

Endbericht:

Weiterentwicklung des Marktdesigns und der Netzregulierung zur Transformation des Stromsystems („Trans-Sys-D“)

FKZ: 0325361B und FKZ: 0325361B

Laufzeit: September 2011 – Oktober 2013

Saarbrücken und Berlin, den 29.04.2014

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Die Verantwortung für
den Inhalt des Berichts
liegt bei den Autoren.

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Zuwendungsnehmer:

IZES gGmbH
**Institut für ZukunftsEnergie-
Systeme**

Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-9762-840
Fax: +49-(0)681-9762-850
Email: leprich@izes.de

Öko-Institut e.V.
**Institut für angewandte
Ökologie**

Schicklerstr. 5-7
10179 Berlin
Tel. +49-(0)30/405085-0
Fax +49-(0)30/405085-388
Email: info@oeko.de

Technische Universität Berlin
**Fachgebiet Wirtschafts- und
Infrastrukturpolitik (WIP)**

Straße des 17. Juni 135
10623 Berlin
Tel.: +49-(0)30-314-25048
Fax: +49-(0)30-314-26934
Email: sekr@wip.tu-berlin.de

Autoren: Hauser, E.; Klann, U.; Grashof, K.; Leprich, U.; Luxenburger, M.; Sabatier, M.; Weber, A.; Zipp, A. (alle IZES); Hermann, H.; Haller, M.; Matthes, F. Chr., Loreck, Ch. (alle Öko-Institut)

Zum Endbericht des Gesamtprojekts gehören auch folgende Anlagen:

- I: Öko-Institut: „Strompreiseffekte zukünftiger Ausbaupfade der regenerativen Stromerzeugung. Konsequenzen für die Refinanzierung regenerativer und konventioneller Kraftwerke bei verschiedenen Brennstoff- und CO₂-Preis-Entwicklungen“
- II: Öko-Institut: „Preiseffekte der Bereitstellung erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit“
- III: TU Berlin – WIP: „Institutionenökonomische Analyse von Investitionen und Betrieb im Bereich der Stromerzeugung“ (FKZ: 0325361C; Autoren: Beckers, T.; Hoffrichter, A.; Hirschhausen, C. v.; Ott, R.; Weber, D.)

Diese sind in der vorliegenden Datei nicht enthalten.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	VII
Tabellenverzeichnis	X
Formelverzeichnis	XI
1 Einleitung	12
2 Großhandel für Strommärkte.....	15
2.1 Überblick: Der Stromsektor und seine Teilmärkte.....	15
2.2 Day-ahead-Markt.....	17
2.2.1 Der nationale Markt (Öko-Institut, IZES).....	17
2.2.2 Grenzüberschreitender Handel (IZES)	20
2.2.2.1 Verfügbare Übertragungskapazitäten im Rahmen des ATC- Market Coupling	20
2.2.2.2 Funktionsweise des Market Couplings	21
2.2.2.3 Market Coupling ab voraussichtlich Ende 2013 und zukünftig: NWE und PCR	23
2.2.2.4 Bereits bestehende, europäische Marktkopplungsinitiativen	25
2.2.2.5 Zukünftige Berechnung der Übertragungskapazitäten mittels des flow-based Market Couplings	26
2.2.2.6 Gekoppelte Marktvolumina und Preiskonvergenzen 2012 – Q3 2013	27
2.2.3 Aktuelle Marktergebnisse (Öko-Institut).....	29
2.2.4 Kompatibilität mit steigenden Anteilen fluktuierender Energien (IZES)	33
2.3 Nähere Betrachtung negativer Preise auf dem Day-ahead-Markt (IZES)	36
2.3.1 Untersuchung des Auftretens negativer Day-ahead-Marktpreise	37
2.3.2 EE-Vermarktung und negative Day-ahead-Marktpreise	45
2.3.3 Lenkungswirkungen negativer Day-ahead-Marktpreise.....	50
2.3.4 Verteilungswirkungen negativer Day-ahead-Marktpreise	53

2.3.5	Zusammenfassung	56
2.4	Intraday-Markt (IZES)	57
2.4.1	Der nationale Markt	57
2.4.2	Grenzüberschreitender Handel.....	61
2.4.3	Aktuelle Marktergebnisse	62
2.4.4	Kompatibilität mit einem steigenden Anteil von Erneuerbaren Energien	67
2.5	Terminmärkte.....	73
2.5.1	Der nationale Markt (Öko-Institut).....	73
2.5.2	Aktuelle Marktergebnisse (Öko-Institut).....	74
2.5.3	Kompatibilität mit steigenden Anteilen fluktuierender Energien (IZES)	80
2.5.3.1	Besonderheiten der FEE-Anlagen.....	80
2.5.3.2	These 1: Die Stromerzeugung aus FEE-Anlagen hat systematische Nachteile bei der Terminvermarktung.....	82
2.5.3.3	These 2: Die Möglichkeit konventioneller Grundlastkraftwerke zur längerfristigen Vermarktung verlangsamt die Systemtransformation	87
2.5.3.4	Fazit	88
2.6	Zusammenfassung zu Großhandelsmärkten.....	89
3	Erlösperspektiven fluktuierender Stromerzeugungstechnologien in den Stromgroßhandelsmärkten.....	93
3.1	Grundlegendes zu börsenpreisbasierten FEE- Investitionsentscheidungen (IZES)	93
3.2	Aktuelle Entwicklung der Marktwerte für Wind und PV (IZES).....	95
3.3	Verbesserung von Erlösperspektiven der Photovoltaik (IZES)	99
3.3.1	Bestehende Anreize durch Vergütungsregeln	99
3.3.2	Maximierung der erzeugten Energiemenge.....	100
3.3.3	Maximierung des Eigenverbrauchs	101
3.3.4	Maximierung des (relativen) Marktwertes	102
3.3.5	Analyse der Einflussmöglichkeiten auf Erzeugungsmenge- und profil.....	103

3.3.5.1	Modellbeschreibung	103
3.3.5.2	Anlagenstandort	105
3.3.5.3	Anlagenausrichtung.....	108
3.3.6	Analyse der Marktwerte verschiedener Ausrichtungen und Standorte	112
3.3.7	Analyse des Eigenverbrauchs verschiedener Ausrichtungen und Standorte	117
3.3.8	Schlussfolgerungen	124
3.4	Verbesserung der Erlösperspektiven von Windenergie (Öko-Institut)	126
3.4.1	Definition der Referenzanlagen	126
3.4.2	Aktuelle Erlössituation	127
3.5	Zusammenfassung	128
4	Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energie nutzende Stromerzeugungsanlagen	130
4.1	Regelenergie	131
4.1.1	Der nationale Markt (Öko-Institut).....	131
4.1.2	Grenzüberschreitender Handel (IZES)	132
4.1.2.1	IGCC - der internationale Netzregelverbund	132
4.1.2.2	Ausblick: Entso-E Network Code on Electricity Balancing.....	135
4.1.3	Aktuelle Marktergebnisse (Öko-Institut).....	136
4.1.3.1	Primärregelleistung	137
4.1.3.2	Sekundärregelleistung.....	138
4.1.3.3	Minutenreserve.....	143
4.1.4	Kompatibilität mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien	147
4.2	Weitere Märkte und Mechanismen zur Erbringung von Systemdienstleistungen (IZES)	150
4.2.1	Erbringung von Verlustenergie	152
4.2.2	Spannungs- und Blindleistungsregelung	154
4.2.3	Schwarzstartfähigkeit	155
4.2.4	Redispatch und Countertrading	156
4.2.5	Abschaltung flexibler Lasten.....	157

4.2.6	Kompatibilität mit steigenden Anteilen fluktuierender Energien	158
5	Netzaspekte und Versorgungssicherheit	159
5.1	Räumliche Preissignale (Öko-Institut).....	159
5.2	Erzeugungsseitige Versorgungssicherheit (IZES)	162
5.2.1	Ausreichende Versorgungssicherheit	162
5.2.2	Zeitliche Perspektive der Versorgungssicherheit.....	167
5.2.3	Gewährleistung einer ausreichenden Versorgungssicherheit.....	169
5.3	Zur zukünftige Rolle der Verteilnetzbetreiber (IZES)	172
5.3.1	Zukünftige Aufgaben von Verteilnetzbetreibern.....	172
5.3.2	Umgang mit Einspeisemanagement.....	176
5.3.3	Zu Einspeisenetzen	190
5.3.4	Zusammenfassung.....	194
6	Zusammenfassung.....	198
7	Literaturverzeichnis	204
8	Internetquellen	212
	Anhang zu Kap.	215

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Märkte im Stromsektor	16
Abbildung 2: <i>Beispielhafte Darstellung der Merit-Order der deutschen Kraftwerke</i>	19
Abbildung 3: Zeitliche Abfolge des Market Coupling	22
Abbildung 4: Funktionsweise des Market Couplings	23
Abbildung 5: Teilnehmende Strombörsen bzw. Länder am PCR,	24
Abbildung 6: Stunden monatlicher Nettoimporte und -exporte Deutschlands im Rahmen des Market Couplings,	27
Abbildung 7: Handelsmengen je Quartal im Rahmen des Market Couplings auf dem deutschen Markt.....	28
Abbildung 8: Anteil identischer Day-ahead-Strompreise in Deutschland und ausgewählten Ländern,	29
Abbildung 9: Preisentwicklung für ein Base-Load-Profil am Day-ahead-Markt der EEX,	30
Abbildung 10: Jahresdauerlinie des Spotpreises für Strom auf dem Day-ahead-Markt der EEX, 2010 bis 2012,.....	31
Abbildung 11: Spot-Preise (€/MWh) in Abhängigkeit der Residuallast (GW) 2010-12, Punktwolkendarstellung	32
Abbildung 12: Spot-Preise (€/MWh) in Abhängigkeit der Residuallast (GW) 2010-2012, Liniendarstellung	33
Abbildung 13: Auftreten und Höhe negativer Preise seit 2008	38
Abbildung 14: Überblickstafel zum Auftreten negativer Preise in den Jahre 2008 bis 2012.....	39
Abbildung 15: Verteilung der negativen Preise seit 2008 auf die verschiedenen Tagesstunden.....	40
Abbildung 16: Arithmetisches Mittel der negativen Preise seit 2008 in den jeweiligen Tagesstunden	41
Abbildung 17: Entwicklung durchschnittliche Preise Intraday-/Spot-Markt,	63
Abbildung 18: Boxplot der Preise aller Kontrakte am 3.10.2013 mit Lieferung zwischen 19:00-20:00 Uhr.....	64
Abbildung 19: Preise Intraday, Minima und Maxima,	64
Abbildung 20: Entwicklung Handelsvolumina Intraday-Markt.....	65
Abbildung 21: Durchschnittliche Handelsvolumina Intraday jeweils Jan-Sept.....	66
Abbildung 22: PV-Prognose am 21.05.2012	68

Abbildung 23: Systematische Unterdeckung und Preise Viertelstunden 2012-09/2013	70
Abbildung 24: Systematische Überdeckung und Preise Viertelstunden 2012 – 09/2013	71
Abbildung 25: Steigung PV ex-ante und ex-post 2012-09/2013.....	72
Abbildung 26: Marktinteraktionen für Brennstoffpreise sowie der Preise für Emissionsberechtigungen und Base-Stromlieferungen – Erklärung der Preisbildungsmechanismen	75
Abbildung 27: Marktinteraktionen für Brennstoffpreise sowie der Preise für Emissionsberechtigungen und Peak-Stromlieferungen Erklärung der Preisbildungsmechanismen bis Mitte 2010 (50 % Steinkohle, 50 % Erdgas).....	77
Abbildung 28: Marktinteraktionen für Brennstoffpreise sowie der Preise für Emissionsberechtigungen und Peak-Stromlieferungen – Erklärung der Preisbildungsmechanismen ab Mitte 2010 (75 % Steinkohle; 25 % Gas).....	78
Abbildung 29: Entwicklung der Strompreise am Spot- und Terminmarkt, 2003 bis 2012.....	79
Abbildung 30: Optimaler Kraftwerkspark in Abhängigkeit der Kostenstruktur und der Jahreslastkurve	81
Abbildung 31: Beschaffung auf den Kurzfristmärkten	86
Abbildung 32: Entwicklung der relativen Marktwerte aller Energieträger 2010 bis 2013 (Daten bis 27.09.2013) zur Basis des Börsendurchschnittspreises	97
Abbildung 33: Monatliche, relative Marktwerte von Wind und PV in Deutschland	98
Abbildung 34: Verhältnis der Stundenmittelwerte der Peak-Stunden zum jährlichen Durchschnittswert des EEX-Spotmarktpreises von 2007 bis 2012.....	99
<i>Abbildung 35: Vergleich der PV-Erzeugung der Referenzanlage mit 30°-Südausrichtung an 5 Standorten im Juli und Januar.....</i>	<i>108</i>
<i>Abbildung 36: PV-Ertragsmatrix für Stoetten und Mannheim.....</i>	<i>109</i>
<i>Abbildung 37: PV-Leistungsprofil am Standort Stoetten im Monat Juli bei verschiedenen Modulausrichtungen.....</i>	<i>110</i>
<i>Abbildung 38: PV-Leistungsprofil am Standort Mannheim im Monat Juli bei verschiedenen Modulausrichtungen.....</i>	<i>111</i>
Abbildung 39: Relative Marktwerte der Standorte Stoetten und Mannheim für 2011 und 2012	114

Abbildung 40: Einfluss der Ausrichtungsveränderungen auf den Erlös bei einer Direktvermarktung nach Marktprämienmodell.....	116
Abbildung 41: Vergleich der verschobenen Energiemengen für den Standort Stoetten	118
Abbildung 42: Eigenverbrauchsquote für Haushalte nach H0-SLP	120
Abbildung 43: Eigenverbrauchsquote für Gewerbebetriebe nach G1-SLP	121
Abbildung 44: Abgerufene monatliche Arbeit an Sekundärregelleistung (SRL) IGCC kum. 02/2012 - 09/2013.....	135
<i>Abbildung 45: Langfristiger Trend der durchschnittlichen Leistungspreisentwicklung für Regelleistung,.....</i>	<i>136</i>
<i>Abbildung 46: Leistungspreise PRL von Juli 2011 bis Juni 2013 in €/MW</i>	<i>137</i>
<i>Abbildung 47: SRL - Grenzleistungspreise Juli 2011 - Juni 2013.....</i>	<i>139</i>
<i>Abbildung 48: SRL - mittlere Leistungspreise Juli 2011 - Juni 2013</i>	<i>140</i>
<i>Abbildung 49: Mittlere Monatsarbeitspreise (€/MWh).....</i>	<i>142</i>
<i>Abbildung 50: Mittlere Monatsarbeitspreise (€/MWh).....</i>	<i>142</i>
Abbildung 51: Preisentwicklung der Leistungspreise für negative Minutenreserve, 2008 bis 2011	144
Abbildung 52: Preisentwicklung der Leistungspreise für positive Minutenreserve, 2008 bis 2011	145
Abbildung 53: Korrelation des Mittelwerts der Leistungspreise für negative Minutenreserve mit der Residuallast, 2012 Quelle: EEX o.J., EntsoE, www.regelleistung.net, Berechnung und Darstellung: Öko-Institut.....	147
<i>Abbildung 54: Saldierte Kosten der Systemdienstleistungen (inkl. Regelenergie) in 2010 und 2011.....</i>	<i>152</i>
Abbildung 55: Entwicklung der Jahreshöchstlast im deutschen Stromsystem in verschiedenen Studien.....	164
Abbildung 56: Bestimmung des ökonomisch optimalen Niveaus der Versorgungssicherheit.....	165
Abbildung 57: PV-Ertragsmatrix für Bremerhaven, Potsdam und Fichtelber.....	215
Abbildung 58: Eigenverbrauchsquote für Gewerbebetriebe nach G0-SLP	216
Abbildung 59: Eigenverbrauchsquote für Gewerbebetriebe nach G3-SLP	217
Abbildung 60: Eigenverbrauchsquote für Gewerbebetriebe nach G4-SLP	217

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick über die Erzeugung nach Technologien und die Last beim Auftreten negativer Strompreise	42
Tabelle 2: Intraday-Preise einzelner Viertelstunden am 21.05.2012	69
Tabelle 3: TRY-Klimaregionen und Repräsentanzstationen (Lukits 2013).....	104
Tabelle 4: Jahresertrag verschiedener Standorte bei fester Ausrichtung (Süd/30°).....	106
Tabelle 5: Relative Marktwerte und Vollbenutzungsstunden fünf verschiedener Standorte in 2012	113
Tabelle 6: Ergebnisse (Kapitalwerte) der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Haushaltskunden.....	122
Tabelle 7: Ergebnisse (Kapitalwerte) der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Gewerbekunden (Werktags 08:00-18:00 Uhr).....	123
Tabelle 8: Vergleich der Windgeschwindigkeiten und der sich ergebenden Auslastung der verwendeten Standorte (im Jahresmittel)	127
Tabelle 9: Marktwerte für Windkraft-Referenzanlagen im Jahr 2012	128
Tabelle 10: Mittelwerte der Leistungspreise für die SRL von Juli 2011 - Juni 2013.....	141
Tabelle 11: Leistungsbilanz der Stromversorgung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in den Jahren 2011 und 2012.....	167
Tabelle 12: Überblick zu Ausfallarbeit und Entschädigungszahlungen durch das Einspeisemanagement in Deutschland (2011 und 2012)	181
Tabelle 13: EEG-Einspeisevergütungen	218
Tabelle 14: Vollbenutzungsstunden	218
Tabelle 15: Strombezugspreise (eigene Annahmen unter Berücksichtigung von BDEW 2012)	218
Tabelle 16: PV-Modulpreise	218
Tabelle 17: Weitere Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung	219

Formelverzeichnis

Formel 1: Berechnung des relativen Marktwertes	96
Formel 2: Erlösfunktion bei Nutzung der Direktvermarktung nach Marktpremienmodell	115
Formel 3: Ertragselastizität (des rel. Marktwertes) einer PV-Anlage	116
Formel 4: Berechnung der Eigenverbrauchsquote	118

1 Einleitung

Energiepolitik und Energiewirtschaft stehen in den nächsten Dekaden vor massiven Herausforderungen. Bedingt durch die Notwendigkeit einer massiven Reduzierung der Treibhausgasemissionen werden eine drastische Erhöhung der Energieeffizienz in allen Sektoren, eine stärkere Elektrifizierung des Verkehrssektors und schließlich eine weitgehende Umstellung des Energie- und Stromversorgungssystems auf erneuerbare Energien notwendig werden. Die Gesamtstrategie der Bundesregierung sieht vor diesem Hintergrund einen zügigen Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung vor und hat sich im EEG das Ziel gesetzt, deren Anteil am Stromaufkommen bis 2020 auf mindestens 35 % und sukzessive bis 2050 auf 80 % zu steigern. Aufgrund der Potentiale von erneuerbaren Energien in Deutschland müssen Windkraft und Fotovoltaik die entscheidende Rolle eines solchen Zubaus spielen. Die Dargebotsabhängigkeit dieser Energieträger muss für jede Strategie, durch die die genannten Ziele erreicht werden sollen, zentral berücksichtigt werden.

Zu beachten ist dabei, dass Ende der neunziger Jahre eine Liberalisierung des Stromsektors begann, deren Marktdesign sich im Wesentlichen am bestehenden Kraftwerkspark mit planbar einsetzbaren Großkraftwerken auf Basis fossiler oder nuklearer Brennstoffe bzw. mit großen Wasserkraftwerken orientiert hat. Inwieweit ein solches Marktdesign auch für einen großen Anteil erneuerbarer Energien und vor allem erneuerbarer Energien mit fluktuierender Erzeugung geeignet ist, ist offen.

Die vor uns liegende Systemtransformation erfordert allerdings, einen solchen ambitionierten Ausbaupfad der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf eine Art und Weise zu organisieren, dass einerseits die die elektrizitätswirtschaftlichen Teilmärkte den besonderen Charakteristika von erneuerbaren Energien und speziell jenen von Windkraft und PV gerecht werden, und andererseits auch die Systemdienstleistungen in der Perspektive über erneuerbare Energien abgedeckt werden können. Die beiden Aspekte zu detaillieren und zu verbinden ist Gegenstand und hierzu Vorschläge zu entwickeln ist Ziel dieser Studie. Sie werden aufgrund der zunehmenden internationalen Vernetzung in Verbindung mit Stand und aktuellen Entwicklungen des einschlägigen Austauschs von Stromprodukten innerhalb der EU diskutiert.

Da einzelne Teilmärkte des Stromsektors dem sicheren Netzbetrieb gelten und der Ausbau erneuerbarer Energien auch netzseitige Anforderungen stellt, werden ergänzend ausgewählte Netzaspekte besprochen. Diesen gilt aber nicht das Hauptaugenmerk.

Zeitlich stehen dabei die nächsten Jahre im Fokus. Es wird also keine Blaupause für ein Stromsystem entworfen, das vornehmlich auf erneuerbaren Energien basiert.

Vielmehr sollen nächste Schritte für eine Entwicklung zu einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien abgeleitet werden.

In der Debatte zur Entwicklung des Stromsystems wird ein notwendiger Reformbedarf bestehender Teilmärkte des Stromsystems identifiziert. Entsprechend der oben genannten Anforderungen wird dabei auf die Großhandelsmärkte und die Märkte für Systemdienstleistungen fokussiert. Eine Weiterentwicklung dieser Märkte bedarf einer jeweiligen Analyse ihrer Organisation und des Marktgeschehens. Auf deren Basis werden jeweils Änderungen von Rahmenbedingungen diskutiert.

Entsprechend werden zunächst (in Kapitel 2) die Teilmärkte des Stromgroßhandels – Day-ahead-Markt, Intraday-Markt und Terminmärkte - einzeln analysiert. Dabei werden jeweils die Organisation, der internationale Handel und das Marktgeschehen betrachtet und darauf aufbauend deren Kompatibilität mit steigenden Anteilen von vor allem fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) geprüft. Dabei werden auch Interaktionen zwischen diesen Märkten berücksichtigt. Ergänzend werden aufgrund der potenziell höheren zukünftigen Bedeutung negative Preise auf dem Day-ahead-Markt untersucht, um deren Stellung in und für einen Ausbau erneuerbarer Energien und einer Transformation des Stromsystems zu prüfen. Als Resultat des Kapitels liegen Vorschläge zur Anpassung der Großhandelsmärkte vor.

Anschließend wird in Kapitel 3 die Perspektive gewechselt und untersucht, wie eine Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien – also Wind und PV – in die Großhandelsmärkte deren Erlösperspektive beeinflusst und wie sie ihre Erlösperspektive verbessern können. Aus dieser Analyse resultiert ein besseres Verständnis des Zusammenhangs zwischen Marktdesign und fluktuierenden erneuerbaren Energien. Zudem können aus den dort betrachteten Investitionsverhalten Hinweise für Wirkungen auf die Netzebene abgeleitet werden.

Der mögliche Beitrag von erneuerbaren Energien und insbesondere fluktuierenden erneuerbaren Energien zu Systemdienstleistungen wird anschließend in Kapitel 4 behandelt. Dabei werden Regelenergiemärkte und anderen Systemdienstleistungen getrennt untersucht, um der großen Systembedeutung ebenso gerecht zu werden wie der Tatsache, dass technisch betrachtet erneuerbare Energien weitestgehend in der Lage sind, auf allen Regelenergiemärkten fossile Erzeugung zu verdrängen. Auch für die Regelenergiemärkte werden – wie für die Großhandelsmärkte - Organisation, der internationale Handel und das Marktgeschehen betrachtet und darauf aufbauend deren Kompatibilität mit steigenden Anteilen von vor allem fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) geprüft und Anpassungsvorschläge begründet. Für die weiteren Systemdienstleistungen können in kürzeren Analysen Anpassungsvorschläge abgeleitet werden, da überwiegend kein internationaler Handel besteht, teils

die Märkte gerade im Entstehen sind und teils noch zu klärende technische Fragen genauere organisatorische Analysen verhindern. Als Ergebnis liefert dieses Kapitel Empfehlungen für Anpassungen von Systemdienstleistungsmärkten, die einen beschleunigten Markteintritt erneuerbarer Energien fördern, wodurch konventionelle Kraftwerke als Systemdienstleister schneller ersetzt werden können.

Schließlich werden im abschließenden Kapitel 5 Netzaspekte sowie Fragen der Versorgungssicherheit ergänzt. Das Kapitel dient dazu, wichtige Punkte der Integration erneuerbarer Energien abzuklären. Aufgenommen werden insbesondere Fragen der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit sowie der Koordinationserfordernisse zwischen Verteilnetzbetreibern, insbesondere Regionalnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern.

In einer abschließenden Zusammenfassung werden die identifizierten Erfordernisse der Transformation des Stromsystems im Hinblick auf die Weiterentwicklung des Marktdesigns und der Netzintegration aus heutiger Sicht komprimiert.

2 Großhandel für Strommärkte

Die Großhandelsmärkte für Strom sind seit der Liberalisierung des Stromsektors und der Entflechtung von Erzeugung, Stromhandel und –vertrieb entstanden und haben seither an Bedeutung gewonnen, so dass sie inzwischen zentrale Koordinationsmechanismen für Stromerzeugung und Verbrauch geworden sind. Die einzelnen Teilmärkte werden in diesem Kapitel 2 jeweils für sich betrachtet. Dabei werden die einschlägigen Rahmenbedingungen, Ergebnisse und Marktentwicklungen dargestellt und diskutiert. Inwieweit ihre Organisation einem steigenden Anteil an Erzeugung aus erneuerbaren Energien gerecht wird, welche Probleme zu erwarten sind und wie diese gegebenenfalls gemildert oder behoben werden können, wird ebenfalls betrachtet. Dabei wird stets zuerst ein Überblick über den deutschen Markt gegeben. Der zunehmenden Bedeutung des internationalen Stromhandels wird durch eine anschließende Diskussion der jeweiligen Marktbedingungen für Außenhandel Rechnung getragen. Schließlich werden Marktergebnisse diskutiert und abschließend die Kompatibilität mit einem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien analysiert.

Zusätzlich wird negativen Preisen auf dem Day-ahead-Markt besondere Aufmerksamkeit gewidmet, da diese im Zusammenhang mit dem Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien stehen und zukünftig die EEG-Umlage erhöhen können. Vorweg wird aber zuerst ein Überblick über die Strommärkte gegeben, um die Orientierung zu erleichtern und den Gegenstandsbereich abzugrenzen.

2.1 Überblick: Der Stromsektor und seine Teilmärkte

Der Stromsektor setzt sich aus den Marktstufen Erzeugung, Transport und Verteilung (Netzbetrieb) sowie Vertrieb, also Verkauf von Strom an Verbraucher, zusammen. Abbildung 1 gibt einen vereinfachten Überblick über die aus dieser Struktur entstehenden Strommärkte.

Die Erzeugung wird über Märkte verkauft, wobei die Nachfrager in erster Linie Vertriebe sind. Aktiv sind dort auch sowohl untereinander als auch mit Erzeugern und Vertrieben handelnde Intermediäre (Großhändler)¹. Diese Märkte werden als Groß-

¹ Verbraucher können auch als Eigenerzeuger tätig sein oder ihren Bedarf direkt aus Großhandelsmärkten oder durch Verträge mit Erzeugern decken. Insofern können im Einzelfall Marktsegmente übersprungen werden. Allerdings sind auch für die Entscheidung für derartige Aktivitäten alle Marktsegmente relevant, da dort die alternativen Strompreise und damit die Opportunitätskosten bestimmt werden.

handelsmärkte bezeichnet. Gehandelt werden dabei sowohl zeitnah (Spotmärkte) als auch in fernerer Zukunft (Terminmärkte) zu liefernde Arbeitsmengen, die zu verschiedenen Zeiten oder über verschiedene Zeitspannen zu liefern sind. Die Verträge können dabei über eine Börse oder bilateral ausgehandelt zustande kommen. Dieser Teil des Stromhandels – die Großhandelsmärkte – ist Gegenstand des Kapitels 2. Dabei wird auf dem Spotmarkt zwischen Day-ahead- und Intraday-Markt unterschieden, wobei auf dem Day-ahead-Markt Produkte für den nächsten Tag und auf dem intraday-Markt kontinuierlich bis kurz vor dem Erfüllungszeitraum gehandelt wird. Diese Unterscheidung ist gerade für erneuerbare Energien wichtig, da die Prognosegüte für die Erzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren mit der entsprechenden Verringerung der Frist zwischen Vertragsabschluss und Lieferung deutlich steigt.

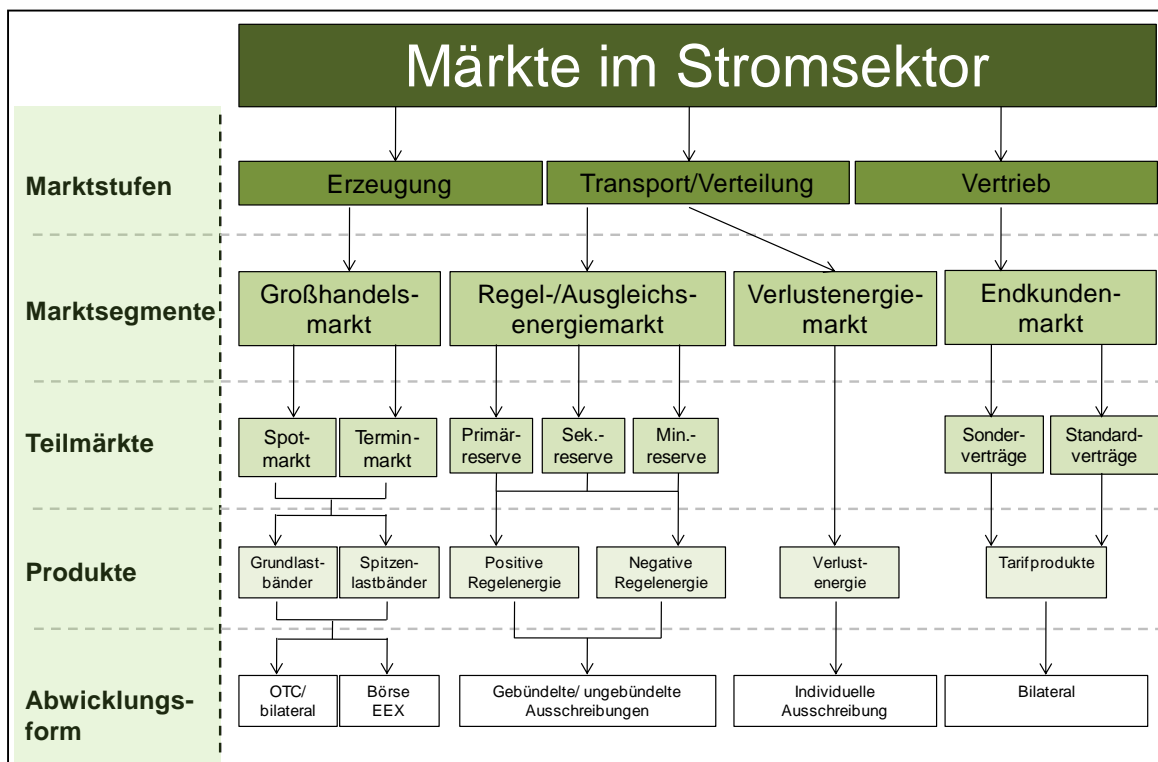


Abbildung 1: Märkte im Stromsektor

Quelle: IZES et al. 2008, S. 70

Der Strom wird über Stromnetze transportiert. Um ihre Aufgabe eines sicheren Transports erfüllen zu können, fragen Netzbetreiber Systemdienstleistungen nach, also Leistung oder Arbeit oder Verfügungsrechte über Kapazitäten, die sie für einen sicheren Betriebs benötigen. In Abbildung 1 sind beispielhaft Regelennergie- und Ver-

lustenergiemärkte genannt. Diese Märkte, auf denen Netzbetreiber als Nachfrager von Leistungen auftreten, um die Netze stabil betreiben zu können, werden in Kapitel 4 untersucht.

Schließlich wird als letztes Marktsegment der Endkundenmarkt in Abbildung 1 aufgeführt. Dort beliefern Vertriebe Endverbraucher mit Strom und schließen entsprechende Verträge ab. Der Stromvertrieb wird in dieser Studie nicht explizit und detailliert getrennt untersucht, da Vertriebe zwar zukünftig auch vor neuen Herausforderungen im Zuge der Integration erneuerbarer Energien stehen, diese jedoch vornehmlich auf der Großhandelsmarktseite – also der Strombeschaffung von Vertrieben – zu verorten sind oder im dortigen Zusammenhang diskutiert werden können.

2.2 Day-ahead-Markt

Auf dem Day-ahead-Markt werden börslich Kontrakte für den folgenden Tag gehandelt. An der Börse wird dabei auf Basis der eingehenden Angebote und Nachfragen jeweils ein einheitlicher, markträumender Preis für jedes Produkt festgestellt, insbesondere für Lieferungen zu jeder Stunde des Folgetages. Aufgrund der einheitlichen Preise und der Transparenz der Preisbildung dient der Day-ahead-Preis als Referenz für weitere Produkte auf den Terminmärkten und wird auch für gesetzliche Regelungen – z.B. für die Bestimmung der Höhe einer gleitenden Marktprämie - herangezogen. Der Day-ahead-Markt ist deshalb als zentraler Markt des Stromgroßhandels anzusehen.

Der Day-ahead-Markt wird im Folgenden untersucht, wobei zuerst Grundlagen beschrieben werden, anschließend internationale Aspekte untersucht werden, um nach einer Diskussion des Marktgeschehens die Kompatibilität mit erneuerbaren Energie zu diskutieren.

2.2.1 Der nationale Markt (Öko-Institut, IZES)

In liberalisierten Strommärkten erfolgt die kurzfristige Preisbildung am Spotmarkt, in der Regel in großen Teilen über eine Strombörse. In Deutschland, Frankreich und der Schweiz ist diese Strombörse die EPEX Spot mit Hauptsitz in Paris, die aus einer Fusion der Spotmärkte der EEX (Deutschland) und der Powernext (Frankreich) hervorgegangen ist. Täglich um 12:00 Uhr wird an der EPEX eine Auktion für den folgenden Tag durchgeführt (EPEX Spot 2012a), bei der die Preise für jede Stunde und vorab festgelegte Blöcke ermittelt werden (Day-ahead-Markt). Vorab festgelegte Blöcke sind insbesondere base (0-24 Uhr) und peak (9-20 Uhr) sowie sun-peak (11-16

Uhr).² Die EPEX verwendet für die Preisermittlung die von Marktteilnehmern eingestellten Angebote und Nachfragen. Angebote enthalten für eine bestimmte Stunde (oder einen bestimmten Block) des nächsten Tages eine Kombination aus Menge und Preis, wobei sie damit den minimalen Preis angeben, zu dem sie bereit sind, die genannte Menge zu verkaufen. Nachfragen enthalten ebenfalls eine Kombination aus Menge und Preis, wobei der Preis, der maximale Preis ist, zu dem sie bereit sind, die genannte Menge zu kaufen. Hieraus errechnet die EPEX die Angebots- und Nachfragefunktion und bestimmt den markträumenden stündlichen Preis über deren Schnittpunkt sowie die mit den stündlichen Preisen kompatiblen Blockpreise.

Die Preisbildung an der Strombörse EPEX Spot basiert entsprechend auf Angebot und Nachfrage. Kraftwerke bieten hier ihren Strom zu kurzfristigen Grenzkosten an. Diese setzen sich im Wesentlichen aus Brennstoffkosten und ggf. CO₂-Kosten, sowie zum kleineren Teil aus weiteren variablen Betriebskosten zusammen. Die so entstehende Angebotskurve wird als „Merit-Order“ bezeichnet. Das letzte Kraftwerk, das benötigt wird, um die Nachfrage zu decken, bestimmt den Strompreis (Grenzkraftwerk) für alle benötigten Kraftwerke. Alle teureren Kraftwerke kommen nicht mehr zum Zuge. In Abbildung 2 ist die Merit-Order für den deutschen Kraftwerkspark beispielhaft dargestellt.

² Zu den verschiedenen standardisierten Blöcken s. <http://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich>.

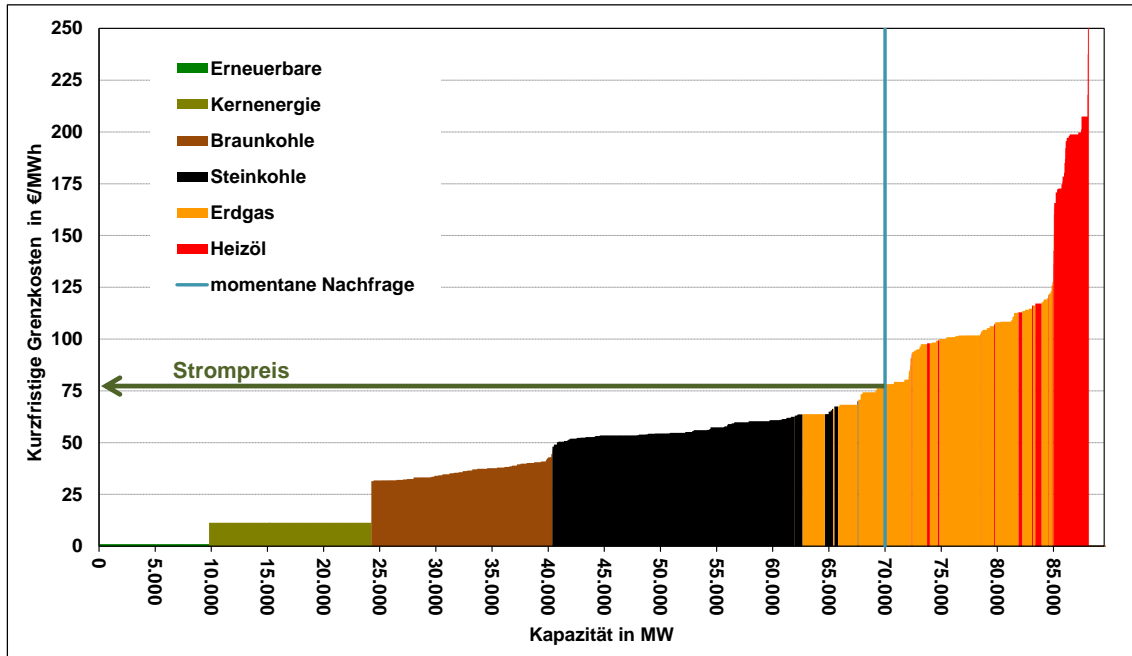


Abbildung 2: Beispielhafte Darstellung der Merit-Order der deutschen Kraftwerke
 Quelle: eigene Darstellung: Öko-Institut

Die erneuerbaren Energien gehen in dieses Preisgefüge entweder mit kurzfristigen Grenzkosten nahe Null ein, da sie entweder keine Brennstoffkosten haben (z.B. Wind, Photovoltaik) oder mit negativen Preisen. Letzteres ergibt sich im Falle einer Einspeisevergütung aus der Ausgleichsmechanismusverordnung nach der Übertragungsnetzbetreibern zu negativen Preisen anbieten, um zu sichern, dass die dazugehörige Erzeugung vorrangig abgenommen wird. Im Falle einer Direktvermarktung nach gleitender Marktprämie resultiert ein negatives Angebot durch Direktvermarkter, da sie zusätzlich zum Stromerlös die Differenz von potentieller Einspeisevergütung und durchschnittlichem Stromerlös sowie eine Vermarktungsprämie (Managementprämie) erhalten. Sie werden diese zusätzlichen Zahlungen beim Börsenangebot berücksichtigen und zu Anlagengrenzkosten minus dieser zusätzlichen Zahlungen anbieten, woraus im Allgemeinen ein negativer Preis im Angebot resultiert³. Bei den konventionellen Kraftwerken sind die kurzfristigen Grenzkosten der Kernkraftwerke am niedrigsten. Darauf folgen Kraftwerke auf Basis von Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Öl, wobei sich die Brennstoffgruppen je nach Wirkungsgrad der Kraftwerke und Verhältnis von Brennstoff- zu CO₂-Kosten auch überlagern können. Wenn also

³ Näheres ist im Abschnitt zu negativen Preisen zu finden.

Kernkraftwerke verfügbar sind, werden sie bei entsprechender Nachfrage stets voll ausgelastet sein, bevor die nächstteureren Kraftwerke zum Zug kommen.

2.2.2 Grenzüberschreitender Handel (IZES)

Die Stromübertragung zwischen Ländern ist begrenzt durch die verfügbare Übertragungskapazität der Grenzkuppelstellen, die die jeweiligen nationalen Netze miteinander verbinden. Um Strom grenzüberschreitend zu handeln, müssen entsprechende Übertragungsrechte gekauft, oder genauer, ersteigert werden. Seit einiger Zeit wird die explizite Auktion dieser Rechte sukzessive - im Rahmen des Day-ahead-, aber auch des Intraday-Handels, durch eine implizite Auktion – ersetzt. Dabei werden die (noch) verfügbaren Übertragungsrechte zwischen den gekoppelten Day-ahead-Börsen automatisch genutzt, um eine bestmögliche Preiskonvergenz nach dem Kriterium der sozialen Wohlfahrt⁴ zu erreichen. Ziel ist es, die Preisdifferenzen aller gekoppelten Märkte zu minimieren. Für die Teilnehmer am Day-ahead-Handel hat dies zur Folge, dass jeder nur in seinem Marktgebiet Gebote abgeben muss, auch wenn er grundsätzlich grenzüberschreitend im Day-ahead-Handel in ein gekoppeltes Marktgebiet liefern oder von dort beziehen möchte.

Dieser standardisierte internationale Austausch zwischen gekoppelten Märkten heißt Marktkopplung bzw. Market Coupling. Es wird im Weiteren näher beschrieben.

2.2.2.1 Verfügbare Übertragungskapazitäten im Rahmen des ATC-Market Coupling

Übertragungskapazitäten zwischen gekoppelten Märkten werden nicht ausschließlich im Day-ahead-Markt genutzt, sondern werden – in Teilen – im Vorfeld längerfristig auktioniert. Für das Gebiet D-FR-Benelux erfolgt die Auktion über die CASC.EU⁵. So wurden bspw. im Jahr 2013 für die Lieferung von Deutschland nach Frankreich Kapazitäten in Höhe von 1.000 MW⁶ auktioniert. Diese langfristig auktionierten Übertragungsrechte unterliegen jedoch einer sogenannten „Use it or Sell it“ (UIOSI) - Klausel. Dies bedeutet, dass physische Übertragungskapazitäten, die nicht für einen

⁴ Im Rahmen des Market coupling ist soziale Wohlfahrt als die Summe von Produzenten-, Konsumenten- und Engpassrente definiert (EPEX 2011, S.5).

⁵ Neben der CASC.EU gibt es weitere Auktionsplattformen, wie beispielsweise die NordpoolSpot oder CAO

⁶ Davon 600 MW als Jahres- und ca. 400MW je Monat als Monatsbänder. Quelle: <http://www.casc.eu/en/Market-data/Long-Term-Auctions-Results/>

Stromtransport nominiert wurden, wieder verkauft werden müssen und damit durch die Börse für die Marktkopplung eingesetzt werden können (Artikel 8.01, TSO 2013a). Der Besitzer des Übertragungsrechts erhält in diesem Fall eine Vergütung in Höhe der Preisdifferenz, die im Zuge der Marktkopplung zwischen den beiden Marktgebieten festgestellt wird (Artikel 9, TSO 2013a)⁷.

Neben den grundsätzlich schon veräußerten, jedoch ungenutzten Übertragungsrechten der Auktionsplattformen melden die Übertragungsnetzbetreiber der beteiligten Marktgebiete die sonstigen, verfügbaren Übertragungskapazitäten.

Die so insgesamt gemeldeten, verfügbaren Übertragungskapazitäten (ATC) bilden die Grenzen (Nebenbedingungen) der Optimierung der gekoppelten Marktgebiete.

Anzumerken ist an der Stelle, dass kommerziell verfügbare Übertragungskapazitäten und physische Lastflüsse/Kapazitäten zwischen zwei Ländern divergieren können. So kann beispielsweise ein kommerziell abgestimmter Transfer von Deutschland nach Frankreich physikalisch über die Schweiz, Österreich/Schweiz oder auch Belgien/Niederlande geleitet werden.

2.2.2.2 Funktionsweise des Market Couplings

Eine Bestimmung der optimalen Nutzung der verfügbaren Übertragungskapazitäten kann erst erfolgen, wenn alle Gebote in den jeweiligen Teilmärkten abgegeben und nicht mehr verändert werden können. Aus diesem Grund erfolgt der Prozess der Marktkopplung erst, nachdem alle Orderbücher – die alle Angebote und Nachfragen der Marktteilnehmer enthalten - in den beteiligten Ländern geschlossen wurden, dem sogenannten ‚Gate-closure‘.

Danach werden in jedem Land im Rahmen der notwendigen bzw. verfügbaren Übertragungskapazitäten zusätzliche Kauf- bzw. Verkaufsgebote platziert, um einen optimalen Preis über alle Marktgebiete zu erhalten. Sind weniger Gebote notwendig als verfügbar, um Preisgleichheit herzustellen, so werden nur diese Mengen platziert. Sind mehr Gebote notwendig als verfügbar, so werden die maximal verfügbaren Mengen geboten. Der zeitliche Ablauf ist in Abbildung 3 dargestellt.

⁷ Diese Vergütung kann auch entfallen, wenn Preisgleichheit herrscht oder wenn ein Stromhändler beispielsweise Übertragungskapazität von Frankreich nach Deutschland gekauft hat, der Strom nach dem Börsenergebnis aber von Deutschland nach Frankreich verkauft wird. In letzterem Fall erhält nur der Besitzer der Übertragungskapazität von Deutschland nach Frankreich eine Vergütung.

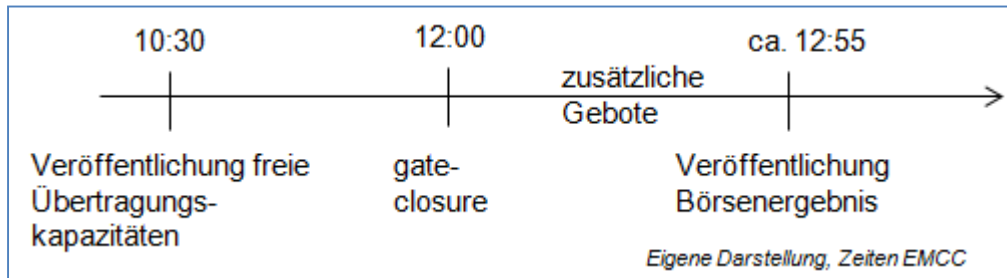


Abbildung 3: Zeitliche Abfolge des Market Coupling

Quelle: EMCC, Darstellung: IZES

Abbildung 4 zeigt die Funktionsweise schematisch für einen Zwei-Märkte-Fall. Hier ist in Markt A nach Abgabe aller Gebote der Preis P_A höher als der Preis P_B in Markt B. Um Preisgleichheit zu erreichen, werden nun in Markt B zusätzliche Mengen gekauft und in Markt A angeboten, dargestellt durch die blaue Fläche. Die Gebotskurven verschieben sich entsprechend der zusätzlichen Gebote. Der Preis in Markt A sinkt, der Preis in Markt B steigt, bis er in beiden Märkten gleich ist ($P_0 = P_{A'} = P_{B'}$), sofern ausreichend Übertragungskapazitäten verfügbar sind (Kurve 1). Ansonsten nähern sie sich an (Kurve 2).

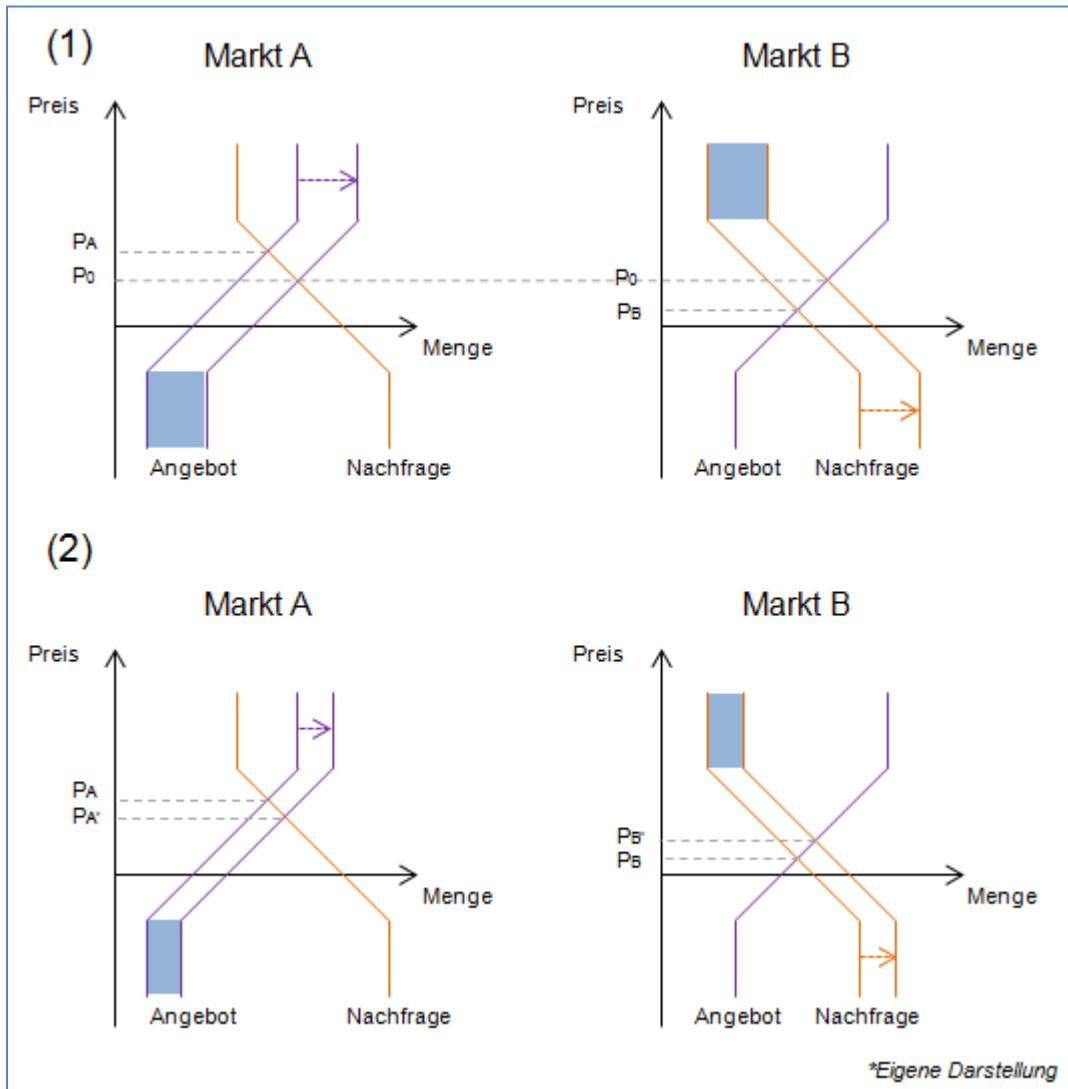


Abbildung 4: Funktionsweise des Market Couplings

Darstellung: IZES

2.2.2.3 Market Coupling ab voraussichtlich Ende 2013 und zukünftig: NWE und PCR

Bereits im Jahr 2003 wurden die Mitgliedsstaaten der EG durch die Verordnung 1228/2003/EG verpflichtet, die Grenzkapazitäten effizient zu nutzen. Die Richtlinie 2009/72/EG formuliert das Ziel „einen Wettbewerbsbinnenmarkt für Elektrizität zu schaffen“ (EG 2009). Die daraufhin gegründete europäische Agentur für die Kooperation der Energieregulatoren (ACER) konkretisiert dieses Ziel dahingehend, dass anzustreben ist, ein (single) European Price Coupling (EPC) für den gesamten euro-

päischen Day-ahead-Handel zu schaffen, also eine vollständige Integration der Märkte aller Mitgliedsstaaten nach einem einheitlichen Verfahren. Die Koordination dieses Prozesses erfolgt im Rahmen des PCR-Projektes (Price Coupling of Regions), einer Initiative von sieben europäischen Strombörsen. Eine Übersicht der Teilnehmenden Strombörsen bietet Abbildung 5.

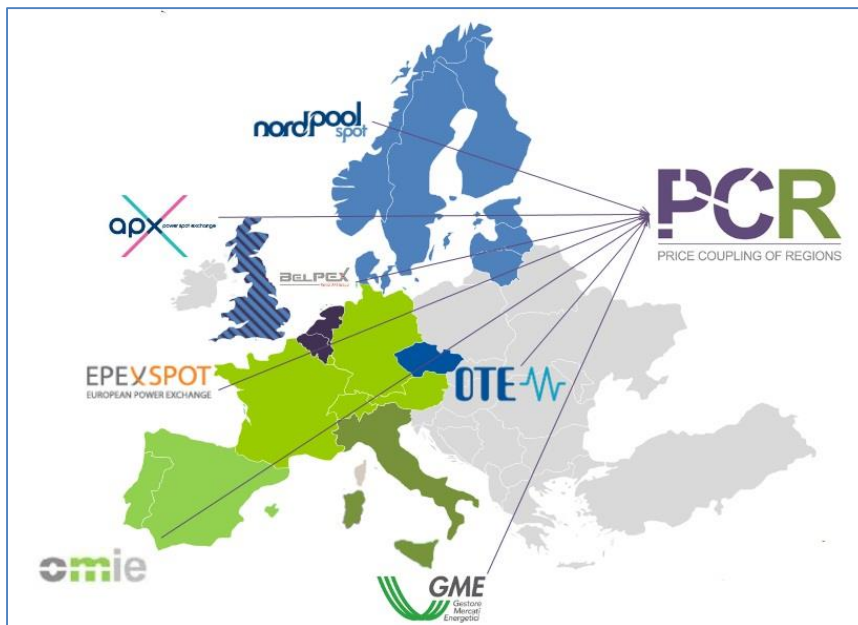


Abbildung 5: Teilnehmende Strombörsen bzw. Länder am PCR,
Quelle: EPEX 2013a

Ziel des PCR ist es, einen Preiskopplungsalgorithmus zu entwickeln, anhand dessen alle Strompreise in Europa simultan berechnet werden können und dabei die Gesamtwohlfahrt optimiert wird. Das Verfahren soll auch die Transparenz über Strompreise und -flüsse verbessern (TSO 2013c). Die praktische Umsetzung erfolgt sukzessive und in kleineren Gruppen, die auf die bereits umgesetzten Marktkopplungsschritte aufbauen.

2.2.2.4 Bereits bestehende, europäische Marktkopplungsinitiativen

Die erste Form der Marktkopplung wurde von der NordpoolSpot für den skandinavischen Markt in Form des Market Splittings eingeführt⁸. Im November 2006 wurden im Rahmen des trilateral Market Couplings (= TLC) die Märkte von Frankreich, Belgien und den Niederlanden gekoppelt. Im November 2010 ging durch den Beitritt des deutschen Marktes das TLC in das CWE Market Coupling auf. Im gleichen Monat erfolgte die Anbindung Deutschlands an Skandinavien (inkl. Baltikum und der Seeleitung Schweden-Polen), so dass derzeit folgende Marktgebiete über ein Market Coupling im Rahmen des Day-ahead-Handels miteinander verknüpft sind:

- Deutschland, Frankreich und Benelux im Rahmen des CWE (Central West Europe) - Market Couplings
- Verbindung von CWE - Skandinavien im Rahmen des ITVC (Interim Tight Volume Coupling)

Die Unterscheidung in CWE bzw. ITVC geschieht aus Gründen der Mandatierung und ist im Ergebnis kaum praxisrelevant⁹. So wird der Austausch mit Skandinavien von der EMCC verantwortet. Diese darf jedoch lediglich Mengen bestimmen, die in den Gebieten, in denen sie das Mandat hat, ver- bzw. gekauft werden. Die sich in der Folge jeweils einstellenden Preise werden formal von den jeweiligen Börsen bestimmt. Das ITVC-Coupling heißt deswegen auch Volumen-Kopplung. Der Austausch im CWE-Gebiet wird von der EPEX Spot organisiert. Hier werden neben den jeweiligen Volumina auch die Preise der einzelnen Marktgebiete bestimmt. Diese Form wird analog Preis-Kopplung genannt.

Die erste Umsetzung des PCR-Verfahrens wird voraussichtlich im Februar 2014 im Rahmen der Einführung des NWE Price Coupling¹⁰ starten. Dies führt auch dazu, dass Rahmenbedingungen geändert werden müssen. So werden bspw. im deutschen Markt die Gebotsgrenzen von derzeit -3.000 €/MWh für ein unlimitiertes Verkaufsgebot auf -500 €/MWh angehoben.

⁸ Formal bezeichnet Market-Splitting mehrere Marktgebiete an einer Börse, Market coupling den Austausch zwischen mehreren Börsen.

⁹ Im Falle von technischen Problemen kann es zu einem sog. Decoupling kommen, bei dem die Zonen Skandinavien und CWE wieder entkoppelt werden. Der Austausch findet dann nur noch innerhalb der Teilgebiete statt. Innerhalb von CWE entsprechend der sog. Shadow Auctions.

¹⁰ <http://www.icis.com/heren/articles/2013/09/30/9710935/power/edem/nwe-electricity-market-coupling-targets-26-nov-launch.html>, letzter Abruf am 30.10.2013

Neben der Einführung eines einzigen Verfahrens, welches unter anderem das ITVC-Verfahren der EMCC ersetzen wird, werden mit dem NWE Market Coupling auch weitere Länder an den bestehenden Marktkopplungsprozess angegliedert.

So werden die Märkte Großbritannien und Polen sowie die Baltischen Staaten integriert. Die Integration erfolgt jedoch nur teilweise: für das Baltikum und Polen im Rahmen der Ankoppelung an die NordpoolSpot (für Polen bedeutet dies, dass nur die Übertragungskapazitäten der Seeleitung von Schweden nach Polen berücksichtigt wird).

Darüber hinaus sind derzeit noch weitere Market Coupling Initiativen aktiv:

- SWE (South Western Europe), das die Day-ahead-Märkte von Frankreich, Spanien und Portugal koppeln soll. Das System wird derzeit getestet und soll nach Ende 2013 in Betrieb gehen und im Jahr 2014 mit dem NWE-Markt verknüpft werden.
- CEE (Central and Eastern Europe), das die gekoppelten Märkte von Tschechien, Slowakei und Ungarn um Rumänien und Polen erweitern soll.

Die Umsetzung des Price Couplings of Regions (PCR), bzw. Market Couplings allgemein, setzt eine relativ starke Synchronisation der teilnehmenden Märkte voraus. So müssen beispielsweise Zeiten des Gate-closures übereinstimmen. Eine Änderung von wesentlichen Handelsbestimmungen kann dazu führen, dass eine Marktkopplung nicht mehr möglich ist, die beispielsweise auch für die Bestimmung von (kommerziellen) Übertragungskapazitäten nach dem flow-based Verfahren (s.u.) notwendig ist.

2.2.2.5 Zukünftige Berechnung der Übertragungskapazitäten mittels des flow-based Market Couplings

Zurzeit erfolgt das Market Coupling anhand der gemeldeten, verfügbaren Übertragungskapazitäten (ATC oder „*available transmission capacity*“). Eine Umstellung auf das sogenannte Flow-based-coupling in der CWE-Zone¹¹ befindet sich seit Anfang des Jahres 2013 in der praktischen Testphase, die Einführung ist für Ende Juni 2014¹² geplant. Beim flow-based-marketcoupling werden die verfügbaren Übertragungskapazitäten nicht im Voraus sondern anhand der (preisgesteuerten) Lastflüsse

¹¹ Central Western Europe: D-FR-NL-BE

¹² (TSO 2013b)

während des Marktkopplungsprozesses bestimmt. Bei einer erfolgreichen Umstellung ist zu erwarten, dass die verfügbaren Kapazitäten im Rahmen des Market Couplings signifikant ansteigen werden.

2.2.2.6 Gekoppelte Marktvolumina und Preiskonvergenzen 2012 – Q3 2013

Mengen, die im Rahmen des Market Couplings gehandelt werden, erscheinen als unlimitierte Gebote im Rahmen der Auktion. Sie sind ein signifikanter Anteil des Stromhandels. So lag bspw. das Maximum des durch Marktkopplung induzierten Exports aus Deutschland bei 7.854 MW am 30.09.12, 13-14h, was knapp 24 % der gesamten Handelsmenge der betreffenden Stunde entspricht. Durchschnittlich wurden im Zeitraum 2012 – Q3/2013 im Mittel 3,5 GW exportiert. Dabei ist zu beachten, dass es sowohl zu Im- als auch zu zeitgleichen Exporten kommen kann, bspw. wenn der Strompreis in Deutschland im „Mittelfeld“ liegt. Zusammengefasst zeigt Abbildung 6 die Anzahl der Stunden in den Deutschland Nettoexporteur oder -importeur war.

Betrachtet man die Importsalden je Monat, so sieht man jedoch, dass Deutschland zum Netto-Exporteur wird.¹³

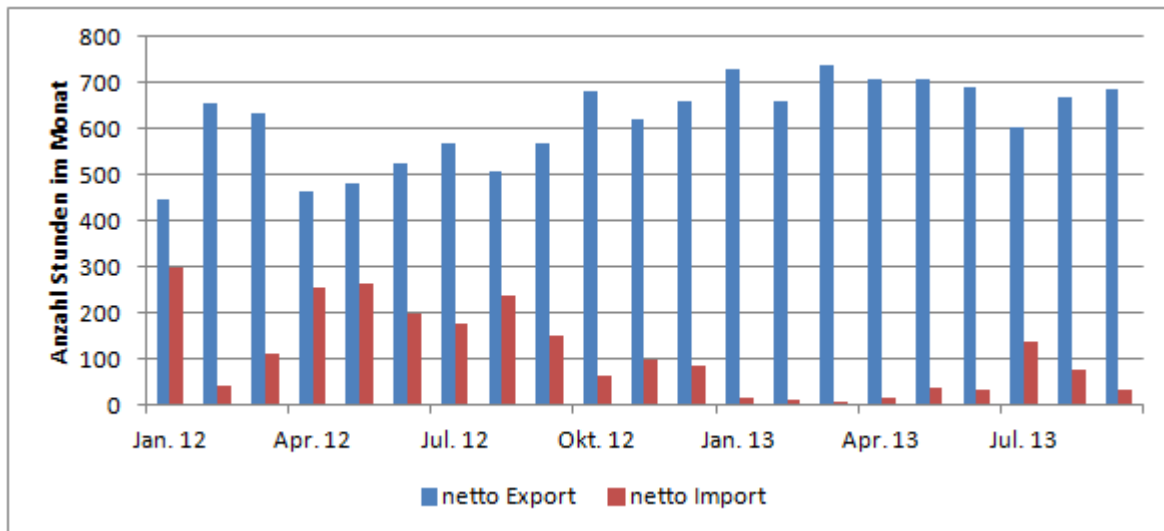


Abbildung 6: Stunden monatlicher Nettoimporte und -exporte Deutschlands im Rahmen des Market Couplings,

Quelle: eigene Darstellung: IZES, Daten: EPEX, NordPoolSpot

¹³ Importmengen aus den Niederlanden lagen nicht vor und konnte nicht berücksichtigt werden. Jedoch wird nahezu immer in die Niederlande exportiert, so dass höchstens nur ein geringfügiger kommerzieller Import stattgefunden haben dürfte.

In diesem Zusammenhang soll auch erwähnt werden, dass die Niederlande bisher nahezu immer die Hochpreiszone darstellten. So wurden im Betrachtungszeitraum in 96 % der Stunden in die Niederlande (kommerziell) exportiert.

Die Mengen, die im Rahmen des Market Couplings gehandelt werden, unterliegen saisonalen Schwankungen und betragen im Jahr 2012 rund 41,6 TWh. In den ersten 9 Monaten 2013 wurden 32 TWh aus deutscher Sicht ausgetauscht, was einer Erhöhung um 5 % im Vergleich zum Vorjahreszeitraum entspricht (s. Abbildung 7).

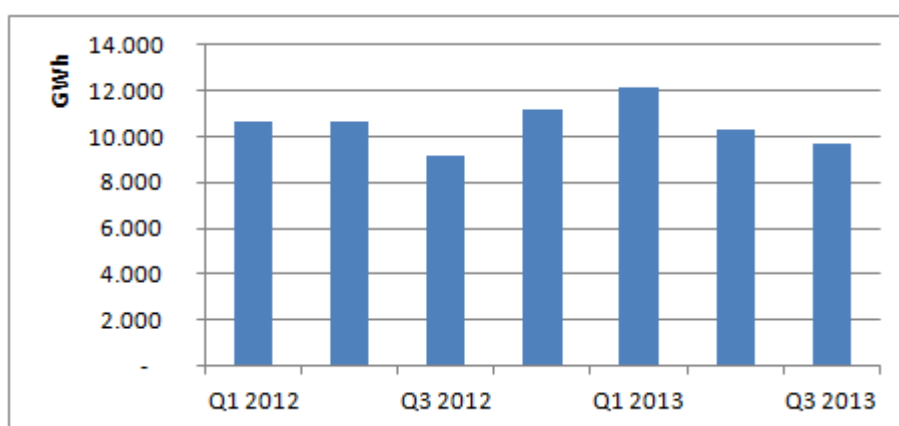


Abbildung 7: Handelsmengen je Quartal im Rahmen des Market Couplings auf dem deutschen Markt
Daten: EPEX, NordPoolSpot, Darstellung: IZES

Das Ziel des es ist ein gemeinsamer, optimaler Strompreis. Betrachtet man die Preiskonvergenzen des deutschen Strompreises mit dem französischen, bzw. den jeweiligen mit Deutschland gekoppelten skandinavischen Marktgebieten, so sieht man, dass der Strompreis von Deutschland und Frankreich in Spitzenmonaten in über 80 % der Stunden identisch war (s. Abbildung 8). Dabei ist zu beachten, dass immer nur die Salden aus Im- und Export preiswirksam sind.

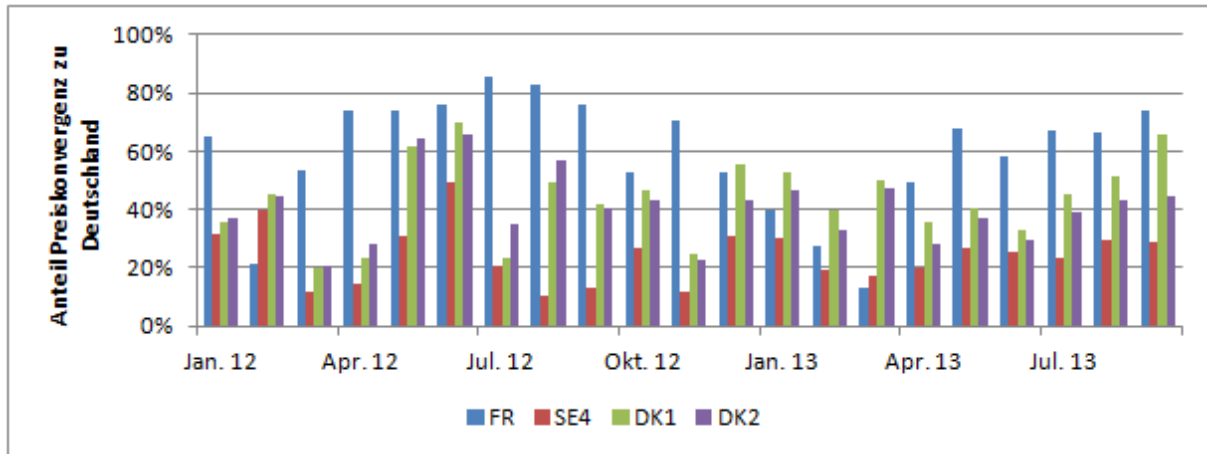


Abbildung 8: Anteil identischer Day-ahead-Strompreise in Deutschland und ausgewählten Ländern, Daten: EPEX, NordPoolSpot, Darstellung: IZES

Dies ist auch aus theoretischen Überlegungen zu erwarten: So wurden am französischen Day-ahead-Markt im Zeitraum 2012 – Q3/2013 im Durchschnitt 6.634 MW je Stunde gehandelt. Der gekoppelte Export von Deutschland nach Frankreich im betreffenden Zeitraum lag im Mittel bei 1.260 MW, das Maximum betrug rund 3.000 MW. Entsprechend ist zu erwarten, dass der französische Strompreis aufgrund des niedrigen Handelsvolumens entsprechend stark von Im- bzw. Exporten beeinflusst werden kann. Dieser Effekt ist derzeit nur zu vermuten, für eine gezielte Bestimmung bedarf es jedoch tieferer Analysen, die nicht Gegenstand der Studien waren.

2.2.3 Aktuelle Marktergebnisse (Öko-Institut)

Abbildung 9 zeigt die zeitliche Entwicklung der Base-Load-Preise am Day-ahead-Markt von 2003 bis Juni 2013. Die Preise sind starken kurzfristigen Schwankungen unterworfen. Für die vergangenen drei Jahre ist zu erkennen, dass die Preise Anfang 2011 ein Maximum erreichten und seitdem kontinuierlich gefallen sind. Insbesondere in der ersten Hälfte des Jahres 2013 ist ein deutlicher Rückgang der Preise von 45 €/MWh auf unter 30 €/MWh zu verzeichnen.

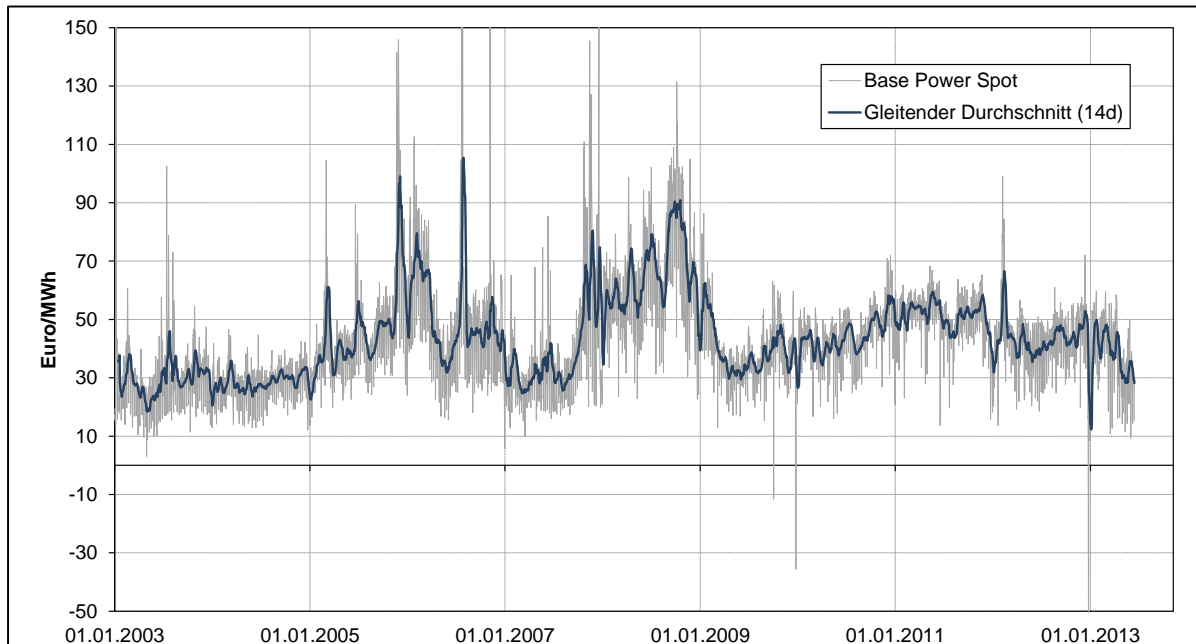


Abbildung 9: Preisentwicklung für ein Base-Load-Profil am Day-ahead-Markt der EEX,

Quelle: EEX o.J.

Die Verteilung der stundengenauen Auktionsergebnisse für den Day-ahead-Markt an der Strombörse EPEX/EEX zeigt ein vergleichsweise ähnliches Profil. Abbildung 10 verdeutlicht dies anhand der geordneten Jahrespreisverteilung (Jahresdauerlinie).

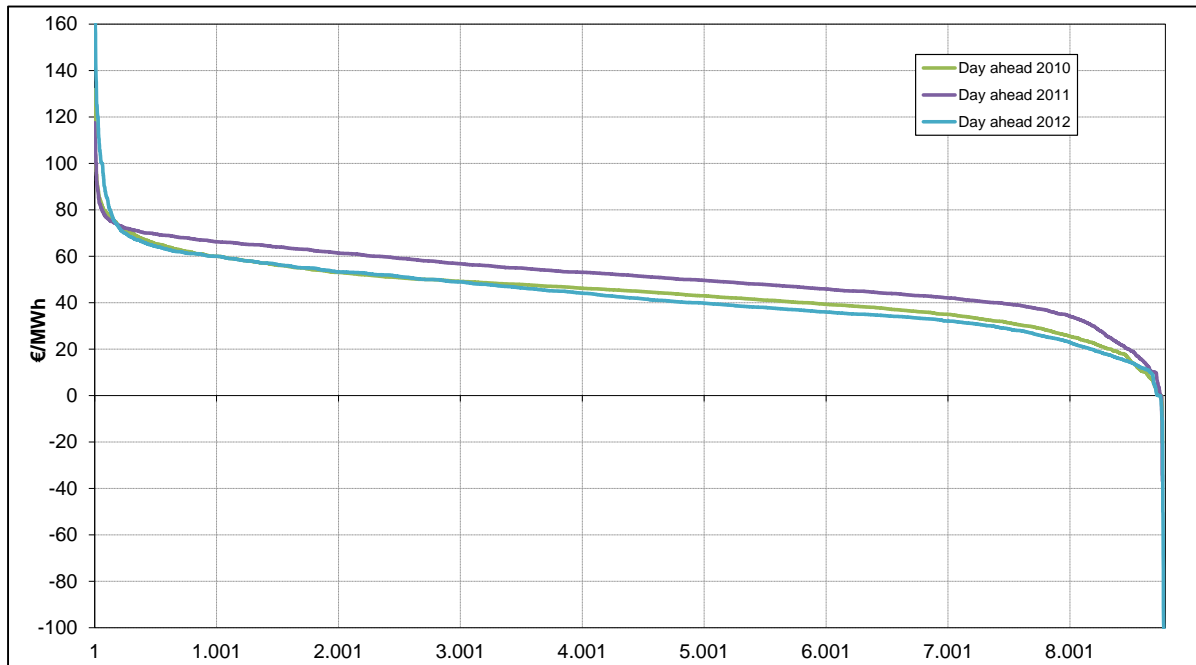


Abbildung 10: Jahresdauerlinie des Spotpreises für Strom auf dem Day-ahead-Markt der EEX, 2010 bis 2012,

Quelle: EEX, o.J., Berechnungen: Öko-Institut

Vergleicht man die Preise der Jahre 2010, 2011 und 2012 untereinander, so zeigt die Verteilung der stündlichen Auktionsergebnisse für den Day-ahead-Markt an der Strombörse EPEX/EEX, dass die Preisverteilung der Jahre 2010 und 2012 in ihrer zeitlichen Struktur vergleichbar sind. Die Preise im Jahr 2011 liegen durchgängig um ca. 5-10 €/MWh über den Preisen von 2010 und 2012. Dies ist in erster Linie auf die niedrigen CO₂-Preise in 2012 und die niedrigen Erdgaspreise in 2010 zurückzuführen. Während die Strompreise über ca. 7.000 Stunden (> 80 % der Zeit) durch einen vergleichsweise geringen Gradienten charakterisiert sind, streuen die Strompreise in den Randbereichen erheblich und erreichen auch signifikante positive und negative Spitzenwerte. Diese Preise treten allerdings sehr selten auf (in weniger als 1 % der Stunden). Es ist anzunehmen, dass zumindest ein Teil dieser Situationen durch Sondersituationen zu erklären ist (der größte Teil der Stunden mit Preisen über 100 €/MWh in 2012 ist auf eine Woche im Februar mit sehr niedrigen Temperaturen und entsprechend hoher Last in Frankreich zurückzuführen).

