfahren in § 101

---

<sup>581</sup> Richtlinie 2014/25/EU des Europäischen Parlaments und des Rates v. 26. Februar 2014, ABl. L 94/243, über die Vergabe von Aufträgen durch Auftraggeber im Bereich der Wasser-, Energie- und Verkehrsversorgung sowie der Postdienste und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/17/EG.



Abs. 6 GWB sowie § 10 SektVO<sup>582</sup> normiert. Nach der Legaldefinition des § 101 Abs. 6 GWB ist jenes Verfahren „*ein zeitlich befristetes ausschließlich elektronisches offenes Vergabeverfahren zur Beschaffung marktüblicher Leistungen*“. Die Descending Clock Auction der strategischen Reserve ist somit vereinbar mit europäischen und nationalen Vergabevorschriften und ist gleichwertig zu einem klassischen Ausschreibungsverfahren.

Mangels Informationen, ob die strategische Reserve die inhaltlichen Vorgaben des Betrauungsaktes nach Art. 4 des Beschlusses 2012/21/EU erfüllt, ist eine abschließende Bewertung anhand der *Altmark Trans*-Entscheidung nicht möglich.<sup>583</sup> Unter der Voraussetzung, dass die inhaltlichen Vorgaben umgesetzt werden, erfüllt die strategische Reserve alle vier *Altmark Trans*-Kriterien und die Ausgleichszahlungen für die Bereitstellung von Reserveleistung würden keine Begünstigung i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV darstellen.

Ein Verstoß gegen die **Staatlichkeit der Mittel** ist allerdings naheliegend. Zwar ermöglicht das *PreussenElektra*-Urteil des EuGH eine Aufweichung der Staatlichkeit mittels einer umlagebasierten Ausgestaltung (die Kosten der strategischen Reserve sollen auf die Netzentgelte umgelegt werden), jedoch darf eine staatliche Stelle zu keinem Zeitpunkt unmittelbar oder mittelbar die Ausgleichszahlungen lenken oder kontrollieren. Im Modell der strategischen Reserve sind das BMWi als auch die BNetzA weisungsbefugt bezüglich der Markt- und Einsatzregeln, der Genehmigung des Kapazitätsbedarfs sowie der Vergütung. Auch die Ausschreibung und Beschaffung erfolgt in enger Abstimmung mit dem BMWi und der BNetzA. Der EuGH und die Kommission bejahen die Staatlichkeit der Mittel, sobald eine staatliche Stelle als Kontroll- oder Verteilungsinstanz beteiligt ist.<sup>584</sup> Bei einer so tiefgreifenden Einflussnahme staatlicher Stellen auf sämtlichen organisatorischen Stufen liegt ein Verstoß gegen die Staatlichkeit unzweifelhaft vor.

Dagegen verstößt die strategische Reserve nicht gegen die **Selektivität** des Art. 107 Abs. 1 AEUV. Die Reserve darf nach Art. 7 der EltRL legitim zwischen Bestands- und Neubaukraftwerken differenzieren. Dies ist im Rahmen des Art. 7 Abs. 2 lit. f und h steuer-

---

<sup>582</sup> Sektorenverordnung vom 23. September 2009 (BGBl. I S. 3110), die zuletzt durch Artikel 260 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

<sup>583</sup> Vgl. zu den inhaltlichen Vorgaben des Betrauungsaktes die erste *Altmark Trans* Voraussetzung in Kapitel 4 Punkt II 1. e) (aa).

<sup>584</sup> EuGH, v. 19. Dezember 2013, Rs. C-262/12, noch nicht veröffentlicht – *Vent De Colère* u.a., Rn. 25.



bar. So unterscheidet auch der bereits genehmigte britische Kapazitätsmarkt legitim zwischen Bestands- und Neubaukraftwerken sowie erneuerten Bestandsanlagen.<sup>585</sup>

Um nicht gegen das Kriterium der **Zwischenstaatlichkeit** zu verstoßen müssen an der Reserve neben nationalen auch Kraftwerke aus dem europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt teilnehmen können. Nach den Ursprungsgutachten ist dies grundsätzlich möglich, allerdings setzen die Gutachter eine europäische strategische Reserve voraus, d. h. in den Nachbarländern ist ebenfalls eine Reserve integriert.<sup>586</sup> Es stellt sich jedoch die Frage, ob eine internationale Teilnahme möglich ist, wenn lediglich Deutschland jene Reserve integriert hat. In den Gutachten wird diese Frage nicht beantwortet. Mit Blick auf den von der Kommission genehmigten britischen Kapazitätsmarkt ist es allerdings ausreichend, wenn eine entsprechende Öffnungsklausel in einem möglichen Gesetz vorhanden ist.

Da alle fünf Voraussetzungen des Art. 107 Abs. 1 AEUV kumulativ vorliegen müssen, ist ein Verstoß gegen die Staatlichkeit sowie die bei allen Kapazitätsmechanismen vorliegende **Wettbewerbsverfälschung** bei der strategischen Reserve irrelevant. Die Reserve unterliegt somit nicht der Notifizierungspflicht des Art. 108 Abs. 3 AEUV. Dies begründet jedoch keine Garantie, dass die Kommission nicht doch eine staatliche Beihilfe annimmt.

### **(bb) Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien**

Auch wenn die Europäische Kommission mangels Notifizierungspflicht nach Art. 108 Abs. 3 AEUV ihre Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien nicht mehr nach Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV auf die strategische Reserve anwenden kann, sollen die Anforderungen dennoch hilfsweise und komprimiert geprüft werden. Die Notwendigkeit einer solchen Prüfung resultiert zum einen aus dem gewandelten Beurteilungsmaßstab der Kommission, die *Altmark Trans*-Kriterien nicht mehr explizit im Rahmen der Begünstigung zu prüfen, sowie zum anderen aus der beihilferechtlichen Sektorenuntersuchung, in der ausdrücklich die Kriterien der Leitlinien herangezogen werden. Danach muss für einen zulässigen Kapazitätsmechanismus die Berechnungsmethode zur Quantifizierung der Reservegröße nachgewiesen werden, er muss wettbewerblich durch Ausschreibungen organisiert sein, Kapazitätzahlungen ausschließlich für die physische Bereitstellung von

---

<sup>585</sup> EU-Kommission, C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom Electricity market reform – Capacity market, Rn. 53 ff.

<sup>586</sup> Consentec, Ausgestaltung einer strategischen Reserve (2012), S. 21 f. sowie BMUB et al., Märkte stärken, Versorgung sichern (2013), S. 15.



Elektrizität gewähren, Bestandsanlagen, Neubaukraftwerke, DSM und Energiespeicher fördern, Windfall-Profits und Marktmacht vermeiden sowie eine europaweite Teilnahme ermöglichen.

**1) Berechnungsmethode zur Quantifizierung der Reserve:** Die Gutachter beziffern die Größe der strategischen Reserve auf 5 Prozent der Jahreshöchstlast und somit auf ca. 4 GW. Allerdings muss nach Nr. 222 der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien nachgewiesen werden, dass in Deutschland auch ein konkreter Bedarf von 4 GW besteht, um das Marktversagen des Energy-only-Markts zu korrigieren.

In ihrer Entscheidung zum britischen Kapazitätsmarkt hat die Kommission den Nachweis zur Quantifizierung der Reserve als erbracht angesehen, weil die von der britischen Regierung gezogenen Schlussfolgerungen konsistent mit den von ENTSO-E vorgelegten Analysen zur Versorgungssicherheit waren.<sup>587</sup> Es ist daher anzunehmen, dass sich die Kommission auch in Bezug auf zukünftige Beihilfeentscheidungen an den von ENTSO-E erstellten Analysen orientieren wird.<sup>588</sup>

ENTSO-E definiert die erforderliche Reservekraftwerksleistung zur Absicherung der Stromversorgung grundsätzlich mit 5 Prozent, allerdings bezogen auf die installierte Netto-Kraftwerksleistung und eben nicht – wie die Gutachter der strategischen Reserve – auf die Jahreshöchstlast.<sup>589</sup> Bei einer in Deutschland installierten Netto-Leistung von 178,8 GW im Jahr 2014<sup>590</sup> könnte die Reserve damit bis zu ca. 8,5 GW betragen.<sup>591</sup> Im Unterschied zur ENTSO-E-Empfehlung möchten die Gutachter die strategische Reserve ausdrücklich auf die Jahreshöchstlast ausrichten,

*„da durch den angestrebten Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien die installierte Gesamtkraftwerksleistung deutlich über der eigentlich abzusichernden Jahreshöchstlast liegt.“<sup>592</sup>*

Ob diese Begründung zur Erfüllung der Vorgabe der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien ausreicht, darf zumindest bezweifelt werden, denn sie entspricht nicht

<sup>587</sup> Vgl. Kommission, C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom Electricity market reform – Capacity market, Rn. 118 ff.

<sup>588</sup> Vgl. Helbig, ER (2015), 9, 12; Cosack/Laux, ER (2015), S. 190, 197 f.

<sup>589</sup> ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast, 2014 – 2030 (2014), S. 141.

<sup>590</sup> Vgl. Fraunhofer ISI, Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland.

<sup>591</sup> Cosack/Laux, ER (2015), S. 190, 198.

<sup>592</sup> BMUB et al., Märkte stärken, Versorgung sichern (2013), S. 11.



der Auffassung der Kommission, welche sich an den ENTSO-E Analysen orientiert. Da der Umfang der strategischen Reserve jedoch unterhalb der Empfehlung von ENTSO-E liegt, sollte die Europäische Kommission – welche Kapazitätsmechanismen kritisch gegenübersteht – eher mit einem Unterschreiten als mit einem Überschreiten einverstanden sein.

- 2) **Ausschreibung und Kapazitätzahlungen:** Die beiden Voraussetzungen entsprechen dem dritten (Nettomehrkostenprinzip) und vierten (objektiver Kostenvergleich) *Altmark Trans*-Kriterium und werden daher von der strategischen Reserve erfüllt.
- 3) **Technologieneutralität sowie umweltfreundlicher Ansatz:** Die Kommission verfolgt mit dem ersten Merkmal das Ziel einer möglichst geringen Wettbewerbsverfälschung auf dem Strommarkt. Sämtliche potenzielle Teilnehmer sollen daher grundsätzlich die Möglichkeit erhalten, ihre Kapazitäten am zukünftigen Marktdesign einzusetzen. Die strategische Reserve dient primär der Kapazitätserhaltung und somit der Vermeidung von wirtschaftlich bedingten Stilllegungen der Bestandsanlagen. Erst in einer zweiten, längerfristigen Ausschreibungsphase können unter bestimmten Voraussetzungen Neubaukraftwerke teilnehmen. Die Trennung der Phasen ist notwendig, um in der ersten, kurzfristigen Phase zeitnah Kapazitäten in die strategische Reserve zu überführen. Zudem ist auch das DSM bzw. Laststeuerung teilnahmeberechtigt. Dagegen werden Energiespeicher und erneuerbare Energien im Gutachten nicht aufgeführt, sodass eine Teilnahme dieser Technologien ungewiss ist. Jedoch ist ein Ausschluss der erneuerbaren Energien naheliegend, denn das Verbot zur Teilnahme am Energy-only-Markt sowie die No-way-back-Regelung wäre für diese Anlagen alles andere als zielführend. Fraglich ist, welche Folgen der Ausschluss der Energiespeicher mit sich führt. Nach dem Wortlaut der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien sollte das zukünftige Marktdesign „*Laststeuerung oder Speicherlösungen*“ berücksichtigen, sodass die Ausgestaltung der strategischen Reserve jene Voraussetzung erfüllt, Nr. 226 der Leitlinien.

Ein umweltfreundlicher Ansatz ist der strategischen Reserve nicht zu entnehmen. Da es sich hierbei jedoch nicht um eine obligatorische Voraussetzung handelt und die Reserve auch keinen der Umwelt abträglichen Ansatz verfolgt, ist dieser Punkt nicht weiter zu berücksichtigen.



- 4) Vermeidung von Windfall-Profits und Marktmacht:** Das Entstehen von Windfall-Profits wird in der strategischen Reserve über mehrere Stellschrauben vermieden. Erstens beträgt die Vertragslaufzeit für Bestandsanlagen i. d. R. nur zwei Jahre. Sie tragen somit weiterhin ein – wenn auch eingeschränktes – Geschäftsrisiko und müssen für weitere Kapazitätszahlungen regelmäßig an den Ausschreibungsverfahren teilnehmen. Zweitens dürfen die Kraftwerke ausschließlich nach Maßgabe der ÜNB eingesetzt werden und nicht mehr am Energy-only-Markt. Drittens hemmt die No-way-back-Regelung in Verbindung mit der Preisobergrenze im Ausschreibungsverfahren alle Anreize für Kraftwerksbetreiber, die wirtschaftlich am Energy-only-Markt agieren. Die strategische Reserve fungiert daher nicht als zusätzliche Einnahmequelle für die Betreiber zur Generierung von Windfalls-Profits, sondern als letzte Option zur Deckung der Fixkosten.

Im Falle von Marktmacht in der Vorhaltung von Reservekapazität begrenzt der Vergütungsmechanismus zumindest deren Ausschöpfen, denn die Kraftwerksbetreiber müssen erwirtschaftete Gewinne, die über ihren Grenzkosten liegen an die ÜNB zurückführen. Zudem ist ein Vorteil der Descending Clock Auction, dass die Bieter nicht verpflichtet sind, den Wettbewerbern ihre Preisuntergrenzen mitzuteilen. Bieter mit großen Anteilen an verfügbaren Kapazitäten können jederzeit unterboten werden. Allerdings ist die Vermeidung von Marktmacht ex ante kaum steuerbar. Das Vorliegen und tatsächliche Ausüben bedürfen immer einer umfangreichen Einzelfallprüfung. Die strategische Reserve besitzt jedoch geeignete Mittel dem Erlangen und der Ausübung von Marktmacht vorzubeugen.

- 5) Europaweite Teilnahmeberechtigung:** Diese Voraussetzung wurde bereits im Rahmen der Zwischenstaatlichkeitsprüfung nach Art. 107 Abs. 1 untersucht und kann von der strategischen Reserve erfüllt werden.

Insofern die Europäische Kommission den verringerten Umfang der strategischen Reserve, im Gegensatz zur ENTSO-E Empfehlung, akzeptiert und Kraftwerke aus dem europäischen Ausland ebenfalls die Teilnahme an der strategischen Reserve gestattet wird, steht sie im Einklang mit den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien. Kommt die Kommission aufgrund ihres gewandelten Beurteilungsmaßstabs bei der Prüfung der strategischen Reserve zu der Schlussfolgerung, dass sie eine unzulässige staatliche Beihilfe i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV darstellt und der Notifizierungspflicht des Art. 108 Abs. 3 unterliegt, kann die Reserve unter den Voraussetzungen der Leitlinien über Art. 107 Abs. 3 AEUV dennoch mit dem Binnenmarkt vereinbar sein.



## **b) National**

Auf nationaler Ebene macht lediglich Art. 3 Abs. 1 GG eine indirekte Vorgabe für sämtliche Kapazitätsmechanismen. Sollte ein Modell Präqualifikationsvoraussetzungen beinhalten, die vergleichbare Kraftwerke willkürlich ungleich und nicht vergleichbare Kraftwerke willkürlich gleich behandeln, sind diese Voraussetzungen verfassungswidrig. Wie bereits bei der Prüfung des Art. 3 Abs. 1 GG sowie der Anmerkung zu der Selektivität des Art. 107 Abs. 1 AEUV festgestellt, ist die Differenzierung der strategischen Reserve zwischen Bestands- und Neubaukraftwerken rechtmäßig nach Art. 7 Abs. 2 lit. f und h der EltRL.<sup>593</sup> Sofern sich die Präqualifikationsvoraussetzungen eines Kapazitätsreservemodells innerhalb der Vorgaben des Art. 7 Abs. 2 EltRL bewegen, ist anzunehmen, dass sie mit dem Gleichheitssatz des Art. 3 Abs. 1 GG vereinbar sind. Diese Annahme lässt sich insbesondere auf Grundlage des von der Kommission genehmigten britischen Kapazitätsmarktes begründen, der ebenfalls legitim zwischen Bestands-, erneuerten Bestands- und Neubaukraftwerken differenziert.

## **II. Fangnetz**

### **1. Ausgestaltung**

Das sog. physische Fangnetz dient der unterbrechungsfreien Versorgung der Letztverbraucher zur Vermeidung eines kontrollierten Lastabwurfs. Die im Fangnetz kontrahierten Kapazitäten werden von einem Konsortium der vier ÜNB als Ultima Ratio unmittelbar vor einer Notfallmaßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG eingesetzt. Das Modell ist in der Einsatzreihenfolge somit subsidiär gegenüber netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG. Im Falle eines auftretenden Ungleichgewichts in einzelnen Bilanzkreisen wirkt der ÜNB u. a. mit Regelenergie entgegen. Reicht dies nicht aus, droht das Ungleichgewicht auf weitere Bilanzkreise überzuspringen und ein Systembilanzproblem zu verursachen. Zur Vermeidung werden nach der Einsatzreihenfolge die verfügbaren Lasten nach der AbLaV abgeschaltet, kurzfristige Börsengeschäfte getätigt, Notreservelieferungen von benachbarten – national und international – ÜNB angefordert (zumindest im Rahmen der verfügbaren Übertragungskapazitäten) und anschließend geprüft, ob geeignete Kraftwerke der Netzreserve Leistung erzeugen können. Aufgrund der längeren Vorlaufzeiten der Reservekraftwerke greift jene letzte Maßnahme allerdings kaum. Kann

---

<sup>593</sup> Vgl. zu Art. 3 Abs. 1 GG Kapitel 4 Punkt II 2. a) (cc) und zur Selektivität Kapitel 4 Punkt II 1. e) (cc).



die akute Gefährdung der Systembilanz durch diese Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG noch immer nicht beseitigt werden, dürfen die ÜNB auf die Notfallmaßnahme eines kontrollierten Lastabwurfs nach § 13 Abs. 2 EnWG zurückgreifen. Das Fangnetz als neue § 13 Abs. 1 EnWG Maßnahme setzt genau in diesem Moment an und soll jenen Lastabwurf vermeiden.

Damit die ÜNB rechtzeitig eine Notwendigkeit zur Aktivierung des Fangnetzes erkennen, müssen sie verschiedene Indikatoren beachten, die nicht kumulativ vorliegen müssen. Diese umfassen eine fehlende Markträumung – Nachfrage übersteigt Angebot – am Day-Ahead-Spotmarkt, Preise über 3.000 € je MW/h am Intraday-Markt, eine ungenügend kontrahierte oder nahezu vollständig abgerufene Sekundär- und Minutenregelleistung sowie signifikante Abweichungen der Wetterprognosen im prognostizierten Erzeugungsfahrplan. Letzterer Indikator bezieht sich insbesondere auf eine zu hohe Vorhersage der Wind- und PV-Einspeisung.<sup>594</sup>

Die notwendigen Kapazitäten werden von den ÜNB im Rahmen eines öffentlichen Ausschreibungsverfahrens in Abstimmung mit der BNetzA beschafft. Grundsätzlich verfolgt das wie die strategische Reserve als Übergangslösung konzipierte Fangnetz einen technologieneutralen Ansatz. Teilnahmeberechtigt sind somit neben Bestands- und Neubaukraftwerken auch DSM, Energiespeicher sowie einzelne Kraftwerksscheiben. Allerdings müssen die Anlagen gewisse Präqualifikationsvoraussetzungen erfüllen. Diese sind noch nicht ausgearbeitet und bedürfen daher vor der erstmaligen Ausschreibung einen Konsultationsprozess, in dem alle Teilnahmevoraussetzungen entwickelt werden. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt bestehen lediglich Anforderungen an die vorzuhaltende Leistung der spezifischen Kraftwerke: Die Anlagenbetreiber müssen nachweisen, dass sie mindestens 5 MW Leistung vorhalten können. Ein Pooling verschiedener Kraftwerke ist ausdrücklich möglich. Darüber hinaus wird die maximale Leistung je Anlage oder Pool auf 20 Prozent der Gesamtkapazität des Fangnetzes gedeckelt. Bei einer Dimensionierung von 2,2 GW entspricht dies 440 MW.<sup>595</sup>

Mit Integration des Fangnetzes in den Strommarkt wird das erste Ausschreibungsverfahren mit einer Vorlaufzeit von ein bis zwei Jahren bis zur faktischen Lieferstunde durchgeführt. Diese Zeit kann in den weiteren Ausschreibungsrunden individuell angepasst oder sogar in mehrere zeitlich versetzte Tranchen gesplittet werden. Dabei beträgt die Vertragsdauer für sämtliche Kraftwerke zwischen einem und fünf Jahren. Eine weitere Diffe-

---

<sup>594</sup> E-bridge, Ein Beitrag zur Ausgestaltung eines Fangnetzes (2014), S. 9 ff.

<sup>595</sup> a. a. O. S., S. 14 ff.



renzung nach Anlagenalter oder Primärenergieträger ist nicht vorgesehen. Das Gutachten schlägt zudem vor, zwar eine minimale, jedoch keine maximale Vertragsdauer gesetzlich festzulegen, da Kraftwerke mit einer langer Laufzeit ihre Kapazitäten günstiger als solche mit kurzer Laufzeit anbieten könnten. Dieser Vorschlag sollte insbesondere mit Blick auf eine mögliche Abschaffung des Fangnetzes noch mit der BNetzA als auch im Konsultationsprozess mit den Kraftwerksbetreibern erörtert werden.

Hervorzuheben ist, dass die kontrahierten Kraftwerke nach Ablauf der Vertragslaufzeit wieder uneingeschränkt in den Energiemarkt zurückkehren dürfen. Eine No-way-back-Regelung ist ausdrücklich kein Bestandteil des Fangnetzes.<sup>596</sup> Jene Ausgestaltung führt jedoch zu einer Marktverzerrung und zu negativen Rückwirkungen auf den Strommarkt: So erhalten die Betreiber die Möglichkeit ihr Kraftwerk strategisch in das Fangnetz auszulagern, wenn es keine Gewinne im Energy-only-Markt erwirtschaftet. In Phasen, in denen Kraftwerksbetreiber z. B. aufgrund von Lieferengpässen und damit zusammenhängend gestiegenen Rohstoffpreisen im Energy-only-Markt nicht mehr fixkostendeckend wirtschaften, können sie ihre Anlagen temporär im Fangnetz parken, bis sich die Situation wieder verbessert hat. Diese Kraftwerke hätten daher gegenüber Anlagen, die keinen Zuschlag im Ausschreibungsverfahren erhalten haben, einen deutlichen Wettbewerbsvorteil bei der Rückkehr in den Markt. Während die Anlagen im Energy-only-Markt womöglich Verluste erwirtschaften – beispielsweise wegen gestiegener Rohstoffpreise – erwirtschaften die Kraftwerke im Fangnetz weiterhin zumindest ihren Deckungsbeitrag.

Erlangen die Betreiber im Ausschreibungsverfahren einen Zuschlag, dürfen sie auch in diesem Kapazitätsreservemodell ausschließlich nach Maßgabe der ÜNB nach § 13 Abs. 1 EnWG und nicht mehr autonom am Energiemarkt teilnehmen. Für den Einsatz im Fangnetz erhalten sie dauerhaft ihre Fix-, Wartungs- und Vorwärmekosten erstattet. Letztere fallen an, wenn die Kraftwerke auf Geheiß der ÜNB vorgewärmt, jedoch nicht aktiviert werden. Diesen Kostenblock preisen die Betreiber in ihre Gebote im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens ein. Darüber hinaus bekommen sie auch ihre spezifischen Grenzkosten bei einer Aktivierung des Fangnetzes erstattet.<sup>597</sup> Im Gegensatz zur strategischen Reserve ist eine Preisobergrenze für das Ausschreibungsverfahren nicht vorgesehen.

Eine Besonderheit stellt die Finanzierung des Fangnetzes dar. Der soeben aufgeführte Kostenblock für die reine Bereitstellung der Kapazitäten wird auf die ÜNB umgelegt, welche diese über Netzentgelte an die Letztverbraucher weiterreichen. Allerdings müssen

---

<sup>596</sup> a. a. O. S., S. 19 f.

<sup>597</sup> a. a. O. S., S. 21 ff.



die beim Einsatz entstehenden Kosten – Grenzkosten – von den BKV getragen werden, die in ihren Bilanzkreisen ein negatives Bilanzungleichgewicht und somit die Aktivierung des Fangnetzes verursachen. Derzeit müssen die BKV bei einem Bilanzungleichgewicht und dem damit verbundenen Einsatz von Regelenergie durch den zuständigen ÜNB den reBAP zahlen.<sup>598</sup> Bei Aktivierung des Fangnetzes würde sich der reBAP automatisch auf den Fangnetzaktivierungspreis (FAP) erhöhen. Der FAP entspricht dem nur schwer prognostizierbaren VoLL und wird von den Erstellern des Gutachtens mit 15.000 € je MW/h beziffert. Sämtliche Bilanzkreise, die zum Zeitpunkt der Aktivierung des Fangnetzes eine negative Abweichung aufweisen, müssen den FAP für die folgende viertelstündige Abrechnungsperiode über die Bilanzkreisabrechnung zahlen. Dagegen erhalten alle BKV, deren Verbraucher weniger Strom nachgefragt als besorgt haben, d. h. eine positive Abweichung vorweisen, eine Vergütung auf Basis des FAP.<sup>599</sup> Fraglich erscheint bei dieser Ausgestaltung zum einen, welche Folgen es hätte, wenn alle BKV ihren Bilanzkreis dauerhaft überdecken um die pönalisierende Wirkung des FAP zu umgehen. In einem solchen Fall müssten die ÜNB mit negativer Regelenergie entgegenwirken. Jedoch werden kaum ausreichend Speicherkapazität oder abschaltbare Lasten vorhanden sein. Zum anderen erhalten die BKV die Bilanzkreisabrechnung je Liefermonat erst mehrere Wochen verzögert. Die ÜNB haben hierfür nach § 8 Abs. 2 S. 5 StromNZV bis zu zwei Monate Zeit. Folglich besteht für die BKV lange Ungewissheit, ob und in welchem konkreten Umfang – Anzahl MW/h mit 15.000 € – sie ggf. mittels des FAP pönalisiert wurden.