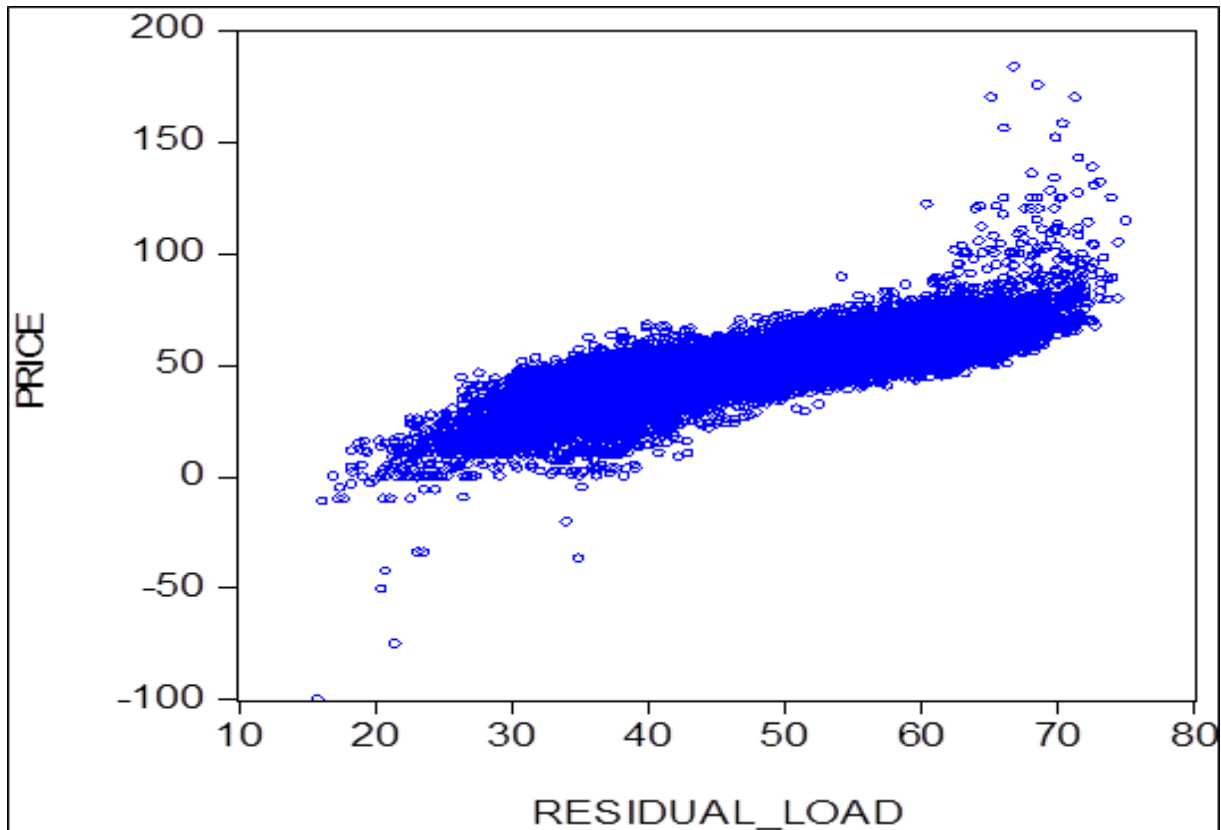


Abbildung 11: Spot-Preise (€/MWh) in Abhängigkeit der Residuallast (GW) 2010-12, Punktwolkendarstellung

Quelle EEX o.J., EEX o.J.d, EEX,o.J.e, entso-e o.J.d,) Darstellung: Öko-Institut

Abbildung 11 stellt die Spot-Preise in Abhängigkeit der Residuallast dar. Die Residuallast ist definiert als gesamte Last minus fluktuierende erneuerbare Erzeugung (Wind und PV). Es wird deutlich, dass eine höhere Residuallast tendenziell zu höheren Preisen am Spotmarkt führt. Anders als bei der beispielhaften Merit-Order in Abbildung 2 wird erkennbar, dass bei niedrigen (jedoch nicht negativer!) Residuallast negative Preise auf dem Spot-Markt beobachtet werden. Dies hat unterschiedliche Gründe wie teures An- und Abfahren von Kraftwerken oder das Bereitstellen von Systemdienstleistungen (siehe EWI 2010 sowie den nächsten Abschnitt für eine ausführliche Diskussion negativer Strompreise).

Auf Basis der Punktwolke in Abbildung 11 lässt sich durch Regressionsanalyse der empirische Zusammenhang zwischen den Strompreisen und der Residuallast bestimmen. Diese lineare Annäherung an die Strompreiskurve in Abhängigkeit der Residuallast ist in Abbildung 12 dargestellt. Sie ist auf die Mittelwerte 50 GW Residuallast und 50 €/MWh skaliert. Dies entspricht dem Schwerpunkt der Punktwolke.

Ihre Berechnung erfolgt, indem eine Regression des Spot-Preises auf die Residuallast in den unterschiedlichen Segmenten (0-30 GW, 30-40 GW, 40-50 GW, 50-60 GW, 60-70 GW und > 70 GW) durchgeführt wurde. So konnte bestimmt werden, um wie viel €/MWh der Preis bei einer zusätzlich durch konventionelle Kraftwerke erzeugten MWh Strom steigen würde. Dies entspricht der Steigung der Strompreiskurve in diesem Punkt. Abbildung 12 zeigt, dass diese Steigung steiler am linken und rechten Rand und flacher in der Mitte ist.

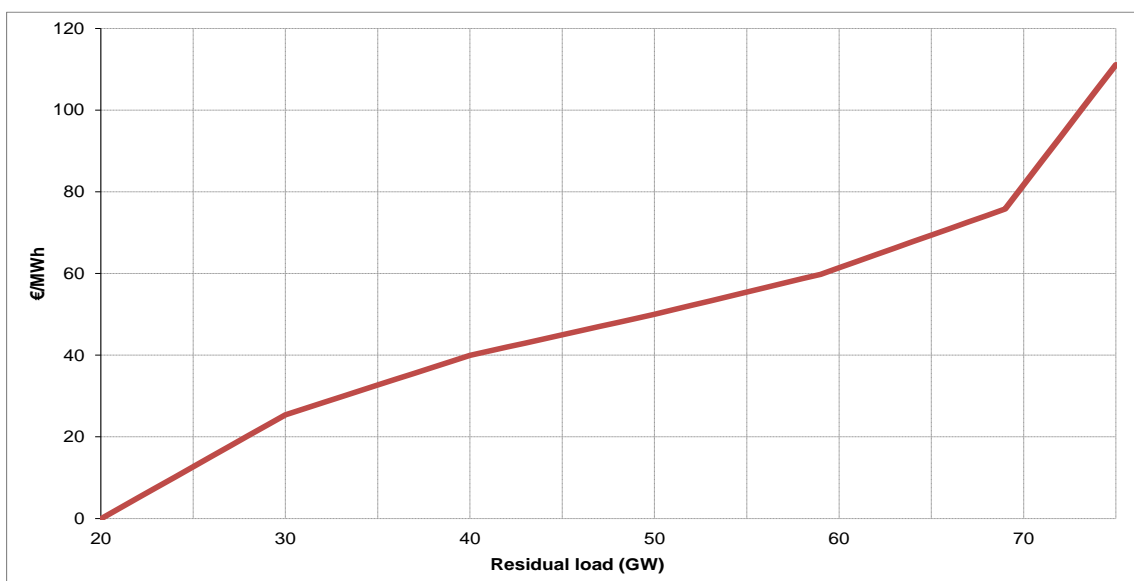


Abbildung 12: Spot-Preise (€/MWh) in Abhängigkeit der Residuallast (GW) 2010-2012, Liniendarstellung

Quelle: EEX o.J.a, EEX o.J.d, EEX o.J.e, entso-e o.J.d, Berechnung: Öko-Institut.

2.2.4 Kompatibilität mit steigenden Anteilen fluktuierender Energien (IZES)

Die Kompatibilität des Day-ahead-Marktes mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien kann anhand der fluktuierenden Erneuerbare Energien behandelt werden, da sich für steuerbare Erneuerbare keine zusätzlichen Aspekte ergeben. Die Kompatibilität wird anhand von drei Punkten diskutiert:

- Der minimalen Länge der handelbaren Lieferungen (1 Stunde),
- dem Abstand zwischen Gebotabgabe und Lieferzeitraum sowie
- der internationalen Kopplung der nationalen Märkte.

Die minimale Länge der handelbaren Lieferungen ist mit einer Stunde festgelegt. Dies weicht von der Länge ab, die Übertragungsnetzbetreiber für die Berechnung von Ausgleichsenergiekosten verwenden. Dort ist eine viertelstündliche Erfassung

von Fahrplanabweichungen und Berechnung der dafür anzusetzenden Preise vorgesehen. Eine viertelstündliche Lieferung ist auch auf dem Intraday-Markt möglich. Um eine bessere Kompatibilität zwischen den verschiedenen Märkten zu erzeugen und eine bessere Integration volatiler Einspeisung zu ermöglichen, bietet sich eine Einführung viertelstündlicher Handelsintervalle im Day-ahead-Markt (vgl. hierzu auch IZES 2011, S. 82f.) an. Für eine solche generalisierte Umsetzung eines viertelstündlichen Day-ahead-Handels sprechen mehrere wichtige Argumente:

- Die gehandelten Mengen könnten besser an schnell wechselnde fluktuierende Einspeisung, und hier vor allem die mit ‚steilen Gradienten‘ ansteigenden oder fallenden PV-Mengen innerhalb eines Tages, angepasst werden.
- Dies käme auch thermischen Kraftwerken zu Gute, die ihre gehandelten Mengen ebenfalls besser an geplante steigende oder abnehmende Leistung anpassen können. Dadurch können sie Differenzen zwischen den vereinbarten stündlichen Lieferverpflichtungen auf dem Day-ahead-Markt und der Bilanzierung in viertelstündlicher Auflösung vermeiden, die zusätzlichen Intraday-Handel erfordern oder Ausgleichsenergie notwendig machen würde. Ein viertelstündlicher Handel würde hier Abhilfe schaffen (vgl. Weißbach, 2009, S. 40f.).
- Schließlich könnte ein viertelstündlicher Spotmarkthandel mehr flexiblen Lasten den Eintritt in den Strommarkt (sowohl auf Anbieter- als auch auf Nachfrageseite) erleichtern.

Ein Übergang zu einem Day-ahead-Handel von Viertelstundenprodukten müsste dabei in das internationale Market-Coupling eingebunden werden.

Die Veränderung des Erzeugungsmix in ganz Europa mit einem stetig größer werdenden Anteil an FEE (wobei insbesondere die Photovoltaik mit ihren sonnenstandsabhängigen Einspeisegradierten maßgeblich ist) bedeutet zugleich eine Zunahme an Kurzfristigkeit und eine Abnahme der langfristigen Planbarkeit in den Strommärkten. Es wird ein Wandel hin zu einem wesentlich kurzfristigeren Handel notwendig sein. Die Fristen des heutigen Day-ahead-Handels führen zu einem maximalen Zeitverzug von 36 Stunden zwischen Handelsschluss und Erfüllungszeitpunkt. Für die Prognosegüte der FEE-Erzeugung gilt jedoch grundsätzlich, dass diese umso genauer wird, je kürzer der Abstand zwischen Prognoseerstellung und Zeitpunkt der prognostizierten Erzeugung ist. Der Integration von fluktuierender Erzeugung dürfte daher dienlich sein, statt einer Auktion am Vortag (day-ahead), die zu handelnden Strommengen in mehrere tägliche Block-Einheitspreisauktionen (block-ahead) umzusetzen.

Hierzu könnte nach der erfolgten Umsetzung des flow-based Market Couplings eine nächste Etappe der Reform des europäischen Strombinnenhandels erfolgen, in dem die heutigen ‚Vortagesauktionen‘ (day-ahead) in kürzerfristige ‚Block-ahead-Auktionen‘ umgewandelt werden. Langfristig erscheint es erstrebenswert, dass diese Auktionen an die Gradienten der Verbraucherlast sowie der PV-Erzeugung ausgerichtet werden. Durch die Kürzung der Zeitverzögerungen und den folglich besseren FEE-Prognosen könnten Bilanzabweichungen vor dem Intraday-Handel reduziert werden. In einer ersten Etappe könnten zumindest drei tägliche Handelsblöcke eingeführt werden: Eine abendliche Auktion der Stunden von 00:00-10:00 Uhr, eine dem neuen Sun-Peak der EEX entsprechende Auktion der Stunden von 10:00-16:00 Uhr und eine dritte tägliche Auktion für den Zeitraum von 16:00-00:00 Uhr. Innerhalb des ersten Blocks könnten dann weitere ‚Unter-Blöcke‘ für die Zeiträume von 06:00-10:00 Uhr und von 16:00-20:00 Uhr geschaffen werden. Dies entspräche dem sich wandelnden Preisprofil am Day-ahead-Markt, in dem sich die zukünftigen Peak-Zeiten tendenziell am Morgen und am Abend abzeichnen, während die Tagesstunden von 10:00-16:00 Uhr tendenziell ebenso wie die heutigen Nachtstunden die ‚Off-Peak-Zeiträume‘ darstellen werden. In diesen Auktionen sollten dann viertelstündige Liefervereinbarungen gehandelt werden. Ein Übergang von day-ahead zu block-ahead ist aber auch für stündliche Liefervereinbarungen denkbar, sofern die Umsetzung einer viertelstündlichen Liefervereinbarung größere Probleme bereitet.

Um Insiderhandel einzudämmen und die Integration von fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu verbessern und damit zu einer besseren Funktionsfähigkeit des Day-ahead-Marktes beizutragen, sollten im Rahmen der Harmonisierung insbesondere der europäischen Kurzfristmärkte auch die Transparenzpflichten bzgl. der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung ‚europäisiert‘ werden. Zur Information sowohl der Handelsteilnehmer als auch der europäischen Öffentlichkeit sollte eine täglich aktualisierte Angabe der Prognose und der realen Einspeisung aus den diversen Arten von Stromerzeugungstechnologien verpflichtend werden. Diese Daten sollten sowohl kumuliert als auch getrennt nach den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern angezeigt werden. Dies könnte gemäß den gegenwärtig veröffentlichten Transparenzdaten der EEX¹⁴ oder z.B. des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE¹⁵ geschehen. Hierdurch könnte die europaweite Annäherung an bzw. Umset-

¹⁴ wie auf www.transparency.eex.com umgesetzt

¹⁵ RTE tut dies in einer sehr anschaulichen Form unter <http://www.rte-france.com/fr/developpement-durable/eco2mix>, wo jeweils die täglichen Lastprognosen soweit die echte Verbrauchslast, die zeitlich hochaufgelöste Zusammensetzung der Stromerzeugung, die Im- und Exporte sowie die jeweiligen CO₂-Emissionen angezeigt werden.

zung der EE-Ziele und der Klimaschutzziele transparenter gemacht werden. Diese Aufgabe könnte von ENTSO-E übernommen werden.

2.3 Nähere Betrachtung negativer Preise auf dem Day-ahead-Markt (IZES)

Negative Preise an Day-ahead-Märkten haben besondere Beachtung gefunden, da sie für ein Gut ungewöhnlich sind und im Zusammenhang mit den Finanzierungsmechanismen für erneuerbare Energien das Potenzial haben, die Umlagensumme erheblich zu erhöhen. Deshalb wird dieses Phänomen eingehend untersucht.

Seit Mittwoch, dem 19.12.2007, ist im Intraday-Stromhandel an der EEX die Eingabe von Orders mit negativen Preislimiten und somit der Abschluss von Geschäften mit negativen Handelspreisen möglich. Mit der am 01.09.2008 erfolgten Migration der Stundenauktion am Spotmarkt der EEX auf das Handelssystem ComXerv (Commodities Exchange Services) ist auch day-ahead der Abschluss von Stromhandelsgeschäften zu negativen Preisen möglich geworden. Negative Preise sind in der Day-ahead-Auktion der EEX seit dem 04.09.2008 zulässig und traten zum ersten Mal am 4.10.2008 auf.

Negative Preise auf diesem Kurzfristmarkt können die Effizienz der Stromerzeugung verbessern. Es wird argumentiert, dass sie Anbietern von Strom aus brennstoffbasierten Kraftwerken einen besseren Anreiz geben, ihre Kostensituation präziser zu ermitteln. Im Rahmen des Systems einer stündlichen Preisbildung kann es der Fall sein, dass es teurer ist, ein Kraftwerk für eine oder wenige Stunden vollständig herunterzufahren und danach das Kraftwerk unter hohem Brennstoffeinsatz wieder anzufahren, als negative Preise für einige Stunden in Kauf zu nehmen. Negative Preisgebote ermöglichen hierdurch eine bessere Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Grenzkosten und können damit die Effizienz der kurzfristigen Gesamterzeugung erhöhen (Ockenfels et al 2008, 37f). Dabei schränken Ockenfels et al. bereits ein, dass negative Preise nicht per se nötig wären, wenn es die Möglichkeit zu konditionalen Geboten über mehrere Stunden und Tage hinweg und ‚erstbeste‘ Preisfindungsalgorithmen gäbe, die eine akkurate Preisfindung unter Einbeziehung aller komplementären Kostenbestandteile ermöglichen würden (ebd, S. 37). Eine solche Möglichkeit ist aufgrund der Komplexität der Aufgabe, dann markträumende Preise zu bestimmen, aber nicht realisierbar.

Diese Einschränkung bedeutet generell, dass die Möglichkeit negativer Preisgebote Zielen dient - in der zitierten Studie der Effizienz der Erzeugung -, die eventuell auch auf andere Weise erreicht werden können. Mit dem schnellen Zubau von EEG-

Anlagen, besonders von Technologien, die auf dargebotsabhängiger fluktuierender Erzeugung aus erneuerbaren Energien (FEE) basieren, und der Vermarktung durch Übertragungsnetzbetreiber bzw. der Direktvermarktung nach EEG 2012 rücken aktuell weitere mögliche Gründe für negative Preise und weitere Ziele in den Blickwinkel. Zu nennen sind als mögliche Ziele Anreize für Flexibilisierungen – z.B. des konventionellen Kraftwerkparks – und aus umweltpolitischen Gründen die Unterbringung möglichst großer Mengen an EE-Erzeugung und insbesondere FEE-Erzeugung.

Dementsprechend ist für die weitere Nutzung des ‚Instruments negative Börsenpreise‘ von Interesse zu beobachten, wann und aus welchen Gründen negative Preise auftreten und welchen Betrag sie erreichen. Zudem sind die Auswirkungen auf verschiedene Teilnehmer der Strommärkte zu untersuchen und welche Lenkungswirkung negative Preise insbesondere im Kontext einer hohen und weiter steigenden Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien haben.

2.3.1 Untersuchung des Auftretens negativer Day-ahead-Marktpreise

Im Folgenden wird zuerst kurz untersucht werden, wie häufig, wann und unter welchen Bedingungen im Day-ahead-Markt als dem ‚Leitmarkt‘ des gegenwärtigen Stromsektors negative Preise aufgetreten sind.

Abbildung 13 verdeutlicht, dass negative Strompreise bisher nur in weniger als einem Prozent der Stunden eines Jahr zu beobachten waren.

Im Jahr 2009 (als erstes vollständiges Jahr, in dem negative Day-ahead-Preise möglich waren) wurden bislang die meisten Stunden (Anzahl 71) mit negativen Preisen beobachtet. Danach folgten zwei Jahre mit jeweils weniger als 20 Stunden mit negativen Preisen. In 2012 lagen die Preise in insgesamt 56 Stunden unter 0 €/MWh. Deren durchschnittlicher Betrag ging von ca. 40 €/MWh in 2008 und 2009 in den Jahren 2010 und 2011 stark zurück und stieg dann in 2012 auf rund 52 €/MWh an. Für 2013 ist ein eher gemäßigtes Niveau bei der Anzahl und insbesondere dem Betrag der negativen Preisen zu beobachten

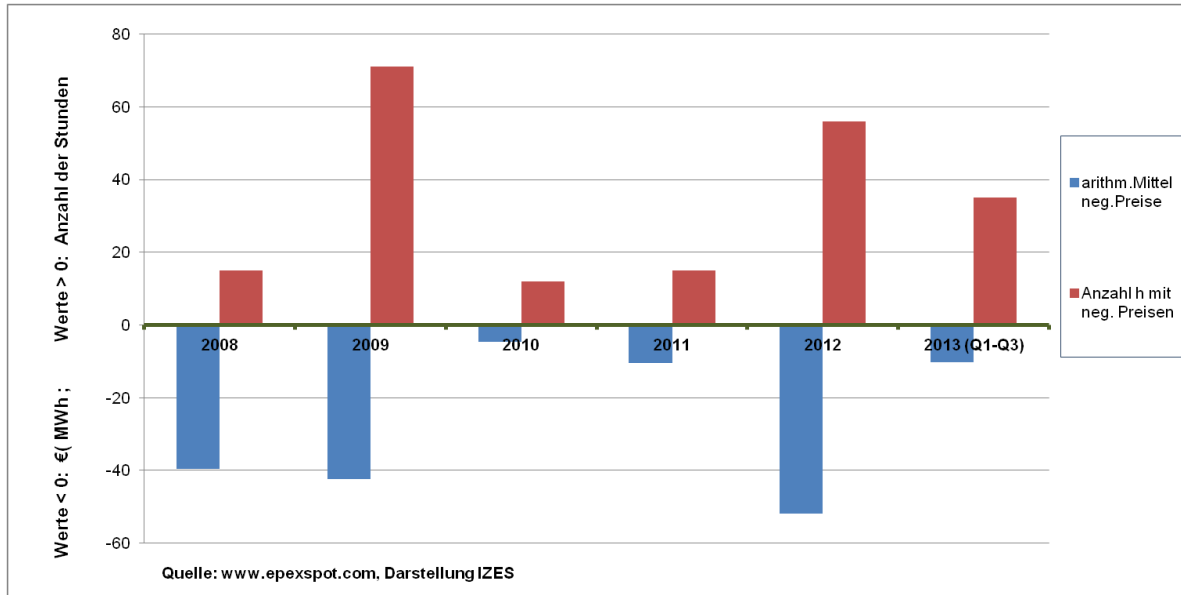


Abbildung 13: Auftreten und Höhe negativer Preise seit 2008

Daten: EPEX Spot, Darstellung: IZES

Abbildung 14 verdeutlicht, wann negative Strompreise im Jahr aufgetreten sind. Darin sind alle Stunden mit Preisen gleich oder größer Null weiß eingetragen. Die Stunden mit negativen Preisen sind in unterschiedlichen Brauntönen eingefärbt und umso dunkler, je höher ihr Betrag ist. Es wird deutlich, dass wiederholt im Dezember um die Weihnachtszeit massiv negative Strompreise aufgetreten sind. An diesen Tagen traf oft eine niedrige Last mit einer erhöhten Erzeugung aus erneuerbaren Energien zusammen. Im Jahr 2013 ist die Mehrzahl der Stunden mit negativen Preisen während des Monats Juni eingetreten: 20 von 35 bis Ende September einschlägige Stunden, davon 11 am 16.06.2013, in denen auch die bisherigen Jahresminima des Day-ahead-Preises von -100 € aufgetreten sind. Weiterhin gab es im Januar 5 Stunden mit negativen Preisen, im März 6, im Mai 2 und im September ebenso 2 Stunden.

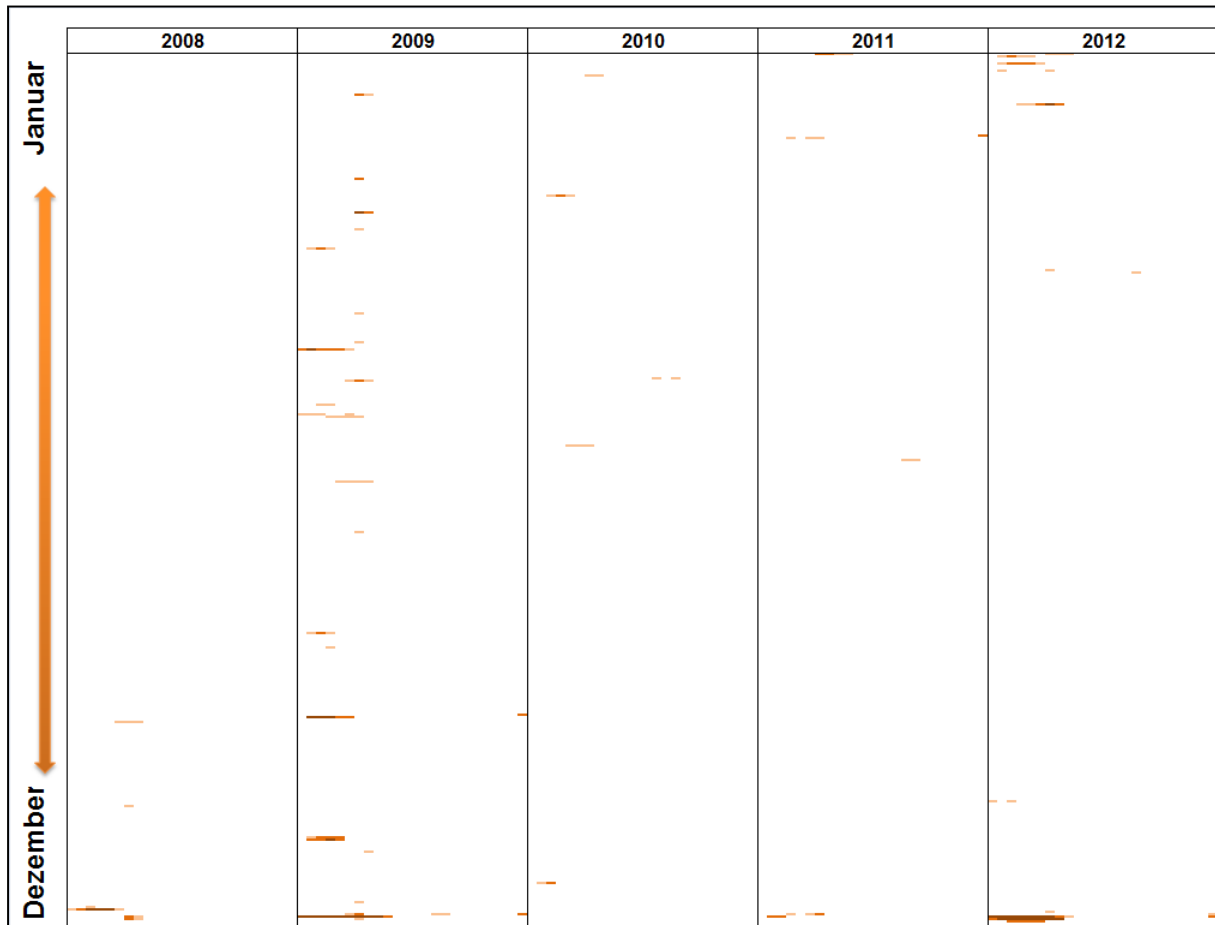


Abbildung 14: Überblickstafel zum Auftreten negativer Preise in den Jahre 2008 bis 2012

Daten: EPEX Spot, Darstellung: IZES

In Abbildung 15 und Abbildung 16 wird das Aufkommen und die Höhe der negativen Preise jeweils nach den einzelnen Tagesstunden aufgeschlüsselt. Dabei zeigt sich, dass die späten Nacht- und frühen Morgenstunden besonders hohe Werte aufweisen.

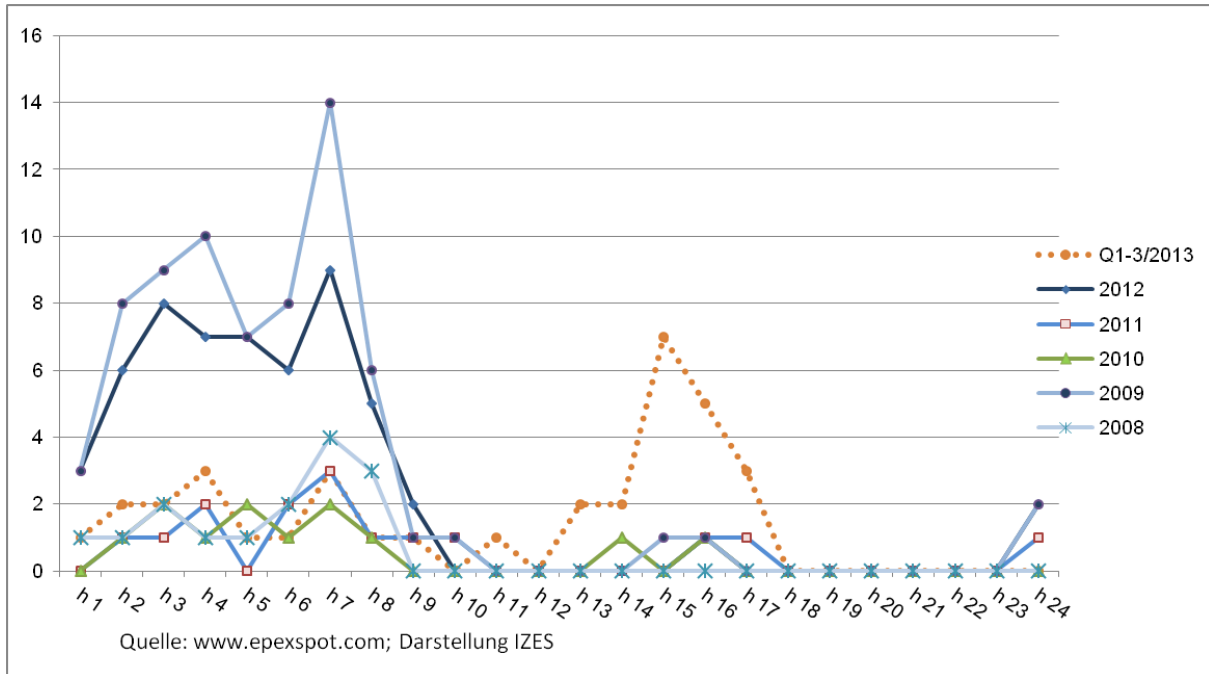


Abbildung 15: Verteilung der negativen Preise seit 2008 auf die verschiedenen Tagesstunden
 Daten: EPEX Spot, eigene Darstellung: IZES

Mit Ausnahme des Jahres 2010 war bislang stets in den Stunden von 06:00-07:00 Uhr am Morgen das häufigste Auftreten von negativen Preisen zu beobachten. Das Jahr 2013 kehrt diese Tendenz bislang um, da hier eindeutig die Nachmittagsstunden die meisten negativen Preise aufwarten. Auch die arithmetischen Mittelwerte der negativen Preise sind breiter gestreut, wobei das Jahr 2013 bislang klar von den vorherigen Jahren abweicht, da hier die Preisausschläge nach unten v.a. Nachmittags eintreten.

Die geringe Anzahl und die tendenziell recht niedrigen Beträge der negativen Preise während der späteren Morgen-, sowie der Abendstunden weisen generell daraufhin, dass eine Kopplung negativer Preise mit den täglichen Verbrauchslasten bestehen könnte.

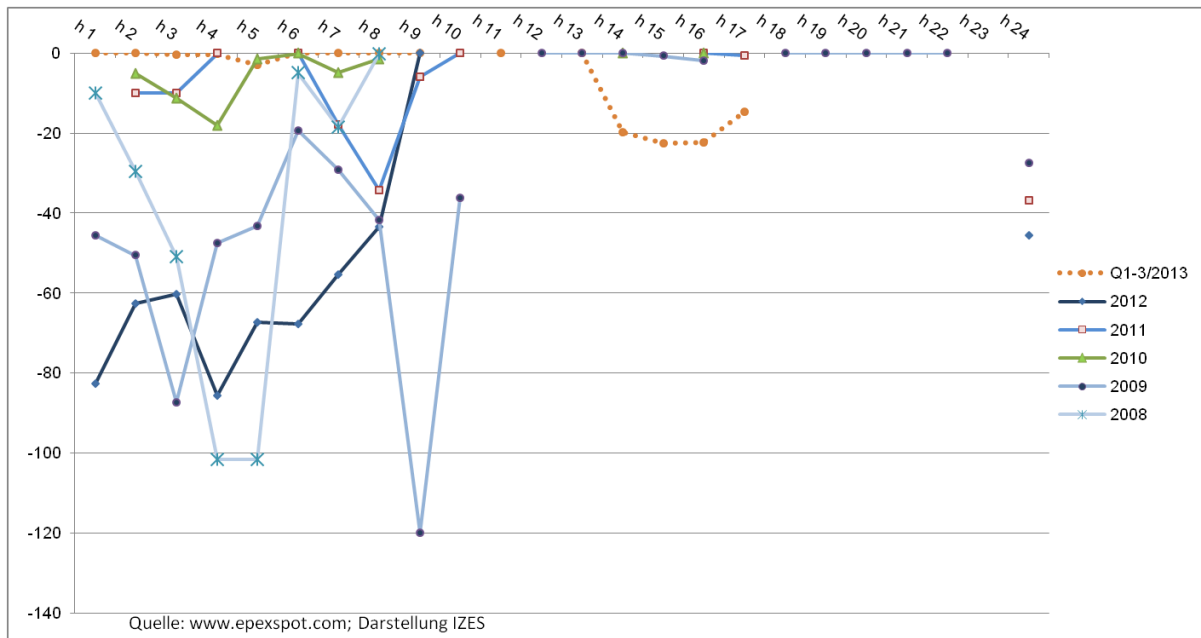


Abbildung 16: Arithmetisches Mittel der negativen Preise seit 2008 in den jeweiligen Tagesstunden

Quelle: EPEX Spot, Darstellung: IZES

Tabelle 1 fasst das Erzeugungsumfeld in den Stunden zusammen, in denen negative Strompreise auftraten. Es wird deutlich, dass diese Stunden im Durchschnitt durch eine höhere erneuerbare Einspeisung und eine unterdurchschnittliche Last bestimmt waren. Während negative Strompreise bis zum Jahr 2011 in erster Linie im Zusammenhang mit einer höheren Windenergieeinspeisung auftraten, ist insbesondere im Jahr 2013 auch erstmals eine höhere Einspeisung von Photovoltaik zu beobachten.

Dabei ist auch das Verhalten konventioneller Kraftwerke bei negativen Strompreisen von Interesse. Tabelle 11 macht deutlich, dass trotz der negativen Strompreise noch erhebliche konventionelle Kraftwerkskapazitäten am Netz waren. Zwischen den Brennstoffen sind deutliche Unterschiede erkennbar¹⁶:

- Kernkraftwerke werden nur auf etwa 90 % ihrer durchschnittlichen Einspeiseleistung heruntergefahren;
- Braunkohlekraftwerke werden nur auf etwa 70 % ihrer durchschnittlichen Einspeiseleistung heruntergefahren;

¹⁶ Die Ergebnisse sind kompatibel mit denen in ISE (August 2013), wobei aufgrund des unterschiedlichen Ansatzes kein unmittelbarer Vergleich möglich ist.

- Für Steinkohlekraftwerke und Gaskraftwerke ist der Vergleich mit der durchschnittlichen Einspeisung weniger aussagekräftig, da diese Kraftwerke im Durchschnitt mit geringeren Volllaststunden betrieben werden. Interessant ist für diese Kraftwerke, dass auch sie bei negativen Strompreisen noch merklich einspeisen: Die Einspeisung der Steinkohlekraftwerke beträgt noch rund 2 GW und die der Erdgaskraftwerke noch rund 1 GW.

Stunden mit negativen Preisen							
	Kern-energie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wind-energie	PV	Last
GW							
2008	14	10	2	3	12	0	41
2009	13	11	2	2	10	0	40
2010	14	11	2	1	12	0	46
2011	12	11	1	1	15	1	41
2012	9	10	2	1	17	0	35
2013	9	11	2	1	13	6	46
Alle Stunden							
2008	16	15	9	4	5	0	56
2009	14	15	8	4	4	0	52
2010	15	15	7	2	4	0	56
2011	12	15	7	2	5	2	55
2012	11	15	7	2	5	3	53
2013	11	17	9	2	5	3	55
Relative Leistung in Stunden mit negativen Preisen							
2008	89%	67%	25%	62%	258%	-	73%
2009	91%	75%	31%	46%	228%	-	76%
2010	91%	76%	24%	50%	298%	0%	82%
2011	102%	71%	19%	47%	304%	40%	75%
2012	84%	66%	22%	78%	316%	8%	65%
2013	84%	66%	23%	69%	258%	211%	84%

Tabelle 1: Überblick über die Erzeugung nach Technologien und die Last beim Auftreten negativer Strompreise

Quelle: EEX, EntsoE. Daten bis zum 07.06.2013

Auf den ersten Blick ist überraschend, dass noch konventionelle Kraftwerke am Netz sind, wenn die Strompreise negativ werden. Hier bieten sich die folgenden Erklärungen an:

- Um Startkosten zu vermeiden, und weil die Kraftwerke unterhalb der Mindestlast relativ lange für das An- und Abfahren benötigen, bieten Kraftwerksbetreiber zu negativen Preisen an, sofern sie über mehrere Stunden hinweg einen insgesamt positiven Deckungsbeitrag erwarten;

-
- Konventionelle Kraftwerke müssen am Netz bleiben, um vor allem Regelleistung, aber auch andere Systemdienstleistungen bereit zu stellen¹⁷;
 - Konventionelle KWK-Kraftwerke müssen Strom erzeugen, um ihren Verpflichtungen zu Wärmelieferungen zu genügen,
 - Eventuell sind negative Preise teilweise auch auf „Sleeping“ zurückzuführen. Negative Strompreise treten insbesondere an Sonntagen/Feiertagen auf; dann sind oder waren vermutlich nicht alle Tradingfloors besetzt. In diesem Fall wird das Potential an Kurzfristflexibilitäten nicht ausgeschöpft, was zu negativen Preisen führen kann („Sleeping“).

Auf die Bereitstellung von Regelenergie und den Zusammenhang von Regelenergie- und Day-ahead-Markt soll im Folgenden näher eingegangen werden, wobei nur im Kontext negativer Preise relevante Regelungsbestandteile für Regelenergie betrachtet werden¹⁸.

Zu unterscheiden sind Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL), die innerhalb von 30 Sekunden, 5 Minuten bzw. 15 Minuten bereitgestellt werden müssen. Erforderlich ist jeweils positive und negative Regelleistung, wobei positive Regelleistung für ein Kraftwerk eine Erhöhung der Erzeugung fordert und negative Regelleistung eine Senkung der Erzeugung. Die von den ÜNB benötigten Leistungen werden von diesen ausgeschrieben, und zwar getrennt nach PRL, SRL und MRL und für SRL und MRL getrennt nach positiver und negativer Reserve. Die Ausschreibungsmodalitäten haben sich im hier betrachteten Zeitraum erheblich geändert. Gegenwärtig erfolgt die Ausschreibung von PRL am Dienstag jeder Woche für die Folgewoche, vor dem 27.06.2011 wurde eine monatliche Bereitstellung ausgeschrieben. Für SRL wurde die Ausschreibungsdauer zum selben Datum ebenfalls von einer monatlichen zu einer wöchentlichen Bereitstellung überführt. Unterschieden wird dabei zusätzlich – neben der getrennten Ausschreibung von positiver und negativer Reserveleistung – zwischen der „Hauptzeit“ (die an Werktagen von 08:00-20:00 Uhr läuft) und „Nebenzeit“ (die die verbleibenden Stunden der Woche umfasst). Die Ausschreibung erfolgt jeweils am Mittwoch der Vorwoche. Bei der Aus-

¹⁷ Unter diesem Punkt sind jene Leistungen versammelt, die aus Systemgründen notwendig und langfristig durch EE-Anlagen zu ersetzen sind, um einen Großteil des Stroms aus EE zu erzeugen. In den in den anderen Punkten genannten Fällen können durch technische oder organisatorische Änderungen die Flexibilität erhöht und negative Preisangebote vermieden werden. Insofern ist auch der Begriff „must-run-units“ missverständlich, da er höchst unterschiedliche Sachverhalte subsumiert und von einem „Laufen müssen“ nicht stets auszugehen ist.

¹⁸ Hier wird Regelenergie im Kontext negativer Preise diskutiert. Eine ausführliche Diskussion zu dem Thema Erneuerbaren Energien und Regelenergie findet sich in Kapitel 4. Dort werden die Regelenergiemärkte auch ausführlicher dargestellt.

schreibung von Minutenreserve wird ebenfalls positive und negative Regelleistung unterschieden. Seit dem 18.10.2011 wird sie täglich für vierstündige Zeitscheiben – 00:00-04:00 Uhr, 04:00-08:00 Uhr, 08:00-12:00 Uhr, 12:00-16:00 Uhr, 16:00-20:00 Uhr, 20:00-24:00 Uhr - des Folgetags ausgeschrieben. Der Zuschlag der Ausschreibung erfolgt dabei vor Handelsschluss des Day-ahead-Marktes der EPEX, so dass Kraftwerksbetreiber das Ergebnis der Ausschreibung zur Minutenreserve bei ihren Angeboten auf dem Day-ahead-Markt berücksichtigen können. Einen Zuschlag erhalten auf allen Regelenergiemärkten jeweils die Angebote mit den niedrigsten Leistungspreisen. Die Leistungspreise werden stets von den ÜNB gezahlt. Für SRL und MRL sind im Angebot auch Arbeitspreise zu nennen, deren Höhe die Reihenfolge des Abrufs bestimmt und die im Falle eines Abrufs von den ÜNB gezahlt werden. Aktuell werden 576 MW Primärregelleistung (PRL), 2018 MW Sekundärregelleistung (SRL) negativ und 2073 MW SRL positiv, 2720 MW Minutenreserve (MRL) negativ und 2447 MW MRL positiv ausgeschrieben. Insgesamt werden also deutlich über 5 GW positiver oder negativer Regelenergieleistung ausgeschrieben.

Um Regelenergie bereitstellen zu können, müssen Kraftwerke den erforderlichen Hub bei Erbringung einer positiven Regelleistung innerhalb der vorgeschriebenen Frist leisten können. Aufgrund der Anfahrzeiten konventioneller Kraftwerke ist dafür erforderlich, dass die Kraftwerke ihre Mindestleistung einspeisen¹⁹. Für die Erbringung negativer Regelleistung wiederum ist eine vorübergehende Drosselung der Leistung erforderlich, was eine kontinuierliche Leistungserbringung oberhalb der Mindestleistung eines konventionellen Kraftwerks erfordert. Somit ist für beide Regelerichtungen eine durchgehende Erzeugung Voraussetzung. Welche Leistung dabei dauerhaft erbracht werden muss, hängt u.a. von der Mindestleistung der Kraftwerke und der möglichen Geschwindigkeit einer Leistungsänderung ab²⁰. FGH et al. (2012, S. 36) schätzen die erforderliche Wirkleistungseinspeisung auf grob 13 GW²¹. Diese Zahl kann als Mindestmenge aufgefasst werden, die Anbieter, die einen Zuschlag für Regelleistungserbringung erhalten haben, vermarkten müssen. Der Zuschlag ist ihnen dabei rechtzeitig genug bekannt (s.o.), um auf den Spotmärkten den Strom zu verkaufen. Sofern sie diesen Weg der Vermarktung wählen, ist zu erwarten, dass sie die für die Erbringung der Regelleistung erforderliche Mindestmenge unlimitiert anbieten und so zu negativen Preisen beitragen. Hinsichtlich der Menge

¹⁹ Allein Gasturbinenkraftwerke könnten positive Minutenreserve aus dem Stillstand leisten.

²⁰ Für eine ausführliche Diskussion der Einflussgrößen s. FGH et al. (2012, Kapitel 5).

²¹ FGH et al. (2013) gehen dabei allerdings von etwas niedrigeren Regelleistungen aus, so dass die 13 GW auch deshalb als niedrige Schätzung aufzufassen sind.

fällt im Vergleich zu Tabelle 1 auf, dass die in Zeiten negativer Preise zu beobachtende Einspeisung aus konventionellen Kraftwerke die genannte Mindestmenge erheblich übersteigt, was darauf hindeutet, dass auch andere der genannten Gründe für Gebote von negativen Preisen von Bedeutung sind. Allerdings ist zu beachten, dass es sich bei den 13 GW um eine Mindestmenge handelt und auch andere Systemdienstleistungen durch konventionelle Kraftwerke erbracht werden könnten, was beides auf eine höhere erforderliche Wirkleistungseinspeisung hindeutet. Andererseits ist zu beachten, dass am aktuellen zeitlichen Rand auch Biomasse-Anlagen auf Regelenergiemärkten – vor allem dem Minutenreservemarkt – angeboten werden, wodurch die erforderliche Wirkleistungseinspeisung aus konventionellen Kraftwerken sinkt.

Eine genauere Aufteilung der zu beobachtenden Einspeisung fossiler Kraftwerke in Zeiten negativer Preise auf die verschiedenen möglichen Gründe wäre hilfreich, um Strategien für einen Ersatz fossiler Kraftwerke durch erneuerbare Energien zu entwickeln. Dabei ist auch zu beachten, dass sich die Flexibilität konventioneller Kraftwerke oder auch das Bietverhalten geändert haben könnte, so dass sich z.B. für die relativ häufigen negativen Preise in 2009 eine andere Erklärung als für die negativen Preise im Jahr 2012 ergeben kann²². Einem genauen Nachvollziehen der Ursachen negativer Preise stehen vor allem die Unsicherheiten entgegen, die es hinsichtlich der Flexibilität des bestehenden Kraftwerksparks gibt. Hinzu kommt, dass das Motiv negative Preise in Kauf zu nehmen, weil mit den umgebenden Preisen insgesamt ein positiver Deckungsbeitrag für ein unflexibles Kraftwerk erwartet wird, nur sehr schwer zu modellieren ist, da es sich um eine Opportunitätskostenerwägung handelt, in die neben der Flexibilität auch die Preiserwartungen der Anbieter aufgenommen werden müssen.

2.3.2 EE-Vermarktung und negative Day-ahead-Marktpreise

In diesem Abschnitt wird zuerst der mögliche Beitrag von EEG-Erzeugung zur Entstehung negativer Preise durch das EEG 2012 diskutiert. Anschließend werden die Wirkungen von negativen Marktpreisen auf den EE-Anlagenbetrieb und die Besonderheiten der FEE diskutiert.

²² Dabei sind auch die Vermarktungsregelungen für EEG-Anlagen zu beachten.

Auch die gegenwärtigen EEG-Regelungen zur Stromvermarktung können zu negativen Preisen beitragen. Hierfür sollen die beiden vornehmlichen Mechanismen betrachtet werden:

- Die Vermarktung der Erzeugung, die eine Einspeisevergütung erhalten, durch die ÜNB sowie
- Die Direktvermarktung im Rahmen der gleitenden Marktprämie²³.

Nach §1 AusglMechAV müssen die ÜNB den Strom, der eine Einspeisevergütung nach EEG erhält, unlimitiert entsprechend der Vortagsprognosen auf dem Day-ahead-Markt anbieten²⁴. Falls sich ein Preis entsprechend des Limits einstellen würde (-3.000 €/MWh), startet die EPEX (nach EPEX Spot Handelsbedingungen Art. 1.7²⁵) eine zweite Auktion. Die Übertragungsnetzbetreiber sind dann berechtigt, die Strommengen zwischen -350 €/MWh und -150 €/MWh in 1 € Schritten anzubieten, wobei die Gesamtmenge zufällig auf diese Schritte verteilt wird (§8 Abs. 2 AusglMechAV). Diese Regelung wurde in Stunden am 05.01.2012, und 25./26.12.2012 in Anspruch genommen²⁶. Aufgrund der Seltenheit der Inanspruchnahme kann gefolgert werden, dass der Verkauf von EEG-Strom durch Übertragungsnetzbetreiber nur sehr selten preissetzend an der Börse war²⁷. Gleichzeitig bedeutet dies aber, dass der Einspeisevorrang nun faktisch erkaufte werden muss und sich die Anlagen, die eine Einspeisevergütung erhalten, in der Merit-order teils zusammen und teils vor den im vorigen Abschnitt diskutierten negativen Geboten für konventionelle Erzeugung einordnen. Es besteht hier also ein Zwiespalt zwischen der Durchsetzung des Vorrangs der EE und der Kosten für die EEG-Umlage, die aus negativen Börsenpreisen resul-

²³ Mengenmäßig sind die anderen Möglichkeiten der Direktvermarktung nach Grünstromprivileg (November 2013: 0,9 GW) und sonstige Direktvermarktung (0,1 GW) im Vergleich zur gleitenden Marktprämie (35,1 GW) unbedeutend und können deshalb vernachlässigt werden. In der gleitenden Marktprämie entfallen 26,8 GW auf Wind-Onshore, 4,2 GW auf PV, 2,9 GW auf Biomasse, jeweils rund 0,5 GW auf Wind-offshore und Wasserkraft und 0,1 GW auf die restlichen Technologien. (s. http://www.eeg-kwk.net/de/file/20131017_PGHoBA_EEG-Prognose_November_V3_Anlage_5_Internet_Direktvermarktung_FINAL.pdf)

²⁴ Untertägige Prognoseänderungen müssen auf dem Intraday-Markt ausgeglichen werden. Die Darstellung beschränkt sich auf den hier relevanten Day-ahead-Markt. Etwaige Day-ahead nicht abgesetzte Mengen sind dann auf dem Intraday-Markt zu verkaufen, wobei dort dann ein minimaler negativer Preis nicht unterschritten werden darf.

²⁵ Eine zweite Auktion kann auch ausgelöst werden, sofern "the auction can lead to a price that can be considered as abnormal given current market conditions", was die EPEX gegenwärtig auf dem Day-ahead-Markt als einen Preis von unter -150 €/MWh interpretiert (s. <http://static.epexspot.com/document/18550/Day%20Ahead%20Auction%20Parameters.pdf>).

²⁶ S. <http://www.tennetso.de/site/de/Transparenz/veroeffentlichungen/bewirtschaftung-eeg-bilanzkreis/preislimitierung>

²⁷ Nach <http://www.tennetso.de/site/de/Transparenz/veroeffentlichungen/bewirtschaftung-eeg-bilanzkreis/preislimitierung> waren es seit Inkrafttreten der Regelung wahrscheinlich 13 Stunden.

tieren (vgl. hierzu die Erläuterungen im Abschnitt 2.3.4). Dabei erhöht die Durchsetzung eines Vorrangs nicht nur die Einspeisung aus erneuerbaren Energien – und erfüllt damit umweltpolitische Ziele besser – sondern erhöht gleichzeitig den Druck, den konventionellen Kraftwerkspark zu flexibilisieren.

Als zweite Vermarktungsform ist die gleitende Marktprämie zu untersuchen. In der gleitenden Marktprämie erzielt ein Anlagenbetreiber bei einer Vermarktung am Day-ahead-Markt in einer Stunde pro eingespeister Arbeit einen Deckungsbeitrag von:

BP - GK - MMW + EV + MP, mit jeweils:

BP: Börsenpreis (day-ahead),

GK: Grenzkosten der Erzeugung (und ggf. des Vertriebs),

MMW: Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts; er errechnet sich für Wind-Onshore, -offshore und PV (fluktuierende Erneuerbare Energien - FEE) als mit der stündlichen Einspeisung in Deutschland mit der jeweiligen Technologie im Monatsdurchschnitt erzielbare Erlös aus einer Vermarktung am Day-ahead-Markt, für die anderen EE-Technologien als der durchschnittliche Börsenpreis des Monats. Er wird dabei jeweils für den Vormonat bestimmt.

EV: Einspeisevergütung, die für Strom aus der Anlage gezahlt würde, falls der Betreiber die Vergütung gewählt hätte,

MP: Managementprämie (Prämie für die Kosten der Direktvermarktung). Sie beträgt für FEE, sofern die Anlagen nicht steuerbar durch den Direktvermarkter sind, im Jahr 2013: 6,5 €/MWh und im Jahr 2014: 4,5 €/MWh; sofern sie steuerbar sind, erhalten sie in diesen Jahren 7,5 €/MWh bzw. 6,0 €/MWh²⁸ (s. MaPrV). Für die anderen Erneuerbaren beträgt sie in diesen Jahren 2,75 €/MWh bzw. 2,5 €/MWh.

Unter der Annahme einer Steuerung und vollkommener Konkurrenz wird die gesamte Erzeugung eingespeist, falls:

$$\mathbf{BP - GK - MMW + EV + MP > 0}$$

oder:

$$\mathbf{\underline{Ungleichung A: BP > GK + MMW - EV - MP}}$$

²⁸ Nicht durch den Direktvermarkter steuerbare Anlagen erhalten eine geringere Managementprämie von 6,5 €/MWh in 2013 und von 4,5 €/MWh in 2014. Da die Anlagen nicht steuerbar sind, ist davon auszugehen, dass sie unlimitiert in den Day-ahead-Markt eingestellt werden.

wobei der Direktvermarkter eine Erwartung über die Höhe von MMW bilden muss, da dieser ex-post bestimmt wird und er ihm deshalb zum Zeitpunkt der Entscheidung nicht bekannt sein kann.

Für steuerbare²⁹ erneuerbare Energien besteht ein Anreiz zu negativen Preisen entsprechend Ungleichung A zu bieten. Sofern sie flexibel sind, ergibt sich damit ein entsprechend gestaffelter Gebotspreis, der bei Biomasse auch von den Kosten des jeweils eingesetzten Brennstoffes abhängt. Es ist jedoch nicht davon auszugehen, dass die Anlagen, insbesondere die hier leistungsmäßig besonders relevanten Biogasanlagen, allgemein sehr flexibel sind. Aufgrund des begrenzten Speichers und der Trägheit der Biogaserzeugung können für Biogasanlagen auch ähnlich wie bei inflexiblen fossilen Kraftwerken Opportunitätskostenerwägungen für Börsenpreisangebote eine Rolle spielen. Zudem kann für in Kraftwärmekopplung betriebene Anlagen die Bereitstellung der erforderlichen Wärme zu Preisangeboten auch unterhalb der nach obiger Formel zu erwartenden Preisgrenze führen. Insgesamt ist für steuerbare erneuerbare Energien eine große Bandbreite von schwierig abzuschätzenden negativen Angebotspreisen zu erwarten.

Für FEE kann vereinfachend angenommen werden, dass die Grenzkosten etwa bei Null liegen. Da der Monatsmittelwert im Allgemeinen kleiner ist als die Einspeisevergütung – d.h. im Durchschnitt liegt die Einspeisevergütung über dem möglichen Markterlös – werden die Anlagen auf dem Day-ahead-Markt erst bei negativen Preisen abgeschaltet³⁰. Je höher die Einspeisevergütung, desto niedriger muss der Preis sein, damit eine Anlage abgeschaltet wird. Die Abschaltung erfolgt also gestaffelt, wobei nach Technologien tendenziell zuerst Wind-Onshore, dann Wind-offshore und PV abgeschaltet werden. Aufgrund der zeitlichen Degression der Einspeisevergütung werden tendenziell neue Anlagen zuerst abgeschaltet³¹.

Diese Überlegungen zur Abschaltung von FEE setzen eine tatsächliche Steuerung der Anlagen durch die Direktvermarkter und vollkommene Konkurrenz auf dem Day-ahead-Markt voraus. Zwar wird eine solche Steuerbarkeit von FEE-Anlagen nach der Managementprämienverordnung prämiert. Dass in diesem Sinne steuerbare FEE-

²⁹ Hier nach EEG-Definition alle außer PV, Wind-on- und -offshore, die unter FEE subsumiert werden.

³⁰ Genauer: Die Erzeugung wird auf dem Day-ahead-Markt zu den entsprechenden negativen Preisen angeboten und das Angebot erhält einen Zuschlag, sofern der markträumende Preis die Angebotspreise nicht unterschreitet. Andernfalls werden sie abgeregelt.

³¹ Diese tendenziell häufigere Abschaltung könnte grundsätzlich dazu führen, dass sich Neuanlagen bei einer Vermarktung nach gleitender Marktprämie einem höheren Risiko ausgesetzt sehen und deshalb diese Vermarktungsform meiden. Praktisch ist das aufgrund der Seltenheit von negativen Preisen gegenwärtig jedoch irrelevant.

Anlagen auch tatsächlich gesteuert werden, ist dadurch nicht gesichert³²: Die höhere Managementprämie für steuerbare Anlagen wird gezahlt, sofern technisch die Möglichkeit einer Steuerung eingerichtet ist. Insofern kann sich eine möglichst kostengünstige Einrichtung einer solchen technischen Möglichkeit rentieren, auch wenn eine Steuerung nicht geplant ist, sofern die Managementprämienenerhöhung die zusätzlichen Kosten deckt. Eine tatsächliche Steuerung dürfte teurere Steuerungstechniken erfordern und weitere Kosten verursachen. Diese höheren Kosten könnten die von einem Direktvermarkter zu erwartende Erlöserhöhungen³³ durch eine Steuerung übersteigen. In diesem Fall ist zu erwarten, dass Direktvermarkter solche FEE-Anlagen auf eine Steuerbarkeit im Sinne der Managementprämienverordnung umrüsten, aber die Anlagen nicht tatsächlich steuern. Die Erzeugung aus derartigen Anlagen sowie die Erzeugung aus Nichtsteuerbaren FEE-Anlagen werden von den Direktvermarktern weiterhin unlimitiert angeboten.

Zudem ist die Annahme vollkommener Konkurrenz fraglich: Für Direktvermarkter sind starke Marktkonzentration zu beobachten und auch weiter zu erwarten, da Skalenerträge bei den Kosten der Direktvermarktung auftreten (s. DLR et al. 2013, S. 127ff.). Als Indiz kann dienen, dass im März 2013 bei der Vermarktung von Windkraftanlagen die drei größten Direktvermarkter einen Marktanteil von rund 50 % hatten und die fünf größten von rund 64 % (s. IZES 2013, S. 46f.). Abgesehen von den Fragen, wie sich eine Marktmacht von Direktvermarktern auf die Vertragsbeziehungen zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarktern auswirken wird, ist hier darauf hinzuweisen, dass Direktvermarkter mit Marktmacht einen Anreiz haben, „nicht steuerbare“ (nach EEG) Techniken auch unter Preisen nach obiger Ungleichung A anzubieten. Der Anreiz resultiert aus der Definition des Monatsmittelwerts. Ein niedrigerer Monatsmittelwert für eine Technologie – z.B. Wind-Onshore – erhöht den Deckungsbeitrag eines Direktvermarkters für diese Technologie in allen Stunden des Monats. Insbesondere betragsmäßig höhere negative Preise sind geeignet, den Monatsmittelwert zu erhöhen, zumal in Zeiten zu erwartender negativer Preise auch eine geringe Last vorliegt und in diesen Zeiten deshalb eine Ausübung von Marktmacht durch Direktvermarkter denkbar ist. Der Direktvermarkter hat dann einen Anreiz zu einem geringeren – stärker negativen – Preis zu bieten, da er im Falle, dass sein Angebot

³² Die folgenden Diskussionen zur gleitenden Marktprämie sind ausführlicher zu finden in: IZES (2013).

³³ Eine Erlöserhöhung ergibt sich durch bei eine Abschaltung einer Anlage unterhalb eines bestimmten negativen Preise (sobald Ungleichung A, oben, nicht erfüllt ist).

preissetzend ist, in dieser Stunde zwar einen Verlust macht³⁴, in den anderen Stunden aber eine höhere Prämie erhält. Diese höhere Prämie kann die Verluste grundsätzlich überkompensieren.

2.3.3 Lenkungswirkungen negativer Day-ahead-Marktpreise

Negative Preise können Lenkungswirkungen sowohl auf konventionelle Kraftwerke als auch auf EE-Anlagen und Flexibilitätsoptionen entfalten. Die Lenkungswirkungen können auf verschiedene Ziele hin bewertet werden. Genannt wird in dem Zusammenhang die statische Effizienz, die nicht notwendig zu einer langfristigen Kosteneffizienz führt, welche durch einen Vergleich der Vollkosten alternativer Ausbauszenarien zu bestimmen ist. Wichtiger wird hier das Ziel gesehen, Beiträge zur Systemintegration zu leisten, worunter begrifflich die Gesamtheit der Maßnahmen gebündelt wird, die zum einen dazu beitragen, einen ständig steigenden EE-Anteil in das Stromsystem aufzunehmen, und zum anderen den System- und damit den Integrationsrahmen sukzessive um die Bereiche Wärme und Verkehr zu erweitern. Dies kann für die unmittelbare Zukunft nach IZES et al. (2013, S. 65ff.)³⁵ weiter operationalisiert werden: Gefordert wird insbesondere eine möglichst weitgehende Nutzung der FEE-Erzeugung und ein Druck zur Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerkparks.

Als erstes wird das als untergeordnet eingestufte Ziel einer statischen Effizienz betrachtet.

In der allgemeinen Diskussion zu negativen Börsenpreisen weisen Ockenfels et al. (2008, S. 36f.) darauf hin, dass die Möglichkeit von beliebigen Blockgeboten dazu führen würde, dass nur positive Preise geboten würden, da dann Inflexibilitäten – z.B. Anfahr- und Abfahrkosten³⁶ – zu Angeboten von Blöcken führen würde, deren Preise über den Grenzkosten liegen würden. Da beliebig viele Blockangebote prak-

³⁴ Falls der markträumende Preis einen nichtnegativen Deckungsbeitrag für den Direktvermarkter bedeutet, verändert sich für den Direktvermarkter nichts. Falls der markträumende Preis zwischen demjenigen bei korrekter Angabe der Opportunitätskosten (nach Ungleichung A) und dem nach diesen strategischen Erwägungen liegt, macht Direktvermarkter evtl. einen Verlust.

³⁵ Dort ist als weitere Operationalisierung ein Erhalt der Akteursvielfalt, die zur Diskussion der Lenkungswirkung negativer Preise nichts beiträgt. Für die Operationalisierungen sind dort sowohl ausführliche Begründungen als auch Detaillierungen zu finden.

³⁶ Für Angebote zu negativen Preisen auf dem Day-ahead-Markt, die in der Bereitstellung von Systemdienstleistungen begründet sind oder evtl. auch von Betreibern von KWK-Anlagen, die verpflichtet sind eine bestimmte Wärmemenge zu liefern, eingestellt werden, dürfte die Argumentation so nicht haltbar sein, da im ersten Fall eine Erzeugung notwendige Voraussetzung für die Erbringung der Systemdienstleistung ist und im zweiten Fall schon durch die Kuppelproduktion eine Zuordnung von Grenzkosten streng genommen nicht möglich ist..

tisch nicht in eine Börse mit stündlichen Preisen integriert werden können, ist das Zulassen negativer Preise eine zweitbeste Lösung, die es den Anbietern ermöglicht, „negative (stündliche) Grenzkosten“ in ihren Geboten auszudrücken. Insofern dient die Möglichkeit negativer Preise der statischen Effizienz.

Verfolgt man den Gedanken der statischen Effizienz weiter, dann müssen auch EE bei Preisen unterhalb ihrer Grenzkosten abregeln, insbesondere FEE bei einem Preis von etwa Null. Dies wird nach dem gegenwärtigen EEG weder im Rahmen der Einspeisevergütung noch der gleitenden Marktprämie erreicht. Mit dem Ziel einer statischen Effizienz müssten Finanzierungsmechanismen angewandt werden, die – zumindest im Falle negativer Preise – eine Abweichung von Grenzkosten vermeiden. Das kann über einen Finanzierungsmechanismus, der nicht an der Arbeit ansetzt (z.B. eine Kapazitätsprämie), aber auch z.B. über eine ex-ante fixe Marktprämie, die im Falle negativer Börsenpreise nicht gezahlt wird, erreicht werden. Derartige Finanzierungsmechanismen würden aller Voraussicht nach die Häufigkeit negativer Preise deutlich reduzieren, da dann i. Allg. die gesamte EE-Erzeugung zu Preisen von Null oder größer angeboten würde und diese dann eine untere Preisgrenze markieren dürften. Angebote zu Preisen unter null durch inflexible konventionelle Kraftwerke würden dann de facto einen Vorrang vor EE-Erzeugung erhalten.

Für Flexibilitätsoptionen können negative Preise grundsätzlich die Anreize erhöhen, allerdings muss man sich hier die verschiedenen Optionen näher betrachten.

In Bezug auf gegenwärtig inflexible konventionelle Kraftwerke können negative Preise zumindest die Opportunitätskosten von Inflexibilitäten erhöhen. Wenn konventionelle Kraftwerke ihre Erzeugung auf dem Terminmarkt mit (erwartetem) positivem Deckungsbeitrag vermarktet haben, können sie auch zu negativen Preisen anbieten und aufgrund ihrer langfristigen Absicherung einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaften. Im Vergleich zu flexiblen konventionellen Kraftwerken entgeht ihnen dabei allerdings der Gewinn, den diese in einer solchen Situation erwirtschaften, indem sie auf eine Erzeugung verzichten und damit Brennstoffkosten einsparen und ihre Lieferverpflichtungen aus dem Terminmarkt durch Zukauf Kauf von Strom zu negativen Preisen auf dem Spotmarkt erfüllen. Insofern ist der Druck Inflexibilitäten zu beseitigen, auch bei der Möglichkeit negativer Preise gering, sofern die Terminmarktpreise ausreichend hoch sind.

Andere Flexibilitätsoptionen beruhen überwiegend auf Verschiebungen von Last und/oder Erzeugung. Die Erträge hängen dann von den innerhalb der relevanten Zeitverschiebung auftretenden Preisdifferentialen ab. Diese können grundsätzlich

durch negative Preise erhöht werden. Da derartige Optionen allerdings i. Allg. Investitionen voraussetzen und negative Preise relativ selten sind³⁷, ist zu bezweifeln, dass von negativen Preisen erhebliche Anreize für die Hebung von Flexibilitätsoptionen ausgehen. Eine statische Effizienz wird hierdurch jedoch nicht beeinträchtigt.

Bei einer alleinigen Betrachtung statischer Effizienz haben negative Preise allokativen Vorteile, die insbesondere in der Möglichkeit für inflexible Kraftwerke bestehen, ihre Opportunitätskosten einzupreisen. Die gegenwärtigen Finanzierungsmechanismen nach dem EEG – Einspeisevergütung mit Vermarktung durch die ÜNB und gleitende Marktprämie – verletzen jedoch Bedingungen der statischen Effizienz. Ob negative Preise Flexibilitätsoptionen maßgeblich anreizen, ist fraglich, da das relativ seltene Auftreten dieser Preise vermutlich nur geringe zusätzliche Anreize für Investitionen in Flexibilisierungen liefert. Sollten Finanzierungsinstrumente für EE-Anlagen so angepasst werden, dass sie mit einer statischen Effizienz kompatibel sind, ist zu erwarten, dass negative Preise kaum mehr auftreten, da die EE- und insbesondere die FEE-Erzeugung dann zu ihren Grenzkosten angeboten wird und diese – und nicht die zu negativen Preisen angebotenen inflexiblen konventionellen Leistungen – selbst bei geringer Last preisbestimmend sein dürfte. Im Falle einer solchen Anpassung dürfte sich eine weitere Diskussion um negative Preise insofern erübrigen.

Für die Betrachtung des als wesentlichen angesehenen Zieles einer Systemintegration sind das Kriterium einer weitestgehenden Nutzung der möglichen FEE-Erzeugung und ein Druck, konventionelle Kraftwerke zu Flexibilisieren zu nennen.

Für das Kriterium einer weitgehenden Nutzung der möglichen FEE-Erzeugung kann festgehalten werden, dass FEE am häufigsten bei einer Anpassung des Finanzierungsmechanismus für EE an statische Effizienz abgeregelt werden, da dies bei Preisen von kleiner gleich Null erfolgt. Weniger häufig werden sie unter den gegenwärtigen Finanzierungsmechanismen der gleitenden Marktprämie und am seltensten nach der Einspeisevergütung abgeregelt, da dann weit niedrigere Preise auf dem Day-ahead-Markt sowie ein Misserfolg der Vermarktung am Intraday-Markt durch ÜNB nach den Regeln der gegenwärtigen AusgMechAV für eine Abregelung erforderlich sind. Im Allgemeinen ist nach diesem Kriterium der Vorrang von FEE zu sichern. Sofern eine Vermarktung am Day-ahead-Markt verpflichtend ist, kann dies am besten durch ein unlimitiertes Angebot erfolgen. Damit ist allerdings ein finanzieller

³⁷ Die Frage, wie häufig zukünftig negative Preise auftreten und welche Höhe sie dem Betrag nach erreichen, muss offen bleiben, da m.W. gegenwärtig kein Simulationsmodell existiert, das in der Lage ist, negative Preise abzubilden und Szenarien zur Entwicklung negativer Preise unter verschiedenen Rahmenbedingungen zu berechnen.

Aufwand verbunden, der im folgenden Abschnitt unter „Verteilungswirkungen“ diskutiert wird.

Bei dem Kriterium „Anreize zur Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerkparks“ ist einschränkend voranzustellen, dass die für einen stabilen Systembetrieb erforderliche Erzeugung hier nicht zur Disposition steht. Diese ist zu sichern und langfristig allmählich durch EE-Anlagen zu substituieren. Hingegen lassen sich die anderen unter genannten Ursachen für negative Angebote – vor allem Inflexibilitäten der Anlagen selbst und Betrieb in KWK mit verpflichtender Wärmelieferung - durch konventionelle Kraftwerksbetreiber ohne Gefährdung der Systemstabilität beseitigen. Um Anreize zu deren Beseitigung geht es hier. Die Anreize sind tendenziell umso höher, je mehr FEE eingespeist werden und je niedriger die negativen Preise werden. Insofern ergibt sich hier die gleiche Rangfolge wie für den Vorrang für FEE. Grundsätzlich wäre zu überlegen, ob Optionen, die nicht über negative Preise wirken, – wie z.B. eine physische Wälzung – praktikabel sind und mit ihnen über Mengeneffekte ein unmittelbarer Flexibilisierungsdruck auf inflexible Kraftwerke ausgeübt werden kann. Ein solcher Mechanismus könnte dann im Vergleich zu negativen Preisen eine Flexibilisierung schneller vorantreiben und unerwünschte Verteilungswirkungen vermeiden. Insgesamt können negative Preise dem Ziel einer Systemintegration dienlich sein, sofern darauf abgestimmte und entsprechend gestaltete Finanzierungsmechanismen eingesetzt werden. Über nicht über negative Preise vermittelte Mechanismen könnte eine Systemintegration jedoch eventuell beschleunigt werden.

2.3.4 Verteilungswirkungen negativer Day-ahead-Marktpreise

Grundsätzlich unterscheiden sich Verteilungswirkungen negativer Day-ahead-Preise nicht von denen, die bei anderen, z.B. leicht positiven Preisen, eintreten. Allerdings sind bei negativen Preisen, wie oben erläutert, andere Akteure bzw. andere Anlagen aktiv. Dadurch ergeben sich auch bei der Verteilung Besonderheiten bei negativen Preisen. Negative Preise werden ex post beobachtet und ergeben sich für wenige Stunden. Erzeuger, Händler und teils Nachfrager betreiben aber ein Risikomanagement, das auch den Handel von Derivaten – insbesondere Terminprodukten - umfasst. Das impliziert zweierlei: Zum ersten sind diese Terminmarktpositionen bei der Verteilungsdiskussion zu berücksichtigen. Zum zweiten sind erwartete Häufigkeit und Höhe von negativen Preisen in Terminmarktprodukten evtl. bereits eingepreist. Das weist darauf hin, dass der Day-ahead-Markt eigentlich nicht isoliert betrachtet werden

kann, um die Verteilungswirkung zu erschließen³⁸. Dieser Zusammenhänge werden im Weiteren außer Acht gelassen, da man hierzu die Beziehungen zwischen den verschiedenen Elektrizitätsmärkten modellieren müsste. Zudem ist zu beachten, dass unbekannt ist, welcher Akteur welche Gebote am Day-ahead-Markt eingestellt hat. Eine scharfe Zuordnung der Verteilungseffekte auf Akteure oder Akteursgruppen ist im Rahmen dieser Studie deshalb nicht möglich. Betrachtet wird im Folgenden ausschließlich der Day-ahead-Markt.

Um einen Eindruck über die Größen, um die es hier geht, zu vermitteln, sei das Jahr 2012 herausgegriffen, das das letzte vollständige Jahr ist, für das komplett Daten vorliegen und in dem auch die Häufigkeit negativer Preise im Vergleich zu 2011 stark zugenommen hat. In Stunden mit negativen Preisen wurden in diesem Jahr ca. 1,8 TWh am Day-ahead-Markt gehandelt und der Umsatz betrug etwa -106,6 Mio. € bei einem Gesamtumsatz auf dem Day-ahead-Markt von rund 10,5 Mrd (was folglich betragsmäßig 1 % des Gesamtumsatzes entspricht). Von diesen 106,6 Mio. € entfielen allein 87,9 Mio. € (82,5 %) auf die Stunden negativer Preise am 25. und 26.12.2012³⁹. Für die Gesamtsumme waren also wenige Ereignisse in einem engen Zeitabschnitt ausschlaggebend.

Neben der Verteilung zwischen verschiedenen Akteuren in Deutschland kann durch Stromaußenhandel auch die Verteilung zwischen Deutschland und den Nachbarländern beeinflusst werden. Die Außenhandelsbeziehungen wurden bereits in Kapitel 2.1 diskutiert. Genannt sei hier nur der Wert der physischen Stromexporte in Zeiten negativer Preise in Deutschland, bewertet mit den jeweiligen stündlichen Börsenpreisen. Der Wert belief sich im ersten Halbjahr 2012 und im ersten Halbjahr 2013 auf jeweils rund 2,2 Mio. €⁴⁰. Rechnet man diese 2,2 Mio. € linear auf das Jahr hoch, ergäbe sich ein Anteil von 4,4 % an den Gesamtumsätzen in Stunden negativer Preise von 106,6 Mio. €. Legt man den Umsatz in Zeiten negativer Preise im ersten Halbjahr 2012 (11,8 Mio. €) zugrunde, resultierte ein Anteil von 20,4 %. Es ist aber nicht richtig, dass eine Summe von 2,2 Mio. € tatsächlich von in Deutschland ansässigen

³⁸ Auch ein Zusammenhang von negativen Preisen auf dem Day-ahead Markt mit Strategien und Angeboten auf dem Intraday-Markt ist naheliegend. Darüber hinaus können bei unerwarteten Änderungen oder falls „sleeping“ ein Problem ist, Ausgleichsenergiemengen in Anspruch genommen werden, was wiederum die Verteilung beeinflusst.

³⁹ Am 25.12.2012 handelt es sich um die Zeit von 0-9 Uhr sowie von 23-24 Uhr, am 26.12.2012 um die Zeit von 0-8 Uhr.

⁴⁰ S. ISE (2013, S. 11). Nach ISE (2013, S.11) sind auch die zu diesen Zeiten exportierten Mengen relativ klein: Bei Day-ahead-Preisen von unter +10 €/MWh wurden im ersten Halbjahr 2012 und im ersten Halbjahr 2013 0,2 TWh bzw. 0,8 TWh exportiert. Z.B. betrug das EPEX-Handelsvolumen auf dem Day-ahead-Markt im Jahr 2012 in Deutschland 245,3TWh (s. http://static.epexspot.com/document/21281/2013-01-08_EPEX%20SPOT_2012_Annual_Press_Release.pdf) oder der deutsche Stromexport im Jahr 2012 67,3 TWh (<http://www.ag-energiebilanzen.de/>; Datei „Stromerzeugung“).

Akteuren ins Ausland floss. Bedingt durch die Marktkopplung ist es nämlich gar nicht möglich, dass z.B. Akteure aus Frankreich Strom zu negativen Preisen in Deutschland kaufen. Vielmehr müssen sie immer den Preis in ihrem Marktgebiet bezahlen. Die mitunter verbleibende Preisdifferenz (z.B. zwischen dem deutschen und dem französischen Marktgebiet) erhalten hälftig die (deutschen und der französische) Übertragungsnetzbetreiber. Allerdings wird im Zuge des Market Couplings der Preis zwischen den Ländern tendenziell angeglichen. Falls Deutschland in Zeiten negativer Preise exportiert hat, haben sich tendenziell die Preise im Ausland gesenkt und in Deutschland erhöht. Die damit einhergehende Umverteilung kann nur sehr schwer abgeschätzt werden, da hierzu jeweils eine Modellierung der Preise erforderlich wäre, die sich ohne Außenhandel ergeben hätten.

EEG-Anlagenbetreiber in der Festvergütung tragen keine Kosten einer Einspeisung bei negativen Preisen. Eine Einspeisung dieser Anlagen in Zeiten negativer Preise wird über ihre Vermarktung durch die ÜNB vielmehr auf die EEG-Umlage gewälzt, die sich entsprechend erhöht. Im Falle einer Direktvermarktung nach EEG sinken die Deckungsbeiträge der Direktvermarkter mit sinkenden Börsenpreisen in einer bestimmten Stunde. Sofern sie bei Preisen, die keinen positiven Deckungsbeitrag ermöglichen, weiter einspeisen lassen, tragen sie auch die dadurch entstehenden Verluste. Eine Einspeisung in Zeiten negativer Preise durch Anlagen einer EEG-Technologie – unabhängig davon, ob sie eine Einspeisevergütung oder eine gleitenden Marktprämie erhalten – verringert jedoch den Marktwert dieser EE-Technologie und erhöht damit die gleitende Marktprämie für diese Technologie in dem betroffenen Monat. Die entsprechenden Kosten werden über die EEG-Umlage auf die Stromletztverbraucher gewälzt. Als grobe Orientierung über die Größenordnung der über die EEG-Umlage von den Letztverbrauchern zu zahlenden Summen mögen die rund 40,7 Mio. € dienen⁴¹, die in den Stunden negativer Preise am 25. und 26.12.2012 für die Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen zu zahlen waren. Im Vergleich zu den 19,5 Mrd. €, die die ÜNB 2012 für Einspeisevergütung und Marktprämie auszahlten, sind die zusätzlichen Kosten für EEG-Umlagezahler aus negativen Preisen als sehr gering einzuschätzen.

Betrachtet man die Erzeugung, so müssten die restlichen negativen Preise von den in Zeiten negativer Preise einspeisenden konventionellen Kraftwerken gezahlt werden. Da diese Erzeugung in der Regel aber auf dem Terminmarkt abgesichert ist, wird die Differenz zwischen Terminpreis und Day-ahead-Preis von den Vertragspart-

⁴¹ Von insgesamt 87,9 Mio. €, was 46% entspricht. Es sei hier nochmals darauf verwiesen, dass am 25./26.12.2012 rund 82,5 % des Umsatzes in Stunden mit negativen Preise im Jahr 2012 anfielen.

nern auf dem Terminmarkt gezahlt. Dabei dürfte es sich vor allem um Vertriebe handeln, die ihre Lieferungen an Letztverbraucher über den Terminmarkt absichern. Zudem könnten Vertriebe auch kurzfristig Strom auf dem Spotmarkt verkaufen, falls sie im Zuge ihrer Langfristbeschaffung eine zu hohe Menge abgesichert haben, die sie nun teils glattstellen müssen.

Die Nachfrager in diesen Stunden negativer Preise dürften v.a. Grundlastkraftwerke sein, die ihre Erzeugung langfristig abgesichert haben, und die nun in ihrer Make-or-buy-Entscheidung darauf verzichten, diese Strommenge zu erzeugen und ihn ganz oder teilweise zu negativen Preisen einkaufen.

Zudem können auch Pumpspeicherkraftwerke aktiv werden und die Zeiten negativer Speicher zur Auffüllung ihres Reservoirs verwenden und bei einem späteren Verkauf zu dann positiven Preisen einen weiteren Erlös erzielen.

Stromvertrieb profitieren nur dann von negativen Preisen, wenn sie in der Langfristbeschaffung zu geringe Mengen eingekauft haben und nun auf dem Spotmarkt die erforderlichen zusätzlichen Mengen einkaufen.

In der Zusammenschau dürften von negativen Preisen v.a. flexible konventionelle Kraftwerke sowie das Ausland. Die Zahlungen dürften vornehmlich über die EEG-Umlage von Letztverbrauchern sowie Vertrieben, die Kaufpositionen auf dem Terminmarkt halten, bezahlt werden. Letztere dürfte daraus entstehende Kosten in ihre Kontrakte mit Endverbrauchern eingepreist haben

2.3.5 Zusammenfassung

Negative Preise waren in der Vergangenheit ein seltenes Phänomen, das auch kostenseitig als eher unbedeutend angesehen werden kann. Inwieweit das auch in Zukunft so bleibt, ist allerdings kaum einzuschätzen. So sind gegenwärtig keine Simulationsmodelle bekannt, die die zukünftige Häufigkeit und Höhe negativer Preise in Szenario-Berechnungen abzuschätzen vermögen.

Die Erzeugung in Zeiten negativer Preise ist bestimmt durch EE-Anlagen, wobei hierfür die Vermarktungs- bzw. Direktvermarktungsregeln für Angebote bei negativen Preisen maßgeblich sind, und eher inflexible konventionelle Kraftwerke, die ihre Produktion in der Regel bereits auf den Terminmärkten verkauft haben. Bei letzteren ist nicht nur eine Einspeisung, die für eine Aufrechterhaltung der Systemstabilität erforderlich ist, relevant, vielmehr sind auch Inflexibilitäten der Kraftwerke und Wärmeerzeugungsverpflichtungen für KWK-Kraftwerke zu beachten.

Als problematisch ist einzuschätzen, dass konventionelle Kraftwerke, die ihre Produktion in der Regel bereits auf den Terminmärkten verkauft haben, bei vorhandenen Flexibilitäten von negativen Preisen profitieren können.

Negative Preise können einer statischen Effizienz dienen, wobei allerdings die EEG-bedingte Nicht-Abregelung von EE entsprechend ihrer Grenzkosten eine statische Effizienz beeinträchtigt. Gleichzeitig wird die Systemintegration durch negative Preise verlangsamt, da der EE-Vorrang (für direkt vermarktete EE) verloren geht und der Druck über negative Preise auf Flexibilisierungen des konventionellen Kraftwerksparks als geringer einzuschätzen ist als z.B. bei einer Wälzung der EE-Strommenge.

Insofern zeigt sich bei den gegenwärtigen Regelungen ein Konflikt zwischen einer Systemintegration und einer Marktintegration. Für EE ist dabei die Frage, ob und gegebenenfalls wie man einen Vorrang sichern kann, ohne die Belastungen der Umlagezahler durch negative Preise zukünftig merklich zu erhöhen, sofern mehr Stunden und/oder betragsmäßig höhere negative Preise auftreten sollten. Insbesondere stellt sich dabei die Frage, wie man eine Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke voranbringt, die bei negativen Preisen einspeisen, ohne dass diese Einspeisung für die Erhaltung der Systemsicherheit erforderlich wäre.

Inwieweit negative Preise für die Systemintegration von Bedeutung sind, hängt demnach sehr stark von den eingesetzten EE-Finanzierungsmechanismen und deren genauer Ausgestaltung ab.

2.4 Intraday-Markt (IZES)

Der Intraday-Markt ist neben dem Day-ahead-Markt der zweite börslich organisierte Spotmarkt. Zeitlich beginnt er für gleiche Lieferzeiten nach dem Abschluss des Day-ahead-Handels. Er kann somit als zum Day-ahead-Markt zeitlich nachgelagerter Markt begriffen werden, dessen Handel wesentlich von neuen Informationen seit Abschluss des Day-ahead-Handels getrieben ist. Wie im Abschnitt zum Day-ahead-Markt wird zuerst ein Überblick über die Organisation gegeben, dann der internationale Handel diskutiert, um nach einem Überblick über die Daten zur Kompatibilität mit einem steigenden EE-Anteil zu kommen.

2.4.1 Der nationale Markt

Intraday-Handel beschreibt den untertägigen börslichen Handel am Spotmarkt. Er wurde 2006 an der EEX für den deutschen Markt eingeführt und findet seit 2009 an der EPEX statt. Er kann als letzte Möglichkeit einer marktbasierter Optimierung der geplanten Stromproduktion betrachtet werden.

Er unterscheidet sich hinsichtlich verfügbarer Informationen zum Zeitpunkt des Handels und der Handelsprodukte signifikant von zeitlich vorhergehendem Handel, insbesondere dem Day-ahead-Handel.

Die Informationen über einen bestimmten Handelszeitpunkt haben sich seit Schluss des Day-ahead-Handels verbessert und verbessern sich bis zum Abschluss des Intraday-Handels laufend. Neben unerwarteten Ereignissen, wie etwa dem Ausfall eines Kraftwerks, betrifft dies auch risikobehaftete Rahmendaten. Zu nennen sind hierbei insbesondere Einspeisungen aus FEE-Erzeugung, da die Wetterverhältnisse zu einem gegebenen Lieferzeitpunkt mit Näher rücken dieses Zeitpunkts sowohl mit besserem Erwartungswert als auch mit geringerer Abweichung prognostiziert werden können. Diese Verbesserung der Informationen können Marktteilnehmer nutzen, um die Positionen, die sie z.B. aus ihren Aktivitäten am Day-ahead-Markt halten, anzupassen. Sofern im Day-ahead-Markt, die zum damaligen Zeitpunkt verfügbaren Informationen in die Entscheidungen einfließen, ist aus diesen Aktivitäten keine systematische Abweichung zwischen Day-ahead- und Intraday-Preisen zu erwarten.

Als zweites ist hervorzuheben, dass auf dem Intraday-Markt im Gegensatz zum Day-ahead-Markt auch Viertelstunden-Kontrakte gehandelt werden. Die Bilanzierung erfolgt viertelstündlich. Mithin bietet der Intraday-Markt im Gegensatz zum Day-ahead-Markt die Möglichkeit die Fahrpläne an die Bilanzierung anzupassen und dadurch Ausgleichsenergiekosten zu sparen. Z.B. kann der Betreiber eines Kraftwerk, das in einer bestimmten Stunde hochfährt, auf dem Day-ahead-Markt nur die durchschnittliche Erzeugung in dieser Stunde handeln, wohl wissend, dass es in den ersten beiden Viertelstunden dieser Stunde weniger einspeist und in den letzten beiden mehr. Nun kann der Betreiber diese systematischen Viertelstundendifferenzen kompensieren und im Beispielfall in den ersten beiden Viertelstunden die auf dem Day-ahead-Markt zu viele verkauften Mengen zukaufen und in den letzten beiden Viertelstunden entsprechende Mengen verkaufen. Diese Aktivitäten entstehen allein aus der höheren Zeitauflösung des Intraday-Marktes, die dem Bilanzierungssystem entspricht. Die Sachverhalte sind grundsätzlich zum Zeitpunkt des Day-ahead-Handels bekannt, können aber erst auf dem Intraday-Markt adressiert werden. Da die Sachverhalte allgemein bekannt sind, kann nicht ausgeschlossen werden, dass potentielle Vertragspartner des Kraftwerksbetreibers diese Informationen ausnutzen können, um zusätzliche Gewinne zu erzielen.

Konkret ist der Intraday-Markt wie folgt aufgebaut: Am Intraday-Markt⁴² werden neben Einzelstunden, Blöcke sowie seit Dezember 2011 15-Minute-Kontrakte gehandelt. Ab 15 Uhr des laufenden Tages sind alle Stunden des Folgetages, ab 16 Uhr alle Viertelstunden, bis zu einer Frist von 45 Minuten vor Lieferzeitpunkt handelbar. Ein Blockgebot bezeichnet dabei eine Menge von mindestens zwei aufeinander folgenden Einzelkontrakten, die in ihrer Ausführung voneinander abhängen. Neben den klassischen, sogenannten vordefinierten Blöcken Base- und Peakload (EPEX 2011)⁴³ können auch benutzerdefinierte Blöcke eingebracht werden.

Blockgebote müssen immer entweder nur aus vollen oder nur aus Viertelstunden bestehen, eine Kombination ist nicht zulässig. Für alle Gebote gilt, dass innerhalb der vorgegebenen Preisspanne von -9.999,99 € bis +9.999,99 € Preisänderungen mit einer minimalen Schrittweite von 0,01 €/MWh auf 0,1 MW genau angegeben werden können.

Einen erheblichen Unterschied zum Day-ahead-Markt stellt das Handelsprozedere dar. Es erfolgt keine Gegenüberstellung aggregierter Kauf- und Verkaufsangebote mit dem Ergebnis eines einzigen stündlichen Market-Clearing-Prices. Stattdessen werden sich erfüllende Kauf- und Verkaufsangebote direkt abgewickelt. Es handelt sich um einen kontinuierlichen oder fortlaufenden Handel.

Unter einem kontinuierlichen Handel versteht man eine „Handelsform zur Preisfeststellung und zur Zusammenführung von Kauf- und Verkaufsaufträgen zu Geschäften. Beim kontinuierlichen Handel werden alle Aufträge im Auftragsbuch ständig auf Ausführbarkeit geprüft. Sobald sich zwei Aufträge ausführbar gegenüber stehen, werden sie sofort zu einem Geschäft zusammengeführt. Konkurrierende Aufträge im Auftragsbuch werden dabei zuerst nach Preis und dann nach Zeit priorisiert (Preis-Zeit-Priorität)“ (EPEX 2013b)

Dazu werden alle Gebote bzw. Orders in das Orderbuch geschrieben und bleiben dort solange, bis sie ausgeführt, abgelaufen oder gelöscht sind. Im Gegensatz zur Einheitspreisauktion des Day-ahead-Marktes werden die Orderbücher aller Teilnehmer hinsichtlich der offenen Orders mit Preis, Menge und Zeit anonym veröffentlicht. Es besteht somit grundsätzlich Transparenz bzgl. der offenen Kauf- oder Verkaufspositionen.

⁴² vgl. EPEX 2013: Kapitel 1 Art. 1.3.2 Hauptkontraktsspezifikationen kontinuierlicher Handel

⁴³ Baseload: Stunden 1 - 24, Peakload: Stunden 9 bis 20 (= 08:00 – 20:00 Uhr)

Die Kauf- und Verkaufsangebote wiederum unterscheiden sich in ihrer Art, den Ordertyp, sowie ihren Ausführungsbedingungen und wählbaren Gültigkeitsbeschränkungen (EPEX 2013: Kapitel 3 Art. 1.11 Orderspezifikationen):

Als Ordertypen sind Limit-Orders und Market Sweep Orders zu unterscheiden:

Limit-Orders „sind Kauf- oder Verkaufsaufträge, die nur zu diesem oder einem besseren Preis ausgeführt werden können.“ (EPEX 2013a, S. 21). Dabei kann es sich sowohl um einzelne Stunden/Viertelstunden, als auch um vordefinierte Blockgebote handeln.

Eine Market Sweep Orders ist eine markträumende Order, die nicht in das Orderbuch geschrieben, also veröffentlicht wird. Sie beschreibt die Teilausführung individueller Blöcke durch die Ausführungsbedingung IOC. Dadurch werden ursprüngliche, individuelle Blockgebote zu Einzelstundenkontrakten, die sofort und soweit möglich ausgeführt werden.

Als Ausführungsbedingungen sind möglich:

Mit der Ausführungsbedingung Immediate-or-Cancel (IOC) versehene Gebote werden entweder sofort ausgeführt, oder direkt gelöscht. Solche Orders können auch teilweise (seitens der Börse) ausgeführt werden. Gibt es beispielsweise für ein Gebot von 20 MW nur 10 MW an Gegengeboten die passen, so werden die 10 MW zusammgeführt und die restlichen 10 MW, für die es in dem Moment keine passenden Gegengebote gab, werden gelöscht.

Ein Fill-or-kill(FOK)-Ausführungsbedingung führt dazu, dass die Order entweder sofort und komplett ausgeführt wird und sofort gelöscht wird, sofern das nicht möglich ist. Eine Ausführung in Teilen ist, anders als unter der IOC-Bedingung, nicht möglich.

Die Ausführungsbedingung All-or-nothing (AON) bedeutet, dass die Order vollständig oder gar nicht ausgeführt wird. Anders als FOK oder IOC-Orders, die sofort gelöscht werden, bleiben AON-Gebote solange im Orderbuch, bis sie ausgeführt oder gelöscht wurden.

Drei Gültigkeitsbeschränkungen können verwendet werden:

Good for session besagt, dass das Gebot solange im Orderbuch bleibt, bis es ausgeführt, gelöscht oder deaktiviert wurde.

Bei Good till Date kann ein Gebot mit einer individuellen Gültigkeitsdauer abgegeben werden. Bei Erreichen des Zeitpunktes wird es automatisch gelöscht, sofern es nicht vorher ausgeführt, gelöscht oder deaktiviert wurde.

Schließlich sind noch Iceberg-Orders möglich. Dabei handelt es sich um ein größeres Gebot, das in mehrere kleinere Teilgebote zerlegt wird. Dabei wird vom Handelsteilnehmer die Gesamtmenge sowie die sogenannte Anfangsorder angegeben, die auch die Größe aller Teilgebote bestimmt. Die Börse führt nun alle Teilgebote in Serie aus, bis die Gesamtmenge erreicht ist.

Es sei darauf hingewiesen dass nicht alle Kombinationen aus Ordertypen, Ausführungsbedingungen und Gültigkeitsbeschränkungen zulässig sind und in dieser Hinsicht für Blockangebote besondere Beschränkungen gelten.

Der kontinuierliche Handel und die Variationsmöglichkeiten von Gebotseigenschaften, eröffnen Marktteilnehmern vielfältige Handlungsmöglichkeiten und Strategien. Gleichzeitig erschweren sie Marktbeobachtungen und Schlussfolgerungen aus Marktergebnissen.

Darüber hinaus ist der Intraday-Markt mit den Intraday-Märkten anderer Länder verknüpft.

2.4.2 Grenzüberschreitender Handel

Analog zur Marktkopplung der Day-ahead-Märkte gibt es eine Verknüpfung der Intraday-Märkte.

Anders als die Day-ahead-Märkte, welche als Einheitspreisauktion konzipiert sind, funktionieren die Intraday-Märkte als kontinuierlicher Handel. Dies bedeutete, dass die Handelsteilnehmer permanent Gebote abgeben können und falls Kauf- und Verkaufsgebote „matchen“ sofort ausgeführt werden. Für den internationalen Handel kann deshalb eine implizite Auktion, bei der wie im Day-ahead-Handel eine optimierte Austauschmenge je gehandelter Zeitspanne bestimmt wird, nicht verwendet werden.

Im Intraday-Markt erfolgt stattdessen eine implizite Zuweisung von Übertragungskapazitäten. Dazu werden ständig die (noch) freien Übertragungskapazitäten gemeldet. Sie können sich durch Nachmeldungen oder Saldierung während des Handels verändern und werden ständig angepasst. Im Rahmen der Kopplung der Intraday-Märkte werden nun je Gebot die entsprechenden Gegenpositionen aller verbunde-

nen Märkte geprüft und ausgeführt, wobei jeder grenzüberschreitende Handel auch die verfügbaren Übertragungskapazitäten entsprechend reduziert. Sind die verfügbaren Kapazitäten aufgebraucht, so werden nur noch Gebote innerhalb der Marktgebiete zusammengeführt. Händler A beispielsweise möchte im deutschen Markt 50 MW zu maximal 40 € für den Zeitraum 10:15-10:30 Uhr kaufen, im Intraday-Markt stehen noch 400 MW Kapazität von Frankreich nach Deutschland zur Verfügung. Das niedrigste Gebot im deutschen Markt ist jedoch 50 €. Es würde kein Handel zustande kommen. Der französische Händler F dagegen bietet 50 MW für 40 € an. Die Börse führt nun A und F zusammen, die verfügbare Kapazität reduziert sich um 50 MW auf 350 MW.

Aus deutscher Sicht erfolgt die Verwaltung der freien Kapazitäten mehrheitlich über den Intraday Capacity Service, welcher die Implementierung der Übertragungen zwischen Deutschland und Frankreich, Niederlande, Schweiz und Dänemark organisiert.

Die Zuteilung zwischen verschiedenen Ländern erfolgt seitens des Intraday Capacity Services nach dem „First come – first serve“-Prinzip⁴⁴ mit dem der börsliche Intraday-Handel verknüpft ist. Dabei sind die Kapazitäten nicht für den Intraday-Handel reserviert, sondern können grundsätzlich auch explizit erworben werden. Die Zuteilung im Rahmen des Intraday-Handels erfolgt derzeit kostenfrei und vorbehaltlich von Einschränkungen seitens der Übertragungsnetzbetreiber oder der Clearingstelle (EPEX 2013b sowie EPEX 2013c: Artikel 1.13.6). An dieser Stelle sei noch erwähnt, dass es formal auch eine Zuteilung von Grenzkapazitäten zwischen Österreich und Deutschland gibt, diese jedoch nicht seitens der Börse geprüft, sondern immer ausgeführt werden.

Im Intraday-Handel sind darüber hinaus nur solche Gebote teil des Zuteilungsverfahrens, die vor Handelsschluss der einzelnen Märkte abgegeben werden, die je nach Markt unterschiedlich sind. So ist bspw. der Handelsschluss in Deutschland 45 Minuten vor Lieferung, in der Schweiz aber auch in Österreich 75 Minuten.⁴⁵

2.4.3 Aktuelle Marktergebnisse

Die Preisentwicklung des Intraday-Marktes folgt im Durchschnitt im Wesentlichen der Preisentwicklung des Day-ahead-Marktes wie es auch Abbildung 17 zeigt. Dort sind

⁴⁴ vgl. Article 3.02 Intraday Capacity Allocation Rules French – German Interconnection

⁴⁵ vgl. EPEX 2013c: Artikel 1.3 Handelsbedingungen EPEX SPOT

die Monatlichen Durchschnittspreise des Intraday-Marktes wie auch des Day-ahead-Marktes der Jahre 2007 bis September 2013 dargestellt.

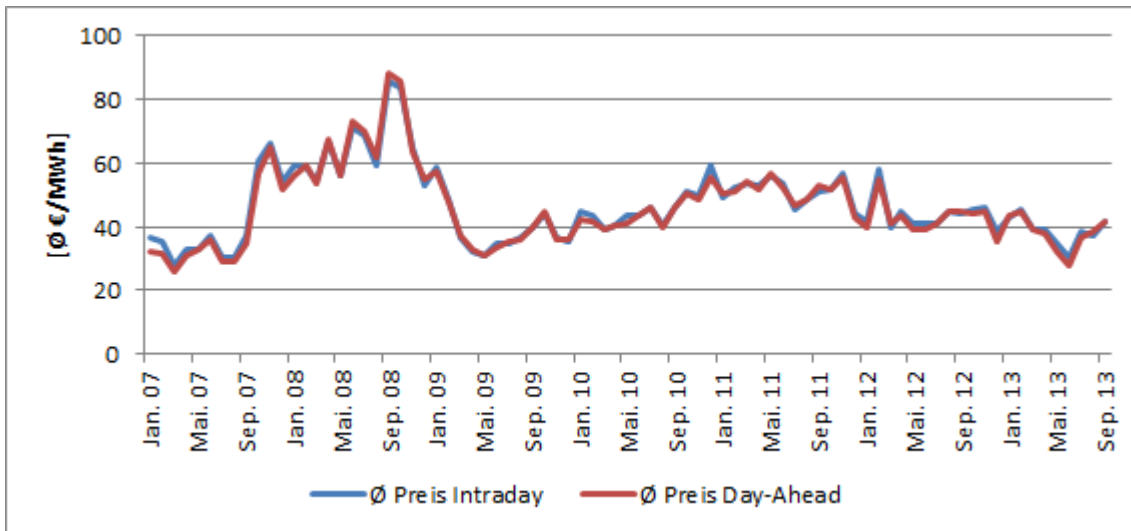


Abbildung 17: Entwicklung durchschnittliche Preise Intraday-/Spot-Markt,

Daten: EEX, eigene Darstellung: IZES

Dass die Preise im Mittel konvergieren, ergibt sich aus einfachen Arbitrage Überlegungen: Der Day-ahead-Markt und der Intraday-Markt sind Märkte für das gleiche Gut zu einem bestimmten Lieferzeitpunkt. Würden nun die Preise der beiden Märkte für gleiche Lieferzeitpunkte systematisch voneinander abweichen, so könnten diese Preisdifferenzen genutzt werden, um Gewinne zu erzielen, was tendenziell zu einer Preisangleichung führt. Bei einer Durchschnittsbildung über hinreichend viele Preise sollten deshalb auf Zufallsereignisse basierende Abweichungen keine Rolle mehr spielen und sich sehr ähnliche Werte ergeben.

Innerhalb einer Lieferperiode können jedoch erhebliche Schwanken der Preise für die einzelnen Kontrakte für einen Lieferzeitraum auftreten. Abbildung 18 zeigt exemplarisch die Schwankungen aller einzelnen Kontrakte am 03.10.2013 für die Lieferung einer kompletten Stunde, sowie die Preise der einzelnen Viertelstunden (qh1 - qh4).

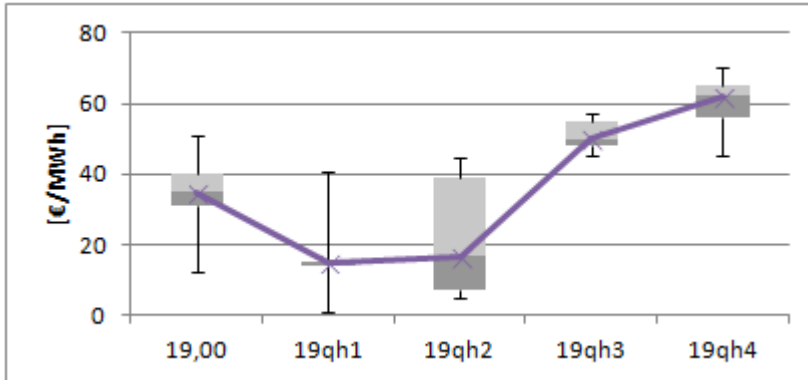


Abbildung 18: Boxplot der Preise aller Kontrakte am 3.10.2013 mit Lieferung zwischen 19:00-20:00 Uhr

Daten EEX, eigene Darstellung: IZES

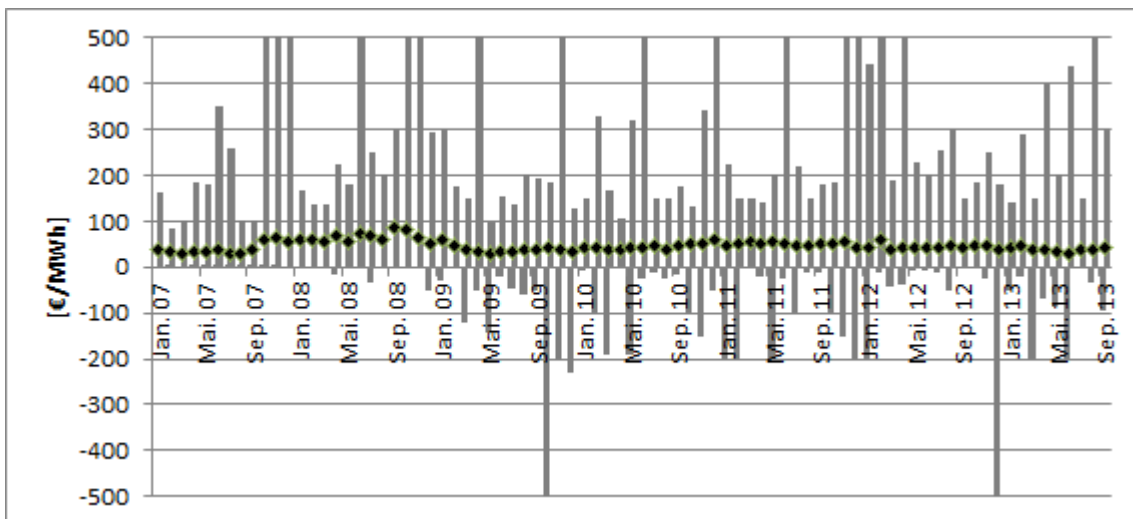


Abbildung 19: Preise Intraday, Minima und Maxima,

Daten: EEX, eigene Darstellung: IZES

Die monatlichen Extrema für den Zeitraum von 2007 bis September 2013 sind in Abbildung 19 dargestellt. Das historische Maximum lag bei 5.100 €/MWh und wurde am 23.12.2007 gehandelt. Dabei handelt es sich vermutlich um einen Eingabefehler, der aufgrund des kontinuierlichen Handels sofort ausgeführt wurde. Dies legen die Ergebnisse sowohl der Stunden davor und danach sowie der Mittelwert der Stunde nahe. Das bisherige, absolute Minimum wurde am 04.10.2009 für die Stunde von

00:00-01:00 Uhr gehandelt und fällt damit in den Zeitraum des historischen Tiefs des Day-ahead-Marktes mit dem gleichen Preis von -500 €/MWh⁴⁶.

Das Handelsvolumen am Intraday-Markt nimmt, ähnlich wie auch am Day-ahead-Markt, stetig zu und liegt derzeit bei im Mittel ca. 1.500 - 2.000 MW je Stunde (siehe folgende Abbildung).

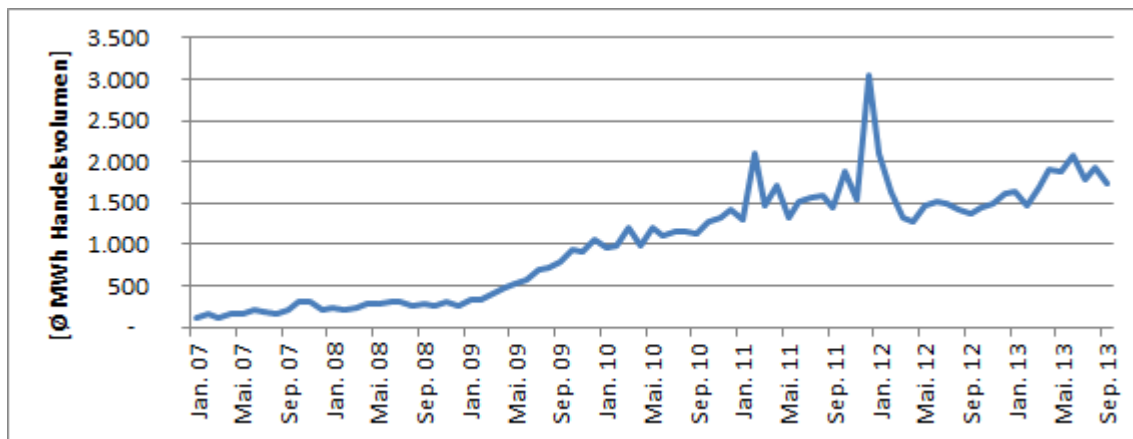


Abbildung 20: Entwicklung Handelsvolumina Intraday-Markt

Daten: EEX, eigene Darstellung: IZES

Dabei dürfte die Zunahme im Wesentlichen auf den Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen sein. Dies legt insbesondere Abbildung 21 nahe. Hier sind die durchschnittlichen Handelsvolumina je Stunde für die Jahre 2009 bis 2013 abgetragen. Dabei wurden nur die gehandelten Kontrakte der Monate Januar bis September berücksichtigt um eine Vergleichbarkeit mit den Daten von 2013 zu gewährleisten. Insbesondere die steigende PV-Einspeisung ist in obiger Darstellung erkennbar, wofür im Folgenden detailliert eingegangen werden soll.

⁴⁶ -500 €/MWh am 04.10.2013 in der Stunde von 02:00 - 03:00 Uhr

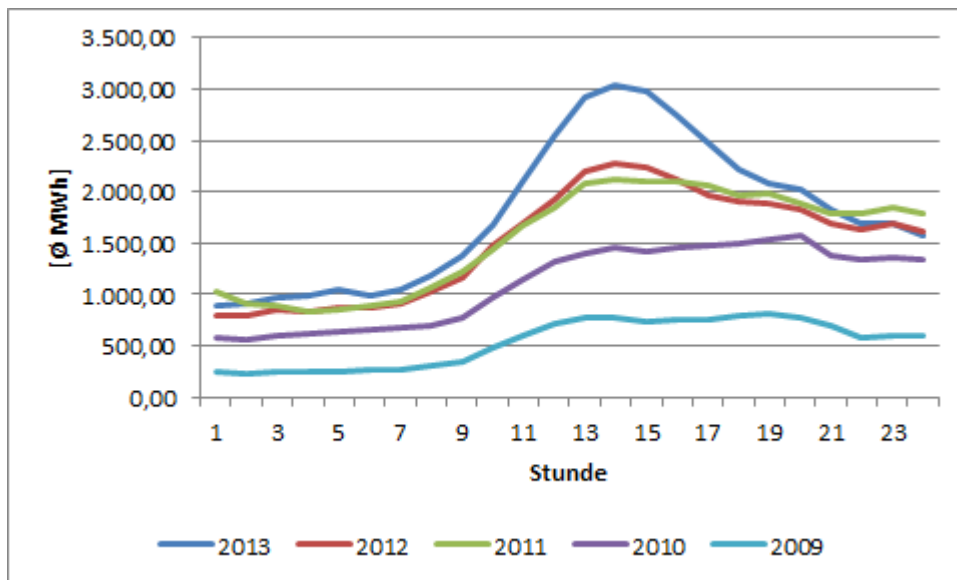


Abbildung 21: Durchschnittliche Handelsvolumina Intraday jeweils Jan-Sept
 Daten: EEX, eigene Darstellung: IZES

2.4.4 Kompatibilität mit einem steigenden Anteil von Erneuerbaren Energien

Die Kompatibilität mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien kann über die Bedeutung des Intraday-Handels für erneuerbare Energien diskutiert werden. Dabei sind vor allem fluktuierende erneuerbare Energien zu betrachten, da für sie die Unterschiede zwischen Day-ahead- und Intraday-Markt besonders gravierend sind und sich für steuerbare erneuerbare Energien keine besonderen Unterschiede im Vergleich zu konventionellen fossilen Kraftwerken ergeben.

Fluktuierende erneuerbare Energien unterliegen hinsichtlich ihrer exakten Erzeugung zu einem Zeitpunkt in der Zukunft Schwankungen. Werden Abweichungen aus der Prognose, die Grundlage für eine Vermarktung am Day-ahead-Handel war, und der kurzfristigeren Prognose innerhalb des Zeitfensters des Intraday-Handels festgestellt, so müssen die Fehlmengen vom Vermarkter am Intraday-Markt ausgeglichen werden. Für (private) Direktvermarkter ergibt sich dies aus der Notwendigkeit des ausgeglichenen Bilanzkreises und der Vermeidung von Ausgleichsenergie, für die Übertragungsnetzbetreiber als Treuhänder ist diese Pflicht in §1, Abs. 2 AusglMechAV kodifiziert.

Abweichend von generellen Prognosefehlern gibt es auch einen systemimmanenten Nachteil bei der FEE-Vermarktung, insbesondere der PV-Vermarktung. Dieser resultiert aus den zum Teil sehr steilen Gradienten der Erzeugungsleistung und der Vermarktung von Stundenmittelwerten am Day-ahead-Handel.

Der Effekt soll zunächst an einem willkürlich gewählten Beispiel, dem 21.05.2012, einem normalen Montag, aufgezeigt werden:

Dazu ist in Abbildung 22 die erwartete Einspeisung an Solarenergie je Viertelstunde (dunkelgrün) und die jeweiligen Stunden als Handelsgröße am Day-ahead-Markt aufgetragen sowie der Vollständigkeit halber die ex-post Einspeisung (grau). Für die Übertragungsnetzbetreiber, die den Großteil des PV-Stromes vermarkten, sind für die Vermarktung die Regelungen der AusglMechV sowie der AusglMechAV verbindlich.

Der für die vortägige Vermarktung maßgebliche §1 Abs. 1 AusglMechAV lautet:

„Über den vortägigen Spotmarkt einer Strombörse ist für jede Stunde des Folgetages die gemäß Vortagesprognose vorhergesagte Einspeiseleistung des nach § 16 oder § 35 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu vergütenden Stroms zu veräußern. [...]“

Die bedeutet, dass zunächst am Day-ahead-Markt der Mittelwert über die prognostizierten Viertelstunden einer Stunde veräußert werden muss - eine konstante Lieferung über den Zeitraum einer vollen Stunde. In der Folge ist der EEG-Bilanzkreis des

ÜNBs in den Stunden steigender Gradienten in den ersten zwei Viertelstunden unterdeckt (hellgrün) und in den letzten zwei Viertelstunden der Stunde überdeckt (dunkelgrün). Bei fallenden Gradienten sind Unter- und Überdeckung vertauscht.

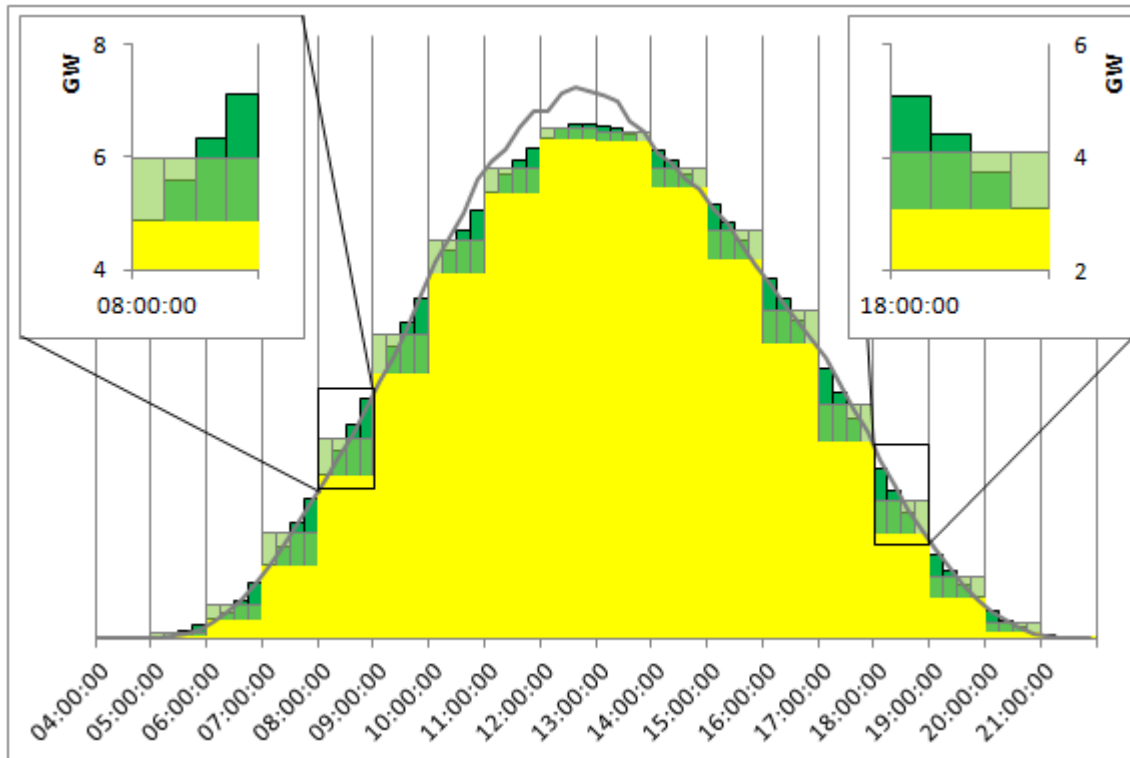


Abbildung 22: PV-Prognose am 21.05.2012

Daten: EEX, eigene Darstellung: IZES

Diese Information, insbesondere über die bereits in der Systematik der Solarstromerzeugung begründeten Gradienten, sind allen Marktteilnehmern bekannt, da die ÜNB gemäß §2 Abs.1 Nr. 1 die jeweiligen Vortagsprognosen bis 18 Uhr des Vortages veröffentlichen müssen.

Daraus folgend wissen alle Teilnehmer um die zwingend von den FEE-Vermarktern zu platzierenden Kauf- bzw. Verkaufsorders und können die Preise entsprechend in die jeweilige Richtung „treiben“, da es nur dann auch zu einem Handel kommt, wenn es auch entsprechende Gegengebote gibt, wobei das ‚Auf-Zeit-Spielen‘ eine höchst lohnende Strategie sein kann. Tabelle 2 zeigt die Preise der Viertelstunden von 08:00-9:00 Uhr sowie von 18:00-19:00 Uhr am 21.05.2012 des Beispiels aus Abbildung 22.

Von	bis	Weighted Average Price (EUR)
08:00	08:15	71,44
08:15	08:30	64,21
08:30	08:45	30,43
08:45	09:00	33,46
18:00	18:15	38,18
18:15	18:30	38,18
18:30	18:45	97,58
18:45	19:00	103,10

Tabelle 2: Intraday-Preise einzelner Viertelstunden am 21.05.2012

Daten: EEX

So waren die Preise zu Zeiten, in denen eine Unterdeckung zu erwarten war (zwischen 08:00-08:30 Uhr und 18:30-19:00 Uhr) – die PV-Vermarkter mussten kaufen – mehr als doppelt so hoch als die Preise zu Zeiten, in denen eine Überdeckung zu erwarten war (zwischen 18:00-18:30 Uhr) und die PV-Vermarkter verkaufen mussten.

Um zu überprüfen, ob es sich bei dem obigen Effekt um einen Einzelfall handelt, oder ob es sich um ein generelles Phänomen handelt, wurde wie folgt vorgegangen:

Es wurden für den Zeitraum 01.01.2012 bis 15.09.2013 alle Preise für die ersten sowie die letzten Viertelstunden einer Stunde am Intraday-Markt untersucht. Dabei wurden nur solche Preise berücksichtigt, zu denen auch gehandelt und in deren Lieferzeitraum eine PV-Einspeisung zu erwarten war. Um sonstige Preiseffekte zu eliminieren, wurden darüber hinaus nicht die absoluten Preise betrachtet, sondern nur die Abweichungen des mittleren Preises der Viertelstunde zum entsprechenden stündlichen, mittleren Preis. Diese Differenzpreise wurden anschließend mit der vierstündlichen Steigung der erwarteten PV-Einspeisung in Relation gesetzt.

Die Ergebnisse sind in Abbildung 23 für die Viertelstunden dargestellt, in denen eine Unterdeckung zu erwarten war. Der PV-Vermarkter (ÜNB) musste kaufen. Dabei zeigt die linke Grafik die ersten Viertelstunden bei steigenden und die rechte Grafik die letzte Viertelstunde bei fallenden Gradienten. Abbildung 24 zeigt analog die Fälle,

in denen eine Überdeckung zu erwarten war, der PV-Vermarkter musste verkaufen; links die letzte Viertelstunde bei steigenden und rechts die erste Viertelstunde bei fallenden Gradienten.

Ein Wert von +25 €/MWh bedeutet dabei, dass der Preis für diese Viertelstunde im Mittel um 25 € höher war, als der durchschnittliche Preis der gesamten Stunde.

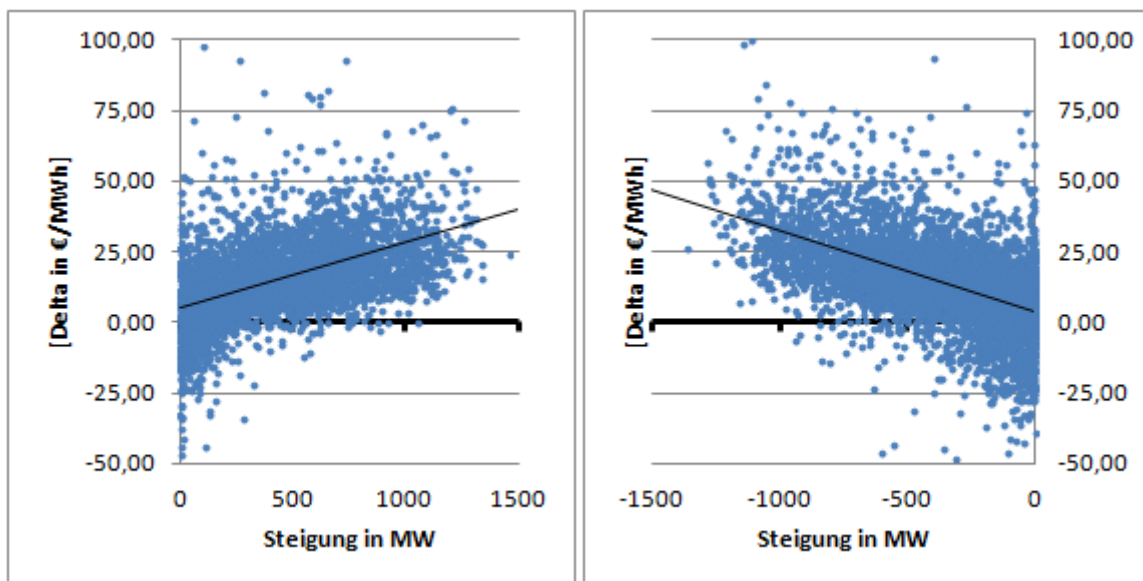


Abbildung 23: Systematische Unterdeckung und Preise Viertelstunden 2012-09/2013

Daten EEX, eigene Darstellung: IZES

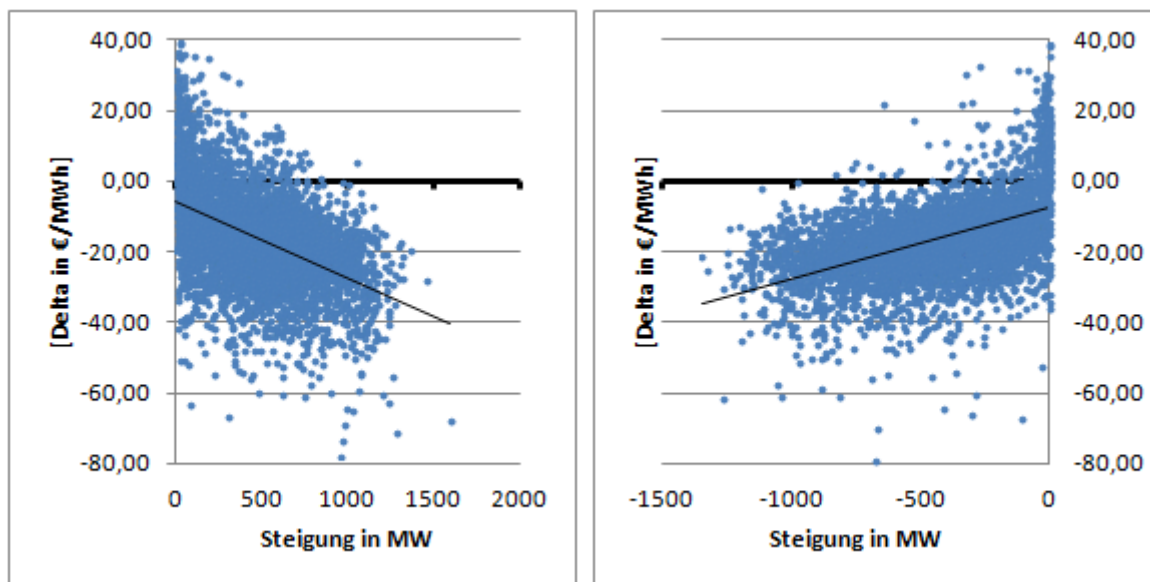


Abbildung 24: Systematische Überdeckung und Preise Viertelstunden 2012 – 09/2013
 Daten EEX, eigene Darstellung: IZES

Die Ergebnisse zeigen, dass sich die absolute Steigung der Gradienten umgekehrt proportional zu den Erlösen bzw. Kosten verhält. Oder anders ausgedrückt, je stärker die PV-Vermarkter erwartungsgemäß überdeckt sind, desto geringer ist ihr Erlös⁴⁷. Je stärker sie dagegen unterdeckt sind, desto höher sind ihre Kosten, um die Mittelwertabweichungen des stündlichen Verkaufs am Day-ahead-Markt auszugleichen. Zwar gibt es nicht unerhebliche, generelle Prognoseabweichungen, die Gradienten jedoch und damit der (gegenwärtig unvermeidliche) viertelstündliche Ausgleich, sind in der Tendenz ähnlich. Abbildung 25 zeigt die Gradienten der PV-Prognose sowie der ex-Post PV-Einspeisung für den Betrachtungszeitraum als Dauerlinie.

⁴⁷ Dabei kann dieser auch negativ werden, also Kosten verursachen

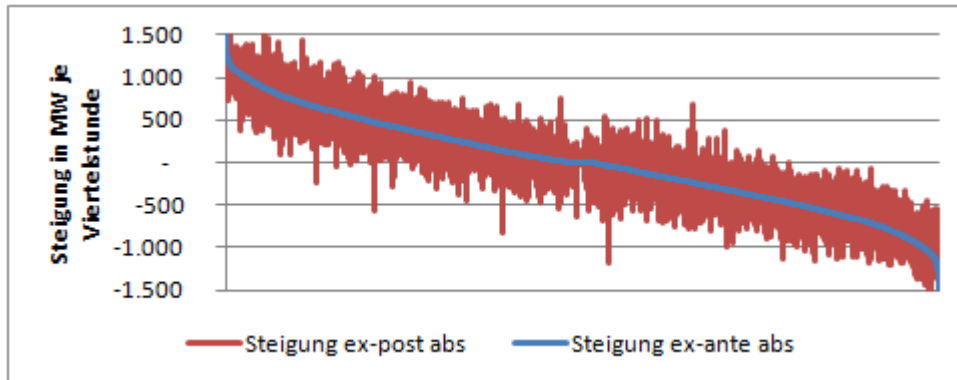


Abbildung 25: Steigung PV ex-ante und ex-post 2012-09/2013

Daten EEX, eigene Darstellung: IZES

Der dargestellte, systemimmanente Nachteil von PV-Anlagen durch den (notwendigen) Ausgleich der Gradienten im kontinuierlichen Intraday-Handel ist eine zwingende Folge aus der Konzeption der Märkte (Einheitspreisauktion auf Stundenbasis, kontinuierlicher Handel auf Viertelstundenbasis untertäglich), der Erzeugungsfunktion von FEE-Anlagen sowie der Marktintegration im allgemeinen. Dieser systemimmanente Nachteil der PV als sonnenstandsabhängige FEE ist gegenwärtig hauptsächlich durch einen Day-ahead-Handel auf viertelstündlicher Basis eingrenzbar.

Für Windkraft ist kein entsprechend enger Zusammenhang zu erwarten, da die Gradienten in einzelnen Stunden nicht ähnlich gut wie für PV vorhergesagt werden können. Vielleicht könnte es im Einzelfall möglich sein, durch einen Vergleich der day-ahead erwarteten Gradienten mit neuen Informationen zu Windverhältnissen für den Intraday-Handel nutzbare Differenzen auszumachen. Der Aufwand und die Unsicherheit bleiben dabei jedoch ungleich höher als bei PV.

2.5 Terminmärkte

2.5.1 Der nationale Markt (Öko-Institut)

Am Terminmarkt werden Stromlieferungen für die Zukunft gehandelt („Forward“-Kontrakte, als standardisierte Börsenprodukte auch „Futures“ genannt). An der Börse wird je nach Länge der Lieferperiode zwischen Year-, Quarter-, Month- und Week-Futures unterschieden. Darüber hinaus sind drei verschiedene Lastprofile handelbar (EEX 2012):

- **Baseload:** konstante Lieferrate während der gesamten Lieferperiode
- **Peakload:** konstante Lieferrate von Montag bis Freitag, jeweils zwischen 08:00 Uhr MEZ und 20:00 Uhr MEZ
- **Off-Peak:** konstante Lieferrate von Montag bis Freitag, jeweils zwischen 20:00 Uhr MEZ und 08:00 Uhr MEZ, sowie durchgehend Samstag und Sonntag.

Grundsätzlich werden auf dem Terminmarkt Kontrakte gehandelt, die jeweils 1 MW umfassen (EEX 2012). Diese Kontrakte können maximal für 6 Jahre in der Zukunft gehandelt werden (EEX 2012).

Am Terminmarkt findet standardmäßig nur eine finanzielle Erfüllung statt. Wenn gewünscht kann jedoch zusätzlich auch eine physische Erfüllung gewählt werden. (EEX 2012). Am Terminmarkt wird demnach im Normalfall die Preisdifferenz zwischen dem Wert des Terminkontraktes und dem Preis am Spotmarkt ausgezahlt oder, beim Sonderfall der physischen Erfüllung, das Produkt tatsächlich geliefert. Meistens ist der Preis am Terminmarkt höher als am Spotmarkt. In diesem Fall bekommt der Verkäufer bei der finanziellen Erfüllung des Terminkontraktes die Differenz zwischen dem Preis am Terminmarkt und dem Spotmarkt ausgezahlt. Die Differenz muss vom Käufer gezahlt werden. Für den Käufer ist das akzeptabel, da er frühzeitig Preissicherheit erhält und sich gegen höhere Preise abgesichert hat. Beispiel: Ein Kraftwerksbetreiber hat im Jahr 2011 einen Baseload-Future für das Jahr 2012 zum Preis von 56 €/MWh an einen Stromhändler verkauft. Im Jahr 2012 wird ein durchschnittlicher Spotpreis von 43 €/MWh erreicht. In diesem Fall bekommt der Kraftwerksbetreiber vom Stromhändler den Differenzbetrag von 13 €/MWh für jede Stunde, die der Kontrakt umfasst, ausgezahlt.

Die Erfüllung von Year- und Quarter-Futures erfolgt durch Kaskadierung. Dies bedeutet, dass ein langfristiger Futurekontrakt drei Börsentage vor Beginn der Lieferperiode in mehrere gleichwertige Futurekontrakte mit kürzerer Lieferperiode umgewandelt wird. Ein Year-Future wird also umgewandelt in drei Month-Futures für die ersten drei Monate sowie in drei Quarter-Futures, welche den Rest der Lieferperiode abdecken. Diese Quarter-Futures werden ebenfalls vor Beginn ihrer Lieferperiode in

Month-Futures umgewandelt. Month-Futures kaskadieren nicht weiter, sondern werden in der Regel am Ende des Liefermonats finanziell abgerechnet. Dies bedeutet, dass im oben genannten Beispiel dem Kraftwerksbetreiber das erste Mal am Ende des Monats Januar 2012 Geld ausgezahlt wurde. Er erhält 9672 € (13 €/MWh mal 31 Tage mal 24 Stunden (=744 Stunden)). Wenn er seinen Strom am Spotmarkt verkauft hat, erhält er insgesamt durch die Erlöse vom Spotmarkt und aus dem Termin Geschäft einen Erlös von 56 €/MWh.

2.5.2 Aktuelle Marktergebnisse (Öko-Institut)

In Abbildung 26 ist die Preisentwicklung für Grundlaststrom mit Lieferung im Folgejahr (Base Front Year Future) am Terminmarkt der EEX aufgezeigt. Diese Preisentwicklung entspricht sehr gut den kurzfristigen Grenzkosten eines älteren Steinkohlekraftwerks (mit einem Wirkungsgrad von etwa 34 %). Die kurzfristigen Grenzkosten eines Steinkohlekraftwerkes bestimmen sich in erster Linie aus den Kosten für Steinkohle und CO₂-Zertifikate. Die kurzfristigen Grenzkosten werden in Abbildung 26 als gelbe Linie dargestellt. Da die Strompreise für eine Grundlaststromlieferung (dargestellt als rote Linie in Abbildung 26) sich insbesondere seit dem Jahr 2008 parallel zu den kurzfristigen Grenzkosten bewegen, kann ein älteres Steinkohlekraftwerk als Preis setzende Erzeugungseinheit betrachtet werden.

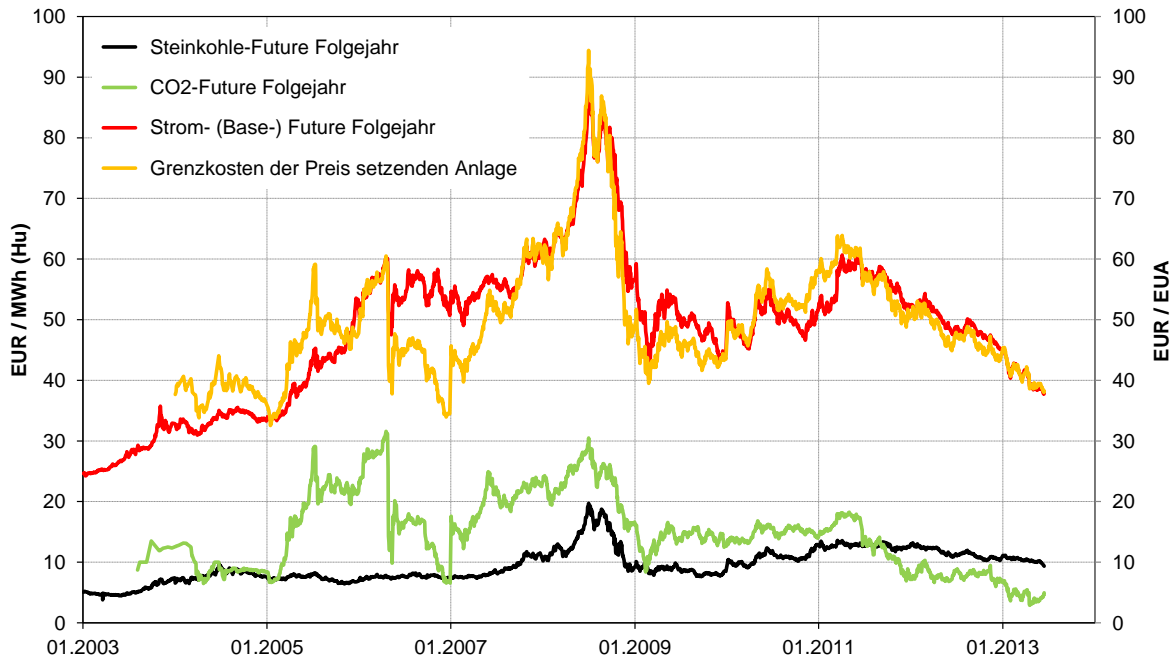


Abbildung 26: Marktinteraktionen für Brennstoffpreise sowie der Preise für Emissionsberechtigungen und Base-Stromlieferungen – Erklärung der Preisbildungsmechanismen

Quelle: EEX o.J.b, McCloskey, Energate, EvoMarkets, Berechnungen: Öko-Institut

Die Preisentwicklung am Terminmarkt für Strom kann mit Blick auf die gezeigten Interaktionen in folgende Phasen unterteilt werden:

- Im Jahr 2005 ist vor dem Hintergrund der Einführung des Emissionshandels eine erste Lernphase zu beobachten. Die Preise am Terminmarkt können anfangs noch nicht komplett mit den kurzfristigen Grenzkosten eines Steinkohlekraftwerkes erklärt werden, ab Ende 2005 hingegen können die im Strommarkt beobachteten Preise für Base-Lieferungen gut erklärt werden.
- In der Folge des Zusammenbruchs der CO₂-Preise ab Mitte 2006 und im Verlauf des Jahres 2007 sinken die kurzfristigen Grenzkosten des als Preis setzend angenommenen Steinkohlekraftwerkes zwar massiv ab, ein entsprechendes Absinken der Strompreise am Terminmarkt ist jedoch nicht zu beobachten. Da auch andere Erklärungsmodelle – wie z.B. eine stärkere Rolle von Erdgaskraftwerken im Bereich der Preis setzenden Kraftwerke – die Preisentwicklungen nicht besser erklären können, kann mit Blick auf das Marktmachtpotenzial der großen Stromerzeuger diese (Zwischen-) Phase als „Gaming“-Phase bezeichnet werden.

Seit 2008 lassen sich die Preise am Terminmarkt tendenziell und fast durchgängig mit dem kurzfristigen Grenzkosten eines älteren Steinkohlekraftwerkes erklären. Dies betrifft dabei sowohl die Phase massiv sinkender Preise für Steinkohle und CO₂-Emissionsberechtigungen als auch die Periode, in der Preise für Base-Lieferungen vor allem wegen der steigenden Steinkohlenpreise angestiegen sein dürften sowie den seit Sommer 2011 zu beobachtenden massiven Rückgang der Terminmarktpreise für Strom, die sich maßgeblich auf die zusammenbrechenden Preise für CO₂-Zertifikate zurückführen lassen dürften. Insgesamt kann so spätestens seit Anfang 2008 die historische Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten für Strom auf Basis der Preistrends für Steinkohle und Emissionsberechtigungen tendenziell gut erklärt werden.⁴⁸

Eine etwas komplexere Entwicklung ist auf den Terminmärkten für Peak-Kontrakte zu beobachten. In der Abbildung 27 ist die Preisentwicklung für Spitzenlaststrom mit Lieferung im Folgejahr (Peak Front Year Future) am Terminmarkt der EEX dargestellt, in der versucht wird, die Peak-Strompreisentwicklung durch einen Mix aus Preis setzenden Steinkohle- und Erdgasblöcken zu erklären. Unterstellt man für diesen Mix Anteile von jeweils 50 % für ein älteres Steinkohlekraftwerk (Nutzungsgrad 34 %) sowie ein älteres Erdgaskraftwerk (Nutzungsgrad 35 %), so lassen sich die kurzfristigen Grenzkosten eines solchen Mixes aus den Kosten für Steinkohle, Erdgas und CO₂-Zertifikate ermitteln (vergleiche Abbildung 27). Auch hier wurden zur Sicherung der Datenkonsistenz jeweils die Preise für Lieferungen im Folgejahr verwendet.

Die Preisentwicklung am Terminmarkt für Strom kann mit Blick auf die gezeigten Interaktionen in folgende Phasen unterteilt werden:

- Seit Anfang 2008 bis zur Mitte des Jahres 2011 sowie phasenweise auch für die Jahre 2005 und 2006 können die im Strommarkt beobachteten Preise für Peak-Lieferungen gut mit dem o.g. Mix der kurzfristigen Kosten eines älteren Steinkohlekraftwerks und eines älteren Erdgasblocks erklärt werden. Während der Wirtschaftskrise im Jahr 2009 ist jedoch zu beobachten, dass die stark gesunkenen

⁴⁸ An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass sich das hier verwendete Erklärungsmodell nicht für die Berechnung der CO₂-Einpreisung im Strommarkt für die Kompensation der stromintensiven Industrie eignet. Die hier gemachten Beobachtungen legen nahe, dass durch die Merit-Order-Effekte der erneuerbaren Energien tendenziell Gaskraftwerke verdrängt werden, was dazu führt, dass Steinkohlekraftwerke mit höheren CO₂-Emissionen stärker die Preise am Strommarkt bestimmen. Trotz durch Merit-Order-Effekte sinkende Strompreise für die stromintensive Industrie würde also die CO₂-Einpreisung und damit die Kompensation für die stromintensive Industrie steigen. Eine aus dieser Logik folgende höhere Kompensation wäre jedoch nur zu rechtfertigen, wenn sich die stromintensive Industrie auch an der Zahlung der EEG-Umlage beteiligt.

Brennstoff- und CO₂-Preise sich nicht ganz in der Senkung der Peak-Preise am Großhandelsmarkt niedergeschlagen haben. Gleichwohl bleibt der Erklärungswert der oben spezifizierten Modellannahme für die Preis setzenden Kraftwerke auch für diese Phase vergleichsweise hoch.

- Seit Mitte 2010 sind die Preise am Terminmarkt für Peak-Lieferungen jedoch deutlich (und zunehmend) niedriger als mit dem o.g. Erklärungsmodell ableitbar. Ab Mitte 2010 muss also ein neues Erklärungsmodell für die Strompreisentwicklung der Peak-Terminlieferungen gefunden werden. Ein wesentlicher Ansatzpunkt ergibt sich dabei aus der Tatsache, dass sich im Sommer 2010 erstmals die Folgen des massive Ausbaus der Photovoltaik-Kraftwerke an den Strommärkten zeigten, die installierte Leistung der Photovoltaik erreichte zu diesem Zeitpunkt erstmals Werte von mehr als 10 GW.

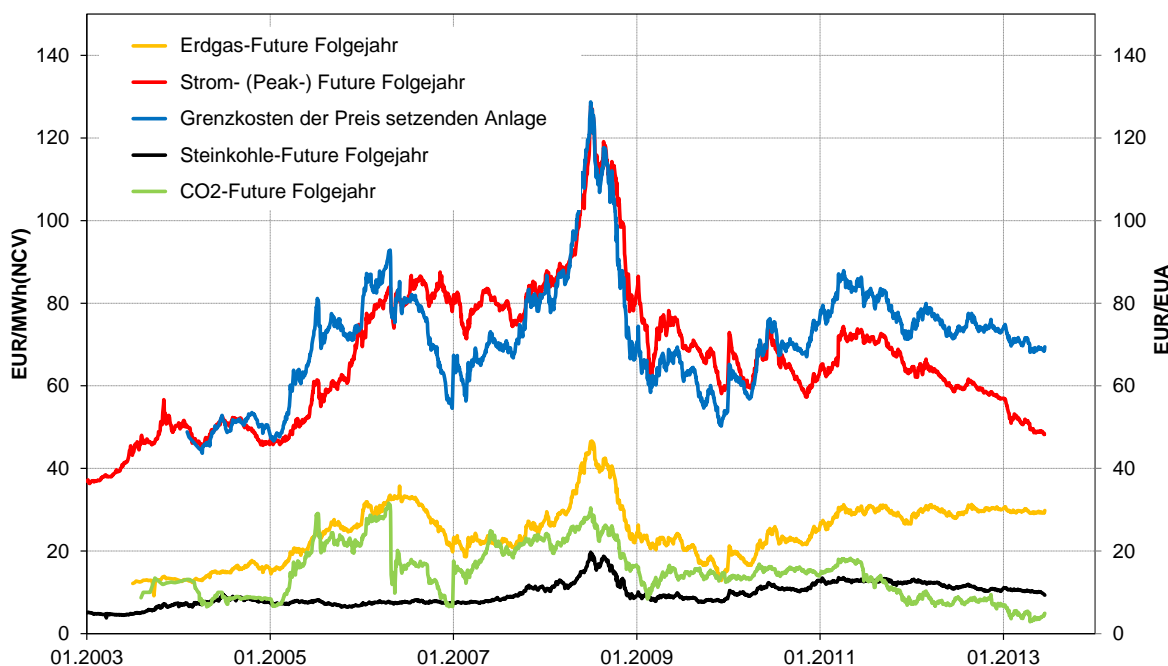


Abbildung 27: Marktinteraktionen für Brennstoffpreise sowie der Preise für Emissionsberechtigungen und Peak-Stromlieferungen Erklärung der Preisbildungsmechanismen bis Mitte 2010 (50 % Steinkohle, 50 % Erdgas)

Quelle: EEX o.J.b, McCloskey, Energate, EvoMarkets, Berechnungen: Öko-Institut

Photovoltaikanlagen verdrängen nach dem Merit-Order-Modell tendenziell Strom aus (teureren) Erdgaskraftwerken. Dies bedeutet für die Preisbildung des Peaks, dass ein Ausbau der Photovoltaik tendenziell den Anteil der Steinkohle an der Preisbildung erhöht und den Anteil von Erdgas an der Preisbildung für Peak-Lieferungen

zurückdrängt, sich also die Preisbildung im Peak-Bereich tendenziell der für Base-Produkte annähert. Aufgrund der jahreszeitlichen Einspeisecharakteristik der Photovoltaik wird dies im Sommer stärker der Fall sein als im Winter.

In Abbildung 28 ist ein entsprechend angepasstes Erklärungsmodell für Peak-Terminlieferungen dargestellt, das vor allem durch einen höheren Anteil von (älteren) Steinkohlenblöcken an der Preisbildung für Peak-Stromlieferungen gekennzeichnet ist. Es wird deutlich, dass die Preisbildung für Peak-Stromlieferungen ab Mitte 2010 gut mit den kurzfristigen Grenzkosten eines Preis setzenden Anlagenparks erklärt werden kann, der sich aus einem Anteil von 75 % Steinkohlen- sowie von 25 % Erdgaskraftwerken zusammensetzt. Seit Anfang 2013 sinkt der Preis der Peak-Terminlieferungen weiter. Im Juni 2013 lässt sich der Preis für Peak-Stromlieferungen durch einen Mix von 85 % Steinkohle- und 15 % Erdgaskraftwerken abbilden.

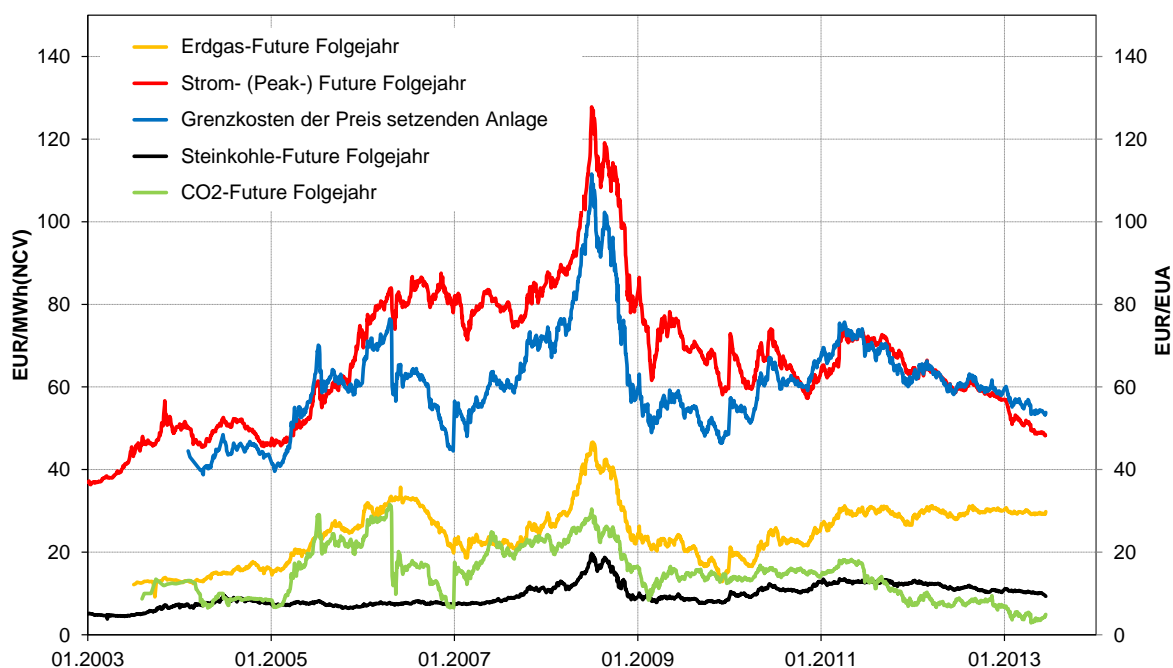


Abbildung 28: Marktinteraktionen für Brennstoffpreise sowie der Preise für Emissionsberechtigungen und Peak-Stromlieferungen – Erklärung der Preisbildungsmechanismen ab Mitte 2010 (75 % Steinkohle; 25 % Gas)

Quelle: EEX o.J.b, McCloskey, Energate, EvoMarkets, Berechnungen: Öko-Institut

Die Preisdifferenz, die durch diese Verschiebung des Anteils preisbildender Kraftwerkstypen erklärt werden kann, beträgt im Jahr 2010 und in der Hälfte des Jahres 2011 ca. 10 €/MWh und steigt bis Mitte 2013 auf ca. 20 €/MWh. Unter Maßgabe der

Annahme, dass sich diese Differenz vor allem aus dem massiven Ausbau der Solarstromerzeugung ergibt, lässt sich als Zwischenfazit festhalten, dass sich am Terminmarkt für Peak-Lieferungen Merit-Order-Effekte in dieser Größenordnung eingestellt haben können.

In Abbildung 29 ist die Preisentwicklung für Strom am Terminmarkt und am Spotmarkt der EPEX/EEX dargestellt. Für den Terminmarkt beziehen sich die Angaben auf eine Lieferung im Folgejahr, für den Spotmarkt beziehen sich die Angaben auf eine Lieferung im aktuellen Jahr.⁴⁹ Im Jahr 2008 wurden Höchstwerte der Preisentwicklung erreicht, seit dem Jahr 2009 bewegen sich die Preise am Strommarkt parallel. Der Einbruch der Preise nach 2008 ist in erster Linie auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung und die niedrigen CO₂-Preise zurückzuführen. Dies gilt auch für die niedrigen Strompreise in 2006 (vgl. hierzu die Preisentwicklungen für Steinkohle, Erdgas und CO₂ in Abbildung 27).

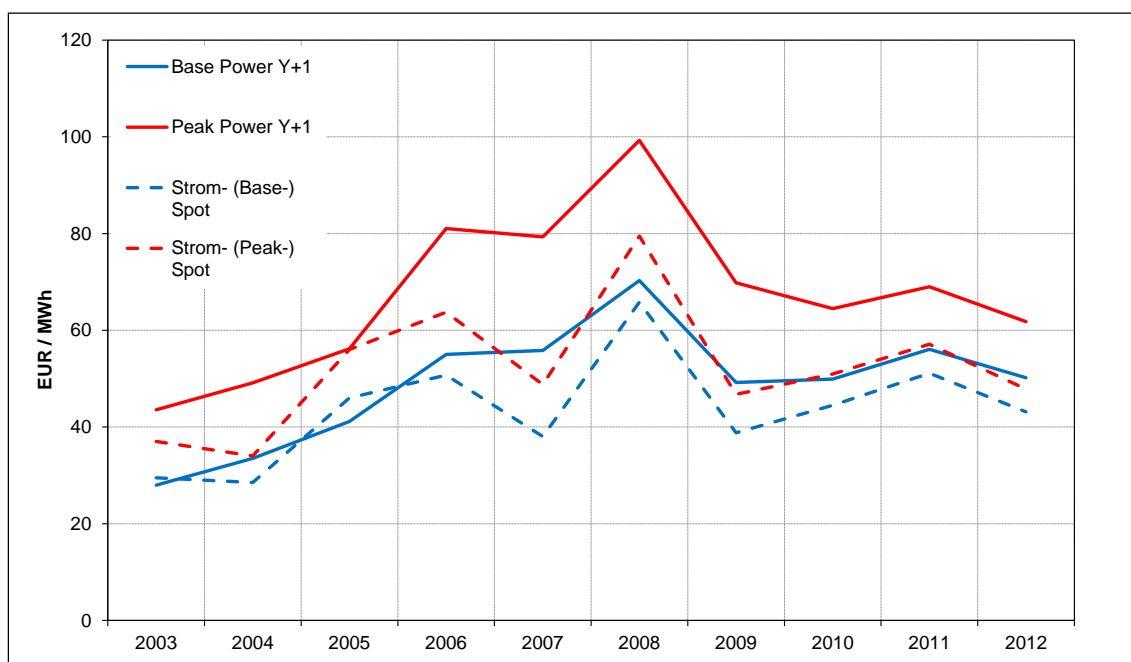


Abbildung 29: Entwicklung der Strompreise am Spot- und Terminmarkt, 2003 bis 2012

Quelle: EEX o.J., Berechnungen: Öko-Institut

Seit 2011 sind wieder sinkende Strompreise zu beobachten (vergleiche auch Abbildung 29). Im Durchschnitt des Jahres 2011 wurde der Base-Kontrakt für das Folge-

⁴⁹ Für das Jahr 2012 wurde der Durchschnitt der verfügbaren Daten von Januar bis September zu Grunde gelegt.

jahr noch mit 56 €/MWh gehandelt, im Jahr 2012 nur noch mit 50 €/MWh. Anfang 2013 war der Base-Kontrakt für das Folgejahr auf 45 €/MWh gesunken. Für Peak-Lieferungen ist der Rückgang noch deutlicher, im Jahr 2011 wurde der Peak-Kontrakt für das Folgejahr noch mit 69 €/MWh gehandelt, im Jahr 2012 nur noch mit etwa 62 €/MWh. Anfang 2013 war der Peak-Kontrakt für das Folgejahr auf 57 €/MWh gesunken.

Ab 2006 liegen die Preise am Terminmarkt systematisch über den Spotmarkt-Preisen. Dies ist zum einen durch den für Termingeschäfte charakteristischen Risikoaufschlag zu erklären, zum anderen wirken die Merit-Order Effekte der erneuerbaren Energien stärker auf dem Spotmarkt, so dass ein bedeutender Anteil der Preisunterschiede zwischen Terminmarkt und Spotmarkt auf die Merit-Order Effekte der erneuerbaren Energien zurückzuführen ist.

2.5.3 Kompatibilität mit steigenden Anteilen fluktuierender Energien (IZES)

Für Erzeugung aus steuerbaren Erneuerbaren Energien, die eine vorausschauend planbare Erzeugung zulassen, besteht kein Unterschied zur Nutzbarkeit und Wirkung von Terminmärkten im Vergleich zu fossilen Kraftwerken. FEE weisen jedoch eine besondere Kostenstruktur auf, und ihre Erzeugung ist dargebotsabhängig. Inwieweit daraus ein systematischer Nachteil bei der Terminvermarktung ihrer Stromerzeugung entsteht und mit welchen Designelementen man diesem Problem begegnen könnte, wird im Folgenden diskutiert.

2.5.3.1 Besonderheiten der FEE-Anlagen

Die kosteneffiziente Zusammensetzung des Kraftwerksparks ist von der Kostenstruktur der verfügbaren Kraftwerkstechnologien sowie der zeitlichen Schwankung der aggregierten Stromnachfrage innerhalb eines Marktgebietes abhängig. Geht man von einer ständigen Verfügbarkeit der Kraftwerke⁵⁰, einer gegenwärtig faktischen Nicht-Speicherbarkeit von elektrischer Energie sowie vollständiger Information über die Kostenparameter der Kraftwerkstechnologien (fixe und variable Kosten) und der Jahreslastkurve aus, lassen sich mit Hilfe der screening-curve-Methode

⁵⁰ Die ständige Verfügbarkeit kann z. B. durch periodische Wartungsarbeiten oder unerwartete Ausfälle nicht gegeben sein. Unberücksichtigt bleiben ebenfalls technische Flexibilitätseinschränkungen wie z. B.. Mindestleistungen, die Geschwindigkeit möglicher Lastwechsel sowie ineffiziente Energieumwandlung während Lastwechsel (vgl. De Jonghe 2011).

(siehe Stoff 2002, S. 44 f.) approximativ die optimale installierte Leistung und die Vollbenutzungsstunden der verfügbaren Technologien pro Jahr bestimmen (siehe Abbildung 30).⁵¹ Auf die Kostenparameter beschränkt würden FEE-Technologien die Charakteristika der Technologie A besitzen, die von hohen Fixkosten und sehr niedrigen (bis nahe Null) Grenzkosten geprägt ist. Der verbreiteten Klassifizierung zufolge würde es sich demnach um Grundlastkraftwerke handeln.