Die Gewinne aus dem FAP werden von den ÜNB zur Reduzierung der Gesamtkosten des Modells verrechnet. Die Gesamtkosten des Fangnetzes sind zur besseren Vergleichbarkeit mit den beiden anderen Kapazitätsreservemodellen im Verhältnis zur Dimensionierung zu bewerten. Wie bereits erwähnt, beträgt die Gesamtkapazität des Fangnetzes ca. 2,2 GW. Diese Kapazität wird schätzungsweise Kosten i. H. v. 90 Mio. € jährlich verursachen. Allerdings beruhen die Schätzungen auf einem Fangnetz, das ausschließlich aus Gasturbinenkraftwerken besteht.<sup>600</sup> Jene Kraftwerke weisen die geringsten Fixkosten auf und stellen nicht den verfolgten umfassenden Ansatz des Fangnetzes über die gesamte Kraftwerkslandschaft dar. Daher scheinen die prognostizierten 90 Mio. € jährlich als zu gering angesetzt und sind als untere Grenze der Gesamtkosten zu bewerten. Wie bei der

---

<sup>598</sup> Ausführlich über die Funktionsweise des BKV und des reBAP siehe Kapitel 2 Punkt II.

<sup>599</sup> E-bridge, Ein Beitrag zur Ausgestaltung eines Fangnetzes (2014), S. 18, 25 ff.

<sup>600</sup> a. a. O. S., S. 22.



strategischen Reserve sind die Grenzkosten mangels Kenntnis über die tatsächliche Aktivierung des Fangnetzes nicht einkalkuliert.

Neben nationalen Kraftwerken dürfen unter bestimmten Voraussetzungen auch ausländische Anlagen am Fangnetz teilnehmen. Dazu muss einerseits sichergestellt sein, dass die Kapazitäten der Interkonnektoren in das Herkunftsland des Kraftwerks nicht limitierend wirken und bei einer Aktivierung notwendige Fangnetzleistung blockieren. Andererseits muss das Herkunftsland den Export garantieren, selbst wenn es kurz vor einem eigenen Lastabwurf steht.

Ist festzustellen, dass die BKV ihre Bilanzkreise – aufgrund der strengen Pönale des FAP – dauerhaft ausgeglichen bewirtschaften und das Fangnetz daher überflüssig wird, kann es als temporäre Absicherungsmaßnahme jederzeit reduziert oder vollständig aus dem Energy-only-Markt entfernt werden.<sup>601</sup>

## 2. *Verhältnis zur ResKV*

Die Kraftwerke der ResKV agiert in der zeitlichen Reihenfolge vor dem Fangnetz. Erst wenn geografisch geeignete Kapazitäten der ResKV vollständig aufgebraucht sind, wird im nächsten Schritt zur Vermeidung eines kontrollierten Lastabwurfs das Fangnetz aktiviert. Dennoch soll es möglich sein, dass Kraftwerke zeitgleich an der Netzreserve als auch am Fangnetz teilnehmen. Bei jener parallelen Teilnahme muss sichergestellt werden, dass die Kraftwerke auch bei Aktivierung des Fangnetzes nicht bereits in der Netzreserve ausgelastet sind.<sup>602</sup>

In Ermangelung weiterer Erläuterungen stellt sich die Frage nach der konkreten Ausgestaltung. Die Kraftwerke der Netzreserve dürfen nach §§ 2 Abs. 2, 7 Abs. 1 ResKV lediglich bei Frequenz-, Spannungs- oder Stabilitätsproblemen des Übertragungsnetzes durch Engpässe eingesetzt werden, nicht aber bei einem Systembilanzproblem.<sup>603</sup> Dagegen wird das Fangnetz ausschließlich bei einem Systembilanzproblem aktiviert. Wichtig ist die Differenzierung zwischen Systembilanzproblem und Netzengpass. Ein Systembilanzproblem muss nicht notwendigerweise mit einem Netzengpass einhergehen. Bei einem Systembilanzproblem ist nicht ausreichend Leistung im System, sodass Angebot und Nachfrage unausgeglichen sind. Dagegen ist bei einem Engpass zwar ausreichend Leis-

---

<sup>601</sup> a. a. O. S., S. 14 f., 2.

<sup>602</sup> a. a. O. S., S. 10 f.

<sup>603</sup> Deutsche Bundesregierung, Begründung zur Reservekraftwerksverordnung (2013), S. 16.



tung vorhanden, allerdings können sich Angebot und Nachfrage aufgrund des Engpasses nicht finden.<sup>604</sup> So kann ein Systembilanzproblem durch mehrere unterdeckte Bilanzkreise entstehen, ohne dass ein Netzengpass besteht und die Netzreserve aktiviert werden muss. In diesen Fällen kann die Netzreserve ebenfalls als Fangnetz agieren. Grundsätzlich hat der Übertragungsengpass zwischen Nord- und Süddeutschland als Flaschenhals eine limitierende Wirkung. Er steht somit im Mittelpunkt der Betrachtung. Die im Rahmen der Netzreserve kontrahierten Kraftwerke stehen alle südlich der Mainlinie. Besteht somit unterhalb der Linie ein Systembilanzproblem, aufgrund unausgeglichener Bilanzkreise, können die Reservekraftwerke der ResKV die Fangnetz Tätigkeit übernehmen, allerdings nur, wenn ein Systembilanzproblem und ein Netzengpass nicht gleichzeitig auftreten.

### 3. *Rechtliche Bewertung*

Fraglich ist, ob die Ausgestaltung des Fangnetzes mit den europarechtlichen und nationalen Vorgaben harmoniert. Der wesentliche Unterschied zur Prüfung der strategischen Reserve liegt in der inhaltlichen Ausgestaltung des Fangnetzes. Dies betrifft insbesondere das Auswahlverfahren, die Vertragslaufzeiten und die fehlende No-way-back-Regelung. Da der Rahmen der nachfolgenden Prüfung exakt dem der strategischen Reserve entspricht, wird auf einleitende Erläuterungen verzichtet.

#### a) *Europarechtlich*

##### (aa) **Staatliche Beihilfe, Art. 107 AEUV**

Wie auch bei den anderen Kapazitätsreservemodellen stellen die Ausgleichszahlungen für die Bereithaltung von Reserveleistung grundsätzlich eine **Begünstigung** i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV dar. Allerdings hat der EuGH in der *Altmark Trans*-Entscheidung besondere Kriterien entwickelt, nach denen Ausgleichszahlungen für die Erbringung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen keine Begünstigung darstellen.

- 1) **Betrauerung und Erfüllung (definierter) gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen:** Wie bereits eingehend erörtert, stellt das Ausschreibungsverfahren, sofern die ÜNB hierzu gesetzlich verpflichtet werden, einen hoheitlichen Betrauungsakt

---

<sup>604</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 191.



dar.<sup>605</sup> Allerdings sind für die Gutachter das Ausschreibungsverfahren sowie das Auswahlverfahren gleichrangig, sodass sie beide Alternativen zur Beschaffung neuer Kapazitäten vorschlagen.<sup>606</sup> Wird die Verpflichtung der ÜNB zur Kontrahierung der Reservekraftwerke mittels Auswahlverfahren gesetzlich normiert, kann das Auswahlverfahren ebenfalls legitim als hoheitlicher Betrauungsakt bezeichnet werden.

Zwar können dem Gutachten die Dauer der Verpflichtung, Vermeidung von Überkompensationen in Form des Teilnahmeverbots am Energy-only-Handel sowie im Ansatz die Parameter für die Berechnung der Ausgleichszahlungen entnommen werden, dennoch fehlen die übrigen inhaltlichen Vorgaben des Betrauungsakts nach Art. 4 des Beschlusses 2012/21/EU, sodass eine abschließende Bewertung nicht möglich ist.

Trotz der Einordnung des Fangnetzes als Instrument nach § 13 Abs. 1 EnWG und somit als Maßnahme zur Unterstützung der Systemsicherheit, erbringt das Fangnetz eine gemeinwirtschaftliche Verpflichtung. Dies ist mit der untrennbaren Verbundenheit von Systemsicherheit und Versorgungssicherheit begründbar.

- 2) **Objektive und transparente Ausgleichsparameter:** Die Voraussetzungen werden bereits inzident im o. g. Betrauungsakt geprüft und können daher nicht abschließend bewertet werden.
- 3) **Nettomehrkostenprinzip:** Die Kraftwerksbetreiber dürfen nicht mehr autonom am Energiemarkt teilnehmen. Für den Einsatz im Fangnetz erhalten sie ihre Fix-, Wartungs- und Vorwärmekosten erstattet, die sie bereits in die Gebote im Ausschreibungsverfahren einpreisen. Bei Aktivierung des Fangnetzes bekommen die Betreiber zudem ihre spezifischen Grenzkosten vergütet. Zusätzliche Renditen durch den FAP sind an die ÜNB zurückzuführen. Jene Aktivierungskosten des FAP i. H. v. 15.000 € je MW/h werden nicht sofort über die Netzentgelte auf die Letztverbraucher umgelegt, sondern sind von den für die Aktivierung verantwortlichen BKV an die ÜNB zu zahlen. Die ÜNB reduzieren mit diesen Pönalen die Gesamtkosten des Fangnetzes. Diese Ausgestaltung erfüllt somit das Nettomehrkostenprinzip.

---

<sup>605</sup> Vgl. Kapitel 4 Punkt II 1. e) (aa).

<sup>606</sup> Vgl. E-bridge, Ein Beitrag zur Ausgestaltung eines Fangnetzes (2014), S. 23.



- 4) **Objektiver Kostenvergleich:** Den Kostenvergleich in Form einer Benchmarking-Analyse würde das Fangnetz mit der zulässigen Verwendung eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens umgehen. Dagegen ersetzt ein administratives Auswahlverfahren die Analyse nicht, denn nach Art. 8 der EltRL, welcher konkrete Vorgaben zum Ausschreiben neuer Kapazitäten enthält, müssen die Kapazitäten durch ein öffentliches „*Ausschreibungsverfahren oder hinsichtlich auf Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertiges Verfahren*“ beschafft werden. Unter einem gleichwertigen Verfahren ist, wie im Rahmen der strategischen Reserve untersucht wurde, beispielsweise die Descending Clock Auction zu verstehen. Jedoch handelt es sich bei einem administrativen Auswahlverfahren, in diesem die ÜNB in bilateralen Verhandlungen die Reservekapazitäten beschaffen, nicht um ein hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertiges Verfahren zum wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren. Insbesondere, da der wettbewerbliche Aspekt und den damit einhergehenden niedrigen Kosten für die Allgemeinheit – die Kraftwerksbetreiber versuchen mit niedrigeren Geboten als die Mitbieter den Zuschlag zu erhalten – bei dem Auswahlverfahren vollständig fehlt. Jenes Kriterium der „*geringsten Kosten für die Allgemeinheit*“ ist ein Grundprinzip der *Altmark Trans* Entscheidung.<sup>607</sup>

Nur wenn zum einen alle inhaltlichen Vorgaben des Betrauungsakts berücksichtigt werden und zum anderen die Kontrahierung neuer Kapazitäten mithilfe eines öffentlichen Ausschreibungsverfahrens anstelle eines administrativen Auswahlverfahrens erfolgt, steht das Fangnetz im Einklang mit den *Altmark Trans*-Kriterien. Andernfalls stellen die Ausgleichszahlungen für das Vorhalten von Reserveleistung eine Begünstigung i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV dar.

Problematisch erweist sich auch beim Fangnetz die **Staatlichkeit**. Nach dem Gutachten wird der Kapazitätsbedarf in Abstimmung mit der BNetzA beschafft. Diese vage Formulierung lässt keine Schlussfolgerung zu, ob die BNetzA als staatliche Stelle faktisch als Kontroll- oder Verteilungsinstanz unmittelbar oder mittelbar beteiligt ist. Aufgrund der engen Auslegung der Kommission bei diesem Merkmal ist anzunehmen, dass zumindest für sie die Staatlichkeit erfüllt ist.

Ein Verstoß gegen die **Selektivität** und die **Zwischenstaatlichkeit** des Art. 107 Abs. 1 AEUV ist nicht ersichtlich. Das technologieneutral ausgestaltete Fangnetz stellt lediglich

---

<sup>607</sup> EuGH, v. 24. Juni 2003, Rs. C-280/00, Slg. 2003, I-07747 – *Altmark Trans* und Regierungspräsidium Magdeburg, Rn. 93.



Teilnahmevoraussetzungen an die minimale und maximale Anlagengröße. Nach Art. 7 Abs. 2 lit. h der EltRL können Kriterien an die technische Leistungsfähigkeit gestellt werden, worunter auch die Anlagengröße zu subsumieren ist. Dies resultiert aus der Gefahr möglicher Kraftwerksausfälle. Stellt ein einziges Kraftwerk 1 GW Leistung bereit – die Gesamtkapazität des Fangnetzes beträgt lediglich 2,2 GW – und ist aufgrund von unvorhersehbaren Störungen nicht verfügbar, verliert das gesamte Fangnetz seine sichernde Wirkung. Darüber hinaus ermöglicht das Fangnetz grundsätzlich auch die Teilnahme ausländischer Kraftwerke, knüpft dies jedoch an die Voraussetzungen, dass die Kapazitäten der Interkonnektoren ausreichend ausgebaut sind und die ausländischen Kraftwerke unter allen Umständen – z. B. auch bei einem Engpass im eigenen Land – ihre Lieferverpflichtungen nach Deutschland erfüllen. Insbesondere die zweite Vorgabe verlangt, dass die ausländischen Kraftwerksbetreiber ihre kontrahierten Kapazitäten jederzeit für den Fall einer Aktivierung des Fangnetzes bereithalten und nicht anderweitig vermarkten.

Da jedoch alle fünf Voraussetzungen kumulativ vorliegen müssen, damit von einer staatlichen Beihilfe auszugehen ist, kann sich das Fangnetz bei ordnungsgemäßer Ausgestaltung dem Art. 107 Abs. 1 AEUV sowie der Notifizierungspflicht des Art. 108 Abs. 3 AEUV entziehen.

### **(bb) Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien**

Mangels Einschlägigkeit des Art. 107 Abs. AEUV auf das Fangnetz kann die Kommission die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien nicht mehr im Rahmen ihrer Notifizierungspflicht über Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV heranziehen. Analog zur strategischen Reserve sollen die Vorgaben der Leitlinien dennoch hilfsweise mit Blick auf die Sektorenuntersuchung geprüft werden.

- 1) **Berechnungsmethode zur Quantifizierung der Reserve:** Die Kommission orientiert sich bei der Quantifizierung eines Kapazitätsmechanismus an den Analysen von ENTSO-E, welche ihre Empfehlung von 5 Prozent auf die installierte Nettokraftwerksleistung beziehen. Im Gegensatz dazu bemisst sich die Kapazität des Fangnetzes an der Höhe des zu erwartenden Lastabwurfs, da das Fangnetz ebene jene kontrollierte Lastabschaltung vermeiden soll. Diese Höhe ist jedoch *„nur mit sehr hohen Unsicherheiten zu prognostizieren.“* Deshalb ziehen die Gutachter zur Dimensionierung des Fangnetzes die Höhe der Sekundärregelung sowie der Minu-



tenreserve heran und legen die Kapazität auf 50 Prozent deren Höhe (folglich 2,2 GW) fest.<sup>608</sup>

Die Orientierung an der Regelenenergie ist durchaus nachvollziehbar, denn im Falle einer Abweichung von der prognostizierten Einspeiseleistung durch beispielsweise einen kurzfristigen Kraftwerksausfall oder Fluktuationen der erneuerbaren Energien dient die positive Regelenenergie der Vermeidung eines Lastabwurfs. Ob der Europäischen Kommission dieser Nachweis zur Erfüllung der Nr. 222 der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien genügt, kann an dieser Stelle nicht beantwortet werden.

- 2) **Ausschreibung und Kapazitätzahlungen:** Die beiden Voraussetzungen entsprechen dem dritten (Nettomehrkostenprinzip) und vierten (objektiver Kostenvergleich) *Altmark Trans*-Kriterium und können daher erfüllt werden, wenn das Fangnetz mit einem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren ausgestaltet wird.
- 3) **Technologieneutralität sowie umweltfreundlicher Ansatz:** An dem technologieneutralen Fangnetz sind neben Bestands- und Neubaukraftwerken auch DSM, Energiespeicher und Kraftwerksscheiben teilnahmeberechtigt. Bei Letzterem handelt es sich um einen gewissen Leistungsanteil der Stromerzeugung eines Kraftwerks. Die Anlage muss nicht mit ihrer gesamten installierten Leistung am Fangnetz teilnehmen, sondern kann lediglich einen bestimmten Anteil verpflichten. Mit der übrigen Leistung kann das Kraftwerk weiterhin am Energy-only-Handel teilnehmen. Somit ist das Kriterium der Technologieneutralität erfüllt.

Das Fangnetz verfolgt weder einen umweltfreundlichen noch einen der Umwelt abträglichen Ansatz, sodass jener Punkt nicht weiter zu berücksichtigen ist.

- 4) **Vermeidung von Windfall-Profits und Marktmacht:** Ähnlich zum Ausschreibungs- oder Auswahlverfahren bestehen auch bei der Vertragslaufzeit verschiedene Ansätze. Zwar wird eine Dauer von einem bis fünf Jahren vorgeschlagen, jedoch favorisieren die Gutachter aus ökonomischen Gründen lediglich die Einführung einer minimalen Laufzeit. Die maximale Vertragsdauer wird anschließend individuell verhandelt. Ohne eine gesetzlich normierte Höchstgrenze – die Anlagen können nach Vertragsende erneut am Ausschreibungsverfahren teilnehmen – wird den Betreibern jegliches Geschäftsrisiko genommen. Erhalten sie einen Zu-

---

<sup>608</sup> Vgl. E-bridge, Ein Beitrag zur Ausgestaltung eines Fangnetzes (2014), S. 20 f.



schlag zur Teilnahme am Fangnetz, können sie bei entsprechend langer Laufzeit ihre Kraftwerke komplett refinanzieren, ohne nochmals am Ausschreibungsverfahren zu bieten und sich an derweil kostengünstigeren Konkurrenten messen zu müssen. Natürlich stehen Neubaukraftwerken zur Gewährleistung der Planungs- und Investitionssicherheit längere Vertragslaufzeiten zu. Allerdings unterscheidet das Gutachten nicht nach Anlagenalter o. ä., sodass die Laufzeiten aller Anlagen individuell verhandelt werden müssen. Somit ist festzuhalten, dass das Fangnetz ohne eine maximale Vertragslaufzeit es den Kraftwerksbetreibern ermöglicht, ihr übliches Geschäftsrisiko einer Wirtschaftstätigkeit auszugleichen. Da dies jedoch in Widerspruch zu Nr. 49 der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien steht, ist diese Ausgestaltung nicht mit den genannten Leitlinien vereinbar.<sup>609</sup>

Im Gegensatz zu den Windfall-Profits kann die Vertragsdauer mit der vorgeschlagenen Laufzeit von einem bis fünf Jahren auch leitlinienkonform umgesetzt werden. In diesem Fall steht das Fangnetz in Einklang mit Nr. 49 der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien. Mangels No-way-back-Regelung dürfen die Kraftwerke nach Ablauf der Vertragslaufzeit wieder uneingeschränkt am Energiemarkt teilnehmen. Dies führt, wie bereits ausgeführt, zu Marktverzerrungen und Wettbewerbsvorteilen.<sup>610</sup> Die Ausgleichszahlungen stellen für die Kraftwerksbetreiber einen unerwarteten und nicht eingeplanten Gewinn – möglicherweise zur Überbrückung von Erlösausfällen im Energy-only-Markt – dar, der ohne eine Änderung der Marktlage nicht eingetreten wäre. Dies ist folglich ein Musterbeispiel für das Vorliegen von Windfall-Profits.

Die Prüfung der Marktmacht ist ex ante kaum möglich und bedarf einer umfangreichen Einzelfallprüfung. Eine Preisobergrenze im Ausschreibungsverfahren würde jedoch wie bei der strategischen Reserve das Marktmachtpotenzial nochmals verringern.

- 5) **Europaweite Teilnahmeberechtigung:** Diese Voraussetzung wurde bereits im Rahmen der Zwischenstaatlichkeitsprüfung nach Art. 107 Abs. 1 untersucht und wird vom Fangnetz erfüllt.

Abschließend ist festzuhalten, dass das Fangnetz aufgrund der Gewährung von Windfall-Profits sowie des Ausgleichs des üblichen Geschäftsrisikos nicht mit den Umwelt- und

---

<sup>609</sup> Vgl. dazu ausführlich Kapitel 4 Punkt II 1. d) (dd).

<sup>610</sup> Vgl. Kapitel 5 Punkt II 1.



Energiebeihilfeleitlinien harmoniert. Selbst wenn die Vertragslaufzeit gesetzlich begrenzt wird und somit das Geschäftsrisiko wieder eingeschränkt vorhanden ist, stellt die fehlende No-way-back-Regelung ein substantielles Element des Fangnetzes dar. Ohne diese No-way-back-Klausel sind Windfall-Profits nicht vermeidbar. Kommt die Europäische Kommission bei der beihilferechtlichen Prüfung des Fangnetzes zu dem Ergebnis, dass es gegen Art. 107 Abs. 1 AEUV verstößt und der Notifizierungspflicht des Art. 108 Abs. 3 unterliegt, ist das Fangnetz unter den Vorgaben der Leitlinien über Art. 107 Abs. 3 AEUV nicht mit dem Binnenmarkt vereinbar.

### **b) National**

Bezüglich der potenziellen Ermächtigungsgrundlage des § 53 EnWG sowie dem Gleichheitssatz des Art. 3 Abs. 1 GG ist auf die bestehenden Ausführungen zu verweisen. Werden die notwendigen Kapazitäten des Fangnetzes durch ein öffentliches Ausschreibungsverfahren und nicht durch ein Auswahlverfahren beschafft, sind die Voraussetzungen des § 53 EnWG erfüllt.

Die Teilnahmevoraussetzungen der minimalen und maximalen Angebotsgröße im Ausschreibungsverfahren beruhen auf Art. 7 Abs. 2 lit. h der EltRL. Damit ist der Gleichheitssatz des Art. 3 Abs. 1 GG gewahrt.

## **III. Kapazitäts- und Braunkohlereserve<sup>611</sup>**

Bei der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des Weißbuchs skizzierten sowie im Gesetzesentwurf konkretisierten Kapazitäts- und Braunkohlereserve in § 13e und § 13g EnWG-E handelt es sich teilweise um eine modifizierte Version des bereits dargestellten Fangnetzes. Zusätzlich zum Strommarktgesetz hat das BMWi am 04. November 2015 eine Kapazitätsreserveverordnung (KapResV)<sup>612</sup> veröffentlicht, die die Beschaffung, die Teilnahmevoraussetzung, den Einsatz und die Abrechnung der Kapazitätsreserve regelt, § 1 KapResV.

---

<sup>611</sup> Teile des folgenden Abschnitts und der Unterabschnitte wurden vorab veröffentlicht in: *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190 ff.

<sup>612</sup> BMWi, Kapazitätsreserveverordnung (2015).



## 1. *Ausgestaltung*

Wesentliches Ziel der Kapazitäts- und Braunkohlereserve ist einerseits eine zusätzliche Absicherung des Strommarktes 2.0 durch die Vorhaltung von Stromerzeugungskapazitäten während der Übergangsphase bis Mitte der 2020er Jahre und andererseits die Erreichung der nationalen Klimaschutzziele.<sup>613</sup> Für den – laut Weißbuch – „*unwahrscheinlichen Fall*“, dass es nicht zur Deckung von Angebot und Nachfrage kommt, soll den ÜNB der Einsatz der Reservekraftwerke als letzte Maßnahme zur Vermeidung eines kontrollierten Lastabwurfs zur Verfügung stehen, § 27 Abs. 1 KapResV.<sup>614</sup> Diese Ausgestaltung entspricht damit der Einsatzreihenfolge des Fangnetzes. Um die Reihenfolge auch gesetzlich zu verankern, wird der Einsatz der beiden Reserven (Netzreserve sowie Kapazitätsreserve) als neue § 13 Abs. 1 EnWG Maßnahme in § 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG-E normiert. Allerdings wird lediglich die neue Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG-E als Systemdienstleistung zur Vermeidung eines kontrollierten Lastabwurfs eingesetzt, § 25 Abs. 1 KapResV. Die Braunkohlereserve nach § 13g EnWG-E ist von der Kapazitätsreserve getrennt zu betrachten und stellt eine eigenständige Reserve dar.

So aktivieren die ÜNB nach § 26 Abs. 1 KapResV bei ausbleibender Markträumung am Day-Ahead-Strommarkt ausschließlich die Kapazitätsreserve. Die Betreiber fahren sodann ihre Kraftwerke in Bereitschaft. Dieser Vorgang ist vergleichbar mit dem Starten des Motors bei einem Auto, ohne jedoch loszufahren. Erst wenn eine Nachjustierung auch am Tag des erwarteten Defizits über den Intraday-Markt, trotz freier Preisbildung mit hohen Preisspitzen, nicht möglich ist, wird die Reserve von den ÜNB eingesetzt.<sup>615</sup> Das Auto setzt sich in Bewegung. Die Kapazitätsreserve wird somit nur im Falle eines Leistungsbilanzdefizites infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage (Stromeinspeisung und Stromentnahme) an den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund eingesetzt, was die Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bewirkt, § 13e Abs. 1 EnWG-E.

Dagegen stellt sich die Frage, für welchen Einsatz die Braunkohlereserve mit einer Vorlaufzeit von 240 Stunden – 10 Tagen – gem. § 13g Abs. 3 Nr. 1 EnWG-E bis zur Betriebsbereitschaft konzipiert ist. Nach § 13g Abs. 2 EnWG-E stehen die Braunkohlekraftwerke ausschließlich den ÜNB nach Maßgabe eines neu zu schaffenden § 1 Abs. 6 der Elektrizitätssicherungsverordnung (EltSV) zur Verfügung. Dieser besagt, dass die ÜNB

---

<sup>613</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 117.

<sup>614</sup> BMWi, Weißbuch (2015), S. 81; *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190.

<sup>615</sup> BMWi, Weißbuch (2015), S. 80 f.; *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190.



*„zur Deckung des lebenswichtigen Bedarfs an Elektrizität [...] berechtigt und verpflichtet [sind], die Gefährdung oder Störung nach Maßgabe des § 13g Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes durch den Abruf von stillzulegenden Anlagen [...] zu beseitigen“*

haben.<sup>616</sup> Aus der Begründung des Strommarktgesetzes ist zu entnehmen, dass die Braunkohlereserve länger andauernde, unvorhersehbare Extremsituationen absichern soll. Zu diesen zählt beispielsweise ein Kühlwassermangel von Kraftwerken aufgrund hoher Temperaturen und damit einhergehenden niedrigen Pegelständen.<sup>617</sup> Die Kraftwerke der Braunkohlereserve agieren folglich als Ultima Ratio Absicherung der Kapazitätsreserve und somit als Absicherung der Absicherung. Ab Eintritt in die Reserve gelten sie daher als vorläufig stillgelegt.