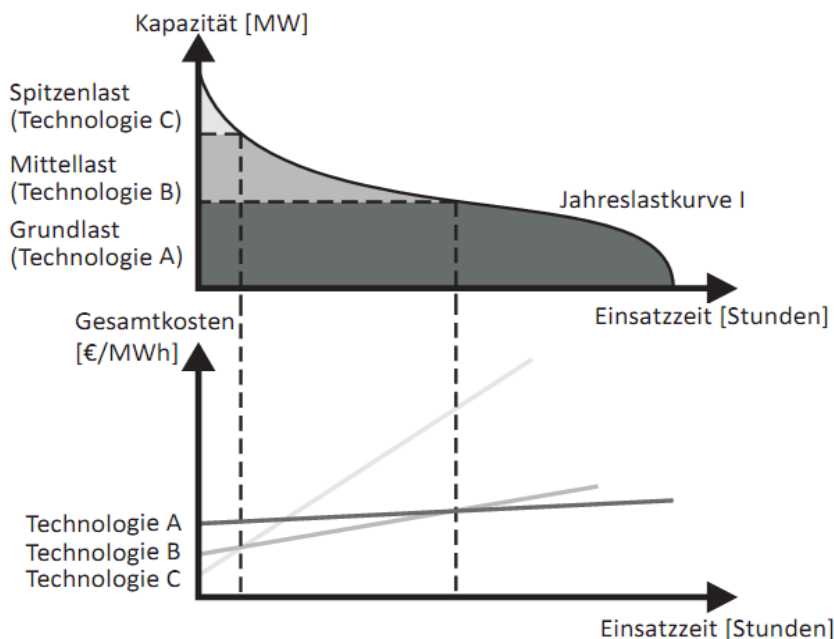


Abbildung 30: Optimaler Kraftwerkspark in Abhängigkeit der Kostenstruktur und der Jahreslastkurve⁵²

Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken unterscheiden sich FEE-Technologien jedoch grundsätzlich in einer zentralen Eigenschaft: Ihre Fähigkeit zur Stromerzeugung ist abhängig vom natürlichen Windaufkommen bzw. der Sonneneinstrahlung und somit nicht ständig verfügbar. Dem zu folge lassen sich mit der dargestellten Methode weder die optimale installierte Leistung, noch die optimale Einsatzzeit (Vollbenutzungsstunden) für FEE bestimmen bzw. abschätzen.

⁵¹ Stoff (2002, S. 44) weist darauf hin, dass die Methode für den Fall, dass die Endverbraucher überwiegend nicht auf die Preissignale des Großhandels reagieren können, d.h. die Nachfrage sehr unelastisch ist, eine gute Abschätzung über den optimalen Kraftwerkspark ermöglicht. Ansonsten ergibt sich aufgrund der Nachfragerreaktionen auf den Strompreis und der hier folgenden unterschiedlichen Lastkurve ein Zirkel-effekt.

⁵² Modifizierte Abbildung von Liebau (2012, S. 15).

Eine Weiterentwicklung des screening-curve-Ansatzes um eine dargebotsabhängige Technologie ist jedoch durch den Abzug der FEE-Stromerzeugung von der Jahreslastkurve sowie die Berücksichtigung technischer Flexibilitätsrestriktionen der konventionellen Kraftwerke möglich (vgl. De Jonghe 2011 für die Berücksichtigung von Windenergie). Anhand der Residualjahreslastkurve lässt sich nach dieser Methode der optimale, flankierende konventionelle Kraftwerkspark bestimmen. De Jonghe (2011) kommt nicht unerwartet zu dem Ergebnis, dass ein hoher Anteil an Windenergie einerseits zu einer deutlichen Reduzierung der Investitionen in unflexible Grundlastkraftwerke, andererseits zu einer deutlichen Erhöhung der Investitionen in flexible Mittel- und Spitzenlastkraftwerke führt und somit langfristig zu einer dementsprechenden Veränderung des Kraftwerksparks.

Dieser langfristige Trend wird mittelfristig jedoch durch die bestehenden Märkte im Elektrizitätssektor ausgebremst. FEE-Anlagen, die bereits installiert und betrieben werden, stehen im Konflikt mit dem grenzkostenorientierten Prinzip des Energy-Only-Markts. Im Folgenden werden Thesen aufgestellt, weshalb FEE in einem grenzkostenorientierten Sektordesign systematische Nachteile erfahren und vor dem Hintergrund der angestrebten Systemtransformation entsprechende Marktregeln geändert werden sollten.

2.5.3.2 These 1: Die Stromerzeugung aus FEE-Anlagen hat systematische Nachteile bei der Terminvermarktung

Der Leistungskredit⁵³ von FEE-Anlagen wird als sehr gering eingeschätzt. Ketterer (2012, S. 4) geht nach einer Auswertung mehrerer Quellen von einem Leistungskredit für Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland von 6 % der installierten Leistung aus. Ackermann et al. (2013, S. 122 f.) sehen aus einer konservativen Sicht einen Leistungskredit von 0 % für PV in Deutschland (sowie innerhalb der EU) als angemessen an.⁵⁴ In den Zeiten mit sehr hoher Last kann also nicht davon ausgegangen werden, dass FEE-Anlagen Strom erzeugen und somit einen Teil regelbarer Kraftwerksleistung verzichtbar machen.

⁵³ Unter dem Leistungskredit von FEE-Anlagen wird allgemein deren Beitrag zur erforderlichen bzw. angemessenen Erzeugungskapazität innerhalb eines Elektrizitätsversorgungssystems verstanden. Zur Quantifizierung des Leistungskredits verschiedener Technologien existieren mehrere Methoden (Amelin 2009).

⁵⁴ Gleichzeitig betonen sie jedoch auch, dass dieser deutlich über diesem Wert liegen kann, falls hohe Lastsituationen verstärkt in Zeiten hoher Sonneneinstrahlung fallen (Ackermann et al. 2013, S. 127).

Demnach bietet selbst ein großes Anlagenportfolio an Windanlagen ein sehr geringes Potential für eine langfristige Vermarktung des Windstroms in Form einer Bandlieferung, die zum Lieferzeitpunkt auch physisch mit hoher Wahrscheinlichkeit aus der dargebotsabhängigen Erzeugung besteht. Für PV-Anlagen hingegen ist eine Bandlieferung aufgrund der Nachtstunden ohne ergänzende Erzeugungs- oder Speicherkomponenten unmöglich, was nur eine Teilmenge der Terminprodukte überhaupt sinnvoll macht.⁵⁵

Ein Bandprodukt auf der Basis von FEE-Anlagen ist nur durch eine Kombination mit regelbaren konventionellen Kraftwerken und/oder Speichern vorstellbar. Die Kosten für ein solches Produkt ergeben sich aus den Stromgestehungskosten der FEE-Anlagen, den Kosten für die Stromerzeugung aus konventionellen Anlagen während der Zeit ohne FEE-Erzeugung sowie ggf. den Kosten für die Einspeicherung von FEE-Strom in Zeiten, in denen diese über der Bandlieferung liegen bzw. der Ausspeicherung bei einer Unterdeckung. Vereinzelt gibt es bereits Beispiele für die Terminvermarktung der Stromerzeugung eines Kraftwerkparks, der teilweise aus Windenergieanlagen besteht. Konkurrenzfähig werden solche Produkte allerdings primär durch die Befreiung von der EEG-Umlage und der Ökosteuern (sowie ggf. weitere Steuern und Abgaben, vgl. Asseln 2011).⁵⁶

Grundsätzlich ist die Einbindung von FEE-Strom in ein Terminprodukt auf zwei Arten denkbar.

1. **Direkt (Option 1):** Der verfügbare FEE-Strom aus eigenen Anlagen wird in jedem Fall maximal möglich für die physische Glattstellung des Terminprodukts direkt genutzt. Die Residuallast wird durch sonstige Kraftwerke und Speicher erbracht, welche entweder direkt im Kraftwerkportfolio des Anbieters vorhanden sind, oder über kurzfristige Märkte dazugekauft werden.
2. **Indirekt (Option 2):** Die physische Glattstellung wird primär durch vorhandene konventionelle Kraftwerke des Anbieters geleistet. Der preissenkende Effekt von FEE-Strom wird indirekt in Zeiten hoher Einspeisung und geringer Last ausgenutzt, indem man sich zu einem niedrigen Preis unterhalb der Grenzkosten des eigenen Kraftwerkportfolios auf den kurzfristigen Märkten eindeckt und die Stromerzeugung der eigenen Kraftwerke reduziert.

⁵⁵ Neben einer reinen Bandlieferung sind viele weitere Terminprodukte denkbar. Zur besseren Veranschaulichung der systematischen Benachteiligung der FEE hinsichtlich einer Terminvermarktung wird jedoch nur die reine Bandlieferung betrachtet.

⁵⁶ Der Preis von ‚Asselner Windstrom‘ musste zum 01.01.2013 in der Höhe der ab diesem Zeitpunkt fälligen EEG-Umlage erhöht werden (<http://www.windpark-lichtenau-asseln.de/>).

Der Hauptunterschied der beiden Möglichkeiten liegt in dem zusätzlichen Risiko der Option 1 im Vergleich zu Option 2. Der Anbieter eines Terminproduktes nach Option 1 kann keinen Einfluss auf seine FEE-Erzeugung nehmen, trägt daher die Risiken der Dargebotsabhängigkeit:⁵⁷

- Es kann nicht genau vorhergesagt werden, wie hoch die FEE-Stromerzeugung während des Zeitraums des Liefervertrags tatsächlich ist. Der Anbieter trägt daher ein hohes Mengenrisiko.⁵⁸
- Es kann nicht vorhergesagt werden, ob der FEE-Strom in Zeiten mit einem hohen Spotmarktpreis anfällt oder nicht. Dies ist von Bedeutung, da der Spotmarktpreis den Referenzpreis für die Preisfindung ‚klassischer‘ Terminprodukte (des Typs 2) darstellt (d.h. für den Anbieter der Option 2 bildet der Spotmarktpreis die Opportunitätskosten ab, aufgrund derer er eine ‚make-or-buy‘-Entscheidung trifft).
- Die Dargebotsabhängigkeit der FEE bedeutet gleichzeitig, dass nicht vorhergesagt werden kann, welche Mengen zu welchem Preis für die Deckung der Residuallast (Bandlieferung minus FEE-Einspeisung minus eigene Kraftwerke) an den kurzfristigen Märkten eingekauft werden bzw. durch eigene regelbare Kraftwerke erzeugt werden muss.

Letztendlich entscheidet der Preis für ein Terminmarktprodukt nach Option 1 oder Option 2, welches Produkt nachgefragt bzw. überhaupt erst angeboten oder aus dem Markt gedrängt wird.

Da sich die FEE-Anlagen im Besitz eines Anbieters der Option 1 befinden, hat dieser die Möglichkeit, den dargebotsabhängigen Strom direkt zur physischen Glatstellung zu nutzen und von den Grenzkosten der Stromerzeugung nahe Null zu profitieren. Dieser Vorteil muss größer sein, als der Vorteil für Anbieter 2, dessen Kraftwerkportfolio zwar die höheren Grenzkosten im Vergleich zu den FEE-Anlagen aufweisen, aber aufgrund der Steuerbarkeit seiner Anlagen keinem, oder nur einem sehr geringen Mengenrisiko ausgesetzt ist. Zudem kann er sich je nach Preis auf den kurzfristigen Märkten durch eine make-or-buy-Entscheidung optimieren und indirekt von dem dort veräußerten FEE-Strom profitieren (siehe Abbildung 31). Gleichzeitig darf der Nachteil von Option 1, sich in Zeiten ohne FEE-Stromerzeugung (Mengenri-

⁵⁷ Sonstige politische Risiken, wie das Außerkraftsetzen bestimmter Ausnahmeregelungen für die Direktvermarktung von FEE-Stromerzeugung werden hier nicht berücksichtigt.

⁵⁸ Perspektivisch ist aufgrund der unmittelbaren Wetterabhängigkeit der FEE-Stromerzeugung eine stärkere Absicherung mittels Wetterderivaten denkbar.

siko) an den Großhandelsmärkten einzukaufen und dort stets einem hohen Preisrisiko ausgesetzt zu sein, nicht größer sein, als der Vorteil des direkten Zugriffs auf die günstige FEE-Stromerzeugung. Ob der Preis für ein Terminprodukt nach Option 1 niedriger liegt als der von Option 2, hängt ab:

- von der Differenz zwischen den Grenzkosten der Stromerzeugung aus FEE und aus konventionellen Kraftwerken. Je höher die Menge der Stromerzeugung aus FEE bzw. je höher die variablen Kosten (größtenteils Brennstoffkosten und CO₂-Preise) der konventionellen, desto stärker können die Anbieter einer Option 1 von der Differenz profitieren.
- vom Preis- und Risikoaufschlag des Anbieters einer Option 1 auf ihr Terminprodukt aufgrund der Unsicherheit zum einen über die Menge über den in Option 1 notwendigen, selbst erzeugten Stroms (Preis ist bis zu einem gewissen Maß bekannt) und zum anderen über die Menge und den Preis des kurzfristig gekauften Residualstroms (hier sind Menge und Preis größtenteils unbekannt).
- vom Merit-Order-Effekt auf den kurzfristigen Märkten, von dem der Anbieter eines Terminprodukts der Option 2 profitieren kann und dies in seinen Angebotspreis mit einkalkulieren wird. Je höher der Merit-Order-Effekt, desto stärker kann ein Anbieter der Option 2 davon profitieren. Ein Anbieter der Option 1 kann im Gegensatz dazu nicht vom Merit-Order-Effekt profitieren, da er tendenziell dann seinen Residualstrom von den Kurzfristmärkten kaufen muss, wenn die allgemeine FEE-Stromerzeugung sehr niedrig ausfällt (siehe Abbildung 31).

Überwiegt der Vorteil der sehr niedrigen Stromerzeugungsgrenzkosten der FEE nicht deutlich die genannten Nachteile, wird bei gleichen Risikopräferenzen der unterschiedlichen Anbieter das Terminprodukt nach Option 1 von Option 2 aus dem Markt gedrängt.

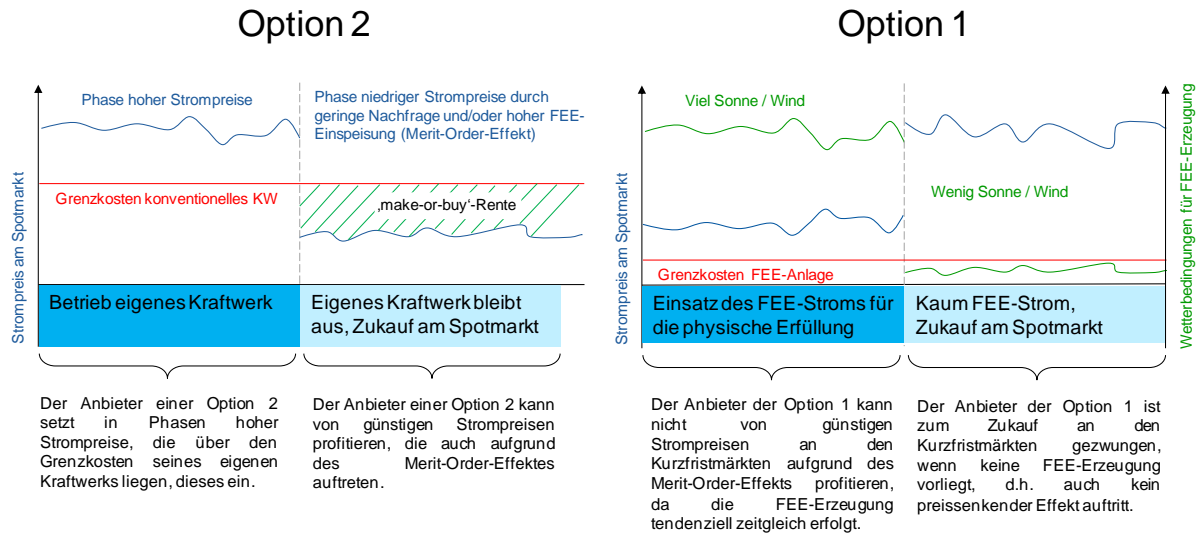


Abbildung 31: Beschaffung auf den Kurzfristmärkten

Quelle: eigene Darstellung

Es lässt sich festhalten, dass Betreiber von FEE-Anlagen im Gegensatz zu Betreibern konventioneller Anlagen nicht vom Merit-Order-Effekt auf den Kurzfristmärkten profitieren können. Ein Grund hierfür ist, dass die gesamte, technologiespezifische FEE-Erzeugung tendenziell zu ähnlichen Zeiten anfällt. FEE-Anlagen erfahren demnach einen systematischen Nachteil in der Terminvermarktung ihrer Stromerzeugung.

Die Strombörse EEX hat einen Terminkontrakt für die sonnenreichen Mittags- und frühen Nachmittagsstunden (10-16 Uhr) eingeführt. Dies ist als Reaktion auf die preissenkenden Effekte der PV-Einspeisung zu interpretieren. Der sogenannte ‚Sonnen-Future‘ soll als Absicherungsprodukt gegen das Risiko auf Preis und Erzeugung dienen, ausgelöst durch den Verkauf von PV-Strom auf den kurzfristigen Märkten. Ein solches Produkt entspricht dem klassischen Ansatz nach dem Modell der Option 2, also für die Risikoabsicherung eines ‚klassischen‘ Produkts gegen den Merit-Order-Effekt. Dieser Marktreaktion zufolge wird nach derzeitigem Stand Option 2 der Option 1 vorgezogen. Der „Sonnenfuture“ kann auf der einen Seite flexiblen konventionellen Kraftwerken dazu dienen, die Stunden mit relativ hohen Preisen zwischen peak-Zeiten und Sonnenfuture-Zeiten auszunutzen, indem sie Peak-Produkte kaufen und Sonnenfuture verkaufen. Auf der anderen Seite könnte aufgrund des definierten Zeitraums von 10-16 Uhr eine Terminvermarktung von PV-Strom perspektivisch ermöglicht werden.

Ob zukünftig Option 1 die wirtschaftlich attraktivere werden kann, hängt von den beschriebenen Faktoren ab. Aufgrund der massiven Mengen- und Preisrisiken sowie der beschriebenen systematischen Benachteiligung muss dies jedoch selbst vor dem Hintergrund der stetig steigenden Erzeugung aus FEE-Anlagen deutlich in Frage gestellt werden.

2.5.3.3 These 2: Die Möglichkeit konventioneller Grundlastkraftwerke zur längerfristigen Vermarktung verlangsamt die Systemtransformation

Ein großer Teil der theoretisch möglichen Stromerzeugung von konventionellen Kraftwerken, insbesondere von solchen mit hohen Fix- und niedrigen variablen Kosten („Grundlastkraftwerke“), ist bereits langfristig veräußert bzw. preislich abgesichert, entweder über OTC-Termingeschäfte oder über den börslichen, finanziellen Terminmarkt. Diese Kraftwerke nutzen die kurzfristigen Märkte ausschließlich für eine Optimierung der bereits getätigten Termingeschäfte – insbesondere über make-or-buy-Entscheidungen - oder für den Verkauf der noch nicht veräußerten Stromerzeugungskapazitäten.

Treffen nun eine hohe FEE-Einspeisung und eine niedrige Nachfrage zusammen, wird ein konventioneller Erzeuger, der bereits seine Stromerzeugung zu einem längerfristig fixierten Preis veräußert hat, auf dem Spotmarkt als Nachfrager mit einer maximalen Zahlungsbereitschaft in Höhe seiner eigenen Grenzkosten (inkl. Kosten für Fahrweise in ineffizienter Lasthöhe und Opportunitätskosten durch sonstige Vermarktungsmöglichkeiten) auftreten. Durch technische Restriktionen (Mindestlaufleistung, ineffiziente Fahrweise bei Lastwechseln etc.) sind aber eben gerade solche Kraftwerkstypen mit einer hohen langfristigen Absicherung besonders inflexibel. Die Kosten dieser Inflexibilität eines Teils des Kraftwerks/Kraftwerkportfolios können so hoch sein, dass dieser trotz einer hohen FEE-Einspeisung und niedriger Nachfrage, d.h. bei Spotmarktpreisen deutlich unterhalb seiner eigenen variablen Kosten, weiterhin Strom erzeugt und auf dem Spotmarkt entsprechend bietet. Für diese Strommengen erhält der Kraftwerksbetreiber den im Termingeschäft vereinbarten Preis.

Dadurch wird ein Teil der Nachfrage durch unflexible konventionelle Kraftwerke beliefert, obwohl ein hohes Angebot an FEE-Strom vorliegt. Das dadurch entstehende Signal eines sehr niedrigen Spotmarktpreises, das eine hohe Nachfrage nach flexibler Erzeugung widerspiegelt, kommt also bei den langfristig abgesicherten Kraftwer-

ken nicht oder nur stark verzögert an.⁵⁹ Im Gegensatz dazu profitieren diese sogar durch die Substitution der eigenen Stromerzeugung durch den günstigen Stromeinkauf am Spotmarkt, soweit dies ihre eingeschränkte Flexibilität erlaubt. Negative Preise im Day-Ahead-Handel der EEX haben gezeigt, dass der Reservationspreis von inflexiblen Kraftwerken sogar negativ werden kann.⁶⁰ Betreiber von FEE-Anlagen hingegen haben ohne fixe Vergütung oder sonstige arbeitsbezogene Prämien sowie ohne ein Einspeise- und Abnahmerecht stets einen minimalen Verkaufspreis von annähernd Null.

Wie in These 1 erläutert, haben konventionelle Kraftwerke große Vorteile bei der längerfristigen Vermarktung ihrer Stromerzeugung. Kraftwerke mit einer bereits erfolgreich abgeschlossenen, mehrjährigen Preisabsicherung können in diesem Zeitraum vom Merit-Order-Effekt profitieren, falls dieser beim Geschäftsabschluss nicht (in voller Höhe) berücksichtigt wurde. Darunter leiden in Form niedriger oder sogar negativer Börsenpreise die übrigen, begrenzt flexiblen Kraftwerke ohne eine langfristige Preisabsicherung. Gleichzeitig erhöhen sich die EE-Differenzkosten. Infolge dessen steigt die EEG-Umlage und die Chancen einer profitablen Direktvermarktung von (F)EE-Strom sinken. Die langfristige Vermarktung unflexibler konventioneller Kraftwerke bzw. ein Vermarktungszwang für FEE-Anlagen kann demnach der angestrebten Systemtransformation entgegenwirken.

2.5.3.4 Fazit

Die fluktuierenden Erneuerbaren Energien zeichnen sich durch ihre dargebotsabhängige Stromerzeugung aus. Da diese technologiespezifisch tendenziell zu ähnlichen Zeiten anfällt, kann ein systematischer Nachteil bei der Terminvermarktung entstehen. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken können die FEE nicht von Differenzen zwischen Spot- und Terminmarkt profitieren, da diese teilweise selbst von der FEE-Erzeugung verursacht werden. Zusätzlich muss ein Terminprodukt auf FEE-Basis über den Zukauf auf dem Spotmarkt glattgestellt werden, falls die FEE-Erzeugung hierfür nicht ausreichend ist.

Die Möglichkeit der Preisabsicherung für inflexible konventionelle Kraftwerke über den Terminmarkt reduziert zudem den Druck für eine Beseitigung der Inflexibilität.

⁵⁹ Eine höhere Flexibilität würde für die noch unflexiblen Kraftwerke in den Zeiten hoher FEE-Einspeisung höhere Gewinne bedeuten, da mehr Eigenleistung abgeregelt und zu niedrigen oder negativen Preisen an der Börse hinzugekauft werden kann.

⁶⁰ Dies gilt vor allem für Anlagen mit sehr hohen An- und Abfahrkosten, KWK-Anlagen mit einer Wärmelieferungspflicht und Anlagen, die Systemdienstleistungen zur Aufrechterhaltung der Netzfrequenz liefern.

Dieser ist jedoch für eine fortschreitende Systemintegration wünschenswert und könnte durch eine Aufrechterhaltung eines Einspeisevorrangs für FEE geleistet werden.

2.6 Zusammenfassung zu Großhandelsmärkten

Durch die Analyse der Großhandelsmärkte für Strom konnten Designprobleme identifiziert werden, die bei einer Marktintegration erneuerbarer Energien zu unerwünschten Ergebnissen führen können. Diese treten besonders im Zusammenspiel verschiedener Märkte auf und betreffen besonders fluktuierende erneuerbare Energien.

Der zentrale Großhandelsmarkt ist der Day-ahead-Markt, da auf dessen Ergebnissen die Terminmärkte basieren und der Intraday-Markt als ein Markt aufgefasst werden kann, auf dem Ergebnisse des Day-ahead-Markts auf Basis aktueller Informationen korrigiert und in der zeitlichen Auflösung genauer an die Erfordernisse des Bilanzkreiswesens angepasst werden können.

Für Veränderungen auf dem Day-ahead-Markt ist die zunehmende Integration der europäischen Märkte zu beachten, die über ein Market Coupling erfolgt. Das Market Coupling erfordert weitgehend ähnliche Rahmenbedingungen der beteiligten Börsen. Zum Beispiel muss der Termin, bis zu dem Gebote eingestellt werden können, abgestimmt werden. Anpassungen der Regeln für den Day-ahead-Markt erfordern deshalb eine Abstimmung und Kooperation mit den mit Deutschland über ein Market Coupling direkt und indirekt verbundenen Ländern, insbesondere mit Dänemark, den Beneluxstaaten, Frankreich und der Schweiz⁶¹.

Eine bessere Funktionsfähigkeit der international gekoppelten Day-ahead-Märkte und bessere Möglichkeiten einer EE-Vermarktung können erreicht werden, indem Transparenzpflichten bezüglich der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung erweitert und international abgestimmt werden. Dabei sollte eine täglich aktualisierte Angabe der Prognose und der realen Einspeisung aus den diversen Arten von Stromerzeugungstechnologien verpflichtend werden. Diese Daten sollten sowohl kumuliert als auch getrennt nach den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern angezeigt werden. Dies könnte gemäß den gegenwärtig veröffentlichten Transparenzdaten der EEX oder z.B. des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE geschehen. Diese Aufgabe könnte von ENTSO-E übernommen werden.

⁶¹ Zum 17.05.2014 sollen nun auch Spanien und Portugal voll in ein Market Coupling mit der EPEX eingebunden werden.

Die Vermarktungsbedingungen auf dem Day-ahead-Markt können für fluktuierende Erneuerbare verbessert werden, indem die spätest mögliche Gebotserstellung näher an die gehandelten Erfüllungszeiträume herangerückt wird, da dann eine höhere Prognosegüte zu erreichen ist. Gegenwärtig tritt hier ein Zeitraum von bis zu 36h auf. Der Day-ahead-Handel könnte dazu in einen kürzerfristigen „Block-ahead-Handel“ umgewandelt werden. Diese Auktionen könnten an die Gradienten der Verbraucherlast sowie der PV-Erzeugung ausgerichtet werden. In einer ersten Etappe könnten zumindest drei tägliche Handelsblöcke eingeführt werden: Eine abendliche Auktion der Stunden von 00:00-10:00 Uhr, eine dem neuen Sun-Peak der EEX entsprechende Auktion der Stunden von 10:00-16:00 Uhr und eine dritte tägliche Auktion für den Zeitraum von 16:00-00:00 Uhr. Innerhalb des ersten Blocks könnten dann weitere ‚Unter-Blöcke‘ für die Zeiträume von 06:00-10:00 Uhr und von 16:00-20:00 Uhr geschaffen werden. Dies entspräche dem sich wandelnden Preisprofil am Day-ahead-Markt, in dem sich die zukünftigen Peak-Zeiten tendenziell am Morgen und am Abend abzeichnen, während die Tagesstunden von 10:00-16:00 Uhr tendenziell ebenso wie die heutigen Nachtstunden die ‚Off-Peak-Zeiträume‘ darstellen werden.

Besonders wichtig ist auf dem Day-ahead-Markt eine Verkürzung der Länge des minimalen Erfüllungszeitraums von einer Stunde auf eine Viertelstunde. Für eine solche generalisierte Umsetzung eines viertelstündlichen Day-ahead-Handels sprechen mehrere wichtige Argumente:

- Die gehandelten Mengen könnten besser an schnell wechselnde fluktuierende Einspeisung, und hier vor allem die mit ‚steilen Gradienten‘ ansteigenden oder fallenden PV-Mengen innerhalb eines Tages, angepasst werden.
- Dies käme auch thermischen Kraftwerken zu Gute, die ihre gehandelte Mengen ebenfalls besser an geplante steigende oder abnehmende Leistung anpassen können. Dadurch können sie Differenzen zwischen den vereinbarten, stündlichen Lieferverpflichtungen auf dem Day-ahead-Markt und der Bilanzierung in viertelstündlicher Auflösung vermeiden, die zusätzlichen Intraday-Handel erfordern oder Ausgleichsenergie notwendig machen würde. Ein viertelstündlicher Handel würde hier Abhilfe schaffen (vgl. Weißbach, 2009, S. 40f.).
- Schließlich könnte ein viertelstündlicher Spotmarkthandel mehr flexiblen Lasten den Eintritt in den Strommarkt (sowohl auf Anbieter- als auch auf Nachfrageseite) erleichtern.
- Auf dem Intraday-Markt ist bereits ein viertelstündlicher Handel möglich. Aus der Diskrepanz zum stündlichen Handel ergeben sich Gewinnmöglichkeiten auf Kosten der PV-Vermarktung. Diese entsteht durch die gut vorhersagbaren

deutschlandweiten Gradienten der PV-Einspeisung: Mit dem stündlichen Handel auf dem Day-ahead-Markt können dort nur stündliche Durchschnitte der PV-Erzeugung verkauft werden. Bei einem z.B. steigenden Gradienten wird dann in den ersten beiden Viertelstunden einer Stunde zu viel verkauft in den weiteren Viertelstunden zu wenig. Da Erzeuger verpflichtet sind, ihren viertelstündlichen Bilanzkreis auszugleichen, müssen PV-Anlagenbetreiber oder deren Vermarkter dann in den ersten beiden Viertelstunden auf dem Intraday-Markt entsprechend kaufen, in den anderen beiden Viertelstunden verkaufen. Dieses Muster kann vorhergesagt werden und zu entsprechenden Preisgeboten der erforderlichen Marktpartner führen. Die Daten deuten darauf hin, dass dieses Muster in der Tat ausgenutzt wird. Dadurch verteuert sich die Vermarktung von PV-Anlagen. Abhilfe schafft eine Einführung eines viertelstündlichen Handels auf dem Day-ahead-Markt.

Negative Preise auf dem day-ahead-Markt als Folge einer Marktintegration erneuerbarer Energien können eine Systemintegration verlangsamt, da der EE-Vorrang (für direkt vermarktete EE) verloren geht und der Druck über negative Preise auf Flexibilisierungen des konventionellen Kraftwerksparks als geringer einzuschätzen ist als z.B. bei einer Wälzung der EE-Strommenge. Insofern zeigt sich bei den gegenwärtigen Regelungen ein Konflikt zwischen einer Systemintegration und einer Marktintegration. Für EE ist dabei die Frage, ob und gegebenenfalls wie man einen Vorrang sichern kann, ohne die Belastungen der Umlagenzahler durch negative Preise zukünftig merklich zu erhöhen, sofern mehr Stunden und/oder betragsmäßig höhere negative Preise auftreten sollten. Insbesondere stellt sich dabei die Frage, wie man eine Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke voranbringt, die bei negativen Preisen einspeisen, ohne dass diese Einspeisung für die Erhaltung der Systemicherheit erforderlich wäre. Eine Antwort auf diese Fragen ist nicht so sehr im Marketdesign, sondern in der Gestaltung der Finanzierungsmechanismen für erneuerbare Energien zu suchen. Grundsätzlich können auch ergänzende Mechanismen entwickelt werden, die bei einer Marktintegration erneuerbarer Energien den Druck zur Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke aufrechterhalten⁶².

Bei einer Terminvermarktung haben die fluktuierenden Erneuerbaren Energien einen systematischen Nachteil im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken. Dieser resultiert aus ihrer dargebotsabhängigen Stromerzeugung, die technologiespezifisch tendenziell zu ähnlichen Zeiten anfällt und die Spotpreise beeinflusst, z.B. in Zeiten hoher Einspeisung senkt. Deshalb können FEE nicht im vergleichbaren Umfang wie

⁶² Ein solcher Mechanismus wird z.B. in IZES et al. (2013b, S.70ff.) skizziert.

konventionelle Kraftwerke von Differenzen zwischen Spot- und Terminmarkt profitieren, da sie diese teilweise selbst verursachen. Diese systematische Benachteiligung kann durch Änderungen des Marktdesigns von Terminmärkten nicht behoben werden und ist bei einer gewünschten Marktintegration von FEE in Kauf zu nehmen.

3 Erlösperspektiven fluktuierender Stromerzeugungstechnologien in den Stromgroßhandelsmärkten

Nachdem im vorigen Kapitel die Wirkung des Designs der Großhandelsmärkte auf die Vermarktung von Erzeugung aus erneuerbaren Energien diskutiert wurde und dabei überwiegend kurzfristige Vermarktungsentscheidungen betrachtet wurden, sollen nun langfristige Entscheidungen, also Investitionsentscheidungen, von potentiellen EE-Anlagenbetreibern behandelt werden. Deren Abhängigkeit von den Großhandelsmärkten ist für die weitere Entwicklung der Systemtransformation von großer Bedeutung, da sie den zukünftigen Bestand an EE-Anlagen und dessen Eigenschaften mitbestimmen. Deshalb werden nun die Erlösperspektiven in den Großhandelsmärkten und deren Wirkung auf die Technik- und Standortwahl untersucht. Beide Entscheidungen beeinflussen zukünftige Anforderungen an Netze und Anforderungen zur Lastsicherung.

Das Kapitel fokussiert dabei auf Windenergie und Photovoltaik als die Energieträger, die das größte Zubaupotenzial in der Bundesrepublik Deutschland aufweisen und damit zentral für eine erfolgreiche Energiewende sind. Darüber hinaus sind für diese Energieträger aufgrund der dargebotsabhängigen Erzeugung die Reaktionsmöglichkeiten eingeschränkt. Um diese Möglichkeiten von Investoren genauer erfassen zu können, wird Potentialen zur Erhöhung der Erlöse aus den Großhandelsmärkten besondere Aufmerksamkeit gewidmet.

Entsprechend ist das Kapitel aufgebaut. Nach einer kurzen Einleitung zu FEE-Investitionsentscheidungen im Allgemeinen, werden die Erlösperspektiven auf Großhandelsmärkten auf Basis gegenwärtiger Daten diskutiert. Anschließend werden die Möglichkeiten von FEE-Investoren, die Erlösperspektiven zu verbessern, getrennt für Fotovoltaik und Windkraft diskutiert.

3.1 Grundlegendes zu börsenpreisbasierten FEE-Investitionsentscheidungen (IZES)

Zur Frage, wie zukünftige Börsenpreise die Investitionsentscheidung in eine bestimmte Anlage einer FEE-Technologie in verschiedenen Ausführungen an verschiedenen Standorten beeinflussen können, kann die Investitionsrechnung eines einzelnen potentiellen Betreibers als Ausgangspunkt gewählt werden. Geht man zur Illustration und als Vorbereitung für die weitere Diskussion von perfekten Vorhersagen aus, dann berechnet der potentielle Anlagenbetreiber den Barwert pro installierter Leistung für alternative Techniken und Standorte über die Lebenszeit der Anlage.

Dabei stellt er Investitions- und Wartungskosten den Erlösen aus einem Verkauf der Erzeugung in hoher zeitlicher Auflösung jeweils auf den Gegenwartswert diskontiert gegenüber und wählt die Kombination, die den höchsten Barwert liefert.

Für die Erlöse werden dabei – bei angenommener Vermarktung über die Börse – die Day-ahead-Preise in stündlicher Auflösung sowie die jeweils dazugehörige Erzeugung benötigt. Hinzu kommen auf der Erlösseite Einnahmen aus einem Refinanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien, der eine Anreizwirkung durch Einbezug der Börsenpreise aufrechterhält.

Aus dieser Skizzierung einer börsenpreisabhängigen Investitionsentscheidung in eine FEE-Anlage ergeben sich unmittelbar einige Fragen:

- 1) Welche Informationen kann ein einzelner Investor haben, und welche Randbedingungen muss er beachten?
- 2) Wie wirkt die Börsenpreisabhängigkeit, wenn die gesamte FEE-Branche ihm unterworfen ist?
- 3) Welche Möglichkeiten einer Wahl von Technik und Standort hat er?
- 4) Welche zusätzlichen Erlöse bieten sich ihm?
- 5) Wie gut kann er sein Geschäftsmodell finanzieren?

Während die Fragen 1) und 2) unmittelbar folgend allgemein behandelt werden, werden die Fragen 3) bis 5) für PV und Wind in den Abschnitten 3.3 und 3.4 spezifisch betrachtet.

Der Börsenpreis muss in hoher zeitlicher Auflösung über die Lebensdauer der Anlage geschätzt werden, wobei allerdings weit in der Zukunft liegende Erlöse aufgrund der Diskontierung relativ gering gewichtet sein können. Die Entwicklung des durchschnittlichen Börsenpreises und dessen Volatilität hängt offensichtlich von einer Vielzahl von schwer zu prognostizierenden Faktoren ab, worunter auch zukünftige politische Entscheidungen fallen: z.B. die Preisentwicklung für Steinkohle und Erdgas sowie von CO₂-Zertifikaten, die Entwicklung des fossil-nuklearen Kraftwerksparks, aber auch die Nachfrage nach elektrischer Energie. Im Vergleich zu regelbaren Anlagen unterliegen FEE dem zusätzlichen Risiko der Dargebotsabhängigkeit sowie vermutlich sinkender relativen Marktwerte aufgrund des Merit-Order-Effekts, die wiederum stark vom Zubau der FEE-Technologien selbst abhängen (vgl. Hirth 2013, Kopp et al. 2013 und folgenden Abschnitt). Mithin ist für einen Investor in eine FEE-Technologie in besonderem Maße der zukünftige Zubau eben dieser Technologie besonders relevant für das zu erwartende wirtschaftliche Ergebnis.

Durch eine Orientierung der Investitionen am Börsenpreis soll eine bedarfsgerechte Erzeugung finanziell vorteilhaft werden. Eine Anlage erzeugt definitionsgemäß be-

darfsgerechter elektrische Energie als eine Referenzanlage, wenn die Vermarktung des Stroms einen höheren (relativen) Marktwert erreicht. Je nach Ausgestaltung des Refinanzierungsinstruments wird also ein einzelner Anlagenbetreiber bestrebt sein, einen möglichst hohen (relativen) Marktwert zu erreichen. Dabei stehen den durchschnittlich höheren Erlösen mögliche Zusatzkosten für technische Maßnahmen zur Veränderung des Leistungsprofils sowie mögliche geringere Energiejahreserträge entgegen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass sogenannte First-Mover-Vorteile für Anlagen, welche als erste erfolgreiche Anpassungen ihres Leistungsprofils vornehmen können, nur temporär zu erwarten sind und sich anfängliche Optimierungsvorteile sukzessive egalisieren, je mehr Erzeuger diese Einspeiseanpassung vornehmen. Der Merit-Order-Effekt kann dadurch zwar zeitweise in seiner Höhe reduziert, jedoch nicht vermieden werden. Der Effekt des stetig sinkenden relativen Marktwertes der FEE-Technologien tritt solange auf, wie eine hohe Korrelation der FEE-Einspeisung von Anlagen innerhalb einer Technologie, die Abhängigkeit von Wind- und Sonnendargebot sowie eine preisunelastische Stromnachfrage bestehen. Insofern ist die Rückwirkung der Kombination einzelner betriebswirtschaftlicher Entscheidungen über die Spotmarktpreise auf die zukünftigen Anreize im besonderen Maße problematisch. Derartige Rückwirkungen werden in den folgenden Abschnitten nicht betrachtet, in denen energieträgerspezifisch für PV und Wind die aktuelle technische und finanzielle Perspektive möglicher Reaktionen auf eine Großhandelsvermarktung untersucht werden. Als Hintergrund wird vorab die aktuelle Entwicklung der Marktwerte diskutiert.

3.2 Aktuelle Entwicklung der Marktwerte für Wind und PV (IZES)

Der wesentliche Anteil, der auf den Teilmärkten des Stromsektors erzielbaren Erlöse von FEE-Anlagen, wird auf dem Day-ahead-Markt erzielt oder hängt – z.B: bei Vermarktung auf dem Terminmarkt oder Intraday-Markt – von den gegenwärtigen oder erwarteten Preisen dieses Marktes ab. Deshalb wird auf diesen Markt fokussiert.

Die Vermarktungsgüte einzelner Energieträger bzw. Technologien am Day-ahead-Markt wird häufig mittels des ‚relativen Marktwertes‘ bemessen. Dieser orientiert sich an den markträumenden Preisen des Day-ahead-Marktes und setzt die spezifischen Vermarktungspreise der betrachteten Kraftwerksart in Beziehung zum durchschnittlichen Börsenpreis (siehe Formel 1). Konkret wird die Einspeisung der zu untersuchenden Technologie zu jedem Zeitpunkt mit dem jeweiligen Börsenpreis multipliziert. Die Produkte werden dann über den zu betrachten Zeitraum addiert und durch die Summe der Einspeisungen geteilt, wodurch sich ein technologiespezifisch erzielter durchschnittlicher Börsenpreis über den gewählten Zeitraum ergibt. Dieser wird in

Relation zum durchschnittlichen Börsenpreis im Betrachtungszeitraum gesetzt. Das Ergebnis zeigt den Faktor, um den die technologiespezifischen Verkaufserlöse vom durchschnittlichen Börsenpreis im Betrachtungszeitraum abweichen (vgl. Sensfuß und Ragwitz 2011).

$$\text{rel. Marktwert} = \frac{\sum(\text{spez. Einspeisevolumen} * \text{Börsenpreis zur Einspeisezeit})}{\sum \text{spez. Einspeisevolumen}} \bigg/ \frac{\sum \text{Börsenpreis über Betrachtungszeitraum}}{\sum \text{Stunden über Betrachtungszeitraum}}$$

Formel 1: Berechnung des relativen Marktwertes

In Abbildung 32 ist dargestellt, wie sich die durchschnittlichen jährlichen Marktwerte für verschiedene Technologiegruppen im Verlauf der vergangenen drei Jahre entwickelt haben. Besonders hervorzuheben ist das deutliche Absinken des Marktwertes für Photovoltaik von 114 % in 2010 auf 95 % in der ersten Hälfte des Jahres 2013. In 2010 erzielte Photovoltaik überdurchschnittlich Marktwerte, da die Stunden hoher Einspeisung zeitlich mit den Tagespreisspitzen korrelieren. Durch den rapiden Ausbau der PV-Kapazitäten und die Zunahme der Einspeisemengen wurden diese Preisspitzen deutlich reduziert (siehe auch Abbildung 34). Auch die Marktwerte für durch Windkraftanlagen erzeugten Strom sind in den letzten Jahren gesunken.

Im Fall der Marktwerte für konventionell erzeugten Strom ist hingegen ein entgegengesetzter Trend zu beobachten: Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien am Strommix sinkt die Auslastung konventioneller Kraftwerke. Der Einsatzbereich dieser Kraftwerke verschiebt sich tendenziell von einem Grundlastbetrieb hin zu einem Betrieb, bei dem vermehrt in Stunden mit hoher Nachfrage und entsprechend hoher Preise erzeugt wird. Hier ist zu betonen, dass ein Anstieg der Marktwerte keinesfalls mit einem Anstieg der Erlöse gleichgesetzt werden kann, da sich die Erzeugungsmenge und der durchschnittliche Börsenpreis ebenfalls verändern.

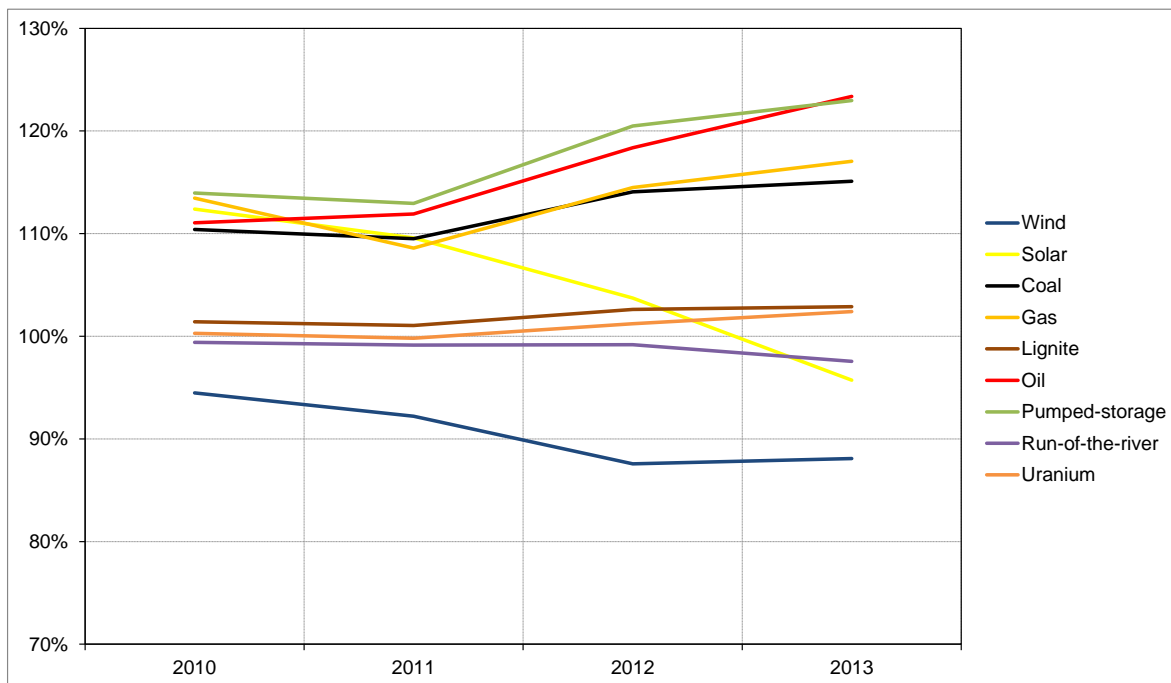


Abbildung 32: Entwicklung der relativen Marktwerte aller Energieträger 2010 bis 2013 (Daten bis 27.09.2013) zur Basis des Börsendurchschnittspreises

Quelle: EEX o.J., EPEX Spot, Berechnung und Darstellung: IZES

In Abbildung 33 ist die Entwicklung der monatlichen, relativen Marktwerte von Wind und PV für die Jahre 2010 bis August 2013 dargestellt. Dabei wird eine nahezu durchgehende Abnahme des Marktwertes für Photovoltaik deutlich, speziell in den Sommermonaten. Der starke PV-Zubau von 7,6 GW im Jahr 2012 (bei einer Ende 2012 gesamtinstallierten Leistung von 32,4 GW) könnte diese Abnahme mit eben dargelegter Begründung zu großen Teilen erklären und erneut indizieren, dass der Zubau von FEE-Anlagen die Börsenpreise senkt. Der Marktwert für Wind zeigt monatlich stark unterschiedliche Veränderungen (Abbildung 33). Als allgemeiner Trend ist ebenfalls ein durchschnittlich abnehmender relativer Marktwert (vgl. auch obige Abbildung) im betrachteten Zeitraum zu erkennen.

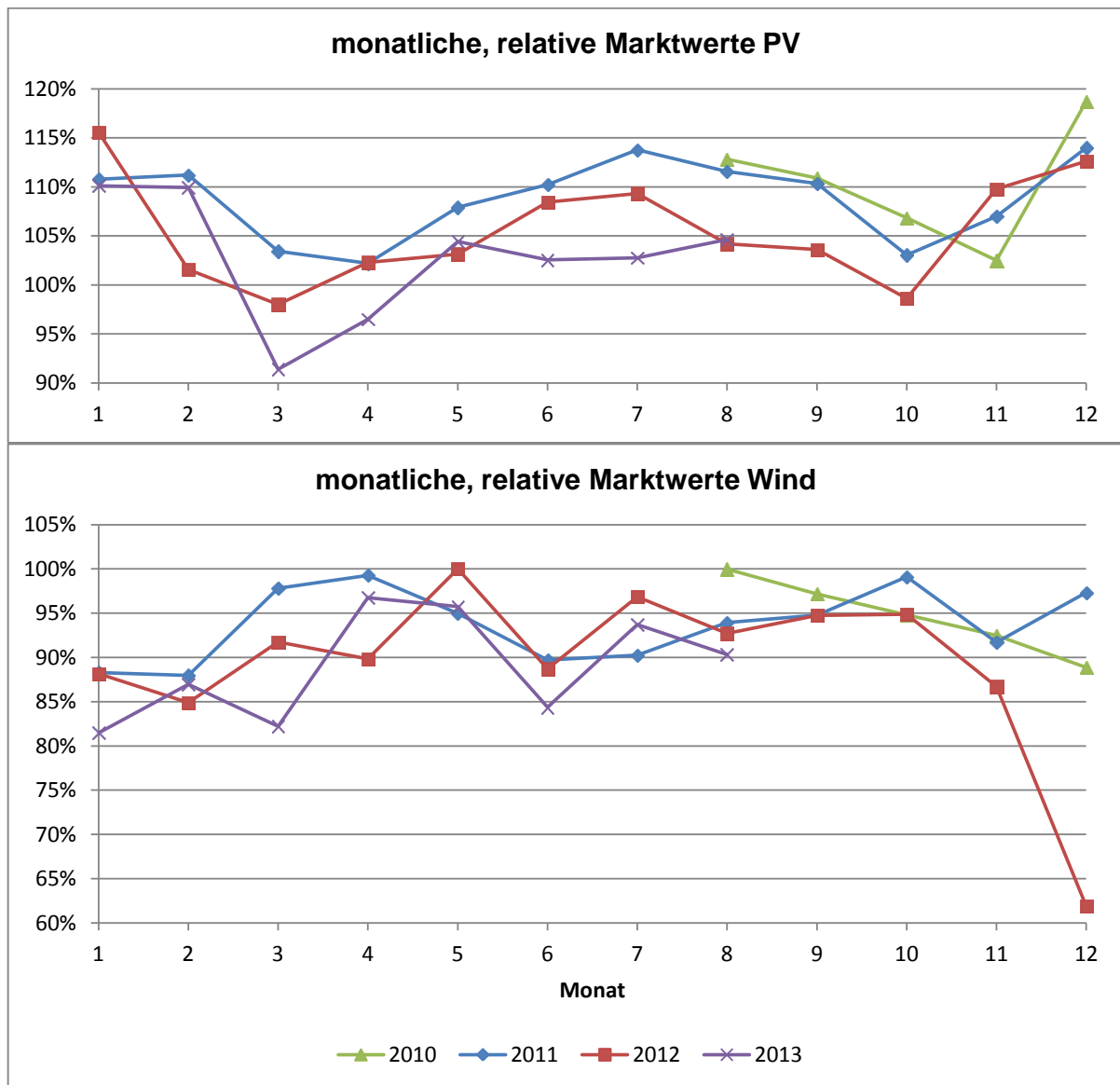


Abbildung 33: Monatliche, relative Marktwerte von Wind und PV in Deutschland

Quelle: EEX o.J, Darstellung: IZES

Auch auf den Peak-Base-Spread wird ein Effekt der PV-Einspeisung sichtbar. Abbildung 34 zeigt diesen relativen Preisunterschied exemplarisch für die Jahre 2007 bis 2012 zwischen den stündlichen Mittelwerten in den Hochpreis- bzw. Peakzeiten von 08:00-20:00 Uhr und den gesamten (Base-)Mittelwerten des entsprechenden Jahres. Hier wird eine im Jahresvergleich kontinuierliche Verringerung der Preisspannen deutlich. Der abnehmende Peak-Base-Spread senkt zum einen tendenziell die Erlöse für die PV selbst, zum anderen jedoch auch die für regelbare Flexibilitätsoptionen,

deren Einsatzzeiten und somit auch Wirtschaftlichkeit eng mit dem Peak-Base-Spread verknüpft sind.

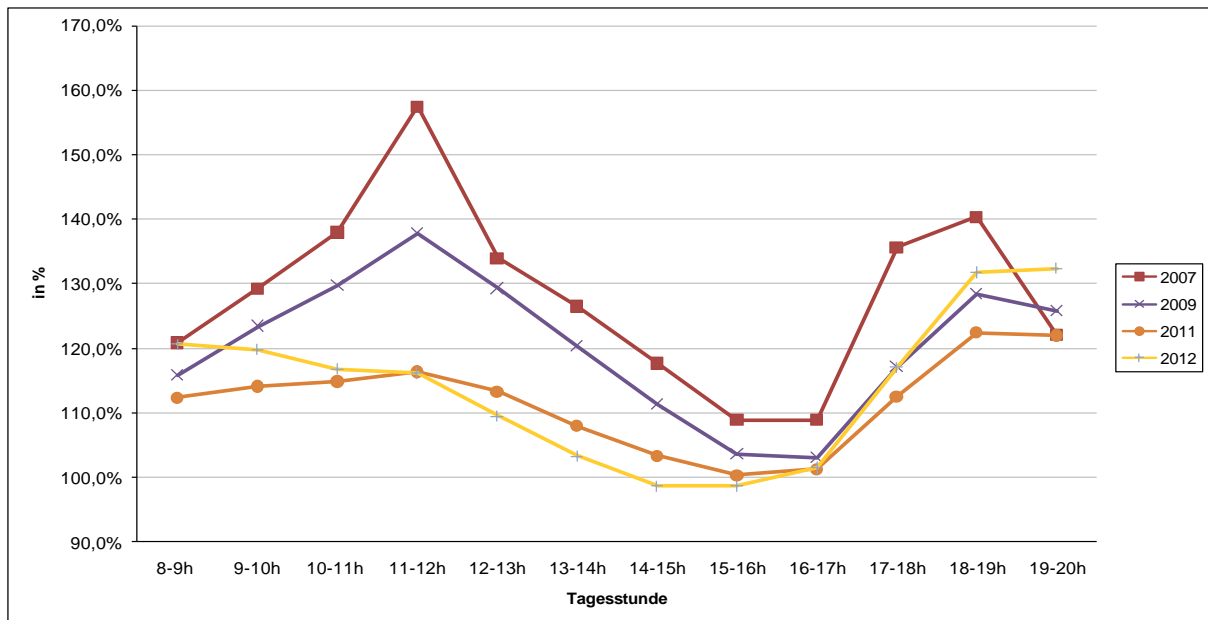


Abbildung 34: Verhältnis der Stundenmittelwerte der Peak-Stunden zum jährlichen Durchschnittswert des EEX-Spotmarktpreises von 2007 bis 2012

Quelle: EEX o.J, Darstellung: IZES

Die Betrachtung des relativen Marktwertes lässt allerdings noch keine Rückschlüsse auf das Potential marktbasierter Finanzierungsbestandteile für FEE zu. Dafür sind vielmehr die absoluten Börsenpreise mit zu betrachten. Eine den sinkenden Marktwert insbesondere von PV kompensierende Erhöhung des durchschnittlichen Börsenpreises war jedoch nicht zu beobachten (s. Kapitel 2.2.3). Insofern sind auf den Spotmärkten rückgängige Durchschnittserlöse für Wind und PV zu beobachten.

3.3 Verbesserung von Erlösperspektiven der Photovoltaik (IZES)

3.3.1 Bestehende Anreize durch Vergütungsregeln

Die Vergütungsregeln im EEG für PV-Anlagen lassen drei Grundausrichtungen für die Gewinnmaximierungsstrategie potentieller Investoren und Anlagenbetreiber offen, die sich im idealen Fall miteinander kombinieren lassen:

- Maximierung der jährlich erzeugten Energiemenge

-
- Maximierung des (anteiligen) Eigenverbrauchs
 - Maximierung des (relativen) Marktwertes der PV-Erzeugung

3.3.2 Maximierung der erzeugten Energiemenge

Die alleinige Maximierung der jährlich erzeugten Energiemenge wird z.B. durch eine fixe Einspeisevergütung nach EEG angereizt. Der Zeitpunkt der Einspeisung spielt für die Höhe der Vergütung keine Rolle. Von der Leistungshöhe, Technologie und Art (Dachanlage, Freifläche etc.) der PV-Anlage abgesehen, stehen Anlagenbetreibern folgende Optionen offen, Einfluss auf den Energieertrag zu nehmen:

- Geographischer Standort innerhalb Deutschlands.
- Anstellwinkel des Moduls (0° horizontal bis 90° vertikal).
- Azimutwinkel des Moduls (90° West bis -90° Ost).

Der geographische Standort ist die Option mit den größten Beschränkungen. Die Investitionsentscheidung eines Hausbesitzers für oder gegen eine PV-Anlage hängt vom Ertragspotential der frei verfügbaren Fläche seines Hauses ab. Ein solcher Kleininvestor ist im Gegensatz zu einem kommerziell arbeitenden Großinvestor standortgebunden. Ein Großinvestor dürfte zwischen einer größeren Anzahl verfügbarer und ordnungsrechtlich freigegebenen Flächen die rentabelste wählen. Im bestehenden Vergütungsregime ist deshalb zu erwarten, dass die ertragsreichsten Standorte bevorzugt erschlossen werden. Demzufolge dürfte der erwartete Ertrag der Standorte in der Tendenz abnehmend: Die besten PV-Standorte werden zuerst erschlossen und die folgenden haben durchschnittlich geringere Sonneneinstrahlungen bzw. Jahreserträge. Dies gilt aufgrund der größeren Wahlfreiheit vor allem für unternehmerische PV-Investitionsprojekte, die eine minimale Rendite erwarten. Bei privaten Kleininvestoren ist zu vermuten, dass die realisierten Renditen breiter streuen und im Durchschnitt deutlich niedriger sind und deshalb die Erschließungsreihenfolge weniger stark an die Rendite gekoppelt ist.

Der Anstellwinkel von Dachanlagen ist bei Satteldächern stark beschränkt, bei Flachdächern oder Freiflächenanlagen hingegen sehr variabel. Ähnlich verhält es sich beim Azimutwinkel der Modulausrichtung. Während bei ebenen Flächen keine Beschränkung zur gezielten Ausrichtung vorliegt, bietet ein typisches Satteldach zwei entgegengesetzte Möglichkeiten zur azimutalen Ausrichtung einer PV-Anlage. Dementsprechend muss bei der Anlagenausrichtung, ähnlich wie bei der Standortentscheidung, bei den Entscheidungsmöglichkeiten zwischen Großinvestor mit hoher Wahlfreiheit (z. Bsp. aufgrund einer Freiflächenanlage) und Kleininvestor mit sehr

geringer Wahlfreiheit (z. Bsp. aufgrund Dachwinkel und -ausrichtung) unterschieden werden. Hier gelten die obigen Überlegungen zum Zusammenhang zwischen der Standortwahl, erwarteter Rendite und Investitionsentscheidung analog.

3.3.3 Maximierung des Eigenverbrauchs

Der Anreiz zur Maximierung des Eigenverbrauchs ist eine Funktion der Höhe der garantierten Einspeisevergütung, der jeweiligen, alternativen Strombezugskosten sowie einer gegebenenfalls gültigen Vergütung bzw. Befreiungen von Steuern und Abgaben für eigenverbrauchten Strom.⁶³ Dabei ist der Anreiz für eine Steigerung des Eigenverbrauchs umso größer, je höher die Differenz der alternativen Strombezugskosten zur Einspeisevergütung ist, da dieser Betrag über Eigenverbrauch durch den Anlagenbetreiber eingespart werden kann. Dem gegenüber stehen Kosten bzw. Anstrengungen, die für eine Erhöhung des Anteils der eigenverbrauchten Menge an der Gesamtmenge des erzeugten Stroms notwendig sind. Dazu zählen:

- Anstellwinkel des Moduls (0° horizontal bis 90° vertikal).
- Azimutwinkel des Moduls (90° West bis -90° Ost).
- Geographischer Standort innerhalb Deutschlands.
- Ggf. Installation eines Stromspeichers zur Verlagerung der Stromerzeugung.
- Maßnahmen zur Verlagerung des Stromverbrauchs (Demand Side Management).
- Dimensionierung der maximalen Leistung der PV-Anlage (Ausrichtung am eigenen Nachfrage-Peak).

Bei der Variation des Anstell- bzw. Azimutwinkels sowie des geographischen Standorts resultieren aus dem zeitlich unterschiedlichen Sonneneinstrahlungswinkel auf die PV-Module unterschiedliche Erzeugungsprofile. Je nach Verbrauchsprofil lassen sich somit bei gleicher Modulleistung höhere Eigenverbrauchsmengen realisieren. Der Erhöhung des Eigenverbrauchs stehen möglicherweise Verluste bei der jährlich erzeugten Energiemenge gegenüber, wodurch sich ein betriebswirtschaftliches Optimum aus Anlagenausrichtung, -standort und -leistung bestimmen lässt. Diese Parameter wurden bereits oben diskutiert. Hier gilt Entsprechendes.

⁶³ Für Neuanlagen ist nach EEG keine Vergütung für eigenverbrauchten PV-Strom mehr vorgesehen.

Die Dimensionierung der maximalen Leistung der PV-Anlage ist eine Maßnahme zur Optimierung des Eigenverbrauchanteils, also des Anteils des selbstverbrauchten Stroms an der gesamten erzeugten Menge. Ein hoher Anteil kann wirtschaftlich sinnvoll sein, falls die erzeugten Energiemengen, welche nicht dem Eigenverbrauch zuzuordnen sind und somit ins Netz eingespeist und nach EEG-Tarif vergütet werden, keine ausreichende Rendite erwirtschaften. Wird bei Einspeisung eine ausreichende Rendite erwirtschaftet, ist grundsätzlich zu erwarten, dass die am jeweiligen Standort maximal mögliche Anlagenleistung installiert wird, sofern keine Finanzierungsrestriktionen bestehen. Diese Lösung wird auch durch eine Abnahme der spezifischen Investitionskosten mit steigender Leistung unterstützt, wobei diese Abnahme durch den deutlichen Rückgang der Kosten für PV-Module an den Gesamtkosten (vgl. Fraunhofer ISE 2013, S. 7f.) verstärkt wurde.

3.3.4 Maximierung des (relativen) Marktwertes

Seit 01.01.2012 ist neben der fixen EEG-Vergütung die Direktvermarktung des Stroms aus EEG-Anlagen über die optionale gleitende Marktprämie möglich. Anstatt einer fixen Einspeisevergütung erhält der Anlagenbetreiber zum einen die Erlöse aus der Direktvermarktung und zum anderen die Marktprämie (zzgl. einer Managementprämie), deren Höhe sich aus der Differenz der EEG-Vergütung sowie dem monatlichen technologiespezifischen Marktwert bestimmt.

Demzufolge hat der Anlagenbetreiber einen Anreiz, mit seiner Anlage einen höheren Marktwert als den durchschnittliche zu erzielen und so eine höhere Vergütung als die EEG-Einspeisevergütung pro kWh direkt vermarkteten Strom zu erhalten. Im Fall einer PV-Anlage stehen, von der Nutzung eines Stromspeichers abgesehen, nur die Optionen einer optimierten Anlagenausrichtung und Standortwahl zur Verfügung. Im Gegensatz zur fixen Vergütung kann innerhalb der optionalen Marktprämie zusätzlich zur reinen Höhe der erzeugten Strommenge das Erzeugungsprofil, also der Zeitpunkt der Erzeugung, für eine Gewinnmaximierung optimiert werden. Inwieweit dies durch ist, ist eine der im Folgenden untersuchten Fragen.

3.3.5 Analyse der Einflussmöglichkeiten auf Erzeugungsmenge- und profil

3.3.5.1 Modellbeschreibung

Für die Analyse der Effekte einer Veränderung des Aufstell- und Azimutwinkels sowie des Standortes einer PV-Anlage wird das Modell von Lukits (2013) zur Berechnung der Sonneneinstrahlung und der resultierenden PV-Leistungsprofile verwendet, welches im Folgenden knapp beschrieben wird.

Die Modellrechnungen basieren auf den Messdaten von 114 Stationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) aus der MIRAKEL-Datenbank, aus welchen das Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung wiederum 15 Repräsentanzstationen definiert hat. Davon repräsentiert jede der Station eine TRY-Klimaregion (Test Reference Year), für welche jeweils ein Datensatz erstellt wurde, der die charakteristischen Klimabedingungen der Region widerspiegelt (siehe Tabelle 3). Diese beruhen auf Zeitreihen mit stündlichen Durchschnittswerten der Jahre 1988-2007 für die Messgrößen Direktstrahlung, Diffusstrahlung, Bedeckungsgrad und Temperatur.⁶⁴

⁶⁴ Die Messungen enthalten noch weitere meteorologische Daten wie z. Bsp. die Windgeschwindigkeit, welche jedoch nicht für die Berechnung der PV-Leistungsprofile benötigt werden.

Nr.	TRY-Klimaregion	Repräsentanzstation
1	Nordseeküste	Bremerhaven
2	Ostseeküste	Rostock-Warnemünde
3	Nordwestdeutsches Tiefland	Hamburg-Fuhlsbüttel
4	Nordostdeutsches Tiefland	Potsdam
5	Niederrheinisch-westfälische Bucht und Emsland	Essen
6	Nördliche und westliche Mittelgebirge, Randgebiete	Bad Marienberg
7	Nördliche und westliche Mittelgebirge, zentrale Bereiche	Kassel
8	Oberharz und Schwarzwald (mittlere Lagen)	Braunlage
9	Thüringer Becken und Sächsisches Hügelland	Chemnitz
10	Südöstliche Mittelgebirge bis 1000 m	Hof
11	Erzgebirge, Böhmer- und Schwarzwald oberhalb 1000 m	Fichtelberg
12	Oberrheinigraben und unteres Neckartal	Mannheim
13	Schwäbisch-fränkisches Stufenland und Alpenvorland	Mühldorf-Inn
14	Schwäbische Alb und Baar	Stötten
15	Alpenrand und -täler	Garmisch-Partenkirchen

Tabelle 3: TRY-Klimaregionen und Repräsentanzstationen (Lukits 2013)

Bei der Berechnung der Sonneneinstrahlung auf eine Ebene bzw. auf ein PV-Modul ist zwischen einem direkten und einem diffusen Strahlungsanteil zu unterscheiden, aus deren Summe sich die sogenannte Globalstrahlung ergibt. Das Verhältnis der beiden Strahlungskomponenten hat dabei wesentlichen Einfluss auf die energetische Nutzung der Sonnenstrahlung mit Hilfe von PV-Modulen. Während die Berechnung der Direktstrahlung auf eine geneigte Ebene anhand geometrischer Zusammenhänge zwischen Zenitwinkel und Einfallswinkel erfolgt, wird für die Bestimmung des diffusen Anteils das anisotrope Hay-Davies-Klucher-Reindel-Modell gewählt

(vgl. Maatallah et al. 2011).⁶⁵ Für eine detaillierte Beschreibung des verwendeten Modells und der Berechnung der Globalstrahlung siehe Lukits (2013, S. 24ff.).

Die nach der Berechnung der Globalstrahlung folgende Bestimmung der Leistung einer PV-Referenzanlage an einem der definierten Standorte erfolgt nach Chow und Chan (2004) und berücksichtigt verschiedene Einflüsse (z. Bsp. Glasreflexionsverluste, Verluste durch Teilbeschattung, Verschmutzung etc.) sowie den Einfluss der Zelltemperatur auf die Modulleistung. Als Referenzanlage wurde das polykristalline Modul ‚Sunmodule Plus SW 255 poly‘ von Solarworld verwendet.

Zusammengefasst leistet das verwendete Modell auf Excel-Basis folgende zentrale Berechnungen:

- Stündliche Globalstrahlung für ein Referenzjahr (8760 Stunden/pro Jahr) auf eine Fläche, wobei der Azimutwinkel nach Ost-, West- und Südausrichtung, der Anstellwinkel zwischen 0°-70° (in 10°-Schritten) und zwischen 15 Standorten variiert werden kann.
- Stündlich aufgelöstes Leistungsprofil für ein Referenzjahr (8760 Stunden/pro Jahr) der PV-Referenzanlage mit einer Leistung von 30 kWp, wobei der Azimutwinkel nach Ost-, West- und Südausrichtung, der Anstellwinkel zwischen 0°-70° (in 10°-Schritten) und zwischen 15 Standorten variiert werden kann.

Darüber hinaus lassen sich auf diesen Berechnungen aufbauend die jeweils ertragsmaximale Ausrichtung für den jeweiligen Standort, sowie Leistungsprofile von PV-Anlagen mit Modulen unterschiedlicher Ausrichtungen bestimmen.

3.3.5.2 Anlagenstandort

Der Anlagenstandort einer PV-Anlage hat sowohl Einfluss auf die Höhe der jährlich erzeugten Energiemenge, als auch auf das zeitliche Leistungsprofil und bietet demnach die Möglichkeit für Optimierung des Jahresertrages und des Eigenverbrauchsanteils.

Um einen überschaubaren Überblick zu bieten und dennoch möglichst die gesamte geographische Breite Deutschlands zu berücksichtigen, wurden aus den 15 Standorten die folgenden fünf für die hier dargestellten Untersuchungen ausgewählt:

⁶⁵ Bei Bestimmung der Diffusstrahlung auf eine geneigte Ebene lassen sich isotrope und anisotrope Ansätze unterscheiden. Bei isotropen Ansätzen erfolgt die Berechnung unter der Annahme, dass die Diffusstrahlung über die Himmelskuppe gleichmäßig verteilt ist, wohingegen anisotrope Ansätze noch von weiteren Quellen diffuser Strahlung ausgehen.

- Bremerhaven (Nord-West-Deutschland)
- Potsdam (Nord-Ost-Deutschland)
- Fichtelberg (Mitte-Ost Deutschland)
- Mannheim (Mitte-West-Deutschland)
- Stoetten (Süd-Deutschland)

In Tabelle 4 sind die Ertragsmengen bei einer Südausrichtung (Azimut 0°) und einem Anstellwinkel von 30° für die fünf Standorte aufgeführt, welche in vielen Fällen gleichzeitig eine Ertragsmaximierung darstellen. Demnach liegt zwischen dem Jahresertrag an den Standorten Stoetten und Bremerhaven eine Differenz von 15 %. Die Ergebnisse folgen den Ergebnissen von Auswertungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD 2013) von historisch gemessenen Globalstrahlungen und sind somit konsistent mit den verwendeten Strahlungsdaten.

Standort	Breiten- /Längengrad	Jahresertrag (VBH)	Relativer Vergleich
Stoetten	48,67/9,87	1042	100 %
Mannheim	49,52/8,55	1013	97,2 %
Potsdam	52,38/13,07	1004	96,4 %
Fichtelberg	50,43/12,95	949	91,1 %
Bremerhaven	53,53/8,58	888	85,2 %

Tabelle 4: Jahresertrag verschiedener Standorte bei fester Ausrichtung (Süd/30°)

Die Errichtung einer Anlage an verschiedenen Standorten ist bei einer reinen Netzeinspeisung und EEG-Vergütung mit unterschiedlich hohen Erlösen verbunden. Entsprechend ist ein Großteil der installierten PV-Leistung in Deutschland in Regionen mit hoher Globalstrahlung innerhalb eines Jahres installiert (vgl. BSW 2013).

Die Überprüfung der Standortwahl zur Veränderung des Leistungsprofils liefert ein weniger eindeutiges Ergebnis. In Abbildung 35 sind die durchschnittlichen täglichen Leistungsprofile der Referenzanlage mit 30 kWp (siehe S. 108) in den Monaten Juli und Januar nach den durchgeführten Modellberechnungen abgebildet. Um die beispielhafte Betrachtung um den Einfluss einer unterschiedlichen Ausrichtung zu bereinigen, wurde eine 30°-Südanlage gewählt, da diese Ausrichtung den durchschnitt-

lich höchsten Jahresertrag liefert. Bei der Betrachtung der absoluten Leistungskurve (oberer Teil der Abbildung 35) sind deutliche standortabhängige Unterschiede in der Leistungshöhe zu erkennen.

Bei der Analyse der Erzeugungsprofile ist jedoch darauf zu achten, dass der Fokus auf eine zeitliche Verschiebung des Profils gerichtet ist. In diesem Fall ist nicht die absolute Höhe der Leistungshöhe entscheidend, sondern die Verschiebung der relativen Leistungskurve (unterer Teil der Abbildung 35). Hierbei wird deutlich, dass durch eine Standortvariation in Deutschland keine signifikanten Veränderungen des PV-Erzeugungsprofils zu erwarten sind. Die Leistungsspitze wird in allen untersuchten Fällen zum annähernd gleichen Zeitpunkt erreicht und auch die restliche Leistung fällt fast zeitgleich an. Lediglich nach der Mittagsspitze im Januar sind kleinere Verschiebungen zu erkennen.

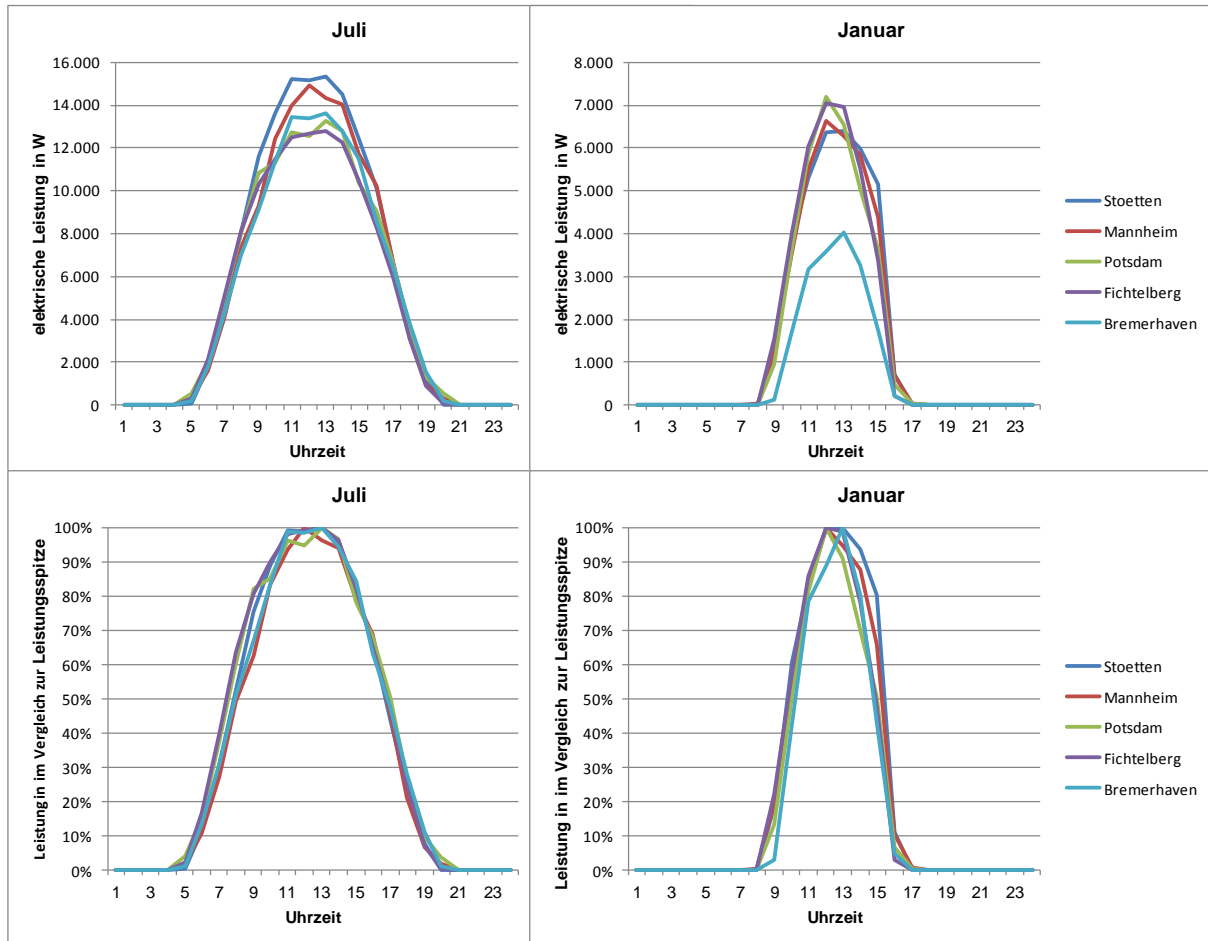


Abbildung 35: Vergleich der PV-Erzeugung der Referenzanlage mit 30°-Südausrichtung an 5 Standorten im Juli und Januar

Quelle: ,Berechnungen IZES

3.3.5.3 Anlagenausrichtung

Die Ausrichtung einer PV-Anlage kann über den horizontalen Winkel, den Azimutwinkel, und über die vertikale Ausrichtung, im folgenden Anstellwinkel genannt, verändert werden. Um den Einfluss verschiedener Ausrichtungen an einem Standort zu bewerten, wurden über das verwendete Modell für verschiedene Standorte Ertragsmatrizen erstellt. Damit die Übersichtlichkeit gegeben ist, wurde eine detaillierte Auswertung auf die beiden ertragsreichsten Standorte Stoetten und Mannheim beschränkt. Da der Anlagenstandort nach einer ersten Analyse keine ausschlaggebenden Auswirkungen auf das Erzeugungsprofil hat, scheint diese Beschränkung ange-

messen. Weitere Ertragsmatrizen sind im Anhang zu diesem Kapitel (ab S. 215) zu finden.

Stoetten				Mannheim											
Jahresertrag				Jahresertrag											
70°	781	918	679	70°	75%	88%	65%	70°	767	912	606	70°	76%	90%	60%
60°	828	974	728	60°	79%	94%	70%	60°	811	965	652	60°	80%	95%	64%
50°	870	1013	774	50°	83%	97%	74%	50°	848	998	696	50°	84%	98%	69%
40°	905	1036	817	40°	87%	99%	78%	40°	878	1015	738	40°	86%	100%	73%
30°	932	1042	857	30°	89%	100%	82%	30°	899	1013	778	30°	89%	100%	77%
20°	952	1030	894	20°	91%	99%	86%	20°	910	991	817	20°	90%	98%	81%
10°	960	1000	928	10°	92%	96%	89%	10°	909	951	856	10°	90%	94%	84%
	90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°

Abbildung 36: PV-Ertragsmatrix für Stoetten und Mannheim

Quelle: Berechnungen: IZES

In Abbildung 36 sind die Ertragsmatrizen in Vollbenutzungsstunden (VBH) und den entsprechenden relativen Angaben für die beiden betrachteten Standorte dargestellt, wobei in horizontaler Richtung der Azimutwinkel und in vertikaler Richtung der Anstellwinkel variiert werden. An beiden Standorten liegt die ertragreichste Ausrichtung im Bereich von 30-40° Anstellwinkel und 0° Azimutwinkel, was einer Südausrichtung entspricht. Ein vertikales Abweichen vom Optimum führt zu einem maximalen Ertragsverlust von 12 % (Stoetten) bzw. 10 % (Mannheim). Wird hingegen der Azimutwinkel verändert, ist mit größeren Ertragsverlusten zu rechnen. Die höchsten Erträge bei einer Ost- (-90°) bzw. Westausrichtung (90°) werden bei Anlagen mit einem Anstellwinkel von 10° erreicht. Es lässt sich festhalten, dass eine Veränderung der Anlagenausrichtung einen hohen Einfluss auf die jährliche Energieerzeugung hat, wobei die Veränderung des Azimutwinkels der größere Einflussfaktor ist.

Für die Untersuchung des Einflusses der Anlagenausrichtung auf die Leistungsprofile einer PV-Anlage werden wie in der vorangehenden Analyse die Standorte Stoetten und Mannheim herangezogen. Vergleicht man für den Monat Juli die Leistungsprofile der Referenzanlage bei einer Ost- bzw. Westausrichtung mit der einer ertragsoptimierten Südanlage (40°), fällt auf, dass der Anstellwinkel einen großen Einfluss auf die zeitliche Verschiebung hat. Sowohl Ost-, als auch Westanlagen erreichen durch einen Anstellwinkel von 40° im Vergleich zur ertragsstärkeren 10°-Ausrichtung ein

stärker von der Südausrichtung abweichendes Leistungsprofil. Das Profil einer Anlage, deren Leistung auf zwei Module verteilt wird, wobei eines eine Ost- und das andere eine Westausrichtung besitzt, wurde ebenfalls berechnet. Bei dieser Anlage fällt die Leistungsspitze zeitgleich mit der Südausrichtung zusammen, jedoch ist ein Teil der Energieerzeugung in die Stunden davor bzw. danach verschoben worden. Der Jahresertrag einer solchen Anlage ist im Vergleich zur ertragsmaximierenden Südanlage um 17 % geringer.

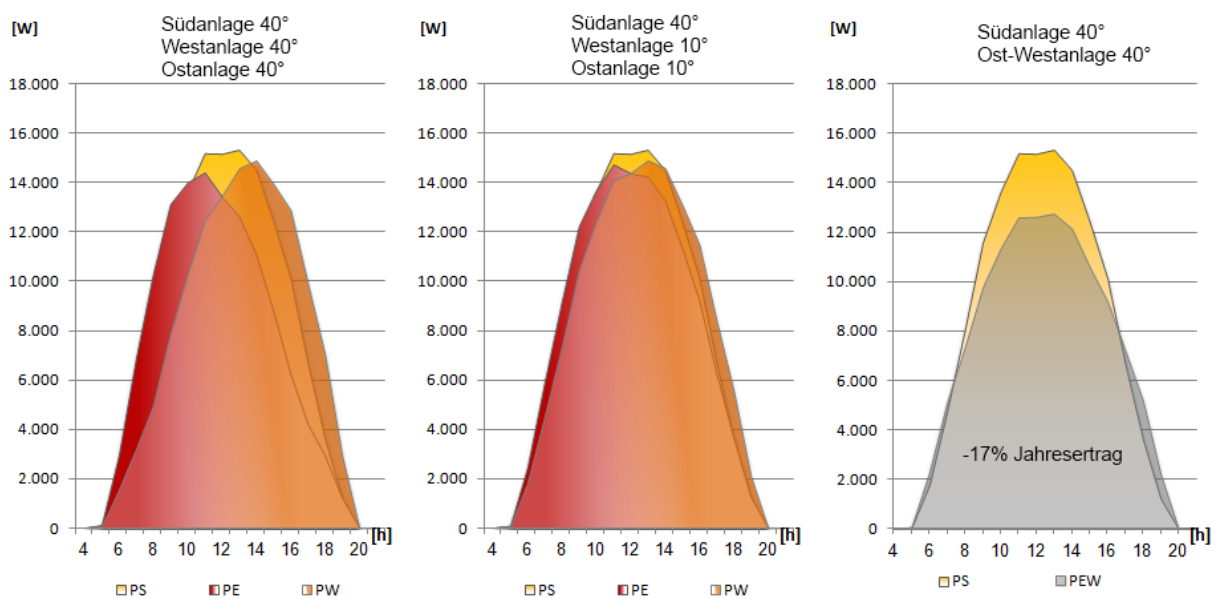


Abbildung 37: PV-Leistungsprofil am Standort Stöetten im Monat Juli bei verschiedenen Modulausrichtungen

Quelle: Berechnungen: IZES

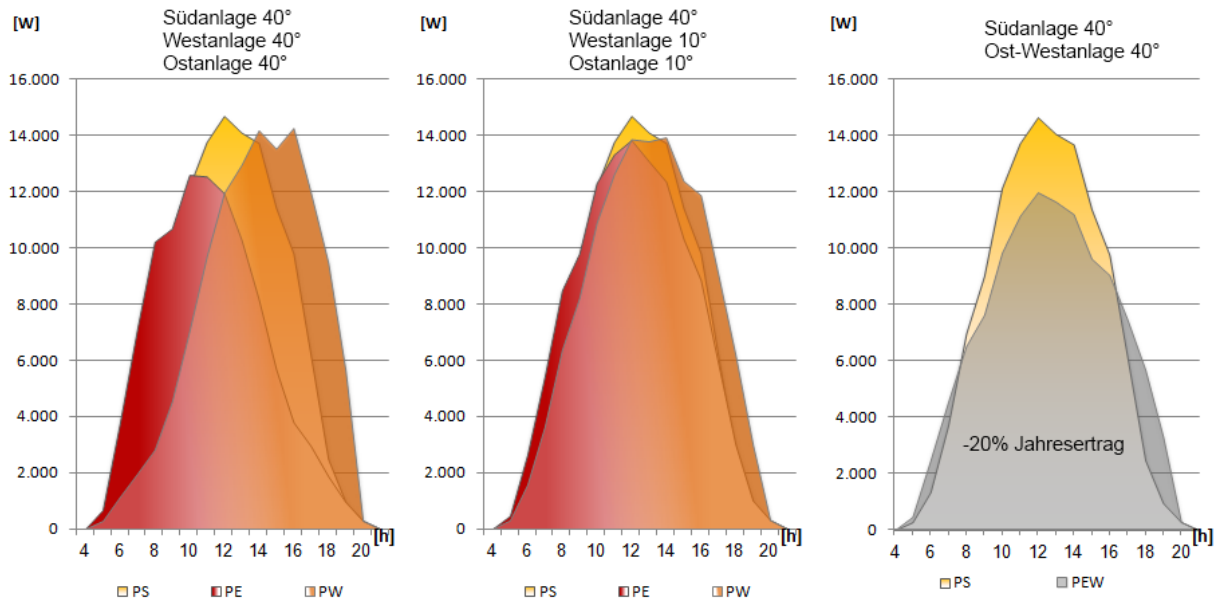


Abbildung 38: PV-Leistungsprofil am Standort Mannheim im Monat Juli bei verschiedenen Modulausrichtungen

Quelle: Berechnungen: IZES

Die gleiche grafische Analyse für den Standort Mannheim liefert ein sehr ähnliches Bild (Abbildung 38). Die Anlagen mit Ost- und Westausrichtung und 40° Anstellwinkel erreichen ihre Leistungsspitze 2 Stunden vor bzw. 4 Stunden nach der Anlage mit Südausrichtung, während solche mit einem Anstellwinkel von 10° deutlich geringere Leistungsverschiebungen erreichen. Die kombinierte Ost-Westanlage verlagert hauptsächlich einen Teil der Energieerzeugung im Monat Juli in die nachmittäglichen Stunden, erzeugt im gesamten Jahr allerdings 20 % weniger Energie als die Südanlage mit einem Anstellwinkel von 40°. In Abbildung 41 sind für den Standort Stoetten die Energieerzeugungsverlagerungen durch unterschiedliche Ausrichtungen monats-scharf dargestellt.

Beide exemplarischen Untersuchungen für den sonnenreichen Monat Juli an zwei Standorten zeigen die Möglichkeiten einer Verschiebung der PV-Leistungskurve durch eine Variation von Azimut- und Anstellwinkel. Der graphischen Analyse zufolge ist das Verschiebepotential bei dem ertragsschwächeren Anstellwinkel von 40° größer als bei dem ertragsstärkeren Winkel von 10°. Eine kombinierte Ost-Westanlage hat ihre Leistungsspitze etwa im gleichen Zeitpunkt wie eine Südanlage. Auf der einen Seite wird ein Teil ihrer Erzeugung zeitlich verschoben, auf der anderen Seite hat die kombinierte Anlage einen deutlich geringeren Jahresertrag. Inwieweit das geänderte Erzeugungsprofil den geringeren Energieertrag (energie-) wirtschaftlich

aufwiegen kann, wird im Folgenden zuerst anhand der Marktwerte, anschließend anhand der resultierenden Eigenverbrauchsanteile untersucht.

3.3.6 Analyse der Marktwerte verschiedener Ausrichtungen und Standorte

Die bisherigen Untersuchungen haben sich auf eine grobe Beschreibung des Einflusses verschiedener Standorte und Anlagenausrichtungen auf deren Energieertrag sowie Leistungsprofil beschränkt. Dies beinhaltet jedoch noch keine Aussage über den (energie-) wirtschaftlichen Wert einer PV-Anlage an einem bestimmten Ort und mit spezieller Ausrichtung. Ausgehend von den Investitionskosten und der erzeugten Energiemenge, könnte man die Stromgestehungskosten, oder auch Levelized Cost of Electricity (LCOE), also die gesamten Barwerte der Kosten einer Stromerzeugungsanlage während ihrer Lebensdauer verteilt auf die Barwerte der in diesem Zeitraum erzeugten Strommenge, als Vergleichsmaßstab heranziehen (vgl. Fraunhofer ISE 2012).

Diese Kennzahl eignet sich jedoch nur bedingt für den Vergleich des ökonomischen Wertes von FEE mit regelbaren Kraftwerken, da der Zeitpunkt der Erzeugung nicht berücksichtigt wird. Im Gegensatz hierzu schlägt Joskow (2011) eine marktbasierende Bewertung der Stromerzeugung verschiedener Technologien vor. Die Kennzahl des energieträgerspezifischen ‚Marktwertes‘ erfüllt konzeptionell diese Forderung, da deren Berechnung auf Basis des Großhandelspreises für Strom erfolgt. Im konkreten Fall für Deutschland entspricht dies dem stündlichen Preis für Strom auf dem Day-ahead-Markt (EPEX Spot). Der relative Marktwert einer Anlage oder Technologie ergibt sich dabei nach folgender Formel 1 (siehe S. 96).

Der relative Marktwert einer Technologie oder Anlage entspricht also dem Verhältnis der spezifischen durchschnittlichen Verkaufserlöse pro Energieeinheit und dem durchschnittlichen Marktpreis pro Energieeinheit in dem betrachteten Zeitraum. Eine Technologie mit einem relativen Marktwert größer als eins erhält also pro erzeugte Energieeinheit im Durchschnitt einen Preis, der über dem Durchschnittspreis des Day-ahead-Markts liegt und vice versa. Der durchschnittliche Preis pro erzeugter Energieeinheit entspricht dabei dem absoluten Marktwert.⁶⁶

In Tabelle 5 ist eine zusammenfassende Statistik von fünf Standorten für das Jahr 2012 dargestellt, wobei die in Abschnitt 3.3.5.2 bereits exemplarisch betrachteten

⁶⁶ Der absolute Marktwert ist demnach ein Zwischenschritt bei der Ermittlung des relativen Marktwertes:
$$\text{absoluter Marktwert} = \frac{\sum \text{Einspeisung}_h \cdot \text{Preis}_h}{\sum \text{Einspeisung}_h}$$

Anlagenausrichtungen erneut herangezogen werden. Bei den Ergebnissen muss beachtet werden, dass die Marktwerte auf der Basis der modellierten PV-Erzeugung berechnet wurden, und nicht auf der Basis von Ist-Einspeisungen von Anlagen am jeweiligen Standort. Die Preise hingegen entsprechen den tatsächlichen Ex-post-Preisen auf dem Day-ahead-Markt.

In allen Standorten entspricht die ertragreichste Ausrichtung entweder einer Südanlage mit 30° oder 40° Anstellwinkel. Nimmt man den relativen Marktwert der jeweils ertragsreichsten Ausrichtung als Referenz, wird dieser von Anlagen mit einer Westausrichtung und Anstellwinkel von 10° bzw. 40° unterschritten, von Anlagen mit einer Ostausrichtung häufig übertroffen, insbesondere von solchen mit einem Anstellwinkel von 40°. Kombinierte Ost-Westanlagen und Anstellwinkel von 40° können den Referenzwert nicht übertreffen. Der maximale Marktwert wird bei einer Ostausrichtung und einem Anstellwinkel von entweder 40° oder 50° erreicht. Demzufolge scheint ausschließlich eine Verlagerung der Leistungsspitze sowie der gesamten erzeugten Energie in die früheren Stunden im Vergleich zu einer Südanlage zu einer Steigerung des relativen Marktwerts zu führen.

		Bremerhaven		Potsdam		Fichtelberg		Mannheim		Stoetten	
		rel. MW	VBH	rel. MW	VBH	rel. MW	VBH	rel. MW	VBH	rel. MW	VBH
West	10°	1,0482	816	1,0537	900	1,0473	850	1,0427	909	1,0617	960
	40°	1,0362	778	1,0349	864	1,0324	803	1,0259	878	1,0471	905
Ost	10°	1,056	786	1,0641	854	1,0557	820	1,0545	856	1,0707	928
	40°	1,0647	694	1,0745	750	1,0638	728	1,0685	738	1,0808	817
Süd	30°	1,0577	888	1,0668	1004	1,0537	949	1,0576	1013	1,0729	1042
	40°	1,0594	887	1,0689	1005	1,0547	950	1,0604	1015	1,0749	1036
Ost-West	40°	1,0496	736	1,0533	807	1,0437	765	1,0453	808	1,0631	861
Maximum Marktwert	Ost 50°										
		1,065	659	1,0745	750	1,0638	728	1,0691	696	1,0814	774
Maximum Ertrag	Süd 30°										
		1,0577	888	1,0689	1005	1,0547	950	1,0604	1015	1,0729	1042
Differenz Marktwert	relativ	1,0069		1,0052		1,0086		1,0082		1,0079	
	absolut	0,0073		0,0056		0,0091		0,0087		0,0085	

Tabelle 5: Relative Marktwerte und Vollbenutzungsstunden fünf verschiedener Standorte in 2012

Quelle: EEX, Berechnungen: IZES

Um die Robustheit der Aussagen zu überprüfen wurden für die ertragreichsten Standorte Stoetten und Mannheim zusätzlich mit Hilfe des verwendeten Modells die Marktwerte von 2011 berechnet (Abbildung 39). Den Ergebnissen zufolge erreichen sowohl für den Standort Stoetten als auch für den Standort Mannheim eine Südanlage mit 70° Anstellwinkel im Jahr 2011 den höchsten relativen Marktwert. Wie anhand der graphischen Einteilung zu erkennen ist, erreichten im Jahr 2011 Südanlagen mit einem sehr hohen Anstellwinkel tendenziell höhere Marktwerte. Im Jahr 2012 indes wurden die höchsten Werte von Ostanlagen und höherem Anstellwinkel erreicht. Eine Westausrichtung war in beiden Jahren mit vergleichsweise niedrigen relativen Marktwerten verbunden. Die Berechnungen liefern demnach kein eindeutiges Bild, welche Ausrichtungen höhere relative Marktwerte erreichen können. Jedoch ist in keinem der betrachteten Berechnungen der ertragsstärkste Standort gleichzeitig der mit dem höchsten relativen Marktwert.

Stoetten					Mannheim														
Marktwerte					Marktwerte														
70°	1,0803	1,1069	1,0981		70°	1,0366	1,0798	1,0787		70°	1,0801	1,1068	1,0921		70°	1,0134	1,0682	1,0658	
60°	1,0831	1,1065	1,1007		60°	1,0391	1,0783	1,0805		60°	1,0830	1,1059	1,0952		60°	1,0166	1,0655	1,0682	
50°	1,0863	1,1059	1,1029		50°	1,0427	1,0767	1,0814		50°	1,0860	1,1051	1,0981		50°	1,0208	1,0631	1,0691	
40°	1,0898	1,1052	1,1045		40°	1,0471	1,0749	1,0808		40°	1,0892	1,1040	1,1003		40°	1,0259	1,0604	1,0685	
30°	1,0933	1,1043	1,1052		30°	1,0521	1,0729	1,0788		30°	1,0925	1,1028	1,1017		30°	1,0315	1,0576	1,0656	
20°	1,0964	1,1033	1,1048		20°	1,0572	1,0708	1,0752		20°	1,0952	1,1017	1,1018		20°	1,0373	1,0548	1,0607	
10°	1,0989	1,1023	1,1032		10°	1,0617	1,0686	1,0707		10°	1,0972	1,1004	1,1007		10°	1,0427	1,0517	1,0545	
2011	90°	0°	-90°		2012	90°	0°	-90°		2011	90°	0°	-90°		2012	90°	0°	-90°	

Abbildung 39: Relative Marktwerte der Standorte Stoetten und Mannheim für 2011 und 2012

Quelle: EEX, Berechnungen: IZES

Der relative Marktwert kann als eine Kenn- oder Vergleichsgröße zur Messung des energiewirtschaftlichen Wertes einer Stromerzeugungsanlage im Sinne einer ‚bedarfsgerechten Einspeisung‘ herangezogen werden. In diesem Zusammenhang ist die Einspeisung einer Anlage verglichen mit der einer anderen ‚bedarfsgerechter‘, falls der erzeugte Strom auf dem zentralen Handelsplatz im Stromsektor, dem Day-ahead-Handel, im Durchschnitt mit einem höheren Preis bewertet wird. Aus diesem Grund dient der technologiespezifische relative Marktwert als Grundlage zur Bestimmung der gleitenden Marktprämie innerhalb des Marktprämienmodells. Hierdurch soll das Modell eine bedarfsgerechtere Einspeisung der (F)EE erreichen (vgl. Sensfuss und Ragwitz 2011, Klobasa et al 2013). Es soll demnach einen Anreiz zur Errichtung oder Umrüstung von Anlagen liefern, welche einen höheren Marktwert als

ausschließlich ertragsmaximierende Anlagen (mit ex-ante fixierter EEG-Einspeisevergütung) erreichen.

Bei den Analysen der relativen Marktwerte ist jedoch zu beachten, dass höhere Werte verschiedener Anlagenausrichtung nicht mit höheren Erlösen aus einer Vermarktung über die optionale Marktprämie und somit einer lohnenderen Investition gleichzusetzen sind. Wie die Modellergebnisse gezeigt haben, ist ein höherer Marktwert in allen Fällen mit niedrigen Jahreserträgen verbunden, nimmt man die ertragsmaximierende Südausrichtung als Referenz.⁶⁷ Es stellt sich also die Frage, inwieweit die Energieertragsverluste durch höhere durchschnittlich erzielte Marktpreise kompensiert werden können.

Die Erlösfunktion einer PV-Anlage ergibt sich unter der Annahme, dass die Anlage selbst keinen Einfluss auf die Höhe der Marktprämie sowie des durchschnittlichen Börsenpreises hat, wie folgt:

$$\text{Erlös} = \text{Energieertrag} * \left(\underbrace{\text{relativer Marktwert} * \overline{\text{ØPreis}}}_{\text{absoluter Marktwert}} + \overline{\text{Marktprämie}} \right)$$

Formel 2: Erlösfunktion bei Nutzung der Direktvermarktung nach Marktprämienmodell

Diese mathematische Beschreibung hilft bei der Bestimmung, um wie viel der Energieertrag maximal sinken darf, wenn durch eine Variation der Anlagenausrichtung der relative Marktwert erhöht wird. Der Herleitung im Anhang zufolge muss der Verlust bei dem Jahresertrag durch einen überproportionalen Anstieg des relativen Marktwertes ausgeglichen werden, d.h. ein Verlust aufgrund einer veränderten Anlagenausrichtung von 10 % des Jahresertrags muss mindestens einen Anstieg des relativen Marktwertes von über 10 % zur Folge haben, damit dies profitabel sein kann. Wie hoch genau die Erhöhung des Marktwertes sein muss, hängt von der Höhe des durchschnittlichen Börsenpreises und der Marktprämie ab. In jedem Fall muss das Verhältnis zwischen relativer Veränderung des Marktwertes und relativer Veränderungen des Jahresertrags größer als 1 sein, damit sich eine Ertragssteigerung ergibt. Änderungen der Ausrichtungen, bei denen sowohl der Jahresertrag, als auch der Marktwert abnehmen, sind zwangsläufig mit einem niedrigeren Erlös verbunden.

⁶⁷Die ertragsmaximale Ausrichtung als Referenz zu definieren macht daher Sinn, weil diese Anlage nach der fixen EEG-Vergütung das Optimum darstellt und somit ebenfalls die Referenz aus der Perspektive des Anlagenbetreibers hinsichtlich der Entscheidung für den Einstieg in das Marktprämienmodell darstellt.

$$\left| \frac{\frac{\Delta \text{relativer Marktwert}}{\text{rel. Marktwert der Referenzausrichtung}}}{\frac{\Delta \text{Jahresertrag}}{\text{Jahresertrag der Referenzausrichtung}}} \right| > 1$$

Formel 3: Ertragselastizität (des rel. Marktwertes) einer PV-Anlage

Das beschriebene Maß entspricht einer Elastizität.⁶⁸ In Abbildung 40 ist diese Elastizität für die Standorte Mannheim, Stoetten und Fichtelberg berechnet und dargestellt worden. Diese Standorte wurden ausgesucht, da diese sowohl die größte relative als auch absolute Differenz des Marktwertes zwischen der ertragsmaximalen und marktwertmaximalen Ausrichtung vorweisen (vgl. Tabelle 5)

Stoetten			Mannheim			Fichtelberg																	
Verhältnis relativer Anstieg des Marktwertes/relative Absenkung des Jahresertrags																							
70°	-0,0867	0,0200	-0,0180	70°	-0,1350	0,0545	0,0156	70°	-0,0884	0,0250	-0,0267	70°	-0,1814	0,0729	0,0126	70°	-0,0909	0,0210	-0,0283	70°	-0,1190	0,0281	0,0112
60°	-0,0934	0,0302	-0,0107	60°	-0,1535	0,0770	0,0235	60°	-0,0948	0,0352	-0,0222	60°	-0,2054	0,0982	0,0205	60°	-0,0969	0,0304	-0,0239	60°	-0,1297	0,0370	0,0214
50°	-0,0985	0,0541	-0,0049	50°	-0,1702	0,1277	0,0307	50°	-0,0994	0,0595	-0,0171	50°	-0,2276	0,1556	0,0263	50°	-0,1006	0,0529	-0,0189	50°	-0,1372	0,0613	0,0304
40°	-0,0996	0,1437	0,0009	40°	-0,1824	0,3299	0,0341	40°	-0,0990		-0,0122	40°	-0,2409		0,0280	40°	-0,0993		-0,0139	40°	-0,1361		0,0370
30°	-0,0943		0,0047	30°	-0,1841		0,0308	30°	-0,0910	-0,4563	-0,0088	30°	-0,2376	-1,1568	0,0212	30°	-0,0909	-1,7316	-0,0102	30°	-0,1224	-1,7204	0,0380
20°	-0,0822	-0,0743	0,0031	20°	-0,1699	-0,1654	0,0152	20°	-0,0768	-0,0879	-0,0101	20°	-0,2111	-0,2204	0,0015	20°	-0,0776	-0,1018	-0,0112	20°	-0,0982	-0,0877	0,0291
10°	-0,0624	-0,0458	-0,0088	10°	-0,1327	-0,0999	-0,0189	10°	-0,0587	-0,0513	-0,0188	10°	-0,1597	-0,1287	-0,0357	10°	-0,0617	-0,0572	-0,0210	10°	-0,0660	-0,0438	0,0069
	90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°				
	2011				2012				2011				2012				2011				2012		

Abbildung 40: Einfluss der Ausrichtungsveränderungen auf den Erlös bei einer Direktvermarktung nach Marktprämienmodell

Quelle: EEX, Berechnungen: IZES

Dabei ist die jeweils grün markierte Ausrichtung die Referenzausrichtung mit maximalem Jahresertrag. Für davon abweichende Ausrichtungen wurde die auf Seite 116 beschriebene Elastizität berechnet. Eine Steigerung des Erlöses im Fall einer Direktvermarktung im Sinne des Marktprämienmodells ist möglich, sofern diese den Wert 1 überschreitet, ansonsten resultiert aus der Abweichung von der Referenzausrichtung eine Erlösminderung. Die orange markierten Ausrichtungen steigern zwar den relati-

⁶⁸ Die beschriebene Elastizität wird in der Regel einen negativen Wert annehmen, da der Steigerung des Marktwertes eine Reduzierung des Jahresertrags gegenübersteht. Wie in den Wirtschaftswissenschaften üblich wird jedoch der Betrag der Elastizität herangezogen.

ven Marktwert, jedoch überwiegt die Reduzierung des Jahresertrags diesen Effekt. Die rot markierten Ausrichtungen senken sowohl den relativen Marktwert als auch den Jahresertrag und sind demnach aus Vermarktungssicht ausschließlich mit negativen Effekten verbunden. Den Modellrechnungen zu Folge hätte bei keinem der betrachteten Standorte eine Abweichung von der ertragsstärksten Ausrichtung zu einer Steigerung der Vermarktungserlöse nach Marktprämienmodell in den Jahren 2011 und 2012 geführt.

Die durchgeführten Berechnungen kommen zu dem Ergebnis, dass die derzeit vorherrschenden Preise auf dem Day-ahead-Handel keinen finanziellen Anreiz liefern, von der ertragsmaximalen Ausrichtung abzuweichen. Die im Marktprämienmodell positiv belohnte Steigerung des relativen Marktwertes ist nicht ausreichend, um die gleichzeitig entgangenen Erlöse aufgrund der Ertragsreduzierung zu überkompensieren.

3.3.7 Analyse des Eigenverbrauchs verschiedener Ausrichtungen und Standorte

Neben der Vermarktung nach Marktprämienmodell bietet die Möglichkeit zum Eigenverbrauch des PV-Stroms das Potential, einen finanziellen Vorteil durch ein Abweichen von der ertragsmaximierenden Anlagenausrichtung zu generieren. Daher wird im Folgenden untersucht, ob sich der Eigenverbrauchsanteil und damit die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage mit kombinierter Ost- und Westmodulausrichtung im Vergleich zu einer reinen Südanlage steigern lässt.

PV-Anlagen, welche sowohl aus nach Osten, als auch nach Westen ausgerichteten Modulen bestehen, haben im Vergleich zu einer reinen Südanlage ein etwas gleichmäßigeres Erzeugungsprofil. Dies ist in Abbildung 41 am Beispiel des Standorts Stoetten dargestellt. Verglichen mit reinen Ost- bzw. Westanlagen ist über eine Kombination die Verschiebung von erzeugter Energie in die Vormittags- und Nachmittagsstunden möglich. Aufgrund dieser Eigenschaft erscheint eine kombinierte Anlage als eine besonders attraktive Möglichkeit zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils.

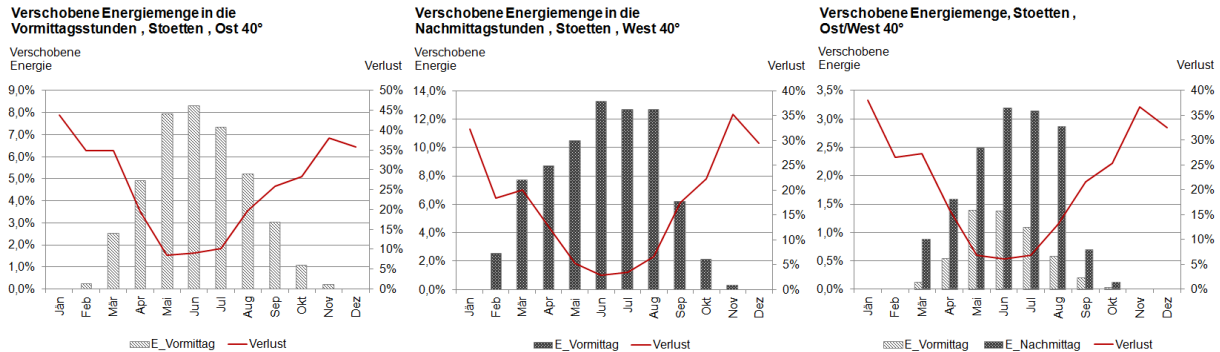


Abbildung 41: Vergleich der verschobenen Energiemengen für den Standort Stoetten

Quelle: EEX, Berechnungen: IZES

Der Eigenverbrauch des PV-Stroms ist gegenüber der Einspeisung ins Netz zur öffentlichen Versorgung dann von finanziellem Vorteil, falls die EEG-Vergütung bzw. die Erlöse im Marktprämienmodell pro erzeugter kWh geringer sind als die individuellen Strombezugskosten. Bei dem derzeitigen Vergütungsniveau ist davon auszugehen, dass der Eigenverbrauch der Einspeisung in allen Fällen vorzuziehen ist und aufgrund sinkender Tarife auch weiterhin vorteilhaft bleiben wird. Eine wichtige Kenngröße innerhalb der Analyse ist die Eigenverbrauchsquote, welche wie folgt definiert ist:

$$\text{Eigenverbrauchsquote} = \frac{\text{Eigenverbrauch in kWh}}{\text{gesamte Erzeugung in kWh}}$$

Formel 4: Berechnung der Eigenverbrauchsquote

Nimmt man wieder die ertragsmaximierende Südausrichtung als Referenz, ist ein Abweichen hiervon zwar mit einem Ertragsverlust, aber auch mit einer möglichen Erhöhung der Eigenverbrauchsquote verbunden.

Die Eigenverbrauchsquote ist stark davon abhängig, inwieweit der Erzeuger und potentielle Verbraucher des PV-Stroms sein zeitliches Verbrauchsprofil dem PV-Erzeugungsprofil anpassen kann. Für die Analyse der Möglichkeiten des PV-

Eigenverbrauchs werden folgende Standardlastprofile⁶⁹ als repräsentative Verbrauchsprofile verwendet:

- H0 (Haushalt)
- G0 (Gewerbe allgemein)
- G1 (Gewerbe werktags 08:00-18:00 Uhr)
- G3 (Gewerbe durchlaufend)
- G4 (Läden aller Art)

Sonstige andere Lastprofile werden aufgrund ihrer grundsätzlich nicht zur PV-Erzeugung passenden Charakteristik (z. Bsp. Gewerbe mit starkem Verbrauch in den Abendstunden oder zwischen Mitternacht und vor Sonnenaufgang) nicht betrachtet. Aufgrund des hohen Einflusses der individuell sehr verschiedenen Verbrauchsprofile wird im Gegensatz zu den Analysen der vorangehenden Kapitel in diesem Abschnitt keine standortscharfe Untersuchung vorgenommen. Vielmehr soll eine allgemeinere Einschätzung über den Mehrwert einer kombinierten Ost-Westanlage zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote getroffen werden. Als nicht-standortscharfes Leistungsprofil für eine ertragsoptimierte Südanlage wird das Standardeinspeiseprofil der E.ON Mitte AG herangezogen. Das Profil der Ost-Westanlage wird durch das PV-Modell errechnet, indem aus den fünf Standorten Bremerhaven, Potsdam, Fichtelberg, Mannheim und Stoetten der Durchschnittswert ermittelt wird. Damit keine Verzerrung aufgrund der unterschiedlichen Basisdaten entsteht, wird das PV-Standardeinspeiseprofil auf die durchschnittliche Vollbenutzungsstundenanzahl einer entsprechenden Anlage an den fünf genannten Standorten gemittelt.

Aus dem Vergleich der stundenscharfen Erzeugungs- und Verbrauchsdaten ergibt sich in Abhängigkeit des Gesamtjahresverbrauchs und der elektrischen Leistung der PV-Anlage die entsprechende Eigenverbrauchsquote. In Abbildung 42 sind die Ergebnisse für das H0-Profil für Haushalte dargestellt. Den Berechnungen zu Folge erreicht ein Haushalt mit einer kombinierten Ost-West-PV-Anlage ab einer bestimmten PV-Leistungsgröße deutlich höhere Eigenverbrauchsquoten als dies mit einer Südanlage der Fall ist.

⁶⁹ Das Standardlastprofil H0 wird vom Verteilnetzbetreiber EWE verwendet. Die übrigen Profile stammen von der E.ON Mitte AG.

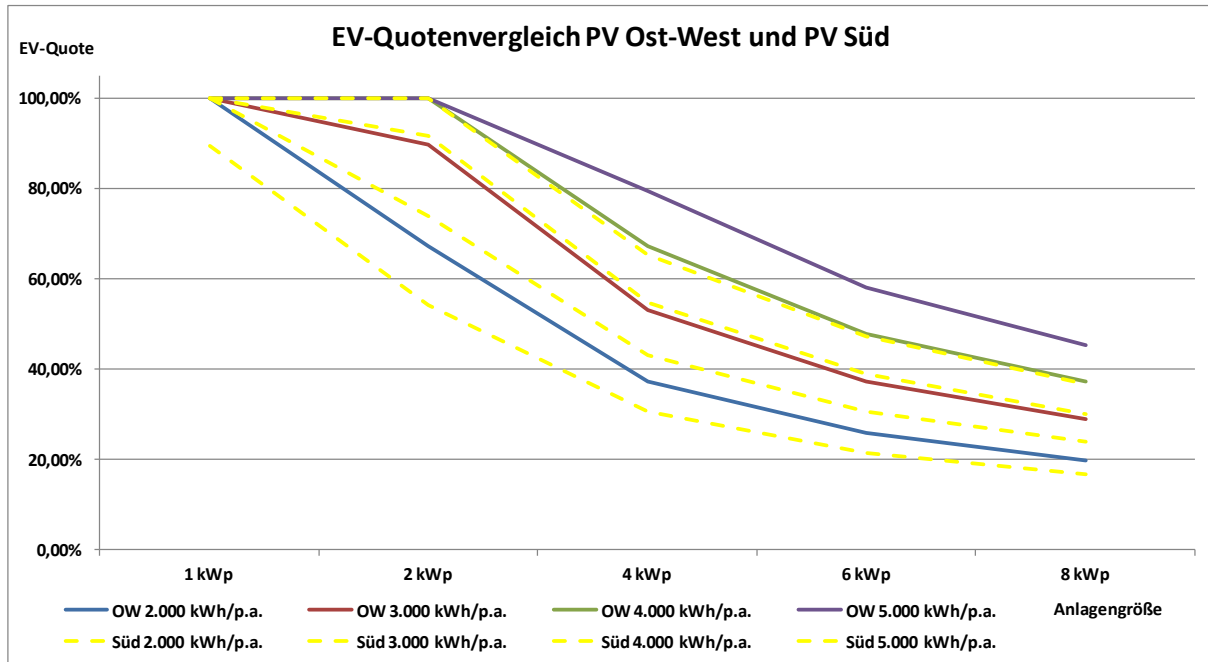


Abbildung 42: Eigenverbrauchsquote für Haushalte nach H0-SLP

Quelle: eigene Berechnungen (IZES)

Gewerbebetriebe, welche mit dem SLP G1 bilanziert werden (Gewerbe werktags 08:00-18:00 Uhr), weisen ein sehr günstiges Profil für den PV-Eigenverbrauch auf. Daher liegt die Eigenverbrauchsquote in allen Fällen vergleichsweise hoch (vgl. Abbildung 43). Dennoch ist eine Steigerung der Eigenverbrauchsquote durch die Installation einer kombinierten Ost-Westanlage im Vergleich zu einer Südanlage möglich. Während Betriebe mit einem Jahresverbrauch von 500.000 kWh selbst bei einer PV-Leistung von 500 kWp eine Quote von annähernd 100 % erreichen, ist bei kleineren PV-Leistungen und Jahresverbräuchen eine Steigerung um 20 % realisierbar (200 kWp, 200.000 kWh Verbrauch).

Die analogen Ergebnisse für die Modellrechnungen für die Standardlastprofile G0, G3 sowie G4 sind im Anhang zu finden. Diese kommen zu dem qualitativen gleichen Schluss, dass durch eine kombinierte Ost-West-PV-Anlage generell höhere Eigenverbrauchsquoten als durch eine PV-Südanlage erzielt werden.

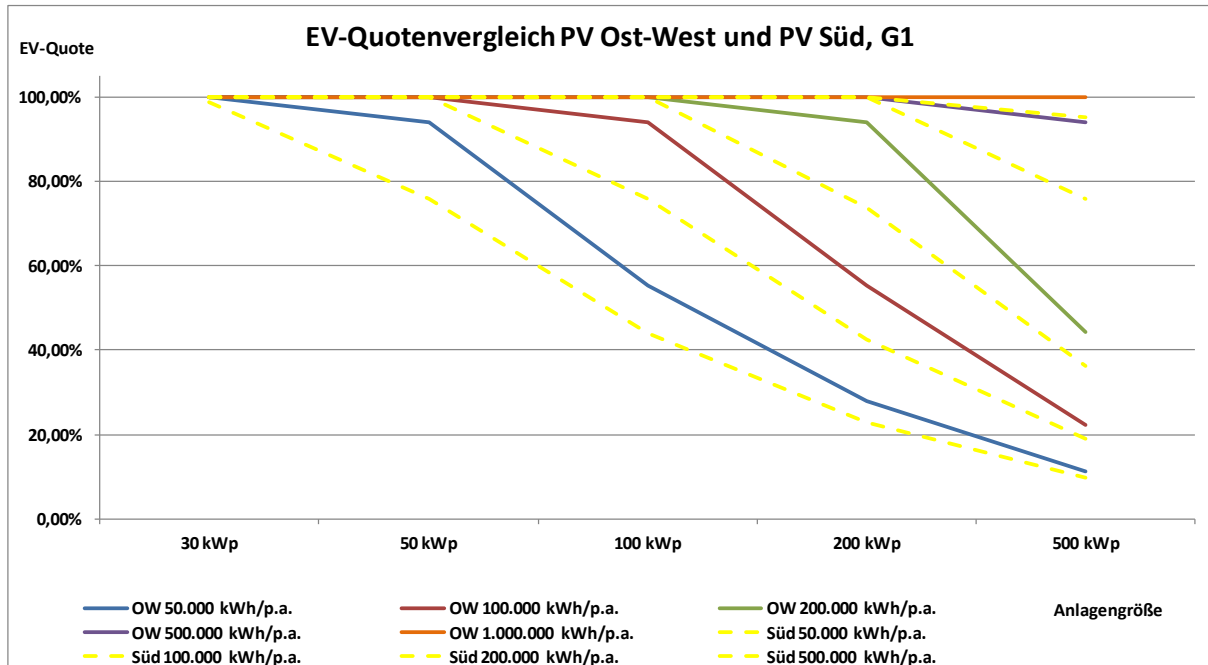


Abbildung 43 Eigenverbrauchsquote für Gewerbebetriebe nach G1-SLP

Quelle: eigene Berechnungen (IZES)

Möchte man die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage bewerten, ist eine höhere Eigenverbrauchsquote allein jedoch keine aussagekräftige Kenngröße. Nach den Modellrechnungen ist die Eigenverbrauchsquote einer Ost-Westanlage auf der einen Seite zwar höher als die einer Südanlage, auf der anderen Seite sinkt die erzeugte Energiemenge innerhalb eines Jahres (vgl. Abbildung 37 und Abbildung 38, jeweils rechter Teil). Daher ist für eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit eine vollständige Betrachtung der erzeugten und verbrauchten Energiemengen nötig: Neben den eingesparten Strombezugskosten durch den Eigenverbrauch wird die darüber hinausgehende, nicht selbstverbrauchte Menge ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist und nach EEG-Tarif vergütet.

Zu diesem Zweck wurden Wirtschaftlichkeitsrechnungen nach der Kapitalwertmethode mit einem Kalkulationszinssatz von 6 % über eine Laufzeit von 20 Jahren für Haushaltskunden (nach SLP H0) und Gewerbebetriebe mit Betriebszeiten von 08:00-18:00 Uhr (nach SLP G1) durchgeführt. Dabei wurden die berechneten Eigenverbrauchsquoten verwendet (vgl. Abbildung 42 und Abbildung 43). Die Veränderung des Lastprofils durch Lastmanagement sowie die Veränderung des Erzeugungsprofils durch Speicher wurden nicht berücksichtigt. Die weiteren Annahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnung sind im Anhang zu finden.

Die Ergebnisse in Form der Kapitalwerte für Haushaltskunden sind in Abhängigkeit des Jahresverbrauchs und der PV-Anlagenleistung in Tabelle 6 dargestellt. Positive Kapitalwerte sind grün eingefärbt, der jeweils höhere in dunklerem Ton. Negative Kapitalwerte sind rot geschrieben. Auffällig ist, dass ausschließlich in einem Fall ein negativer Kapitalwert berechnet wurde (8 kWp, 2000 kWh, Ost-Westanlage).⁷⁰ Ansonsten ist den Ergebnissen zufolge die Investition sowohl in eine Süd, als auch in eine Ost-West-Anlage als positiv zu beurteilen, wobei die Investition in eine Südanlage in jedem Fall den höheren Kapitalwert besitzt. Die höhere Eigenverbrauchsquote kann den Rückgang in der erzeugten Energie demzufolge nicht kompensieren. Dabei ist zu beachten, dass für alle Haushaltskunden ein konstanter Strombezugspreis angenommen wurde. Daher haben Investitionen in bestimmte Anlagengrößen bei einem Jahresverbrauch, der eine Eigenverbrauchsquote von 100 % ermöglicht, den gleichen Kapitalwert.

		H0				
		1 kWp	2 kWp	4 kWp	6 kWp	8 kWp
2000 kWh	Süd	1.560,69 €	1.778,74 €	1.780,92 €	1.629,07 €	1.453,18 €
	Ost-West	1.264,91 €	1.459,87 €	959,67 €	308,11 €	-387,65 €
3000 kWh	Süd	1.758,43 €	2.533,24 €	2.728,13 €	2.671,37 €	2.531,55 €
	Ost-West	1.265,08 €	2.200,57 €	1.987,25 €	1.439,51 €	806,55 €
4000 kWh	Süd	1.758,43 €	3.205,55 €	3.610,16 €	3.607,43 €	3.480,05 €
	Ost-West	1.265,08 €	2.529,82 €	2.919,74 €	2.480,58 €	1.919,35 €
5000 kWh	Süd	1.758,43 €	3.516,86 €	4.412,41 €	4.552,57 €	4.484,48 €
	Ost-West	1.265,08 €	2.530,17 €	3.715,32 €	3.470,27 €	2.967,49 €

Tabelle 6: Ergebnisse (Kapitalwerte) der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Haushaltskunden

Quelle: eigene Berechnungen (IZES)

Bei Gewerbetrieben (nach SLP G1) ergibt sich ein ähnliches Ergebnis (Tabelle 7). Die Investition in die PV-Südanlage ist in jedem Fall wirtschaftlich und weist gegenüber einer Ost-West-Anlage den stets höheren Kapitalwert auf. Da unterstellt wird,

⁷⁰ In diesem Fall sind die abgezinsten Erlöse durch EEG-Vergütung und eingesparten Strombezugskosten nicht ausreichend, um die abgezinsten Investitions- und Betriebskosten auszugleichen.

dass die Strombezugskosten bei einem höheren Jahresverbrauch abnehmen⁷¹, ist der Vorteil einer höheren Eigenverbrauchsquote weniger deutlich ausgeprägt als bei Haushaltskunden mit angenommenen konstanten Strombezugskosten. Aus diesem Grund sind die Unterschiede zwischen den beiden betrachteten Anlagentypen für Gewerbebetriebe höher als bei den Haushalten. Gleichzeitig ist der Einfluss der geringeren Jahreserzeugung von kombinierten Ost-West-Anlagen größer. Entsprechend bewegen sich die Kapitalwerte in den Fällen mit niedrigen Strombezugskosten (100.000 kWh Jahresverbrauch) in einem niedrigen Bereich. Folglich wird in vier Fällen, in denen entweder eine sehr geringe Eigenverbrauchsquote erreicht wird, oder die Strombezugskosten und Anlagenleistung sehr gering sind, der Kapitalwert der Investition in die Ost-West-Anlage negativ.⁷²

		G1				
		30 kWp	50 kWp	100 kWp	200 kWp	500 kWp
50.000 kWh	Süd	36.504,69 €	45.623,05 €	58.302,40 €	50.847,47 €	21.020,86 €
	Ost-West	24.900,62 €	38.022,72 €	42.804,64 €	13.811,63 €	-78.602,60 €
100.000 kWh	Süd	28.931,11 €	45.740,54 €	68.748,25 €	66.731,37 €	43.514,62 €
	Ost-West	17.967,87 €	29.946,46 €	68.186,36 €	56.993,20 €	-33.806,76 €
200.000 kWh	Süd	20.902,04 €	34.836,73 €	83.940,02 €	120.084,83 €	121.087,36 €
	Ost-West	11.035,12 €	18.391,87 €	51.050,31 €	92.537,02 €	29.777,68 €
500.000 kWh	Süd	12.872,96 €	21.454,94 €	57.176,44 €	114.352,89 €	205.328,94 €
	Ost-West	4.102,37 €	6.837,29 €	27.941,14 €	55.882,28 €	122.168,92 €
1.000.000 kWh	Süd	4.843,89 €	8.073,15 €	30.412,86 €	60.825,73 €	142.664,13 €
	Ost-West	-2.830,38 €	-4.717,29 €	4.831,97 €	9.663,95 €	24.159,87 €

Tabelle 7: Ergebnisse (Kapitalwerte) der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Gewerbekunden (Werktags 08:00-18:00 Uhr)

Quelle: eigene Berechnungen (IZES)

⁷¹ Die Strombezugskosten wurden nicht an die korrigierte netzbezogene Energie aufgrund des Eigenverbrauchs angepasst. In vereinzelt Fällen bei gleichzeitig sehr hoher PV-Erzeugung und Eigenverbrauchsquoten wäre dies in folgenden Forschungsarbeiten zu untersuchen. Der Effekt auf den Kapitalwert ist gegenläufig: Zum einen erhöhen sich die Strombezugskosten und daher der Vorteil der Eigenerzeugung, auf der anderen Seite wird der netzbezogene Strom durch den hohen Eigenverbrauch teurer.

⁷² Die Ursachen der negativen Kapitalwerte für die Fälle 100.000 kWh Jahresverbrauch und 30 bzw. 50 kWp für Ost-Westanlagen liegen in den Strombezugskosten, welche unter der durchschnittlichen EEG-Vergütung für Anlagen dieser Leistungsklasse liegen. In diesen Fällen wäre die Netzeinspeisung dem Eigenverbrauch vorzuziehen.

3.3.8 Schlussfolgerungen

Das entwickelte PV-Modell wurde dazu genutzt, um die bestehenden wirtschaftlichen Anreize für die Investition in PV-Anlagen mit einer von Süden abweichenden Ausrichtung, und einem damit einhergehenden unterschiedlichen Erzeugungsprofil zu überprüfen. Hierfür wurden zwei Möglichkeiten untersucht: Zum einen die Direktvermarktung nach Marktprämienmodell, zum anderen die der Eigenerzeugung und des Eigenverbrauchs. In beiden Fällen ist es denkbar, dass eine Veränderung des Erzeugungsprofils, verglichen mit dem Profil einer ertragsstarken Südanlage, zu höheren Erlösen führt und den reduzierten Jahresertrag finanziell überkompensiert. Die exemplarische Betrachtung von fünf ausgewählten Standorten kam zu der Erkenntnis, dass die Standortveränderung keinen großen Effekt auf das Erzeugungsprofil hat, wohingegen Ost- oder West- sowie kombinierte Ost-Westanlagen deutlich höhere Energiemengen zeitlich verschieben.

Für die Untersuchungen zur Direktvermarktung nach optionalem Marktprämienmodell kamen die Modellrechnungen zu dem Ergebnis, dass in den Jahren 2011 und 2012 keine von der Referenz abweichende Anlagenausrichtung zu einer Erlössteigerung hätte führen können. Zwar konnten laut den Berechnungen teilweise höhere Marktwerte erreicht werden, diese reichten jedoch nicht aus, um die Erlösrückgänge aufgrund der Jahresertragsrückgänge mehr als auszugleichen. Ein weiterer starker Zubau von Südanlagen könnte diese Situation zukünftig verändern.

Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen zum PV-Eigenverbrauch auf Basis standortneutraler Einspeise- und Standardlastprofile nach der Kapitalwertmethode für Haushalte und Gewerbebetriebe kommen ebenfalls zu der Schlussfolgerung, dass sich durch die Kombination von Ost-West-Modulen im Vergleich zur reinen Südausrichtung keine höheren Kapitalwerte ergeben. Zwar lässt sich die Eigenverbrauchsquote in allen Fällen steigern, jedoch sinkt der PV-Jahresertrag und damit einhergehend die nach EEG-vergütete Menge in stärkerem Maße. Dennoch haben die Berechnungen ergeben, dass ein Großteil der Ost-West-Anlagen einen positiven Kapitalwert erwirtschaftet und somit eine lohnende Investition darstellt, wenn bspw. keine geeignete Dachfläche für eine Südanlage verfügbar ist.

Die aktuelle Preissituation auf dem Day-ahead-Handel sendet zwar das Signal, dass es Anlagenausrichtungen gibt, die einen höheren relativen Marktwert erreichen und deren Leistungsprofil folglich, verglichen mit dem einer Südanlage, einem bedarfsgerechteren entspricht. Jedoch reichen die dadurch erzielten Zusatzerlöse nicht aus, um den finanziellen Verlust aufgrund des reduzierten Jahresertrags zu kompensieren, und es besteht kein finanzieller Anreiz solche Ausrichtungen zu realisieren. Ebenso sind den Berechnungen zu Folge keine höheren Kapitalwerte einer Investiti-

on in eine kombinierte Ost-West-Anlage zu erwarten, falls die Möglichkeit zum Eigenverbrauch besteht. In beiden Fällen stellt die ertragsmaximale Südanlage das wirtschaftliche Optimum dar. Jedoch wird in keinem der Fälle die Netzsituation oder das Potential von verfügbaren Flächen für Südanlagen berücksichtigt.

Insofern ist es denkbar, dass der Bau von Ost- bzw. West-PV-Anlagen durch die Verlagerung der Leistungsspitze aus netztechnischer Betrachtung vorteilhaft wäre. Ebenso ist es möglich, dass die verfügbaren Standorte für Südanlagen nicht ausreichend sind, um die notwendige PV-Kapazität für das Erreichen der langfristigen EE-Ausbauziele aufzubauen.

Tritt eine der beiden Situationen tatsächlich ein, müssen die bestehenden Vergütungsstrukturen für PV-Anlagen ggf. nach der Ausrichtung bzw. dem Leistungsprofil hin differenziert werden, um den aus gesamtsystemischer Sicht optimalen Zubau anzureizen. Dabei wäre es notwendig, die Erfassung des Standorts und der maximalen Anlagenleistungen (Nennleistung) um die Erfassung der Anlagenausrichtung (Azimut- und Anstellwinkel) zu erweitern. Dies ermöglicht eine Bestimmung der anlagenspezifischen Leistung um 12 Uhr mitteleuropäischer Zeit sowie des Zeitpunkts der maximalen Leistung. Durch die teils stark abweichenden Zeitpunkte und Höhen der Leistungsspitze ist die Nennleistung in kWp nur von relativ geringer Aussagekraft, sowohl hinsichtlich einer einzelnen Anlage, als auch hinsichtlich der gesamt installierten PV-Kapazität in Deutschland.

Es wäre zusätzlich erstrebenswert, eine solche Erhebung ebenfalls für den Anlagenbestand vorzunehmen. Eine Kategorisierung aller PV-Anlagen würde präzisere Prognosen zur zukünftigen Inanspruchnahme des Eigenverbrauchs und der daraus folgenden Lastauswirkungen ermöglichen.

Der über den Eigenverbrauch motivierte PV-Zubau ist aktuell in besonderem Maße von der Befreiung von Abgaben und Steuern abhängig. Sollten derartige Befreiungen wegfallen, ist eine Neubewertung der Vorteilhaftigkeit des Eigenverbrauchs gegenüber dem Netzbezug vorzunehmen. Die Modellberechnungen haben gezeigt, dass je nach individueller Situation eine kombinierte Ost-West-Anlage nach heutigen Rahmenbedingungen eine wirtschaftliche Investition darstellen kann, falls keine Installation einer nach Süden ausgerichtete Anlage möglich ist.

3.4 Verbesserung der Erlösperspektiven von Windenergie (Öko-Institut)

3.4.1 Definition der Referenzanlagen

Für Windkraftanlagen wird die Analyse auf Basis von Einspeisezeitreihen⁷³ für fünf verschiedene Standorte durchgeführt, die sich durch unterschiedliche Windgeschwindigkeiten und damit durch ein auch in seinem zeitlichen Verlauf unterschiedliches Dargebot von Windenergie auszeichnen: Juist (Offshore), Magdeburg, Stade, Eifel (Schleiden) und Bayern (Equarhofen). Damit soll ein breites Spektrum an möglichen Anlagenstandorten abgebildet werden. Darüber hinaus werden zwei Anlagentypen verglichen, die sich von ihrer technischen Auslegung her unterscheiden. Aktuelle Studien (DEWI 2011 und IWES 2013b) zeigen, dass die Auslegung einer Windkraftanlage einen starken Einfluss auf das Einspeiseprofil der Anlage hat. So führt insbesondere eine kleinere installierte Generatorleistung bei konstantem Rotordurchmesser zu einer höheren Auslastung bezogen auf die Nennleistung. Außerdem führt eine höhere Nabenhöhe dazu, dass die durchschnittliche Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe steigt. Eine höhere Nabenhöhe hat damit ebenfalls eine höhere Auslastung zur Folge. Darüber hinaus sinkt mit zunehmender Höhe der Einfluss der Bodenrauigkeit auf das Windprofil, was zu einer Glättung des Einspeiseprofiles führt (vergleiche IWES 2013b, Kapitel 4).

Im Durchschnitt erreichten die neuinstallierten Onshore-Windenergieanlagen im Jahr 2012 eine spezifische Rotorkreisfläche von 2,53 m²/kW (eigene Berechnungen basierend auf IWES 2013a) bei einer durchschnittlichen Nabenhöhe von 111 m. Um den bestehenden Anlagenbestand abzubilden, werden daher für die Berechnungen die Leistungskennlinie der Anlage Enercon E-101 mit einer Rotorkreisfläche von 2,6 m²/kW installierter Leistung und eine Turmhöhe von 100 m verwendet.

Die aktuell in Deutschland zugebauten Offshore-Anlagen erreichen eine spezifische Rotorkreisfläche von 2,1 m²/kW (Areva) bis 3,1 m²/kW (Siemens). Um eine mittlere Anlagenauslegung zu berücksichtigen, wird deshalb ebenfalls die Leistungskennlinie der Anlage E-101 mit einer Turmhöhe von 100 m verwendet.

Der Standardanlage wird eine optimierte Anlage mit einer Rotorkreisfläche von 4,5 m²/kW installierter Leistung gegenüber gestellt (Nordex N117). Für die optimierte

⁷³ Für die Analyse werden Zeitreihen der Windgeschwindigkeit in stündlicher Auflösung an den genannten Standorten für das Jahr 2012 in einer Höhe von 100 m Höhe und 140 m Höhe verwendet. Die Zeitreihen wurden von der ForWind GmbH bereitgestellt.

Anlage wird eine größere Nabenhöhe von 140 m unterstellt. Insbesondere für den Offshore-Standort und sehr gute Onshore-Standorte stellt dies eine eher unwahrscheinliche Auslegung dar, die bewusst so gewählt wurde, um eine extreme Auslegung zu überprüfen.

Tabelle 8 fasst die mittleren Windgeschwindigkeiten der verwendeten Standorte und die sich ergebende Auslastung für die beiden verwendeten Turbinentypen zusammen. Die Qualität der verschiedenen Standorte unterscheidet sich deutlich. Insbesondere der Standort in der Eifel ist mit einer jahresdurchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 7,8 m/s in 140 m Höhe ein sehr windreicher Standort. Mit der optimierten Anlagenauslegung wird an allen Onshore-Standorten eine deutlich höhere Auslastung erreicht. Da Offshore deutlich höhere Windgeschwindigkeiten vorherrschen, erreicht bereits die Standard-Anlage häufig die Nennleistung. Offshore führt die größere Rotorkreisfläche bei der optimierten Anlage dann nur noch zu einem vergleichsweise geringen Anstieg der Auslastung.

	Mittlere Windgeschwindigkeit	Dichte der Luft kg/m ³	Windleistungsangebot W/m ²	Jahresdurchschnittliche Auslastung	
	m/s in 140 m Hö			Standard	Optimiert
Wind Offshore (vor Juist)	9,6	1,23	1.105	60%	70%
Wind Stade	7,1	1,23	433	28%	48%
Wind Magdeburg	6,3	1,23	309	22%	39%
Wind Eifel	7,8	1,23	591	38%	54%
Wind Bayern	6,2	1,23	289	22%	38%

Tabelle 8: Vergleich der Windgeschwindigkeiten und der sich ergebenden Auslastung der verwendeten Standorte (im Jahresmittel)

Quelle: ForWind, Berechnungen: Öko-Institut ⁷⁴

3.4.2 Aktuelle Erlössituation

Für die verschiedenen Standorte und Anlagentypen können im Jahr 2012 jahresdurchschnittliche Marktwerte berechnet werden. Diese Marktwerte beschreiben den Erlös, den die betreffende Anlage bei einer Vermarktung des erzeugten Stroms zum jeweils geltenden Börsenpreis erzielt hätte. Die Marktwerte für die beschriebenen Windkraft-Referenzanlagen sind in Tabelle 9 aufgeführt. Sie unterscheiden sich auf

⁷⁴ Anmerkung: Nichtverfügbarkeiten (z.B. durch Wartungsarbeiten) sind nicht berücksichtigt.

Grund der technischen Kenndaten der Anlagen und der standortspezifischen Dargebotscharakteristika.

	Standard	Optimiert	Optimiert/ Standard	Im Verhältnis zu Stade
	€ ₂₀₁₀ /MWh			
Wind Offshore (vor Juist)	40,5	41,1	101%	108%
Wind Stade	37,6	39,2	104%	100%
Wind Magdeburg	36,8	38,5	105%	98%
Wind Eifel	38,0	39,6	104%	101%
Wind Bayern	37,2	38,9	105%	99%

Tabelle 9: Marktwerte für Windkraft-Referenzanlagen im Jahr 2012

Quelle: PowerFlex, Berechnungen: Öko-Institut

Grundsätzlich erreichen die optimierten Anlagen etwa um 4 % höhere Marktwerte im Jahr 2012. Eine Ausnahme bildet hier die Offshore-Anlage. Sie ist bereits in der Standard-Auslegung hoch ausgelastet. Die optimierte Auslegung führt nur zu einer geringen zusätzlichen Stromproduktion, so dass auch der Unterschied zwischen den Marktwerten gering ist. Zwischen den Standorten ist im Jahr 2012 kein großer Unterschied des Marktwertes zu beobachten. Wind-Offshore hat aber einen um 8 % höheren Marktwert als Wind-Onshore. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Offshore-Anlage durch ihre höhere Auslastung öfter in Stunden produziert, in denen wenige Onshore-Windkraftanlagen am Netz sind.

Als Fazit ist festzuhalten, dass sich die Marktwerte von Windkraftanlagen (im Gegensatz zur PV) durchaus stärker unterscheiden. Bedingt durch die Merit-Order-Effekte der erneuerbaren Energien werden diese Unterschiede in Zukunft tendenziell zunehmen (vgl. Öko-Institut 2013).

3.5 Zusammenfassung

Für PV-Anlagen dürfte die Standortwahl keinen merklichen Einfluss auf das Erzeugungsprofil haben. Ausschlaggebend ist die Ausrichtung. Anreize, die vornehmlich das Erzeugungsprofil beeinflussen, haben demnach einen geringen Einfluss auf die Standortwahl und damit auf die geographische Verteilung von PV-Anlagen.

Eine Direktvermarktung bietet gegenwärtig keine ausreichende Anreize für PV-Anlagen, das Erzeugungsprofil an Day-ahead-Preise anzupassen. Hierzu wäre eine

Ausrichtung erforderlich, die von der ertragsmaximierenden abweicht. Durch sie können durchaus höhere durchschnittliche Marktpreise erzielt werden. Diese reichen jedoch nicht aus, um der Ertragsrückgang zu kompensieren. Gegenwärtig dürfte eine Direktvermarktung also nicht zu Investitionen beitragen, die zu einer gleichmäßigeren PV-Einspeisung mit geringeren Leistungsspitzen und Gradienten und damit einer geringeren Netzbelastung führen. Allerdings kann sich dies zukünftig ändern. Insbesondere kann ein weiterer ertragsorientierter PV-Zubau die Struktur der Day-ahead-Preise weiter so verändern, dass die Preise zwischen Tageszeiten mit hoher und niedrigerer PV-Einspeisung stärker differieren. Dann könnten sich Investitionen in nicht ertragsmaximierend ausgerichtete Anlagen lohnen.

Auch die Ergebnisse für einen PV-Eigenverbrauch erweisen eine ertragsmaximierende Ausrichtung als rentabelste. In diesem Fall können aber andere Ausrichtungen noch rentabel sein. Gerade in diesem Fall können erwartete Netzengpässe, die zu Drosselungen der Einspeisung führen, Investoren zu einer anderen Ausrichtungswahl veranlassen, deren Ziel ist, den Eigenverbrauch zu erhöhen, was insgesamt zu einer geringeren zusätzlichen Belastung des Netzes führen kann. Es sei darauf hingewiesen, dass Berechnungen zur Rentabilität eines PV-Eigenverbrauchs in besonderem Maße von teils umstrittenen Steuer- und Abgaberegelungen abhängen.

Um für Netzfragen bessere Daten zu haben, ist zu erwägen, die Erfassung des Standorts und der maximalen Anlagenleistungen (Nennleistung) um die Erfassung der Anlagenausrichtung (Azimut- und Anstellwinkel) zu erweitern. Dies ermöglicht eine Abschätzung der anlagenspezifischen Leistung um 12 Uhr mitteleuropäischer Zeit sowie des Zeitpunkts der maximalen Leistung. Durch die teils stark abweichenden Zeitpunkte und Höhen der Leistungsspitze ist die Nennleistung in kWp nur von relativ geringer Aussagekraft, sowohl hinsichtlich einer einzelnen Anlage als auch hinsichtlich der PV-Erzeugung in bestimmten Netzgebieten oder in Deutschland.

Für Windkraftanlagen konnte für eine veränderte Auslegung an ausgewählten Standorten eine Erhöhung der Marktwerte um 4-5 % bei gegenwärtigen Day-ahead-Preisen errechnet werden. Inwieweit diese Erhöhung ausreicht, um die höheren Investitionen der veränderten Auslegung zu decken, ist ungewiss. Auch für Windkraftanlagen ist zu erwarten, dass ein zukünftig stärkerer Merit-order-Effekt tendenziell die Wirtschaftlichkeit marktwertorientierter Auslegungen verbessert. Eine marktwertorientierte Auslegung muss jedoch nicht mit einer netzorientierten übereinstimmen. Deshalb ist zusätzlich zu überlegen, unter welchen Bedingungen eine netzorientierte Ausrichtung sinnvoll ist, und wie diese angereizt werden kann.

4 Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energie nutzende Stromerzeugungsanlagen

Neben den Großhandelsmärkten sind die Systemdienstleistungsmärkte zu beachten. Auf den Systemdienstleistungsmärkten treten Netzbetreiber als Nachfrager auf und bezahlen Anlagenbetreiber für das Angebot von Arbeit und Leistungen, die in bestimmten Situationen erforderlich sind, um das Netz stabil zu halten oder die Bilanzen auszugleichen. Letzteres ist bei Verlustenergie der Fall. Diese Märkte können für erneuerbaren Energien aus zwei Gründen bedeutsam sein: Zum ersten können erneuerbare Energien auf ihnen zusätzliche Erlöse erwirtschaften. Zum zweiten sind gegenwärtig konventionelle Kraftwerke erforderlich, um den Großteil dieser Dienstleistungen bereitzustellen. Sie müssen dafür teils in erheblichem Umfang dauerhaft Strom erzeugen (s. Kapitel 2.3). Erneuerbare Energien müssen langfristig diese Systemdienstleistungen bereitstellen, damit ein hoher Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung erreicht werden kann.

Der erste Grund ist weniger bedeutend, da die Erlöse aus Systemdienstleistungen relative gering sind. So weist Bundesnetzagentur (Dezember 2013, S.74) Gesamtkosten für Systemdienstleistungen von rund 1 Mrd.€ für das Jahr 2012 aus, wovon mit 417 Mio.€ der größte Teil auf Regelleistung entfällt, gefolgt von 354 Mio.€ für Verlustenergie. Auf diese beiden Dienste entfällt demnach der weitaus größte Teil. Im Vergleich zur EEG-Umlage im Jahr 2013 von rund 19 Mrd.€/a⁷⁵ ist die Gesamtsumme zwar nicht vernachlässigbar. Eine deutliche und vor allem zügige Entlastung der EEG-Umlage ist durch eine Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energien vor diesem Hintergrund aber nicht zu erwarten, zumal auch nur ein allmählicher Markteintritt erfolgen kann und der Markteintritt von erneuerbaren Energien tendenziell die Preise für Dienstleistungen senkt. Der zweite Grund – eine Verdrängung konventioneller Kraftwerke – hingegen ist sehr gewichtig, da nur so eine vollständige Systemtransformation zu erreichen ist.

Im Folgenden wird zuerst die Bereitstellung von Regelenergie behandelt und anschließend werden die weiteren Systemdienstleistungen betrachtet. Der Fokus auf Regelenergie ist durch die relativ große wirtschaftliche Bedeutung dieser Märkte begründet und zudem durch die Tatsache, dass er überwiegend technisch gut zugänglich zumindest für steuerbare erneuerbare Energien ist, womit Fragen des Marketdesign gegenwärtig besonders wichtig sind.

⁷⁵ s. http://www.netztransparenz.de/de/file/2014-01-07_EEG-Konto_finanzieller-HoBA_2013_Dezember_gesamt.pdf.

4.1 Regelenergie

Zuerst wird die grundlegende Organisation der Regelenergiemärkte dargestellt. Die aktuell sich vollziehende Internationalisierung der Regelenergiemärkte wird als wichtige Änderung der Rahmenbedingungen anschließend besprochen. Auf Basis dieser Voraussetzung wird das Marktgeschehen und schließlich die Kompatibilität mit erneuerbaren Energien analysiert.

4.1.1 Der nationale Markt (Öko-Institut)

Die Monopolkommission (2009) liefert folgende Definition für Regelenergie:

Regelenergie wird in Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve unterschieden. Primärregelleistung muss im nachgefragten Umfang vollständig innerhalb von 30 Sekunden bereitgestellt werden. Sekundärregelleistung ist innerhalb von fünf Minuten abzurufen. Kraftwerke, die an der Primär- und Sekundärregelung teilnehmen, müssen ihre Regelleistung dann bis maximal 15 Minuten nach Beginn des Regelvorgangs halten können. Anschließend werden sie von der Minutenreserve abgelöst, die innerhalb von 15 Minuten vollständig abrufbar sein muss. Die Anforderung von Minutenreserveleistung erfolgt zur fahrplantechnischen Abwicklung mit einer Vorlaufzeit von mindestens 7,5 Minuten zum Beginn der nächsten Viertelstunde.

Die Ausschreibungsergebnisse für Regelleistung werden von der gemeinsamen Ausschreibungsplattform der Übertragungsnetzbetreiber www.regelleistung.net veröffentlicht. Grundsätzlich sind Ausschreibungsergebnisse für Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve verfügbar. Die Ausschreibungen für Primärregelleistung und für Sekundärregelleistung finden seit Juli 2011 wöchentlich statt. Die Ausschreibungen für Minutenreserve finden werktäglich statt (jeweils am Tag vor der Lieferung; bzw. am Freitag für Samstag, Sonntag und Montag). Am Markt für Sekundär- und Minutenregelleistung ist zwischen Leistungspreisen und Arbeitspreisen zu unterscheiden, für die Primärregelleistung werden nur Leistungspreise gezahlt. Der Leistungspreis wird dafür gezahlt, dass sich Kraftwerke bereithalten, je nach Bedarf mehr oder weniger Strom zu produzieren. Der Leistungspreis wird also auch gezahlt, wenn die Regelenergie nicht abgerufen wird. Die Arbeitspreise werden dann verrechnet, wenn Regelenergie abgerufen wird. Grundsätzlich wird das Pay-as-bid-Verfahren für die Regelenergie angewendet. Dies bedeutet, dass die Kraftwerke mit den Leistungspreisen und Arbeitspreisen vergütet werden, mit denen sie angeboten haben. Der Leistungsabruf erfolgt bei positiver Regelleistung in aufsteigender Preis-

reihenfolge, d.h. Leistungen zu niedrigen Arbeitspreisen werden als erste abgerufen und werden mit dem angebotenen Arbeitspreis vergütet. Umgekehrt verhält es sich bei negativer Regelleistung, wo zuerst derjenige Bieter zum Einsatz kommt, der bereit ist für die Verringerung seiner Produktion bzw. die Erhöhung seines Verbrauchs den höchsten Preis zu zahlen (wobei zu erwähnen ist, dass auch negative Preise geboten werden können, was bedeutet, dass ein Anbieter für den Abruf negativer Regelleistung Zahlungen erhält). Im Unterschied zum Spotmarkt, an dem für alle erfolgreichen Gebote der markträumende Preis gezahlt wird, werden hier Arbeitsabruf als (und auch Leistungsbereitstellung) zum jeweiligen Angebotspreis bezahlt.

4.1.2 Grenzüberschreitender Handel (IZES)

4.1.2.1 IGCC - der internationale Netzregelverbund

Im Dezember 2008 wurden erstmalig drei deutsche Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum Netzregelverbund (NRV) zusammengeschlossen, der seit dem Eintritt von Amprion im Jahr 2010 alle deutschen ÜNB umfasst. Ziel des Netzregelverbundes war es, Synergien zu heben und einen optimierten Einsatz von Regelleistung zu erreichen. Dazu wurden Ausbaustufen definiert, die für den deutschen NRV vollständig realisiert wurden, womit – nach Aussage der ÜNB – „alle, die Netzregelung in Deutschland betreffenden Synergien gehoben [sind].“ (ÜNB 2012, S. 1).

Konkret teilten sich die Ausbaustufen wie folgt auf (ÜNB 2012):

- Modul 1: Saldierung von Leistungsungleichgewichten
- Modul 2: gemeinsame Dimensionierung der vorzuhaltenden Regelleistung, automatische Breitstellung von RL-Aushilfe zwischen ÜNB
- Modul 3: Bildung eines einheitlichen Regelleistungsmarktes
- Modul 4: Einsatz der Regelleistung nach einer gemeinsamen Merit-Order

Auf Basis des deutschen Netzregelverbundes wurde der internationale Netzregelverbund (IGCC⁷⁶) ins Leben gerufen, dessen Betrieb mit der Verbindung des (deutschen) NRV und dem dänischen Netz im Januar 2012 aufgenommen wurde. Im Laufe des Jahres 2012 haben sich weitere Länder angeschlossen, seit Oktober 2012

⁷⁶ International Grid Control Cooperation

umfasst der IGCC die ÜNB der Länder Deutschland, Dänemark, Niederlande, Schweiz, Tschechien sowie Belgien.

Der Austausch der im IGCC zusammengeschlossenen ÜNB beschränkt sich derzeit auf die Saldierung von Leistungsungleichgewichten (Modul 1 des NRV, englisch: netting), dessen Funktionsweise im Folgenden näher beschrieben werden soll. Er dient im Wesentlichen zur Optimierung des SRL⁷⁷-Abrufs.

Anders als im (nationalen) Netzregelverbund hat die Kooperation im internationalen Netzregelverbund (IGCC) keine Auswirkungen auf die jeweils beschaffte Regelleistung. Entsteht ein Bedarf an sekundärer Regelleistung, so wird zunächst im Rahmen des NRV das Regelzonensaldo der deutschen Übertragungsnetze berechnet. Dieser Saldo wiederum wird mit den Regelzonensalden der an Deutschland angeschlossenen Übertragungsnetze verrechnet. Besteht dann noch ein Bedarf an Regelleistung, so wird die entsprechende Reserve aktiviert. Anders formuliert: Bevor bspw. in Deutschland positive und in Frankreich zeitgleich negative Regelenergie aktiviert wird, versucht man zunächst saldierende Effekte zu nutzen. Das jeweils mögliche Saldierungspotential wird sekundlich durch eine Kommunikation der entsprechenden Leistungs-Frequenz-Regler ermittelt. Der so ermittelte Austausch erfolgt online, wobei die überspeiste Region an die unterspeiste Energie liefert. Die Saldierung kann dabei höchstens im Rahmen der nicht vom Markt nachgefragten (Rest-) Übertragungskapazitäten erfolgen. Eine Reservierung für die Nutzung im IGCC findet nicht statt.

Die im Rahmen des IGCC ausgetauschten Energiemengen sorgen dafür, dass die jeweiligen ÜNB weniger Regelleistung abrufen müssen. Dadurch entstehen Verzerrungen in den (eigentlich) notwendigen Kosten bzw. Erlösen durch Regelleistungsbereitstellung. Um eine faire Verteilung der finanziellen Einsparung im Rahmen des IGCC zu gewährleisten, werden die ausgetauschten Energiemengen anhand der Opportunitätskosten verrechnet. Aufgrund der unterschiedlichen Systeme der teilnehmenden Länder müssen für jedes Land separate Opportunitätskosten ermittelt werden, um im Anschluss den internationalen Settlement-Preis als einheitlichen Verrechnungspreis zu bestimmen. Dieser berechnet sich als abruhmengengewichteter Durchschnitt der jeweiligen (nationalen) Opportunitätspreise.

Zur Verdeutlichung der Wirkung sei ein Beispiel angeführt (leicht verändert nach ÜNB: 2012, S. 9):

⁷⁷ Sekundäre Regelleistung

A und B seien zwei durch den IGCC verbundene Länder. ÜNB A ist um 40 MWh unterdeckt, ÜNB B ist um 20 MWh überdeckt. Ausreichend Übertragungskapazitäten seien verfügbar. Es erfolgt ein Austausch über den IGCC: ÜNB A bekommt von ÜNB B 20 MWh. In der Folge muss ÜNB A nur 20 MWh positive SRL aktivieren, ÜNB muss keine negative SRL aktivieren.