Neben dem Einsatz der Kapazitätsreserve obliegt gem. § 6 KapResV auch die Beschaffung der notwendigen Kraftwerkskapazitäten ausschließlich den vier ÜNB. In diesem Zusammenhang ist ebenfalls eine Differenzierung zwischen der Kapazitäts- und der Braunkohlereserve notwendig. In der **Kapazitätsreserve** erfolgt die Kontrahierung der Reservekraftwerke nach § 13e Abs. 2 EnWG-E, § 6 KapResV durch ein wettbewerbliches und technologieneutrales Ausschreibungsverfahren *„oder eines diesem hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertigen wettbewerblichen Verfahrens.“*<sup>618</sup> Die ÜNB führen jenes Beschaffungsverfahren erstmals im Jahr 2016 und danach in regelmäßigen Abständen durch. Dabei wird der Umfang der Kapazitätsreserve in § 13e Abs. 2 Nr. 1 – 2 EnWG-E verankert. Dieser beträgt 1,8 GW ab dem Winterhalbjahr 2017/18. Eine Besonderheit stellt das Winterhalbjahr 2019/20 dar, in diesem kein konkreter Wert seitens des BMWi vorgeschrieben, sondern auf 5 Prozent der durchschnittlichen Jahreshöchstlast verwiesen wird. Dieser Wert errechnet sich aus dem arithmetischen Mittel der Jahreshöchstlast in dem der Erbringungszeitraum der Reservekraftwerke beginnt (2019) sowie der Prognose der BNetzA für das Folgejahr (2020). Die Ausgangsgröße von 5 Prozent orientiert sich an den Empfehlungen von ENTSO-E (vgl. dazu die Ausführungen im Rahmen der strategischen Reserve). Das BMWi weicht jedoch von den ENTSO-E Empfehlungen ab, denn diese beziehen sich auf die gesamte Erzeugungsleistung des Kraftwerksparks. Aufgrund der hohen Anteile an erneuerbaren Energien in Deutschland hält das BMWi einen Bezug auf die durchschnittliche Jahreshöchstlast für geeigneter.<sup>619</sup>

---

<sup>616</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 58.

<sup>617</sup> a. a. O. S., S. 117.

<sup>618</sup> Zur Technologieneutralität vgl. a. a. O. S., S. 70.

<sup>619</sup> a. a. O. S., S. 118.



Allerdings hält die BNetzA bei der Bestimmung des Umfangs des Winterhalbjahres 2019/20 noch ein Veto inne. Nach § 13e Abs. 2 Nr. 2 EnWG-E bestimmt sich der Umfang „*vorbehaltlich des Absatzes 5*“, in welchem die BNetzA ermächtigt wird, auf Grundlage eines regelmäßigen Monitorings den Umfang der Kapazitätsreserve anzupassen. Diese Ermächtigung bezieht sich nicht nur auf das letzte, sondern nach § 13j Abs. 4 EnWG-E i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG mittels Festlegung auf alle Winterhalbjahre.

Die Kraftwerksbetreiber in der Kapazitätsreserve bekommen sämtliche Kosten, die während der Vorhaltung ihrer Anlagen anfallen sowie den Werteverbrauch durch den Einsatz der Anlage erstattet, § 13e Abs. 3 S. 2 EnWG-E. Darüber hinaus werden Kosten für die dauerhafte Brennstoffversorgung und z. B. Instandhaltungskosten nach § 13e Abs. 3 S. 3 EnWG-E gesondert erstattet.

Die Teilnahmevoraussetzung ergeben sich aus § 9 KapResV. Danach müssen die Anlagen u. a. an ein Elektrizitätsnetz „*im Bundesgebiet*“ angeschlossen sein. Dennoch dürfen auch ausländische Anlagen an der Kapazitätsreserve teilnehmen, wenn die Kraftwerke über „*Kraftwerksnetzanschlussleitungen [...] direkt mit dem Netz im Bundesgebiet verbunden sind.*“ Nach Ansicht des BMWi ist diese Vorgabe erforderlich, damit die ausländischen Anlagen im Bedarfsfall auch tatsächlich einen Beitrag zur Behebung des Leistungsbilanzdefizits in Deutschland leisten können.<sup>620</sup> Unter einer Netzanschlussleitung ist die direkte Verbindung von Kraftwerk und dem Versorgungsnetz zu verstehen. Folglich kann diese Voraussetzung nur von Kraftwerken erfüllt werden, die in unmittelbarer Nähe zu den deutschen Grenzen stehen. Verglichen mit den Bestandsanlagen müssen neu zu errichtende Kraftwerke nach § 9 Abs. 1 KapResV u. a. eine deutlich geringere Anfahrzeit (12 Stunden geg. 45 Minuten) sowie die Fähigkeit zum Schwarzstart vorweisen.

Im Gegensatz zur Kapazitätsreserve gilt das Ausschreibungsverfahren nicht für die **Braunkohlereserve**. Die bereits gesetzlich normierten Kraftwerke wurden am 02. Dezember 2015 im Rahmen einer bilateralen Verhandlung zwischen dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und jedem einzelnen Betreiber der Erzeugungsanlagen (Mitteldeutsche Braunkohlegesellschaft, Vattenfall und RWE) bestimmt.<sup>621</sup> Jene Kraftwerke sind nach Ablauf von vier Jahren endgültig stillzulegen, § 13g Abs. 1 S. 3 EnWG-E. *Tabelle 6* veranschaulicht die kontrahierten Kraftwerke.

---

<sup>620</sup> BMWi, Kapazitätsreserveverordnung (2015), S. 44.

<sup>621</sup> BMWi, Verständigung zwischen der Bundesregierung und der Braunkohlewirtschaft (2015).



**Tabelle 6: Stilllegung von Braunkohlekraftwerken nach § 13g EnWG-E (Deutsche Bundesregierung 2015<sup>622</sup>)**

<b>Betreiber</b>	<b>Kraftwerksblock</b>	<b>Netto- Nennleistung</b>	<b>Datum Überführung</b>	<b>Datum endgültige Stilllegung</b>
<b>Mibrag</b>	Buschhaus	352 MW	1.10.2016	30.9.2020
	Frimmersdorf P	284 MW	1.10.2017	30.9.2021
	Frimmersdorf Q	278 MW	1.10.2017	30.9.2021
	Niederaußem E	295 MW	1.10.2017	30.9.2022
<b>RWE</b>	Niederaußem F	299 MW	1.10.2018	30.9.2022
	Neurath C	292 MW	1.10.2019	30.9.2023
	Jänschwalde F	465 MW	1.10.2018	30.9.2022
<b>Vattenfall</b>	Jänschwalde E	465 MW	1.10.2019	30.9.2023
	<b>Gesamt</b>	<b>2.730 MW</b>		

Für die Bereitstellung ihrer Kraftwerksleistung erhalten die Betreiber eine Vergütung, die ihren Erlösen am Energy-only-Markt entspricht, abzüglich der kurzfristig variablen Erzeugungskosten (sog. Grenzkosten). Die genaue Höhe der Vergütung ergibt sich aus der Formel in der Anlage zum § 13g EnWG-E und wird von der BNetzA festgesetzt, § 13g Abs. 5 und 7 EnWG-E. Mit dieser Regelung möchte das BMWi sicherstellen, dass die Braunkohlekraftwerke nicht bessergestellt werden, als sie im Energy-only-Handel stünden.<sup>623</sup> Schaffen es die Kraftwerksbetreiber nicht ihre Anlagen rechtzeitig in Betriebsbereitschaft zu versetzen, hält § 13g Abs. 5 S. 3 ff. EnWG-E eine entsprechende Kürzung der Vergütung bereit.

Zentrales Teilnahmekriterium war die Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, weshalb ausschließlich Braunkohlekraftwerke mit der höchsten Auslastung und den höchsten Emissionen in Betracht kamen.<sup>624</sup> Diese Beschränkung dient der Erreichung der Klimaschutzziele und ist als Relikt des Entwurfs des einstig vielversprechenden nationalen Klimabei-

<sup>622</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 124 sowie § 13g Abs. 1 S. 1 EnWG-E.

<sup>623</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 46, 126.

<sup>624</sup> a. a. O. S., S. 124.



trags zu identifizieren, mit dem 22 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> bis 2020 eingespart werden sollten.<sup>625</sup> Nach Einschätzung des BMWi werden die Braunkohlekraftwerke, die im gegenwärtigen Energy-only-Markt eine hohe Auslastung besitzen, in der Reserve nur noch selten Strom produzieren und nach ihrem Einsatz endgültig stillgelegt. *Deshalb führt die Stilllegung von Braunkohlekraftwerksblöcken zu substantiellen Kohlendioxideinsparungen*“ im Bereich der Elektrizitätsversorgung.<sup>626</sup>

Vor dem Hintergrund der fehlenden Steuerungswirkung des EU-ETS können Braunkohlekraftwerke gegenwärtig noch lukrativ am Energy-only-Markt betrieben werden. Die Überführung jener Kraftwerke in die Braunkohlereserve dürfte daher mit deutlich höheren Ausgleichszahlungen als denen einer aus stilllegungsgefährdeten Kraftwerken bestehenden Reserve verbunden sein. Im Gegensatz zum nationalen Klimabeitrag führt die Braunkohlereserve somit zu steigenden Kosten für die Letztverbraucher. Die Bundesregierung beziffert alleine die Kosten der Braunkohlereserve auf 230 Mio. € jährlich.<sup>627</sup>

Für die spätere rechtliche Prüfung der Kapazitäts- und Braunkohlereserve bleibt festzuhalten, dass die Braunkohlereserve weder technologieneutral ist und auch nicht im Rahmen einer wettbewerblichen Ausschreibung beschafft wurde.

Auf Grundlage des ansteigenden Umfangs der Kapazitätsreserve sowie den Überführungsdaten der Braunkohlekraftwerke in die Reserve verbildlicht *Abbildung 11* die Entwicklung des Umfangs der Kapazitäts- und Braunkohlereserve. Die vom BMWi im Strommarktgesetz verwendete Bezeichnung des Winterhalbjahres entspricht dem Erbringungszeitraum in der Kapazitätsreserveverordnung und beginnt nach § 8 Abs. 1 KapResV am 01. Oktober und endet am 30. September. Die Vertragslaufzeit für Bestandsanlagen beträgt 2 Jahre und für neu zu errichtende Anlagen 15 Jahre, § 8 Abs. 2 KapResV. Ab dem Winterhalbjahr 2019/20 wird die Kapazitätsreserve auf 5 Prozent der durchschnittlichen Jahreshöchstlast festgelegt. Jene 5 Prozent entsprechen laut Weißbuch etwa 4 GW installierter Kraftwerksleistung.<sup>628</sup>

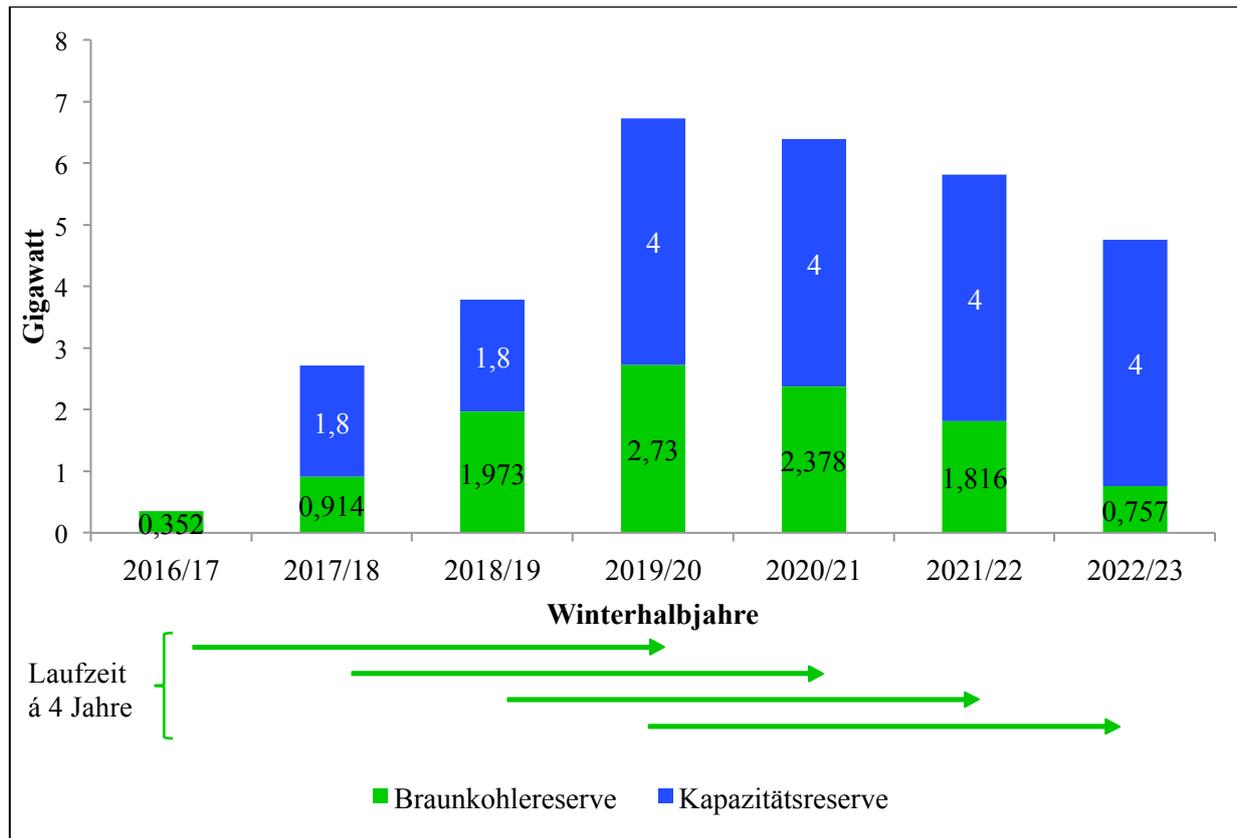
---

<sup>625</sup> Vgl. zum ursprünglichen, jedoch verworfenen Klimabeitrag des BMWi Kapitel 4 Punkt II 1 d) (bb). *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 191.

<sup>626</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 123.

<sup>627</sup> a. a. O. S., S. 4.

<sup>628</sup> BMWi, Weißbuch (2015), S. 82.



**Abbildung 11: Umfang Kapazitäts- und Braunkohlereserve** (eigene Darstellung nach § 13e Abs. 2 und § 13g Abs. 1 EnWG-E)

Besonders hervorzuheben ist im Zusammenhang mit der Braunkohlereserve § 13g Abs. 8 EnWG-E, welcher das Monitoring regelt. Danach überprüft das BMWi im Einvernehmen mit dem BMUB bis zum 31. Juni 2018 in welchem Umfang die Braunkohlereserve CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart hat. Sofern bei der Überprüfung ersichtlich ist, dass nicht mindestens 12,5 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> ab dem Jahr 2020 zusätzlich, im Vergleich zum Projektionsbericht 2015, eingespart werden, muss jeder der drei Betreiber in der Braunkohlereserve dem BMWi einen Vorschlag unterbreiten, wie er seine CO<sub>2</sub>-Emissionen ab dem Jahr 2019 weiter drosselt. Sollten auch die Vorschläge nicht zu einer weiteren jährlichen CO<sub>2</sub>-Einsparung von 1,5 Mio. Tonnen bzw. 12,5 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> insgesamt im Jahr 2020 führen, ist die Bundesregierung gem. § 13g Abs. 8 S. 4 i. V. m. § 13i Abs. 5 EnWG-E durch Rechtsverordnung ermächtigt „*weitere Maßnahmen zur Kohlendioxideinsparung in der Braunkohlewirtschaft*“ zu treffen.

In ihrem jüngsten Sondergutachten hat sich die Monopolkommission kritisch gegenüber der Regelung zur Braunkohlereserve geäußert. So erscheint es fraglich, ob die Braunkohlekraftwerke tatsächlich den vom BMWi anvisierten CO<sub>2</sub>-Minderungsbeitrag erreichen. Nach ihren Prognosen sind maximal 9 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> realistisch. Selbst wenn das Ziel



des Bundeswirtschaftsministeriums erreicht würde, führe dies zu einem sinkenden Preis für Emissionszertifikate, da diese von weniger Kraftwerken nachgefragt würden. Die Zertifikate würden dann wieder an andere Stelle eingesetzt, sodass sich für das europäische Gesamtklima nichts ändere. Dagegen hätte der ursprünglich geplante Klimabeitrag, der mit den EU-ETS-Zertifikaten verknüpft war, zu einer Minderung der gesamten europäischen Emissionsmenge führen können.<sup>629</sup>

Die Kostenwälzung erfolgt ähnlich wie beim Fangnetz. Wird die Kapazitätsreserve nicht aktiviert, werden die fixen Vorhaltekosten, die maßgeblich vom Ausschreibungsergebnis abhängen, auf sämtliche Stromverbraucher über die Netzentgelte umgelegt. Bei einem Einsatz greift das Verursacherprinzip, d. h. die verantwortlichen Betreiber der unterdeckten Bilanzkreise, die den Einsatz verursacht haben, müssen nach § 33 Abs. 2 KapResV auch die entstandenen Kosten tragen.<sup>630</sup> Die Abrechnung erfolgt über den Ausgleichsenergiepreis (reBAP), der sich für den Fall der Unterdeckung auf mindestens 19.998 € je MW/h erhöht. Der Preis entspricht einem mindestens 100-prozentigen Aufschlag auf den technischen Höchstpreis im Intraday-Markt (9.999 € je MW/h). Dies hängt allerdings gem. § 33 Abs. 2 Nr. 1 KapResV an der Voraussetzung, dass die Bilanzkreisunterdeckung insgesamt größer war, als die zu diesem Zeitpunkt verfügbare Sekundär- und Minutenregelleistung. Grund für jenes Kriterium ist, dass der hohe reBAP nur dann als Pönale wirken soll, wenn auch andere Maßnahmen, wie der Einsatz der Sekundär- und Minutenregelleistung nicht ausgereicht hätten, um das Leistungsbilanzdefizit auszugleichen.<sup>631</sup> Aufgrund der viertelstündlichen Abrechnung der Bilanzkreise müssen die pönalisierten BKV versuchen, innerhalb der folgenden Viertelstunde ihren Bilanzkreis wieder auszugleichen, um einer erneuten Pönalisierung zu entgehen. Der reBAP soll daher die Anreize zur Bilanzkreistreue weiter steigern.<sup>632</sup> Ob der vom BMWi angepasste reBAP dem VoLL entsprechen soll (beim Fangnetz betrug dieser 15.000 € je MW/h), lässt sowohl das Weißbuch als auch die Begründung zum Strommarktgesetz oder zur Kapazitätsreserveverordnung offen.

Wie auch beim Fangnetz besteht für die kontrahierten Kraftwerke gem. § 13e Abs. 4 Nr. 1 EnWG-E, § 3 Abs. 2 KapResV ein Verbot der parallelen Teilnahme am Energy-only-Markt und an der Reserve (Vermarktungsverbot). Die Anlagen dürfen ausschließlich nach Maßgabe der ÜNB eingesetzt werden. Der wesentliche Unterschied zum Fangnetz

---

<sup>629</sup> Monopolkommission, Sondergutachten 71 (2015), S. 89.

<sup>630</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 70.

<sup>631</sup> BMWi, Kapazitätsreserveverordnung (2015), S. 67.

<sup>632</sup> BMWi, Weißbuch (2015), S. 81 f.; BMWi, Kapazitätsreserveverordnung (2015), S. 66; *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 191.



besteht in der vorhandenen No-way-back-Regelung der Kapazitäts- und Braunkohlere-  
serve. Nach Ablauf der Vertragslaufzeit dürfen die Kraftwerke der Kapazitätsreserve  
gem. § 13e Abs. 2 S. 4 EnWG-E zwar erneut an den Ausschreibungen teilnehmen, bei  
ausbleibendem Zuschlag sind sie jedoch endgültig stillzulegen.<sup>633</sup> Entscheidet sich der  
Kraftwerksbetreiber dagegen bewusst für eine temporäre „Auszeit“ von der Kapazitätsre-  
serve und möchte zu einem späteren Zeitpunkt erneut am Ausschreibungsverfahren teil-  
nehmen, ist die Anlage vorläufig stillzulegen.<sup>634</sup> Dagegen müssen die Anlagen der  
Braunkohlere-serve nach Ablauf der Vertragslaufzeit von vier Jahren ausnahmslos end-  
gültig stillgelegt werden. Eine Rückkehr in den Strommarkt ist für Kraftwerke aus beiden  
Reserven nicht vorgesehen, § 13e Abs. 4 Nr. 2 EnWG-E.

Die Kapazitätsreserveverordnung prognostiziert die Kosten für die Verhaltung der Kapa-  
zitätsreserve auf 130 bis 260 Mio. € jährlich.<sup>635</sup> Damit wird die Kapazitätsreserve deutlich  
teurer als ursprünglich in den grundlegenden Grünbuch-Gutachten vermutet. Diese bezif-  
ferten die Kosten für einen Strommarkt mit technologieneutraler Reserve (3-5 GW) – in  
diesen Bereich ist die Kapazitätsreserve einzuordnen – auf 2 Mrd. € Gesamtkosten über  
24 Jahre (2015-2039), was jährlichen Kosten von ca. 83 Mio. € entspricht. Eine größere  
Reserve (4-8 GW) verursacht im gleichen Zeitraum Gesamtsystemkosten von 3,2 Mrd.  
€, bzw. ca. 133 Mio. € jährlich.<sup>636</sup> Darüber rechnet die Bundesregierung mit zusätzlichen  
230 Mio. € Jahreskosten für die Braunkohlere-serve.

Das Modell der Kapazitäts- und Braunkohlere-serve wird schrittweise ab dem Winterhalb-  
jahr 2016/17 (Braunkohlere-serve) und zunächst unbefristet eingeführt, kann aber als  
Back-up-Modell jederzeit wieder abgeschafft werden.

Abschließend ist anzumerken, dass mit §§ 13h und 13j EnWG-E weitreichende Kompe-  
tenzen zur Änderung der Kapazitäts- und Braunkohlere-serve im Rahmen einer Verord-  
nungsermächtigung an das Bundeswirtschaftsministerium sowie im Rahmen von Festle-  
gungskompetenzen an die Bundesnetzagentur übertragen und damit dem parlamentari-  
schen Verfahren entzogen werden sollen.

---

<sup>633</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 191.

<sup>634</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 119.

<sup>635</sup> BMWi, Kapazitätsreserveverordnung (2015), S. 3.

<sup>636</sup> Frontier Economics/Consentec, Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (2014), S. 125 ff.



## 2. *Verhältnis zur ResKV / NetzResV*

§ 13d Abs. 3 EnWG-E regelt die Verzahnung zwischen Netzreserve sowie der Kapazitätsreserve. So können bereits in der Netzreserve kontrahierte Bestandsanlagen unter den im vorangegangenen Abschnitt erörterten Kriterien am Ausschreibungsverfahren der Kapazitätsreserve teilnehmen. Wichtig ist die im Rahmen des Fangnetzes erläuterte Differenzierung zwischen Netzengpass (ResKV bzw. NetzResV) und Leistungsbilanzdefizit (Kapazitäts- und Braunkohlereserve).

Eine doppelte Vergütung durch eine Partizipation in beiden Reserven ist zur Vermeidung von Missbrauchsmöglichkeiten jedoch ausdrücklich ausgeschlossen. Die Vergütung erfolgt sodann ausschließlich nach den Vorschriften der Kapazitätsreserve, § 20 Abs. 1 KapResV.

Darüber hinaus können auch die 2 GW Kraftwerksleistung des Neubausegments der Netzreserve nach § 13d Abs. 2 EnWG-E an der Kapazitätsreserve teilnehmen, was zu einer Verringerung des zu beschaffenden Umfangs führt. So müssen die ÜNB gem. § 13e Abs. 2 S. 5 EnWG-E den Umfang der Neubaukraftwerke im Ausschreibungsverfahren berücksichtigen. Sollte sich die Netzreserve in einigen Jahren – beispielsweise nach Abschluss der Netzausbauvorhaben – auf Grundlage der Systemanalysen der ÜNB als obsolet erweisen, gehen jene Neubaukraftwerke, mit einer Vertragslaufzeit von 15 Jahren, nach § 9 Abs. 3 Nr. 1 NetzResV sogar vollständig in die Kapazitätsreserve über.<sup>637</sup> Die Vergütung die vorgehaltenen Reserveleistung der Kraftwerke erfolgt weiterhin nach den Ergebnissen des wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens.

Der genaue Ablauf der verschiedenen Beschaffungsverfahren lässt sich somit wie folgt zusammenfassen: Im ersten Schritt sollen die ÜNB die notwendigen Kapazitäten der Kapazitätsreserve wettbewerblich ausschreiben und dabei ab dem Winterhalbjahr 2021/22 das 2 GW Neubausegment der Netzreserve berücksichtigen. An dieser Ausschreibung sind auch Kraftwerke der Netzreserve teilnahmeberechtigt. Im zweiten Schritt überprüfen die ÜNB, welche Kraftwerke einen geeigneten geographischen Standort im Netz besitzen, d. h. ob sie in Süddeutschland stehen und zusätzlich Redispatchpotenzial für die Netzreserve zur Verfügung stellen können, § 25 Abs. 4 KapResV. Jene Anlagen reduzieren folglich den Netzreservebedarf, § 5 Abs. 2 KapResV. Sollte danach noch weiterer

---

<sup>637</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 115.



Bedarf an Netzreserveleistung im Süden bestehen, beschaffen die ÜNB diesen im bisher schon praktizierten Auswahlverfahren auf Grundlage der ResKV bzw. NetzResV.<sup>638</sup>

### 3. *Rechtliche Bewertung*

Es ist der Frage nachzugehen, ob die skizzierten Vorschläge zur Kapazitäts- und Braunkohlereserve, die auf eine finanzielle Förderung von Kraftwerksbetreibern abzielen, mit den europäischen und nationalen Rechtsvorschriften vereinbar sind.

Laut dem Gesetzesentwurf ist die Schaffung einer Kapazitäts- und Braunkohlereserve zum einen im Wege einer Ausschreibung vorgesehen. Zum anderen wurden bereits vorhandene Braunkohlekraftwerke auf vertraglichem Wege in die Kapazitäts- und Braunkohlereserve überführt. Beide Maßnahmen werden im Folgenden jeweils getrennt einer rechtlichen Beurteilung zugeführt, sofern hierzu Veranlassung besteht.