Die Opportunitätskosten, der so nicht aktivierten 20 MWh, seien:

ÜNB A hätte für die notwendige positive SRL 100 €/MWh zahlen müssen

ÜNB B hätte für die notwendige negative SRL 50 €/MWh zahlen müssen

Der Settlement-Preis beträgt nun:

$$\frac{20 \text{ MWh} * 100 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} + 20 \text{ MWh} * \left(-\frac{50\text{€}}{\text{MWh}}\right)}{20 \text{ MWh} + 20 \text{ MWh}} = 25 \text{ €/MWh}$$

ÜNB A muss an ÜNB 25 €/MWh für die gelieferte Energie an ÜNB B zahlen, vermeidet jedoch Aufwendungen in Höhe von 100 €/MWh. Seine Einsparung beträgt somit $(100 - 25\text{€/MWh}) = 75 \text{ €/MWh}$.

ÜNB B bekommt 25 €/MWh von ÜNB und vermeidet Zahlungen in Höhe von 50 €/MWh. Seine Ersparnis beträgt somit $(50 + 25\text{€/MWh}) = 75 \text{ €/MWh}$.

Die monatlich ausgetauschten Mengen im Rahmen des IGCC sowie die im Rahmen der Sekundärregelleistung beanspruchte Arbeit sind für den Zeitraum vom Januar 2012 – September 2013 in Abbildung 44 dargestellt. Mit im Mittel 66 GWh im Monat bzw. 8 – 21 % des gesamten Sekundärregelleistungsbedarfes, die man als vermiedenen SRL-Abruf interpretieren kann, trägt der IGCC signifikant zur Frequenzhaltung bei.

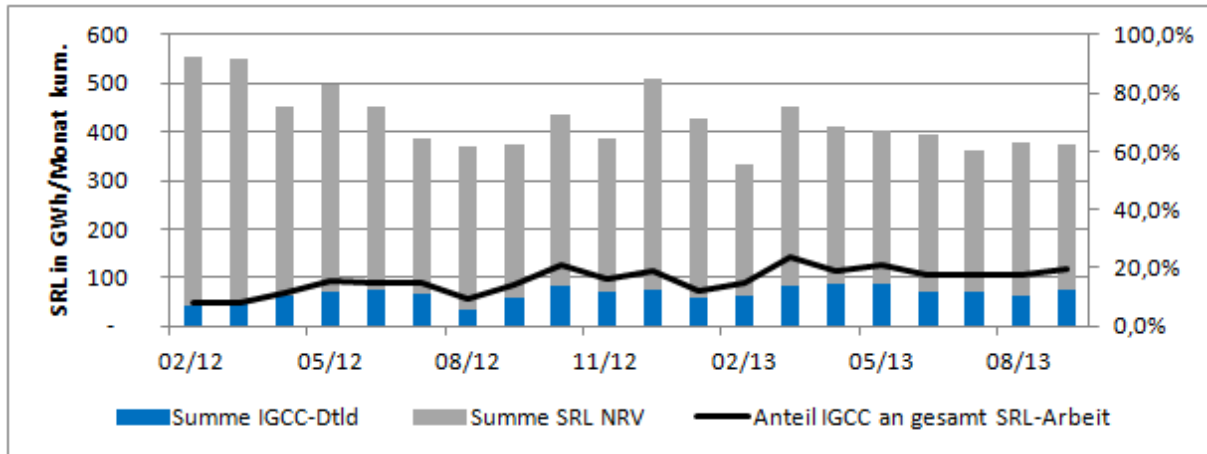


Abbildung 44: Abgerufene monatliche Arbeit an Sekundärregelleistung (SRL) IGCC kum. 02/2012 - 09/2013

4.1.2.2 Ausblick: Entso-E Network Code on Electricity Balancing

Auf Grundlage der Verordnung EG 714/2009 sowie der Richtlinie 2009/72/EG werden zurzeit von der Entso-E anhand der Framework Guideline der ACER sogenannte Network Codes entwickelt, welche später, wenn sie von der Kommission erlassen wurden, rechtsverbindlich werden, mit dem Ziel, einen EU-weiten Strom und Gasmarkt zu schaffen. Im Rahmen der Regenergie ist der Network Code on Electricity Balancing maßgeblich, welcher sich derzeit in der öffentlichen Konsultationsphase befindet.

Übergeordnetes Ziel des Network Codes on Electricity Balancing ist es:

„Einen Beitrag zu einem nicht diskriminierenden, wettbewerblich wirksamen, vollständigen und effizienten Elektrizitätsmarkt zu leisten und grenzüberschreitenden Handel, Versorgungssicherheit, den größtmöglichen Nutzen der Teilnehmer sowie die Teilnahme von Demand Response zu fördern und darüber hinaus das EU-Ziel zur Integration Erneuerbarer zu stützen als auch ein optimales Management und die Koordination der europäischen Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen.“ (ENTSO-E 2013)

Dazu soll die Kooperation nationaler Übertragungsnetzbetreiber verstärkt, Regelleistungsprodukte zunehmend standardisiert und Grenzkapazitäten auch im Rahmen der Regenergiebereitstellung wesentlich stärker genutzt sowie grundsätzlich auch die grenzüberschreitende Regelleistungsbeschaffung ermöglicht werden.

4.1.3 Aktuelle Marktergebnisse (Öko-Institut)

Abbildung 45 zeigt den langfristigen Trend der durchschnittlichen Leistungspreis(LP)entwicklung für die Vorhaltung negativer (NEG) und positiver (POS) Regelleistung im Zeitraum 2007 bis zum Frühsommer 2013.

Es wird deutlich, dass Primärregelleistung am teuersten ist, gefolgt von Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenregelleistung (MRL). Seit dem Jahr 2009 ist negative Sekundär- und Minutenregelleistung teurer als positive. Nicht alle Preisentwicklungen lassen sich energiewirtschaftlich erklären. Es wird aber deutlich, dass die Leistungspreise für Regelleistung im Sommer 2011 nach der Umstellung auf die wöchentliche Auktion angestiegen sind, seitdem aber wieder deutlich gefallen sind.

In den folgenden Abschnitten werden jeweils die wesentlichen Entwicklungen in den drei Teilmärkten der Regelleistung (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) in den letzten Jahren kurz beschrieben.

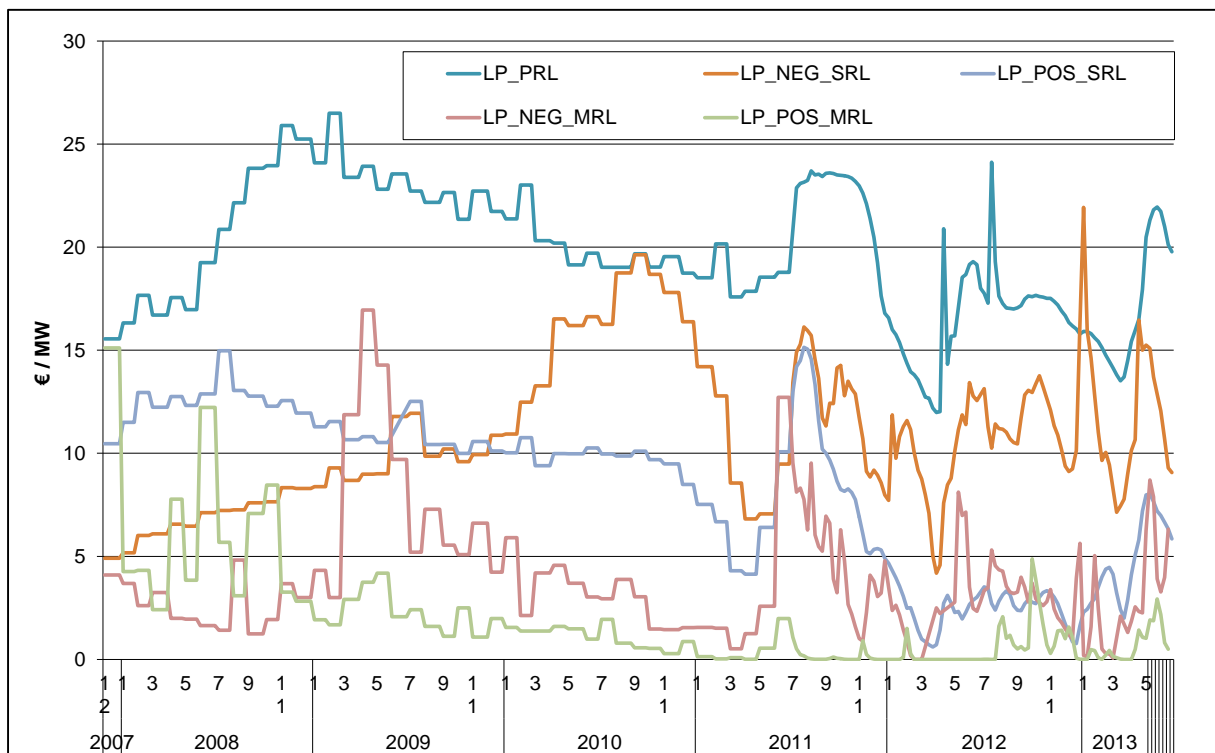


Abbildung 45: Langfristiger Trend der durchschnittlichen Leistungspreisentwicklung für Regelleistung,

Quelle: EEX o.J., EPEX Spot, www.regelleistung.net, Berechnung und Darstellung: Öko-Institut

4.1.3.1 Primärregelleistung

Die mittleren Preise in der **Primärregelleistung** (vgl. Abbildung 46) seit der Einführung der wöchentlichen Auktionen zum Ende des Monats Juni 2011 weisen insgesamt einen leichten Abwärtstrend auf. Während die durchschnittlichen Preise seither bei rund 3.000 €/MW liegen, befindet sich der Durchschnitt für knapp die erste Hälfte des Jahres 2013 bei rund 2.850 €/MW. In über 80 % der in Abbildung 46 dargestellten Auktionsergebnisse liegen die Grenzleistungspreise⁷⁸ bis maximal 20 % über dem mittleren Leistungspreis. Nur in zwei der 104 abgebildeten Auktionen liegen die Grenzleistungspreise nahe an oder sogar 100 % über dem mittleren Leistungspreis.

Bricht man diese Mittelwerte der mittleren Leistungspreise auf die einzelnen Stunden herunter, liegt der Preis für die Erbringung der Primärregelleistung unter 20 €/MW; im Schnitt liegt dieser Wert für 2013 bei knapp 17 €/MW.

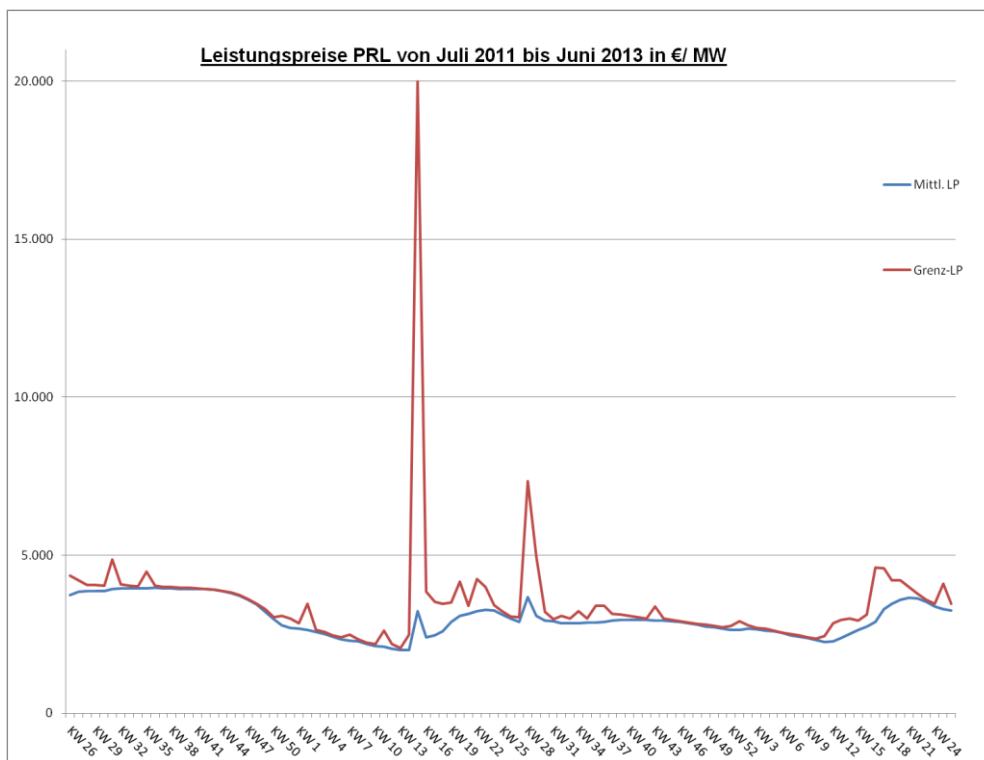


Abbildung 46: Leistungspreise PRL von Juli 2011 bis Juni 2013 in €/ MW

Quelle: regelleistung.net, Darstellung: Öko-Institut

⁷⁸ Der Grenzleistungspreis ist der höchste gebotene Leistungspreis, der einen Zuschlag erhielt.

4.1.3.2 Sekundärregelleistung

In der **Sekundärregelleistung** ergibt sich ein weitaus stärker kontrastierendes Bild. Die Erträge aus der Bereitstellung ergeben sich aus den Leistungs- und Arbeitspreisen. Weiterhin findet in jeder Woche eine Auktionen für jede der vier Zeitscheiben Negative Sekundärregelleistung in der Hochtarifzeit (NEG HT) und NT sowie Positive Sekundärregelleistung in der Hochtarifzeit⁷⁹ (POS HT) und NT statt, die für ‚HT‘ die *Börsenstunden* 9 bis 20 (d.h. von 8 Uhr bis 20 Uhr) an den Werktagen abdecken (gesamt 60h) und für ‚NT‘ die verbleibenden Abend- und Wochenendstunden (mit gesamt 108h).

Abbildung 48 und Abbildung 47 zeigen, dass es auch bei der Sekundärreserve seit der Umstellung auf wöchentliche Auktionen in drei Segmenten fallende mittlere Leistungs- und Grenzleistungspreise gibt, wohingegen die Preise in für NEG_HT eine steigende Tendenz aufweisen.

⁷⁹ Die jeweils deckungsgleich für positive und negative SRL von Montag-Freitag 8-20 Uhr gelten.

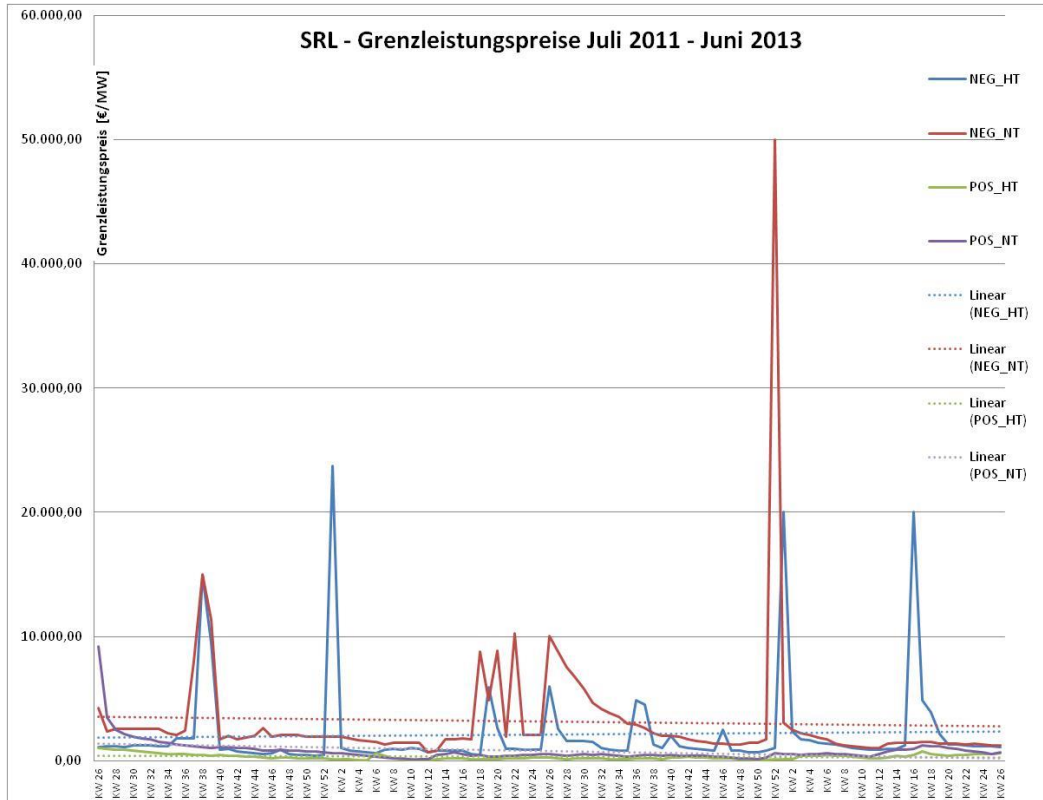


Abbildung 47: SRL - Grenzleistungspreise Juli 2011 - Juni 2013

Quelle: regelleistung.net, Darstellung: Öko-Institut

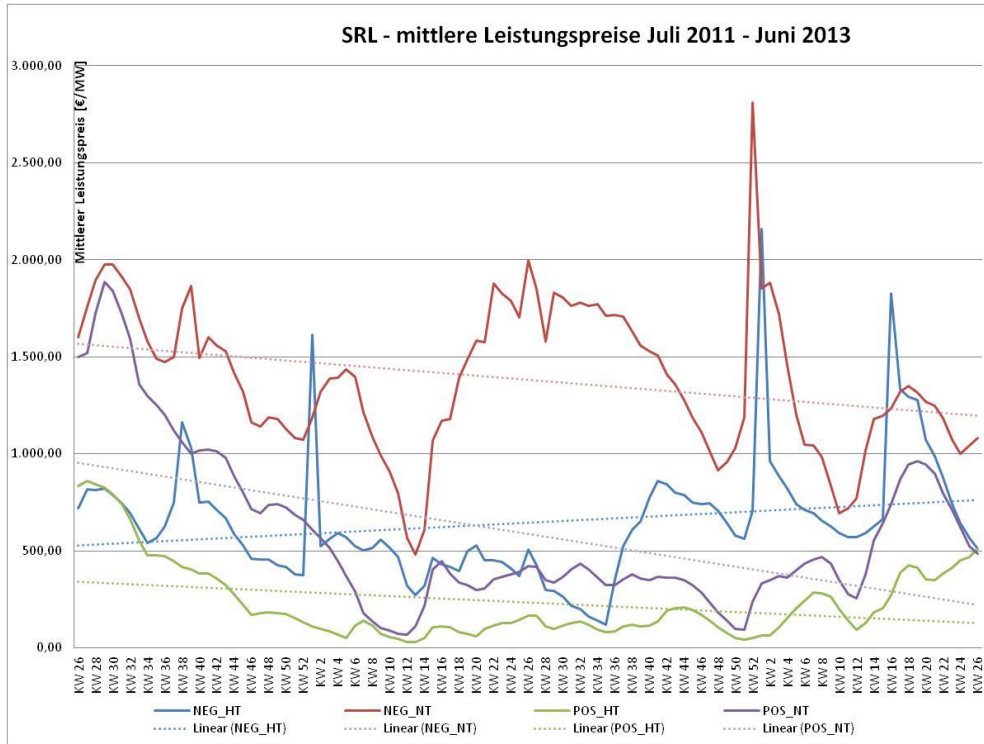


Abbildung 48: SRL - mittlere Leistungspreise Juli 2011 - Juni 2013

Quelle: regelleistung.net; Darstellung: Öko-Institut

Generell liegen die auf die einzelnen Stunden herunter gebrochenen Preise (vgl. Tabelle 10) für die Erbringung positiver SRL im einstelligen Euro-Bereich und weisen nur geringe Schwankungen zwischen mittleren und Grenzleistungspreisen auf.

Die Leistungspreise für negative SRL fangen im unteren zweistelligen Bereich an. Auch liegen die Grenzleistungspreise nicht so nah an den mittleren Leistungspreisen, wobei Abbildung 47 zeigt, dass es vor allem bei der negativen Sekundärreserve extreme Preisausschläge gibt. Dabei ist es eher schwierig, den genauen Einfluss externer Effekte und den einer möglichen impliziten Kollusion der (wenigen) Marktteilnehmer voneinander zu trennen. Da die Faktoren, die eine mögliche Verknappung des Angebots beeinflussen können, vielfach öffentlich bekannt sind, ist ein eher einheitliches Gebotsverhalten recht wahrscheinlich.

	Mittelwert	Anzahl h	Mittelwert/ h
mittl. LP			
NEG_HT	659 €	60	11 €
NEG_NT	1.409 €	108	13 €
POS_HT	257 €	60	4 €
POS_NT	611 €	108	6 €
Grenz-LP			
NEG_HT	2.096 €	60	35 €
NEG_NT	3.155 €	108	29 €
POS_HT	302 €	60	5 €
POS_NT	777 €	108	7 €

Tabelle 10: Mittelwerte der Leistungspreise für die SRL von Juli 2011 - Juni 2013

Quelle: www.regelleistung.net

Dennoch bewegen sich die durchschnittlichen Leistungspreise (vgl. Tabelle 10) generell eher auf einem niedrigen Niveau, so dass ein z.B. Angebot von Bioenergieanlagen in der Sekundärregelenergie im Schnitt nur kostendeckend sein kann, wenn eine Mischkalkulation aus den Erlösen von Leistungs- und Arbeitspreisen erfolgt. Hierbei können jedoch – je nach Anbieter und Art der Stromerzeugungsanlage und ihrem Brennstoff – unterschiedliche Strategien angewendet werden, die sich vor allem durch die zu erzielende bzw. angestrebte Abrufhäufigkeit und daran angepasste Arbeitspreisgebote unterscheiden.

Dabei erweisen sich die Arbeitspreise in der positiven SRL als weitaus konstanter: Diese lagen im Schnitt zwischen Januar 2010 und Juni 2012 bei ungefähr 130 €/MWh und wiesen im Jahr 2012 einen Aufwärtstrend auf.

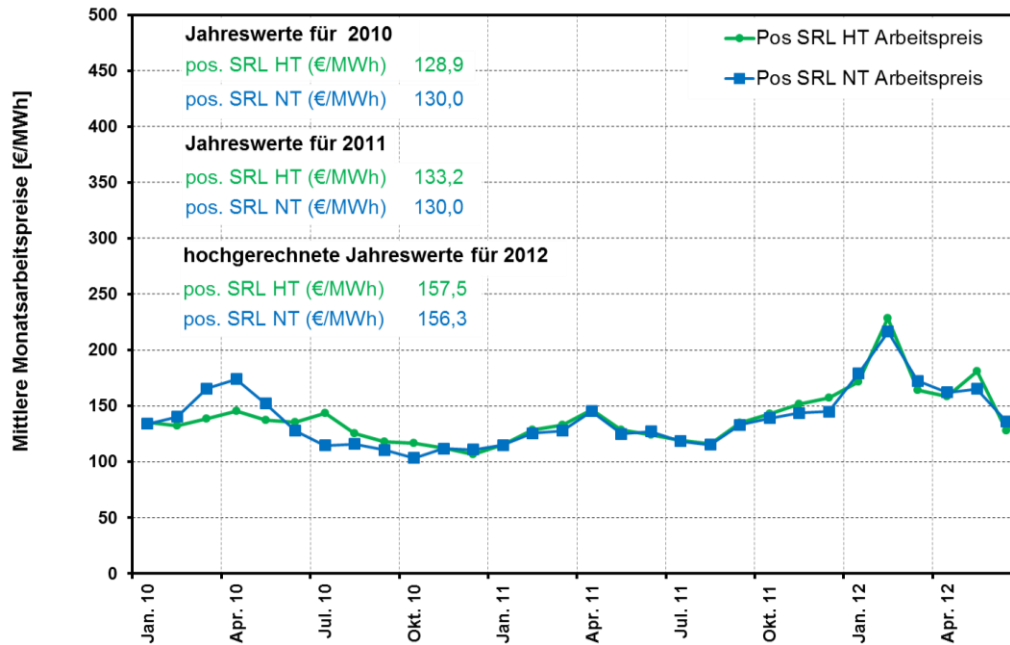


Abbildung 49: Mittlere Monatsarbeitspreise (€/MWh)

Quelle: IZES/ TSB 2013 (noch unveröffentlicht)

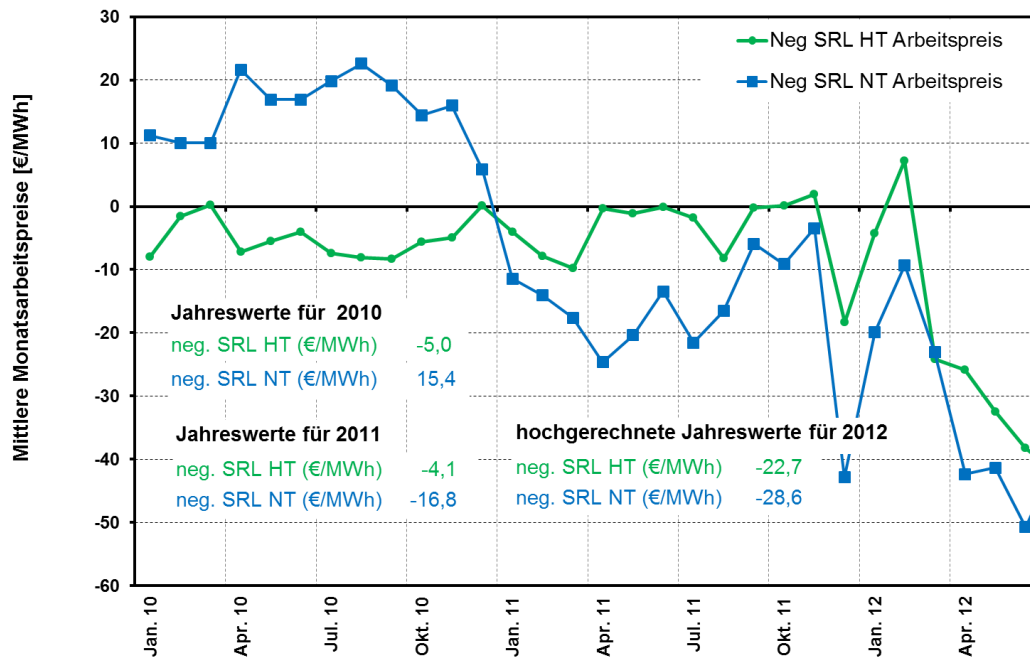


Abbildung 50: Mittlere Monatsarbeitspreise (€/MWh)

Quelle: IZES/ TZSB 2013 (noch unveröffentlicht)

Die Arbeitspreise in der negativen SRL tendieren dazu, sich im negativen Bereich einzupendeln, was bedeutet, dass der Anbieter dafür zahlt, dass er seine (Erzeugungs-) Anlage abschaltet.

4.1.3.3 Minutenreserve

Abbildung 51 und Abbildung 52 zeigen die durchschnittliche Preisentwicklung der Grenzleistungspreise für die Vorhaltung negativer und positiver Minutenreserve im Zeitraum 2007 bis 2011. Es ist erkennbar, dass die Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve im Zeitraum von 0:00 Uhr bis 8:00 Uhr an allen Wochentagen ein viel höheres Niveau erreichen, als in den übrigen Stunden. Für positive Minutenreserve ist der Effekt gegenläufig (Abbildung 52). Im Zeitraum von 0:00 Uhr bis 8:00 Uhr sind die niedrigsten Preise zu beobachten. Während des Tages steigen die Grenzleistungspreise für positive Minutenreserve an. Es wird jedoch nur ein Preisniveau erreicht, das rund einem Viertel der Grenzleistungspreise negativer Minutenreserve entspricht. Im Wochenverlauf ist zu beobachten, dass am Montag, Samstag und am Sonntag die höchsten Grenzleistungspreise für negative Minutenreserve erreicht werden. An den Werktagen sind die Preiskurven für positive Minutenreserve sehr ähnlich, am Wochenende jedoch werden nur sehr niedrige Grenzleistungspreise für positive Minutenreserve erzielt.

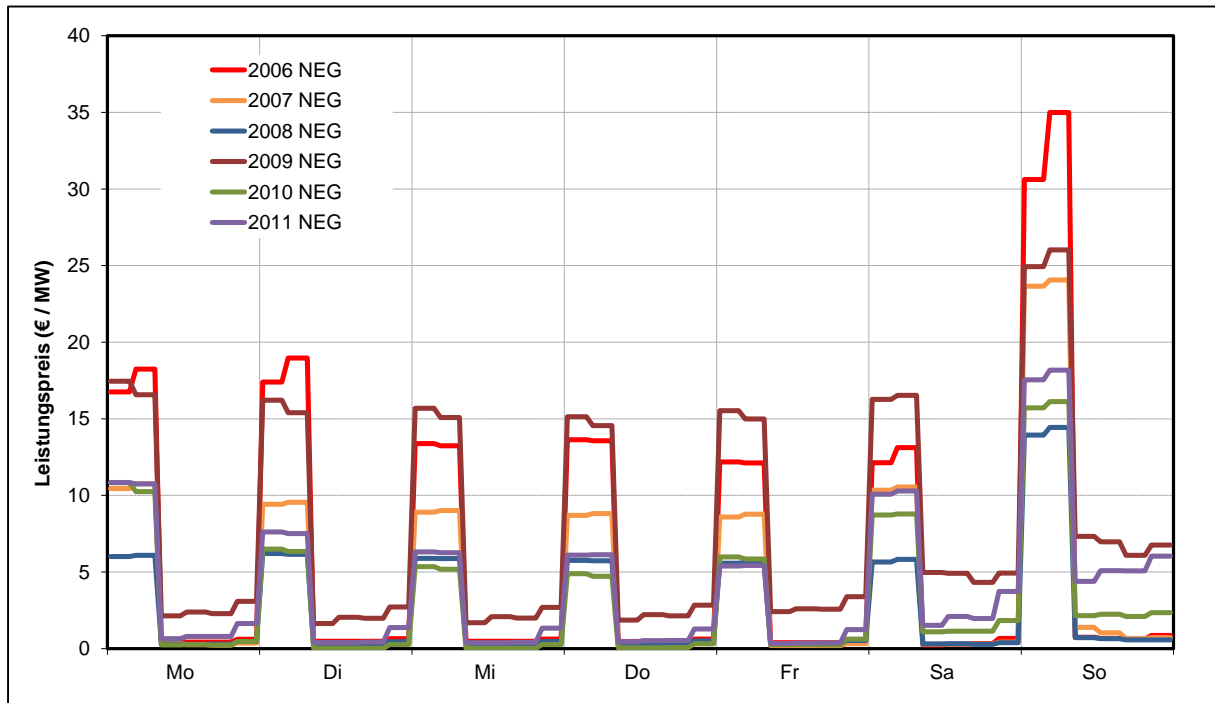


Abbildung 51: Preisentwicklung der Leistungspreise für negative Minutenreserve, 2008 bis 2011

Quelle: www.regelleistung.net, Berechnung und Darstellung: Öko-Institut

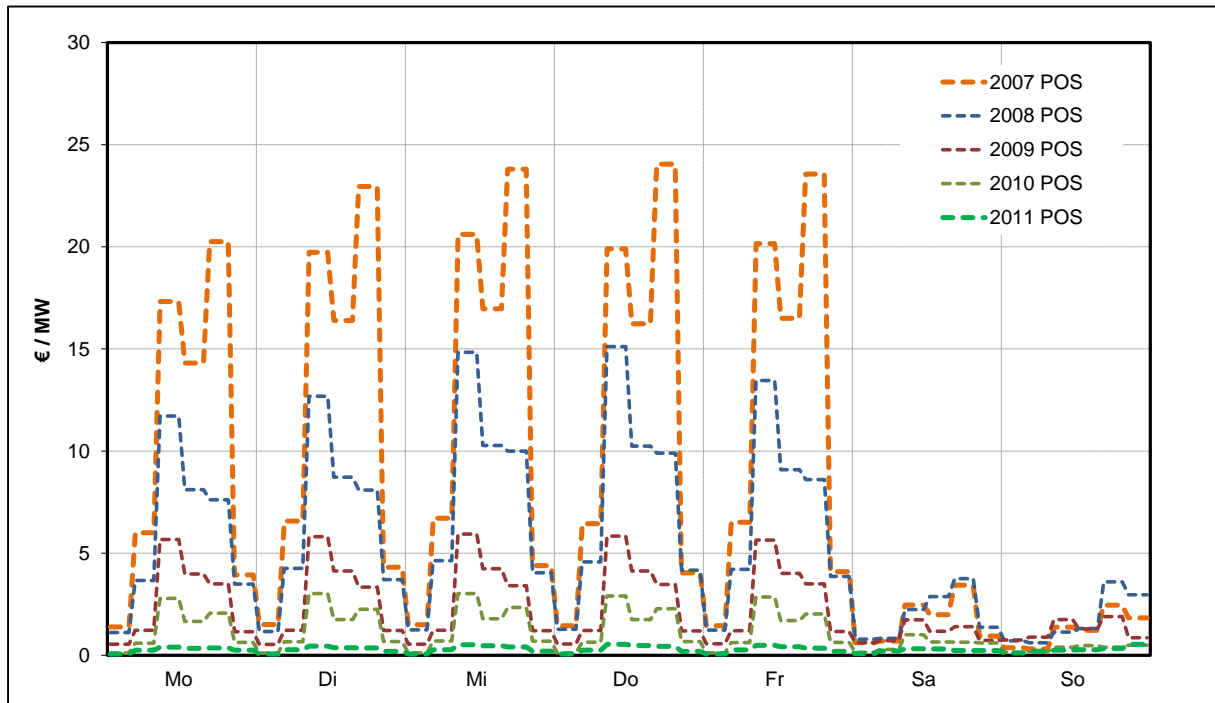


Abbildung 52: Preisentwicklung der Leistungspreise für positive Minutenreserve, 2008 bis 2011

(Quelle: www.regelleistung.net, Berechnung und Darstellung: Öko-Institut)

Die Analyse zeigt, dass die Leistungspreise für positive Minutenreserve in den Mittagsstunden in den letzten Jahren in der Tendenz gesunken sind. Gleichzeitig sind die Leistungspreise für negative Minutenreserve insbesondere in den Nachtstunden am Wochenende weiterhin hoch. Diese Effekte dürften immerhin zum Teil auf den Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen sein. Die PV produziert insbesondere in der Mittagszeit, so dass bei einem stärkeren Ausbau mehr konventionelle Anlagen für die Bereitstellung von positiver Minutenreserve zur Verfügung stehen und zudem die Spotmarktpreise, welche aufgrund von Opportunitätserwägungen maßgeblich für die Reservegebote sind, tendenziell sinken. Auch die Preise für negative Minutenreserve lassen sich energiewirtschaftlich erklären. In der Nacht und insbesondere in der Nacht von Samstag auf Sonntag ist in der Regel eine niedrige Last zu beobachten. In diesem Fall werden viele Kraftwerke nicht betrieben, so dass nur noch wenige Kraftwerke zur Verfügung stehen, die negative Minutenreserve anbieten können. Kraftwerke mit Grenzkosten über dem Spotpreis können nur negative Minutenreserve bereitstellen, wenn die Einnahmen aus der Bereitstellung der negativen Minutenreserve, die Verluste am Spotmarkt überkompensieren.

Dieser Zusammenhang wurde mit einer Regressionsanalyse in Abbildung 53 analysiert. Es wird deutlich, dass ein Zusammenhang zwischen niedriger Residuallast und höheren Preisen für negative Minutenreserve besteht. Bei niedrigerer Residuallast wird der Kreis der Kraftwerke, die noch am Netz sind und die negative Minutenreserve bereitstellen können, kleiner. Deshalb steigen die Leistungspreise bei sinkender Residuallast an.

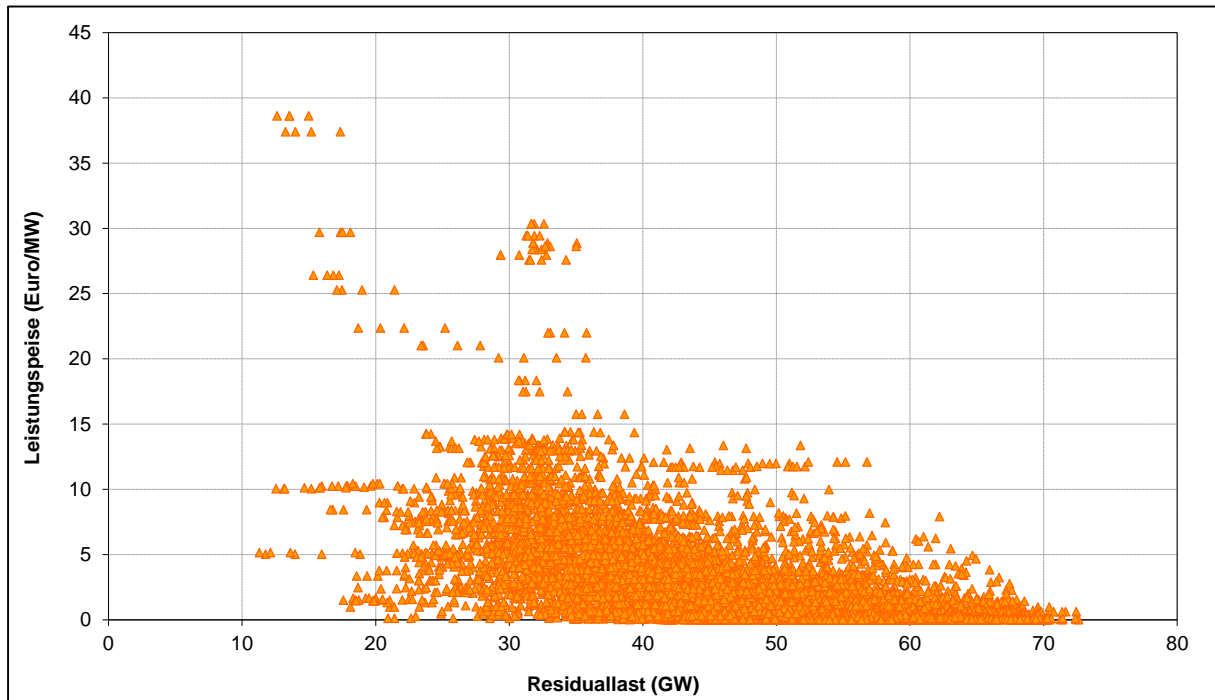


Abbildung 53: Korrelation des Mittelwerts der Leistungspreise für negative Minutenreserve mit der Residuallast, 2012
 Quelle: EEX o.J., EntsoE, www.regelleistung.net, Berechnung und Darstellung: Öko-Institut

4.1.4 Kompatibilität mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien (IZES)

Regelenergieleistungen werden von den vier Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam ausgeschrieben. Sie werden unterteilt in Primärregelleistung und jeweils positive und negative Sekundärregelleistung und Minutenreserve, die durch steuerbare EE – namentlich Biogasanlagen – technisch alle bereitgestellt werden können. Grundsätzlich besteht für PV und Windkraft technisch die Möglichkeit, positive und negative Sekundärreserve und Minutenreserve anzubieten. Ein Angebot von Primärregelleistung durch FEE ist auf die technische Möglichkeit und deren Voraussetzung zu prüfen.

Zusätzlich ist zu erwähnen, dass sowohl anbietende Unternehmen als auch jede einzelne Anlage für die Erbringung einer Regelleistungsart präqualifiziert werden müssen. Die Anforderungen sind dabei für die Sekundärregelleistung höher als für die Minutenreserve. Insbesondere muss für Sekundärregelleistung eine besonders sichere, eigenständige Datenkommunikation zwischen Anlagen und Übertragungsnetzbetreiber aufgebaut werden. Die entsprechenden Kosten für die Erfüllung der Präqualifikationsanforderungen stellen Fixkosten dar, was die Einbindung kleinerer

Anlagen unrentabel machen kann. Eine Senkung von Präqualifikationsanforderungen ist demnach für eine Einbindung von FEE wünschenswert. Inwieweit sie möglich ist, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden, erfordert allerdings technische Überprüfungen.

Die folgende Tabelle rekapituliert wesentliche Eigenschaften der Ausschreibungen von Sekundärregelleistung und Minutenreserve für die weitere Diskussion⁸⁰.

	Sekundärregelleistung	Minutenreserve
Zeitspanne bis zur Erbringung der vollen kontrahierten Leistung	5 Minuten	15 Minuten
Positive/negative	Getrennte Ausschreibung	
Angebote enthalten:	Leistungspreis, Arbeitspreis, Leistung	
Zuschlag und Abruf	Kontrahierung aufsteigend nach Leistungspreis; Abruf aufsteigend nach Arbeitspreis innerhalb der kontrahierten Leistung (jeweils pay-as-bid)	
Häufigkeit und Termine der Ausschreibungen	Wöchentlich mittwochs für die Folgewoche; Angebotsabgabe bis 15 Uhr, Zuschlagserteilung bis 16 Uhr	Täglich für den nächsten Tag (an Werktagen; Sonn- und Feiertage werden am letzten vorhergehenden Werktag ausgeschrieben); Angebotsabgabe bis 10 Uhr, Zuschlagserteilung bis 11 Uhr
Zeitscheiben	1. Hauptzeit: Werktags 08-20 Uhr, 2. Nebenzeit: Werktags 20-08 Uhr sowie Wochenende und Feiertage	00-04 Uhr, 04-08 Uhr, 8-12 Uhr, 12-16 Uhr, 16-20 Uhr, 20-24 Uhr
Mindestlosgröße	5 MW	
Pooling	Außer für die Erreichung der Mindestlosgröße nur innerhalb einer Regelzone	
Besicherung von Anlagen	Nur durch Anlagen in der gleichen Regelzone	

Tabelle: Übersicht zu Regeln für Sekundär- und Minutenreserve

Quelle: IZES (2013a)

⁸⁰ Die einschlägigen Vorschriften sind in Festlegungen der Bundesnetzagentur zu finden (für Minutenreserve in: BK6-10-099; für Sekundärregelung in: BK6-10-098).

Für die Kompatibilität mit steuerbaren EE und FEE sind in der Tabelle besonders wichtig:

- Die Zeitstruktur,
- Die Mindestlosgröße im Zusammenhang mit Pooling und der Einschränkung zur Besicherung von Anlagen

Zuvorderst ist dabei die zeitliche Struktur zu nennen, die für FEE besonders bedeutsam ist, da eine hohe Prognosegüte eine Voraussetzung für eine Teilnahme ist und diese mit einer Verringerung der Frist zwischen Prognoseerstellung und Prognosezeitraum steigt. Längere Zeitscheiben erhöhen deshalb auch die Unsicherheit und können FEE-Anlagen praktisch ausschließen, da eine zu hohe Besicherungsleistung durch andere Anlagen erforderlich werden kann. Die entsprechenden Rahmendaten für Sekundärreserve zeigen, dass eine Beteiligung von FEE Anlagen kaum sinnvoll möglich ist: Die Modalitäten setzen letztlich eine Prognose über eine Woche voraus und erfordern die Garantie einer Leistungsanpassung bei Abruf für eine ganze Woche. Am Sekundärregelmarkt dürften deshalb FEE nur teilnehmen können, wenn die Zeitscheiben erheblich verkürzt werden – z.B. wenige Stunden - und die Ausschreibung näher bei den Zeitscheiben liegt. Selbst auf dem Minutenreservemarkt erscheint die Länge der Zeitscheiben problematisch; insbesondere aber liegt die Angebotsabgabe 14-38 Stunden vor der ausgeschriebenen Erbringung. Insbesondere eine erhebliche Verkürzung dieser Frist – z.B. eine Ausschreibung jeweils ein bis zwei Stunden vor der Erbringung – dürfte die Teilnahmemöglichkeit von FEE deutlich verbessern. Auch zur Förderung einer stärkeren Teilnahme von steuerbaren Erneuerbaren Energien erscheint es durchaus sinnvoll, zu erwägen, für die PRL und die SRL tägliche Auktionen durchzuführen. Mehrere Optionen erscheinen hier denkbar:

- eine Beibehaltung der heutigen HT-NT-Aufteilung
- eine Ausschreibung über einen kompletten Tag (00:00-24:00 Uhr) oder
- eine sukzessive Anpassung an die neuen (unter 2.2.4 beschriebenen) Preisprofile (neue Aufteilung zwischen Off-peak- und Peak-Stunden).

Die Minutenreserveausschreibungen könnten (ebenso entsprechend der unter 2.2.4 beschriebenen Vorschläge zur Weiterentwicklung des Day-ahead-Handels) teilweise in den untertägigen Handel eingebettet werden, damit der heute bestehende Abstand von maximal 38 Stunden zwischen Gebotsabgabe und spätestem Erfüllungszeitpunkt reduziert wird.

Die Mindestlosgröße von 5 MW dürfte für sich kein bedeutendes Hemmnis mehr darstellen, zumal ein Pooling auch über verschiedene Regelzonen hinweg möglich ist. Eine weitere Verringerung könnte den Wettbewerb zwischen anbietenden Unter-

nehmen allerdings erhöhen. Problematischer ist die Regelung einzuschätzen, wonach ein Pooling nur innerhalb einer Regelzone möglich ist, sofern es nicht erforderlich ist, um die Mindestlosgröße zu erreichen. Dies kann die Anzahl der in Frage kommenden Unternehmen, über die ein EE-Anlagenbetreiber seine Leistung an Regelenergiemärkten vermarkten kann, merklich reduzieren. Gleichermaßen einschränkend wirkt die Regelung, wonach eine Besicherung, die vor allem für FEE-Anlagen bedeutend ist, in der gleichen Regelzone wie die besicherte Anlage stehen muss. Gerade für kleine Anbieter, die gerade die Mindestlosgröße durch Pooling erreichen, kann diese Regelung als Hemmnis wirken. Insofern kann diese Regelung den Wettbewerb beeinträchtigen. Die in diesem Abschnitt genannten Mengenregelungen sollten überprüft und, sofern technisch ohne Verringerung der Netzsicherheit möglich, gelockert werden, um den Wettbewerb unter Anbietern zu erhöhen und damit tendenziell Markteintrittsschranken für EE-Anlagenbetreiber zu verringern.

Darüber hinaus ist zu diskutieren, ob die Art des aktuell zu erbringenden Nachweises für die Erbringung von Regelleistung – als Abweichung der Einspeisung vom Fahrplan in Höhe der abgerufenen Regelleistung – auch für FEE sinnvoll ist, oder ob nicht z.B. etwa Prognosefehler Berücksichtigung finden sollten und der Nachweis über eine Differenz zwischen möglicher und tatsächlicher Einspeisung vorteilhaft ist. Auch die Frage, ob für FEE andere Besicherungsregeln als für steuerbare Erzeugung angewandt werden können, die Prognoseungenauigkeiten berücksichtigen, wäre zu prüfen⁸¹. Entsprechende, gegebenenfalls speziell für fluktuierende Erzeuger entwickelte Verfahren, können Marktzutrittsschranken für FEE zu Regelenergiemärkten mindern, die gegenwärtig aufgrund der bisherigen Ausrichtung der Regulierung dieser Märkte auf steuerbare Erzeugungsanlagen bestehen.

4.2 Weitere Märkte und Mechanismen zur Erbringung von Systemdienstleistungen (IZES)

Als Systemdienstleistungen in der Elektrizitätsversorgung bezeichnet der Transmission Code die für die Funktionstüchtigkeit des Systems unbedingt erforderlichen Leistungen, die die Netzbetreiber für ihre Anschlussnehmer oder Anschlussnutzer zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen (oder unter ihrer Verantwortung erbringen lassen) und damit die Qualität der Stromversorgung

⁸¹ U.a. derartige Fragen werden im bis 2014 laufenden Projekt „Regelenergie durch Windkraftanlagen“ von IWES, energiequelle, Enercon, TenneT und Amprion untersucht.

sicherstellen. Hierzu gehören laut Transmission Code 2007 die folgenden Leistungen (vgl. Transmission Code 2007, S. 49):

- Frequenzhaltung: Die Frequenz soll im europäischen Verbundnetz 50 Hz \pm Toleranz betragen und wird durch das Gleichgewicht von erzeugter und verbrauchter Leistung bestimmt.
- Spannungshaltung: Die Spannung im Netz muss an jedem Punkt im Bereich $U_N \pm 10\%$ liegen. Dies ist abhängig von Erzeugungseinheiten und den Spannungsabfällen über den Leitungen und anderen Betriebsmitteln.
- Versorgungswiederaufbau: Nach einem Ausfall der Stromversorgung (ganz oder teilweise) ist die Versorgung wieder aufzubauen.
- System-/Betriebsführung: Hierzu zählt die Netzüberwachung, Instandhaltung, Einsatzplanung, Schalthandlungen, etc. Störungen sollen „mit den augenblicklich verfügbaren betrieblichen Möglichkeiten und Betriebsmitteln in ihren Auswirkungen beherrscht bzw. begrenzt werden (vgl. Dammasch 2013, Folie 6).

Dabei wird weiterhin im Transmission Code festgelegt, dass die Investitionen der Anlagenbetreiber, die notwendig sind, um entweder die gemäß Transmission Code notwendigen technischen Mindestanforderungen (vgl. Transmission Code 2007, Kapitel 3) (d.h. die Anschlussbedingungen) oder die oben genannten Systemdienstleistungen erfüllen bzw. erbringen zu können, nicht von den Netzbetreibern vergütet werden. Vergütungen erhalten die Anlagenbetreiber jedoch für die jeweilige Erbringung dieser ‚Vorleistungen‘ (da ‚im Auftrag‘ der Netzbetreiber) (vgl. Transmission Code 2007, S. 49).

Diese Leistungen werden von den Übertragungs- und teils Verteilnetzbetreibern insbesondere durch Inanspruchnahme verschiedener Systemdienstleitungen erbracht. Diese Systemdienstleistungen – mit Ausnahme der gerade besprochenen Regelenergie – sind Gegenstand dieses Abschnitts. Eine Übersicht bietet die folgende Abbildung. Im Einzelnen handelt es sich um:

- Verlustenergie,
- Blindleistungsregelung,
- Schwarzstartfähigkeit und
- Resdispatch und Countertrading sowie
- Ergänzend: die Regelung für abschaltbare Lasten, da diese für EE-Anlagen von Bedeutung ist.

Saldierte Kosten der Systemdienstleistungen in Mio. Euro

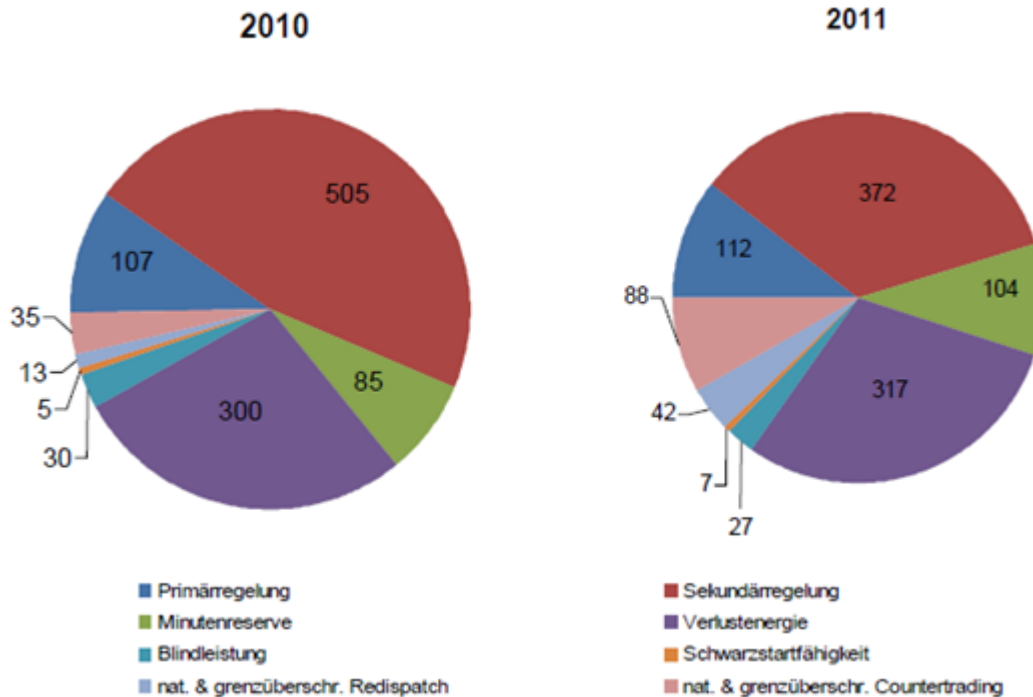


Abbildung 54: Saldierte Kosten der Systemdienstleistungen (inkl. Regelenergie) in 2010 und 2011

Quelle: Bundesnetzagentur/ Bundeskartellamt 2012, S. 80

Bei der Beschreibung liegt der Fokus darauf, wie die Bereitstellung des jeweiligen Gutes funktioniert und welche Preismuster sich, sofern bekannt, ergeben. Ebenso soll kurz erläutert werden, welche EE-Anlagen (aus heutiger Sicht) zur Bereitstellung der verschiedenen Systemdienstleistungen beitragen können.

Abbildung 54 zeigt die Entwicklung der saldierten Kosten, die für die Erbringung der Systemdienstleistungen (inklusive Regelenergie) in den Jahren 2010 und 2011 entstanden sind. Ersichtlich ist, dass ein Großteil der saldierten Kosten auf Regelenergie entfiel. Danach ist noch Verlustenergie mit rund 110 Mio.€ von großer Bedeutung. Countertrading und Redispatch-Maßnahmen haben von 2010 auf 2011 merklich an Bedeutung gewonnen. Auf beide zusammen entfielen in 2011 130 Mio.€. Die weiteren Systemdienstleistungen sind finanziell unerheblich.

4.2.1 Erbringung von Verlustenergie

Netzbetreiber benötigen Verlustenergie, um die physikalisch bedingten Netzverluste, um die sich die Einspeisung und die Entnahme aus dem Netz zu einem bestimmten

Zeitpunkt unterscheiden, ausgleichen zu können. Dabei handelt es sich prinzipiell um die Erbringung von elektrischer Arbeit.

Zur Beschaffung liegt eine Festlegung der Bundesnetzagentur vom 21.10.2008 vor.⁸² Danach ist die benötigte Verlustenergie von Verteilnetzbetreibern mit mehr als 100.000 direkt oder indirekt angeschlossenen Kunden auszuschreiben. Die Ausschreibung soll getrennt nach einer langfristigen (Jahresfrist) und kurzfristigen Komponente erfolgen. Die Kurzfristkomponente kann von Dienstleistern auch direkt an diversen Stromhandelsplätzen eingekauft werden. Dabei haben die Verteilnetzbetreiber durchaus Spielräume, ob sie Verlustenergie in Form von unterschiedlich zusammengesetzten Bändern ausschreiben oder diese ‚en bloc‘ am Lastgang orientiert einkaufen.

Es existieren außer der Führung eines (Unter-) bilanzkreises in der jeweiligen Regelzone keine Präqualifikationsanforderungen. Gleichzeitig wird durch Informationspflichten der Netzbetreiber Markttransparenz erzeugt.

Gegenwärtig enthält die Festlegung der Bundesnetzagentur partiell Regelungen, die zu großen Ausschreibungsmengen führen, und so Hemmnisse für die Teilnahme insbesondere steuerbarer Erneuerbarer Erzeugungsanlagen an diesem Marktsegment darstellen können:

- die maximale Losgröße von 50.000 MWh für die langfristigen Komponenten ist sehr groß; eine Poolung wird in der Festlegung nicht explizit angesprochen
- kleinere Netzbetreiber sind gegenwärtig von der Ausschreibungspflicht befreit; eine Verringerung der de minimis-Regel⁸³ würde auch kleinere Ausschreibungsmengen auf den Markt bringen. Dadurch würde die Teilnahmemöglichkeit von EE-Anlagenbetreibern verbessert.

Das Preisniveau für Verlustenergie entspricht tendenziell dem des EPEX Spotmarktes. Somit stellt der Verlustenergiemarkt durchaus eine Option für steuerbare EE-Anlagen dar. Sie ist betriebswirtschaftlich mit den alternativen Erlösen aus den übrigen Teilmärkten des Stromsektors zu vergleichen, um über reine Marktteilnahme zu entscheiden.

⁸² Vgl. <http://beschlussdatenbank.bundesnetzagentur.de>

⁸³ Nach der de minimis-Regel müssen Netzbetreiber, an deren Netz mittel- oder unmittelbar weniger als 100.000 Kunden angeschlossen sind, ihren Verlustenergiebedarf nicht ausschreiben.

4.2.2 Spannungs- und Blindleistungsregelung

Die im Rahmen der ‚Blindleistungsbereitstellung‘ entstandenen Kosten sind im Jahr 2011 leicht im Vergleich zu 2010 leicht gesunken. (vgl. Abbildung 54) Ihr Volumen macht rund 30 Mio. € aus, allerdings gibt es keine näheren Veröffentlichungen bzgl. dieser Zahlungsströme.

Bei der Erbringung von Blindleistung⁸⁴ sind grundsätzlich zwei Adressaten zu unterscheiden:

1.: der ‚Blindleistungsbedarf‘ der Netze, insbesondere der Hoch- und Höchstspannungsnetze

Entsprechend der historischen Entwicklung der Erzeugungsstruktur ist es heute üblich, dass insbesondere große fossile thermische Kraftwerke, welche über Synchrongeneratoren verfügen, Blindleistung im Höchst- und Hochspannungsnetz kompensieren. Die Anforderungen an die Erzeugungsanlagen sind dabei in den entsprechenden Netzanschluss- und Netznutzungsverträgen vertraglich geregelt. Die Blindleistungsbereitstellung ohne Wirkleistungsänderung ist standardisiert durch Verträge zwischen den Kraftwerks- und Netzbetreibern geregelt. Reichen die zur Verfügung stehenden Mittel nicht zur Kompensation aus, kann der ÜNB zusätzliche Erzeugungseinheiten anweisen, Blindleistung zu liefern. Der finanzielle Ausgleich hierfür wird bilateral geregelt (vgl. VDE 2007). Die Auswahl der Erzeugungsanlagen bezüglich des Blindleistungseinsatzes erfolgt dann entsprechend den betrieblichen Erfordernissen des Netzbetreibers.

In den Verteilnetzen sollte die notwendige Blindleistung nach Möglichkeit bedarfsabhängig bereitgestellt werden, so dass auch hier nicht jede beliebige oder beliebig platzierte Anlage diese Dienstleistung erbringen kann. Dies wird bereits durch verschiedene untergesetzliche Regelungen umgesetzt, indem insbesondere an die Wechselrichter von PV-Anlagen diverse Anforderungen gestellt werden, damit diese bereits heute zur Blindleistungsbereitstellung beitragen können. Dabei wird – in Abhängigkeit von der Nennleistung der Anlage die Einspeisefähigkeit von Blindleistungsanteilen vorgeschrieben. Hier erscheint ein weiterer Schritt in Richtung einer

⁸⁴ Relativ einfache Erklärungen zu diesen beiden Punkten, an die diese Darstellung teilweise angelehnt ist, finden sich unter:

<http://www.janitza.de/produkte/blindleistungskompensation/weitere-informationen-zur-blindleistung/>

<http://www.sma.de/loesungen/medium-power-solutions/expertenwissen/sma-verschiebt-die-phase.html> und

<http://www.sab-zoerbig.de/025e5998430d79e2b/025e59984b0d40402/index.html>, Abrufe jeweils am 02.09.2013

dynamischeren, stärker an die aktuellen Gegebenheiten des Netzes angepassten, Teilnahme notwendig. Es erscheint daher als wünschenswert, dass die Bereitstellung von Blindleistung diskriminierungsfrei erfolgt, so dass auch EE-Anlagen, insbesondere auch die Steuerbaren, sich hieran beteiligen können.

II.: die notwendige Blindleistungskompensation für spezifische Verbraucher

Sog. ‚induktive‘ Verbraucher (Transformatoren, Motoren, etc.) müssen dem Netz induktive Blindleistung entnehmen, um selbst ein magnetisches Feld, das für ihr Funktionieren notwendig ist, aufbauen zu können. Einerseits können Netzbetreiber die Bereitstellung des induktiven Blindstroms (ab einer gewissen Abnahmemenge⁸⁵) in Rechnung stellen. Umgekehrt ist es für andere Unternehmen interessant, eine Blindstromkompensation umzusetzen, wenn diese die Scheinleistung (die Summe aus Wirk- und Blindleistung) zahlen, aber v.a. Wirkleistung benötigen. In beiden Fällen ergibt sich jeweils ein einzelwirtschaftliches Kalkül, ob es sinnvoller ist, die Blindleistungskompensation vom Netzbetreiber zu beziehen oder sie selbst zu erbringen. In beiden Fällen einer lokalen Erbringung von Blindleistungskompensation könnten gerade Bioenergieanlagen (vgl. ISET 2009b, Folie 22) (einerseits durch die Netzbetreiber, aber auch durch die Unternehmen) wegen ihres dezentralen Charakters und ihrer dargebotsunabhängigen Verfügbarkeit hierfür genutzt werden. Diese Entscheidung unterliegt jedoch einer einzelwirtschaftlichen und jeweils auf den lokalspezifischen Fall angepassten Prüfung. Nichtsdestotrotz erscheint es im Sinne der Transformation des Stromsystems als angemessen, z.B. auf bereits bestehende Anlagen zurückzugreifen und ggf. auch gesetzgeberisch die hierfür notwendigen Umrüstungen im Bestand anzureizen oder bei Modernisierungen vorzuschreiben. Bei Neubauten von Biogasanlagen sollten Verteilnetzbetreiber den Einsatz von Biogasanlagen zur Blindstromkompensation bereits in der Planungsphase und während des Netzanschlusses berücksichtigen. Weiterhin sind auch die Möglichkeiten des Einsatzes von (PV)- Wechselrichtern hierfür zu prüfen und ihre diskriminierungsfreie Nutzung anzustreben.

4.2.3 Schwarzstartfähigkeit

Wie in Abbildung 54 gezeigt, handelt es sich bei der ‚Schwarzstartfähigkeit‘ um eine zumindest im monetären Sinne wenig bedeutsame Dienstleistung. Sie soll dazu bei-

⁸⁵ Beispielsweise sei hier die Internetseite <http://www.stadtwerke-hall.de/kundencenter/infothek/faq.html> zitiert.

tragen, nach einem (auch geographisch eingegrenzten) Totalausfall eines Netzgebietes die Versorgung mit Strom wieder anzufahren. Hier sollte jedoch v.a. aus Sicht der Systemtransformation dafür gesorgt werden, dass gerade die nicht dargebotsabhängigen Bioenergieanlagen, die diese Dienstleistung technisch zumeist problemlos erbringen können⁸⁶, hier diskriminierungsfrei eingesetzt und auch vergütet werden.

4.2.4 Redispatch und Countertrading

Der Stromhandel im liberalisierten Stromsektor in Deutschland setzt implizit das Vorhandensein eines ohne physikalische Begrenzungen möglichen Stromaustausches im gesamten Netzgebiet voraus (die sog. ‚Kupferplatte‘). Faktisch ist jedoch gegenwärtig und möglicherweise auch in der Zukunft mit Restriktionen des Netzes zu rechnen. Bei Netzrestriktionen setzen die ÜNB die Maßnahmen des **Redispatches** und des **Countertradings**⁸⁷ ein. Wenn das Countertrading an den börslichen Handelsplätzen stattfindet (hier insbesondere am Intraday-Markt, der Handelsgeschäfte bis zu 45 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt zulässt), ist dem handelnden ÜNB durch die Abwicklung über die Börse weder der Handelspartner noch die Herkunft des Stroms bekannt; beide spielen dann auch keine Rolle bei der Durchführung der Countertrading-Maßnahme. Beim Redispatch hingegen, der durch den Beschluss BK8-12-019 der Bundesnetzagentur vom 30.10.2012 ‚über strombedingte Anpassungen der Wirkleistungseinspeisungen‘ und seit Dezember 2012 durch die Novelle des EnWG⁸⁸ geregelt wird, können die ÜNB mit Betreibern von Erzeugungsanlagen Verträge abschließen bzw. sollen über eine ‚Internetplattform‘ ab-, bzw. zuschaltbare Leistungen

⁸⁶ Dabei müssen die ÜNB für die unterschiedlichen Fälle eines Versorgungswiederaufbaus unterschiedliche Strategien besitzen, um das betroffene Netzgebiet oder gar die Netzgebiet eines oder mehrerer ÜNB sicher wieder hochfahren zu können. Als schwarzstartfähige Kraftwerke gelten gegenwärtig Pumpspeicherkraftwerke oder Gasturbinenkraftwerke. Hier ist davon auszugehen, dass insbesondere größere Bioenergiekraftwerke (zur Abdeckung größerer Netzabschnitte) mit Synchrongeneratoren und der entsprechend vorhandenen Leistungselektronik eingesetzt werden können. Zum Weiterlesen können die Artikel von *Kühn o.J.* und *Prillwitz/ Krüger o.J.* genutzt werden.

⁸⁷ Unter Countertrading versteht man präventive oder kurative, vom ÜNB veranlasste gegenläufige *Handelsgeschäfte*, mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen. Als Redispatch hingegen bezeichnet man die präventive oder kurative Beeinflussung von Erzeugerleistung, die *direkt beim Erzeuger* angefragt bzw. veranlasst wird.

⁸⁸ Der novellierte § 13,1 des EnWG lautet: „ (1) Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind Betreiber von Übertragungsnetzen verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch 1. netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, und 2. marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und Management von Engpässen sowie Mobilisierung zusätzlicher Reserven zu beseitigen.“

beschaffen. Diese Systemdienstleistungen werden von den ÜNB als Verantwortliche für ihre Regelzone vorgenommen. Das Energiewirtschaftsgesetz weist den ÜNB auch klar diese Verantwortung für die Aufrechterhaltung der bundesweiten System-sicherheit zu.

Abbildung 54 zeigt die Zahlungsströme der ÜNB in den Jahren 2010 und 2011 für die unternommenen Countertrading- und Redispatchmaßnahmen. Die Aufwendungen für das Countertrading liegen bei rund zwei Drittel der Gesamtaufwendungen, bei zumindest in 2011 steigenden Anteilen des Redispatches. Eine steigende Liquidität des Intraday-Handels könnte dazu führen, dass – sofern nicht bestimmte netztechnische Aspekte für eine spezifische geographische Auswahl der kontrahierten Erzeugungseinheit sprechen – bevorzugt auf das Countertrading zurückgegriffen wird.

4.2.5 Abschaltung flexibler Lasten

Die Rolle der ÜNB ist durch die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes vom Dezember 2012 weiter gestärkt worden, was sich in den neu eingefügten Absätzen des §13 EnWG in Bezug auf den Umgang mit ‚vertraglich vereinbarten abschaltbaren und zuschaltbaren Lasten‘ und der Konkretisierung der Beschaffung dieser Leistungen in den Absätzen (4a) und (4b) manifestiert. Hier sieht das novellierte EnWG (in Verbindung mit der ‚Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten, der AbLaV vom 28.12.2012) die Nutzung einer transparenten und diskriminierungsfreien Beschaffung dieser Leistungen sowie – sofern möglich – eine Internetplattform zur Beschaffung dieser Leistungen vor, die zwischenzeitlich in die Plattform zur Regelenergiebeschaffung („regelleistung.net“) integriert worden ist. Allerdings sind die Teilnahmebedingungen stark auf energieintensive Industrien (etwa Aluminium- und chemische Industrie) zugeschnitten. So können nur an das Hoch- oder Höchstspannungsnetzes (mind. 110 Kilovolt) angeschlossene Anlagen teilnehmen und es dürfen maximal fünf kleinere Anlagen zum Mindest-Angebotsvolumen von 50 MW zusammengelegt werden, die am selben Höchstspannungs-Netzknoten angeschlossen sein müssen. Eine breite Teilhabe auch kleinerer Industriebetriebe ist so nicht möglich. Mit Stand von Ende September 2013 waren bei den Übertragungsnetzbetreibern fünf Rahmenverträge für schnell bzw. sofort abschaltbare Lasten in einem Gesamtvolumen von 1055 MW abgeschlossen. Angestrebt bei Verabschiedung der Verordnung war dagegen eine Leistung von je 1,5 GW schnell und sofort abschaltbaren Lasten.

4.2.6 Kompatibilität mit steigenden Anteilen fluktuierender Energien

In Bezug auf die Erbringung der Verlustenergie könnten Maßnahmen ergriffen werden, die die Hemmnisse für die Teilnahme insbesondere steuerbarer Erneuerbarer Erzeugungsanlagen an diesem Marktsegment beseitigen können:

- Die maximale Losgröße von 50.000 MWh für die langfristigen Komponenten ist sehr groß; hier sollte eine Möglichkeit zur Poolung angestrebt werden.
- Kleinere Netzbetreiber sind gegenwärtig von der Ausschreibungspflicht befreit; eine Verringerung der de minimis-Regel⁸⁹ würde auch kleinere Ausschreibungsmengen auf den Markt bringen.

Bezüglich der Erbringung der weiteren netztechnisch bedingten Systemdienstleistungen kann davon ausgegangen werden, dass die Potentiale der EE-Stromerzeuger (zumeist in komplementärer Art) bislang weitgehend ungenutzt sind. Hier sollten weitere Forschungs- und Umsetzungsmaßnahmen ergriffen werden, um konventionelle Stromerzeugungsanlagen bei der Erbringung der Systemdienstleistungen sukzessive zu ersetzen.

Generell gilt jedoch, dass bei der Erbringung der Systemdienstleistungen nicht die potentiellen Erlösmöglichkeiten im Vordergrund stehen sollten, sondern der systemische Nutzen für die Transformation des Stromsystems als Ganzes.

Bei der Lastabschaltverordnung besteht Änderungsbedarf, damit auch kleinere EE-Anlagen als abschaltbare Lasten agieren können. Hierzu müsste die AbLAV und ihre Umsetzung in der Plattform *regelleistung.net* angepasst werden: In der Direktvermarktung befindliche steuerbare EE-Anlagen müssten darin als erzeugungsseitige ab- oder zuschaltbare Lasten aufgefasst und entweder durch explizite Nennung oder durch die Möglichkeit zur Poolung eingebunden werden.

Auch der Beschluss der Bundesnetzagentur zu Redispatchmaßnahmen könnte präzisiert werden, da dieser zwar die Vergütung der Maßnahmen, jedoch nicht die Auswahl der Erzeugungsanlagen, mit denen solche Verträge abgeschlossen werden, regelt.

⁸⁹ Nach der de minimis-Regel müssen Netzbetreiber, an deren Netz mittel- oder unmittelbar weniger als 100.000 Kunden angeschlossen sind, ihren Verlustenergiebedarf nicht ausschreiben.

5 Netzaspekte und Versorgungssicherheit

Nach der Betrachtung der Systemsicherheit von der Seite der EE-Anlagen und Direktvermarkter werden nun netzseitige Betrachtungen angestellt. Dabei werden Themenschwerpunkte gesetzt, die für die zukünftige Entwicklung als besonders wichtig anzusehen sind oder die in der aktuellen Diskussion stehen.

Eine wesentliche Frage ist, ob das Übertragungsnetz in Deutschland weiterhin als eine Kupferplatte betrieben werden soll oder ob es vorteilhaft ist, bei einem auftretende Netzengpass im Übertragungsnetz mit einer Aufteilung Deutschlands in Marktgebiete zu reagieren, wovon mitunter Anreize für eine Ansiedlung größerer Verbraucher und von Erzeugern auf der richtigen Seite des Netzengpasses erwartet werden. Für den Ausbau erneuerbarer Energien ist diese Frage hochrelevant, da sie eventuell deren räumliche Verteilung und damit auch deren Zubaukosten sowie die Netzkosten beeinflusst. Dieses Thema wird im ersten Abschnitt behandelt.

Ergänzend zur Netzsicherheit ist die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit ein zentrales Thema. Die Frage dabei ist, wie bei einem hohen Anteil fluktuierender Erzeugung eine Sicherung des Verbrauchs erfolgen kann. Dieses Thema wird in Abschnitt 5.2 behandelt.

Erneuerbare Energien werden in Anlagen genutzt, die im Unterschied zu konventionellen Kraftwerken ganz überwiegend nicht am Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Hierdurch verschiebt sich der Fokus von den Übertragungsnetzbetreibern auf die Verteilnetzbetreiber. Im Abschnitt 5.3 wird deshalb der Frage nachgegangen, wie sich gerade für Hochspannungsnetzbetreiber Netzausbau und dessen Koordination mit dem Ausbau von erneuerbaren Energien darstellen und welche Rolle für die Systemsicherheit ihnen künftig als Intermediär zwischen dezentralen Anlagen und Höchstspannungsnetz zukommt.

5.1 Räumliche Preissignale (Öko-Institut)

Am Spotmarkt und auch beim Terminmarkt wird eine „Kupferplatte“ unterstellt, also ein engpassfreies Übertragungsnetz. Zu Beginn der Liberalisierung um die Jahrtausendwende, als der aktuelle Spotmarkt eingeführt wurde, war die Annahme einer „Kupferplatte“ noch unproblematisch, weil bedingt durch die Monopolzeiten der Kraftwerkspark relativ verbrauchsnahe errichtet worden war. Aktuell wird jedoch immer deutlicher, dass der Zuschnitt des heutigen Spotmarkts nicht mit den realen physischen Übertragungsmöglichkeiten des in diesem Markt gehandelten Guts übereinstimmt. Dies hat verschiedene Hintergründe:

-
- Aus historischen Gründen sind die meisten Kernkraftwerke in Süddeutschland gebaut worden. Bedingt durch den Kernenergieausstieg wird insbesondere in Süddeutschland Kapazität stillgelegt.⁹⁰
 - Insgesamt werden aktuell etwa 10 GW an Kohlekraftwerken neu gebaut /bzw. sind schon in Betrieb gegangen. Der Großteil dieser Kapazität wird in der nördlichen Hälfte Deutschlands errichtet. Einzige Ausnahme sind die neuen Steinkohlekraftwerke in Mannheim und Karlsruhe mit einer Leistung von zusammen 1,7 GW. Bei der Steinkohle ist dies auf die niedrigeren Transportkosten für Importsteinkohle an der Küste zurückzuführen. Neue Braunkohlekraftwerke werden ebenfalls in der nördlichen Hälfte Deutschlands gebaut, weil hier die Braunkohlenreviere sind.
 - Bedingt durch die höheren Windgeschwindigkeiten an der Küste werden Windkraftanlagen insbesondere in Norddeutschland errichtet.
 - Deutschland ist Strom-Transitland. Strom wird insbesondere von Nord-Osteuropa nach Südeuropa transportiert.

Es ist festzuhalten, dass neue Erzeugungsanlagen insbesondere in Norddeutschland gebaut werden, während viele Anlagen in Süddeutschland stillgelegt werden. Diese Situation führt zu folgenden Symptomen, die in der politischen Debatte eine große Rolle spielen:

- Der Bedarf für Redispatch steigt.
- Es treten vermehrt Transitflüsse durch die europäischen Nachbarländer auf.
- In Deutschland wurde die sogenannte „Netzreserve“ von den Übertragungsnetzbetreibern eingerichtet.

In der öffentlichen Debatte wird in der Regel der Ausbau der erneuerbaren Energien oder der Kernenergieausstieg als Auslöser für die oben genannten Symptome genannt. Die Tatsache, dass der Spotmarkt implizit ein engpassfreies Übertragungsnetz voraussetzt, wird bisher nur selten thematisiert. Zum Thema der Transitflüsse wurde eine interessante Analyse von den Übertragungsnetzbetreibern Tschechiens, Ungarns, Polens und der Slowakei vorgelegt (CEPS et.al 2012). Darin wird die Einführung einer eigenen Preiszone für Österreich gefordert und einem Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur (Frontier Economics und Consentec 2011) widersprochen, das sich gegen die Aufteilung der Preiszone Deutschland-Österreich aus-

⁹⁰ Aktuell sind noch drei Kernkraftwerke in Norddeutschland und sechs Kernkraftwerke in Süddeutschland in Betrieb.

spricht. Bisher bildet Deutschland mit Österreich eine gemeinsame Preiszone. Analysen in Öko-Institut (2013) zeigen auf, dass Transitflüsse „*durch die osteuropäischen Nachbarstaaten in erster Linie durch ein unvollkommenes Marktdesign und nicht durch den Ausbau der erneuerbaren Energien oder den Kernenergieausstieg in Deutschland verursacht werden.*“

Laut einer aktuellen Veröffentlichung hat die Bundesnetzagentur den Bedarf an Reservekraftwerken für den Winter 2015/2016 auf 4,8 GW erhöht (BNetzA 2013). Davon ist ein Bedarf von 1,2 GW noch nicht gesichert. Auslegungsrelevant ist eine Stunde mit einer hohen Windenergieeinspeisung und gleichzeitig hohen Exporten von über 8 GW. Exportiert wird in dieser Situation, die für die Ermittlung des Bedarfs an Reservekraftwerken herangezogen wurde, hauptsächlich nach Frankreich, in die Schweiz und nach Österreich. In BNetzA (2013) wurde außerdem untersucht, welchen Effekt es hätte, die Exporte nach Österreich auf maximal 4 GW zu beschränken. Dies würde bedeuten, dass Deutschland und Österreich in zwei Preiszonen aufgeteilt wird. In diesem Fall könnte der zusätzlich Bedarf von 1,2 GW Reservekraftwerken entfallen. In ihrer Schlussfolgerung empfiehlt die Bundesnetzagentur eine Engpassbewirtschaftung an der Grenze zu Österreich aber nicht:

„Aufgrund der europarechtlichen Implikationen ist eine solche Maßnahme nach Ansicht der Bundesnetzagentur erst nachrangig zu erwägen. Die Bundesnetzagentur sieht sich dem EU-Binnenmarkt verpflichtet und ist bestrebt möglichst große Marktgebiete ohne Handelsrestriktionen aufrecht zu erhalten.“

Die Szenarien der Bundesnetzagentur zum Bedarf an Reservekraftwerken zeigen deutlich, dass Exporte in Richtung Süden einen sehr großen Einfluss auf den Redispatch und den Bedarf für Reservekraftwerke haben.

Im Gegensatz zu dieser Argumentation wird in ZEW (2013) die Einführung von Market-Splitting für Deutschland empfohlen. Dies bedeutet, dass der Spotmarkt Deutschlands in mehrere Marktzone aufgeteilt wird. Dieser Mechanismus wird bereits in anderen Ländern wie Norwegen, Schweden oder Italien angewendet. Außerdem ähnelt er dem zwischen den europäischen Ländern angewendeten Market-Coupling. Es ist nicht richtig, dass durch die Einführung von Market-Splitting Handelsrestriktionen eingeführt werden. Vielmehr wird die verfügbare Übertragungskapazität zwischen den Zonen definiert und so transparent gemacht. Diese Übertragungskapazität kann dann von der Strombörse automatisch eingesetzt werden. Wenn Süddeutschland als eigene Preiszone definiert werden würde, in der sich ein höherer Preis einstellen könnte als in Norddeutschland, würde automatisch weniger Strom in Richtung Süden exportiert. Dadurch würde der Bedarf an Redispatch und an Reservekraftwerken sinken.

In ZEW (2013) wird auch darauf hingewiesen, dass ein Market-Splitting zu Umverteilungseffekten führen würde.

„Beispielsweise ist davon auszugehen, dass sich Stromnachfrager in Süddeutschland höheren Preisen ausgesetzt sehen, während Elektrizitätsanbieter im Norden niedrigere Preise hinnehmen müssten. Zum Teil würden auch Kosten umverteilt, die durch Ineffizienzen im alten Marktdesign entstanden sind. Die Lösung solcher Verteilungsprobleme muss Teil der politischen Umsetzung einer neuen Marktordnung für den Strommarkt sein. In dieser, an Effizienzgesichtspunkten orientierten, Skizze können wir sie nicht im Detail analysieren. Wir sind jedoch davon überzeugt, dass eine kosteneffiziente Stromerzeugung mehr Spielraum für die Lösung von Verteilungsfragen lässt.“

Für die Weiterentwicklung des Spotmarktes wird empfohlen, ein Market-Splitting im Detail zu untersuchen. Zentrale Fragen sind, inwieweit Redispatch, Transitflüsse und die Vorhaltung von Reservekraftwerken dadurch verringert werden können. Außerdem sind Verteilungseffekte für Stromverbraucher, Kraftwerksbetreiber und die Nachbarländer genauer zu analysieren.

5.2 Erzeugungsseitige Versorgungssicherheit (IZES)

5.2.1 Ausreichende Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit im Stromsektor betrifft einen Aspekt auf jeder Stufe der Wertschöpfung, begonnen bei der Beschaffung von Primärenergie und der Umwandlung in elektrische Energie, hin zur Übertragung und Verteilung des Stroms und letztlich bei der Deckung des Bedarfs der Verbraucher. In UBA (2009, S. 24) ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Stromsektor mit der Erfüllung folgender Kriterien verbunden:

- Verfügbarkeit der Energieträger,
- sicherer Netzbetrieb,
- Deckung der Stromnachfrage.

Im folgenden Kapitel soll nur der hier letztgenannte Aspekt betrachtet werden, d.h. die Deckung der Stromnachfrage durch ausreichend Angebotskapazitäten, wobei die Begrifflichkeit ‚ausreichend‘ näher definiert wird. Die langfristige Verfügbarkeit der Energieträger sowie ein stabiler und sicherer Netzbetrieb als Voraussetzung für die Versorgung mit elektrischer Energie werden nicht näher behandelt.

Für die Versorgungssicherheit im letztgenannten Sinne existieren verschiedene Definitionen. Stoff (2002, S. 135 f.) definiert unter dem Begriff ‚system adequacy‘ ein Versorgungssystem, das über ausreichend einsatzbereite Erzeugungskapazität verfügt, um unfreiwillige Lastabwürfe zu vermeiden. Ähnlich definiert Nicolosi (2012, S. 25) Versorgungssicherheit, jedoch spezifisch auf einen Strommarkt bezogen, im Sinne von einem stets existierenden Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage und somit ebenfalls einem daraus resultierenden Marktpreis. Beide Definitionen haben gemeinsam, dass eine gewisse Kenntnis über das Nachfrageniveau erforderlich ist, um zu bestimmen, ob die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit gewährleistet sein kann.

Eine maximale Versorgungssicherheit wäre im obigen Sinne dann gewährleistet, wenn der aggregierten maximalen Nachfrage aller Verbraucher in einem Elektrizitätsversorgungssystem ein Kraftwerkspark mit gesicherter Leistung in gleicher Höhe gegenüberstände. Es ist jedoch nicht zu erwarten, dass die technisch maximal mögliche Nachfrage gleichzeitig zu einem Zeitpunkt abgerufen wird. Eine Bereitstellung gesicherter Erzeugungskapazitäten in einem solchen Maß würde folglich unnötig hohe Kosten verursachen. Daher kann Versorgungssicherheit nicht ausschließlich aus einer rein technischen Perspektive, sondern muss auch aus einer ökonomischen betrachtet werden.

Üblicherweise wird das Niveau der Versorgungssicherheit als ‚ausreichend‘ bezeichnet, wenn die erwartete, zeitgleiche Höchstlast der Verbraucher durch die verfügbare, gesicherte Erzeugungskapazität gedeckt werden kann (vgl. Consentec 2012, S. 5). In Deutschland fällt die Höchstlast innerhalb eines Jahres in der Regel auf einen kalten Winterabend unter der Woche (BMWi 2012, S. 25). Da die Jahreshöchstlast nicht unmittelbar gemessen, sondern aus gemessenen Einzelwerten der Stromnetzbetreiber abgeschätzt wird, ergeben sich unterschiedlich hohe Werte der historischen Höchstlast. In den vergangenen zehn Jahren lag die abgeschätzte Jahreshöchstlast in Deutschland zwischen ca. 76 GW und 87 GW (siehe Abbildung 55). Eine ausreichend hohe Versorgungszuverlässigkeit erfordert demnach nicht zwingend die ständige Verfügbarkeit von Erzeugungskapazität in Höhe der erwarteten Höchstlast, sondern die notwendige Verfügbarkeit lässt sich zusätzlich noch auf einen ungefähr zu bestimmenden Zeitraum eingrenzen. Dies ist insbesondere für Erzeugungsanlagen, deren verfügbare Leistung stark wetter- und temperaturabhängig ist, von Bedeutung.

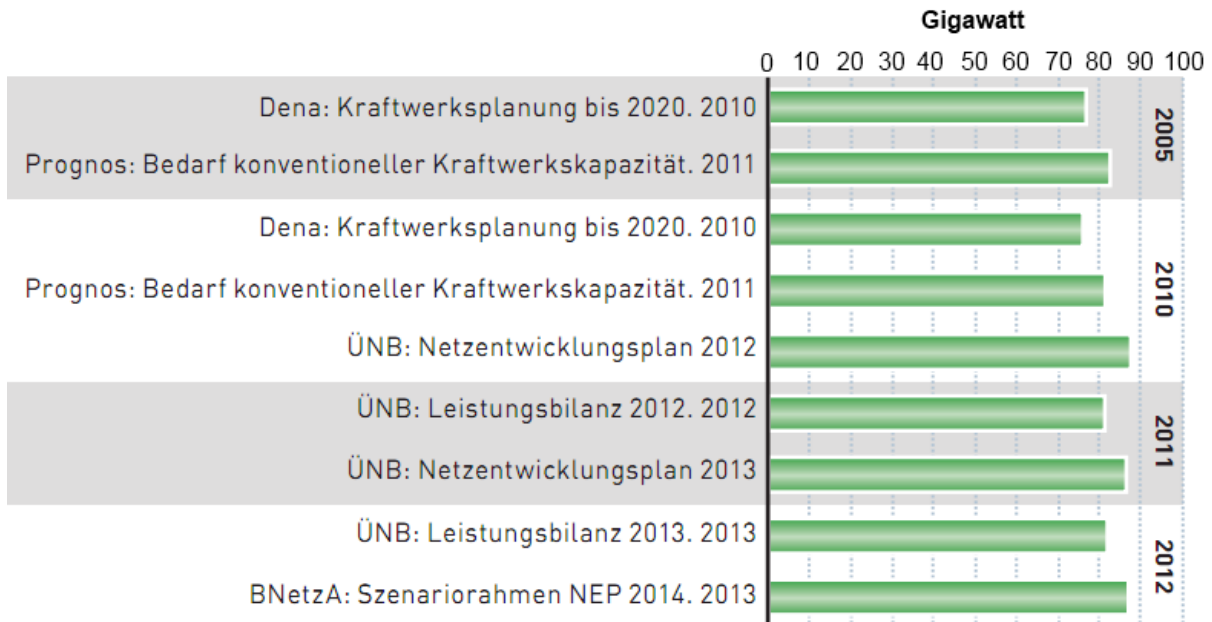


Abbildung 55: Entwicklung der Jahreshöchstlast im deutschen Stromsystem in verschiedenen Studien

Quelle: angepasste Version von AEE 2013, S. 3

Der Begriff der ausreichenden Verfügbarkeit lässt sich neben der zeitlichen Restriktion noch weiter eingrenzen. So ist aus ökonomischer Sicht stets eine Abwägung zwischen den Kosten für die Leistungsbereithaltung von Kraftwerken und den Kosten eines unfreiwilligen Lastabwurfs bestimmter Netznutzer zu treffen. Die Kosten eines unfreiwilligen Lastabwurfs („Blackout“) werden als value of lost load (VOLL) bezeichnet. Dieser Wert ist nur schwierig zu bestimmen und hängt von vielen Faktoren ab, u. a. von der Tageszeit, dem Wetter, der Vorwarnzeit von Preisveränderungen und der Länge von Hochpreisphasen auf den Spotmärkten (BMW 2013, S. 14). Daher gehen Schätzungen über den VOLL sehr weit auseinander und es wird teilweise ein zeitlich konstanter Wert als vereinfachende Annahme angenommen.

Aus den beschriebenen Überlegungen lässt sich eine ökonomisch optimale Dauer von unfreiwilligen Lastabwürfen ermitteln. Einerseits können bei einem niedrigen Niveau der Versorgungssicherheit und den damit verbundenen sehr häufigen Blackouts die Kosten für den Bau und Einsatz zusätzlicher Erzeugungskapazitäten unter den verursachten Schäden liegen. Andererseits können bei einem hohen Niveau und sehr seltenen unfreiwilligen Lastabwürfen die Kosten für den Bau von zusätzlicher Kapazität zur Vermeidung jeglicher Blackouts über den hierdurch verursachten

Schäden liegen. In Abbildung 56 ist die Lösung des beschriebenen Trade-Offs grafisch dargestellt.⁹¹

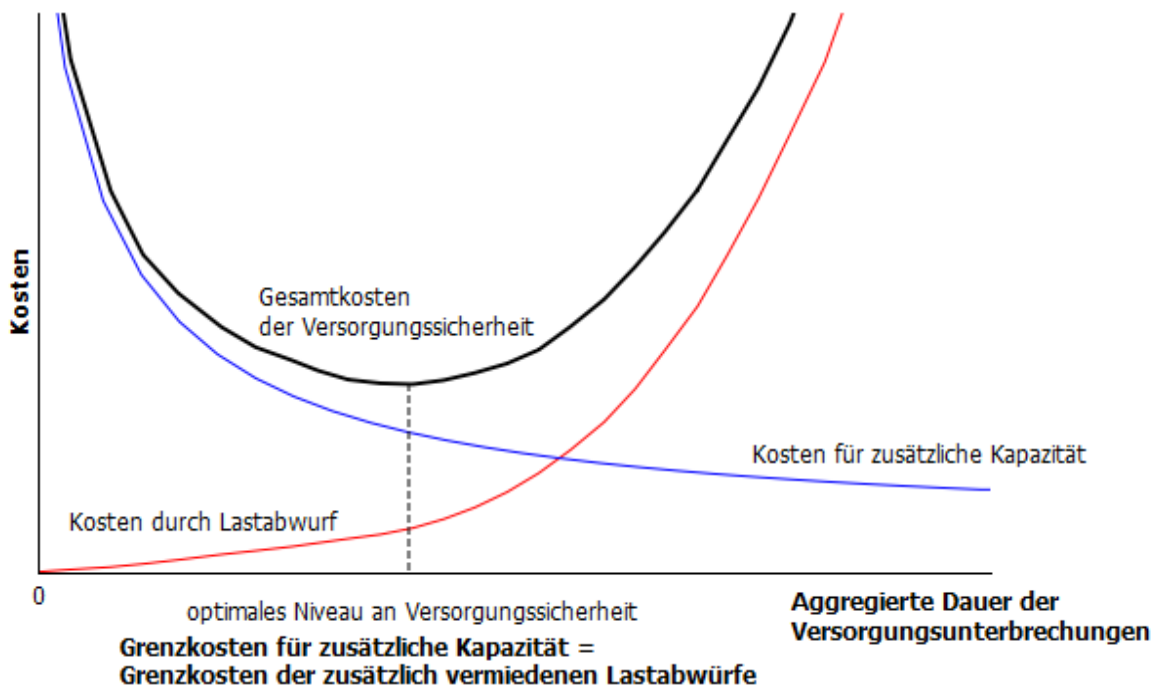


Abbildung 56: Bestimmung des ökonomisch optimalen Niveaus der Versorgungssicherheit
 eigene Darstellung: IZES

Die aus statischer Sicht ökonomisch effiziente Lösung lässt jedoch sehr viele, in der Realität relevante Aspekte außer Acht:

- In Knappheitssituationen werden kurzfristig sehr hohe Preise auf den Strommärkten erreicht. Hierdurch steigt die Gefahr von Marktmachtausübung durch die Zurückhaltung von Erzeugungskapazität.
- Gezielt in Kauf genommene Lastabwürfe erhöhen das Risiko für Stromverbraucher mit besonders hohem VOLL. Dies betrifft insbesondere stromintensive Unternehmen, deren Standort- und Investitionsentscheidung durch das Niveau der Versorgungssicherheit stark beeinflusst werden kann.

⁹¹ In Stoft (2002, S. 136 ff.) ist eine mathematische Lösung des Optimierungsproblems beschrieben. Demnach ergibt sich die optimale aggregierte Dauer von unfreiwilligen Lastabwürfen aus der Division der Fixkosten eines Spitzenlastkraftwerks und des VOLL.

-
- Liegt das Niveau der Versorgungssicherheit im politischen Entscheidungsbe-
reich, ist es möglich, dass nicht ausschließlich ökonomisch rationale Ent-
scheidungen getroffen werden (vgl. BMWi 2013, S. 14).

Das nach ökonomischem Kalkül optimale Niveau an Versorgungssicherheit muss demnach nicht einer ‚ausreichenden Versorgungssicherheit‘ entsprechen, wie sie vom BMWi oder der Bundesnetzagentur gefordert wird. Den von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten jährlichen Leistungsbilanzen ist zu entnehmen, dass im Jahr 2011 zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast die verbleibende Leistung 15,5 GW und im Jahr 2012 11,1 GW betrug (ÜNB 2013, S. 27, siehe Tabelle 11). Demnach liegt aktuell im deutschen Versorgungssystem eine ‚ausreichende Versorgungssicherheit‘ vor (im Sinne von verfügbarer Erzeugungskapazität zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, die über die diese hinausgeht).

	2011	2012
Zeitpunkt der Jahreshöchstlast	Mittwoch, 7. Dezember 2011 17:45 Uhr	Dienstag, 7. Februar 2012 19:15 Uhr
Installierte Leistung	153,3	160,1
davon Kernenergie	12,1	12,1
davon Fossile Brennstoffe	71,8	76,9
davon Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)	58,5	60,5
davon Wasser	9,9	10,4
davon Sonstige	1,0	0,2
.J. Nicht einsetzbare Leistung	44,4	58,5
davon eingemottete Kraftwerke.....	1,2	0,7
davon Gas	0,0	1,4
davon onshore Wind	12,4	22,5
davon offshore Wind	0,1	0,1
davon Photovoltaik	24,0	25,8
davon Biomasse / Biogas	1,8	1,7
davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	0,9	0,4
davon Laufwasser	2,7	3,1
davon Speicher und Pumpspeicher	1,3	2,8
.J. Ausfälle	5,6	6,2
.J. Revisionen	2,1	1,5
.J. Reserve für Systemdienstleistungen	4,6	4,7
= Gesicherte Leistung	96,7	92,9
+ Abschaltbare Lasten	0,0	0,0
.J. Last	81,2	81,8
= Verbleibende Leistung	15,5	11,1
Verbleibende Leistung (inkl. Kraftwerke im Ausland)	17,2	12,7

Tabelle 11: Leistungsbilanz der Stromversorgung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in den Jahren 2011 und 2012

Quelle: Löschel et al. 2014, S. 115 (angepasst)

5.2.2 Zeitliche Perspektive der Versorgungssicherheit

In der Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung empfiehlt die Expertenkommission zur Operationalisierung des Begriffs Versorgungssicherheit zwischen langfristiger und kurzfristiger Systemsicherheit zu unterscheiden (Löschel et al. 2014, S. 115). Der Wissenschaftliche Beirat des BMWi differenziert ebenfalls zwischen einer lang- und kurz- bis mittelfristigen Sicherung des erwünschten Niveaus der Versorgungssicherheit (BMW 2013, S. 4). Dieser Unterscheidung schließen wir uns aufgrund der folgenden Erläuterungen an:

Die Gewährleistung einer langfristig ausreichenden Versorgungssicherheit (bezogen auf die Deckung der Stromnachfrage, siehe vorherigen Abschnitt 5.2.1) erfordert die entsprechenden Investitionen in den Neubau und den Erhalt von Stromerzeugungsanlagen. Solche Investitionen lohnen sich wirtschaftlich nur, wenn die zu erwartenden durchschnittlichen Erlöse an den Strommärkten mindestens so hoch sind wie die durchschnittlichen Kosten der Stromerzeugung (auch Stromgestehungskosten oder levelized cost of electricity). Ob in liberalisierten Strommärkten, an denen ausschließlich Energie gehandelt und vergütet wird (Energy-only Markt), langfristig die erforderlichen Deckungsbeiträge für eine ausreichende Versorgungssicherheit von Erzeugungsanlagen erwirtschaftet werden können, wird unter dem Begriff ‚Missing-Money Problem‘ diskutiert (für einen Überblick siehe u.a. SRU 2013, S. 70 ff. und Monopolkommission 2013, S. 189 ff.). Wesentliche Gründe für das Problem sind folgende:

- Das Gut der Versorgungssicherheit besitzt Eigenschaften eines öffentlichen Guts, da derzeit technisch nur sehr begrenzte Möglichkeiten existieren, einzelne Versorger nach ihrer Zahlungsbereitschaft für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung zu differenzieren und im Fall eines Engpasses in entsprechender Reihenfolge vom Netz zu trennen. Dies ist ebenfalls der Grund für eine kurzfristig sehr preisunelastische Nachfrage.
- Eine kurzfristig preisunelastische Nachfrage hat zur Folge, dass in Situationen mit einem Mangel an Erzeugungskapazität keine Markträumung zu einem Knappheitspreis erfolgen kann. Diese sind jedoch in bestimmtem Maße erforderlich, um Deckungsbeiträge für Spitzenlastkraftwerke zu sichern.
- Zu niedrige Preisobergrenzen mit dem Ziel der Eingrenzung von Marktmachtausübung können ebenfalls die erforderlichen Knappheitspreise verhindern.
- Durch die mögliche Änderung von Preisobergrenzen durch die zuständige Institution entsteht für Investoren ein zusätzliches regulatorisches Risiko, das ebenfalls zur Zurückhaltung von Investitionen führen kann.

Die aufgeführten Gründe betreffen ein systematisches Marktversagen, aufgrund dessen es langfristig, d.h. unter der Berücksichtigung von Investitionsentscheidungen, die zu einer Veränderung des Kraftwerkparks führen, zu einer Gefährdung einer ausreichenden Versorgungssicherheit kommen kann. Einem solchen Marktversagen muss mit ebenfalls langfristig wirkenden regulatorischen Maßnahmen begegnet werden (siehe Kapitel 5.2.3).

Im Gegensatz zu potentiell langfristig auftretenden Problemen der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit können aufgrund politischer Entscheidungen (z. B. Ausstieg aus der Kernenergie), langer unvorhergesehener Kraftwerksausfälle (z. B. aufgrund eines Unfalls) oder sonstigen unvorhersehbaren Ereignissen in kurzer- bis mittlerer Frist (drohende) Erzeugungsengpässe auftreten. In solchen Fällen können

zeitlich begrenzte Maßnahmen eingeleitet werden (vgl. Kapitel 5.2.3), um dieser Knappheit effektiv entgegenzuwirken. In diesem Kontext liegt jedoch kein systematisches Problem in Form eines Marktversagens oder sonstigen regulatorischen Fehlgestaltungen vor. Daher betreffen die genannten Probleme nicht die langfristige Versorgungssicherheit und sind hiervon klar abzutrennen (vgl. BMWi 2013, S. 4).

Die kurzfristige Versorgungssicherheit kann noch deutlicher von der langfristigen abgegrenzt werden. Sie kann gefährdet sein, falls kurzzeitigen und schwer vorhersehbaren Schwankungen in Angebot oder Nachfrage nicht durch entsprechende Ausgleichsmaßnahmen entgegengewirkt werden kann. Dies kann entweder durch den kurzfristigen Handel auf den Spotmärkten oder auch durch den Einsatz von Kapazitäten im Regelenergiemarkt geleistet werden (Cramton und Ockenfels 2012, S. 115). Folglich hängt die Gewährleistung der kurzfristigen Versorgungssicherheit nicht nur von der Höhe der verfügbaren Erzeugungskapazität ab, sondern vielmehr von deren kurzfristigen Flexibilität der Leistungsbereitstellung. Löschel et al. (2014, S. 116) empfehlen den System Average Interruption Duration Index (SAIDI)⁹² als Maßzahl für die kurzfristige Versorgungssicherheit, jedoch erweitert um Indikatoren, die sowohl geplante Versorgungsunterbrechungen als auch Unterbrechungen von weniger als drei Minuten berücksichtigen. Der SAIDI spiegelt jedoch hauptsächlich die Zuverlässigkeit des Netzbetriebes wider, die neben flexiblen Erzeugungskapazitäten noch stabile Netzbetriebsmittel erfordert und somit nicht ausschließlich die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit betrifft. Daher wird die Gewährleistung der kurzfristigen Versorgungssicherheit im folgenden Kapitel nicht weiter betrachtet.

5.2.3 Gewährleistung einer ausreichenden Versorgungssicherheit

Die Gewährleistung einer ausreichenden Versorgungssicherheit kann wie im vorherigen Abschnitt 5.2.2 beschrieben, lang-, mittel- und kurzfristig bedroht sein. Hier wird zunächst erläutert, aus welchen Perspektiven man die Frage nach ausreichender Versorgungssicherheit betrachten kann. Anschließend wird beschrieben, wer in Deutschland die Verantwortung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit trägt und welche Maßnahmen bereits ergriffen wurden und welche Möglichkeiten zusätzlich geschaffen werden können.

⁹² Vereinfacht beschrieben wird der SAIDI über die Multiplikation der Anzahl der Unterbrechungsminuten und der davon betroffenen Letztverbraucher sowie anschließender Division mit der im Netz angeschlossenen Letztverbraucher ermittelt. Der SAIDI ist somit ein Maß für die durchschnittliche Unterbrechungsdauer (in Zeiteinheiten) der im betrachteten Netz angeschlossenen Verbraucher (siehe Löschel et al. 2014, S. 63).

Vor der Diskussion um bestehende und mögliche regulatorische Instrumente zur Sicherstellung eines ausreichenden Niveaus an Versorgungssicherheit ist zu klären, aus welcher Perspektive die Diskussion geführt wird. Hier ist zwischen einer nationalen und europäischen Sichtweise zu unterscheiden (vgl. Consentec 2012, S. 5 ff.; Matthes et al. 2012, S. 78 ff.). Bei der nationalen Sichtweise werden ausschließlich zum Zeitpunkt der Höchstlast verfügbare Erzeugungskapazitäten mit Standort im eigenen Land der Leistungsbilanz angerechnet. In der europäischen hingegen werden ebenfalls solche Anlagen im europäischen Ausland der Leistungsbilanz angerechnet, die zum Zeitpunkt der Höchstlast verfügbar sind und gleichzeitig über freie Netzkuppelstellen die eigene, nationale Last bedienen können.

Die europäische Sichtweise erscheint aus Sicht der Kosteneffizienz vorteilhaft, da hierdurch die Errichtung zusätzlicher nationaler Kapazitäten vermieden werden kann. Jedoch ergeben sich durch nur begrenzt verfügbare Netzkuppelstellen und der Gleichzeitigkeit der jährlichen Spitzenlasten näher zu analysierende Probleme. Inwieweit Erzeugungskapazitäten im europäischen Ausland einen Beitrag zur Versorgungssicherheit im eigenen Land leisten können, ergibt sich aus der gemeinsamen Wahrscheinlichkeitsverteilung der Netzlasten von Deutschland und den netzseitig verbundenen Nachbarstaaten (vgl. EWI 2012, S. 86). In 2011 und 2012 hätte sich die deutsche Leistungsbilanz bei einem Einbezug der ausländischen Kraftwerke um 1,7 GW und 1,6 GW positiv verändert (siehe Tabelle 11).

Ein weiteres Problem der europäischen Perspektive sind heterogene nationale Präferenzen bezüglich volkswirtschaftlicher Kosten von unfreiwilligen Lastabwürfen. Hier werfen Gawel et al. (2014, S. 23) die Frage auf, „ob die Präferenzen bezüglich Versorgungssicherheit innerhalb der EU so stark voneinander abweichen, dass ein EU-einheitliches Niveau ineffizient wäre“. Des Weiteren ist im Fall Deutschland eine offene Frage, inwieweit Importe von ausländischem Atomstrom dem politisch anvisierten Ausstieg aus der Kernenergie widersprechen (vgl. Gawel et al., S. 23). Bisher fanden jedenfalls keine politischen Bestrebungen statt, die Verantwortung über den Bereich der Versorgungssicherheit auf europäische Ebene zu verlagern. Diese ist vielmehr weiterhin strikt den EU-Mitgliedstaaten zugeordnet. Vor dem Hintergrund des in den letzten Jahren stark fortgeschrittenen europäischen Binnenmarkts für Elektrizität kann dies als ein „Paradoxon der europäischen Energiepolitik“ bezeichnet werden (Matthes et al. 2012, S. 78).

In Deutschland haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) unter Beaufsichtigung der Bundesnetzagentur (BNetzA) die Verantwortung über die Gewährleistung einer ausreichenden Versorgungssicherheit. Als mittelfristige Maßnahmen zur Kompensation der durch den Kernenergieausstieg stillgelegten Kraftwerkskapazitäten haben die ÜNB in Abstimmung mit der BNetzA im Winterhalbjahr 2012/2013 Reservekraft-

werke kontrahiert. Hierdurch hat der ÜNB das Recht, auf die unter Vertrag genommenen Kraftwerke im Rahmen des Kraftwerksdispatch zu zugreifen und deren Einspeisung zur Netzstabilisierung zu nutzen. Es handelt sich demnach um eine netz- und nicht erzeugungsseitig notwendige Maßnahme. Diese wurde im Umfang von 2.540 MW im Winter 2013/2014 wieder eingesetzt (BNetzA 2013a, S. 41).

Erzeugungsseitig haben Kraftwerksbetreiber seit 20. Dezember 2012 nach § 13a EnWG die Pflicht, geplante Kraftwerksstilllegungen mindestens zwölf Monate im Voraus den ÜNB mitzuteilen. Die Bundesnetzagentur kann anschließend darüber entscheiden, ob das entsprechende Kraftwerk systemrelevant ist und bedenkenlos abgeschaltet werden kann. Laut BNetzA (2013a, S. 42) wurden bisher fünf Kraftwerksblöcke durch den zuständigen ÜNB als systemrelevant eingestuft, wobei die endgültige Bestätigung durch die BNetzA zwar noch aussteht, aber wahrscheinlich erteilt wird. In der Mitte 2013 in Kraft getretene Reservekraftwerksverordnung werden der Umgang mit geplanten Stilllegungen und die Vergütung für als Netzreserve eingesetzte Kraftwerke bis 2017 geregelt. Sollte diese Möglichkeit nicht zur Gewährleistung einer ausreichenden Versorgungssicherheit durch die ÜNB genügen, haben nach einem Bericht der BNetzA (2013b, S. 34) zufolge die ÜNB darüber hinaus die Rückfalloption des Neubaus von Kraftwerken. In diesem Zusammenhang gab es bereits kritische Berichterstattungen über ein „vermeintliches Staats-Kraftwerk“ (IWR 2014). Zusammenfassend hat der ÜNB in Deutschland die klare Verantwortung zur Gewährleistung einer ausreichenden Versorgungssicherheit und hat hierfür auch viele effektive mittelfristige Instrumente, die er von staatlicher Seite her zugesprochen bekommen hat. Eine mittelfristig ausreichende Versorgungssicherheit ist daher in Deutschland gewährleistet.

Inwieweit die langfristige Versorgungssicherheit durch das in Kapitel 5.2.2 beschriebene Missing-Money Problem gefährdet ist, kann aus heutiger Perspektive nicht eindeutig bewertet werden. Cramton und Ockenfels (2012) weisen darauf hin, dass die europäischen Strommärkte seit der Liberalisierung noch keine vollen Investitionszyklen durchlaufen haben. Aus diesem Grund kann noch keine endgültige Aussage über ein mögliches Marktversagen getroffen werden. Daher weichen Empfehlungen sowohl für oder gegen die generelle Einführung von sogenannten Kapazitätsmechanismen, als auch Empfehlungen für oder gegen die Einführung eines bestimmten Typs von Kapazitätsmechanismus stark voneinander ab. Eine Übersicht und Bewertung der zur Diskussion stehenden Modelle ist in Winkler et al. (2013) zu finden. Aufgrund der Unsicherheit über die Existenz eines Marktversagens und noch bestehender Überkapazitäten in Deutschland besteht weiterhin dringender Forschungsbedarf. Mittelfristig wurden effektive und leicht zu revidierende Instrumente zur Gewährleistung einer ausreichenden Versorgungssicherheit geschaffen.

5.3 Zur zukünftige Rolle der Verteilnetzbetreiber (IZES)

Die Transformationen des Stromsystems auf eine von erneuerbaren Energien dominierte Primärenergiebasis wird die Rolle der Verteilnetzbetreiber erheblich ändern. Die bereits jetzt schon der Vergangenheit angehörende Rolle, allein Elektrizität aus dem vorgelagerten Netz abzunehmen und sicher an Verbraucher zu leiten, wird durch die zukünftig überwiegend dezentrale Erzeuger, die vor allem in Verteilnetze einspeisen, geändert. Zum ersten müssen die Verteilnetzbetreiber die Erzeugung aufnehmen und gegebenenfalls an vorgelagerte Netze weiterleiten, zum zweiten erhöht sich damit die Systemverantwortung für ihr eigenes Netz, und zum dritten müssen sie Übertragungsnetzbetreiber aktiv unterstützen, um dazu beizutragen, vorgelagerte Netze stabil zu halten und gegenwärtig noch systemnotwendige konventionelle Kraftwerke zu ersetzen.

Bereits die Aufnahme der dezentralen Erzeugung erfordert erhebliche Kapazitätserweiterungen im Verteilnetz. Z.B. schätzt DENA (2013, S.8) einen Investitionsbedarf bis 2030 von 27,5- 42,5 Mrd. €, wovon mit 16,1-26,3 Mrd. € der Großteil auf die 110 kV-Ebene entfällt. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden besonders das 110 kV-Netz betrachtet, dem künftig eine bedeutende Rolle zukommt, da es lokale Netze verbindet und so zu einem regionalen Ausgleich beiträgt. Zudem stellt es die Verbindung zum Höchstspannungsnetz und damit zum überregionalen Stromtransport her und muss zukünftig Systemdienstleistungen für das Höchstspannungsnetz bereitstellen.

Besonderes Augenmerk wird dabei dem Einspeisemanagement von EEG-Anlagen gewidmet, das gegenwärtig vornehmlich durch Engpässe auf der 110kV-Ebene hervorgerufen wird und dessen Regelungen in naher Zukunft überarbeitet werden sollen. Hier stellt sich die Frage des Zusammenspiels von EE-Zubau und Netzausbau besonders dringlich. Als weiterer Punkt werden Einspeisenetze betrachtet, deren Konzeption eine Entlastung der 110kV-Ebene des öffentlichen Netzes erwarten lässt und so zu einer Verringerung des dort erforderlichen Netzausbaus beitragen kann, ohne dass dadurch die Ausbauziele für erneuerbare Energien gefährdet würden. Zuerst sollen jedoch zukünftige neue Aufgaben von Verteilnetzbetreibern diskutiert werden.

5.3.1 Zukünftige Aufgaben von Verteilnetzbetreibern

Die zunehmende dezentrale Einspeisung auf Verteilnetzebene erfordert eine stärkere Kooperation zwischen Höchstspannungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern als bisher. Dies betrifft sowohl die Netzplanung als auch den Betrieb. Im Betrieb ist

dabei auch zu beachten, dass Systemdienstleistungen für Übertragungsnetze verstärkt vermittelt über die Hochspannungsnetze erbracht werden müssen, um konventionelle Leistung aus den Systemdienstleistungen zu verdrängen⁹³.

Im 110kV-Netz treten gegenwärtig vermehrt Engpässe auf. Sowohl deren Behebung als auch die Anbindung weiterer EE-Anlagen erfordert einen Ausbau auf der 110 kV-Ebene. In welchen Regionen ein wie starker Ausbau erforderlich ist, hängt von der regionalen Verteilung der EE-Erzeugung ab⁹⁴. Deren Erzeugung muss auch vermehrt über das Übertragungsnetz abtransportiert werden. Deshalb sind neue oder verstärkte Anbindungen des Hochspannungsnetzes an das Übertragungsnetz erforderlich. Dabei treten auch verstärkt und vermehrt Rückspeisungen in das Übertragungsnetz auf. Die räumliche Verteilung der Anbindungen beeinflusst die räumliche Verteilung des Kapazitätsbedarfs des Höchstspannungsnetzes. Dies ist bei der Planung von Höchstspannungsnetzen zu berücksichtigen. Die Netzausbauplanung des Höchstspannungsnetzes muss deshalb mit der Netzausbauplanung des 110kV-Netzes abgestimmt werden. Die gegenwärtigen Regelung zur Netzausbauplanung für Übertragungs- und 110kV-Netze nach EnWG §12b bzw. §14 Abs. 1b sollte dahingehend ergänzt werden, dass ein koordinierter Netzausbauplan zu erstellen ist.

Um einen sicheren Betrieb der Höchstspannungsnetze zu ermöglichen, sind auch im Betrieb Prognosedaten zu den erwarteten Lastflüssen an den 110kV/Höchstspannung-Umspannstationen wichtig. Entsprechende räumlich aufgelöste Prognosen helfen den Übertragungsnetzbetreibern, mögliche Netzprobleme frühzeitig zu erkennen und verorten zu können. Andererseits wirkt die Situation in den Hochspannungsnetzen auch auf die 110kV-Netze zurück. Insofern benötigen auch Netzbetreiber der 110kV-Ebene Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber. Entsprechende Prognosen sind auch zwischen den Betreibern von Mittel- und Niederspannungsnetzen und Hochspannungsnetzbetreibern auszutauschen. Um die Netzsicherheit zu erhöhen, sollten deshalb an der Netztopologie orientierte räumliche Prognosen vorgeschrieben werden, die zwischen den verschiedenen Netzebenen abzustimmen sind. Wie dies genauer ablaufen kann und wie Verantwortlichkeiten zu verteilen sind, ist vor dem Hintergrund noch ausstehender technischer Überlegungen noch zu erforschen.

⁹³ Dieser Abschnitt bezieht sich stark auf Ergebnisse von DENA (2013).

⁹⁴ Der Ausbaubedarf kann durch Einspeisenetze reduziert werden. Diese sind in eine Netzausplanung zu integrieren (mehr dazu s. Abschnitt unten).

Derartige Prognosen sind zudem eine Voraussetzung für die Erbringung von Systemdienstleistungen aus der Verteilnetz- für die Höchstspannungsebene. Die Möglichkeiten der Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch EE-Anlagen wurden anderweitig im Bericht diskutiert. Die zukünftig erforderlichen Systemdienstleistungen in Verteilnetzen sind mit denen für die Höchstspannungsebene abzustimmen, um die erforderliche hohe Sicherheit zu erreichen und insbesondere durch Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität auf einer Ebene erzeugte Gefährdungen auf anderen Ebenen zu vermeiden. Gleichzeitig müssen Verteilnetzkapazitäten möglicherweise für Systemdienstleistungen angepasst werden, wobei auch die Frage zu klären ist, ob eine besonders hohe Sicherheit von Verteilnetzkomponenten erforderlich ist, falls Systemdienstleistungen für die Höchstspannungsebene erbracht werden.

Technisch können Minuten- und Sekundärreserveleistungen problemlos von EE-Anlagen in Verteilnetzen bereitgestellt werden. Auch eine Bereitstellung von Primärregelleistung scheint grundsätzlich möglich zu sein. Die technischen Voraussetzungen müssen für diesen Fall aber noch weiter erforscht (s. DENA, 2013, S. 221) und Anlagen dann entsprechend konfiguriert werden. Die Verteilnetze, über die Reserveleistungen erbracht werden, müssen eventuell für diese Aufgabe vorbereitet werden, da ein Abruf von Regelarbeit die Erzeugung schnell ändert. Die Gradienten sind dabei für Primärregelleistung besonders steil. Die Verteilnetze müssen derartige Erzeugungsänderungen ohne Stabilitätsprobleme bewältigen können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass gegenwärtig keine Regelung eine lokal stark konzentrierte Bereitstellung von Regelenergie durch dezentrale Erzeugungsanlagen verhindert. Insofern könnten einzelne Verteilnetze oder Betriebsmittel besonders belastet werden. Welche Anforderungen Verteilnetze erfüllen müssen, um eine überwiegende Bereitstellung von Regelenergie durch EE-Anlagen zu erlauben, ist zu erforschen. Gegebenenfalls sind dann Regelungen für Verteilnetze oder die Erbringung von Regelenergieleistungen anzupassen.

Dezentrale Erzeugungsanlagen müssen zukünftig zu Kurzschlussleistungen in den Verteilnetzen beitragen. Dazu müssen die Umrichter von dezentralen Erzeugungsanlagen auf die Bereitstellung von Kurzschlussleistung ausgelegt sein, was unter Umständen eine Anpassung der EE-Anlagen erfordert. Zudem sollten zukünftig Verteilnetze Kurzschlussleistung für Übertragungsnetze bereitstellen. Wie diese Bereitstellung technisch einzurichten ist, ist ebenfalls zu erforschen. Insgesamt werden Verteilnetze mit dem Rückbau konventioneller Kraftwerke zukünftig maßgebliche Verantwortung für die Bereitstellung von Kurzschlussleistung übernehmen müssen.

Mit einem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien können Großkraftwerke einen Wiederaufbau von Netzen nach Großstörungen immer weniger allein leisten. Verteilnetzbetreiber müssen dann auch zu dieser Aufgabe beitragen. Dazu sind Konzepte

von Verteilnetzbetreibern zu entwickeln, die einen Inselbetrieb ermöglichen und eine Schwarzstartfähigkeit aufweisen. Derartige Konzepte sind unter den Verteilnetzbetreibern abzustimmen und mit den Übertragungsnetzbetreibern zu koordinieren.

Der Aufbau eines Inselbetriebs setzt ein Blindleistungsmanagement voraus, das auch schon für eine Einhaltung des Spannungsbands erforderlich ist. Dabei ist zuerst an eine Spannungshaltung in einzelnen Verteilnetzen und deren Teilnetzen zu denken, für die entsprechend ausgelegte dezentrale Erzeugungsanlagen Voraussetzung sind⁹⁵. Zudem muss die Blindleistungsbereitstellung über verschiedene Netzebenen koordiniert werden, was z.B. eine Koordination zwischen Betreibern von Hochspannungsnetzen mit denen von nachgelagerten Netzebenen erfordert. Zudem ist zu prüfen, inwieweit Hochspannungsnetzbetreiber zum Blindleistungsmanagement der Übertragungsnetzbetreiber beitragen und dort insbesondere regionale konventionelle Kraftwerken ersetzen können. Auch hierfür ist eine Kooperation zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern erforderlich.

Schließlich können Verteilnetzbetreiber Redispatch-Maßnahmen anbieten und dafür ansonsten notwendige konventionelle Kraftwerke ersetzen. Betreibern von 110kV-Netzen käme dabei die Aufgabe zu, EE-Anlagen in nachgelagerten Netzen zu bündeln, den Übertragungsnetzbetreibern anzubieten und bei Inanspruchnahme die Anlagensteuerung in die Wege zu leiten. Auch hierfür ist eine Kooperation zwischen den verschiedenen Netzebenen erforderlich.

Verteilnetzbetreiber werden zukünftig erhebliche Systemdienstleistungen für das eigene Netz als auch für die vorgelagerten Netze übernehmen müssen. Dabei kommt den Betreibern von 110kV-Netzen als Bindeglied zwischen verschiedenen nachgelagerten Verteilnetzen und zwischen Verteilnetzen und Übertragungsnetzen eine besondere Bedeutung zu. Für viele der Systemdienstleistungen, die mit steigendem EE-Anteil an der Erzeugung von Verteilnetzen zu erbringen sind, sind gegenwärtig noch eine Reihe technischer Fragen offen. Zudem ist auch noch nicht klar, innerhalb welches Zeitraums Verteilnetzbetreiber welche Systemdienstleistungen für das Höchstspannungsnetz erbringen müssen. Dabei kann aufgrund des regional nicht gleichmäßigen Ausbaus von erneuerbaren Energien und der räumlich differenzierten Entwicklung der Leistung konventioneller Kraftwerke auch ein räumlich differenzierter Zeitplan erforderlich sein. Sowohl für die Erbringung von Systemdienstleistungen als auch für den regulären Betrieb ist künftig ein Datenaustausch zwischen Verteilnetzbetreibern, insbesondere zwischen den Betreibern von 110 kV-Netzen und denen

⁹⁵ S. z.B. IFEU et al. (17.04.2013, S.170ff.)

von nachgelagerten Netzen, sowie zwischen Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern erforderlich. Welche Daten wie zu übergeben sind, um einen sicheren Netzbetrieb zu ermöglichen, muss noch geklärt werden. Dabei erfordern gerade die verschiedenen Systemdienstleistungen eine enge Kooperation zwischen den Netzbetreibern aller Netzebenen, die über den Datenaustausch hinaus Fragen der Steuerung, vor allem der Abstimmung von steuernden Eingriffen und Fragen der Priorisierung verschiedener steuernder Eingriffe, umfasst. Entsprechende Festlegungen erfordern technische Untersuchungen über die erforderlichen Daten und die Wechselwirkung von Steuerungsmaßnahmen auf verschiedenen Ebenen. Wenn diese Fragen von der technischen Seite weitgehend geklärt sind, ist zu überlegen, welche Instrumente geeignet sind, um zu sichern, dass die neuen Aufgaben kostengünstig bewältigt werden können und die Systemtransformation vorangebracht wird.

5.3.2 Umgang mit Einspeisemanagement

Das Einspeisemanagement wird in EEG § 11 geregelt⁹⁶. Demnach können Netzbetreiber mittel oder unmittelbar an ihr Netz angeschlossene fernsteuerbare EEG und KWK-G-Anlagen regeln, sofern ansonsten ein Netzengpass entsteht und sie gleichzeitig dafür Sorge tragen, dass die größtmögliche Erzeugungsmenge von EEG- und KWK-G-Anlagen eingespeist wird. Diese Möglichkeit entbindet sie nicht von der Pflicht nach §9 EEG, ihre Netze so zu entwickeln, dass die Erzeugungsmengen von EEG- und KWK-G-Anlagen eingespeist, verteilt und übertragen werden können. Im Falle eines Einspeisemanagements haben die Netzbetreiber den betroffenen Anlagenbetreibern eine Entschädigung für die entgangenen Einnahmen zu zahlen, die sie auf die Netzentgelte umlegen können, sofern die Regelung notwendig war und sie den Netzengpass nicht durch unterlassene Netzmaßnahmen zu vertreten haben (EEG §12). Die Zahlung an den Anlagenbetreiber wird dabei auf 95 % der entgangenen Nettoeinnahmen beschränkt, bis sich die dadurch entgangenen Einnahmen auf 1 % der Jahreseinnahmen summieren; danach werden die entgangenen Nettoeinnahmen zu 100 % ersetzt⁹⁷. Daneben erlaubt EEG §8 Absatz 3 eine ausnahmsweise

⁹⁶ Nach der EEG-Kabinettsvorlage vom 31.03.2014 sind die entsprechenden Regelungen inhaltlich unverändert in §14 (Einspeisemanagement) und §15 (Entschädigung für Anlagenbetreiber) zu finden. In der Gesetzesbegründung ist dort zu finden (S. 184f.), dass die Einspeisemanagementvorschriften später mit dem Ziel geändert werden sollen, eine bessere Verknüpfung des Umbaus der Stromerzeugung mit dem Netzausbau zu erreichen. Dabei soll gegebenenfalls auch das Engpassmanagement nach EnWG angepasst werden.

⁹⁷ Anlagen, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb gingen, erhalten 100% der entgangenen Nettoeinnahmen (EEG §66 Abs. 1 Nr. 5a).

vertragliche Vereinbarung zum Regeln von EEG-Anlagen zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber.

Das Verhältnis des Einspeisemanagements zum Engpassmanagement nach EnWG §13 (für Übertragungsnetzbetreiber) und §14 Abs. 1c (für Verteilnetzbetreiber), die beide Maßnahmen zur Gewährung der Netzzuverlässigkeit- oder -sicherheit regeln, sowie eine Sicherung der maximalen Erzeugung aus EEG und KWK-G-Anlagen wird für die praktische Umsetzung in Bundesnetzagentur (29.03.2011, Kapitel 1) erläutert. Maßgaben zur Berechnung der Höhe der abgeregelten Einspeisung und der Entschädigungszahlungen sind in Bundesnetzagentur (07.03.2014) zu finden⁹⁸.

Die Rangfolge der Maßnahmen zur Sicherung der Netzzuverlässigkeit und –sicherheit wird von der Bundesnetzagentur (29.03.2011) nach Kriterien zur Netzsicherheit, Umweltaspekten und ökonomische Auswirkungen sowie des Vorrangs von EEG- und KWK-G-Anlagen diskutiert. Sie gelangt zu folgendem Schluss:

- Als erstes hat der Netzbetreiber netzbezogene Maßnahmen nach EnWG §13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 zu durchzuführen.
- Anschließend sind marktbezogenen Maßnahmen (z.B. Abruf von Regelenergie, vertraglich vereinbarte schaltbare Lasten, vertraglich vereinbarte Anpassungen der Stromeinspeisung konventioneller Anlagen) nach EnWG § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 ohne vertraglich vereinbarte Regelungen von EEG- und KWK-G-Anlagen zu ergreifen.
- Danach nennt die Bundesnetzagentur die Regelung von EEG-Anlagen nach § 8 Absatz 3 aufgrund einer vertraglichen Vereinbarung, die auch als marktbezogene Maßnahmen zu interpretieren ist. Aufgrund des ökonomischen Kriteriums weist die Bundesnetzagentur aber darauf hin, dass dies nur gilt, falls die Zahlung an Anlagenbetreiber unter der Entschädigung liegt, die im Rahmen eines Einspeisemanagements gezahlt würde. Für einen EEG-Anlagenbetreiber ist dann aber kein wirtschaftlicher Anreiz zu sehen, eine solche Abregelvereinbarung einzugehen. Insofern dürfte diese Regelungsart kaum von Bedeutung sein.

⁹⁸ Drei Versionen der entsprechenden Leitlinien der Bundesnetzagentur sind gegenwärtig relevant, da die aktuelle Leitlinie in einzelnen Abschnitten auf ältere Leitlinien verweist. Für die Abschaltfolge bei Netzengpässen sind dadurch z.B. die Ausführungen in Bundesnetzagentur (29.03.2011) einschlägig. Eine neue Version, die u.a. diesen Inhalt aktualisieren soll, ist von der Bundesnetzagentur angekündigt (07.03.2014, S.5). Zur „energetischen und bilanziellen Abwicklung von Einspeisemanagementmaßnahmen“ läuft gegenwärtig ein Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur (BK6-13-0429).

-
- Anpassungsmaßnahmen nach EnWG §13 Abs. 2 an fossilen Kraftwerken bis zur netztechnisch erforderlichen Minimumleistung folgen. Für diese Maßnahmen werden keine Entschädigungen gezahlt.
 - Erst anschließend sind Maßnahmen des Einspeisemanagements nach EEG §11 eingeordnet, die bis zum netztechnisch erforderlichen Minimum gehen dürfen und nach EEG §12 zu entschädigen sind⁹⁹.

Die abgeregelte Arbeit muss geschätzt werden („Ausfallarbeit“), da sie naturgemäß nicht zu messen ist. Aus der Ausfallarbeit wird die Entschädigung berechnet. Für die Schätzung der Ausfallarbeit erläutert Bundesnetzagentur (07.03.2014) für verschiedene Techniken¹⁰⁰ je zwei Verfahren: Ein „pauschales Verfahren“ und ein „Spitzabrechnungsverfahren“. Ein Anlagenbetreiber kann eines der beiden Verfahren wählen, ist dann aber an das gewählte Verfahren gebunden.

Das pauschale Verfahren verwendet die Einspeisung in der letzten Viertelstunde und deren Differenz zur Ist-Einspeisung als Schätzung für die Ausfallarbeit¹⁰¹. Sofern in einzelnen Viertelstunden die Ist-Einspeisung über der vorgegebenen reduzierten Einspeisung liegt, wird die Ausfallarbeit in diesen Viertelstunden auf Null gesetzt. Für leistungsgemessene PV-Anlagen wird zudem die Ausfallarbeit nur in einem vorgegebenen Tageszeitintervall berechnet, um Zeiten ohne Erzeugung auszuschließen¹⁰².

Bei dem Spitzabrechnungsverfahren werden für Windkraft und PV technische Eigenschaften der konkreten Anlage sowie das Energiedargebot am Standort berücksichtigt. Die entsprechenden Daten muss der Anlagenbetreiber bereitstellen. Die potentielle Einspeisung wird dann aus dem Dargebot sowie den technischen Daten während des Zeitraums eines Einspeisemanagements berechnet. Durch Abzug der Ist-Einspeisung erhält man die Ausfallarbeit. Für Biomasse wird bei dieser Verfahrensart eine detaillierte Darlegung durch den Anlagenbetreiber verlangt, ohne dass nähere Vorgaben genannt würden.

Die Entschädigungszahlung ergibt sich aus der Multiplikation der derart berechneten Ausfallarbeit mit dem Vergütungssatz nach EEG. Ab dem 01.01.2012 in Betrieb gegangene Anlagen erhalten 95 % des so berechneten Wertes, von dem ersparte Aufwendungen abgezogen und zu dem zusätzliche Aufwendungen addiert werden, bis 1 % der Jahreseinnahmen erreicht werden. Darüber hinausgehendes Einspeisema-

⁹⁹ Danach nennt die Bundesnetzagentur noch Maßnahmen, die über das netztechnisch erforderliche Minimum hinausgehen, wobei zuerst konventionelle Kraftwerke und dann EEG- und KWK-G-Anlagen zu regeln sind. Sie konzidiert aber, dass dies nur der juristischen Vollständigkeit diene, da die dann noch vorhandene Erzeugung auch netztechnisch erforderlich sei und deshalb keine weiteren Maßnahmen notwendig sein dürften.

nagement wird mit 100 % des Produkts aus Ausfallarbeit und Vergütungssatz angesetzt. Anlagen, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb gingen, erhalten von Anfang an 100 %. Die Entschädigungsforderung muss vom Anlagenbetreiber ausgearbeitet und dem Netzbetreiber¹⁰³ übermittelt werden, der sie prüft und die Entschädigung auszahlt. Die Verjährungsfrist für die Forderung des Anlagenbetreibers liegt bei drei Jahren.

Der Netzbetreiber kann die entsprechenden Kosten gegenüber der Regulierungsbehörde als erhöhte dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten geltend machen und eine entsprechende Erhöhung der Netzentgelte beantragen. Dafür muss der Netzbetreiber nachweisen, dass

- die Maßnahmen erforderlich waren, insbesondere die obige Rangfolge der Maßnahmen eingehalten wurde,
- er sie nicht zu vertreten hat, er also alle Maßnahmen zu Netzoptimierung, -verstärkung oder -ausbau¹⁰⁴ ergriffen hat, um ein Einspeisemanagement zu vermeiden,
- seine Zahlungen an die Anlagenbetreiber den gesetzlichen Rahmen nicht übersteigen, was insbesondere dadurch gelingt, dass die Zahlungen entsprechend der Leitlinien der Bundesnetzagentur berechnet werden.

Die dargestellten Berechnungen zum Einspeisemanagement zeigen einen Spielraum bei der Berechnung der Ausfallarbeit. Die tatsächliche Höhe der geltenden gemachten Ausfallarbeit hängt von den Berechnungsverfahren ab, die die Anlagenbetreiber wählen und die von dem Netzbetreiber anerkannt werden können. Die Ausfallarbeit in diesem rechtlichen Sinne kann also erst ermittelt werden, wenn alle Entschädi-

¹⁰⁰ Unterschieden wird zwischen Windkraft, PV sowie Biomasse und sonstige Gase. Für KWK-G-Anlagen und sonstige EEG-Anlagen wird kein Verfahren beschrieben. Gegenwärtig haben die Anlagenbetreiber der nichterfassten Anlagen im Antrag auf Entschädigung eine Berechnung vorzuschlagen, die der Netzbetreiber auch auf Sachgerechtigkeit zu prüfen hat. Für KWK-G-Anlagen ist in der anstehenden Überarbeitung der Leitlinie eine Verfahrensbeschreibung geplant.

¹⁰¹ Für PV-Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung wird die Ausfallarbeit über tageszeitabhängige Faktoren, die mit der installierten Leistung zu multiplizieren sind, berechnet.

¹⁰² Von jeweils einschließlich November bis Februar wird nur die Zeit von 09:00-16:45 Uhr und im restlichen Jahr 06:00-19:00 Uhr – während der Sommerzeit entsprechend angepasst – berücksichtigt.

¹⁰³ Der Anlagenbetreiber kann die Forderung an seinen Anschlussnetzbetreiber richten. Falls ein vorgelagerter Netzbetreiber die Maßnahme veranlasst hat, wird sie diesem vom Anschlussnetzbetreiber in Rechnung gestellt. Der veranlassende Netzbetreiber ist derjenige, der eine Erhöhung des Netzentgelts entsprechend dieser Zahlungen bei der Regulierungsbehörde beantragen kann.

¹⁰⁴ Zur Vereinfachung wird im Weiteren nur mehr „Netzausbau“ verwendet, auch wenn weiterhin „Netzoptimierung, -verstärkung oder -ausbau“ gemeint ist.

gungsanträge für ein Jahr gestellt wurden. Dabei ist auch zu beachten, dass Anlagenbetreiber, die nur geringfügig abgeregelt wurden, auf die aufwändige Antragstellung verzichten könnten¹⁰⁵. Aufgrund der möglichen Verzögerungen von Anträgen ist auch zu unterscheiden zwischen den Entschädigungen, die in einem Jahr, z.B. 2012, gezahlt wurden, und jenen, die aufgrund des Einspeisemanagements im Jahr 2012 anfallen. Das wirkt sich dann auch entsprechend auf die Beantragung erhöhter Netzentgelte aus, wobei die Netzentgelte selbst wiederum erst im zweiten Jahr nach Anfallen der Entschädigungszahlungen angepasst werden (ARegV §4 Abs.3 Nr. 2).

Dementsprechend sind relativ aktuelle Daten jeweils auf Schätzungen der Ausfallarbeit und Entschädigungen angewiesen oder gegebenenfalls unvollständig. Die dabei verwendeten Methoden sind nicht einheitlich. Insofern ist die Vergleichbarkeit von Daten aus verschiedenen Quellen beeinträchtigt.

Eine Übersicht über Maßnahmen des Einspeisemanagements in Deutschland im Jahr 2012 und 2011 bietet die folgende Tabelle¹⁰⁶. Demnach sank die Ausfallarbeit von 420,6 GWh im Jahr 2011 auf 348,8 GWh im Jahr 2012. Das entspricht 0,41 bzw. 0,33 % der Einspeisung aus EEG-Anlagen. Der Rückgang wird mit einem Netzausbau sowie günstigen Wetterlagen begründet (Bundesnetzagentur, Dezember 2013, S.65). Zudem weist Ecofys (Oktober 2013, S.1 u. 8) darauf hin, dass einzelne Netzbetreiber ein Einspeisemanagement nunmehr gezielter und effektiver einsetzen, indem regional gleichmäßige durch netzknoten- und umspannungsscharfe Abregelungen ersetzt werden, wodurch die Ausfallarbeit tendenziell sinken dürfte.

Tabelle: Bundesweite Ausfallarbeit und Entschädigungen aus dem Einspeisemanagement in den Jahren 2011 und 2012 (Daten: Bundesnetzagentur, Dezember 2013, S. 66f.)

	2011	2012
Ausfallarbeit (in GWh)	420,6	348,8

¹⁰⁵ s. MELUR (13.06.2013 S.6).

¹⁰⁶ Ein Vergleich mit früheren Jahren ist nicht möglich, da nach Bundesnetzagentur (Dezember 2013, S.65) ein Übertragungsnetzbetreiber bis Dezember 2010 Einspeisemanagementmaßnahmen allein als Maßnahmen nach EnWG §13 Abs. 2 deklarierte. In Daten für die Jahre vor 2011 fehlen deshalb diese Mengen und der von der Bundesnetzagentur ausgewiesene Anstieg von 2010 auf 2011 ist demnach in unbekannter Höhe auch auf diese Änderung der Deklaration zurückzuführen. Insofern ist auch die Interpretation des Anstiegs der Ausfallarbeit von 2010 auf 2011 in Bundesnetzagentur (Dezember 2012, S.59) als ein Resultat des weiteren Zubaus von EEG-Anlagen und dem langsamen Netzausbau so nicht mehr aufrechtzuerhalten.

Anteil Wind (in %)	97,4	93,2
Anteil PV (in %)	0,6	4,2
Anteil Biomasse (in %)	1,4	2,5
Entschädigungszahlungen (in Mio. €) ¹⁰⁷	33,5	33,1

Tabelle 12: Überblick zu Ausfallarbeit und Entschädigungszahlungen durch das Einspeisemanagement in Deutschland (2011 und 2012)

Gleichzeitig sind die Entschädigungszahlungen im Vergleich zur Ausfallarbeit von 2011 auf 2012 relativ weniger zurückgegangen, was an der Änderung der technischen Zusammensetzung der Ausfallarbeit liegen dürfte: Während in 2011 der Anteil an PV vernachlässigbar war, betrug er in 2012 4,2 %. Für PV sind höhere Entschädigungszahlungen als für Wind zu erwarten, da deren Einspeisevergütung höher ist. Gleichwohl sind Windkraftanlagen weiterhin dominierend vom Einspeisemanagement betroffen: Auf sie entfielen 2012 93,2 % (2011: 97,4 %) der Arbeit. Für Windkraftanlagen erreichte die Ausfallarbeit 2012 0,71 % (2011: 0,89 %) der Einspeisung. Wie zu vermuten konzentrieren sich dementsprechend Einspeisemanagementmaßnahmen auf das nördliche Deutschland, auch wenn 2012 erstmalig in Bayern und Baden-Württemberg Maßnahmen durchgeführt wurden (Bundesnetzagentur, Dezember 2013, S.65f.).

Vor dem Hintergrund ist es wichtig, sich Gebiete mit einer hohen Dichte an Windkraftleistung näher zu betrachten, insbesondere um zu klären, welche Höhe im Vergleich zur dortigen Einspeisung die Ausfallarbeit erreicht und um genauer zu eruieren, in welcher Netzebene die Engpässe auftreten, die zu einem Einspeisemanagement führen. Dies kann anhand des Bundeslandes Schleswig-Holstein erfolgen, auf das rund 73 % der bundesweiten Ausfallarbeit im Jahr 2011 entfiel (MELUR, 13.06.2013a, S.3) und für das tieferegehende Untersuchungen und Daten vorliegen.

Für Anlagenbetreiber in Schleswig-Holstein war im Jahr 2011 eine Ausfallarbeit von 308 GWh zu verzeichnen. Die Schätzung der Ausfallarbeit für 2012 ist allerdings mit 346 GWh sehr hoch: Sie erreicht nahezu die für Deutschland im Jahr 2012 von der Bundesnetzagentur (Dezember 2013) ausgewiesene Ausfallarbeit von 348,8

¹⁰⁷ Dabei wurden in beiden Jahren für jeweils rund 12% der Ausfallarbeit noch keine Entschädigung bezahlt (Bundesnetzagentur, Dezember 2013, S.64, und Bundesnetzagentur, Dezember 2012, S.59).

GWh¹⁰⁸. Die geschätzten Zahlen für Schleswig-Holstein im Jahr 2012 dürften also generell zu hoch sein. Die Ausfallarbeit entspricht sowohl für 2011 als auch für 2012 ungefähr 3,5 % der EE-Stromerzeugung in Schleswig-Holstein. 2011 entfielen dort 97 % der Ausfallarbeit auf Windkraftanlagen, für 2012 wird dieser Anteil auf rund 90 % geschätzt (MELUR, 13.06.2013a, S.3). Damit ist in Schleswig-Holstein für Windkraftanlagen im Durchschnitt auch ein wesentlich höheres Verhältnis von Ausfallarbeit zu Erzeugung als im Bundesdurchschnitt zu erwarten. Für 2011 errechnet sich in der Tat ein Verhältnis der Ausfallarbeit zur Windstromerzeugung von rund 5,5 %¹⁰⁹. Für einzelne Regionen im Schleswig-Holstein sind nach Ecofys (20.12.2012, 25.10.2013) deutlich höhere Werte anzunehmen. Die regionale Verteilung von normierten Gesamtdauern¹¹⁰ der Einspeisemanagementeinsätze zeigt für 2012 z.B. eine Konzentration auf die westlichen und südöstlichen Teile des Bundeslandes, wobei die Dauern in einzelnen Gebieten 1000 h/a überschreiten (Ecofys, 25.10.2013, S.4f.).

Die Ursachen von Einspeisemanagementmaßnahmen lagen in Schleswig-Holstein¹¹¹ in den Jahren 2009 und 2010 fast ausschließlich auf der 110kV-Spannungsebene. Dort war auch in den folgenden Jahren der Großteil der Maßnahmen begründet. Allerdings kamen in den Jahren 2011 und 2012 Engpässe in Höchstspannungsleitungen und in Umspannwerken von der Mittelspannungsebene auf die 110 kV-Ebene hinzu, wobei die Mehrzahl der Abregelungen weiterhin auf die 110 kV-Ebene entfiel. Der Rückgang auf der 110 kV-Ebene ist auch auf Maßnahmen zur Erhöhung der Netzleistung zurückzuführen, die teils aber nach aktuellen Erwartungen der Netzbetreiber zukünftig nicht mehr ausreichen, um die höhere Erzeugung durch den weiteren Windkraftanlagenzubau aufzunehmen. Insofern wird trotz Netzmaßnahmen und

¹⁰⁸ IWES (2014, S.26) nennt eine Ausfallarbeit im Jahr 2012 von 385 GWh. Auch im Vergleich zu diesem Wert scheint die schleswig-holsteinische Schätzung sehr hoch.

¹⁰⁹ Bei einer Stromerzeugung durch Windkraftanlagen im Jahr 2011 von 5.470 GWh (MELUR, 13.06.2013b, S.13). Für 2012 wird eine Stromerzeugung durch Windkraftanlagen von 6,6 TWh ausgewiesen (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 29.11.2013). Mit der wahrscheinlich überschätzten Ausfallarbeit von 346 GWh und einem Anteil für Windstrom von 90% im Jahr 2012 ergibt sich ein Verhältnis von 4,7%.

¹¹⁰ „Normierte Gesamtdauern“ meint dabei: Stunden, in denen Anlagen komplett abgeschaltet werden, wobei Stunden mit Drosselungen über den Anteil der Leistungsreaktion gewichtet werden. Z.B. gehen dann zwei Stunden mit einer Drosselung auf 50% als eine Stunde in die „normierte Gesamtdauer“ ein.

¹¹¹ Ein Überblick über die Einspeisemanagementmaßnahmen auslösenden Spannungsebenen für Deutschland liegt nicht vor. Aus Bundesnetzagentur (Dezember 2012, S. 64) geht nur hervor, dass der Großteil der Ausfallarbeit auf Maßnahmen entfällt, die von vorgelagerten Netzbetreibern angeordnet wurden.

einer nunmehr zielgerichteteren Abregelung mit einer weiteren, wenngleich langsameren Erhöhung von Einspeisemanagementmaßnahmen gerechnet¹¹².

Die Frage ist, inwieweit das Einspeisemanagement geeignet ist, eine Koordination zwischen Netzausbau und der regionalen Verteilung des Anlagenzubaus zu ermöglichen. Dabei kann grundsätzlich zwischen einer eher kurzfristigen und einer langfristigen Perspektive unterschieden werden. Bei der eher kurzfristigen Perspektive wird der Zeitbedarf für den am regionalen EE-Anlagenzubau orientierten Netzausbau berücksichtigt und der Zubau soll so erfolgen, dass möglichst keine Netzengpässe auftreten und damit Zahlung an Anlagenbetreiber, die keinen Strom erzeugen, vermieden werden. In einer langfristigen Perspektive wäre ein räumlicher Zubau das Ziel, der die Systemkosten aus Netzausbaukosten und Anlagenzubau bei Zielerreichung minimiert. Dabei sind dann besonders auch Netzengpässe auf der Höchstspannungsebene relevant.

Ausgehend von diesen grundsätzlichen Zielen sind die gegenwärtigen Anreize für (potentielle) Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zu betrachten.

Den jeweiligen Netzbetreibern entsteht im Wesentlichen¹¹³ durch ein Einspeisemanagement kein Verlust, sofern die Maßnahme erforderlich war und er insbesondere alle Möglichkeiten, Netzkapazitäten zu erweitern, ausgeschöpft hat, da er dann die Entschädigungszahlungen an die abgeregelten Anlagenbetreiber auf die Netzentgelte wälzen kann (EEG § 12). Dabei hat sowohl der Anschlussnetzbetreiber als auch der Betreiber vorgelagerter Netze bis zur 110 kV-Ebene nach EEG § 9 die Pflicht, die Netzkapazität so zu erweitern, dass eine Aufnahme der Einspeisung von EEG-Anlagen abgenommen, übertragen und verteilt werden kann. Diese Pflicht hat ihre Grenze in der wirtschaftlichen Zumutbarkeit. „Wirtschaftlich zumutbar“ bezieht sich dabei grundsätzlich nicht auf Gewinnaussichten des Verteilnetzbetreibers. Vielmehr werden v.a. Netzausbaukosten in Höhe von einem Viertel der Anlageninvestitionen als wirtschaftlich zumutbar angesehen (Clearingstelle EEG, 19.09.2008)¹¹⁴. Es ist nicht ersichtlich, dass dieses Maß und dieser Grenzwert zu einer rationalen Abstimmung zwischen Netzausbau und EE-Anlagenzubau führen können. Bestimmte Verteilnetzbetreiber könnten insofern keinen Anreiz zu einem Netzausbau haben, als die Anreizregulierung unter Umständen für erforderliche Netzinvestitionen keine angemessene Rendite gewährt (DENA, 2013, S.307ff.). Hier ist in dem Zusammenhang

¹¹² Zum Abschnitt s. MELUR (13.06.2013a, 5f.).

¹¹³ Vernachlässigt werden hier mögliche Kosten aus der im Vergleich zur Auszahlung verzögerten Netzentgelterhöhung.

¹¹⁴ Auch in der Begründung der Kabinettsvorlage zum EEG2014 wird auf S. 184 auf dieses Votum verwiesen.

von Bedeutung, dass dies in keiner Weise eine wie auch immer geartete Abstimmung des Netzausbaus mit dem Zubau von EE-Kapazitäten hervorbringt. Zudem ist eine Einlassung, dass die Netzausbaukosten nicht durch eine entsprechende Erhöhung der Netzentgelte gedeckt werden, für die rechtliche Pflicht zum Netzausbau irrelevant¹¹⁵. Gleichzeitig kann die Regulierungsbehörde für das 110 kV-Netz einschätzen, ob deren Betreiber ihrer Pflicht zum Netzausbau nach EEG §9 nachgekommen sind, da sie nach EnWG §14 Abs. 1b jährlich einen Bericht über den Netzzustand und die erwarteten Auswirkungen des EE-Ausbaus vorzulegen haben. Falls die Regulierungsbehörde zu dem Schluss kommt, dass erheblicher Ausbaubedarf besteht, kann sie einen Netzentwicklungsplan verlangen. Die restlichen Verteilnetzbetreiber sind nach §14 Abs. 1a ab 10.000 angeschlossenen Kunden verpflichtet, auf Verlangen der Regulierungsbehörde einen Netzzustandsbericht und eine Netzausbauplanung vorzulegen. Insofern kann davon ausgegangen werden, dass die Regulierungsbehörden überwiegend gut einschätzen können, inwieweit ein Verteilnetzbetreiber seiner Netzausbaupflicht nachkommt. Damit können sie dann gleichermaßen beurteilen, ob im Fall von Einspeisemanagementmaßnahmen alle Möglichkeiten zur Erweiterung der Netzkapazitäten ausgeschöpft wurden, was eine Voraussetzung für die Umlage von Entschädigungszahlungen an die betroffenen Anlagenbetreiber auf die Netzentgelte ist¹¹⁶. Um eine Einschätzung durch die Regulierungsbehörde zu vermeiden, dass er nicht alle Möglichkeiten ausgeschöpft hat, besteht für den Netzbetreiber grundsätzlich ein Anreiz, die Netzkapazität stärker als erforderlich zu erhöhen. Aufgrund der Unsicherheit über die Rückflüsse aus der Anreizregulierung und insbesondere aufgrund der Gefahr, dass die Investitionen und erhöhten Betriebsaufwendungen faktisch als Ineffizienzen eingestuft werden, dürfte dieser Fall aber gegenwärtig praktisch nicht relevant sein.

Aufgrund der Regelungen zum Einspeisemanagement und Netzausbau des EEG haben die Netzbetreiber einen Anreiz, ihre Netze so auszubauen, dass die Erzeugung potentieller EEG-Anlagen zumindest keinem dauerhaften Engpass ausgesetzt ist, da sie sich ansonsten der Gefahr aussetzen, die Entschädigungszahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nicht auf die Netzentgelte wälzen zu können, wodurch ihre Gewinne entsprechend reduziert würden. Von der Netzseite sieht sich der (potentielle) Anlagenbetreiber dann einem möglichen Einspeisemanagement ausgesetzt, das tendenziell auf vorübergehenden Netzengpässen basiert.

¹¹⁵ Clearingstelle EEG (19.09.2008, S.30)

¹¹⁶ Eine Netzausbauplanung kann zudem tendenziell zu einem den möglichen weiteren Ausbau von EE-Anlagen berücksichtigenden vorausschauenden Netzausbau beitragen, durch den Netzkosten eingespart werden könnten (DENA, 2013, S.193ff.).

Anreize für Anlagenbetreiber können im Betrieb und bei der Standortentscheidung von EE-Anlagen wirken. Im Betrieb gibt es praktisch keine Möglichkeit der Reaktion, da eine Einspeisemanagementmaßnahme nur durchgeführt wird, wenn sie netzseitig erforderlich ist (s.o.). Allein die Möglichkeit der Anlagenbetreiber, nach EEG §8 Abs. 3 mit dem Netzbetreiber eine Vereinbarung zu treffen, die Abweichung vom Einspeisevorrang vorsieht, scheint eine Ausnahme zu sein. Im Allgemeinen ist es aber schwierig, eine für beide Seiten ökonomisch vorteilhafte Vereinbarung zu finden: Der Anlagenbetreiber wird ohne Vereinbarung gegebenenfalls einer Einspeisemanagementmaßnahme unterworfen und entsprechend entschädigt. Er wird einer solchen Vereinbarung also nur zustimmen, wenn sie eine Zahlung des Netzbetreibers enthält, die mindestens der Entschädigung entspricht. Gleichzeitig wird eine höhere Zahlung als diese Entschädigung und ein Abregeln vor einem Einspeisemanagement von der Bundesnetzagentur abgelehnt (s.o.), da der Netzbetreiber dann mehr zahlt, als er bei einem Einspeisemanagement zahlen müsste. Deshalb besteht im Vergleich zu einem Einspeisemanagement im Allgemeinen kein Spielraum für eine beiderseitig vorteilhafte Vereinbarung zwischen Netz- und Anlagenbetreiber. Mögliche Anreize aus dem Einspeisemanagement auf Anlagenbetreiber beschränken sich demnach auf die Investitionsentscheidung und dabei auf die Standortwahl. Voraussetzung für eine Beeinflussung der Standortwahl durch ein Einspeisemanagement ist zum einen eine Abschätzung zukünftiger Maßnahmen vor dem Zeitpunkt der Investitionsentscheidung und zum anderen eine hinreichende Wirkung dieser Maßnahmen auf den erwarteten Barwert.

Informationen über die vergangenen und zukünftig zu erwartenden Einspeisemanagementmaßnahmen werden grundsätzlich von den Netzbetreibern jeweils für ihr Gebiet veröffentlicht¹¹⁷. Entsprechende Daten kann sich ein potentieller Anlagenbetreiber also zusammenstellen. Die Zusammenstellung kann zum ersten allerdings aufwändig werden, insbesondere wenn ein Projektierer verschiedene potentielle Standorte vergleichen will, und zum zweiten bleibt offen, wie sich Netzengpässe zukünftig entwickeln könnten. Grundsätzlich könnte die Möglichkeit, vergangene Einspeisemanagementmaßnahmen abrufen zu können, durch ein zentrales Register gestärkt werden, wie es z.B. Ecofys (20.12.2012, S. 28) vorschlägt. Ebenso wichtig wäre aber, das zweite Problem anzugehen und in Abstimmung mit den Netzbetreibern unter Berücksichtigung der zukünftigen Maßnahme zur Erhöhung der Netzkapazität und des Ausbaupotenzials erneuerbarer Energien die Häufigkeit und Dauer

¹¹⁷ S. z.B. http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/Erzeugungsanlagen/Erneuerbare-_Energien-Gesetz/Einspeisemanagement/Einsaetze/Abgeschlossene_Einsaetze_2014/Detailseite.htm

eine Einspeisemanagements für verschiedene Standorte abzuschätzen und zu veröffentlichen. Als Beispiel mag hier die Internetseite „Netzausbauplanung – Planung in den Netzgebieten“¹¹⁸ dienen, über die für Schleswig-Holstein für alle Windeignungsflächen „temporäre Einspeiseeinschränkungen“ bis 2022 nach drei Kategorien – keine Einschränkungen, weniger als 200h/a und mehr als 200h/a - gefunden werden können. Berücksichtigt werden dabei Netzausbauplanung, wobei allerdings auf der Höchstspannungsebene ein pünktlicher Ausbau der Übertragungsnetze nach Netzentwicklungsplan angenommen wird und mögliche Engpässe aus dem Abtransport von Strom aus Schleswig-Holstein nicht berücksichtigt werden. Diese Seite gewährt mithin eine gewisse Einschätzung des zukünftig zu erwartenden Einspeisemanagements, auf deren Basis potentielle Investoren mögliche Standorte vorauswählen könnten. Eine eingehende Prüfung des möglichen zukünftigen Einspeisemanagements muss der Investor dann aber weiterhin vornehmen. Ein Aufbau entsprechender Daten und deren Veröffentlichung für andere Bundesländer dürfte für potentielle Investoren sehr hilfreich sein. In einer Zusammenarbeit zwischen potentiellen Investoren, die auch z.B. durch Verbände vertreten werden könnten, Netzbetreibern und der Politik könnten abzuschätzende Größen und dabei zu verwendende Methoden abgestimmt werden, um mit vertretbarem Aufwand eine für Investoren möglichst hilfreiche Datenbasis zu erzeugen.