#### a) *Europarechtlich*

##### (aa) **Staatliche Beihilfe, Art. 107 AEUV**

Grundsätzlich stellen die Ausgleichszahlungen für die Bereitstellung von Kraftwerksleistung eine **Begünstigung** i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV dar. Allerdings könnte die besondere Ausgestaltung der Kapazitäts- und Braunkohlereserve – insbesondere der Braunkohlereserve – im Gegensatz zur strategischen Reserve und zum Fangnetz eine angemessene und marktgerechte Gegenleistung für die Ausgleichszahlungen darstellen.

Fraglich ist daher, ob die durch Einbeziehung der Braunkohlekraftwerke erfolgte Emissionsreduktion (Betrieb lediglich im Extremfall) als Gegenleistung ebenfalls Berücksichtigung finden kann. Hiergegen spricht jedoch wesentlich, dass anderenfalls die Zielsetzung der Emissionshandelsrichtlinie<sup>639</sup> – CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Erforderlichkeit von Emissionszertifikaten einen wirtschaftlichen Wert zuzuordnen und auf diese Weise die hiervon betroffenen Betreiber zum Verzicht auf Emissionen anzuhalten – vollständig unterlaufen werden würde. Denn im Rahmen der Braunkohlereserve werden die entstehenden Kosten nicht länger von den Anlagenbetreibern, sondern im Ergebnis von den

---

<sup>638</sup> Vgl. auch BMWi, Weißbuch (2015), S. 82, 84; *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 191.

<sup>639</sup> Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13. Oktober 2003, ABl. 2003 Nr. L 275/32, über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates.



Stromendkunden getragen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass nicht nur die Braunkohlekraftwerke, sondern auch die emissionsärmeren Kraftwerke durch ihren nur noch ausnahmsweise erfolgenden Einsatz – wenn auch in einem geringeren Maß – zu einer Emissionsreduktion beitragen. Auch von daher erscheint es fernliegend, die de facto erfolgende Emissionsreduktion durch den Einsatz von Braunkohlekraftwerken als Gegenleistung zu berücksichtigen.<sup>640</sup>

Darüber hinaus ist bei der Prüfung der Begünstigung die *Altmark Trans*-Entscheidung des EuGH, wonach Ausgleichszahlungen keine Begünstigung darstellen, wenn sie für die Erbringung einer gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung aufgewendet werden, von besonderer Bedeutung.

- 1) **Betrauung und Erfüllung (definierter) gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen:** Sofern, wie vorgesehen, die ÜNB auf Grundlage eines Gesetzes oder einer Verordnung verpflichtet werden, Reservekraftwerke zur Etablierung einer Kapazitätsreserve durch Ausschreibung zu beschaffen, liegt ein Betrauungsakt vor. Gleiches gilt für die bilaterale Abstimmung zwischen dem BMWi und den einzelnen Betreibern zur Beschaffung der Braunkohlereserve.

Neben dem somit vorliegenden Betrauungsakt muss die Kapazitäts- und Braunkohlereserve auch mit den inhaltlichen Vorgaben des Betrauungsaktes nach Art. 4 des Beschlusses 2012/21/EU harmonieren. Die wettbewerblich beschaffte Kapazitätsreserve vermag diese mit Blick auf die Kapazitätsreserveverordnung zu erfüllen. Auch die bilateral in nicht öffentlichen Verhandlungen beschlossene Braunkohlereserve steht im Einklang mit Art. 4 des Beschlusses 2012/21/EU. So werden die Vorgaben zur Berechnung der Ausgleichszahlungen eingehend in der Formel (Anlage zum § 13g EnWG-E) normiert.

Problematisch könnte die Vermeidung von Überkompensationen der Braunkohlekraftwerke – im Vergleich zum Einsatz im Energy-only-Markt – sein. Aus der Gesetzesbegründung ist jedoch zu entnehmen, dass die o. g. Formel keine „*größeren Deckungsbeiträge [ermöglicht, als die Betreiber] in dieser Zeit am Strommarkt erzielt hätten*.“<sup>641</sup> Ob dem so ist, kann im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht untersucht werden und wird daher unterstellt.

---

<sup>640</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 192.

<sup>641</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 126.



Wie auch das Fangnetz erbringt die Kapazitäts- und Braunkohlereserve, trotz ihrer teilweisen Einordnung als § 13 Abs. 1 EnWG und § 1 Abs. 6 EltSV Maßnahme, eine gemeinwirtschaftliche Verpflichtung, bzw. DawI.

- 2) **Objektive und transparente Ausgleichsparameter:** Diese Vorgabe wird inzi-  
dent im Betrauungsakt geprüft und von der Kapazitäts- und Braunkohlereserve er-  
füllt.
- 3) **Nettomehrkostenprinzip:** Die Kraftwerksbetreiber erhalten nach dem Gesetzes-  
entwurf für Kraftwerke in der Kapazitäts- und Braunkohlereserve ihre Vorhalte-  
kosten und ggf. auch Einsatzkosten erstattet. Die spezifische Höhe bestimmt sich  
in der Kapazitätsreserve nach den Ergebnissen des Ausschreibungsverfahrens und  
in der Braunkohlereserve dürfen die Kraftwerke nicht besser als im Energy-only-  
Markt gestellt werden. Darüber hinaus ist eine Vergütung für den verkauften „Ka-  
pazitätsstrom“ nicht vorgesehen. Unter jener Ausgestaltung wird das Nettomehr-  
kostenprinzip erfüllt.
- 4) **Objektiver Kostenvergleich:** Soweit die Verwendung eines öffentlichen und  
wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens zur Beschaffung der Kapazitäts- und  
Braunkohlereserve vorgesehen ist, bedarf es dementsprechend keiner Benchmar-  
king-Analyse. Die Kapazitätsreserve steht somit im Einklang mit dem vierten *Alt-*  
*mark Trans*-Kriterium.

Dies gilt allerdings nicht für die bereits erfolgte Verpflichtung von Braunkohle-  
kraftwerken, da diese auf vertraglicher Basis in die Braunkohlereserve überführt  
wurden.<sup>642</sup>

Aus dem Eckpunktepapier vom 01. Juli 2015 geht hervor, dass die Betreiber eine  
„kostenbasierte Vergütung auf Basis der zum Zeitpunkt der Verhandlungen ver-  
fügbaren Marktdaten“ erhalten sollen.<sup>643</sup> Ob hier unter „verfügbaren Marktdaten“  
eine umfassende Benchmarking-Analyse zu verstehen ist mit der Folge, dass ein  
wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren ggf. entbehrlich wäre, bleibt bisher al-  
lerdings offen und bedarf damit der weiteren Konkretisierung.<sup>644</sup>

---

<sup>642</sup> Cosack/Laux, ER (2015), S. 190, 194.

<sup>643</sup> Parteivorsitzende CDU, CSU, SPD, Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende (2015), S. 6.

<sup>644</sup> Cosack/Laux, ER (2015), S. 190, 194.



Fraglich ist, ob die umfangreiche Berechnungsformel einer Benchmarking-Analyse entspricht. Der EuGH stellt dabei nicht auf den Vergleich mit einem Idealunternehmen, sondern mit einem durchschnittlichen, gut geführten Unternehmen ab.<sup>645</sup> Auch wenn die vom BMWi entwickelte Formel eine eingehende Analyse der Jahre 2012 bis 2014 über diverse Kostenstrukturen widerspiegelt, erfolgt kein Vergleich mit einem weiteren Kraftwerk. Die Berechnung basiert ausschließlich auf zurückliegenden Daten des Kraftwerks, dessen Vergütung berechnet werden soll. Die vierte *Altmark Trans*-Voraussetzung wird somit nicht erfüllt.

Die vorgesehene Schaffung einer Kapazitäts- und Braunkohlereserve ist als Maßnahme zur Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen bzw. DawI einzuordnen. Dennoch erfüllt lediglich die wettbewerbliche Kapazitätsreserve die *Altmark Trans*-Kriterien. Die Braunkohlereserve dagegen steht nicht im Einklang mit der vierten *Altmark Trans*-Voraussetzung.

Die Ausgleichszahlungen an die Braunkohlekraftwerksbetreiber stellen daher eine Begünstigung i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV dar und könnten, insofern auch die weiteren Voraussetzung des Art. 107 Abs. 1 AEUV vorliegen, als unzulässige staatliche Beihilfe zu identifizieren sein.

Die Finanzierung der Kapazitäts- und Braunkohlereserve soll (bis auf die Einsatzkosten) umlagefinanziert erfolgen und wird im Ergebnis von den Stromendkunden getragen. Es kommt damit nicht zu einer direkten Finanzierung des Systems über den Staatshaushalt (**Staatlichkeit**).<sup>646</sup> Die staatliche Stelle in Form der BNetzA erstellt zwar regelmäßig ein Monitoring über den Umfang der notwendigen Kapazitäten, allerdings ist auf Grundlage der gegenwärtigen Ausgestaltung eine auch nur mittelbare Einflussnahme der BNetzA in die Ausschreibung oder Vergütung nicht erkennbar. Sie nimmt daher nicht die Funktion einer Kontroll- oder Verteilungsinstanz wahr. Dagegen ist das BMWi für die Beschaffung der Braunkohlereserve in direkte bilaterale Verhandlung mit den Kraftwerksbetreibern getreten und hat mit diesen über die Ausgestaltung des Reservebetriebs sowie möglicherweise über die erstattungsfähigen Kosten verhandelt. Diese unmittelbare Beteiligung eines Bundesministeriums führt unweigerlich zu einem Vorliegen der Staatlichkeit bei der Braunkohlereserve.

---

<sup>645</sup> EuGH, v. 24. Juni 2003, Rs. C-280/00, Slg. 2003, I-07747 – *Altmark Trans* und Regierungspräsidium Magdeburg, Rn. 93; *Koenig*, BB (2003), S. 2185, 2187.

<sup>646</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 195.



Mit der **Selektivität** des Art. 107 Abs. 1 AEUV steht die technologieneutrale Kapazitätsreserve nicht in Widerspruch. Auch die Differenzierung innerhalb der konventionellen Kohlekraftwerke – Einlagerung von alten Braunkohlekraftwerken in der Braunkohlereserve zur Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes – erfolgt legitim auf Grundlage des Art. 7 Abs. 2 lit. c, g, h und insbesondere k.

An der Kapazitätsreserve dürfen zwar auch ausländische Kraftwerksbetreiber teilnehmen, allerdings müssen ihre Anlagen dafür direkt an ein deutsches Verteilungsnetz angeschlossen sein (**Zwischenstaatlichkeit**). Die Begründung des BMWi für diese Voraussetzung ist nachvollziehbar, allerdings schränkt diese den Teilnehmerkreis drastisch ein. So könnten lediglich ausländische Kraftwerke an der Kapazitätsreserve teilnehmen, die in unmittelbarer Nähe zu Deutschlands Grenzen stehen. Kraftwerke aus den anderen Mitgliedstaaten der EU sind per se ausgeschlossen. Vor dem Hintergrund der vorangegangenen Entwicklung des Grün- und Weißbuchs sowie den neuen Zielen des Energiewirtschaftsgesetzes verwundert jene Vorgabe des BMWi, denn es war erklärtes Ziel des Grün- sowie Weißbuchs, den weiterentwickelten Strommarkt europäisch einzubetten.<sup>647</sup> Auch das künftige Energiewirtschaftsgesetz wird u. a. das Ziel verfolgen,

*„den Elektrizitätsbinnenmarkt zu stärken sowie die Zusammenarbeit insbesondere mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Staaten sowie mit dem Königreich Norwegen und dem Königreich Schweden zu intensivieren“*,

§ 1 Abs. 4 Nr. 4 EnWG-E. Dieses Ziel wird zudem durch den Grundsatz nach § 1a Abs. 7 EnWG-E bestärkt. Eine Teilnahme von norwegischen oder schwedischen Kraftwerken sowie nicht unmittelbar an der deutschen Grenze errichteten Anlagen scheint das BMWi aber nicht zu akzeptieren. Die Kapazitätsreserve steht daher nur bedingt im Einklang mit der Zwischenstaatlichkeit. Da mit der Braunkohlereserve die nationalen Klimaschutzziele erreicht werden sollen, wäre eine Teilnahme ausländischer Braunkohlekraftwerke hieran kontraproduktiv.

Insgesamt ist festzuhalten, dass bei der Kapazitätsreserve bis auf die Zwischenstaatlichkeit kein Verstoß gegen Art. 107 Abs. 1 AEUV vorliegt und sie daher – als eigenständige Reserve – beihilferechtlich unbedenklich ist. Dagegen kann bei der Braunkohlereserve allenfalls die Selektivität einen gewissen – wenn auch nur kleinen – „Rettungsanker“ bieten. So bestünde zumindest die Chance, sich dem Beihilfetatbestand insgesamt entziehen zu können, denn eigentlich müssen alle fünf Voraussetzungen kumulativ vorliegen, damit

---

<sup>647</sup> BMWi, Grünbuch (2014), S. 50; BMWi, Weißbuch (2015), S. 64 f.; *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 196.



von einer staatlichen Beihilfe auszugehen ist. Allerdings ist bereits jetzt davon auszugehen, dass die Kommission zumindest die Braunkohlereserve dennoch als staatliche Beihilfe nach Art. 107 Abs. 1 AEUV einstufen wird. Dies resultiert nicht zuletzt aus ihrem gewandelten Beurteilungsmaßstab, sondern auch aus der Tatsache, dass die Braunkohlereserve sowohl das Tatbestandsmerkmal der Begünstigung als auch der Staatlichkeit erfüllt. Jene Kriterien, die für die Kommission bereits ausschlaggebend sind.

### **(bb) Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien**

Doch selbst wenn die Kommission bei der Braunkohlereserve – wider Erwarten – nicht von einer staatlichen Beihilfe ausgeht, muss sie das Strommarktgesetz mit der Kapazitäts- und Braunkohlereserve nach Art. 108 Abs. 3 AEUV notifizieren. Dem Gesetzesentwurf ist zu entnehmen, dass das Gesetz in Hinblick auf die Braunkohlereserve und die Kapazitätsreserve bei der Kommission angemeldet wurde.<sup>648</sup> Da die Kommission zur Notifizierung nicht die *Altmark Trans*-Kriterien, sondern ihre Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien heranzieht, ist zu untersuchen, ob die Kapazitäts- und Braunkohlereserve unter den Voraussetzungen der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien mit dem Binnenmarkt vereinbar ist.

- 1) **Berechnungsmethode zur Quantifizierung der Reserve:** Konkret ist darzulegen, dass auf nationaler Ebene Bedarf für die Schaffung einer Kapazitäts- und Braunkohlereserve in Höhe von 352 MW ab dem Winterhalbjahr 2016/17 und danach stetig anwachsend – vgl. *Abbildung 11* – besteht. Derartige Aussagen lassen sich aber weder dem Gesetzesentwurf, dem Weißbuch noch dem Eckpunktepapier entnehmen. Das BMWi selbst bezeichnet im Weißbuch den Einsatz der Kapazitäts- und Braunkohlereserve als unwahrscheinlich, konzidiert aber zugleich, dass es unvorhersehbare Situationen, in denen Angebot und Nachfrage nicht ausgeglichen sind, nicht ausschließen könne.<sup>649</sup> Das BMWi-eigene Papier zur Kapazitätsreserve enthält allerdings die hierzu einigermaßen widersprüchliche Aussage, dass die Wahrscheinlichkeit einer ausbleibenden Deckung der deutschen Jahreshöchstlast, „von verschiedenen Untersuchungen [...] selbst für die Jahre 2021 und 2025

---

<sup>648</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzesentwurf Strommarktgesetz (2015), S. 68.

<sup>649</sup> BMWi, Weißbuch (2015), S. 80.



auf nahezu 100% geschätzt wird“.<sup>650</sup> Gleichwohl wird im Weißbuch die Einführung einer Kapazitätsreserve – ohne nähere Begründung – in Höhe von 5 Prozent der erwarteten Jahreshöchstlast von etwa 4 GW vorgeschlagen.<sup>651</sup> Jene Kapazität wird im Strommarktgesetz nicht mehr ausdrücklich benannt, sondern eine sukzessiv anwachsende Reserve eingeführt. Angesichts dieser nicht unbedingt kongruenten Aussagen besteht dringender Bedarf, die Begründung für die Erforderlichkeit der Kapazitäts- und Braunkohlereserve schlüssig darzustellen.<sup>652</sup> Besonders die Notwendigkeit der Braunkohlereserve, die den ÜNB erst nach 10 Tagen zur Verfügung steht, muss ausführlich begründet werden.

Das Strommarktgesetz verweist in diesem Zusammenhang auf die Empfehlungen von ENTSO-E, weicht jedoch aufgrund der hohen Anteile an erneuerbaren Energien in Deutschland von diesen ab. Analog zur Ausführung der strategischen Reserve darf diese Begründung zur Erfüllung der Vorgabe der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien zumindest bezweifelt werden. Allerdings liegt auch die Kapazitäts- und Braunkohlereserve unterhalb der Empfehlung von ENTSO-E, der zufolge die Reserve beispielsweise im Jahr 2014 bis zu 8,5 GW betragen könnte. Möglicherweise wird die Europäische Kommission – aufgrund ihrer Einstellung zu Kapazitätsmärkten – eher mit einem Unterschreiten als mit einem Überschreiten der Empfehlung einverstanden sein.

- 2) **Ausschreibung und Kapazitätzahlungen:** Die beiden Voraussetzungen entsprechen dem dritten (Nettomehrkostenprinzip) und vierten (objektiver Kostenvergleich) *Altmark Trans*-Kriterium. Das Kriterium der wettbewerblichen Ausschreibung erfüllt die Braunkohlereserve nicht, da die Kontrahierung der Braunkohlekraftwerke auf bilateraler Basis zwischen dem BMWi und den Kraftwerksbetreibern erfolgte, ohne eine Benchmarking-Analyse durchzuführen. Allerdings geht aus den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien hervor, dass die Kommission zwar primär ein Ausschreibungsverfahren präferiert (Nr. 228 f.), allerdings lässt sie ebenso ein Antragsverfahren durch interessierte Kraftwerksbetreiber zu (Nr. 51, 52). Da davon auszugehen ist, dass jedes Braunkohlekraftwerk mehr als 15 Mio. € für seine Teilnahme an der Kapazitäts- und Braunkohlereserve erhält, müssten je-

---

<sup>650</sup> Vgl. BMWi, Die Kapazitätsreserve, S. 1; sowie besagte Untersuchung *Consentec/r2b energy consulting*, Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung (2015).

<sup>651</sup> BMWi, Weißbuch (2015), S. 82.

<sup>652</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 197.



ne Einzelbeihilfen nach Nr. 20 g) der Leitlinien von der Kommission über Art. 108 Abs. 3 AEUV notifiziert werden.

Eine Anwendung dieses Antragsverfahrens wird zum Beispiel mit dem neuen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) eingeführt. So enthält der Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Neuregelung des KWKG in § 10 Abs. 5 KWKG 2016 die Vorgabe, dass

*„die Zulassung von KWK-Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 300 Megawatt [...] erst nach beihilferechtlicher Genehmigung durch die Europäische Kommission erteilt werden“*

darf.<sup>653</sup> Da das Strommarktgesetz allerdings keinen entsprechenden Verweis enthält, erfüllt die Braunkohlereserve weder das Kriterium der Ausschreibung noch das Alternativkriterium des Antragsverfahrens.

Die Kraftwerksbetreiber erhalten ausschließlich eine Vergütung der Vorhaltekosten und ggf. auch der Einsatzkosten (wie z. B. der Brennstoffkosten), sodass das Kriterium der Kapazitätzahlungen erfüllt ist.

- 3) **Technologieneutralität sowie umweltfreundlicher Ansatz:** Das erste Merkmal kann nur die Kapazitätsreserve erfüllen, da dieses im Rahmen von technologieneutralen Ausschreibungen beschafft werden soll. Dagegen vermag die Braunkohlereserve dieser Vorgabe von vornherein nicht Folge zu leisten.

Da zur Bereitstellung von gesicherter Leistung auch Braunkohlekraftwerke kontrahiert werden sollen, ist eine Abschaffung umweltgefährdender Subventionen gerade nicht gegeben. Allenfalls könnte hier so argumentiert werden, dass die Braunkohlekraftwerke im Regelfall gerade nicht zum Einsatz kommen und so die Emissionen insgesamt reduziert werden. Zudem ist ihr vorgesehener Einsatz auf vier Jahre zeitlich beschränkt, sodass jedenfalls nach Ablauf dieses Zeitraums de facto eine zusätzliche Emissionsreduktion eintreten wird.<sup>654</sup> Besonders zu würdigen ist die Regelung in § 13g Abs. 8 EnWG-E. Danach müssen die Braunkohlekraftwerksbetreiber, sofern nicht mindestens 12,5 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> ab dem Jahr 2020 zusätzlich eingespart werden, dem BMWi einen Vorschlag zur weiteren Vermeidung von 1,5 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> ab 2019 unterbreiten.

---

<sup>653</sup> Deutsche Bundesregierung, Gesetzesentwurf KWKG 2016.

<sup>654</sup> Cosack/Laux, ER (2015), S. 190, 197.



- 4) **Vermeidung von Windfall-Profits und Marktmacht:** Auch die Frage der Entstehung von Windfall-Profits lässt sich nur bedingt beantworten. Nach § 13e Abs. 2 S. 4 EnWG-E dürfen die Kraftwerksbetreiber nach Ablauf der Vertragslaufzeit in der Kapazitätsreserve erneut am Ausschreibungsverfahren teilnehmen. Ohne Zuschlag sind sie hiernach zur endgültigen Stilllegung verpflichtet. Sie werden folglich nicht von jeglichem Geschäftsrisiko entbunden.

Besonderer Berücksichtigung bedarf jedoch der Braunkohlereserve, wonach drei hypothetische Szenarien zu unterscheiden sind: Im ersten Szenario bleibt das EU-ETS auch die nächsten Jahre so wirkungslos wie bisher und ein altes Braunkohlekraftwerk kann am Energy-only-Markt noch einige Jahre ausreichend Gewinne erwirtschaften. Wird jenes Kraftwerk für vier Jahre in die Braunkohlereserve überführt, entstehen für den Betreiber keine Windfall-Profits. Das zweite Szenario beruht auf dem EU-ETS des ersten Szenarios, mit dem Unterschied, dass das Kraftwerk zwar noch einen ausreichenden Umsatz erwirtschaften kann, aber aufgrund anstehender kostenintensiver, altersbedingter Wartungs- und Modernisierungsmaßnahmen im nächsten oder spätestens übernächsten Jahr stillgelegt worden wäre. Für dieses Braunkohlekraftwerk bedeuten die vier Jahre in der Braunkohlereserve einen vergoldeten Ruhestand und damit Windfall-Profits. Im dritten und letzten Szenario wird unterstellt, dass das EU-ETS seine angedachte Steuerungswirkung entfaltet und ein altes Braunkohlekraftwerk am Energy-only-Markt nicht mehr gewinnbringend agieren kann. Die Ausgleichszahlungen stellen für jenes Kraftwerk einen unerwarteten und nicht eingeplanten Gewinn dar, der ohne eine Änderung der Marktlage nicht eingetreten wäre, d. h. es kann Windfall-Profits generieren. Dementsprechend dürfte nur der Teil der Kapazitäts- und Braunkohlereserve, der im Ausschreibungsweg beschafft wird, dieses Erfordernis erfüllen. Die Regelung, dass die Betreiber in der Braunkohlereserve nicht bessergestellt werden dürfen als im Energy-only-Markt, führt lediglich zu einem Ausschluss des dritten Szenarios, § 13g Abs. 5 EnWG-E.

Die Prüfung der Marktmacht ist ex ante kaum möglich und bedarf einer umfangreichen Einzelfallprüfung.

- 5) **Europaweite Teilnahmeberechtigung:** Diese Voraussetzung wurde bereits im Rahmen der Zwischenstaatlichkeitsprüfung nach Art. 107 Abs. 1 untersucht und wird von der Kapazitätsreserve nur bedingt erfüllt. Eine Ausnahme bildet jedoch die Braunkohlereserve. Eine Teilnahme ausländischer Braunkohlekraftwerke würde dem Grundgedanken dieser Reserve zuwiderlaufen.



Eine Rechtfertigung der Einbeziehung der Braunkohlekraftwerke auf bilateraler Basis in die Braunkohlereserve am Maßstab der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien dürfte angesichts der fehlenden Ausschreibung oder dem alternativen Antragsverfahren, der fehlenden Technologieneutralität sowie der Möglichkeit Windfall-Profits zu generieren (Szenario 2) nur schwer möglich sein. Diese Schwierigkeiten bestehen auf Ebene der wettbewerblich ausgeschriebenen Kapazitätsreserve nicht.

Gegebenenfalls käme in Bezug auf den beabsichtigten Einsatz der Braunkohlekraftwerke als „Rettungsanker“ in Betracht, die durch die Einbeziehung der Braunkohle in die Braunkohlereserve bewirkte Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen als Rechtfertigung der Beihilfe aus Gründen des Umweltschutzes direkt am Maßstab des Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV zu messen. Gegen diesen Gedanken spricht jedoch entscheidend, dass die Kommission ihr Ermessen in Bezug auf Beihilfen im Umwelt- und Energiebereich eben in den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien bereits umfassend konkretisiert hat und die Einbeziehung von Braunkohlekraftwerken mit den dortigen Vorgaben nur schwer zu vereinbaren sein dürfte.<sup>655</sup>

## **b) National**

Nationale Rechtsvorschriften wie § 53 EnWG und Art. 3 Abs. 1 GG stehen der Kapazitäts- und Braunkohlereserve nicht entgegen (vgl. auch die bisherigen Ausführungen).

## **IV. Internationale Erfahrungen**

Da es sich bei dem Modell des Fangnetzes, respektive der vom BMWi erstellten Kapazitäts- und Braunkohlereserve, um eine in dieser Form gänzlich neue Ausgestaltung handelt, liegen noch keine internationalen Erfahrungen vor. Dagegen konnten bezüglich der strategischen Reserve bereits diverse Länder Erfahrungen sammeln. Außerhalb Europas beziehen sich diese auf Australien und Neuseeland. Australien wollte mit der Reserve einen im Voraus festgelegten minimalen Sicherheitsstandard gewährleisten. Das Modell hat sich jedoch als überflüssig erwiesen und wurde wieder abgeschafft.<sup>656</sup>

---

<sup>655</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 199.

<sup>656</sup> *Winkler et al.* (Frauenhofer/KIT), Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen (2013), S. 17.



In Neuseeland wurde die Reserve in Form eines Ölkraftwerks mit einer Leistung von 155 MW eingesetzt, um in niederschlagsarmen Jahren Erzeugungseingpässe zu vermeiden.<sup>657</sup> Im Zeitraum der bestehenden Reserve wurden durchschnittlich 65 Prozent der jährlichen Energie aus Wasserkraft erzeugt.<sup>658</sup> Die Zuschaltung des Kraftwerks erfolgte mittels einer variablen Preisobergrenze an der Strombörse. Diese führte jedoch zu Unsicherheiten und in der Folge zu einer Reduktion von Investitionsanreizen in den Kraftwerkspark. Den Kraftwerksbetreibern wurde durch die variable Preisobergrenze ihre Planungssicherheit bezüglich kurzfristiger Preisspitzen zur Refinanzierung ihrer Anlagen entzogen. Die als Übergangslösung konzipierte Reserve wurde daraufhin im Jahr 2010 durch Knappheitspreise von max. 5.000 \$ je MW/h ersetzt, um Großverbrauchern eine Nachfragereduktion nahelegen. Die neuseeländische Regierung nimmt an, dass die Verbraucher bei derart hohen Preisen ihre Nachfrage vermehrt reduzieren und verschieben, als die Preise tatsächlich zu zahlen.<sup>659</sup>

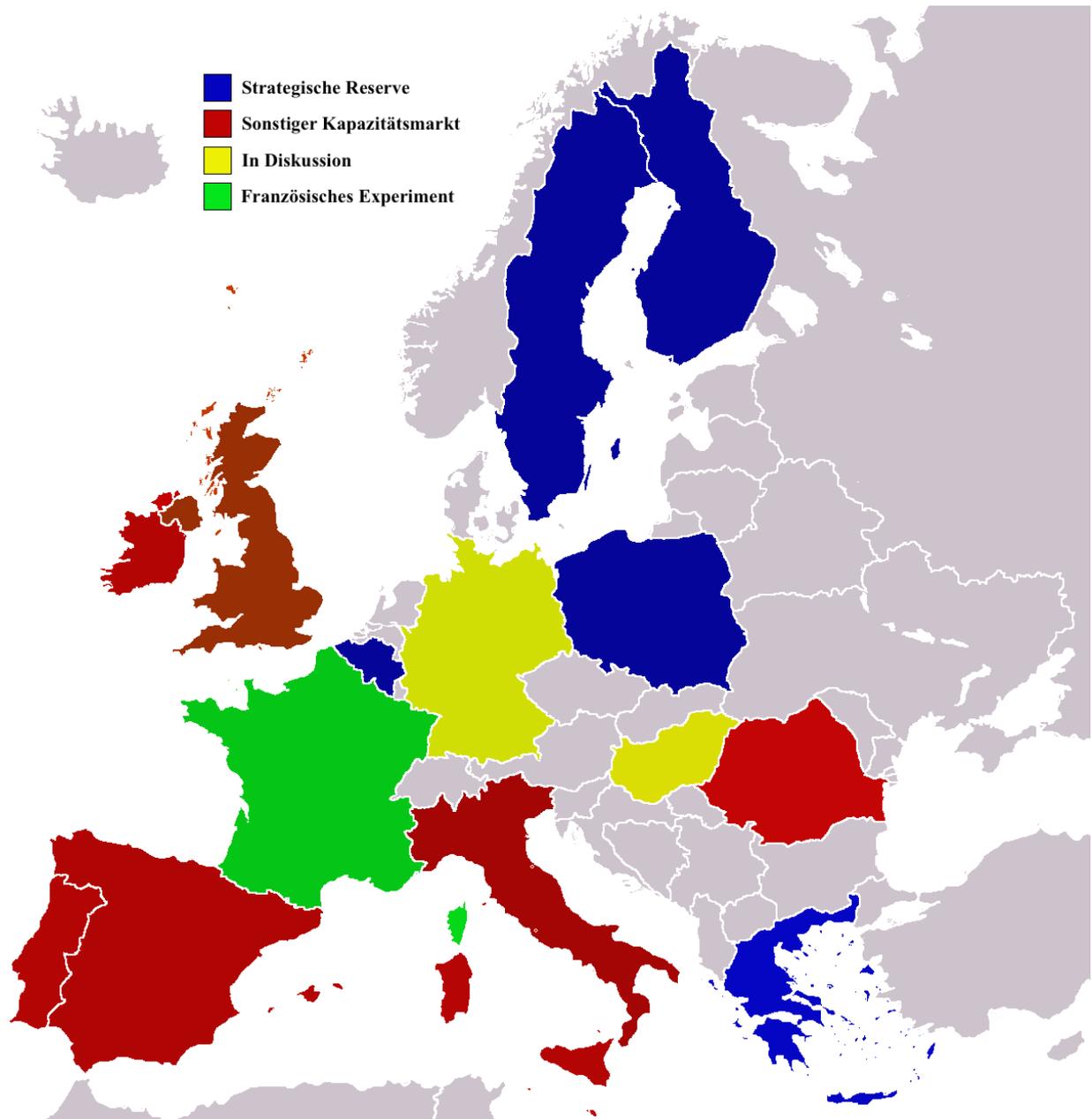
Innerhalb Europas besitzen insbesondere Schweden, Finnland, Polen, Belgien und Frankreich Erfahrungen mit der strategischen Reserve. *Abbildung 12* gibt einen Überblick über den gegenwärtigen Stand der europäischen Debatte um die Integrationen von Kapazitätsmechanismen.

---

<sup>657</sup> ebd.; Electricity Technical Advisory Group/Ministry of Economic Development, *Improving Electricity Market Performance* (2009), S. 16.

<sup>658</sup> *Finon et al.*, *Utilities Policy* (2008), S. 202, 211.

<sup>659</sup> *Winkler et al.* (Frauenhofer/KIT), *Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen* (2013), S. 17; *Süßenbacher et al.*, *Kapazitätsmärkte und- mechanismen im internationalen Kontext* (2011), S. 9.



**Abbildung 12: Kapazitätsmechanismus-Debatte in Europa** (eigene Darstellung nach ACER; Avenir Suisse; DIW; Thüga<sup>660</sup>)

Die 2003 in Schweden integrierte und 2006 auf Finnland erweiterte strategische Reserve zielt auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Vermeidung von Preisschwankungen in besonders kalten Wintern ab, in denen der hohe Anteil an grundlastfä-

<sup>660</sup> ACER, Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2013), S. 8; Avenir Suisse, Keine Energiewende im Alleingang (2013), S. 46; *Neuhoff et al.*, in DIW, Wochenbericht, Arbeitskräfte-mobilität (2014), S. 728; Thüga, Perspektiven (2013), S. 52.



higer Wasserkraft aufgrund von Vereisungen nur eingeschränkt zur Verfügung steht.<sup>661</sup> Die Wasserkraft ist in beiden Ländern wesentlicher Energieträger. So betrug ihr Anteil im Jahr 2012 in Schweden 44 Prozent und in Finnland 25 Prozent am erzeugten Strom.<sup>662</sup> Das Volumen der strategischen Reserve beträgt in Schweden 2 GW und besteht aus konventionellen Kraftwerken sowie DSM. In Finnland werden hauptsächlich alte Kohlekraftwerke mit einem Umfang von insgesamt 600 MW kontrahiert. Eine Besonderheit dieser Ausgestaltung ist die Kooperation zwischen den ÜNB. Reichen während eines Versorgungsengpasses die Reservekapazitäten eines Landes nicht aus, kann auf die Leistung des anderen zurückgegriffen werden.<sup>663</sup> Die Reserve wird in jenem Engpass zu einem Preis von 0,10 € je MW/h über dem letzten kommerziellen Gebot an der Strombörse Nord Pool zugeschaltet, ist jedoch auf 1.999,90 € je MW/h gedeckelt.<sup>664</sup> Wie in Neuseeland ist das Modell als Übergangslösung konzipiert und wird – nach mehrmaliger Verlängerung – im Winter 2019/20 auslaufen. Im Anschluss soll ebenfalls die Nachfrageseite verstärkt eingebunden werden. Die genaue Ausgestaltung ist gegenwärtig noch nicht bekannt.<sup>665</sup>

In Frankreich wurden im Jahr 2006 einmalig Kapazitäten für eine strategische Reserve ausgeschrieben. Die Ausschreibung erfolgte auf Grundlage des langfristigen Investitionsprogramms *La programmation pluriannuelle des investissements de production électrique*. Das Programm enthält konkrete Aussagen über das optimale Zubauszenario des französischen Kraftwerksparks und wird durch die französische Regierung verbindlich durch einen Erlass beschlossen. Bei Nichterfüllung des Zubauszenarios ist die Regierung ermächtigt, ein entsprechendes Ausschreibungsverfahren durchzuführen. Damit sollten 2006 versuchsweise Neubaukraftwerke sowie der Erhalt systemrelevanter Bestandsanlagen angeregt werden, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Die kontrahierten Kraftwerke erhielten einmalig eine fixe Vergütung für den Zeitraum von zehn Jahren in Höhe ihrer Gebotspreise. Der Einsatz erfolgte identisch zur skizzierten strategischen Reserve, d. h. für Redispatchmaßnahmen und bei fehlender Markträumung (Nachfrage übersteigt Angebot) am Day-Ahead-Spotmarkt.<sup>666</sup> Im Jahr 2014 wurde beschlossen

<sup>661</sup> Inagendo, Funktionsweise und Nebenwirkungen von Kapazitätsmechanismen (2013), S. 3 f. sowie Barrera et al., eT (2011), S. 8, 12.

<sup>662</sup> Swedish Energy Agency, Energy in Sweden (2014) sowie Statistics Finland, Production of electricity and heat 2012 (2013), S. 5.

<sup>663</sup> Süßenbacher et al., Kapazitätsmärkte und- mechanismen im internationalen Kontext (2011), S. 8 f.

<sup>664</sup> Fingrid, Rules of Electricity produced by the power plant unit (2009), S. 3.

<sup>665</sup> NordREG, Peak Load Arrangements (2009), S. 9.

<sup>666</sup> Finon et al., Utilities Policy (2008), S. 202, 203, 213 m. w. N.; Süßenbacher et al., Kapazitätsmärkte und- mechanismen im internationalen Kontext (2011), S. 9 f. m. w. N. sowie vgl. Thüga, Perspektiven (2013), S. 52.



die bestehende Ausschreibung ab Anfang 2016 durch einen Kapazitätsmarkt zu ersetzen.<sup>667</sup>

Polen hat 2013 eine doppelte Absicherung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit integriert: Zum einen werden Kraftwerke im Rahmen der strategischen Reserve mit einer Kapazität von 454 MW, die aus technischen, ökonomischen oder umweltpolitischen Gründen im Jahr 2016 stillzulegen sind, vom polnischen ÜNB zentral gesteuert und bei Leistungengpässen eingesetzt. Zum anderen steht dem ÜNB eine Nachfragereduktion von 25 MW im Winter und 30 MW während den Sommermonaten zur Verfügung.<sup>668</sup>

Darüber hinaus hat Belgien zum Winter 2014/15 eine strategische Reserve mit einem Umfang von 800 MW eingeführt.<sup>669</sup>

## V. Fazit Kapitel 5

Mit der Auskopplung von Kraftwerksleistung durch das Verbot der autonomen Teilnahme am Energiemarkt erzeugen alle drei erörterten Kapazitätsreservemodelle bewusst einen künstlichen Kapazitätsengpass am Energy-only-Markt. Dieser führt zu steigenden Base-Preisen und zu häufigeren Preisspitzen an der Strombörse, die Investitionsanreize zur Errichtung neuer Kraftwerke gewährleisten. Positive Nebenwirkung ist eine Kompensation der sinkenden Börsenstrompreise und der steigenden EEG-Umlage durch den Merit-Order-Effekt. Mit höheren Strompreisen verringern sich einerseits die Differenzkosten zwischen gesetzlich garantierter Einspeisevergütung der erneuerbaren Energien sowie dem Börsenstrompreis und andererseits die EEG-Umlage.

Darüber hinaus begünstigen steigende Base-Preise in Verbindung mit den Preispeaks die Anreize zur Lastreduzierung. Bei den gegenwärtigen Strompreisen amortisiert sich die Installation von technischen Messeinrichtungen – Smart Meters – erst ab einem jährlichen Stromverbrauch von 6.000 kWh, sodass sich dies für viele Letztverbraucher nicht rentiert. Ein höherer Strompreis könnte diese Schwelle weiter senken. Zudem hätten auch die industriellen Großverbraucher verstärkte Anreize zur Lastreduzierung.

Neben den nationalen Vorteilen der drei Kapazitätsreservemodelle belegen insbesondere die internationalen Erfahrungen die Reversibilität der strategischen Reserve. So haben Australien und Neuseeland die Reserve erfolgreich abgeschafft. In Schweden und Finn-

---

<sup>667</sup> Deutsch-französisches Büro für Erneuerbare Energien, Der französische Kapazitätsmarkt (2014).

<sup>668</sup> PSE, Annual Report 2013, S. 43.

<sup>669</sup> *Neuhoff et al.*, in DIW, Wochenbericht, Arbeitskräftemobilität (2014), S. 727.



land ist dies nach mehrmaliger Verlängerung für den Winter 2019/20 geplant. Das verdeutlicht zum einen den Übergangscharakter, bis die übrigen Stellschrauben angezogen sind und der Energy-only-Markt selbstständig ausreichend Investitionssignale erzeugt und zum anderen, dass eine strategische Reserve unter falschen Parametern nicht immer als zielführend angesehen werden kann. Grund für die Abschaffung in Neuseeland war eine variable Preisobergrenze bzw. ein variabler Ausübungspreis an der Strombörse, was, wie erörtert, zu Unsicherheiten im Strommarkt über die zulässige Höhe von Preisspitzen und damit zu einer Reduktion von Investitionen in neue Kraftwerke führte.

Ein Problem der deutschen strategischen Reserve ist die Festlegung des Ausübungspreises. Die Gutachter empfehlen eine Orientierung an der technischen Preisobergrenze des Day-Ahead-Marktes von 3.000 € je MW/h. Wiederum andere ziehen den VoLL heran und beziffern diesen mit 800 € je MW/h. Die Bestimmung einer konkreten Zahl ist kaum möglich, daher könnte das schwedisch-finnische Konzept empfehlenswert sein: Dort wird die Reserve in einem Engpass zu einem Preis von 0,10 € je MW/h über dem letzten kommerziellen Gebot zugeschaltet. Der Nachteil dieses Konzepts ist jedoch die Ungewissheit über mögliche Preisspitzen und die Erwirtschaftung einer Knappheitsrente i. S. d. Peak-Load-Pricing-Theorie. Welcher Ausübungspreis sich letztendlich durchsetzt, kann nur im Rahmen einer modellbasierten Analyse bestimmt werden. Eine solche kann in dieser Arbeit jedoch nicht geleistet werden.

Vor der abschließenden Beantwortung der fünften und letzten in der Einleitung aufgeworfenen Forschungsfrage stellt *Tabelle 7* nochmals die debattierten Kapazitätsreservemodelle gegenüber.


**Tabelle 7: Vergleich der debattierten Kapazitätsmarktmodelle** (eigene Darstellung)

	<b>Strategische Reserve</b>	<b>Fangnetz</b>	<b>Kapazitäts- und Braunkohlereserve</b>
<b>Teilnehmer</b>	Bestand und Neubau; DSM	Bestand und Neubau; DSM; Speicher; Kraftwerksscheiben	technologieneutral; Braunkohlekraftwerke
<b>Beschaffung</b>	Decending Clock Auction	Ausschreibungsverfahren	Ausschreibungsverfahren; bilaterale Verhandlung
<b>Vertragslaufzeit</b>	Bestand 1 – 2 Jahre Neubau bis zu 10 Jahre	zwischen 1 und 5 Jahren, jedoch angeregt „Open End“	Kapazitätsreserve 2 oder 15 Jahre; Braunkohle 4 Jahre
<b>Einsatz</b>	Redispatch; ausbleibende Markträumung	ausbleibende Markträumung	ausbleibende Markträumung
<b>Teilnahme am Energy-only-Markt</b>	verwehrt	verwehrt	verwehrt
<b>Rückkehr in Energy-only-Markt</b>	No-way-back	erlaubt	No-way-back
<b>Binnenmarkt</b>	keine Information	möglich unter Voraussetzungen	bedingt
<b>Dimensionierung</b>	4 GW	2,2 GW	ansteigend auf bis zu 6,73 GW
<b>Kosten</b> (jährlich) ohne Grenzkosten	140 – 200 Mio. €	mind. 90 Mio. €	mind. 130 Mio. € (Kapazitätsreserve) plus 230 Mio. € (Braunkohlereserve)

Die fünfte Forschungsfrage lautete, ob die **debattierten Modelle mit den europarechtlichen und nationalen Vorgaben harmonisieren**. Hierbei sei insbesondere auf die Zwischenergebnisse nach jeder rechtlichen Prüfung zu verweisen. Dennoch ist im Hinblick



auf die verfügbaren Informationen festzustellen, dass die **Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG-E als eigenständige Reserve vollständig mit den europarechtlichen Vorgaben im Einklang steht**. Dennoch können auch die anderen Modelle unter Auflagen, die als Handlungsempfehlung im nächsten Kapitel erörtert werden, möglicherweise die *Altmark Trans*-Kriterien erfüllen und stellen somit keine Begünstigung nach Art. 107 Abs. 1 AEUV dar. Allerdings müssen diesbezüglich die inhaltlichen Vorgaben des Betrauungsakts (strategische Reserve und Fangnetz) umgesetzt sowie zur Kontrahierung neuer Kapazitäten das Ausschreibungsverfahren oder die Benchmarking-Analyse festgelegt werden (Fangnetz und Braunkohlereserve).

Im Gegensatz zum Fangnetz und der Braunkohlereserve ist die strategische Reserve mit den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien vereinbar, sofern ausländische Kraftwerke (zumindest in der Zukunft) ebenfalls zur Vorhaltung von Kapazitäten teilnahmeberechtigt sind. Mangels No-way-back-Reglung als essenzielles Element des Fangnetzes erhalten die Kraftwerksbetreiber die Möglichkeit Windfall-Profits zu generieren. Auch die Braunkohlereserve tendiert zu Windfall-Profits für die Betreiber sehr alter Braunkohlekraftwerke. Diese Ausgestaltung, die fehlende Ausschreibung und Technologieneutralität stehen in direktem Widerspruch zu den Beihilfeleitlinien, sodass das Fangnetz sowie die Braunkohlereserve nicht mit den europarechtlichen Vorgaben harmonisieren.

Im folgenden Kapitel wird auf die angeführten Prämissen zur staatlichen Beihilfe nach Art. 107 AEUV sowie auf die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien nochmals eingegangen und spezifische Handlungsempfehlungen für die Modelle verfasst. Unter Berücksichtigung jener Empfehlungen stünden alle Reservemodelle vollständig im Einklang mit den europarechtlichen Vorgaben. Eine abweichende Schlussfolgerung lässt sich für die nur rudimentär vorhanden **nationalen Vorgaben treffen, welche von allen in dieser Arbeit behandelten Kapazitätsreservemodellen erfüllt werden**.



## F. Kapitel 6 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Bezugnehmend auf das in der Einleitung aufgeworfene Szenario eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung lässt sich auf Basis der Ausführungen dieser Arbeit die Schlussfolgerung ziehen, dass jenes Szenario bisher nur fiktiv möglich erscheint. Gegenwärtig ist die Versorgungssicherheit noch nicht gefährdet, was sich allerdings in den nächsten Jahren mit dem endgültigen Ausstieg aus der Kernenergie und weiteren Kraftwerksstilllegungen ändern kann. Dennoch verdeutlicht das Szenario eindrucksvoll die Relevanz der sicheren und unterbrechungsfreien Versorgung mit Elektrizität.

Das Stromversorgungssystem befindet sich mitten in der Transformationsphase weg von einer auf konventionellen Kraftwerken beruhenden zentralen Erzeugung hin zu einer dezentralen und erneuerbaren. Jene erneuerbaren Energien sind das Rückgrat der zukünftigen Energieversorgung und alle weiteren Elemente des Systems müssen daher um die erneuerbaren Energien herum konstruiert werden. Zur langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind der Politik die nachfolgenden auf den beantworteten Forschungsfragen basierenden allgemeinen Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns nahezulegen.

Die bestehenden erzeugungsseitigen Überkapazitäten in Kombination mit dem voranschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien führen zu den niedrigsten Base-Preisen an der Strombörse seit Jahrzehnten. Auch die erforderlichen Preisspitzen bleiben aus, da besonders zur traditionell verbrauchsstarken Mittagszeit die Nachfrage durch PV-Anlagen gedeckt wird. Nahezu alle Investitionsanreize in dringend benötigte Spitzenlastkraftwerke gehen verloren und bestehende Gasturbinenkraftwerke werden stillgelegt. Die Ausführungen zur ersten Forschungsfrage haben verdeutlicht, dass das **gegenwärtige Strommarktdesign ohne Unterstützung** durch die Netzreserve, den Ausbau der Übertragungsnetze sowie der grenzüberschreitenden Interkonnektoren **die Versorgungssicherheit langfristig nicht ausreichend gewährleisten kann**. Allerdings kann der Netzausbau nicht mit der Geschwindigkeit der Transformationsphase mithalten. Entgegen dem ursprünglichen Ziel bis 2015 einen Großteil des Netzausbaus abzuschließen, waren bis zum dritten Quartal 2014 lediglich 23 Prozent fertiggestellt.<sup>670</sup> Zur Überbrückung des schleppenden Netzausbaus möchte das BMWi die Netzreserve vorerst bis zum Ende des Jahres 2023 verlängern und nicht wie gegenwärtig normiert zum 31. Dezember 2017 au-

---

<sup>670</sup> BNetzA, Jahresbericht 2014 (2015), S. 35.



ßer Kraft treten lassen. Diese Lösung scheint auch wesentlich naheliegender, als die temporäre Netzausbauproblematik mit einem neuen, zukunftsfähigen Strommarktdesign zu adressieren. Eine **pauschale Notwendigkeit eines klassischen Kapazitätsmarktes** ist somit nicht festzustellen. Darüber hinaus wurden in der Arbeit fünf Stellschrauben identifiziert, die eine deutlich nachhaltigere Wirkung auf den Strommarkt besitzen als ein Kapazitätsmechanismus.

- 1) Zwar ist die Politik bestrebt, die Marktintegration der **erneuerbaren Energien** mit der zukünftig verpflichtenden Direktvermarktung weiter voranzutreiben, jedoch übersieht sie ihren potenziellen **Beitrag zur Regelernergie**. Der Zeitraum zwischen Ausschreibung und Einsatz der Regelernergie wird von der BNetzA gem. § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 27 Abs. 1 Nr. 2 StromNZV festgelegt. Jener Zeitraum beträgt bei der Primär- sowie Sekundärregelung eine Woche und bei der Minutenreserve lediglich einen Tag. Aufgrund der Relevanz der Primärregelleistung für die Systemstabilität muss diese mit etwas Vorlaufzeit ausgeschrieben werden, was die erneuerbaren Energien aufgrund ihrer witterungsbedingten Prognoseungenauigkeiten ausschließt. Dagegen könnten gekoppelte erneuerbare Energien im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks zumindest einen Beitrag zur Sekundär- und Minutenreserve leisten. Selbst wenn die BNetzA ihre Festlegungen zur Vorlaufzeit zum Wohle der erneuerbaren Energien auf einen Tag verkürzt – was derzeit der Vorlaufzeit der Minutenreserve entspricht –, untersagt § 2 AusglMechV i. V. m. § 1 AusglMechAV den ÜNB die Vermarktung des EE-Stroms an einem anderen Handelsplatz als dem des Day-Ahead oder Intraday-Marktes. Für eine Verbesserung der Marktintegration müsste somit zum einen die BNetzA ihre Festlegungen anpassen und zum anderen § 2 AusglMechV sowie § 1 AusglMechAV novelliert und für die Erbringung von Regelernergie geöffnet werden.
- 2) Die eigentliche Abwicklung zwischen Erzeugung und Last sowie der Einsatz von Regelernergie geschieht nach § 20 Abs. 1a S. 5 EnWG, § 4 Abs. 2 StromNZV in den Bilanzkreisen durch den BKV. Die Kosten für den Einsatz von Regelernergie müssen die unterdeckten BKV über den reBAP zahlen. Allerdings bewirtschaften lediglich 30 bis 50 Prozent der BKV einen ausgeglichenen Bilanzkreis. Die **Verbesserung der Bilanzkreistreue** ist daher eine weitere essenzielle Stellschraube, um den Bedarf an teurer Regelernergie und somit an konventionellen Spitzenlastkraftwerken zu minimieren. Im gegenwärtigen System wird eine Pönale (Strafzahlung) in Höhe des 1,5-Fachen des Intraday-Preises für die unterdeckten Bilanzkreise erst fällig, wenn mehr als 80 Prozent der gesamten verfügbaren Regeler-



gie eingesetzt ist. Dies geht jedoch nicht weit genug. Eine Weiterentwicklung stellt beispielsweise ein fixer Aufschlag auf den Intraday-Preis dar, mit dem jeder BKV ab einer gewissen Unterdeckung pönalisiert wird, unabhängig davon, wie viel Regelenergie im Einsatz ist. Dennoch sollte den BKV aufgrund von witterungsbedingten Prognoseabweichungen bei der Einspeisung der erneuerbaren Energien zumindest eine geringe nichtpönalisierte Menge zustehen.

- 3) Auch sind die **Anreize zur Nachfrageflexibilisierung** zu steigern. Die niedrigen Börsenstrompreise und die ausbleibenden Preispeaks eliminieren einen Großteil der Anreize zur Lastverschiebung oder gar zum Lastabwurf. Insbesondere der potenzialreichen energieintensiven Industrie werden durch die umfangreichen Entlastungsprivilegien auch die restlichen Lastreduzierungsanreize genommen. Die privilegierten Unternehmen profitieren u. a. von der Besonderen Ausgleichsregelung nach §§ 63 ff. EEG als auch von der Netzentgeltreduktion nach § 19 Abs. 2 StromNEV.<sup>671</sup> Wird unterstellt, dass ein Industriekunde mit 24 GW/h Jahresverbrauch alle Vergünstigungen erhält, betrug sein Nettostrompreis 5,61 ct je kW/h im Jahr 2014. Dagegen betrug der Nettostrompreis für einen Standard-Haushaltskunden mit 3.500 kW/h Jahresverbrauch je nach Vertrag zwischen 28,3 und 30,5 ct je kW/h.<sup>672</sup> Zur Steigerung der Lastreduzierungsanreize müssen die Privilegien für Industriekunden gekürzt und den Letztverbrauchern eine „Abwrackprämie“ für ihren alten Stromzähler bei einem Tausch gegen Smart Meters gezahlt werden, da sich jene intelligenten Zähler derzeit erst ab einem Verbrauch von 6.000 kW/h pro Jahr rentieren.
- 4) Als die beiden letzten Stellschrauben sind zum einen der **Ausbau des innerdeutschen Übertragungsnetzes**, insbesondere die Nord-Süd-Verbindungen, sowie zum anderen der **Ausbau der grenzüberschreitenden Interkonnektoren** anzuführen. Zwar schafft der überdurchschnittliche PV-Ausbau in Bayern und Baden-Württemberg in sonnenreichen Zeiten eine Entlastung, langfristig sind mit Blick auf die Abschaltung der Atomkraftwerke die fehlenden Übertragungskapazitäten jedoch nicht zu kompensieren. Jene Problematik wurde bereits erkannt und mittels diverser gesetzlicher Regelungen zur Beschleunigung des Netzausbaus entgegnet.

---

<sup>671</sup> Die bedeutendsten Ausnahmen sind von der EEG-Umlage, Netzentgelten, KWK-Umlage, Stromsteuer, Offshore-Haftungsumlage sowie den Konzessionsabgaben.

<sup>672</sup> BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014 (2014), S. 154 f., 162 ff; *Laux*, eT (2015), S. 33, 36.



Eine europaweite Versorgungssicherheit ist trotz umfangreicher Überkapazitäten und Ausgleichseffekte derzeit noch nicht zu gewährleisten. Grund hierfür sind die Kapazitätsengpässe an den Interkonnektoren. Von ca. 1,33 Mrd. € Investitionsvolumen in die Netzinfrastruktur gingen lediglich etwa 16 Mio. € in die grenzüberschreitenden Kapazitäten. Dagegen beziffert ENTSO-E alleine für Deutschland bis zum Jahr 2030 einen Investitionsbedarf für Netzausbauvorhaben mit europaweiter Bedeutung („*pan-European significance*“) auf zwischen 34,8 bis zu 54,2 Mrd. €. <sup>673</sup> Den Netzbetreibern steht es nach § 15 Abs. 3 StromNZV frei, ob sie die Erlöse einer Engpassbewirtschaftung in die Beseitigung jener Engpässe investieren oder diese zur Minderung der Netzentgelte einsetzen. Um die stochastischen Ausgleichseffekte europaweit zu nutzen und den Energiebinnenmarkt weiterzuentwickeln, muss zumindest vorübergehend von der Wahlmöglichkeit der Netzbetreiber abgewichen und entstehende Erlöse verpflichtend in die Beseitigung der Netzengpässe investiert werden.

Dennoch sind viele der aufgezeigten Stellschrauben nicht kurzfristig umzusetzen. Zur unterbrechungsfreien Gewährleistung der Versorgungssicherheit, auch **während der Transformationsphase des Energieversorgungssystems**, benötigt der Strommarkt daher **ein Übergangselement in Form eines temporären Reservemodells**.

Die drei debattierten Modelle stellen zwar zum einen keinen erheblichen Eingriff in die mitgliedstaatliche Energiepolitik dar und berühren zudem auch nicht die Wahl zwischen verschiedenen Energieträgern. Mangels Erfüllung dieser zwingenden Voraussetzungen nach Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV i. V. m. Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV **liegt die Gesetzgebungskompetenz zum Erlass entsprechender Regelungen bei den nationalen Gesetzgebern**. Die deutschen Kompetenzen zur Integration eines Kapazitätsmechanismus zur Unterstützung der Transformationsphase ergeben sich aus Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 i. V. m. Art. 72 Abs. 2 GG.

Dennoch hält die Europäische Kommission Kompetenzen im Bereich der Beihilfeaufsicht nach Art. 108 AEUV inne. Ihr steht es somit frei, Leitlinien zur Konkretisierung des Ermessensspielraums nach Art. 107 Abs. 3 AEUV zu veröffentlichen. Die **Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien** konkretisieren jene Auslegungsansichten und **führen die wesentlichen beihilferechtlichen Prüfungskriterien** der Kommission nach Art. 107 Abs. 1 AEUV auf. Danach muss für einen zulässigen Kapazitätsmechanismus die Berechnungsmethode zur Quantifizierung der Reservegröße nachgewiesen werden, er muss wettbe-

---

<sup>673</sup> ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast, 2014 – 2030 (2014), S. 82.



werblich durch Ausschreibungen organisiert sein, Kapazitätzahlungen ausschließlich für die physische Bereitstellung von Elektrizität gewähren, Bestandsanlagen, Neubaukraftwerke, DSM und Energiespeicher fördern, Windfall-Profits und Marktmacht vermeiden sowie eine europaweite Teilnahme ermöglichen.

Entgegen der Ansicht der Kommission haben die Untersuchungen zum Beihilferecht gezeigt, dass **Kapazitätsmechanismen nicht grundsätzlich als staatliche Beihilfe i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV zu qualifizieren** sind. Mit ihrem systemdienlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit erbringen sie unzweifelhaft eine Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse. Aufbauend auf seiner *ADBHU*- sowie *Ferring*-Entscheidung hat der EuGH im *Altmark Trans*-Urteil vier Grundsätze formuliert, um jene gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen von den Beihilfavorschriften zu befreien. Allerdings hat sich in den vergangenen Jahren der Beurteilungsmaßstab der Kommission drastisch gewandelt. Anstelle der Prüfung der *Altmark Trans*-Kriterien für beihilferechtliche Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zieht sie ausschließlich ihre Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien heran, die inzident die Kriterien des Art. 107 Abs. 1 und zum Teil auch Ansätze der *Altmark Trans*-Entscheidung berücksichtigen.

Auch wenn sich das Bundeskabinett bereits für die Integration einer Kapazitäts- und Braunkohlereserve entschieden hat, werden neben den aufgeführten allgemeinen Handlungsempfehlungen abschließenden noch die spezifischen Empfehlungen für das anstehende Gesetzgebungsverfahren aller Kapazitätsreservemodelle erörtert.

Wie bereits erläutert bestehen insbesondere bei der Ex-ante-Festlegung des Ausübungspreises der **strategischen Reserve**, der zugleich eine faktische Preisobergrenze darstellt, erhebliche Bedenken. Mit der rechtlich unverbindlichen Erklärung zur Sicherung der Stromversorgung im Binnenmarkt haben sich die Mitglieder des Pentalateralen Energieforums u. a. gegen eine Preisobergrenze und für Preisspitzen im Strommarkt ausgesprochen. Jene Vorgabe soll mit § 1 Abs. 4 Nr. 1 EnWG-E in das künftige Energiewirtschaftsgesetz integriert werden. Damit scheidet die strategische Reserve in ihrer dargestellten Form aus. Soll dennoch die strategische Reserve implementiert werden, muss anstelle des Ausübungspreises eine ausbleibende Markträumung am Day-Ahead-Spotmarkt sowie eine nahezu vollständig abgerufene Sekundär- und Minutenregelleistung als Indikator für den Einsatz herangezogen werden. Die beiden Indikatoren, die nicht kumulativ vorliegen müssen, gewährleisten weiterhin Preisspitzen. Hervorzuheben ist, dass die strategische Reserve sowohl den Redispatch als auch eine ausbleibende Markträumung am Spotmarkt absichert und durch eine ergänzende Regionalkompetente



zudem die ResKV obsolet macht. Dies hätte den Vorteil, dass das gesamte Verfahren auf ein wettbewerbliches und marktbasierendes System umgestellt würde.

Zur Rechtmäßigkeit der strategischen Reserve müssen sämtliche Vorgaben des Betrauungsaktes nach Art. 4 des Beschlusses 2012/21/EU berücksichtigt werden. Bei entsprechender Umsetzung werden alle vier Kriterien der *Altmark Trans*-Entscheidung erfüllt und die Reserve stellt keine staatliche Beihilfe i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV dar. Dies führt zu einem Entfall der Notifizierungspflicht nach Art. 108 Abs. 3 AEUV, sodass die strategische Reserve ohne Vorlage bei der Kommission eingeführt werden kann. Darüber hinaus muss die Reserve im Rahmen der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien verpflichtend eine No-way-back-Regelung enthalten und zumindest zukünftig europaweit Kraftwerken die Teilnahme ermöglichen. Eine Orientierung für letzteren Punkt bietet § 5 Abs. 3 ResKV. **Werden jene Empfehlungen vollständig eingehalten, erfüllt die strategische Reserve die europarechtlichen und nationalen Vorgaben.**

Die neue Finanzierungsmethodik des **Fangnetzes**, die Kosten auf die unterdeckten BKV umzulegen, ist zu befürworten, da dies zu einer Verbesserung der Bilanzkreistreue führt. Um jedoch eine systematische Überdeckung der Bilanzkreise zu vermeiden – nach den derzeitigen Ausgestaltungen erhalten die BKV bei Aktivierung des Fangnetzes 15.000 € je zu viel eingekaufter MW/h –, muss sich die pönalisierende Wirkung des FAP sowohl auf unterdeckte als auch auf überdeckte Bilanzkreise erstrecken. Andernfalls kannibalisiert sich das System selbst, da die BKV zur Vermeidung der Pönale in Form des FAP, ihre Bilanzkreise dauerhaft überdecken. Zudem erfahren die BKV erst mehrere Wochen verzögert, ob und in welchem Umfang sie ggf. pönalisiert wurden. Die ÜNB müssen nach § 8 Abs. 2 StromNZV die Abrechnung auf 15-Minuten-Basis saldieren, sodass sie den pönalisierten BKV bereits einen Tag nach Pönalisierung eine Mitteilung über Höhe und Kosten senden können. Die eigentliche Bilanzkreisabrechnung kann weiterhin verzögert erfolgen, da eine tagesscharfe Abrechnung erheblichen administrativen Aufwand verursacht.

Zur Erfüllung der *Altmark Trans*-Kriterien und somit zur legitimen Umgehung des Art. 107 Abs. 1 AEUV müssen – vgl. Ausführung zur strategischen Reserve – die Vorgaben des Betrauungsaktes umgesetzt sowie ein verpflichtendes Ausschreibungsverfahren integriert werden. Das wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren zur Kontrahierung neuer Kapazitäten wird auch im Rahmen der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien gefordert. Diese verlangt zudem, dass den Betreibern von Reservekraftwerken ihr übliches Geschäftsrisiko nicht vollständig erlassen wird. Daher ist die Vertragslaufzeit mit Höchstgrenze zu reglementieren. Eine endgültige Festlegung auf ein bestimmtes Verfahren zur



Beschaffung von Reservekraftwerken sowie der Vertragslaufzeit erfolgt im Fangnetz-Gutachten nicht, sodass die beiden Handlungsempfehlungen den Kern des Fangnetzes nicht beeinträchtigen. Dagegen bildet die bewusste Entscheidung für eine Rückkehrmöglichkeit in den Energy-only-Markt nach Vertragsende ein wesentliches Element des Fangnetzes. Sollte hiervon nicht abgerückt und diese durch eine No-way-back-Regelung ersetzt werden, ermöglicht das Fangnetz Windfall-Profits und steht folglich nicht im Einklang mit den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien. **Unter Berücksichtigung der spezifischen Handlungsempfehlungen und damit einhergehenden Überarbeitung eines Kernelements kann das Fangnetz mit den europarechtlichen sowie nationalen Vorgaben harmonisieren.**

Die **Kapazitäts- und Braunkohlereserve** entpuppt sich in weiten Teilen als modifiziertes Fangnetz, sodass auch ihre Finanzierungsmethodik zur Steigerung der Bilanzkreditreue führt. Ob die Pönale von 19.998 € je MW/h für unterdeckte Bilanzkreise dem vom BMWi für Deutschland prognostizierten VoLL entspricht oder lediglich einen 100-prozentigen Aufschlag auf die technische Preisobergrenze des Intraday-Marktes darstellt, bleibt offen.

Die bilaterale Einbeziehung von Braunkohlekraftwerken zwischen BMWi und Kraftwerksbetreibern in die Braunkohlereserve stellt sich sowohl auf der Ebene des Beihilfetatbestands nach Art. 107 Abs. 1 AEUV als auch auf Ebene der Rechtfertigung problematisch dar. Durch den Verzicht auf eine Ausschreibung sowie einer Benchmarking-Analyse ist der Nachweis der Einhaltung der *Altmark Trans*-Kriterien ausgeschlossen. Darüber hinaus steht die Reserve ebenfalls nicht im Einklang mit der Staatlichkeit, sodass die Kommission einen Verstoß gegen das Beihilfeverbot des Art. 107 Abs. 1 AEUV annehmen wird.

Zudem wird eine dann notwendige Rechtfertigung am Maßstab der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien angesichts der fehlenden Ausschreibung oder des alternativen Auswahlverfahrens, der mangelnden Technologieneutralität sowie der Windfall-Profits nicht möglich sein.<sup>674</sup>

Zur Erfüllung sämtlicher *Altmark Trans*-Kriterien ist ein Ausschreibungsverfahren oder eine Modifizierung der Berechnungsformel in der Anlage zum § 13g EnWG-E (Vergleich mit einem anderen Kraftwerk) für die Braunkohlereserve erforderlich. Da die Verhandlungen zwischen dem BMWi und den Kraftwerksbetreibern bereits abgeschlossen sind, kann lediglich die Benchmarking-Analyse nachjustiert werden. Dennoch kann sich

---

<sup>674</sup> *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, 199.



die Braunkohlereserve nicht mehr dem Tatbestand der Staatlichkeit entziehen. Da die Voraussetzungen des Art. 107 Abs. 1 AEUV jedoch kumulativ vorliegen müssen, würde die Braunkohlereserve keine Beihilfe mehr darstellen.

Die von den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien geforderte Technologieneutralität und die Vermeidung von Windfall-Profits können ebenfalls nicht mehr angepasst werden.

Eine Lösung zur Vermeidung von Windfall-Profits wäre beispielsweise die Voraussetzung, nur Braunkohlekraftwerke in die Reserve zu überführen, die noch mindestens fünf Jahre (t+5) am Energy-only-Handel gewinnbringend eingesetzt werden können. Sämtliche Kraftwerke unterhalb dieser Grenze werden den Markt kurzfristig und selbstständig verlassen, sodass eine Vertragslaufzeit in der Reserve von vier Jahren bis zur endgültigen Stilllegung einen dreifach positiven Effekt hätte: Erstens würden sehr alte Braunkohlekraftwerke mit geringer Restlaufzeit (t+2) kurzfristig ohne staatliche Einwirkung stillgelegt. Zweitens würden etwas ältere Kraftwerke mit längerer Restlaufzeit (t+5) ebenfalls dem Markt entzogen, was den CO<sub>2</sub>-Ausstoß nochmals verringert, und drittens würde der goldene Ruhestand der Kraftwerke in Form von Windfall-Profits vermieden. Ob das BMWi bei den bilateralen Verhandlungen mit den Kraftwerksbetreibern eine solche Möglichkeit berücksichtigt hat, kann nicht beantwortet werden.

Auch die geforderte Technologieneutralität hätte die Braunkohlereserve erfüllen können, ohne auf Braunkohlekraftwerke zu verzichten. In Betracht kommt eine Bezugnahme auf die absoluten Emissionen eines Kraftwerks. Nach einer Studie von Hermann (2014) besitzen Braunkohlekraftwerke die höchsten absoluten Emissionen in Deutschland,<sup>675</sup> sodass durch eine entsprechende Anpassung zum einen der Grundgedanke der Braunkohlereserve – Erreichung der nationalen Klimaschutzziele durch Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen – nicht unterlaufen und die Technologieneutralität gewährleistet würde.

**Die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG-E harmonisiert, ohne das es hierfür Handlungsempfehlungen bedarf, vollständig mit den europarechtlichen und nationalen Vorgaben. Dagegen kann die bereits ausgehandelte Braunkohlereserve nach § 13g EnWG-E zwar unter Beachtung der Handlungsempfehlungen die Kriterien der *Altmark Trans* Entscheidung erfüllen und stellt somit keine staatliche Beihilfe nach Art. 107 Abs. 1 AEUV dar, dennoch können die Anforderungen der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien nicht nachjustiert werden, sodass die Reserve nicht leitlinienkonform umsetzbar ist.**

---

<sup>675</sup> Hermann (Öko-Institut), Trendentwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der 30 größten Kraftwerke in Deutschland (2014), S. 2.



Insgesamt lässt sich hieraus der Schluss ziehen, dass die Entscheidung des Bundeswirtschaftsministeriums für ein (temporäres) Instrument zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit begründet und richtig ist. Sie erhöht die Versorgungssicherheit, dient als Sicherheitsnetz des Energy-only-Marktes und hilft zur Erreichung der Klimaschutzziele. Die für die Vorhaltung von Kapazität entstehenden Kosten sind vermutlich deutlich geringer als die volkswirtschaftlichen Kosten eines Unterangebots. Allerdings könnte die mit den Handlungsempfehlungen modifizierte strategische Reserve mit ergänzender süddeutscher Regionalkomponente sowohl die netzbedingten als auch die erzeugungsbedingten Engpasssituationen bewältigen. Die nun anstehende Implementierung der Kapazitäts- und Braunkohlereserve für die Versorgungssicherheit, neben der bereits bestehenden Netzreserve für die Systemsicherheit, entpuppt sich somit als gesplittete strategische Reserve, was mit einem deutlich gesteigerten Bürokratieaufwand verbunden ist. Auch ist bereits absehbar, dass die Europäische Kommission die Braunkohlereserve nicht für zulässig erachten wird.





---

## Literatur

**50 Hertz Transmission; PSE** (2014) Vereinbarung zwischen polnischem (PSE) und deutschem (50Hertz) Übertragungsnetzbetreiber zu Phasenschiebertransformatoren markiert wichtigen Schritt hin zur Vollendung des europäischen Energiebinnenmarktes vgl. <<http://www.50hertz.com/Portals/3/News/Pressemeldungen/PM-Vereinbarung-PST-PSE-140312.pdf>>, (abgerufen am 27.03.2015)

Zitiert als: 50 Hertz/PSE, Presseinformation (2014)

**ACER** (2013) Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No. 05/2013 of 15 February 2013, on Capacity Markets

Zitiert als: ACER, Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2013), S.

**ACER; CEER** (2014) Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013

**Agora Energiewende** (2015) Potential Interactions between Capacity Mechanisms in France and Germany, Berlin, Bonn

**Agora Energiewende** (2015) Stromexport und Klimaschutz in der Energiewende, Berlin

**Albrecht, Eike; Küchenhoff, Benjamin** (2015) Staatsrecht, 3. Auflage, Berlin

**APX** (2015) Press Release, APX Experiences a Successful Year in 2014, vgl. <<https://www.apxgroup.com/wp-content/uploads/APX-Press-Release-2014.pdf>>, (abgerufen am 20.01.2015)

Zitiert als: APX, Press Release (2015)



**Avenir Suisse** (2013) Keine Energiewende im Alleingang, Wie die Schweiz mit Ökostrom und Kapazitätsmärkten umgehen soll, Zürich

Zitiert als: Avenir Suisse, Keine Energiewende im Alleingang (2013), S.

**Badura**, Peter (1966) Die Daseinsvorsorge als Verwendungszweck der Leistungsverwaltung und der soziale Rechtsstaat, DÖV Nr. 17-18/1966, S. 624 – 633

Zitiert als: *Badura*, DÖV (1966), S. 624,

**Bahr**, Christian; **Loest**, Thomas (2002) Die Beurteilung von Vereinbarkeit über Forschung und Entwicklung nach europäischem Kartellrecht, EWS Nr. 6/2002, S. 263 – 271

Zitiert als: *Bahr/Loest*, EWS (2002), S. 263,

**Bantle**, Christian; **Haase**, Henri (2012) Wie Wind und Sonne den Strompreis beeinflussen. Der Merit-Order-Effekt, EW Nr. 19/2012, S. 44 – 47

Zitiert als: *Bantle/Haase*, EW (2012), S. 44,

**Barrera**, Fernando; **Janssen**, Matthias; **Riechmann**, Christoph (2011) Kapazitätsmärkte: Aus der internationalen Praxis lernen?, eT Nr. 9/2011, S. 8 – 12

Zitiert als: *Barrera et al.*, eT (2011), S. 8,

**Böckers**, Veit; **Giessing**, Leonie; **Haucap**, Justus; **Heimeshoff**, Ulrich; **Rösch**, Jürgen (2011) Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland, Eine Untersuchung alternativer Strommarktsysteme im Kontext europäischer Marktkonvergenz und erneuerbarer Energien, Institute for Competition Economics, Düsseldorf

Zitiert als: *Böckers et al.* (DICE), Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland (2011), S.



**Borggrefe**, Frieder; **Pregger**, Thomas; **Gils**, Hans Christian; **Cao**, Karl Kiên; **Deissenroth**, Marc; **Bothor**, Sebastian; **Blesl**, Markus; **Fahl**, Ulrich; **Steurer**, Martin; **Wiesmeth**, Michael (2014) Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart

Zitiert als: *Borggrefe et al.* (DLR/IER), Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 (2014), S.

**Borggrefe**, Frieder; **Pregger**, Thomas; **Gils**, Hans Christian; **Bothor**, Sebastian; **Fahl**, Ulrich; **Genoese**, Massimo; **Stetter**, Daniel (2015) Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025, eT Nr. 4/2015, S. 20 – 24

Zitiert als: *Borggrefe et al.*, eT (2015), S. 20,

**Bornkamm**, Joachim; **Becker**, Mirko (2005) Die privatrechtliche Durchsetzung des Kartellverbots nach der Modernisierung des EG-Kartellrechts, Einflussmöglichkeiten der Kommission, ZWeR Nr. 3/2005, S. 213 – 236

Zitiert als: *Bornkamm/Becker*, ZWeR (2005), S. 213,

**Brauner**, Günther; **Glaunsinger**, Wolfgang; **Bofinger**, Stefan; **John**, Markus; **Magin**, Wendelin; **Pyc**, Ireneusz; **Schüler**, Steffen; **Schulz**, Stephan; **Schwing**, Ulrich; **Seydel**, Philipp; **Steinke**, Florian (2012) Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020, Verband der Elektrotechnik, Frankfurt a. M.

Zitiert als: *Brauner et al.*, VDE-Studie Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020 (2012), S.



**Buchholz**, Wolfgang; **Frank**, Jonas; **Karl**, Hans-Dieter; **Pfeiffer**, Johannes; **Pittel**, Karen; **Triebswetter**, Ursula; **Habermann**, Jochen; **Mauch**, Wolfgang; **Staudacher**, Thomas (2012) Die Zukunft der Energiemärkte, Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten, Ifo-Institut München

Zitiert als: *Buchholz et al.* (Ifo-Institut), Die Zukunft der Energiemärkte (2012), S.

**Büchner**, Christiane; **Franzke**, Jochen (2009) Das Land Brandenburg, 5. Auflage, Potsdam

**Büchner**, Jens; **Frenken**, Remco; **Nikogosian**, Vigen; **Wolak**, Frank (2013) White Paper zu einem nachhaltigen Strommarktdesign, Herausforderungen an den Strommarkt und Leitplanken für die weitere Ausgestaltung des Marktdesigns, E-bridge consulting, Bonn

Zitiert als: *Büchner et al.* (E-bridge), White Paper zu einem nachhaltigen Strommarktdesign (2013), S.

**Bultmann**, Walter (2004) Beihilfenrecht und Vergaberecht: Beihilfen und öffentliche Aufträge als funktional äquivalente Instrumente der Wirtschaftslenkung - ein Leistungsvergleich, Habilitation, Universität zu Berlin

Zitiert als: *Bultmann*, Beihilfenrecht und Vergaberecht (2004), S.

**Bundeskartellamt** (2011) Sektorenuntersuchung Stromerzeugung und –großhandel, Abschlussbericht gemäß § 32e GWB, Bonn (2011)

Zitiert als: BKartA, Sektorenuntersuchung Stromerzeugung und -großhandel (2011), S.

**Bundesministerium der Justiz** (2008) Handbuch der Rechtsförmlichkeit, 3. Auflage, Berlin

Zitiert als: BMJ, Handbuch der Rechtsförmlichkeit (2008)



---

**Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit; Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft; Bundesverband Erneuerbare Energien** (2013) Märkte stärken, Versorgung sichern. Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland, Berlin

Zitiert als: BMUB et al., Märkte stärken, Versorgung sichern (2013), S.

**Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit** (2014) Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, Berlin

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** (2012) Monitoring Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Berlin

Zitiert als: BMWi, Monitoring Bericht (2012), S.

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** (2014) Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Abs. 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den §§ 13 Abs. 1a und 1b, 13a-c und 16 Abs. 2a EnWG, Berlin

Zitiert als: BMWi, Bericht zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen (2014), S.

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** (2014) Ein gutes Stück Arbeit. Mehr aus Energie machen. Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz, Berlin

Zitiert als: BMWi, Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (2014), S.

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** (2014) Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), Berlin

Zitiert als: BMWi, Grünbuch (2014), S.

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** (2014) Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode, Berlin

Zitiert als: BMWi, Zentrale Vorhaben Energiewende (2014), S.

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** (2015) Der nationale Klimaschutzbeitrag der deutschen Stromerzeugung, Berlin

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** (2015) Ein Strommarkt für die Energiewende, Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Berlin

Zitiert als: BMWi, Weißbuch (2015), S.

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** (2015) Klage gegen die EU-Kommission: Rechtssicherheit für EEG schaffen, vgl. <<http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=690416.html>>, (abgerufen am 27.08.2015)

Zitiert als: BMWi, Klage gegen die EU-Kommission: Rechtssicherheit für EEG schaffen (2015)

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** (2015) Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung – KapResV), vgl. <<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/verordnung-kapazitaetsreserveverordnung-kapresv,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>>, (abgerufen am 05.11.2015)

Zitiert als: BMWi, Kapazitätsreserveverordnung (2015), S.



**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** (2015) Verständigung zwischen der Bundesregierung und der Braunkohlewirtschaft, vgl. <<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/verstaendigung-braunkohle,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>>, (abgerufen am 06.11.2015)

Zitiert als: BMWi, Verständigung zwischen der Bundesregierung und der Braunkohlewirtschaft (2015)

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**, Die Kapazitätsreserve, vgl. <<http://phasenpruefer.info/wp-content/uploads/2015/03/Er1%C3%A4uterung-Kapazit%C3%A4tsreserve.pdf>>, (abgerufen am 26.09.2015)

Zitiert als: BMWi, Die Kapazitätsreserve

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**, Entwicklung der Stromerzeugung und der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen, vgl. <[http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Textbausteine/Banner/banner\\_photovoltaik.html](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Textbausteine/Banner/banner_photovoltaik.html)>, (abgerufen am 11.11.2014)

Zitiert als: BMWi, Entwicklung der Stromerzeugung und der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen

**Bundesnetzagentur** (2006) Sprechzettel, Matthias Kurth Präsident der Bundesnetzagentur Stromausfall Pressekonferenz 17. November 2006, vgl. <[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Reden/2006/StromausfallNov06Kurth061117Id7966pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=21](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Reden/2006/StromausfallNov06Kurth061117Id7966pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=21)>, (abgerufen am 07.12.2014)

Zitiert als: BNetzA, Stromausfall, Pressekonferenz (2006)

**Bundesnetzagentur** (2012) Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12, Bonn



**Bundesnetzagentur** (2013) Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2013/13, Bonn

**Bundesnetzagentur** (2013) Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/14 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse, Bonn

Zitiert als: BNetzA, Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/14 (2013), S.

**Bundesnetzagentur** (2014) Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/15 sowie die Jahre 2015/16 und 2017/18 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen, Bonn

Zitiert als: BNetzA, Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/15 ff. (2014), S.

**Bundesnetzagentur** (2014) Feststellung des zusätzlichen Reservekraftwerksbedarfs für das 1. Quartal 2015 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der außerordentlichen Systemanalysen, Bonn

Zitiert als: BNetzA, Feststellung des zusätzlichen Reservekraftwerksbedarfs für das 1. Quartal 2015 (2014), S.

**Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt** (2014) Monitoringbericht 2014, Bonn

Zitiert als: BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2014 (2014), S.

**Bundesnetzagentur** (2015) Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/16 sowie die Jahre 2016/17 und 2019/20, Bonn

Zitiert als: BNetzA, Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/16 ff. (2015), S.



---

**Bundesnetzagentur** (2015) Jahresbericht 2014. Netze ausbauen. Zukunft sichern.  
Infrastrukturausbau in Deutschland, Bonn

Zitiert als: BNetzA, Jahresbericht 2014 (2015), S.

**Bundesnetzagentur**, Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste, vgl.

<[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html)>, (abgerufen am 14.08.2015)

Zitiert als: BNetzA, Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste, Stand: 20.07.2015

**Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft** (2015) Energie-Info, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, vgl. <[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150511-o-energie-info-erneuerbare-energien-und-das-eeg-zahlen-fakten-grafiken-2015-de/\\$file/EnergieInfo\\_Erneuerbare\\_Energien\\_und\\_das\\_EEG\\_2015\\_11.05.2015\\_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150511-o-energie-info-erneuerbare-energien-und-das-eeg-zahlen-fakten-grafiken-2015-de/$file/EnergieInfo_Erneuerbare_Energien_und_das_EEG_2015_11.05.2015_final.pdf)>, (abgerufen am 02.06.2015)

Zitiert als: BDEW, Energie-Info (2015), S.

**Burger**, Bruno (2014) Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2013, Fraunhofer ISI, vgl. <<http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/stromproduktion-aus-solar-und-windenergie-2013.pdf>>, (abgerufen am 04.11.2014)

Zitiert als: *Burger*, Stromproduktion aus Solar- und Windenergie im Jahr 2013 (2014), S.

**Burger**, Bruno (2015) Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2014, Fraunhofer ISI, vgl. <<http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/data-nivc-/stromproduktion-aus-solar-und-windenergie-2014.pdf>>, (abgerufen am 21.03.2015)

Zitiert als: *Burger*, Stromproduktion aus Solar- und Windenergie im Jahr 2014 (2015), S.



**Burgi**, Martin (2015) Kommunalrecht, 5. Auflage, München

**Bushnell**, James (2005) Electricity Resource Adequacy: Matching Policies and Goals, University of California Energy Institute

Zitiert als: *Bushnell*, Electricity Resource Adequacy (2005), S.

**Brümmerhoff**, Dieter; **Büttner**, Thies (2015) Finanzwissenschaft, 11. Auflage, Berlin, München, Boston

**Calliess**, Christian (1999) Subsidiaritäts- und Solidaritätsprinzip in der Europäischen Union, 2. Auflage, Dissertation, Universität des Saarlandes

**Calliess**, Christian; **Ruffert**, Matthias (2011) EUV / AEUV, 4. Auflage, München

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Calliess/Ruffert, EUV/AEUV (2011), Art. Rn.

**Connect Energy Economics** (2014) Endbericht Leitstudie Strommarkt, Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns, Berlin

Zitiert als: *Connect Energy Economics*, Leitstudie Strommarkt (2014), S.

**Connect Energy Economics** (2015) Endbericht Leitstudie Strommarkt 2015, Berlin

**Consentec / FGH / Frontier Economics** (2010) Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze

Zitiert als: *Consentec et al.*, Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (2010), S.



---

**Consentec** (2012) Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer strategischen Reserve, Gutachten für den BDEW, Aachen

Zitiert als: Consentec, Ausgestaltung einer strategischen Reserve (2012), S.

**Consentec / r2b energy consulting** (2015) Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung, Aachen, Köln

**Cosack, Tilman; Laux, Matthias** (2015) Der Weißbuch-Vorschlag zur Einführung einer Kapazitätsreserve aus beihilferechtlicher Sicht, ER Nr. 05/2015, S. 190 – 199

Zitiert als: *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190, .

**Council of the European Union** (2014), Pressrelease, Completion of the Internal Energy Market

**Cramton, Peter; Stoft, Steven** (2006) The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity, with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem, Massachusetts Institute of Technology, California

Zitiert als: *Cramton/Stoft*, The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity (2006), S.

**Cramton, Peter; Ockenfels, Axel** (2012) Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector, ZfE Volume 36, Issue 2 2012, S. 113 – 134

Zitiert als: *Cramton/Ockenfels*, ZfE (2012), S. 113,

**Czerny, Maika** (2009) Die beihilferechtliche Beurteilung der staatlichen Finanzierung von Dienstleistungen im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse, Dissertation, Universität zu Köln



**Danner**, Wolfgang; **Theobald**, Christian (2015) *Energierrecht*, Band 1, 84. Ergänzungslieferung, München

Zitiert als: *Bearbeiter*, in *Danner/Theobald, Energierecht* (2015), § Rn.

**Däuper**, Olaf; **Grundmann**, Malte (2012) *Einführung und Ausgestaltung von Stromkapazitätsmärkten – rechtliche Anforderungen und Grenzen*, eT Nr. 12/2012, S. 102 – 106

Zitiert als: *Däuper/Grundmann*, eT (2012), S. 102,

**Däuper**, Olaf; **Voß**, Jan Ole (2012) *Rechtliche Ausgestaltungsmöglichkeiten von Kapazitätsmechanismen auf dem Stromerzeugungsmarkt*, ZNER Nr. 2/2012, S. 119 – 123

Zitiert als: *Däuper/Voß*, ZNER (2012), S. 119,

**Däuper**, Olaf; **Voß**, Jan Ole (2013) *Die Netzreserve nach der neuen Reservekraftwerksverordnung – Chancen und Risiken für Kraftwerksbetreiber*, IR Nr. 8/2013, S. 170 – 173

Zitiert als: *Däuper/Voß*, IR (2013), S. 170,

**De Vries**, Laurens (2007) *Generation adequacy: Helping the market do its job*, Utilities Policy Volume 15, Issue 1 2007, S. 20 – 35

Zitiert als: *De Vries*, Utilities Policy (2007), S. 20,

**Deutsch-französisches Büro für Erneuerbare Energien** (2014) *Der französische Kapazitätsmarkt*, vgl. <[https://enr-ee.com/fileadmin/user\\_upload/Downloads/Strommarkt/141014\\_Franzoesischer\\_Kapazitaetsmarkt\\_DFBEE.pdf](https://enr-ee.com/fileadmin/user_upload/Downloads/Strommarkt/141014_Franzoesischer_Kapazitaetsmarkt_DFBEE.pdf)>, (abgerufen am 21.03.2015)

Zitiert als: *Deutsch-französisches Büro für Erneuerbare Energien, Der französische Kapazitätsmarkt* (2014)



---

**Deutsche Bundesregierung** (2010) Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin

Zitiert als: Deutsche Bundesregierung, Energiekonzept (2010), S.

**Deutsche Bundesregierung** (2013) Begründung zur Reservekraftwerksverordnung, Berlin

**Deutsche Bundesregierung** (2013) Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD für die 18. Legislaturperiode, Berlin

Zitiert als: Deutsche Bundesregierung, Koalitionsvertrag (2013), S.

**Deutsche Bundesregierung** (2015) Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, vgl.

<<https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-neuregelung-des-kraft-waerme-kopplungsgesetzes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>>, (abgerufen am 01.10.2015)

Zitiert als: Deutsche Bundesregierung, Gesetzesentwurf KWKG 2016, S.

**Deutsche Bundesregierung** (2015) Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), vgl.

<<https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>>, (abgerufen am 04.11.2015)

Zitiert als: Deutsche Bundesregierung, Gesetzesentwurf Strommarktgesetz (2015), S.

**Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung** (2013) Sicherung der Stromversorgung, Wochenbericht Nr. 48/2013

Zitiert als: *Bearbeiter*, in DIW, Wochenbericht, Sicherung der Stromversorgung (2013), S.



**Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung** (2014) Arbeitskräftemobilität, Wochenbericht Nr. 30/2014

Zitiert als: *Bearbeiter*, in DIW, Wochenbericht, Arbeitskräftemobilität (2014), S.

**Dicke**, Hugo; **Glismann**, Hans (2004) Privatisierungskataster, Ein Diskussionsbeitrag zur Sanierung Berlins, Kiel

Zitiert als: *Dicke/Glismann*, Privatisierungskataster (2004), S.

**Dieckmann**, Birgit (2008) Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt, Dissertation Uni Münster

**E-bridge** (2014) Ein Beitrag zur Ausgestaltung eines Fangnetzes zur nachhaltigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit, Gutachten für TenneT TSO, Bonn

Zitiert als: E-bridge, Ein Beitrag zur Ausgestaltung eines Fangnetzes (2014), S.

**E.ON**, E.ON nimmt Kernkraftwerk Grafenrheinfeld vor Ende der Laufzeit außer Betrieb, vgl. <<http://www.eon.com/de/presse/news/pressemitteilungen/2014/3/28/eon-nimmt-kernkraftwerk-grafenrheinfeld-vor-ende-der-laufzeit-ausser-betrieb.html>>, (abgerufen am 11.11.2014)

Zitiert als: E.ON, Außerbetriebnahme AKW Grafenrheinfeld

**E.ON**, Sicher bis zum letzten Tag: Nach 33 Jahren erfolgreichem Betrieb stellt das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld die Stromproduktion ein, vgl. <<http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2015/6/28/sicher-bis-zum-letzten-tag-nach-33-jahren-erfolgreichem-betrieb-stellt-das-kernkraftwerk-grafenrheinfeld-die-stromproduktion-ein.html>>, (abgerufen am 01.07.2015)

Zitiert als: E.ON, Sicher bis zum letzten Tag



**Ecke** Julius; **Herrmann** Nicolai; **Hilmes** Uwe; **Kremp** Ralph; **Macharey** Uwe; **Nolde**, Andreas; **Wolter**, Horst; **Zander**, Wolfgang (2013) Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, energvis energy advisors, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung, Gutachten für den VKU, Berlin

Zitiert als: *Ecke et al.* (enervis/BET), Ein zukunftsfähiges Strommarktdesign (2013), S.

**Ehricke**, Ulrich; **Hackländer**, Daniel (2008) Europäische Energiepolitik auf der Grundlage der neuen Bestimmungen des Vertrags von Lissabon, ZEuS Nr. 4/2008, S. 579 – 600

Zitiert als: *Ehricke/Hackländer*, ZEuS (2008), S. 579,

**Elberg**, Christina; **Growitsch**, Christian; **Höffler**, Felix; **Richter**, Jan; **Wambach**, Achim (2012) Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

Zitiert als: *Elberg et al.* (EWI), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign (2012), S.

**Electricity Technical Advisory Group; Ministry of Economic Development** (2009)

Improving Electricity Market Performance Volume one: Discussion paper. A preliminary report to the Ministerial Review of Electricity Market Performance, vgl. <<http://www.med.govt.nz/sectors-industries/energy/pdf-docs-library/electricity-market/implementing-the-electricity-market-review-recommendations/background-papers-on-2009-review/improving-electricity-market-performance-volume-one-discussion-document-1152-kb-pdf.pdf>>, (abgerufen am 06.04.2015)

Zitiert als: Electricity Technical Advisory Group/Ministry of Economic Development, Improving Electricity Market Performance (2009), S.

**EnBW** (2014) Bundesweit erste Netzreserveverträge unterzeichnet, vgl. <[https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite\\_87938.html](https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_87938.html)>, (abgerufen am 31.12.2014)

Zitiert als: EnBW, Bundesweit erste Netzreserveverträge unterzeichnet (2014)

**EnBW** (2014) EnBW legt zur Wahrung ihrer Rechtsposition Beschwerde gegen den Bescheid der Bundesnetzagentur zu den Kraftwerksstandorten Walheim und Marbach ein, vgl. <[https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite\\_51008.html](https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_51008.html)>, (abgerufen am 31.12.2014)

Zitiert als: EnBW, EnBW legt zur Wahrung ihrer Rechtsposition Beschwerde gegen den Bescheid der BNetzA zu den Kraftwerksstandorten Walheim und Marbach ein

**ENTSO-E** (2014) Scenario Outlook and Adequacy Forecast, 2014 – 2030, Brüssel

**EPEX SPOT** (2015) Press Release, 2014 power trading volumes grow by 10.4%, vgl. <[http://static.epexspot.com/document/30189/2015-01-13\\_EPEX%20SPOT\\_2014\\_Annual%20Press%20Release+.pdf](http://static.epexspot.com/document/30189/2015-01-13_EPEX%20SPOT_2014_Annual%20Press%20Release+.pdf)>, (abgerufen am 20.01.2015)

Zitiert als: EPEX SPOT, Press Release (2015)

**EPEX SPOT** Integrierte Intraday-Märkte: Optimale Flexibilität, vgl.

<[http://www.epexspot.com/de/erneuerbare\\_energien/integrierte\\_intraday\\_markt](http://www.epexspot.com/de/erneuerbare_energien/integrierte_intraday_markt)>, (abgerufen am 19.10.2014)

Zitiert als: EPEX SPOT, Integrierte Intraday-Märkte

**EPEX SPOT** Marktdaten, Auktionshandel, vgl.

<<http://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion>>, (abgerufen am 03.10.2015)

Zitiert als: EPEX SPOT, Marktdaten, Auktionshandel



---

**Epping, Volker; Hillgruber, Christian** (2015) Beck'scher Onlinekommentar zum Grundgesetz, Stand 01.06.2015, Edition 25, München

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Epping/Hillgruber (Hrsg.), BeckOK GG (2015), Art. Rn.

**Erdmann, Georg; Zweifel, Peter** (2010) Energieökonomik, 2. Auflage, Berlin, Heidelberg

**Erneuerbare Energien**, Solarstrom an der Börse, vgl. <<http://www.erneuerbareenergien.de/photovoltaik-senkt-boersenstrompreise/150/406/33006/>>, (abgerufen am 21.10.2014)

Zitiert als: Erneuerbare Energien, Solarstrom an der Börse (2012)

**Ernst & Young** (2013) Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, Stuttgart

**Europäische Kommission** (2007) Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament, Eine Energiepolitik für Europa, vom 10.01.2007, KOM(2007) 1 endgültig

Zitiert als: EU-Kommission, KOM(2007) 1 endgültig, S.

**Europäische Kommission** (2008) Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Zweite Überprüfung der Energiestrategie, EU-Aktionsplan für Energieversorgungssicherheit und -solidarität, vom 13.11.2008, KOM(2008) 781 endgültig

Zitiert als: EU-Kommission, KOM(2008) 781 endgültig, S.

**Europäische Kommission** (2011) Luxemburg, vgl. <[http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/doc/lu\\_energy\\_market\\_2011\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/lu_energy_market_2011_en.pdf)>, (abgerufen am 06.11.2014)

Zitiert als: EU-Kommission, Luxemburg (2011), S.

**Europäische Kommission** (2011) Mitteilung der Kommission an der Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Ein Qualitätsrahmen für Dienstleistungen von allgemeinem Interesse in Europa, vom 20.12.2011, KOM(2011) 900 endgültig

Zitiert als: EU-Kommission, KOM(2011) 900 endgültig, S.

**Europäische Kommission** (2012) Consultation Paper, on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity, Brüssel

Zitiert als: EU-Kommission, Consultation Paper (2012), S.

**Europäische Kommission** (2012) Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Ein funktionierender Energiebinnenmarkt, vom 15.11.2012, COM(2012) 663 final

Zitiert als: EU-Kommission, COM(2012) 663 final, S.

**Europäische Kommission** (2013) Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen, Leitfaden zur Anwendung der Vorschriften der Europäischen Union über staatliche Beihilfen, öffentliche Aufträge und den Binnenmarkt auf Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse und insbesondere auf Sozialdienstleistungen von allgemeinem Interesse, vom 29.04.2013, SWD(2013) 53 final/2

Zitiert als: EU-Kommission, SWD(2013) 53 final/2, S.

**Europäische Kommission** (2013) Mitteilung der Kommission, Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Interventionen, vom 05.11.2013, C(2013) 7243 final

Zitiert als: EU-Kommission, C(2013) 7243 final, S.

**Europäische Kommission** (2013) Mitteilung, EU-Kommission: Leitlinien für staatliche Interventionen im Stromsektor, vom 05.11.2013, IP/13/1021

Zitiert als: EU-Kommission, IP/13/1021 (2013)



---

**Europäische Kommission** (2013) Mitteilung, Staatliche Beihilfen: Kommission eröffnet eingehende Prüfung der Förderung stromintensiver Unternehmen durch Teilbefreiung von EEG-Umlage, vom 18.11.2013, IP/13/1283

Zitiert als: EU-Kommission, IP/13/1283, (2013)

**Europäische Kommission** (2014) Commission Staff Working Document, Impact Assessment, SWD(2014) 139

Zitiert als: EU-Kommission, SWD(2014) 139

**Europäische Kommission** (2014) Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat, Strategie für eine sichere europäische Energieversorgung, vom 28.05.2014, COM(2014) 330 final

Zitiert als: EU-Kommission, COM(2014) 330 final, S.

**Europäische Kommission** (2014) Mitteilung, Staatliche Beihilfen: EU-Kommission genehmigt britische Beihilferegulung zur Stromerzeugung, vom 23.07.2014, IP/14/865

Zitiert als: EU-Kommission, IP/14/865 (2014)

**Europäische Kommission** (2014) Mitteilung, Staatliche Beihilfen: Kommission verabschiedet neue Regeln für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen, vom 09.04.2014, IP/14/400

Zitiert als: EU-Kommission, IP/14/400 (2014)

**Europäische Kommission** (2014) Vorschlag für einen Beschluss des Europäischen Parlaments und des Rates über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das EU-System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten und zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG, vom 22.01.2014, COM(2014) 20 final

Zitiert als: EU-Kommission, COM(2014) 20 final, S.



**Europäische Kommission** (2015) Factsheet, Neugestaltung des Strommarkts und Stärkung der Verbraucher, vom 15.07.2015, Memo/15/5351

Zitiert als: EU-Kommission, Memo/15/5351 (2015)

**Europäische Kommission** (2015) Factsheet, Staatliche Beihilfen: Sektoruntersuchung zu Kapazitätsmechanismen – häufig gestellte Fragen, vom 29.04.2015, Memo/15/4892

Zitiert als: EU-Kommission, Memo/15/4892 (2015)

**Europäische Kommission** (2015) Launching the public consultation process on a new energy market design, vom 15.07.2015, COM(2015) 340 final

Zitiert als: EU-Kommission, COM(2015) 340 final, S.

**Europäische Kommission** (2015) Mitteilung, Umgestaltung des Energiesystems in Europa – Sommerpaket „Energie“ der Kommission ist wegweisend, vom 15.07.2015, IP/15/5358

Zitiert als: EU-Kommission, IP/15/5358 (2015)

**Europäische Kommission** (2015) Paket zur Energieunion, Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie, vom 25.02.2015, COM(2015) 80 final

Zitiert als: EU-Kommission, COM(2015) 80 final, S.

**Fingrid** (2009) Rules relating to the maintaining of readiness for use of a power plant unit, its operation, and handling of electricity produced by the power plant unit, vgl. <[http://www.fingrid.fi/en/customers/Other%20services/Peak%20load%20capacity/Peak%20load%20closed/huippuvoiman\\_saan\\_nosto\\_final\\_eng\\_080109.pdf](http://www.fingrid.fi/en/customers/Other%20services/Peak%20load%20capacity/Peak%20load%20closed/huippuvoiman_saan_nosto_final_eng_080109.pdf)>, (abgerufen am 06.04.2015)

Zitiert als: Fingrid, Rules of Electricity produced by the power plant unit (2009), S.



---

**Finon, Dominique; Meunier, Guy; Pignon, Virginie** (2008) The social efficiency of long-term capacity reserve mechanisms, *Utilities Policy* Volume 16, Issue 3 2008, S. 202 – 214

Zitiert als: *Finon et al.*, *Utilities Policy* (2008), S. 202,

**Fleischmann, Dieter** (1999) *Basiswissen Elektrotechnik*, Würzburg

**Forsthoff, Ernst** (1938) *Die Verwaltung als Leistungsträger*, Stuttgart, Berlin

**Frankfurter Allgemeine Zeitung** (2014) Strompreise sinken für Millionen Haushalte, vgl. <<http://www.faz.net/aktuell/finanzen/meine-finanzen/geld-ausgeben/nachrichten/strompreise-sinken-2015-fuer-millionen-haushalte-13260920.html>>, (abgerufen am 16.11.2014)

Zitiert als: FAZ, Strompreise sinken für Millionen Haushalte (2014).

**Fraunhofer ISI**, Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland, Stand 18.08.2015, vgl. <[https://www.energy-charts.de/power\\_inst\\_de.htm](https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm)>, (abgerufen am 24.08.2015)

Zitiert als: Fraunhofer ISI, Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland

**Frenz, Walter** (2015) Beihilferückforderung für das EEG 2012 nach dem ÖMAG-Urteil des EuG, *EnWZ* Nr. 5/2015, S. 207 – 212

Zitiert als: *Frenz*, *EnWZ* (2015), S. 207,

**Frenz, Walter** (2007) *Handbuch Europarecht, Beihilfe- und Vergaberecht*, Band 3, Berlin, Heidelberg

Zitiert als: *Frenz*, *Handbuch Europarecht* (2007), S.



**Frontier Economics / Consentec** (2014) Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment), London, Aachen

**Frontier Economics / Formaet Services** (2014) Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? London, Amsterdam

**Fritsch**, Michael (2014) Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 9. Auflage, München

**Geiger**, Andreas (2000) Die neuen Leitlinien der EG-Kommission zur Anwendbarkeit von Art. 81 EG auf Vereinbarungen über horizontale Zusammenarbeit, EuZW Nr. 11/2000, S. 325 – 328

Zitiert als: *Geiger*, EuZW (2000), S. 325,

**Geiger**, Rudolf; **Khan**, Daniel-Erasmus; **Kotzur**, Markus (2010) EUV, AEUV, 5. Auflage, München

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Geiger et al., EUV, AEUV (2010), Art. Rn.

**Geis**, Max-Emanuel (2014) Kommunalrecht, 3. Auflage, München

**Gottstein**, Meg; **Skillings**, Simon (2012) Beyond Capacity Markets – Delivering Capability Resources to Europe’s Decarbonised Power System, RAP Energy Solutions, Trilemma UK, Berlin / London

Zitiert als: *Gottstein/Skillings*, Beyond Capacity Markets – Delivering Capability Resources to Europe’s Decarbonised Power System (2012), S.

**Götz**, Philipp; **Henkel**, Johannes; **Lenck**, Thorsten; **Lenz**, Konstantin (2014) Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen, Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz, Energy Brainpool, Berlin

Zitiert als: *Götz et al.* (Energy Brainpool), Negative Strompreise (2014), S.



**Grabitz**, Eberhard; **Hilf**, Meinhard; **Nettesheim** Martin (2015) Das Recht der Europäischen Union, Kommentar, 56. Ergänzungslieferung, München

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Grabitz et al., Das Recht der Europäischen Union (2015), Art. Rn.

**Grabmayr**, Nora; **Münchmeyer**, Helena; **Pause**, Fabian; **Stehle**, Achim; **Müller**, Thorsten (2014) Förderung erneuerbarer Energien und EU-Beihilferahmen, Würzburg

Zitiert als: *Grabmayr et al.*, Förderung erneuerbarer Energien und EU- Beihilferahmen (2014), S.

**Graevenitz von**, Albrecht (2008) Mitteilungen, Leitlinien, Stellungnahmen – Soft Law der EU mit Lenkungswirkung, EuZW Nr. 5/2013, S. 169 – 174

Zitiert als: *von Graevenitz*, EuZW (2013), S. 169,

**Graichen**, Patrick (2013) Kapazitätsmärkte oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland, Agora Energiewende, Berlin

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Graichen (Agora Energiewende), Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve? (2013), S.

**Groeben von der**, Hans; **Schwarze**, Jürgen; **Hatje**, Armin (2015) Europäisches Unionsrecht, Band 1, 7. Auflage, Baden-Baden

Zitiert als: *Bearbeiter*, in von der Groeben et al., Europäisches Unionsrecht (2015), Art. Rn.

**Groß**, Thomas (2004) Exekutive Vollzugsprogrammierung durch tertiäres Gemeinschaftsrecht? DÖV Nr. 1/2004, S. 20 – 26

Zitiert als: *Groß*, DÖV (2004), S. 20



**Growitsch**, Christian; **Matthes**, Felix Christian; **Ziesing**, Hans Joachim (2013) Clearing-Studie Kapazitätsmärkte, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Öko-Institut, Berlin, Köln

Zitiert als: *Growitsch et al.* (EWI/Öko-Institut), Clearing-Studie Kapazitätsmärkte (2013), S.

**Gundel**, Jörg (2011) Die energiepolitischen Kompetenzen der EU nach dem Vertrag von Lissabon: Bedeutung und Reichweite des neuen Art. 194 AEUV, EWS Nr. 1-2/2011, S. 25 – 33

Zitiert als: *Gundel*, EWS (2011), S. 25,

**Gutmannsthal-Krizantis**, Harald (1994) Risikomanagement von Anlageprojekten, Analyse, Gestaltung und Controlling aus Contractor-Sicht, Dissertation TU Wien

Zitiert als: *Gutmannsthal-Krizantis*, Risikomanagement von Anlageprojekten (1994), S.

**Haucap**, Justus (Hrsg.); **Böckers**, Veit; **Giessing**, Leonie; **Heimershoff**, Ulrich; **Rösch**, Jürgen (2012) Ordnungspolitische Perspektiven, Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke?, Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung, Düsseldorf Institute for Competition Economics, Düsseldorf

Zitiert als: *Haucap et al.* (DICE), Ordnungspolitische Perspektiven (2012), S.

**Haucap**, Justus (2013) Ordnungspolitische Perspektiven, Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für eine sichere Stromversorgung? Institute for Competition Economics, Düsseldorf

Zitiert als: *Haucap*, (DICE) Ordnungspolitische Perspektiven (2013), S.

**Heintzen**, Markus (2000) Zur Tätigkeit kommunaler (Energieversorgungs-) Unternehmen außerhalb der kommunalen Gebietsgrenzen, NVwZ Nr. 7/2000, S. 743 – 746

Zitiert als: *Heintzen*, NVwZ (2000), S. 743,



---

**Helbig**, Eike (2015) Beihilferechtliche Genehmigung für britischen Kapazitätsmarkt, ER Nr. 1/2015, S. 9 – 13

Zitiert als: *Helbig*, ER (2015), S. 9,

**Held**, Christian; **Voß**, Jan Ole (2013) Zentral vs. Nachfrageorientiert – Welches Strommarktdesign ist rechtlich zulässig?, EnWZ Nr. 6/2013, S. 243 – 248

Zitiert als: *Held/Voß*, EnWZ (2013), S. 243,

**Helm**, Dieter (2002) Energy Policy: Security of Supply, Sustainability and Competition, Energy Policy Volume 30, Issue 3 2002, S. 173 – 184

Zitiert als: *Helm*, Energy policy: security of supply, sustainability and competition (2002), S. 173,

**Hermann**, Hauke (2014), Trendentwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der 30 größten Kraftwerke in Deutschland, Öko-Institut Freiburg

Zitiert als: *Hermann* (Öko-Institut), Trendentwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der 30 größten Kraftwerke in Deutschland (2014), S.

**Hermes**, Georg (2014) Planungsrechtliche Sicherung einer Energiebedarfsplanung – ein Reformvorschlag, ZUR Nr. 5/2014, S. 259 – 269

Zitiert als: *Hermes*, ZUR (2014), S. 259,

**Hintermann**, Beat (2011) Market Power, Permit Allocation and Efficiency in Emission Permit Markets, ERE Volume 49, Issue 3 2011, S. 327 – 349

Zitiert als: *Hintermann*, ERE (2011), S. 327,



**Hoffmann-Riem**, Wolfgang; **Schmidt-Aßmann**, Eberhard; **Voßkuhle**, Andreas (2006) Grundlagen des Verwaltungsrechts, Band 1, Methoden, Maßstäbe, Aufgaben, Organisation 2. Auflage, München

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Hoffmann-Riem et al., Grundlagen des Verwaltungsrechts (2006), § Rn.

**Höfling**, Harald Holger (2013) Anreize für Investitionen in fluktuierende erneuerbare und konventionelle Erzeugungskapazitäten durch die Preissignale des Energy-Only-Marktes, Dissertation, Universität Flensburg

**Hölscher**, Reinhold; **Elfgen**, Ralph (2002) Herausforderung Risikomanagement, Identifikation, Bewertung und Steuerung industrieller Risiken, Wiesbaden

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Hölscher/Elfgen (Hrsg.), Herausforderung Risikomanagement (2002), S.

**Inagendo** (2013) Funktionsweise und Nebenwirkungen von Kapazitätsmechanismen, Niederkassel

**Isensee**, Josef (2001) Subsidiaritätsprinzip und Verfassungsrecht, 2. Auflage, Berlin

**Jarass**, Hans; **Pieroth**, Bodo (2014) Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland, Kommentar, 13. Auflage, München

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Jarass/Pieroth, GG Kommentar (2014), Art. Rn.

**Joskow**, Paul (2006) Competitive Electricity Markets and Investment in new Generating Capacity, Oxford University Press

**Kemfert**, Claudia (2003) Märkte unter Strom: Die Folgen der Strommarktliberalisierung, Einblicke Nr. 38 Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, S. 12 – 14

Zitiert als: *Kemfert*, Märkte unter Strom, Einblicke Nr. 38 (2003), S. 12,



**Klaus**, Thomas; **Vollmer**, Carla; **Werner**, Kathrin; **Lehmann**, Harry; **Müschen**, Klaus (2010) Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Umweltbundesamt Dessau – Roßlau

Zitiert als: *Klaus et al.* (UBA), Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen (2010), S.

**Koenig**, Christian (2003) Die neuen EG-beihilferechtlichen Kompensationsmaßstäbe in der Daseinsvorsorge – das Altmark Trans-Urteil in der Praxis, BB Nr. 42/2003, S. 2185 – 2188

Zitiert als: *Koenig*, BB (2003), S. 2185,

**Koenig**, Christian; **Haratsch**, Andreas (2003) Die Rundfunkgebühren auf dem Prüfstand des Altmark Trans-Urteils des Europäischen Gerichtshofs, ZUM Nr. 11/2003, S. 804 – 812

Zitiert als: *Koenig/Haratsch*, ZUM (2003), S. 804,

**Krautscheid**, Andreas (2009) Die Daseinsvorsorge im Spannungsfeld von europäischem Wettbewerb und Gemeinwohl, Wiesbaden

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Krautscheid (Hrsg.), Die Daseinsvorsorge im Spannungsfeld von europäischem Wettbewerb und Gemeinwohl (2009), S.

**Krawinkel**, Holger (2012) Der Infrastrukturausbau im Rahmen der Energiewende benötigt umfassende Planungsinstrumente, ZNER Nr. 5/2012, S. 461 – 465

Zitiert als: *Krawinkel*, ZNER (2012), S. 461,

**Krishna**, Vijay (2010) Auction Theory, Second Edition, Pennsylvania State University



**Landmann**, Robert; **Rohmer**, Gustav (2015) Umweltrecht, Band 1, Stand 01.05.2015, 76. Ergänzungslieferung, München

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Landmann/Rohmer, Umweltrecht (2015), Art. Rn.

**Lang**, Matthias; **Kindler**, Johannes; **Groneberg**, Simon (2015) Erstbewertung europa- und verfassungsrechtlicher Fragen des „nationalen Klimaschutzbeitrags“, Bird & Bird, Düsseldorf

Zitiert als: *Lang et al.* (Bird & Bird), Erstbewertung europa- und verfassungsrechtlicher Fragen des „nationalen Klimaschutzbeitrags“ (2015), S.

**Laux**, Matthias (2015) Gesetzgebungskompetenzen für die Integration von Kapazitätsmärkten im Stromsektor, EnWZ Nr. 6/2015, S. 249 – 254

Zitiert als: *Laux*, EnWZ (2015), S. 249,

**Laux**, Matthias (2015) Kostendeckung und Investitionsanreize in einem idealtypischen Strommarkt – Trugschluss ausreichender Preisspitzen, eT Nr. 10/2015, S. 33 – 37

Zitiert als: *Laux*, eT (2015), S. 33,

**Laux**, Matthias (2015) Voraussetzungen für Kapazitätsmärkte nach der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinie der EU-Kommission, EW Nr. 5/2015, S. 24 – 27

Zitiert als: *Laux*, EW (2015), S. 24,

**Lenz**, Carl Otto; **Borchardt**, Klaus-Dieter (2012) EU-Verträge Kommentar, 6. Auflage, Köln, Wien

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Lenz/Borchardt (Hrsg.), EU-Verträge Kommentar (2012), Art. Rn.

**Löhr**, Dirk (2013) Prinzip Rentenökonomie, Wenn Eigentum zum Diebstahl wird, Marburg



**Löschel**, Andreas; **Flues**, Florens; **Pothen**, Frank; **Massier**, Philipp (2013) Den deutschen Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen – Skizze einer neuen Marktordnung, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Mannheim

Zitiert als: *Löschel et al.* (ZEW), Den deutschen Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen (2013), S.

**Manager Magazin** (2014) EnBW will gegen Abschaltverbot klagen, vgl.

<<http://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/a-944475.html>>, (abgerufen am 31.12.2014)

Zitiert als: Manager Magazin, EnBW will gegen Abschaltverbot klagen

**Manssen**, Gerrit (1994) Privatrechtsgestaltung durch Hoheitsakt, Tübingen

**Marinescu**, Marlene; **Winter**, Jürgen (2011) Grundlagenwissen Elektrotechnik, 3. Auflage, Wiesbaden

**Matthes**, Felix Christian; **Schlemmermeier**, Ben; **Diermann**, Carsten; **Hermann**, Hauke; **Hammerstein**, Christian (2012) Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem, Öko-Institut, LBD-Beratungsgesellschaft, Raue LLP, Gutachten für den WWF Deutschland, Berlin

Zitiert als: *Matthes et al.* (Öko-Institut/LBD/Raue), Fokussierte Kapazitätsmärkte (2012), S.

**Maunz**, Theodor; **Dürig**, Günter (2015) Grundgesetz-Kommentar, 74. Ergänzungslieferung, München

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Maunz/Dürig, Grundgesetz-Kommentar (2015), Art. Rn.



**Maurer**, Christoph; **Tersteegen**, Bernd; **Jasper**, Jörg (2012) Kapazitätsmechanismen in Deutschland und Europa: Wann gibt es wirklich einen Bedarf?, eT Nr. 3/2012, S. 32 – 37

Zitiert als: *Maurer et al.*, eT (2012), S. 32,

**Maurer**, Luiz; **Barroso**, Luiz (2011) Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices, The World Bank, Washington, D.C.

Zitiert als: *Maurer/Barroso* (The World Bank), Electricity Auctions (2011), S.

**Mayer**, Johannes; **Kreifels**, Niklas; **Burger**, Bruno (2013) Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise, Fraunhofer ISE, Freiburg

Zitiert als: *Mayer et al.* (Fraunhofer), Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise (2013), S.

**Merkel**, Katharina (2015) Der beihilferechtliche Rahmen für Maßnahmen zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugung, Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg

**Monopolkommission** (2011) Sondergutachten 59, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Bonn

Zitiert als: Monopolkommission, Sondergutachten 59 (2011), S.

**Monopolkommission** (2013) Sondergutachten 65, Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende

Zitiert als: Monopolkommission, Sondergutachten 65 (2013), S.

**Monopolkommission** (2015) Sondergutachten 71, Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende

Zitiert als: Monopolkommission, Sondergutachten 71 (2015), S.



---

**Müller**, Leonhard (2001) Handbuch der Elektrizitätswirtschaft, 2. Auflage, Berlin (u. a.)

**Müller**, Thorsten (2012) 20 Jahre Recht der Erneuerbaren Energien, Baden-Baden

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Müller (Hrsg.), 20 Jahre Recht der Erneuerbaren Energien (2012), S.

**Münch**, Ingo; **Kunig**, Philip (2012) Grundgesetz-Kommentar, 6. Auflage, München

Zitiert als: *Bearbeiter*, in von Münch/Kunig (Hrsg.), Grundgesetz-Kommentar (2012), Art. Rn.

**Müsgens**, Felix; **Peek**, Markus (2011) Sind Kapazitätsmechanismen in Deutschland erforderlich? – Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der ökonomischen Theorie, ZNER Nr. 6/2011, S. 576 – 579

Zitiert als: *Müsgens/Peek*, ZNER (2011), S. 576,

**Müsgens**, Felix; **Höffler**, Felix (2014) Zug um Zug zum neuen Strommarkt, Streitfragen Nr. 4/2014, S. 6 – 11

Zitiert als: *Müsgens/Höffler*, Streitfragen (2014), S. 6,

**Nabe**, Christian (2006) Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt, Dissertation, Technische Universität Berlin

**Neidhöfer**, Gerhard (2008) Der Weg zur Normfrequenz 50 Hz, vgl. <<http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/Geschichte/Documents/bulletin0817Neidhoefer.pdf>>, (abgerufen am 12.10.2014)

Zitiert als: *Neidhöfer*, Der Weg zur Normfrequenz 50 Hz (2008), S.



**Nestle**, Uwe; **Reuster**, Lena (2012) Ausweisung der EEG-Umlage: eine kritische Analyse, Argumente zur Bewertung der Umlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, Berlin

Zitiert als: *Nestle/Reuster*, Ausweisung der EEG-Umlage: eine kritische Analyse (2012), S.

**Nettesheim**, Martin (2015) EU-Beihilferecht und nichtfiskalische Finanzierungsmechanismen, NJW Nr. 26/2014, S. 1847 – 1852

Zitiert als: *Nettesheim*, NJW (2014), S. 1847,

**Nicolosi**, Marco (2011) The Economics of Renewable Electricity Market Integration, an Empirical and Model-Based Analysis of Regulatory Frameworks and their Impacts on the Power Market, Dissertation, Universität zu Köln

Zitiert als: *Nicolosi*, The Economics of Renewable Electricity Market Integration (2011), S.

**Nicolosi**, Marco (2012) Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen, Ecofys, Berlin

**Nolte**, Nina (2004) Deregulierung von Monopolen und Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse, Dissertation, Universität Frankfurt a. M.

**Nord Pool Spot**, Market Data Elspot Prices, vgl. <<http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/LV/Yearly/?view=table>>, (abgerufen am 10.01.2015)

Zitiert als: Nord Pool Spot, Market Data Elspot Prices

**NordREG** (2009) Peak Load Arrangements, Assessment of Nordel Guidelines, vgl. <<http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/02/Peak-Load-final-21.pdf>>, (abgerufen am 06.04.2015)

Zitiert als: NordREG, Peak Load Arrangements (2009), S.



---

**Ockenfels, Axel; Grimm, Veronika; Zoettl, Georg** (2008) Strommarktdesign, Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromkundenkontrakte an der EEX, Leipzig

Zitiert als: *Ockenfels et al.*, Strommarktdesign (2008), S.

**Ockenfels, Axel; Inderst, Roman; Knieps, Günter; Schmidt, Klaus; Wambach, Achim** (2013) Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor, Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin

Zitiert als: *Ockenfels et al.*, Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor (2013), S.

**Oeding, Dietrich; Oswald Bern** (2011) Elektrische Kraftwerke und Netze, Berlin, Heidelberg (2011)

**Pampel, Gunnar** (2005) Europäisches Wettbewerbsrecht Rechtsnatur und Rechtswirkungen von Mitteilungen der Kommission im europäischen Wettbewerbsrecht, EuZW Nr. 1/2005, S. 11 – 13

Zitiert als: *Pampel*, EuZW (2005), S. 11,

**Parteivorsitzende CDU, CSU, SPD** (2015) Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende



**Pentalateral Energy Forum** (2015) Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market, vgl. <<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/joint-declaration-for-regional-cooperation-on-security-of-electricity-supply-in-the-framework-of-the-internal-energy-market,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>>, (abgerufen am 10.06.2015)

Zitiert als: Pentalateral Energy Forum, Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market (2015)

**Pielow**, Johann Christian (2001) Grundstrukturen öffentlicher Versorgung, Habilitation, Universität Bochum

**Pohlmann**, Petra (2005) Keine Bindungswirkung von Bekanntmachungen und Mitteilungen der Europäischen Kommission, WuW Nr. 10/2005, S. 1005 – 1009

Zitiert als: *Pohlmann*, WuW (2005), S. 1005,

**PolPX**, Historical Data, vgl. <[http://wyniki.tge.pl/en/wyniki/archiwum/2/?date\\_to=2013-12-31&date\\_from=2013-01-01&data\\_scope=index&market=rdn&data\\_period=4](http://wyniki.tge.pl/en/wyniki/archiwum/2/?date_to=2013-12-31&date_from=2013-01-01&data_scope=index&market=rdn&data_period=4)>, (abgerufen am 05.01.2015)

Zitiert als: PolPX, Historical Data

**Prognos** (2013) Entwicklung von Stromproduktionskosten, Die Rolle von Freiflächen-Solarkraftwerken in der Energiewende, Berlin

Zitiert als: Prognos, Entwicklung von Stromproduktionskosten (2013), S.

**PSE** (2013) Annual Report 2013 vgl.

<[http://www.pse.pl/uploads/kontener/Annual\\_Report\\_2013\\_EN.pdf](http://www.pse.pl/uploads/kontener/Annual_Report_2013_EN.pdf)>, (abgerufen am 06.04.2015)

Zitiert als: PSE, Annual Report 2013, S.



---

**r2b energy consulting** (2014) Endbericht Leitstudie Strommarkt, Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, Köln

Zitiert als: r2b energy consulting, Endbericht Leitstudie Strommarkt (2014), S.

**Rengeling**, Hans-Werne; **Middeke**, Andreas; **Gellermann**, Martin (2014) Handbuch des Rechtsschutzes in der Europäischen Union, 3. Auflage, München

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Rengeling et al., Handbuch des Rechtsschutzes der Europäischen Union (2014), § Rn.

**Roth**, Steffen (2014) VWL für Einsteiger, 4. Auflage, Konstanz, München

**Sachs**, Michael (2014) Grundgesetz Kommentar, 7. Auflage, München

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Sachs (Hrsg.), GG Kommentar (2014), Art. Rn.

**Sachverständigenrat für Umweltfragen** (2013) Den Strommarkt der Zukunft gestalten, Berlin

**Säcker**, Franz Jürgen (2014) Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1, 3. Auflage, Frankfurt a. M.

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar Energierecht (2014), § Rn.

**Salje**, Peter (2006) Energiewirtschaftsgesetz, Köln

**Salje**, Peter (2015) EEG 2014, Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, Köln

**Schmidt-Bleibtreu**, Bruno; **Hofmann**, Hans; **Hopfauf**, Axel (2014) GG Kommentar, 13. Auflage, Köln

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Schmidt-Bleibtreu et al., GG (2014), Art. Rn.

**Schnorrenberg**, Burkhard (2006) Zur Preisbildung von Forwardkontrakten im Strommarkt, Dissertation, Universität zu Köln

**Schroeder**, Werner (2015) EU-Beihilfenverbot und Staatlichkeit der Mittel, EuZW Nr. 6/2015, S. 207 – 212

Zitiert als: *Schroeder*, EuZW (2015), S. 207,

**Schulenberg**, Sebastian (2009) Die Energiepolitik der Europäischen Union, Dissertation, Bucerius Law School Hamburg

**Schwarze**, Jürgen (2012) EU-Kommentar, 3. Auflage, Baden-Baden

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Schwarze (Hrsg.), EU-Kommentar (2012), Art. Rn.

**Schweda**, Marc (2004) Die Bindungswirkung von Bekanntmachungen und Leitlinien der Europäischen Kommission, WuW Nr. 11/2004, S. 1133 – 1144

Zitiert als: *Schweda*, WuW (2004), S. 1133,

**Sodan**, Helge (2015) Grundgesetz, 3. Auflage, München

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Sodan (Hrsg.), Grundgesetz (2015), Art. Rn.

**Spieth**, Wolf Friedrich (2015) Zur rechtlichen Zulässigkeit des geplanten nationalen Klimaschutzbeitrags, Freshfields Bruckhaus Deringer, Berlin



---

**Statistics Finland** (2014) Production of electricity and heat 2012, vgl.

<[http://www.stat.fi/til/salatuo/2012/salatuo\\_2012\\_2013-11-05\\_en.pdf](http://www.stat.fi/til/salatuo/2012/salatuo_2012_2013-11-05_en.pdf)>,  
(abgerufen am 06.04.2015)

Zitiert als: Statistics Finland, Production of electricity and heat 2012 (2013), S.

**Stern**, Klaus (1966) Die verfassungsrechtliche Position der kommunalen Gebietskörperschaften in der Elektrizitätsversorgung, Berlin, Frankfurt a. M.

**Stern** (2006) Halb Europa sauer auf Eon, vgl. <<http://www.stern.de/wirtschaft/news/stromausfall-halb-europa-sauer-auf-eon-575625.html>>, (abgerufen am 07.12.2014)

Zitiert als: Stern, Halb Europa sauer auf Eon (2006)

**Stoft**, Steven (2002) Power System Economics, Designing Markets for Electricity, Hoboken, New Jersey

Zitiert als: *Stoft*, Power System Economics (2002), S.

**Streinz**, Rudolf (2012) EUV / AEUV, Band 57, 2. Auflage, München

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Streinz (Hrsg.), EUV / AEUV (2012), Art. Rn.

**Ströbele**, Wolfgang; **Pfaffenberger**, Wolfgang; **Heuterkes**, Michael (2012) Energiewirtschaft, 3. Auflage, München

Zitiert als: Ströbele *et al.*, Energiewirtschaft (2012), S.

**Sun**, Ninghong; **Brand**, Heike; **Remppis**, Simon; **Brunner**, Marc (2013) Notwendigkeit und Gestaltungsoptionen von Kapazitätsmechanismen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft, Zentrum für Energieforschung, Universität Stuttgart

Zitiert als: *Sun et al.* (ZfES), Notwendigkeit und Gestaltungsoptionen von Kapazitätsmechanismen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft (2013), S.



**Süßenbacher**, Wilhelm; **Schwaiger** Michael; **Stigler**, Heinz (2011) Kapazitätsmärkte und -mechanismen im internationalen Kontext, Wien

Zitiert als: *Süßenbacher et al.*, Kapazitätsmärkte und- mechanismen im internationalen Kontext (2011), S.

**Swedish Energy Agency** (2014) Energy in Sweden – Facts and figures, vgl.

<<https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=2953>>, (abgerufen am 06.04.2015)

Zitiert als: Swedish Energy Agency, Energy in Sweden (2014)

**Thema Consulting Group** (2013) Loop flows – Final advice, Oslo

**Thomas**, Stefan (2009) Die Bindungswirkung von Mitteilungen, Bekanntmachungen und Leitlinien der EG- Kommission, EuR Nr. 3/2009, S. 423 – 444

Zitiert als: *Thomas*, EuR (2009), S. 423,

**Thüga** (2013) Strom-Markt-Design, Damit die Wende die Punktlandung schafft, Perspektiven Nr. 2/2013

Zitiert als: Thüga, Perspektiven (2013), S.

**Tietjen**, Oliver; **Arikas**, Damian; **Bals** Christoph; **Burck**, Jan (2012) Kapazitätsmärkte. Hintergrund und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt, Germanwatch, Bonn

Zitiert als: *Tietjen et al.* (Germanwatch), Kapazitätsmärkte (2012), S.

**Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO; TransnetBW** (2012) Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5

Zitiert als: ÜNB, Bericht zur Leistungsbilanz (2012), S.



---

**Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO;  
TransnetBW (2013) Netzentwicklungsplan Strom 2013, zweiter Entwurf**  
Zitiert als: ÜNB, Netzentwicklungsplan Strom 2013 (2013)

**Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO;  
TransnetBW (2013) Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur  
Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5**  
Zitiert als: ÜNB, Bericht zur Leistungsbilanz (2013), S.

**Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO;  
TransnetBW (2014) Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur  
Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5**  
Zitiert als: ÜNB, Bericht zur Leistungsbilanz (2014), S.

**Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO;  
TransnetBW (2014) Netzentwicklungsplan Strom 2014, zweiter Entwurf**  
Zitiert als: ÜNB, Netzentwicklungsplan Strom 2014 (2014)

**Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO;  
TransnetBW (2014) Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015**  
Zitiert als: ÜNB, Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015  
(2014)

**Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO;  
TransnetBW, Abschaltbare Lasten, vgl. <<https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>>, (abgerufen am 02.11.2015)**  
Zitiert als: ÜNB, Abschaltbare Lasten



---

**Umweltbundesamt** (2010) Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen,  
Dessau-Roßlau

**Vedder**, Christoph; **Heintschel von Heinegg**, Wolff (2012) Europäisches Unionsrecht,  
Baden-Baden

Zitiert als: *Bearbeiter*, in Vedder/Heinegg (Hrsg.), Europäisches Unionsrecht  
(2012), Art. Rn.

**Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik Forum Netztechnik/  
Netzbetrieb**, Übersichtsplan Deutsches Höchstspannungsnetz, vgl.  
<<http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/seiten/uebersichtsplan.aspx>>, (abgerufen  
am 07.11.2014)

Zitiert als: VDE FNN, Übersichtsplan Höchstspannungsnetz

**Verband der Netzbetreiber** (2007) TransmissionCode, vgl. <<https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf>>, (abgerufen am  
03.04.2015)

Zitiert als: VDE, TransmissionCode (2007), S.

**Waller**, Marten (2013) Neue Energie für die kommunale Selbstverwaltung, Dissertation,  
Universität zu Kiel

**WEG** (2014) Jahresbericht 2013, Hannover

**Wegner**, Matthias (2010) Regulierungsfreistellungen für neue Elektrizitäts- und Erdgas-  
infrastrukturen, Dissertation, Universität Bayreuth

**Weiß**, Wolfgang (2010) Der Europäische Verwaltungsverbund, Berlin



---

**Weitbrecht**, Andreas (2003) Das neue EG-Kartellverfahrensrecht, EuZW Nr. 3/2003, S. 69 – 73

Zitiert als: *Weitbrecht*, EuZW (2003), S. 69,

**Wieben**, Hans-Jürgen (2003) Credit Rating und Risikomanagement, Vergleich und Weiterentwicklung der Analysekonzepte, Dissertation, Universität Münster

Zitiert als: *Wieben*, Credit Rating und Risikomanagement (2003), S.

**Wiese**, Harald (2014) Mikroökonomik, 6. Auflage, Berlin, Heidelberg

**Winkler**, Jenny; **Sensfuß**, Frank; **Keles**, Dogan; **Renz**, Lea; **Fichtner**, Wolf (2013) Perspektive für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen, Karlsruher Institut für Technologie, Fraunhofer ISI

Zitiert als: *Winkler et al.* (Fraunhofer/KIT), Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen (2013), S.

**Wissen**, Ralf; **Nicolosi**, Marco (2008) Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet? eT Nr. 1-2/2008, S. 110 – 115

Zitiert als: *Wissen/Nicolosi*, eT (2008), S. 110,

**Wöhe**, Günter; **Döring**, Ulrich (2014) Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 25. Auflage, München

**Zimmermann**, Horst; **Henke**, Klaus-Dirk; **Broer**, Michael (2012) Finanzwissenschaft, 11. Auflage, München

Zitiert als: *Zimmermann et al.*, Finanzwissenschaft (2012), S.