Als zweites müssen Einspeisemanagementmaßnahmen den Barwert einer Anlageninvestition merklich beeinflussen, um eine Anreizwirkung zu erzielen. Gegenwärtig ist der maximale Erlösverlust durch derartige Maßnahmen auf 1 % pro Jahr beschränkt¹¹⁹, was äquivalent zu einer Reduktion der Vergütung um 1 % ist¹²⁰. Beachtet man, dass der entgangene Erlös unmittelbar die Eigenkapitalrendite senkt, kann auch von diesem auf den ersten Blick gering erscheinenden Wert ein merklicher Anreiz ausgehen. Der Selbstbehalt der einem Einspeisemanagement unterworfenen EE-Anlagen setzt also gewisse Anreize einen Standort zu wählen, an dem geringere Netzengpässe zu erwarten sind.

¹¹⁸ <http://sh-netz.com/netz/netzausbau/planung/>

¹¹⁹ Eine Drosselung einer Windkraftanlage im Einspeisemanagement führt dabei nach EEG2012 Anlage 3 Nr. 8 nicht zu einer verlängerten Zahlung der im Vergleich zur danach folgenden Grundvergütung höheren Anfangsvergütung. Für die Berechnung der Laufzeit der Anfangsvergütung werden Drosselungen im Rahmen des Einspeisemanagements also heraus gerechnet.

¹²⁰ Zum Vergleich mag dienen, dass das EEG2012 eine jährliche Degression der Vergütung von Onshore-Windkraftanlagen von 1,5%/p.a. vorsieht. Die maximale Erlösreduktion aus einem Einspeisemanagement einer Windkraftanlage ist demnach über die gesamte Lebenszeit geringer als aus einer um ein Jahr später erfolgenden Inbetriebnahme.

Insgesamt setzen gegenwärtige Regelungen und Informationen zum Einspeisemanagement Anreize, die Standortwahl für neue EEG-Anlagen an vorübergehende Netzengpässe anzupassen, wobei sich der Netzausbau am EE-Anlagenzubau orientiert, die gegenwärtig verfügbaren Informationen eine solche Anpassung allerdings hemmen. Die Frage ist nun, inwieweit es sinnvoll und möglich ist, das Instrument so anzupassen, dass Projektierer von EE-Anlagen bei der Standortwahl vorübergehende oder dauerhafte Netzengpässe berücksichtigen, wobei wiederum die Frage, ob sie vorübergehend oder dauerhaft sind, aus den Regelungen für die Netzbetreiber zur Erhöhung der Netzkapazität zu beantworten ist.

Verschiedene Studien zeigen, dass der erforderliche Verteilnetzausbau schon bis 2020, vor allem aber bis 2030 reduziert werden kann, falls nicht die gesamte EE-Erzeugungsmenge abzunehmen ist und besonders netzbelastende Einspeisespitzen abgeregelt werden können, auf die ein relativ geringer Anteil an der EE-Erzeugung entfallen könnten¹²¹. Die Studien arbeiten mit Netzsimulationen, in die entsprechende Abregelungsbefugnisse oder Einspeisebeschränkungen implementiert werden. Eine Umsetzung in eine Regulierung erscheint jedoch schwierig, da dann direkt oder indirekt ex ante unterschieden werden müsste, welcher Netzausbau langfristig für die Erreichung der EE-Ausbauziele erforderlich ist und welcher nicht. Eine direkte Unterscheidung würde einen langfristigen räumlichen aufgelösten EE-Ausbauplan erfordern, der dann im Wesentlichen umgesetzt wird. Dieser Ansatz ist offensichtlich zumindest so lange wenig überzeugend, als noch hinreichend potentielle Standorte von EE-Anlagen zu Verfügung stehen. In einem indirekten Ansatz müssten die Anreize für die Netzbetreiber so gesetzt werden, dass sie Netzengpässe nur dort beseitigen, wo dies für die langfristigen Ausbauziele erforderlich ist. Gleichzeitig müssen Anreize für potentielle Anlagenbetreiber so gesetzt werden, dass sie vorübergehende von dauerhaften Netzengpässen unterscheiden können. Auf jeden Fall ist eine Situation zu verhindern, in der Verteilnetzbetreiber das Netz nicht ausbauen und potentielle Anlagenbetreiber aufgrund dieser Entscheidung dort einen hohen Selbstbehalt erwarten und deshalb auf eine Investition verzichten, was dann als Bestätigung aufgefasst werden könnte, dass ein dauerhaft sinnvoller Netzengpass vorlag. Eine solche Möglichkeit würde den EE-Ausbau erheblich hemmen. Insofern ist fraglich, ob ein Einspeisemanagement geeignet ist, dauerhaft sinnvolle Netzengpässe von vorüber-

¹²¹ S. z.B. DENA (2013, S.189ff.) und Energynautics et al. (2014, S.167ff.). Dort werden allerdings nicht alle entstehenden Folgekosten – z.B. ggf. erforderliche höhere anderweitige Erzeugungsleistungen – berücksichtigt.

gehenden zu unterscheiden und entsprechend differenzierte Anreize zu setzen¹²². Die Netzausbaupflicht nach EEG 2012 § 9 sollte deshalb beibehalten und das Einspeisemanagement als Koordinationsmechanismus zwischen EE-Ausbau und vorübergehenden Netzengpässen eingesetzt werden.

Für eine Koordination zwischen weiterem EE-Ausbau und vorübergehenden Netzengpässen ist simultan zu beachten:

- Für potenzielle EE-Anlagenbetreiber müssen Informationen bereitgestellt werden, die es erlauben, die Häufigkeit und Dauer von Einspeisemanagementmaßnahmen sowie deren zukünftige Entwicklung vergleichend für alternative Standorte abzuschätzen.
- Der Selbstbehalt der potenziellen Anlagenbetreiber muss so gewählt werden, dass sie einen Anreiz haben, einen Standort vorzuziehen, an dem keine oder relativ geringe vorübergehende Netzengpässe zu erwarten sind.
- Da bereits bestehende Anlagen nicht mehr auf ein Einspeisemanagement reagieren können, sollte eine deutliche Differenzierung zwischen Neu- und Bestandsanlagen erfolgen.
- Die Verteilnetzbetreiber müssen einen Anreiz haben, Netzengpässe zu beseitigen.

Informationen über vergangenes und gegenwärtiges Einspeisemanagement sollten zentral in einer Datei gesammelt und öffentlich verfügbar gemacht werden, um Informationskosten für potenzielle EE-Anlagenbetreiber zu reduzieren. In diese Datei sollten auch Maßnahmen nach EnWG §13 Abs. 2 aufgenommen werden. Umfassen sollte sie die überlasteten Betriebsmittel, die eine Maßnahme auslösen, die betroffenen Anlagen oder Netzanschlusspunkte mit installierter bzw. angeschlossener und abgeregelter Leistung sowie die Dauer, Häufigkeit und Intensität¹²³. Sie sollte dabei so aufgebaut sein, dass es einfach möglich ist, die Daten für einen bestimmten Netzanschlusspunkt zusammenzustellen. Informationen zu vergangenen Netzengpässen könnten von Anschlussnetzbetreibern erhoben werden, da ihnen auch von vorgelagerten Netzbetreibern veranlasste aber von ihnen durchgeführte Maßnahmen bekannt sind, wodurch eine vollständige Erhebung ohne Doppelzählungen möglich

¹²² Generell ist fraglich, ob ein solcher Mechanismus gefunden werden kann. Am ehesten kann eine Fortführung der Netzausbauplanung für die 110 kV-Ebene und deren Verknüpfung mit dem Höchstspannungsnetz zu entsprechenden Ergebnissen führen. Aber auch hier ist fraglich, ob die Ergebnisse robust sind. Z.B. können Änderungen des Finanzierungsmechanismus für Erneuerbare Energien, die das Verhältnis des Ausbaus verschiedener EE-Technologien ändern, zu anderen Anforderungen an Verteilnetze führen.

¹²³ Intensität: Z.B. komplette Abregelung oder Drosselung um 30 oder 60%.

würde. Die erwartete Entwicklung von Einspeisemanagementmaßnahmen muss jedoch in Abstimmung über alle Spannungsebenen hinweg erfolgen, wobei sowohl die Höchstspannungsebene als auch die 110 kV-Ebene auf den Netzentwicklungsplänen und deren Abstimmung aufeinander aufsetzen kann. Von den nachgelagerten Netzebenen, insbesondere der 20 kV-Ebene, müssten dann zusätzliche Planungen einfließen. Grundsätzlich kann eine Aufbereitung, wie sie für Schleswig-Holstein für alle Windeignungsflächen erfolgt¹²⁴, als Vorbild dienen. Dort werden nur keine Maßnahmen oder Maßnahmendauern von mehr oder weniger als 200h/a auf einem Zeitstrahl bis 2022 unterschieden. Eine stärkere Differenzierung der Dauern sowie gegebenenfalls Varianten, die Ausba verzögerungen in vorgelagerten Netzen berücksichtigen, erscheinen hilfreich. Die für eine solche Datenbank erforderliche Kooperation zwischen Netzbetreibern müsste institutionalisiert werden. Naheliegend wäre, sie im Zusammenhang mit Netzausbauplänen und deren Koordination zu erstellen und zu aktualisieren. Zwischen den obligatorischen Ausbauplänen für die Höchstspannungsebene und denjenigen für die 110KV-Ebene ist eine Koordination ohnehin angezeigt¹²⁵.

Gegenwärtig erhalten nach EEG §11 abgeregelte EEG-Anlagen 95% der entgangenen Nettoeinnahmen als Entschädigung, bis die verringerten Nettoeinnahmen 1% der Jahreseinnahmen erreichen. Für weitere Abregelung steigt dann die Entschädigung auf 100 %. Angesichts der erheblichen regionalen Unterschiede der Dauer des Einspeisemanagements, wie sie Ecofys (25.10.2013) schätzt, ist zu erwägen, für Neuanlagen die 1 %-Stufe zu erhöhen und/oder die 95 %-Stufe zu senken. Ansonsten ist zu erwarten, dass viele Standorte mit unterschiedlichen zu erwartenden Netzengpässen sehr ähnliche oder gleiche Erlöse für potentiellen Anlagenbetreiber versprechen, wodurch die lenkende Wirkung des Einspeisemanagements eingeschränkt wird. Eine alleinige Verringerung der 95 %-Stufe bewirkt eine stärkere Differenzierung zwischen Standorten mit relativ geringen Maßnahmendauern, während eine alleinige Erhöhung der 1 %-Stufe zu einer stärkeren Unterscheidung von Standorten mit hohen Maßnahmendauern führt. Eine Anpassung beider Stufen sollte erwogen werden, da damit der Anreiz für potenzielle Betreiber erhöht wird, verstärkt Standorte ohne oder mit relativ geringen Netzengpässe zu wählen. Insbesondere könnten die 95 % durch 0 % ersetzt werden, so dass eine Entschädigung erst ein-

¹²⁴ S. <http://sh-netz.com/netz/netzausbau/planung/>

¹²⁵ Sie erfolgt auch schon. Z.B. haben alle Betreiber von 110 KV-Netzen im Gebiet der 50hertz-Regelzone auch einen Zu- und Ausbau von Umspannwerken zwischen der Höchstspannungs- und 110kV-Ebene abgestimmt (s. z.B. http://www.e-dis.de/media/Veroeffentlichung_Netzausbauplanung.pdf).

setzt, wenn eine bestimmte prozentuale Erlöseinbuße überschritten wird. Diese Änderungen erhöhen aber gleichzeitig das Risiko, das potentiellen Anlagenbetreibern aus unerwarteten Verzögerungen des Netzausbaus entsteht. Es ist sinnvoll, dass dieses Risiko teils sozialisiert wird, um zum einen eine starke Erhöhung der Finanzierungskosten für EE-Anlagen zu vermeiden und zum anderen zu berücksichtigen, dass EE-Anlagenbetreiber dieses Risiko nicht beeinflussen können.

Eine EEG-Neuanlage kann zu temporären Überlastungen von Netzbetriebsmitteln führen, auf die auch die Erzeugung aus EEG-Altanlagen angewiesen ist. Werden dann im Falle eines Einspeisemanagements alle angeschlossenen Anlagen gleichermaßen gedrosselt, können Neuanlagen Kosten von ihnen verursachter Engpässe teilweise auf Altanlagen wälzen. Dadurch würde der Anreiz reduziert, erwartete Netzengpässe im Zuge der Standortwahl zu berücksichtigen. Dies könnte vermieden werden, wenn die Abregelung bei der neuesten Anlage beginnt und entsprechend des Inbetriebnahmedatums auf immer ältere Anlagen ausgedehnt wird¹²⁶. Ob die verpflichtende Festlegung einer solchen Reihenfolge mit vertretbarem Aufwand umgesetzt werden kann, sollte geprüft werden.

Verteilnetzbetreiber sollen weiterhin verpflichtet bleiben, den Netzausbau an den Ausbau von EE-Erzeugungsanlagen anzupassen. Die gegenwärtigen Regelungen des EEG (§9) sollten weiterhin wie bisher belassen bleiben. Zu prüfen ist, ob die Anreizregulierungsverordnung für derartige Maßnahmen eine auskömmliche Rendite gewährt. Falls dies nicht der Fall ist, sollten dort Anpassungen erwogen werden, um daraus resultierende Verzögerungen des Netzausbaus zu vermeiden. Sollten sich anhaltende Verzögerungen des Netzausbaus zeigen, wäre zudem zu erwägen, verantwortliche Netzbetreiber mit einem Malus zu belegen.

5.3.3 Zu Einspeisenetzen

Um die steigende EE-Erzeugung aufnehmen und verteilen zu können, ist der Ausbau öffentlicher Netze durch die Verteilnetzbetreiber erforderlich. Aufgrund des schnellen Zubaus von EE-Anlagen und Verzögerungen im Ausbau von Verteilnetzen, werden

¹²⁶ Anlagen, die vor einem bestimmten Stichtag angeschlossen wurden, können dabei gleichbehandelt werden, um die Rechtslage zum Zeitpunkt des Anschlusses weiterhin aufrechtzuerhalten. Weiterhin ist die technische Bestimmung der zur Engpassbeseitigung abzuregelnden Anlagen beizubehalten. Nicht beachtet wird hier, dass zusätzliche Erzeugung in einem vermaschten Netz auch an entfernten Stellen zu einem veränderten Lastfluss führt.

als Alternative zu einem Anschluss an öffentliche Verteilnetze sogenannte Einspeisenetze erwogen. Unter Einspeisenetzen versteht man dabei ein Netz¹²⁷

- das ausschließlich EE-Erzeugung von mehreren Standorten aufnimmt,
- grundsätzlich jedem Erzeuger offen steht,
- die Erzeugungseinheiten mit einem Höchstspannungsnetz verbindet,
- an das keine Verbraucher angeschlossen sind.

Ein Einspeisenetz steht demnach zwischen einem Netzanschluss von EE-Anlagen und einem Verteilnetz, wobei es sich von letzterem dadurch unterscheidet, dass keine Verbraucher angeschlossen werden. Von einem Netzanschluss unterscheidet es sich durch die Bündelung mehrerer Anlagen und den Anschluss an das Höchstspannungsnetz. Einspeisenetze entlasten Verteilnetzbetreiber damit von deren Netzausbaupflicht gemäß EEG §9.

Als mögliche Vorteile eines Einspeisenetzes im Vergleich zu einem Netzausbau öffentlicher Netze werden genannt¹²⁸:

- Durch den Nichtanschluss von Verbrauchern handelt es sich um kein öffentliches Netz. Damit ist keine (n-1)-Sicherheit erforderlich. Ein Einspeisenetz kann deshalb mit weniger Redundanzen geplant werden als ein herkömmliches Verteilnetz, wodurch tendenziell Kosten eingespart werden können.
- Durch ein Einspeisenetz können Engpässe im Verteilnetz vermieden und deshalb Kosten aus einem Einspeisemanagement eingespart werden.
- Durch eine gleichzeitige Planung von Erzeugungsanlagen und Einspeisenetz kann ein Netzanschluss mit der Fertigstellung der EE-Anlagen abgestimmt werden.
- Es wird erwartet, durch mitunter auch teurere Technologien als sie ein Verteilnetzbetreiber verwendet, z.B. Erdkabel, eine höhere Akzeptanz und damit auch einen schnelleren Netzausbau zu erreichen.

Die ersten drei Punkte beziehen sich auf einen ökonomischen Vorteil von Einspeisenetzen im Vergleich zu einem Ausbau der öffentlichen Netze. Dieser ist sicherlich nicht generell gegeben. Selbst für Gebiete mit einer gegenwärtig schwachen Netzinfrastruktur und einem sehr hohen Zubaupotenzial für Windkraftanlagen zeigt BTU (17.04.2013), dass auch bei weitgehender Nutzung des Potentials sowie einem weiteren Zubau von Biomasse- und PV-Anlagen ein Einspeisenetz nicht stets ökonomisch

¹²⁷ Verändert nach Ecofys (April 2012, S.11)

¹²⁸ Ecofys (April, 2012), s. auch BTU (17.04.2013).

misch vorteilhaft ist¹²⁹. Der Vergleich basiert dort auf einem Anschluss aller EEG-Anlagen entsprechend des regionalen Erzeugungspotentials. In beiden Fällen wird mithin eine vorausschauende Netzplanung angenommen. Auch für die Dimensionierung eines Einspeisenetzes stellt sich dementsprechend die Frage, ob und wie ein zukünftig zu erwartender oder möglicher EE-Ausbau in der Region berücksichtigt werden kann.

Da kein Verbraucher an ein Einspeisenetz angeschlossen ist, kann im Vergleich zu einem öffentlichen Netz auf eine (n-1)-Sicherheit verzichtet werden. D.h., das Netz muss nicht so ausgelegt werden, dass es bei einem Ausfall eines Betriebsmittels weiterhin seine Aufgabe erfüllen kann. Den dadurch entstehenden Kostenvorteilen eines Einspeisenetzes steht deshalb der Nachteil gegenüber, dass mit einer höheren Ausfallwahrscheinlichkeit zu rechnen ist und der Abtransport der Erzeugung unsicherer wird. Inwieweit dies praktisch relevant ist, kann aufgrund der geringen Erfahrungen mit Einspeisenetzen gegenwärtig nicht beurteilt werden. Zu beachten ist auch, dass ohne die (n-1)-Sicherheit keine Verbraucher an das Netz angeschlossen werden dürfen. Insofern ist bei der Entscheidung über Einspeisenetze auch die mögliche regionale Entwicklung der Last zu berücksichtigen, da diese einen Ausbau öffentlicher Netze erforderlich machen könnte.

Ob sich ein Einspeisenetz lohnt, hängt maßgeblich davon ab, wie schnell ein Netzanschluss an öffentliche Verteilnetze bereitgestellt werden kann und welche Netzenetze dort über welchen Zeitraum zu erwarten sind. Ein Einspeisenetz verringert seinerseits Netzausbauerfordernisse im öffentlichen Netz, die z.B. in die Netzausbauplanung auf der 110kV-Ebene eingehen. Die Planung von Einspeisenetzen und herkömmlichen Netzen muss daher in enger Abstimmung erfolgen. Da Betreiber öffentlicher Netze zu einem unverzüglichen Netzausbau verpflichtet sind, können Einspeisenetze – neben den genannten Kostenvorteilen – vorteilhaft sein, wenn sie schneller fertiggestellt werden können als eine alternative Erweiterung öffentlicher Netze.

Eine kürzere Dauer bis zur Inbetriebnahme eines Einspeisenetzes im Vergleich zum Bau oder Ausbau einer 110kV-Leitung entsteht vor allem dadurch, dass unter Umständen auf ein Raumordnungs- und ein Planfeststellungsverfahren verzichtet werden kann¹³⁰. Von Planungsbeginn bis zur Fertigstellung ist für 110kV-Leitungen von

¹²⁹ Verglichen wurde nur eine komplette Anbindung über ein Einspeisenetz oder ein herkömmliches Verteilnetz. Inwieweit Mischungen kostengünstiger sein können, wurde nicht untersucht.

¹³⁰ Zu diesem Abschnitt s. BTU (17.04.2013, S.28ff.).

Einspeisenetzen nach den bisherigen, allerdings noch vereinzelt Erfahrungen mit einem Zeitraum von ein bis drei Jahre zu rechnen, wobei eine Erdverkabelung angenommen wird. Ein Netzausbau für Freileitung auf der 110kV-Ebene, wie er typischerweise in öffentlichen Netzen erfolgt, wird hingegen erst nach drei bis acht Jahren fertiggestellt. Sofern bei einem Anschluss an das öffentliche Netz ein Ausbau von 110kV-Leitungen erforderlich sein sollte und die dazugehörige Planung noch nicht fortgeschritten ist, kann ein Einspeisenetz also zu einem erheblich früheren Netzan-schluss geplanter Anlagen führen. Mit einer Verkabelung binnen ein bis drei Jahren dürfte ein Einspeisenetzbau auch gut mit einer Bauplanung von EE-Anlagen abzu-stimmen sein.

Einspeisenetze können merkliche ökonomische Vorteile haben und Restriktionen des öffentlichen Netzes für den Ausbau erneuerbarer Energien reduzieren. Ob in einer Region derartige Vorteile vorhanden sind, muss im Einzelfall geklärt werden. Dabei ist eine Kooperation mit örtlichen Verteilnetzbetreibern notwendig, die zum ersten eine aufeinander abgestimmte Planung erlaubt und zum zweiten dazu dienen kann festzustellen, ob ein Einspeisenetz kostengünstiger und schneller umzusetzen ist als ein Ausbau öffentlicher Netze. Falls dies der Fall ist, ist zudem festzulegen, wer die Kosten eines Einspeisenetzes trägt. Im Falle eines Ausbaus eines öffentlichen Netzes können die zusätzlichen Kosten im Prinzip¹³¹ über eine Erhöhung der Netzentgelte gedeckt werden, wobei die Anlagenbetreiber nur die Netzan-schlusskosten tragen. Einen alternativen Bau eines Einspeisenetzes müssten gegenwärtig die Anlagenbetreiber finanzieren. Insofern spricht einiges dafür, dass gegenwärtig bestehende Einspeisenetze unter Berücksichtigung der schnelleren Realisation ökonomisch vorteilhaft im Vergleich zum Ausbau öffentlicher Netze sind. Ein systematischer Vergleich findet jedoch nicht statt. Deshalb wäre zu erwägen, die Option von Einspeise-netzen in die Netzausbauplanung von 110 kV-Netzen aufzunehmen, wobei dann auch Szenarien über den zu erwartenden Ausbau von EE-Anlagen aufgenommen würden. Gleichzeitig ist zu erwägen, die Finanzierung so zu gestalten, dass sowohl der Netzbetreiber als auch die Anlagenbetreiber maximal die Kosten tragen, die bei einem Ausbau des öffentlichen Netzes auf sie entfallen würden. Ein gegebenenfalls vorhandener ökonomischer Vorteil eines Einspeisenetzes könnte zwischen Netz- und Anlagenbetreiber verteilt werden. Das ganze Verfahren muss dabei so organisiert

¹³¹ Die Anreizregulierung bietet gegenwärtig unter Umständen eine zu niedrige Rendite (s. vorheriger Abschnitt). Trotz der bestehenden Ausbaupflicht für Verteilnetzbetreiber kann dies zu längeren Dauern von Ausbauprojekten führen, da eine absichtliche Verzögerung nur schwer nachzuweisen sein dürfte.

werden, dass trotz der Abstimmung der tendenzielle Zeitvorteil eines Einspeisenetzes nicht verlorenght.

5.3.4 Zusammenfassung

Die notwendige und geplante Erhöhung des EE-Anteils an der Stromerzeugung erfordert einen Ausbau der Netzkapazitäten im Verteilnetz und verändert die Rolle der Verteilnetzbetreiber im Stromsystem. Für den Ausbau der Netzkapazitäten stellen sich die Fragen, wie dieser kostengünstig gestaltet werden und wie der Netzausbau mit dem Zubau neuer EE-Anlagen koordiniert werden kann.

Eine interessante Möglichkeit, die Kosten des Verteilnetzausbaus zu senken und Netzausbau und Anlagenzubau besser zu koordinieren, bieten Einspeisenetze. An diese sind gebündelt nur EE-Anlagen angeschlossen, deren Erzeugung direkt in das Höchstspannungsnetz eingespeist wird. Durch diese Konzeption verringern sich die Anforderungen an die Netzsicherheit im Vergleich zu einem öffentlichen Netz, wodurch ein Kostenvorteil entsteht. Zudem können Einspeisenetze so geplant werden, dass sie tendenziell schneller als öffentliche Netze gebaut werden können, was auch eine gute zeitliche Abstimmung zwischen Netzausbau und Anlagenzubau ermöglicht. Allerdings sind Einspeisenetze auch bei einem starken regionalen Zubau von EE-Anlagen und in ländlichen Regionen nicht stets kostengünstiger als ein Ausbau öffentlicher Netze. Die Entscheidung zwischen Einspeisenetz und Ausbau öffentlicher Netze sollte deshalb so gestaltet werden, dass Einspeisenetze nur dann zugebaut werden, wenn sie kostengünstiger sind. Dies kann erreicht werden, indem eine Kostenschätzung eines Ausbaus öffentlicher Netze und eines Anschlusses der EE-Anlagen als Referenz verwendet wird und Einspeisenetze nur zulässig sind, sofern sie billiger sind. Dabei sind in beiden Alternativen auch zukünftig zu erwartende neue EE-Anlagen zu berücksichtigen. Das Verfahren sollte so gestaltet werden, dass der Vorteil einer möglichen schnelleren Umsetzung von Einspeisenetzen nicht verloren geht. Da Einspeisenetze den notwendigen Ausbau öffentlicher Netze insbesondere auf der 110kV-Ebene, aber auch auf Höchstspannungsebene beeinflussen, sollte die Möglichkeit von Einspeisenetzen in die Netzausbauplanungen einfließen.

Eine Koordination zwischen dem Ausbau öffentlicher Netze und EE-Zubau kann grundsätzlich über ein Einspeisemanagement erreicht werden, das eine Drosselung oder Abregelung von EEG-Anlagen durch Netzbetreiber erlaubt, sofern die Netzsicherheit gefährdet ist. Die betroffenen EEG-Anlagenbetreiber erhalten eine teilweise Entschädigung vom Netzbetreiber, die dieser auf die Netzentgelte wälzen kann, sofern er den Netzengpass nicht zu verantworten hat. Dabei ist der Netzbetreiber ver-

pflichtet, das Netz so auszubauen, dass die EE-Erzeugung aufgenommen und verteilt werden kann. Die Verpflichtung erstreckt sich auch auf eventuell vorgelagerte 110kV-Netze. Eine Steuerung über das Einspeisemangement muss sowohl den zukünftig erforderlichen Netzausbau als auch die Standortwahl berücksichtigen. Das Ziel einer auch unter Beachtung der Netzausbaukosten langfristig möglichst kostengünstigen Verteilung von EE-Anlagen zu erreichen, ist mit dem Instrument eines Einspeisemangements kaum umzusetzen, da es erfordert, einen langfristig auch bei einem weiteren EE-Ausbau unnötigen Netzausbau zu identifizieren. Im Falle eines Fehlers droht eine Situation, in der potenzielle EE-Anlagenbetreiber aufgrund des Selbstbehalts Regionen meiden, in denen ein Einspeisemanagement häufig ist und netzseitig der fehlende Zubau als ein Indiz gewertet wird, dass eine Erhöhung der Netzkapazitäten langfristig nicht angezeigt ist. Deshalb sollte auf absehbare Zeit an der Netzausbaupflicht festgehalten und das Einspeisemanagement für eine Koordination von Zeitverzögerungen des Netzausbaus und Standortwahl eingesetzt werden, wodurch Zahlungen für nicht erzeugten EE-Strom verringert werden. Da EE-Anlagenbetreiber nur mit Standortwahl auf Netzengpässe reagieren können, beziehen sich die folgenden Vorschläge auf Neuanlagen. Für Altanlagen kann die gegenwärtige Regelung beibehalten werden.

Um die genannte Koordination zu verbessern, wird vorgeschlagen

- Den Anlagenbetreibern mehr und einfacher zugängliche Informationen über Einspeisemanagementmaßnahmen zur Verfügung zu stellen. Das betrifft zwei Punkte
 - o Ein zentrales Register für alle vergangenen Einspeisemanagementmaßnahmen sollte angelegt werden. Es ist so aufzubauen, dass ein EE-Investor für einzelne potenzielle Standorte mindestens Häufigkeit, Dauer, Höhe und Grund von Einspeisemanagementmaßnahmen schnell zusammenstellen kann.
 - o Zukünftige Erwartungen über die Entwicklung von Einspeisemanagementmaßnahmen sollten ebenso leicht zugänglich veröffentlicht werden. Diese könnten von den Netzbetreibern im Zusammenhang mit einer abgestimmten Netzausbauplanung erstellt werden.
- Der Selbstbehalt von EE-Anlagen sollte für Neuanlagen erhöht werden, um die Anreize zu stärken, Netzengpässe zu berücksichtigen. Gegenwärtig wird eine Entschädigung von 95 % der entgangenen Nettoeinnahmen gezahlt. Sobald dadurch ein 1 %iger Rückgang der Jahreseinnahmen erreicht wird, wird jede weitere Maßnahme zu 100 % entschädigt. Eine Verringerung des 95 %-Wertes wird vorgeschlagen, da er Anreize aktuelle Netzengpässe bei der Standortwahl zu berücksichtigen erheblich dämpft. Auch eine Erhöhung des

1 %-Wertes könnte erwogen werden, da er Anreize beseitigt, vorübergehende besonders stark von einem Einspeisemanagement betroffene Gebiete zu meiden.

- Falls netztechnisch möglich, sollten neuere EE-Anlagen vor älteren EE-Anlagen gedrosselt werden, um möglichst zu vermeiden, dass Kosten durch von Neuanlagen verursachte Netzengpässe auf Altanlagen gewälzt werden.
- Die Erfüllung der Netzausbaupflicht durch Verteilnetzbetreiber muss gut kontrolliert werden, z.B. im Rahmen der Netzausbauplanung von Hochspannungsnetzbetreibern. Sofern die Anreizregulierung gegenwärtig für einen Netzausbau zu geringe Renditen ermöglicht, sollte erwogen werden, dies zu beheben, da ansonsten ungeachtet der Netzausbaupflicht zumindest eine verzögerte Erhöhung von Netzkapazitäten zu befürchten ist. Andererseits sollte eine solche Änderung der Anreizregulierung nicht zu vermehrten überhöhten Renditen führen.

Verteilnetzbetreiber werden zukünftig erhebliche Systemverantwortung sowohl für das eigene als auch für vorgelagerte Netze übernehmen müssen. Dabei kommt den Betreibern von 110kV-Netzen als Bindeglied zwischen verschiedenen nachgelagerten Verteilnetzen und zwischen Verteilnetzen und Übertragungsnetzen eine besondere Bedeutung zu. Für viele der Systemdienstleistungen, die mit steigendem EE-Anteil an der Erzeugung von Verteilnetzen zu erbringen sind, sind gegenwärtig noch eine Reihe technischer Fragen offen. Zudem ist auch noch nicht klar, innerhalb welchen Zeitraums Verteilnetzbetreiber welche Systemdienstleistungen für das Höchstspannungsnetz bereitstellen sollten. Dabei kann aufgrund des regional nicht gleichmäßigen Ausbaus von erneuerbaren Energien und der räumlich differenzierten Entwicklung der Leistung konventioneller Kraftwerke auch ein räumlich differenzierter Zeitplan erforderlich sein. Sowohl für die Erbringung von Systemdienstleistungen als auch für den regulären Betrieb ist künftig ein Datenaustausch zwischen Verteilnetzbetreibern, insbesondere zwischen den Betreibern von 110 kV-Netzen und denen von nachgelagerten Netzen, sowie zwischen Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern erforderlich. Welche Daten wie zu übergeben sind, um einen sicheren Netzbetrieb zu ermöglichen, muss noch geklärt werden. Dabei erfordern gerade die verschiedenen Systemdienstleistungen eine enge Kooperation zwischen den Netzbetreibern aller Netzebenen, die über den Datenaustausch hinaus Fragen der Steuerung, vor allem der Abstimmung von steuernden Eingriffen und Fragen der Priorisierung verschiedener steuernder Eingriffe, umfasst. Entsprechende Festlegungen setzen technische Untersuchungen über die erforderlichen Daten und die Wechselwirkung von Steuerungsmaßnahmen auf verschiedenen Ebenen voraus. Wenn diese Fragen von technischer Seite weitgehend geklärt sind, ist zu überlegen, welche

Instrumente geeignet sind, um zu sichern, dass die neuen Aufgaben kostengünstig bewältigt werden können und die Systemtransformation vorangebracht wird.

6 Zusammenfassung

Durch die Analyse der Großhandelsmärkte für Strom konnten Designprobleme identifiziert werden, die bei einer Marktintegration erneuerbarer Energien zu unerwünschten Ergebnissen führen können. Diese treten besonders im Zusammenspiel verschiedener Märkte auf und betreffen insbesondere fluktuierende erneuerbare Energien.

Für Veränderungen auf dem Day-ahead-Markt ist die zunehmende Integration der europäischen Märkte zu beachten, die weitgehend ähnliche Rahmenbedingungen der beteiligten Börsen erfordert. Vor allem Anpassungen der Regeln für den Day-ahead-Markt müssen deshalb international abgestimmt werden.

Eine bessere Funktionsfähigkeit der international gekoppelten Day-ahead-Märkte und bessere Möglichkeiten einer EE-Vermarktung können erreicht werden, indem Transparenzpflichten bezüglich der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung erweitert und international vorgeschrieben werden. Dabei sollte eine täglich aktualisierte Angabe der Prognose und der realen Einspeisung aus den diversen Arten von Stromerzeugungstechnologien verpflichtend werden. Diese Daten sollten sowohl kumuliert als auch getrennt nach den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern angezeigt werden. Die Veröffentlichung könnte von ENTSO-E übernommen werden.

Die Vermarktungsbedingungen auf dem Day-ahead-Markt können für fluktuierende Erneuerbare verbessert werden, indem die spätest mögliche Gebotserstellung näher an die gehandelten Erfüllungszeiträume herangerückt wird, da dann eine höhere Prognosegüte zu erreichen ist. Gegenwärtig tritt hier ein Zeitraum von bis zu 36h auf. Der Day-ahead-Handel könnte dazu in einen kürzerfristigen „Block-ahead-Handel“ umgewandelt werden. Diese Auktionen könnten an die Gradienten der Verbraucherlast sowie der PV-Erzeugung ausgerichtet werden. In einer ersten Etappe könnten zumindest drei tägliche Handelsblöcke eingeführt werden: Eine abendliche Auktion der Stunden von 00:00-10:00 Uhr, eine dem neuen Sun-Peak der EEX entsprechende Auktion der Stunden von 10:00-16:00 Uhr, z.B. um 7 Uhr, und eine dritte tägliche Auktion z.B. um 13 Uhr für den Zeitraum von 16:00-00:00 Uhr.

Besonders wichtig wäre auf dem Day-ahead-Markt eine Verkürzung der Länge des minimalen Erfüllungszeitraums von einer Stunde auf eine Viertelstunde. Für eine solche generalisierte Umsetzung eines viertelstündlichen Day-ahead-Handels sprechen gewichtige Argumente:

- Die gehandelten Mengen könnten besser an steile Gradienten angepasst werden, die sowohl EE-Erzeugung als auch thermische Kraftwerke aufweisen können,

-
- Auf dem Intraday-Markt ist bereits ein viertelstündlicher Handel möglich. Aus der Diskrepanz zum stündlichen Handel ergeben sich Gewinnmöglichkeiten auf Kosten der PV-Vermarktung. Dadurch verteuert sich die Vermarktung von PV-Anlagen. Abhilfe schafft eine Einführung eines viertelstündlichen Handels auf dem Day-ahead-Markt.

Bei einer Terminvermarktung haben die fluktuierenden Erneuerbaren Energien einen systematischen Nachteil im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken. Dieser resultiert aus ihrer dargebotsabhängigen Stromerzeugung, die technologiespezifisch tendenziell zu ähnlichen Zeiten anfällt und die Spotpreise beeinflusst. Deshalb können FEE nicht im vergleichbaren Umfang wie konventionelle Kraftwerke von Differenzen zwischen Spot- und Terminmarkt profitieren. Diese systematische Benachteiligung kann durch Änderungen des Marktdesign von Terminmärkten nicht behoben werden und ist bei einer gewünschten Marktintegration von FEE in Kauf zu nehmen.

Die Optimierung der Erlösperspektive von PV und Wind zeigt, dass gegenwärtig höchstens bei Wind zu erwarten ist, dass neue Anlagen so konfiguriert werden, dass eine Abflachung der Leistungsspitzen zu erwarten ist. Insofern geht gegenwärtig von den Märkten kein Anreiz aus, der die Einspeisung vergleichmäßigen und tendenziell die Netze entlasten kann. Dies kann sich zukünftig ändern, sofern der Merit-Order-Effekt die Börsenpreisunterschiede zwischen Zeiten einer hohen Wind- oder PV-Einspeisung und anderen Zeiten erhöht.

Ertragsminderung durch erwartete Netzengpässe können grundsätzlich angepasste Ausrichtungen von PV- und Windkraftanlagen wirtschaftlich werden lassen.

Für PV-Anlagen hat die Standortwahl keinen merklichen Einfluss auf das Erzeugungsprofil. Anreize, die vornehmlich das Erzeugungsprofil beeinflussen, haben demnach einen geringen Einfluss auf die Standortwahl und damit auf die geographische Verteilung von PV-Anlagen.

Um für Netzfragen bessere Daten zu haben, wird für PV empfohlen, die Erfassung des Standorts und der maximalen Anlagenleistungen (Nennleistung) um die Erfassung der Anlagenausrichtung (Azimut- und Anstellwinkel) zu erweitern, da diese Höhe und Zeitpunkt von Leistungsspitzen maßgeblich beeinflussen.

Auf den Regenergiemärkten kann durch eine Reihe von Maßnahmen der Zugang für EE- und FEE-Anlagen erleichtert werden:

- Präqualifikationen von Anlagen erzeugen Fixkosten, die den Zugang von EE- und FEE-Anlagen hemmen. Eine Senkung von Präqualifikationsanforderun-

gen ist demnach für eine Einbindung von EE wünschenswert. Inwieweit sie möglich ist, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden, erfordert allerdings technische Überprüfungen.

- Verkürzungen der Frist zwischen Ausschreibung und Erfüllungszeitraum und der Länge des Erfüllungszeitraums verbessern die Teilnahmemöglichkeiten von FEE-Anlagen. Auch zur Förderung einer stärkeren Teilnahme von steuerbaren Erneuerbaren Energien erscheint es durchaus sinnvoll zu erwägen, für die PRL und die SRL tägliche Auktionen durchzuführen. Mehrere Optionen erscheinen hier denkbar:
 - eine Beibehaltung der heutigen HT-NT-Aufteilung
 - eine Ausschreibung über einen kompletten Tag (00:00-24:00 Uhr) oder
 - eine sukzessive Anpassung an die neuen (unter 2.2.4 beschriebenen) Preisprofile (neue Aufteilung zwischen Off-peak- und Peak-Stunden).
 - Die Minutenreserveausschreibungen könnten teilweise in den untertägigen Handel eingebettet werden, damit der heute bestehende Abstand von maximal 38 Stunden zwischen Gebotsabgabe und spätestem Erfüllungszeitpunkt reduziert wird.
- Die Mindestlosgröße von 5 MW dürfte für sich kein bedeutendes Hemmnis mehr darstellen, zumal ein Pooling auch über verschiedene Regelzonen hinweg möglich ist. Eine weitere Verringerung könnte den Wettbewerb zwischen anbietenden Unternehmen allerdings erhöhen. Problematischer ist die Regelung einzuschätzen, wonach ein Pooling nur innerhalb einer Regelzone möglich ist, sofern es nicht erforderlich ist, um die Mindestlosgröße zu erreichen. Dies kann die Anzahl der in Frage kommenden Unternehmen, über die ein EE-Anlagenbetreiber seine Leistung an Regelenergiemärkten vermarkten kann, merklich reduzieren. Gleichermaßen einschränkend wirkt die Regelung, wonach eine Besicherung, die vor allem für FEE-Anlagen bedeutend ist, in der gleichen Regelzone wie die besicherte Anlage stehen muss. Gerade für kleine Anbieter, die gerade die Mindestlosgröße durch Pooling erreichen, kann diese Regelung als Hemmnis wirken. Insofern kann diese Regelung den Wettbewerb beeinträchtigen. Die in diesem Abschnitt genannten Mengenregelungen sollten überprüft und, sofern technisch ohne Verringerung der Netzsicherheit möglich, gelockert werden, um den Wettbewerb unter Anbietern zu erhöhen und damit tendenziell Markteintrittsschranken für EE-Anlagenbetreiber zu verringern.
- Darüber hinaus ist zu diskutieren, ob die Art des aktuell zu erbringenden Nachweises für die Erbringung von Regelleistung – als Abweichung der Ein-

speisung vom Fahrplan in Höhe der abgerufenen Regelleistung – auch für FEE sinnvoll ist, oder ob nicht z.B. etwa Prognosefehler Berücksichtigung finden sollten und der Nachweis über eine Differenz zwischen möglicher und tatsächlicher Einspeisung vorteilhaft ist. Auch die Frage, ob für FEE andere Besicherungsregeln als für steuerbare Erzeugung angewandt werden können, die Prognoseungenauigkeiten berücksichtigen, wäre zu prüfen.

In Bezug auf die Erbringung der Verlustenergie könnten Maßnahmen ergriffen werden, die die Hemmnisse für die Teilnahme insbesondere steuerbarer Erneuerbarer Erzeugungsanlagen an diesem Marktsegment beseitigen können:

- Die maximale Losgröße von 50.000 MWh für die langfristigen Komponenten ist sehr groß; hier sollte eine Poolung ermöglicht oder eine Verringerung erwogen werden.
- Netzbetreiber mit weniger als 100.000 direkt oder indirekt angeschlossene Kunden sind gegenwärtig von der Ausschreibungspflicht befreit; zumal dies auch die überwiegende Anzahl der Verteilnetzbetreiber ist, sollte eine Verringerung der erwogen werden, um auch kleinere Ausschreibungsmengen auf den Markt bringen.

Bei der Lastabschaltverordnung besteht Änderungsbedarf, damit auch kleinere EE-Anlagen als abschaltbare Lasten agieren können. Hierzu müsste die AbLAV und ihre Umsetzung in der Plattform *regelleistung.net* angepasst werden: In der Direktvermarktung befindliche steuerbare EE-Anlagen müssten darin als erzeugungsseitige ab- oder zuschaltbare Lasten aufgefasst und entweder durch explizite Nennung oder durch die Möglichkeit zur Poolung eingebunden werden.

Auch der Beschluss der Bundesnetzagentur zu Redispatchmaßnahmen könnte präzisiert werden, da dieser zwar die Vergütung der Maßnahmen, jedoch nicht die Auswahl der Erzeugungsanlagen, mit denen solche Verträge abgeschlossen werden, regelt.

Für die Weiterentwicklung des Spotmarktes wird empfohlen, ein mögliches Market-Splitting in Deutschland im Detail zu untersuchen. Zentrale Fragen sind, inwieweit Redispatch, Transitflüsse und die Vorhaltung von Reservekraftwerken dadurch verringert werden können. Außerdem sind Verteilungseffekte für Stromverbraucher, Kraftwerksbetreiber – insbesondere EE-Anlagenbetreiber - und die Nachbarländer genauer zu analysieren.

Eine interessante Möglichkeit, die Kosten des Verteilnetzausbaus zu senken und Netzausbau und Anlagenzubau besser zu koordinieren, bieten Einspeisenetze. Da

Einspeisenetze auch bei einem starken regionalen Zubau von EE-Anlagen und in ländlichen Regionen nicht stets kostengünstiger sind als ein Ausbau öffentlicher Netze, sollte die Entscheidung zwischen Einspeisenetz und Ausbau öffentlicher Netze so gestaltet werden, dass Einspeisenetze nur dann zugebaut werden, wenn sie kostengünstiger sind. Dies kann erreicht werden, indem eine Kostenschätzung eines Ausbaus öffentlicher Netze und eines Anschlusses der EE-Anlagen als Referenz verwendet wird und Einspeisenetze nur zulässig sind, sofern sie billiger sind. Da Einspeisenetze den notwendigen Ausbau öffentlicher Netze insbesondere auf der 110kV-Ebene, aber auch auf Höchstspannungsebene beeinflussen, sollte die Möglichkeit von Einspeisenetzen in die Netzausbauplanungen einfließen.

Eine Koordination zwischen dem Ausbau öffentlicher Netze und EE-Zubau kann grundsätzlich über ein Einspeisemanagement erreicht werden. Das Ziel einer auch unter Beachtung der Netzausbaukosten langfristig möglichst kostengünstigen Verteilung von EE-Anlagen zu erreichen, ist mit dem Instrument eines Einspeisemanagements allerdings kaum umzusetzen, da es erfordert, einen langfristig auch bei einem weiteren EE-Ausbau unnötigen Netzausbau zu identifizieren, was kaum möglich ist. Deshalb sollte das Einspeisemanagement für eine Koordination von Zeitverzögerungen des Netzausbaus und Standortwahl eingesetzt werden

Um die genannte Koordination zu verbessern, wird vorgeschlagen

- Den Anlagenbetreibern mehr und einfacher zugängliche Informationen über Einspeisemanagementmaßnahmen zur Verfügung zu stellen. Das betrifft zwei Punkte
 - o Ein zentrales Register für alle vergangenen Einspeisemanagementmaßnahmen sollte angelegt werden. Es ist so aufzubauen, dass ein EE-Investor für einzelne potenzielle Standorte mindestens Häufigkeit, Dauer, Höhe und Grund von Einspeisemanagementmaßnahmen schnell zusammenstellen kann.
 - o Zukünftige Erwartungen über die Entwicklung von Einspeisemanagementmaßnahmen sollten ebenso leicht zugänglich veröffentlicht werden. Diese könnten von den Netzbetreibern im Zusammenhang mit einer abgestimmten Netzausbauplanung erstellt werden.
- Der Selbstbehalt von EE-Anlagen sollte für Neuanlagen erhöht werden, um Anreize für die Standortwahl zu stärken. Gegenwärtig wird eine Entschädigung von 95 % der entgangenen Nettoeinnahmen gezahlt. Sobald dadurch ein 1 %iger Rückgang der Jahreseinnahmen erreicht wird, wird jede weitere Maßnahme zu 100 % entschädigt. Eine Verringerung des 95 %-Wertes wird vorgeschlagen, da er Anreize, aktuelle Netzengpässe bei der Standortwahl zu

berücksichtigen, erheblich dämpft. Auch eine Erhöhung des 1 %-wertes könnte erwogen werden.

- Falls netztechnisch möglich, sollten neuere EE-Anlagen vor älteren EE-Anlagen gedrosselt werden, um möglichst zu vermeiden, dass Kosten durch von Neuanlagen verursachte Netzengpässe auf Altanlagen gewälzt werden.
- Die Erfüllung der Netzausbaupflicht durch Verteilnetzbetreiber muss gut kontrolliert werden, z.B. im Rahmen der Netzausbauplanung von Hochspannungsnetzbetreibern. Sofern die Anreizregulierung gegenwärtig für einen Netzausbau zu geringen Renditen ermöglicht, sollte erwogen werden, dies zu beheben, da ansonsten ungeachtet der Netzausbaupflicht zumindest eine verzögerte Erhöhung von Netzkapazitäten zu befürchten ist. Andererseits sollte eine solche Änderung der Anreizregulierung nicht vermehrt zu überhöhten Renditen führen.

Sowohl für die Erbringung von Systemdienstleistungen als auch für den regulären Betrieb ist künftig ein Datenaustausch zwischen Verteilnetzbetreibern, insbesondere zwischen den Betreibern von 110 kV-Netzen und denen von nachgelagerten Netzen, sowie zwischen Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern erforderlich. Welche Daten wie zu übergeben sind, um einen sicheren Netzbetrieb zu ermöglichen, muss noch geklärt werden. Dabei erfordern gerade die verschiedenen Systemdienstleistungen eine enge Kooperation zwischen den Netzbetreibern aller Netzebenen, die über den Datenaustausch hinaus Fragen der Steuerung, vor allem der Abstimmung von steuernden Eingriffen und Fragen der Priorisierung verschiedener steuernder Eingriffe, umfasst. Entsprechende Festlegungen setzen technische Untersuchungen über die erforderlichen Daten und die Wechselwirkung von Steuerungsmaßnahmen auf verschiedenen Ebenen voraus. Wenn diese Fragen von technischer Seite weitgehend geklärt sind, ist zu überlegen, welche Instrumente geeignet sind, um zu sichern, dass die neuen Aufgaben so bewältigt werden können, dass die Systemtransformation vorangebracht wird.

7 Literaturverzeichnis

Ackerman, T. et al. (2013): Smart Modeling of optimal Integration of high Penetration of PV – Smooth PV.

AEE (2013): Studienvergleich: Bedarf an steuerbaren Kapazitäten im Stromsystem.

AG Energiebilanzen e.V. (2012): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern, Stand 14. November 2012.

Amelin, M. (2009): Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Windpower, in: IEEE Transactions on Power Systems, Band 24, Heft 2, S. 685-691.

Asseln (2011): Wind-Direktvermarktung mit zehnjähriger Preisgarantie, unter: <http://www.clens.eu/blog/19-04-2011-wind-direktvermarktung-mit-zehnjahriger-preisgarantie/>

-
- BDEW (2012): BDEW-Strompreisanalyse Oktober 2012, Berlin.
- BMWi (2012): Die Energiewende in Deutschland. Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050. Berlin.
- BMWi (2013): Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor. Bericht des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- BTU (17.04.2013): Studie zu separaten Netzen. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg.
- Bundesnetzagentur (29.03.2011): Leitfaden zum Einspeisemanagement, Version 1.0.
- Bundesnetzagentur (2011): Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit – Bericht der Bundesnetzagentur an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 11. April 2011
- Bundesnetzagentur/ Bundeskartellamt (2012): Monitoringbericht 2012
- Bundesnetzagentur (Dezember 2013): Monitoringbericht 2013.
- Bundesnetzagentur (2013): Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Systemanalyse. 30.09.2013
- Bundesnetzagentur (2013b): Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 und zugleich Bericht der Prüfung der Systemanalyse. Bonn.
- Bundesnetzagentur (07.03.2014): Leitfaden zum Einspeisemanagement, Version 2.1.
- Chow, T. P. (2009): Output energy of a photovoltaic module mounted on a single-axis tracking system. In: Applied Energy, Volume 86, Issue 10, S. 2071-2078.
- Clearingstelle EEG (19.09.2008): Votum 2008/14. https://www.clearingstelle-eeq.de/files/private/active/0/Votum_2008-14.pdf
- Consentec (2012): Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Untersuchung im Auftrag der EnBW AG.
- Cramton, P. und Ockenfels, A. (2012): Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Volume 36, S. 113-134.
- DENA (2013): DENA-Verteilnetzstudie: Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.

-
- De Jonghe, C. et al. (2011): Determining optimal electricity technology mix with high level of wind power penetration, in: Applied Energy, Band 88, Heft 6, S. 2231-2238.
- DLR, ZIRN, Thomas Kast Simulation Solutions und IZES (2011): Analyse von Rahmenbedingungen für die Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte auf der Basis agentenbasierter Simulation. Abschlussbericht. Stuttgart, Vilshofen, Saarbrücken.
- DLR et al. (2013): Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen. Endbericht eines vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderten Vorhabens, Berlin.
- Ecofys (April 2012): Bewertung von Einspeisenetzen, Studie im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie e.V.
- Ecofys (20.12.2012): Einspeisemangement in Schleswig-Holstein, Studie im Auftrag des Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein.
- Ecofys (25.10.2013): Vom Einspeisemangement betroffene Gebiete in Schleswig-Holstein, Studie im Auftrag des Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein.
- Energynautics et al. (2014): Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz, Studie im Auftrag des Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung des Landes Rheinland-Pfalz.
- Europäische Gemeinschaften (2009): Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 13.07.2009
- European Energy Exchange (EEX o.J. b): Market Data. Emission Allowances. Leipzig. Verschiedene Jahrgänge.
- European Energy Exchange (EEX o.J.c): Transparency in Energy Markets. Voluntary Commitment of the Market Participants. Ex-post data. Previous day production. Leipzig. Verschiedene Jahrgänge
- European Energy Exchange (EEX o.J.d): Transparency in Energy Markets. Statutory Publication Requirements of the Transmission System Operators. Actual wind power generation. Leipzig. Verschiedene Jahrgänge
- European Energy Exchange (EEX o.J.e): Transparency in Energy Markets. Statutory Publication Requirements of the Transmission System Operators. Actual solar

power generation. Leipzig. Verschiedene Jahrgänge

EPEX (2013a): Handelsbedingungen EPEX SPOT vom 24.09.2013

EPEXSpot (2013): Presseerklärung „Handelsvolumina an der europäischen Strombörse EPEX SPOT erreichen 2012 neues Rekordhoch“. Paris, 8. Januar 2013.

EMCC (2009): EMCC Market Coupling Symposium, II. Background of Market Coupling – Part II, Hamburg, 26 October 2009.

EWI. (2010): „Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland“ - „Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI).

EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Köln.

FGH et al. (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber.

Fraunhofer ISE (2012): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.

Fraunhofer ISE (2013a): Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise. Studie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen.

Fraunhofer ISE (2013b): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland.

Frontier Economics und Consentec (2011): Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts - Ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung. Ein Bericht für die Bundesnetzagentur.

Gawel et al. (2014): Wie viel Europa braucht die Energiewende? UFZ Discussion Paper. Department of Economics 4/2014.

Hirth, Lion (2013): The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. EUI Working Paper RSCAS 2013/36. European University Institute.

IFEU et al. (17.04.2013): Evaluation der Feldtests und Simulationen, Projekt Modellstadt Mannheim, Endbericht des Arbeitsschritts 3.16.

IWR (2014): Wirbel um vermeintliches Staats-Kraftwerk: Was sagen Regierung und Netzagentur. Veröffentlicht unter: <http://www.iwr.de/news.php?id=26047>

IZES/FH Berlin/Uni Würzburg/Dr. Dornbach & Partner (2008): Strom aus erneuerbaren Energien im Kontext des aktuellen und künftigen nationalen und europäischen Energiewirtschaftsrechts (SEEKER). Studie im Auftrag des BMU, 19.9.2008.

IZES (2011): Systemintegration von Erneuerbaren Energien durch Nutzung von Marktmechanismen im Stromsektor, Vorhaben gefördert mit Mitteln des *Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit* unter dem Förderkennzeichen FKZ 0325180, Saarbrücken, den 11.11.2011

-
- IZES (2012a): Kurzfristige Effekte der PV-Einspeisung auf den Großhandelsstrompreis, Saarbrücken, Januar 2012.
- IZES (2012b): Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien. Gutachten im Auftrag von Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. und Greenpeace Energy eG. Ponte Press, Bochum, Dezember 2012.
- IZES (2013a): Vermarktung von FEE-Anlagen in den bestehenden elektrizitätswirtschaftlichen Teilmärkten – ein sinnvolles Ziel?, Anlage B zum Endbericht des Projekts: Stromsystemdesign: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines künftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes.
- IZES et al. (2013b): Stromsystemdesign: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines künftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes. Studie im Auftrag der Baden-Württemberg Stiftung gGmbH.
- IWES (2014): Windenergie Report Deutschland 2013.
- Joskow, P. J. (2011): Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies. In: American Economic Review, Volume 100, No. 3, S. 238-241.
- Klobasa, M. et al. (2013): Nutzenwirkung der Marktprämie. Erste Ergebnisse im Rahmen des Projekts „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“. Working Paper Sustainability and Innovation No. S1/2013.
- Liebau, B. (2012): Der deutsche Strommarkt: Marktdesign und Anbieterverhalten. Dissertation Westfälische Wilhelms-Universität Münster.
- Löschel et al. (2014): Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012. Berlin, Mannheim, Stuttgart.
- Lukits, B. (2013): Auswirkungen einer Ost-/Westorientierung von Photovoltaikanlagen auf die solare Erträge und Analyse der energiewirtschaftlichen Bedeutung der Direktvermarktung. Master Thesis an der Fachhochschule Technikum Wien.
- Maatallah, T. et al. (2011): Performance modeling and investigation of fixed, single and dual-axis tracking photovoltaic panel in Monastir city, Tunisia. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 15, Issues 8, S. 4053-4066.
- Matthes et al. (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Berlin.

-
- MELUR – Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein (13.06.2013): Fragen und Antworten zu Abregelung und Entschädigungsansprüchen von Strom aus Erneuerbaren Energien in den Jahren 2012 und 2011 in Schleswig-Holstein.
- MELUR – Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein (13.06.2013a): Fakten zu Abregelung und Entschädigungsansprüchen von Strom aus Erneuerbaren Energien in den Jahren 2012 und 2011 in Schleswig-Holstein.
- MELUR – Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein (13.06.2013b): Energiebilanz Schleswig-Holstein 2011.
- Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb Sondergutachten 54 der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG.
- Monopolkommission (2013): Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG.
- Nicolosi, M. (2012): Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. Berlin.
- Ockenfels, Axel, Veronika Grimm und Gregor Zoettl (2008): Strommarktdesign. Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX. Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht. Köln.
- Öko-Institut/LBD (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem, Berlin.
- Öko-Institut (2013): Auswirkungen des deutschen Kernenergie-Ausstiegs auf den Stromaustausch mit den Nachbarländern. Berlin, 31. Januar 2013
- Prognos (2011): Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland. Berlin September 2011.
- Sensfuss, F. und Ragwitz, M. (2011): Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung.
- Stoft, S. (2002): Power System Economics – Designing Markets for Electricity, John Wiley & Sons.
- SRU (2013): Den Strommarkt der Zukunft gestalten. Sondergutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen. Berlin.
- UBA (2009): Klimaschutz und Versorgungssicherheit. Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung. Dessau-Roßlau.

-
- Übertragungsnetzbetreiber (2013): (t+3)-Bedarfsanalysen ResKV-2013. Ergebnisse 26.09.2013
- ÜNB (2013): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5.
- Weber, Alexander, Dietmar Graeber, and Andreas Semmig (2010): “Market Coupling and the CWE Project.” In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 34, no. 4 (December 1, 2010): 303–309.
- Weißbach, T. (2009): Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen, Schriftenreihe Fortschrittberichte VDI, Dissertation 2009, VDI-Verl., Düsseldorf, 200
- Winkler, J. et al. (2013): Perspektiven zur aktuellen Kapazitätsmarktdiskussion in Deutschland. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Volume 37, S. 233-248.
- ZEW (2013): Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung. Andreas Löschel, Florens Flues, Frank Pothen, and Philipp Massier; Discussion Paper No. 13-065

8 Internetquellen

BSW (2012): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche:
http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bsw_solar_fakten_pv.pdf

BSW (2013): Entwicklung des deutschen PV-Marktes. Auswertung des Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V. auf Basis von Daten der Bundesnetzagentur:
http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bnetza_0313_kurz.pdf

ČEPS, MAVIR, PSE Operator und SEPS (2012): "Position of ČEPS, MAVIR, PSE Operator and SEPS Regarding the Issue of Bidding Zones Definition", 26. März 2012:
http://www.ceps.cz/ENG/Media/Tiskove-zpravy/Documents/120326_Position_of_CEPS_MAVIR_PSEO_SEPS-Bidding_Zones_Definition.pdf

DWD (2013): Strahlungskarten für Deutschland: www.dwd.de
(zuletzt abgerufen am 08.10.2013)

-
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (o.J. a): Congestion management. Operational. Cross border physical flows. Brussels. Verschiedene Jahrgänge <https://www.entsoe.net/default.aspx>
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E o.J. b): Congestion management. Operational. Final Cross-border Schedules. Brussels. Verschiedene Jahrgänge: <https://www.entsoe.net/default.aspx>
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (o.J. c): Ressources. Data Portal. Electricity Exchange of a specific range of time. Brussels. Verschiedene Jahrgänge: <https://www.entsoe.eu/db-query/exchange/detailed-electricity-exchange/>
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E o.J. d): Ressources. Data Portal. Country Packages, Production, Consumption, Exchange. Brussels. Verschiedene Jahrgänge: <https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package/>
- European Energy Exchange (EEX) (2012): EEX. Produkte und Entgelte. Phelix-Futures.
http://www.eex.com/de/EEX/Produkte%20%26%20Entgelte/Strom/Phelix_Futures,
- European Energy Exchange (EEX o.J.a): Marktdaten. Strom Spotmarkt – EPEX Spot. Ergebnisse Strom – Marktgebiet Deutschland/Österreich. EPEX Spot Auktionsmarkt. Leipzig, verschiedene Jahrgänge:
<http://www.eex.com/de/Downloads>
- EPEX (2013b): Glossar EPEX SPOT: <http://www.epexspot.com/de/extras/glossar>
- EPEX (2011): Pressemitteilung vom 15.12.2011:
http://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/Fuenfzehn-Minuten-Kontrakte_erfolgreich_auf_deutschem_Intraday-Markt_gestartet
- EPEX (2011): COSMOS description, online verfügbar unter:
http://www.epexspot.com/de/marktdaten/transparenzinformationen/boersentransparenz_dokumente
(zuletzt abgerufen am 22.10.13).
- EPEX Spot (2012a): Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen.
<http://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich>
- EPEX (Spot 2012b): Intraday-Markt mit Lieferung in einer der deutschen Regelzonen. <http://www.epexspot.com/de/produkte/intraday-handel/deutschland>
- EPEX Spot (2012c): Handel. <http://www.epexspot.com/de/produkte/Handel>
- Straub, T. et al (2012): Auslegung von PV-Anlagen im Polystring-Betrieb - Eigenverbrauchs-optimierung vs. Mismatch Verlust,

http://files.sma.de/dl/1376/Artikel_Polysting_Staffelstein_2012.pdf
(abgerufen am 07.02.2013).

TSO (2013a): Rules for Capacity Allocation by Explicit Auctions within Central West Europe Region (CWE), Central South Europe Region (CSE) and Switzerland Version 1.0, <http://www.casc.eu/en/Resource-center/CWE--CSE-and-Switzerland/Auction-Rules>,
(zuletzt abgerufen am 22.10.13).

TSO (2013b): CWE Flow Based Market Coupling Forum, Präsentation vom 10.10.2013.
<http://static.epexspot.com/document/24695/CWE%20FB%20MC%20Market%20Forum%2C%20October%2010th%2C%202013.pdf>
(zuletzt abgerufen am 22.10.13).

TSO (2013c): Präsentation PCR Project, Main
http://static.epexspot.com/document/21946/130215_PCR_Standard_Presentation.pdf
(zuletzt abgerufen am 22.10.13)

Anhang zu Kap.3.3

Bremerhaven				Potsdam				Fichteberg															
Jahresertrag				Jahresertrag				Jahresertrag															
70°	678	799	581	70°	76%	90%	65%	70°	759	902	627	70°	76%	90%	62%	70°	695	854	609	70°	73%	90%	64%
60°	718	841	622	60°	81%	95%	70%	60°	801	954	671	60°	80%	95%	67%	60°	736	902	652	60°	78%	95%	69%
50°	751	871	659	50°	85%	98%	74%	50°	836	988	712	50°	83%	98%	71%	50°	773	933	691	50°	81%	98%	73%
40°	778	887	694	40°	88%	100%	78%	40°	864	1005	750	40°	86%	100%	75%	40°	803	950	728	40°	84%	100%	77%
30°	799	888	727	30°	90%	100%	82%	30°	885	1004	785	30°	88%	100%	78%	30°	826	949	762	30°	87%	100%	80%
20°	812	876	758	20°	91%	99%	85%	20°	897	982	820	20°	89%	98%	82%	20°	843	931	792	20°	89%	98%	83%
10°	816	849	786	10°	92%	96%	89%	10°	900	944	854	10°	89%	94%	85%	10°	850	895	820	10°	89%	94%	86%
	90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°		90°	0°	-90°

Abbildung 57: PV-Ertragsmatrix für Bremerhaven, Potsdam und Fichteberg

Quelle: eigene Berechnungen IZES

Mathematische Herleitung der notwendigen Marktwertsteigerung

Im Folgenden wird auf Basis der Formel auf S. 115 hergeleitet, warum ausgehend von einer bestimmten Referenzanlage mit einem bestimmten Energieertrag und einem bestimmten relativen Marktwert eine Abweichung von dieser Ausrichtung mit einem überproportionalen Anstieg des relativen Marktwertes im Verhältnis zum Absinken des Energieertrages verbunden sein muss, damit die Erlöse mindestens so hoch sind wie bei der ursprünglichen Ausrichtung.

$$\begin{aligned} & \text{Energieertrag} * (1 - x) * (\text{relativer Marktwert} * (1 + y) * \overline{\text{ØPreis}} + \overline{\text{Marktprämie}}) \\ & \geq \text{Energieertrag} * (\text{relativer Marktwert} * \overline{\text{ØPreis}} + \overline{\text{Marktprämie}}) \end{aligned}$$

woraus folgt:

$$y \geq x * \underbrace{\frac{1}{1-x} * \left(1 + \frac{\overline{\text{Marktprämie}}}{\text{relativer Marktwert} * \overline{\text{ØPreis}}}\right)}_{>1, \text{ da } 0 \leq x < 1 \quad >0, \text{ falls Marktprämie} > 0}$$

Dabei nimmt y einen Wert zwischen 0 und 1 ein und spiegelt die Erhöhung des relativen Marktwertes wieder, wohingegen x dem damit einhergehenden Rückgang des Jahresertrages entspricht und folglich ebenfalls einen Wert zwischen 0 und 1 einnimmt. Der Herleitung zu Folge muss y größer als x sein, damit der Erlös mindestens die gleiche Höhe hat, wobei der genaue Anstieg noch von weiteren Faktoren abhängt.

gig ist. Der Anstieg des relativen Marktwertes muss gegenüber dem Absinken des Jahresertrages dem zu folge überproportional sein.

Ergebnisse PV-Eigenverbrauchsquoten

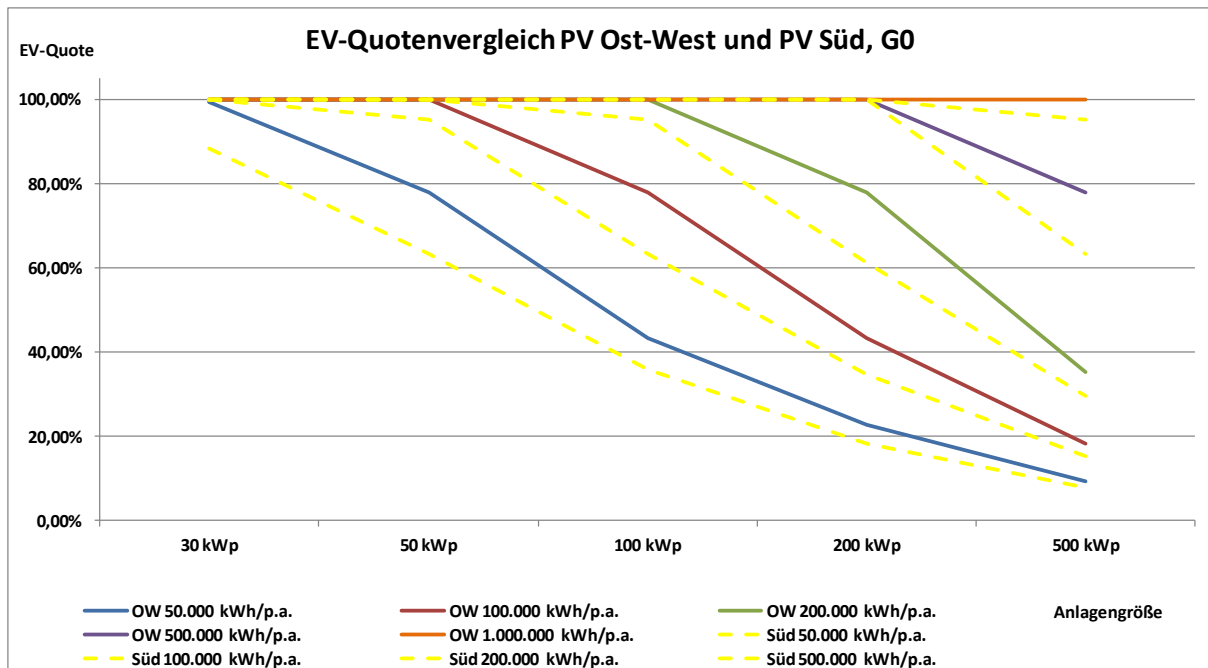


Abbildung 58: Eigenverbrauchsquote für Gewerbebetriebe nach G0-SLP

Quelle: eigene Berechnungen IZES

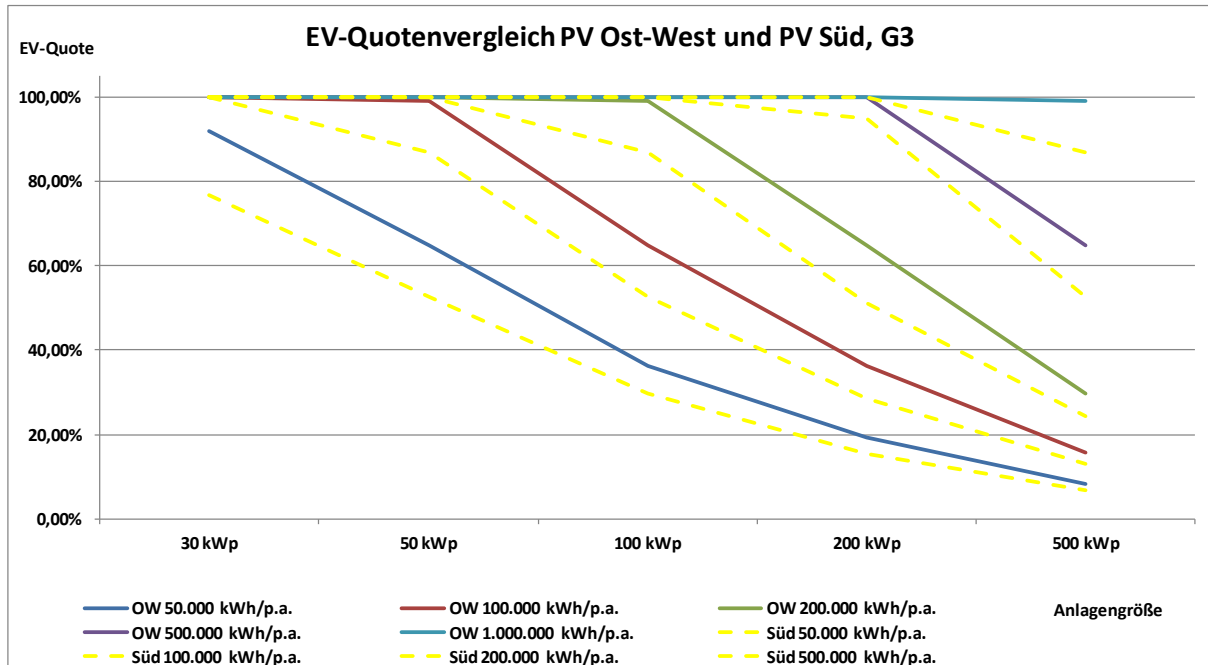


Abbildung 59: Eigenverbrauchsquote für Gewerbebetriebe nach G3-SLP
 Quelle: eigene Berechnungen, IZES

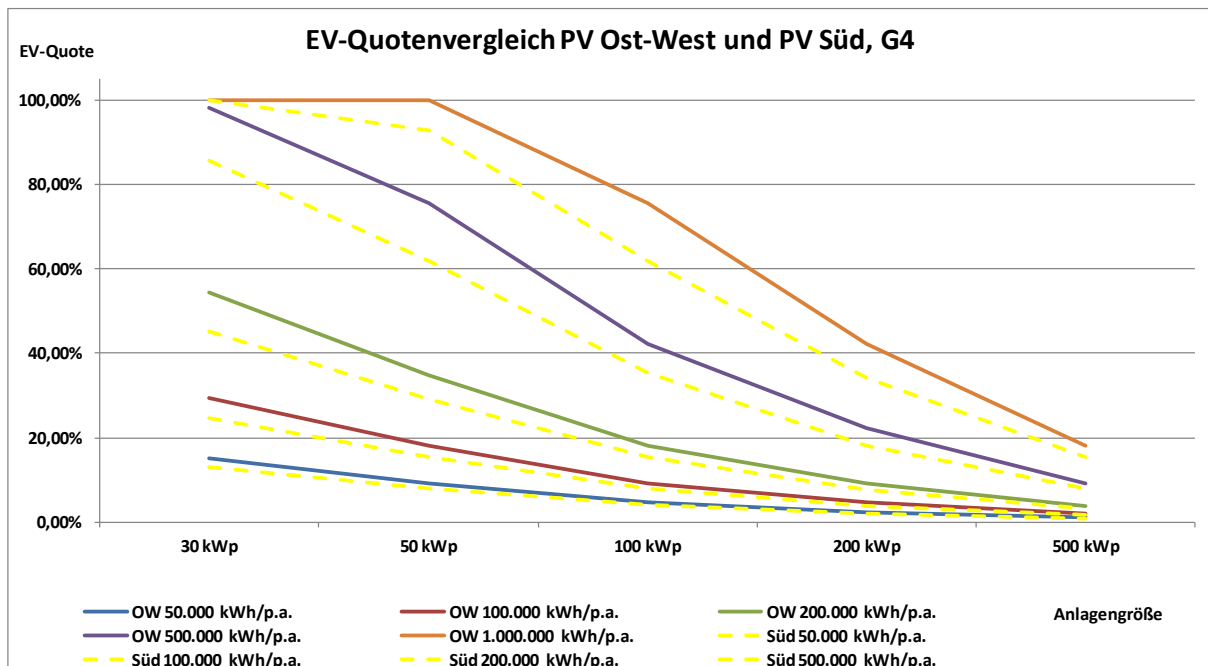


Abbildung 60: Eigenverbrauchsquote für Gewerbebetriebe nach G4-SLP
 Quelle: eigene Berechnungen, IZES

Annahmen Wirtschaftlichkeitsrechnung Eigenverbrauch

2013	< 10 kWp	< 40 kWp	< 1.000 kWp	< 10.000 kWp	
Juli	15,07	14,30	12,75	10,44	Ct/kWh
August	14,80	14,04	12,52	10,25	Ct/kWh
September	14,54	13,79	12,30	10,06	Ct/kWh
Oktober	14,27	13,54	12,08	9,88	Ct/kWh

Tabelle 13: EEG-Einspeisevergütungen

Mittelwert (Ost-West)
824,89
Mittelwert (Süd)
955,34

Tabelle 14: Vollbenutzungsstunden

Quelle: eigene Berechnungen IZES

Strombezugspreise Ø 2013

H0 27 Ct/kWh

	50.000 kWh/p.a.	100.000 kWh/p.a.	200.000 kWh/p.a.	500.000 kWh/p.a.	1.000.000 kWh/p.a.
G0	22 Ct/kWh	20 Ct/kWh	18 Ct/kWh	16 Ct/kWh	14 Ct/kWh
G1	22 Ct/kWh	20 Ct/kWh	18 Ct/kWh	16 Ct/kWh	14 Ct/kWh
G3	22 Ct/kWh	20 Ct/kWh	18 Ct/kWh	16 Ct/kWh	14 Ct/kWh
G4	22 Ct/kWh	20 Ct/kWh	18 Ct/kWh	16 Ct/kWh	14 Ct/kWh

Tabelle 15: Strombezugspreise (eigene Annahmen unter Berücksichtigung von BDEW 2012)

PV Modulpreise

< 10 kWp	1.300 €
10 - 100 kWp	1.200 €
100 - 1000 kWp	1.100 €
> 1000 kWp	1.000 €

Tabelle 16: PV-Modulpreise

(eigene Annahmen auf Basis des PV-Preisindex [www.photovoltaik-guide.de], BSW 2012 und dem Preisindex von [www.solaserver.de])

Kalkulationszinssatz	6 %
Jährliche Strompreissteigerung	2 %
OPEX	2,5 % von CAPEX pro Jahr
Laufzeit	20 Jahre

Tabelle 17: Weitere Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung