

Marktmacht auf dem Primär- und Sekundär- Regelenergiemarkt

Autor:
Matthias Wissner

Bad Honnef, Juli 2012

Impressum

WIK Wissenschaftliches Institut für
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH
Rhöndorfer Str. 68
53604 Bad Honnef
Deutschland
Tel.: +49 2224 9225-0
Fax: +49 2224 9225-63
E-Mail: info@wik.org
www.wik.org

Vertretungs- und zeichnungsberechtigte Personen

Geschäftsführerin und Direktorin	Dr. Cara Schwarz-Schilling
Direktor Abteilungsleiter Post und Logistik	Alex Kalevi Dieke
Direktor Abteilungsleiter Netze und Kosten	Dr. Thomas Plückebaum
Direktor Abteilungsleiter Regulierung und Wettbewerb	Dr. Bernd Sörries
Leiter der Verwaltung	Karl-Hubert Strüver
Vorsitzende des Aufsichtsrates	Dr. Daniela Brönstrup
Handelsregister	Amtsgericht Siegburg, HRB 7225
Steuer-Nr.	222/5751/0722
Umsatzsteueridentifikations-Nr.	DE 123 383 795

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

ISSN 1865-8997

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	IV
Zusammenfassung	V
Summary	VI
1 Einleitung	1
2 Untersuchung des Primärregelenergiemarktes	3
2.1 Marktdesign des Primärregelenergiemarktes	3
2.2 Datenbasis und aggregierte Marktergebnisse für den Primärreservemarkt	4
2.3 Marktmacht auf dem Primärreservemarkt - Empirische Analyse	7
2.3.1 Marktanteile und HHI	7
2.3.2 Pivotal Supplier Index (PSI)	9
2.3.3 Residual Supplier Index (RSI)	9
2.3.4 Analyse der Residualnachfrage	10
2.3.5 Anbieterverhalten auf dem Primärreservemarkt	10
2.3.6 Referenzpreisvergleich	18
2.4 Fazit Primärregelenergie	20
3 Untersuchung des Sekundärregelenergiemarktes	21
3.1 Marktdesign des Sekundärregelenergiemarktes	21
3.2 Datenbasis und aggregierte Marktergebnisse für den Sekundärreservemarkt	22
3.2.1 Datenbasis	22
3.2.2 Aggregierte Marktergebnisse	23
3.3 Marktmacht auf dem Sekundärreservemarkt - Empirische Analyse	26
3.3.1 Marktanteile und HHI	26
3.3.2 Pivotal Supplier Index (PSI)	28
3.3.3 Residual Supplier Index (RSI)	29
3.3.4 Analyse der Residualnachfrage	30
3.3.5 Anbieterverhalten auf dem Sekundärreservemarkt	31
3.3.6 Referenzpreisvergleich	34
3.4 Fazit Sekundärregelenergie	36
4 Gesamtfazit und Ausblick	37
Literaturverzeichnis	38
Anhang	39

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Entwicklung der Nachfrage und des Angebots für Primärreserve	5
Abbildung 2-2:	Entwicklung des durchschnittlich erzielten Leistungspreises für Primärreserve	6
Abbildung 2-3:	Entwicklung der Anbieterzahl für Primärreserve	6
Abbildung 2-4:	Marktanteile auf dem Markt für Primärreserve nach Umsatz am Gesamtmarkt	8
Abbildung 2-5:	RSI auf dem Markt für Primärreserve	10
Abbildung 2-6:	Bietverhalten auf dem Markt für Primärreserve im Überblick	11
Abbildung 2-7:	Markträumungspreis auf dem Markt für Primärreserve	12
Abbildung 2-8:	Markträumungspreis auf dem Markt für Primärreserve mit Geboten einzelner Anbieter und EEX- bzw. OTC-Preise	15
Abbildung 2-9:	Grenzanbieter auf dem Markt für Primärreserve	16
Abbildung 2-10:	EEX-Benchmark und Durchschnittserlöse einzelner Anbieter am Primärregelenergiemarkt	19
Abbildung 3-1:	Entwicklung des durchschnittlichen erzielten Leistungspreises für Sekundärreserve	25
Abbildung 3-2:	Entwicklung der Anbieterzahl für Sekundärreserve	25
Abbildung 3-3:	Marktanteile auf dem Markt für Sekundärreserve nach Umsatz am Gesamtmarkt	26
Abbildung 3-4:	HHI auf dem Markt für Sekundärreserve	28
Abbildung 3-5:	PSI auf dem Markt für Sekundärreserve	29
Abbildung 3-6:	RSI auf dem Markt für Sekundärreserve	30
Abbildung 3-7:	Bietverhalten auf dem Markt für Sekundärreserve (NEG_HT, gesamter Betrachtungszeitraum)	32
Abbildung 3-8:	Grenzanbieter auf dem Markt für Sekundärreserve – Negative Regelenergie (NT)	33
Abbildung 3-9:	Erzielte Durchschnittspreise auf dem Markt für Sekundärreserve – Negative Regelenergie (NT)	33
Abbildung 3-10:	Angebot und Nachfrage auf dem Markt für Sekundärreserve – Negative Regelenergie (NT)	34

Abbildung 0-1:	Bietverhalten auf dem Markt für Sekundärreserve (NEG_NT, gesamter Betrachtungszeitraum)	45
Abbildung 0-2:	Bietverhalten auf dem Markt für Sekundärreserve (POS_HT, gesamter Betrachtungszeitraum)	46
Abbildung 0-3:	Bietverhalten auf dem Markt für Sekundärreserve (POS_NT, gesamter Betrachtungszeitraum)	47
Abbildung 0-4:	Grenzanbieter auf dem Markt für Sekundärreserve – Negative Regelenergie (HT)	48
Abbildung 0-5:	Grenzanbieter auf dem Markt für Sekundärreserve – Positive Regelenergie	48

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Deskriptive Statistiken Primärreserve	5
Tabelle 2-2:	Gebote und Angebotsgrößen im Primärreservemarkt	7
Tabelle 2-3:	Marktanteilskenzahlen im Primärreservemarkt	8
Tabelle 2-4:	PSI im Primärreservemarkt	9
Tabelle 2-5:	Gebote und Erfolgsgrößen im Primärreservemarkt	13
Tabelle 2-6:	Spieltheoretische Auszahlungsmatrix für das Bieterverhalten auf dem Markt für Primärreserve	17
Tabelle 3-1:	Änderungen des Marktdesigns auf dem Markt für Sekundärregelenergie	21
Tabelle 3-2:	Deskriptive Statistiken Sekundärreserve	24
Tabelle 3-3:	Marktanteilskenzahlen im Sekundärreservemarkt nach Umsatz	27
Tabelle 3-4:	Anteile und Erfolgsquoten der Gebote im Sekundärreservemarkt (Gesamter Betrachtungszeitraum)	31
Tabelle 3-5:	Optionen eines Pumpspeicherkraftwerks	36
Tabelle 0-1:	Marktanteile auf dem Markt für Sekundärreserve (umsatzbasiert)	39
Tabelle 0-2:	Durchschnittliche Angebotsgröße auf dem Markt für Sekundärreserve (in MW)	39
Tabelle 0-3:	Median der Angebote auf dem Markt für Sekundärreserve (in MW)	40
Tabelle 0-4:	Maxima der Angebote auf dem Markt für Sekundärreserve (in MW)	40
Tabelle 0-5:	Minima der Angebote auf dem Markt für Sekundärreserve (in MW)	41
Tabelle 0-6:	Standardabweichung vom Mittelwert der Angebote auf dem Markt für Sekundärreserve (in MW)	41
Tabelle 0-7:	Variationskoeffizient der Angebote auf dem Markt für Sekundärreserve (in %)	42
Tabelle 0-8:	Preismaxima und –minima auf dem Markt für Sekundärreserve (in €/MW)	42
Tabelle 0-9:	Anteile und Erfolgsquoten der Gebote im Sekundärreservemarkt für NEG_HT	43
Tabelle 0-10:	Anteile und Erfolgsquoten der Gebote im Sekundärreservemarkt für NEG_NT	43
Tabelle 0-11:	Anteile und Erfolgsquoten der Gebote im Sekundärreservemarkt für POS_HT	44
Tabelle 0-12:	Anteile und Erfolgsquoten der Gebote im Sekundärreservemarkt für POS_NT	44

Zusammenfassung

Dieser Diskussionsbeitrag untersucht Marktmacht und potenziellen Marktmachtmissbrauch auf den Märkten für Primär- und Sekundärreserve in Deutschland. Die Untersuchungszeiträume erstrecken sich dabei vom 01.12.2007 bis zum 27.06.2011 (Primärreserve) bzw. vom 01.07.2008 bis zum 27.06.2011 (Sekundärreserve). Änderungen im Marktdesign der Sekundärreserve im betrachteten Zeitraum lassen es sinnvoll erscheinen, diesen in drei Zeitabschnitte zu unterteilen, um so die Entwicklung detaillierter beurteilen zu können.

Während auf dem Markt für Primärreserve nur ein Produkt gehandelt wird, wird auf dem Markt für Sekundärreserve in negative und positive Regelenergie sowie in Haupt- und Nebenzeiten unterschieden, so dass es vier Produkte gibt. Während auf dem Primärreservemarkt nur der Leistungspreis Gegenstand des Bietverfahrens ist, so erfolgt die Bereitstellung der Sekundärreserve zunächst nach Leistungspreis, der Abruf sodann nach Arbeitspreis. Letzterer ist aufgrund seiner geringen Bedeutung für den Gesamtumsatz kein Teil dieser Untersuchung.

Die Analyse der Märkte ergibt aufgrund der niedrigen Anzahl an Anbietern, die im Zeitablauf allerdings zunimmt, jeweils hohe Konzentrationsraten. Während im Markt für Primärreserve kein einzelner marktmächtiger Akteur nach GWB existiert, ist dies im Markt für Sekundärreserve für fast alle betrachteten Zeiträume und Produkte der Fall. Im Markt für Primärreserve existieren drei, im Markt für Sekundärreserve vier große Anbieter. In beiden Märkten gibt es Anbieter, die nach PSI bzw. RSI über einen erhöhten Preissetzungsspielraum verfügen. Allerdings besitzen im Markt für Primärreserve die kleineren Anbieter höhere Marktanteile als dies im Markt für Sekundärreserve der Fall ist. Die Gebotsstrategien der Anbieter sind in beiden Märkten jeweils sehr unterschiedlich. Während auf dem Primärreservemarkt eine flache Angebotskurve tendenziell mit einer höheren Erfolgsquote einhergeht, kann auf dem Markt für Sekundärreserve keine klare Erfolgsstrategie ausgemacht werden. Im Markt für Primärreserve setzt ein Anbieter zu Beginn des Betrachtungszeitraums oft den Marktträumungspreis. Ob es sich dabei um eine barometrische Preisführerschaft handelt, bleibt unklar. Die Entwicklung der EEX- bzw. OTC-Preise zum selben Zeitraum sprechen eher gegen eine solche Vermutung.

Im Sekundärreservemarkt scheint die auffällige Preisentwicklung des Produkts negativer Regelenergie zu Nebenzeiten auf einen Abzug von Kapazität seitens eines marktmächtigen Anbieters zurückzuführen zu sein. Ein Referenzpreisvergleich ist aufgrund der Datenlage und verschiedener Strategieoptionen des Referenzkraftwerks (Pumpspeicher) nicht möglich. Ob die Kapazität tatsächlich marktmisbräuchlich zurückgehalten wurde, bleibt unklar. Dagegen spricht die Erhöhung der Kapazitäten durch den besagten Anbieter gegen Ende des Betrachtungszeitraums und der damit verbundene allgemeine Preisrückgang.

Summary

This discussion paper examines market power and potential abuse of market power on the markets for primary and secondary reserve power in Germany. The considered periods last from 01.12.2007 until 27.06.2011 (primary reserve) and from 01.07.2008 until 27.06.2011 (secondary reserve). Changes within the market design of the secondary reserve in the considered period seem to make it reasonable to divide it in three sub-periods to be able to assess the development more accurately.

While on the market for primary reserve there is only one product, on the market for secondary reserve there is a differentiation in positive and negative reserve as well as in peak and off-peak times, so that there are four products. While on the market for primary reserve only the price per kW is subject of the auction, the provision of secondary power is driven by the price per kW in the first instance, the call of reserve power by the price per kWh thereafter. The latter is not part of this research due to its low impact on the overall turnover.

The analysis shows high concentration rates for both markets due to a low number of suppliers that increase over time, however. While in the market for primary reserve there is no single supplier with market power following the definition of German Competition Law, this is true for nearly all products and periods on the market for secondary reserve. In the market for primary reserve there are three, in the market for secondary reserve four big players. In both markets there are suppliers that have a high scope to set prices according to PSI and RSI. However, the smaller suppliers own higher market shares in the market for primary reserve than in the market for secondary reserve. The bidding strategies of suppliers are very different on both markets. While in the market for primary reserve a flat supply curve seems to be connected with a higher success rate, on the market for secondary reserve no clear success strategy is visible. On the market for primary reserve one supplier often sets the marginal price. Whether that goes hand in hand with a barometric price leadership remains unclear. The development of EEX and OTC prices for the same period seem to object such an assumption.

On the market for secondary reserve the conspicuous price development of negative reserve power at off-peak times seems to have its reason in the withdrawing of capacities by a supplier that has market power. A comparison with a reference price is not possible due to available data an different strategy options of the reference power plant (pump storage). Whether capacity has been withdrawn in an abusing manner of market power remains unclear. The increase in capacity by the said supplier at the end of the period under consideration and a general decrease in prices connected to it objects this assumption.

1 Einleitung

Im Zuge der Liberalisierung des deutschen Strommarktes wurde auch der Regelenergiemarkt für den Wettbewerb geöffnet. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die Reservekapazitäten, die sie vorhalten, um einen zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten, in einem wettbewerblichen Verfahren zu beschaffen.¹ Die hierfür durchgeführten Auktionen erreichten in den letzten Jahren ein Volumen von ca. 700 bis gut 800 Millionen Euro.² Sie machen damit den überwiegenden Teil der Kosten für Systemdienstleistungen im Übertragungsnetzbetrieb aus. Wie die übrigen Systemdienstleistungen auch, werden diese Kosten der Regelenergie als Teil der Netzentgelte vollständig auf die Netznutzer überwältigt³ und letztlich zu großen Teilen von den Endkunden getragen.

Die Kosten teilen sich dabei wie folgt auf die verschiedenen Regelenergiearten (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) auf: Die Sekundärregelleistung nimmt mit 51,5% (2009) bzw. 72,5% (2010) den umsatzmäßig größten Anteil an den verschiedenen Regelenergiearten ein. Der Anteil der Minutenreserve sank von 32,2% in 2009 auf 12,2% in 2010, der Anteil der Primärreserve von 16,2% in 2009 auf 15,4% in 2010.

Die Anbieterzahlen lagen sowohl für die Primär- als auch die Sekundärreserve bis Mitte 2011 bei höchstens 10 Anbietern, während es im Bereich der Minutenreserve immerhin 28 Anbieter waren.⁴ Da es in letztgenanntem Segment zumindest Anzeichen für Marktmacht gibt,⁵ kann aufgrund der geringeren Anbieterzahl sowohl im Primär- als auch im Sekundärregelenergiemarkt eine solche These ebenfalls postuliert werden. Nach dem allgemeinen Wettbewerbsrecht sind hohe Marktanteile wesentliches Kriterium für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung.⁶ Zielsetzung dieser Studie ist daher die detaillierte Analyse der Marktkonzentration und Indizien von Marktmachtmissbrauch im deutschen Markt für Primär- und Sekundärreserven.

Dieser Diskussionsbeitrag baut auf den Diskussionsbeitrag „Marktmachtanalyse für den deutschen Regelenergiemarkt“ aus dem Jahr 2010 auf, der den Minutenreservemarkt zum Inhalt hatte. Dabei wird die in letzterem Projekt eingesetzte Methodik sowohl auf den Sekundär- als auch den Primärregelleistungsmarkt übertragen, um auch für diese Aussagen über Marktmachtstendenzen bzw. –missbrauch treffen zu können.

Für beide Märkte wird jeweils kurz das Marktdesign umrissen. Während die Rahmenbedingungen für den Primärreservemarkt für den Untersuchungszeitraum unverändert geblieben sind, hat sich das Design des Sekundärreservemarktes mehrfach verändert. Dem wird in der Analyse Rechnung getragen, indem zwischen drei verschiedenen

1 § 22 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), § 6 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV).

2 Bundesnetzagentur (2011): Die Auktionserlöse für Primär-, Sekundär- und Minutenreserve betragen 2009 € 825 Mio. und 2010 € 697 Mio.

3 § 8 StromNZV.

4 Bundesnetzagentur (2010).

5 Growitsch, Höffler und Wissner (2010a).

6 § 19 Abs. 3 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkung (GWB).

Zeitabschnitten unterschieden wird und etwaige Veränderungen bzw. Strukturbrüche dargelegt werden.

Anhand verschiedener Indikatoren und Indizes, aber auch der genaueren Untersuchung des Anbieterverhaltens der Akteure auf beiden Märkten wird sodann den Fragen nachgegangen, ob es marktmächtige Anbieter gibt und ob Marktmachtmissbrauchsverhalten auftritt. Der Diskussionsbeitrag schließt mit einem Fazit und einem Ausblick.

2 Untersuchung des Primärregelenergiemarktes

2.1 Marktdesign des Primärregelenergiemarktes

„Die Primärregelung (Sekundenreserve) wird durch dezentralen Abruf unmittelbar automatisch aktiviert, sobald die momentane, lokal am Ort der Einspeisung festgestellte Netzfrequenz von der Sollfrequenz in Höhe von 50 Hz abweicht. Gemäß den UCTE-Regelungen muss die Primärregelung bei Abweichungen von bis zu 1.500 MW innerhalb von 15 Sekunden und bei Störungen von bis zu 3.000 MW, was dem größten vorstellbaren Störfall entspricht, linear interpoliert bis maximal 30 Sekunden nach dem Vorfall verfügbar sein. Die Primärregelung sollte bis zu 15 Minuten gehalten werden können. Auf diese Weise kann sie augenblicklich und kontinuierlich Leistungsbilanzstörungen im Sekundenbereich ausregeln und zur Stabilisierung der Netzfrequenz beitragen.

Die Frequenz-Leistungs-Regelung erfolgt zum einen durch einen Beitrag der von der Netzfrequenz abhängigen Lasten, wenn ein Nachfrageanstieg zu einem Frequenzabfall und dann zu einem Lastabfall führt (Selbstregulierungseffekt); zum anderen kann die Leistungsregelung in den Primärregelkraftwerken aller Regelzonen des gesamten UCTE-Verbundnetzes unabhängig vom Entstehungsbereich aktiviert werden (Solidaritätsprinzip). Bei einer Lastzunahme wird die Frequenz durch eine zusätzliche Leistungserbringung gestützt, bei einer Lastabnahme wird durch die Reduzierung der Leistungserbringung eine Frequenzsteigerung verhindert. Erzeuger der Primärregelleistung sind überwiegend ausgewählte Kraftwerke mit über 100 MW Nennleistung (insbesondere Dampfkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke und Windkraftanlagen). Diese müssen in Deutschland eine Mindestleistung von 2 % der Nennleistung, zumindest aber 2 MW als Primärregelung zur Verfügung stellen können. Die Höhe der von den einzelnen Regelzonen vorzuhaltenden Primärregelleistung wird jährlich durch die UCTE festgelegt; die prozentualen Beiträge entsprechen den Anteilen an der Netto-Stromerzeugung im Verbundnetz. Die Primärregelleistung gemäß dem UCTE-Anteil für Deutschland wird dann nach einem festen Schlüssel aufgeteilt.“⁷

Das Marktdesign des Primärregelenergiemarktes hat sich über den in dieser Untersuchung betrachteten Zeitraum vom 01.12.2007 bis zum 27.06.2011 nicht verändert. Drei wesentliche Charakteristika prägen den Primärregelenergiemarkt: Zum einen die Tatsache, dass im Auktionsverfahren eine Zuschlagserteilung ausschließlich über den Leistungspreis stattfindet, da kein Arbeitspreis angeboten wird (bei Gleichheit entscheidet der Zeitpunkt des Angebotseingangs). Zum zweiten wird keine Unterscheidung zwischen positiver und negativer Regelleistung getroffen; es gibt somit nur ein Produkt. Der bezuschlagte Anbieter hat bei Abruf also je nach Situation entweder positive oder negative Regelenergie bereitzustellen. Drittens schließlich findet keine untertägige zeitliche Diskriminierung statt. Die angebotenen Mengen sind über den

⁷ Growitsch et al. (2007)

gesamten Tag bereit zu halten, d.h. es gibt keine Zeitscheiben und es ist somit nicht möglich, Primärregelenergie nur für eine bestimmte Tageszeit anzubieten.

Der eigentlichen Ausschreibung vorgeschaltet ist ein Präqualifikationsverfahren, in welchem überprüft wird, ob der potentielle Anbieter die technischen Voraussetzungen für die Erbringung von Regelenergie erfüllt. Zusätzlich zur Präqualifikation muss ein potentieller Anbieter für jede Regelenergieart einen Rahmenvertrag mit dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber abschließen.

Alle Übertragungsnetzbetreiber schreiben ihre Nachfrage auf der Plattform www.regelleistung.net gemeinsam aus. Die Ausschreibungen erfolgen nach einem von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten und von der Bundesnetzagentur bestätigten Ausschreibungskalender. Der Ausschreibungskalender umfasst einen Zeitraum von einem Jahr, wobei die ausgeschriebenen Lieferzeiträume jeweils einen Kalendermonat einschließen. Der Anbieter wird am Tag der Ausschreibung über eine mögliche Zuschlagserteilung informiert. Das Mindestgebot beläuft sich auf +/- 5MW. Das Angebotsinkrement beträgt 1MW. Einen Kernanteil⁸ in den einzelnen Regelzonen gibt es nicht.

Nach Abschluss des Ausschreibungsverfahrens sind von den ÜNBs folgende Informationen zu veröffentlichen:

- Höhe des Bedarfs an Primärregelenergie ,
- Anonymisierte Liste aller bezuschlagten Primärleistungsangebote (Angebotleistung, Leistungspreis und die Information, ob ein Gebot den Zuschlag bekommen hat),
- Mittlerer mengengewichteter Leistungspreis und Grenzleistungspreis.

2.2 Datenbasis und aggregierte Marktergebnisse für den Primärreservemarkt

Der Betrachtungszeitraum der Untersuchung erstreckt sich vom 01.12.2007 bis zum 27.06.2011. Die von der Bundesnetzagentur bereitgestellten Informationen sind anonymisiert. Alle Gebote eines Bieters sind aber über eine Nummer (die den Unternehmensnamen ersetzt) individuell zuzuordnen. Es liegen Gebotsdaten für 10 verschiedene Anbieter vor. Die Informationen pro Gebot umfassen des Weiteren Angaben zur Gebotsgröße (in MW), den Leistungspreis (in Euro pro MW) sowie die Information darüber, ob das Gebot zum Zuschlag kam oder nicht. Tabelle 2-1 zeigt deskriptive Statistiken des Datensatzes. Die von den Netzbetreibern durchschnittlich nachgefragte Reserveleistung für die Primärreserve betrug im Betrachtungszeitraum knapp 650 MW pro Monat.

⁸ Unter einem Kernanteil versteht man den technisch notwendigen Anteil an Regelenergie aus Kraftwerken in einer Regelzone.

Tabelle 2-1: Deskriptive Statistiken Primärreserve

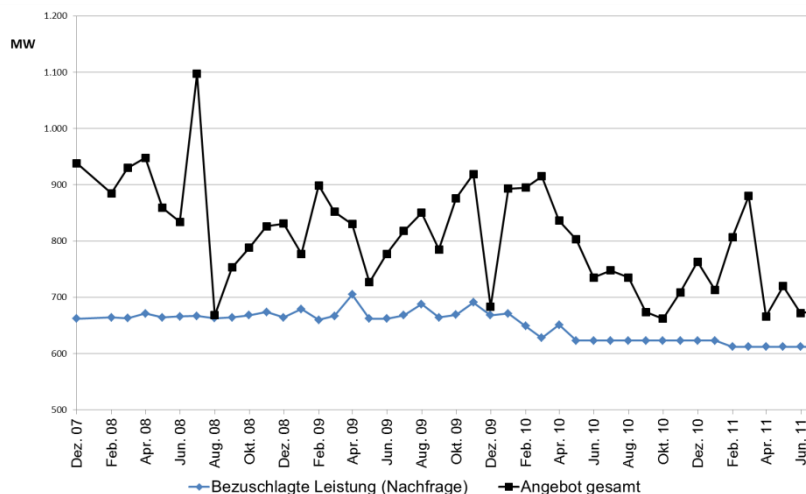
Durchschnittliche Gesamtnachfrage (MW)*	Durchschnittliches Gesamtangebot (MW)	Durchschnittlicher Leistungspreis (€/MW), zugeschlagen	Gesamtumsatz (€)
650	806	15.294	422.557.548

* Für den Zeitraum 31.12.2007 bis 31.03.2010 liegen keine Informationen über zugeschlagene Teilleistungen vor. Für die Berechnung wurde daher für diesen Zeitraum jeweils die gesamte Leistung eines bezuschlagten Angebots zugrunde gelegt.

Quelle: WIK

Während sich die Nachfrage nach Primärregelleistung auf stabilem Niveau bewegt, ist beim Angebot eine gewisse Volatilität zu beobachten (vgl. Abbildung 2-1).

Abbildung 2-1: Entwicklung der Nachfrage und des Angebots für Primärreserve

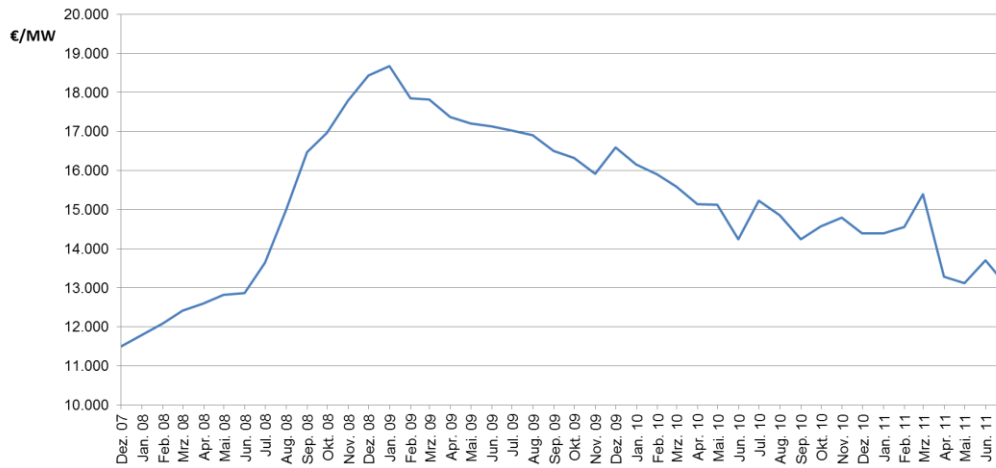


Quelle: WIK

Insgesamt gab es im gesamten Betrachtungszeitraum 2.247 Gebote, von denen 1.520 erfolgreich waren (67,65%).

Der gewichtete Durchschnittspreis der bezuschlagten Angebote ist zu Beginn des Betrachtungszeitraums erst leicht und dann bis zum Dezember 2008 stark angestiegen, um dann bis zum Ende des Betrachtungszeitraums flach abzufallen. (vgl. Abbildung 2-2).

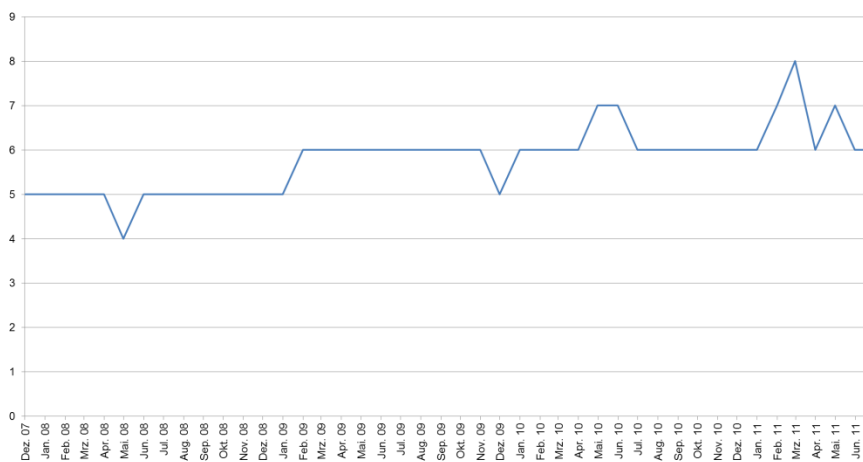
Abbildung 2-2: Entwicklung des durchschnittlich erzielten Leistungspreises für Primärreserve



Quelle: WIK

Die Zahl der Anbieter hat sich im Betrachtungszeitraum von fünf auf sechs leicht nach oben entwickelt.

Abbildung 2-3: Entwicklung der Anbieterzahl für Primärreserve



Quelle: WIK

Zwei der Anbieter waren im gesamten Betrachtungszeitraum von 43 Monaten stets am Markt präsent, zwei weitere in 42 Monaten. Die Anbieter 6 und 9 spielen mit nur 2 Monaten Präsenz so gut wie keine Rolle. Anbieter 8 ist seit April 2010 nach vorher nahezu 100%iger Präsenz nicht mehr am Markt vertreten.

Tabelle 2-2: Gebote und Angebotsgrößen im Primärreservemarkt

Anbieter	Ø Angebotsgröße (MW)	Median (MW)	Maximum (MW)	Minimum (MW)	Standardabweichung	Variationskoeffizient	Verweildauer (Monate)
1	27,68	20	80	10	16,14	58%	43
2	12,04	10	135	5	8,92	74%	43
3	5,47	5	20	5	2,56	47%	7
4	14,97	15	15	12	0,29	2%	42
5	42,04	17	142	5	49,81	118%	16
6	8,00	8	8	8	0,00	0%	2
7	88,00	102	106	20	28,81	33%	26
8	5,84	5	149	5	6,69	115%	26
9	8,00	8	8	8	0,00	0%	2
10	23,46	20	100	8	12,49	53%	42
Gesamt	15,42	10	149	5	17,47	113%	

Quelle: WIK

Die durchschnittliche Angebotsgröße liegt bei 15,42 MW. Zwischen den einzelnen Anbietern bestehen dabei z.T. erhebliche Unterschiede. Anbieter 3 bietet beispielsweise durchschnittlich 5,47 MW an, seine maximale Angebotsgröße liegt bei 20 MW. Anbieter 7 dagegen bietet durchschnittlich 88 MW an. Auch in der Varianz der Angebote sind deutliche Unterschiede zu erkennen. Anbieter 4 bietet beispielsweise fast ausschließlich mit einer Größe von 15 MW an, während Anbieter 5 in den Gebotsgrößen sehr stark streut.

Im folgenden Abschnitt wird untersucht, ob es im Markt für Primärregelenergie marktmächtige Anbieter gibt und ob Anzeichen für Marktmissbrauch existieren.

2.3 Marktmacht auf dem Primärreservemarkt - Empirische Analyse

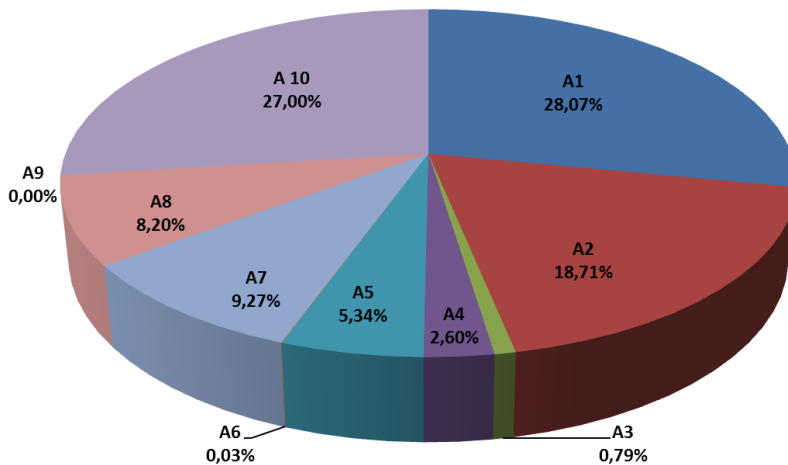
Marktmacht kann mit unterschiedlichen Verfahren gemessen werden.⁹ In diesem Abschnitt werden die Marktanteilmessung nach GWB, der Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI), der Pivotal Supplier Index (PSI), der Residual Supplier Index (RSI), das Marktverhalten der einzelnen Anbieter sowie ein Referenzpreisvergleich angewendet.

2.3.1 Marktanteile und HHI

Die Marktanteile aller 10 Anbieter sind in Abbildung 2-4 dargestellt. Die Anteile sind nach dem Umsatz der Anbieter berechnet. Eine Berechnung nach dem Absatz ergibt keine signifikanten Unterschiede.

⁹ Eine detaillierte Beschreibung der verwendeten Methoden findet sich bei Growitsch, Höffler und Wissner (2010b) sowie Twomey, Green, Neuhoff und Newberry (2005).

Abbildung 2-4: Marktanteile auf dem Markt für Primärreserve nach Umsatz am Gesamtmarkt



Quelle: WIK

Nach §19 (3) GWB wird vermutet, dass ein Unternehmen marktbeherrschend ist, wenn es einen Marktanteil von mindestens einem Drittel besitzt. Dies ist im Markt für Primärregelenergie nicht der Fall. Dagegen werden die Grenzen von 50% Marktanteil für 3 oder weniger Unternehmen bzw. von zwei Dritteln Marktanteil für 5 oder weniger Unternehmen sowohl nach Umsatz als auch nach Absatz überschritten (vgl. Tabelle 2-3). So weisen Anbieter 1 und Anbieter 10 zusammen einen Marktanteil von über 55% aus. Die Zwei-Drittel-Grenze wird bereits mit der Hinzunahme von Anbieter 2 überschritten. Die 5 größten Anbieter besitzen einen Marktanteil von mehr als 90%. Aufgrund der geringen Anzahl an Marktteilnehmern ist allerdings Vorsicht geboten. Es ist nicht eindeutig, ob die geringe Anbieterzahl auf die bestehenden „Machtverhältnisse“ zurückzuführen ist, oder die Tatsache, dass (historisch) nur wenige Anbieter auf dem Markt vertreten sind, zu eben solch hohen Marktanteilszahlen führt. Wünschenswert ist sicherlich, dass es mehr Teilnehmer am Primärregelenergiemarkt gibt; dies wurde durch die Neuregelung der Ausschreibungsparameter durch die BNetzA bereits forciert.¹⁰

Tabelle 2-3: Marktanteilskenzzahlen im Primärreservemarkt

	CR 1	CR 2	CR 3	CR 4	CR 5
Grenze GWB	33,33%	50,00%	50,00%	66,67%	66,67%
Nach Umsatz	28,07%	55,07%	73,78%	83,05%	91,24%
Nach Absatz	27,73%	55,40%	73,83%	82,89%	90,78%

Quelle: WIK

¹⁰ Insbesondere durch Absenken der Mindestangebotsgröße auf 1 MW und eine wöchentliche Ausschreibung, vgl. BNetzA (2011).

Der Herfindahl-Hirschmann-Index beträgt nach Umsatz 2056 Punkte, nach Absatz 2059 Punkte. Der Markt für Primärregelenergie kann nach diesem Kriterium also als hoch konzentriert angesehen werden.¹¹

2.3.2 Pivotal Supplier Index (PSI)

Der PSI sagt aus, ob ein Anbieter zur Befriedigung der Nachfrage gebraucht wurde, d.h. ob ohne sein Angebot am Markt eine Unterdeckung entstanden wäre. Daraus ergibt sich für diesen Anbieter tendenziell Spielraum für missbräuchliches Verhalten, z.B. in Form überhöhter Preisforderungen.

Tabelle 2-4: PSI im Primärreservemarkt

Anbieter	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PSI	74%	56%	5%	7%	21%	0%	12%	19%	0%	74%

Quelle: WIK

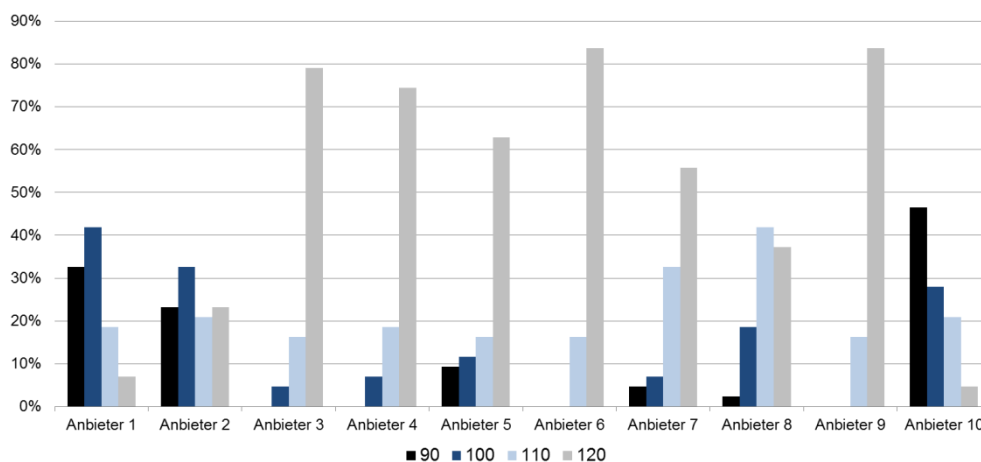
Bezogen auf den gesamten Betrachtungszeitraum waren die Anbieter 1 und 10 in 74% der Ausschreibungen pivotale Anbieter, Anbieter 2 immerhin noch in 56% der Fälle. Anbieter 6 und 9 waren zu keinem Zeitpunkt pivotale Anbieter, allerdings sind sie jeweils nur zweimal als Bieter aufgetreten (vgl. Tabelle 2-2). Bei der Betrachtung des Residual Supplier Index zeigen sich ähnliche Ergebnisse.

2.3.3 Residual Supplier Index (RSI)

Der RSI differenziert etwas genauer als der PSI. Während der PSI nur fragt, ob ein Anbieter zur Deckung der Nachfrage gebraucht wird (ja oder nein), können beim RSI gewisse Grenzen vorgegeben werden. Ein Wert von 100 entspricht dem PSI, ein Wert von 90 sagt aus, dass ohne den Anbieter nur 90% oder weniger der Nachfrage hätten gedeckt werden können.

¹¹ „Der HHI wird z. B. in den Vereinigten Staaten im Rahmen der Fusionskontrolle angewendet. Die Interpretationsregeln besagen, dass ein Indexwert von unter 1.000 keine Konzentrationsgefahr bedeutet, bei einem Wert zwischen 1.000 und 1.800 wird der Markt als gemäßigt konzentriert angesehen, während bei einem HHI von mehr als 1.800 eine hohe Konzentration vermutet wird. Zusätzlich wird berücksichtigt, wie stark sich der HHI durch die Fusion erhöht. Auch die EU nutzt in der Fusionskontrolle, neben den Marktanteilen, ein ähnliches Verfahren. Hier werden die Grenzlinien bei den Werten 1.000 und 2.000 gezogen und ebenfalls auf die Veränderung des HHI geachtet.“ (Growitsch, Höffler und Wissner (2010b)).

Abbildung 2-5: RSI auf dem Markt für Primärreserve

wik 

Quelle: WIK

Bezogen auf den gesamten Betrachtungszeitraum zeigt sich, dass insbesondere die Anbieter 1, 2 und 10 nach diesem Index oftmals einen signifikanten Preissetzungsspielraum besessen haben (vgl. Abbildung 2-5).

2.3.4 Analyse der Residualnachfrage

Ein weiterer Indikator zur Messung des Preisspielraums ist die Analyse der Residualnachfrage, d.h. der Nachfrage, die sich für einen einzelnen Anbieter durch Abzug des Angebots aller übrigen Anbieter von der Gesamtnachfrage ergibt. Je nach Steigung dieser Nachfragekurve kann der individuelle Preissetzungsspielraum eines Anbieters abgelesen werden.

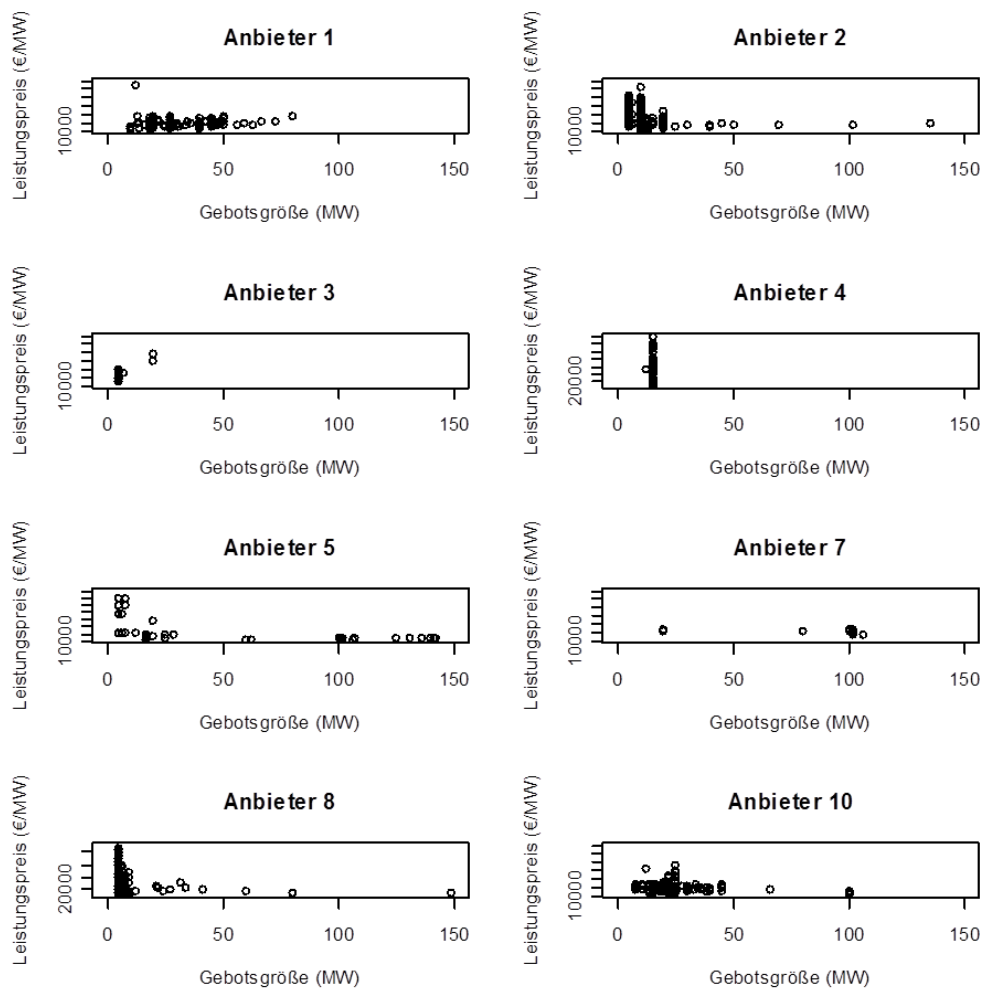
Aufgrund des sehr heterogenen Bieterverhaltens ist eine Ableitung der Residualnachfrage für den Primärreservemarkt nicht möglich. Die breite Streuung der Angebote bezüglich Preisen und Mengen macht es unmöglich, eine auch nur ansatzweise verwertbare, d.h. mit hinreichend hohem Bestimmtheitsmaß ausgestattete Approximation für die Angebote der einzelnen Anbieter und somit auch für das Angebot „aller übrigen Anbieter“ zu finden. Durch die Analyse des Bieterverhaltens in Abschnitt 2.3.5 wird allerdings gezeigt, wie das Verhalten einzelner Anbieter wirkt, bzw. ob Marktmissbrauch vermutet werden kann.

2.3.5 Anbieterverhalten auf dem Primärreservemarkt

Rückschlüsse auf marktmächtiges Verhalten können u.U. auch aus dem Bieterverhalten einzelner Anbieter und deren Konkurrenten abgeleitet werden. Die Strategie

der Bieter ist dabei sowohl von Fundamentalfaktoren, insbesondere den eigenen Erzeugungskosten und technischen Restriktionen, als auch von Daten auf anderen Märkten, insbesondere der EEX, abhängig.¹² Abbildung 2-6 zeigt das Bietverhalten der einzelnen Bieter für den gesamten Betrachtungszeitraum.

Abbildung 2-6: Bietverhalten auf dem Markt für Primärreserve im Überblick



Quelle: WIK

Anmerkung: Anbieter 6 und 9 haben über den gesamten Betrachtungszeitraum jeweils nur zwei Angebote abgegeben und sind deshalb nicht abgebildet.

¹² Vgl. Müsgens, Ockenfels und Peek (2011).

Ein rationaler Anbieter wird versuchen, den Markträumungspreis, also den Preis für das gerade noch zum Zuschlag gekommene Angebot, möglichst genau zu treffen bzw. minimal zu unterbieten.¹³ Liegt sein Preis darüber, so kommt er nicht zum Zuschlag. Liegt sein Angebot zu weit unterhalb des Markträumungspreises, so kommt er zwar zum Zug, muss aber, da er im Gebotspreisverfahren genau den Preis erhält, zu dem er geboten hat, Opportunitätskosten in Höhe der Differenz des Markträumungspreises und seines Gebotspreises in Kauf nehmen.¹⁴

Müsgens und Ockenfels (2011) identifizieren für den Bieter bei der Schätzung des Markträumungspreises drei verschiedene Unsicherheiten:

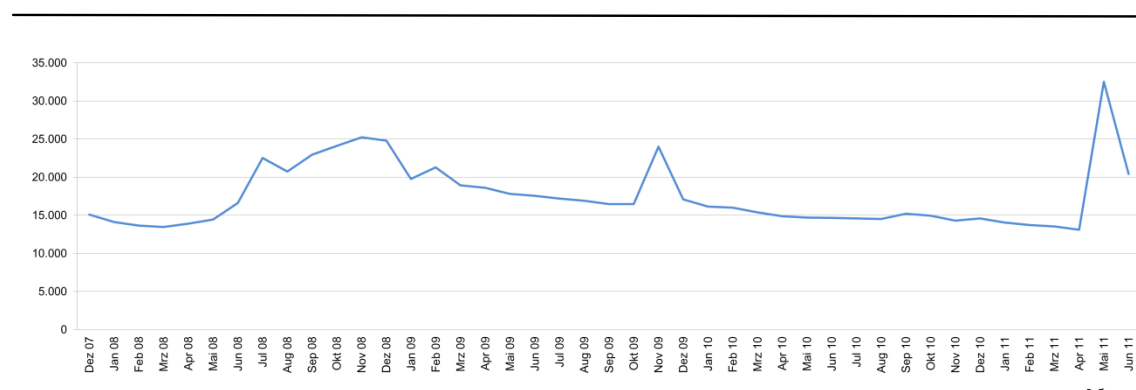
Fundamentale Unsicherheit: Diese besteht in der Unsicherheit über die Kenntnis der Kostenkurve (Merit Order) aller übrigen Anbieter.

Strategische Unsicherheit: Diese Unsicherheit ergibt sich aus dem ungewissen Verhalten der anderen Anbieter. Handeln diese rational oder folgen sie irrationalen Beweggründen?

Interdependente Unsicherheit (winner's curse): Diese Unsicherheit kann beispielsweise in der Fehleinschätzung des Day-Ahead-Preises bestehen. Wird dieser vom Bieter zu niedrig eingeschätzt, erhält er zwar den Zuschlag am Regelenergiemarkt, hätte aber am Day-Ahead-Markt einen höheren Gewinn erzielen können.

Eine Strategie diesen Unsicherheiten zu begegnen kann es sein, sich am Grenzleistungspreis (i.e. Markträumungspreis) der vergangenen Ausschreibungen zu orientieren (vgl. Abbildung 2-7).

Abbildung 2-7: Markträumungspreis auf dem Markt für Primärreserve



Quelle: WIK

¹³ Vgl. Müsgens und Ockenfels (2011).

¹⁴ Voraussetzung ist stets, dass der Gebotspreis den entgangenen Gewinn am Day-Ahead-Markt ausgleicht, da die Kapazität zur Erbringung der Regelenergie nicht für den Spotmarkt zur Verfügung steht. Siehe dazu ausführlich Abschnitt 2.3.6.

Dann ergäbe sich für den Anbieter eine recht flache Angebotskurve auf dem Level des Markträumungspreises. Dies gilt zumindest für den Betrachtungszeitraum, in dem sich dieser Preis (bis auf einen Ausreißer im November 2009) eher seitwärts bewegt, also von März 2009 bis April 2011. Für die Zeit davor kann die Volatilität des Markträumungspreises als Anpassung an das neue Marktdesign ab dem 1. Dezember 2007 interpretiert werden.

Wie in Abbildung 2-6 zu erkennen ist, realisieren die Anbieter 1, 7 und 10 am ehesten flache Angebotskurven. Diese Anbieter sind die erfolgreichsten Bieter, d.h. bei der Betrachtung des Verhältnisses der bezuschlagten zu den abgegebenen Angeboten (vgl. Spalte 4 in Tabelle 2-5) schneiden diese am besten ab.

Tabelle 2-5: Gebote und Erfolgsgrößen im Primärreservemarkt

Anbieter	Anteil Gebote	Anteil erfolgreiche Gebote	Erfolgsquote (%)
1	13,26%	18,75%	95,64%
2	25,72%	25,26%	66,44%
3	3,03%	3,29%	73,53%
4	4,67%	3,16%	45,71%
5	2,05%	1,84%	60,87%
6	0,09%	0,07%	50,00%
7	1,29%	1,91%	100,00%
8	33,51%	23,88%	48,21%
9	0,09%	0,00%	0,00%
10	16,29%	21,84%	90,71%
Gesamt	100,00%	100,00%	67,65%

Quelle: WIK

Anbieter 2 hat zwar eine geringere Erfolgsquote, erhält aber aufgrund seiner hohen Zahl an Angeboten absolut gesehen die meisten Zuschläge. Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang, dass Anbieter 7 trotz des niedrigen Gesamtanteils an allen Geboten (1,29%) aufgrund seines erfolgreichen Bietverhaltens, aber auch der hohen Durchschnittsgröße seiner Gebote, den viertgrößten Umsatzanteil aller Anbieter erzielt. Anbieter 8 hingegen, der absolut die meisten Angebote abgibt, liegt beim Umsatz knapp hinter Anbieter 7 (vgl. Abbildung 2-4). Dies begründet sich zum einen durch eine signifikant geringere durchschnittliche Gebotsgröße, aber auch durch die deutlich schlechtere Erfolgsquote (48,21%) von Anbieter 8. Auffällig ist dabei, dass Anbieter 8 im Vergleich zu Anbieter 7 eine stark differierende Angebotskurve aufweist. Diese verläuft tendenziell steiler.

Auf der anderen Seite zeigt sich, dass Anbieter 2 derjenige ist, der am häufigsten den Markträumungspreis determiniert, nämlich in 35% der Fälle, gefolgt von Anbieter 10 (23%) und Anbieter 1 (19%). Erstaunlicherweise kann Anbieter 2 dies aber nicht

nutzen, um seine Erfolgsquote (66,44%) gegenüber den anderen großen Anbietern 1 und 10 zu verbessern.

In Abbildung 2-8 sind im oberen Graphen der Markträumungspreis sowie die Maximalangebote der Anbieter 1, 2, 7, 8 und 10 abgebildet. Es zeigt sich, dass hauptsächlich Anbieter 2, aber auch Anbieter 10 für den starken Anstieg des Markträumungspreises zwischen dem Frühjahr und Ende 2008 verantwortlich sind. Die Spitze im November 2009 wird dagegen von Anbieter 8 determiniert. Da Anbieter 2 und 10 zu den größten Anbietern zählen, könnte Marktmissbrauch durch das Setzen (zu) hoher Preise vermutet werden. Ein Vergleich mit den EEX- bzw. OTC-Preisen im unteren Graphen von Abbildung 2-7 zeigt jedoch, dass es dort eine recht ähnliche Entwicklung gab. Der Grund für die Preisspitzen dürfte also vielmehr in der Veränderung fundamentaler Kosten- bzw. Nachfrageparameter liegen.¹⁵ Als Gründe für den Anstieg der OTC-Preise Ende Oktober 2008 „nannten Händler neben sinkenden Temperaturen eine größere Nachfrage aus Frankreich, wenig Wind und eine reduzierte Kraftwerkskapazität“ in Deutschland.¹⁶ Reduzierte Kraftwerkskapazitäten können dabei grundsätzlich auf unterschiedliche Parameter zurückzuführen sein, z.B. auf Kraftwerksrevisionen, ungeplante Ausfälle oder Netzrestriktionen.¹⁷ Eine bewusste Zurückhaltung von Kapazität zur Steigerung des Spot-Handelspreises konnte nicht nachgewiesen werden.¹⁸

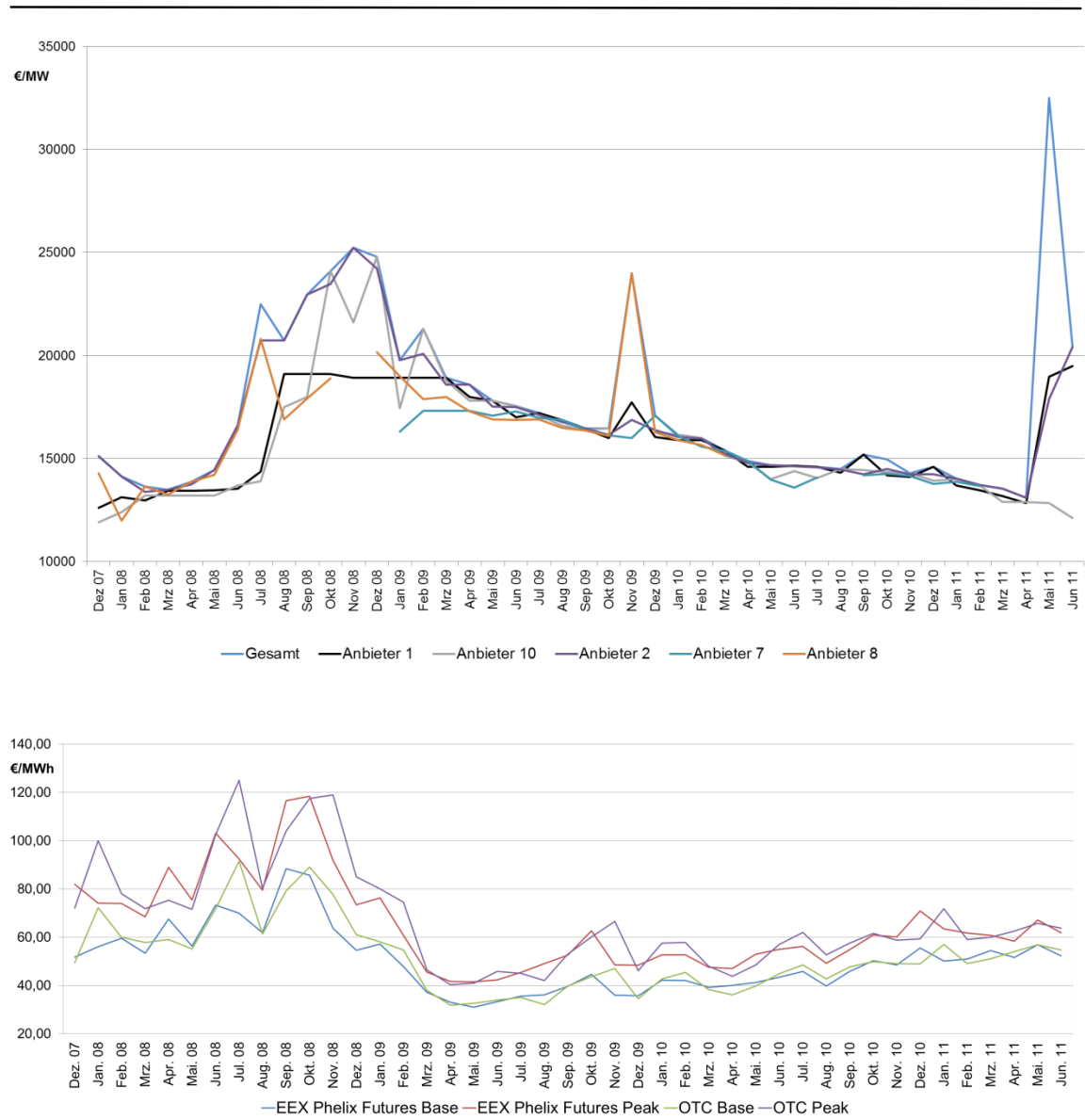
¹⁵ Theoretisch könnte eine gleichzeitige Marktmissbrauchsausübung sowohl am Markt für Primärregelleistung als auch an der EEX bzw. an den OTC-Märkten ebenfalls solche Preisspitzen erklären. Dies erscheint aber, wie im Folgenden geschildert, eher unwahrscheinlich zu sein.

¹⁶ Energate Messenger (2008).

¹⁷ BKartA (2011).

¹⁸ Ebenda.

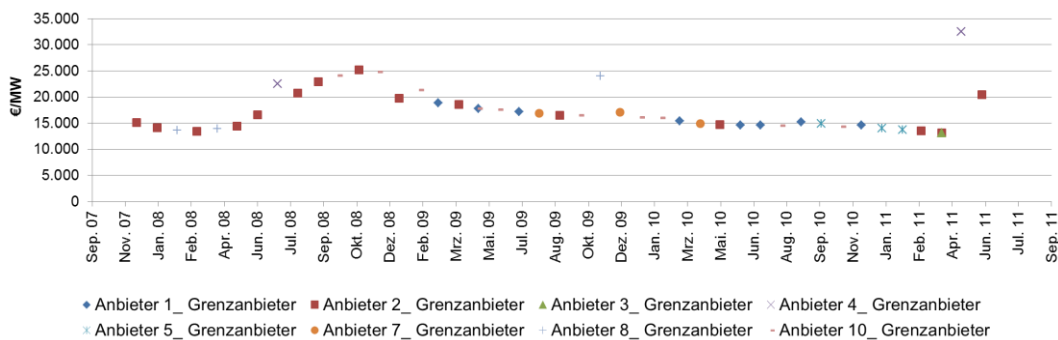
Abbildung 2-8: Markträumungspreis auf dem Markt für Primärreserve mit Geboten einzelner Anbieter und EEX- bzw. OTC-Preise



Quelle: WIK

Dafür spricht zum einen auch, dass im Angebotsverhalten der Anbieter keine Muster zu erkennen sind, die beispielsweise auf (offene oder verdeckte) Preisabsprachen hindeuten (vgl. auch Abbildung 2-9). Auffällig ist lediglich die Preisführerschaft von Anbieter 2 zu Beginn des Betrachtungszeitraums. Danach wechseln die Preisführer.

Abbildung 2-9: Grenzanbieter auf dem Markt für Primärreserve



Quelle: WIK

wik

Zum anderen verlaufen die Kurven des Markträumungspreises und die der Maximalgebote der großen Bieter ab Frühjahr 2009 (mit Ausnahme des angesprochenen Ausreißers im November 2009) auf einem stetig fallenden Niveau. Dies kann insofern als Zeichen funktionierenden Wettbewerbs interpretiert werden, als dass die Bieter sich tendenziell am Markträumungspreis der Vorperiode orientieren und diesen (knapp) zu unterbieten suchen. Dadurch hat sich der Preis auf stetig niedrigerem Niveau eingependelt.

Diese Vermutung lässt sich auch spieltheoretisch untermauern. Wenn unterstellt wird, dass zwischen den Unternehmen keine direkten Absprachen existieren, so stellen sich die Auktionen auf dem Primärregelenergiemarkt als einstufiges, nicht-kooperatives Spiel dar. Aus Vereinfachungsgründen wird von zwei Anbietern ausgegangen. Jeder der beiden hat die Möglichkeit entweder einen hohen oder einen niedrigen Preis zu setzen, die beide über der zweitbesten Vermarktungsform (z.B. dem EEX-Spotmarkt) liegen.¹⁹ Der hohe Preis ist mit einem hohen Gewinn verbunden, wenn auch der andere Anbieter den hohen Preis ansetzt, da dann beide den Markträumungspreis determinieren. Setzt ein Anbieter dagegen einen niedrigen Preis an, so erhält nur dieser Anbieter den Zuschlag und einen Gewinn.²⁰ Der Anbieter mit dem höheren Preis erleidet einen Verlust bzw. Opportunitätskosten mindestens in Höhe der Differenz zwischen dem hohen Preis und der zweitbesten Vermarktungsform. Setzen beide den niedrigen Preis an, erzielen sie den niedrigeren Gewinn. Es ergibt sich folgende Auszahlungsmatrix:

¹⁹ De facto setzen die Anbieter zum Teil mehrere Gebote mit unterschiedlichen Preisen an. Mit einer solchen Strategie nehmen sie aber von vornherein in Kauf, mit einzelnen Geboten nicht den Markträumungspreis zu „treffen“ und somit Opportunitätskosten zu generieren (wie z.B. Anbieter 2). Eine ex-post optimale Strategie ist es aber, mit allen Geboten möglichst nahe am Markträumungspreis zu liegen. Insofern kann hier vereinfacht von einem Preis ausgegangen werden.

²⁰ Bei Anbietern mit einem gewissen Preissetzungsspielraum (i.e. hohen Werten bei PSI und RSI) wäre zu erwarten, dass auch ein hoher Preis den Zuschlag erhält, da die Nachfrage sonst nicht zu bedienen wäre. Hier scheint aber durch potenziellen Wettbewerb so viel Druck zu existieren, dass dieser Preissetzungsspielraum nicht ausgenutzt wird.

Tabelle 2-6: Spieltheoretische Auszahlungsmatrix für das Bieterverhalten auf dem Markt für Primärreserve

		Anbieter B	
		b1: Preis niedrig	b2: Preis hoch
Anbieter A	a1: Preis niedrig	1, 1	1, -1
	a2: Preis hoch	-1, 1	2, 2

Quelle: WIK

In der Matrix existieren zwei Nash-Gleichgewichte $(a1,b1)$ und $(a2,b2)$. Das Strategieprofil $(a2,b2)$ ist pareto-effizient, d.h. beim Übergang von $(a1,b1)$ zu $(a2,b2)$ stellen sich beide Anbieter besser. Es lässt sich aber bezweifeln, ob beide Anbieter die Hochpreisstrategie wählen, wenn man das Kriterium der Risikodominanz anwendet. Gehen beide Anbieter davon aus, dass der andere die jeweiligen Strategien jeweils mit der Wahrscheinlichkeit von $\frac{1}{2}$ spielt und entscheiden beide anhand der Erwartungswerte ihrer Auszahlungen ergibt sich folgendes:

Der Erwartungswert der Auszahlung für Anbieter A für die Strategie a1 beträgt:

$$E[\pi_A(a1)] = 0,5 \times 1 + 0,5 \times 1 = 1$$

Der Erwartungswert der Auszahlung für Anbieter A für die Strategie a2 beträgt:

$$E[\pi_A(a2)] = 0,5 \times (-1) + 0,5 \times 2 = 0,5$$

Anbieter A zieht somit die Strategie a1 der Strategie a2 vor. Aus Symmetriegründen wählt auch Anbieter B die Niedrigpreisstrategie. Dann wird $(a1,b1)$ zum risikodominanten Nash-Gleichgewicht.

Die Überlegungen gelten teilweise auch dann, falls tatsächlich Absprachen getroffen worden sein sollten. Dies kann anhand des sog. Trembling-Hand-Kriteriums geprüft werden. Angenommen Anbieter B erklärt, er werde b2 spielen. Dann erwartet er, dass Anbieter A ebenfalls a2 spielt. Es besteht aber eine gewisse Unsicherheit, ob Anbieter A tatsächlich a2 spielt, da er beispielsweise Anbieter B keinen Gewinn zugestehen möchte. Er spielt dann mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit (ε) a1. Die erwarteten Auszahlungen für B betragen dann

$$\text{Erwartete Auszahlung B für b2: } E[\pi_B(b2)] = (1-\varepsilon) \times 2 + \varepsilon \times (-1)$$

$$\text{Erwartete Auszahlung B für b1: } E[\pi_B(b1)] = (1-\varepsilon) \times 1 + \varepsilon \times 1$$

Aus Symmetriegründen gilt Gleiches für Anbieter A, wenn er erklärt, dass er a2 spiele. Es ergibt sich ein Trembling-Hand-perfektes Nash-Gleichgewicht $(a2,b2)$ falls $\varepsilon < 1/3$.

Im Falle, dass B erklärt, er spiele b_1 erwartet er, dass Anbieter a ebenfalls a_1 spielt. Es ergeben sich folgende erwarteten Auszahlungen

Erwartete Auszahlung B für b_2 : $E[\pi_A(b_2)] = \varepsilon_1 \times 2 + (1-\varepsilon_1) \times (-1)$

Erwartete Auszahlung B für b_1 : $E[\pi_A(b_2)] = \varepsilon_1 \times 1 + (1-\varepsilon_1) \times 1$

Aus Symmetriegründen gilt Gleiches für Anbieter A, wenn er erklärt, dass er a_1 spiele. Es ergibt sich ein Trembling-Hand-perfektes Nash-Gleichgewicht (a_1, b_1) falls $\varepsilon < 2/3$.

Selbst wenn es also Preisabsprachen geben sollte, kann die Niedrigpreisstrategie vorteilhaft sein. Dies ist abhängig von der (vom anderen Spieler angenommenen) Wahrscheinlichkeit, mit der sich der Gegenspieler an die Preisabsprachen hält.

2.3.6 Referenzpreisvergleich

Wie bereits im letzten Kapitel erwähnt, können die Preise an der EEX als ein Benchmark herangezogen werden, um möglichen Marktmissbrauch zu untersuchen. Es stellt sich also die Frage, ob einzelne (marktmächtige) Anbieter am Regelenergiemarkt signifikant höhere Erlöse erzielen können als an der EEX. Dafür wird ein EEX-Benchmark entwickelt und mit den erzielten Durchschnittserlösen der Anbieter verglichen.

Kraftwerke, die Primärregelenergie bereitstellen sind in der Regel Kernkraft-, Braun- oder Steinkohlekraftwerke.²¹ Da die Gebote für die Primärregelenergie unter dem untersuchten Regime einmal im Monat für einen Ein-Monats-Zeitraum abgegeben werden, ist für den Bieter nicht der tatsächliche EEX-Preis sondern der Futures-Preis für diesen Monat entscheidend. Der EEX Benchmark berechnet sich sodann wie folgt:

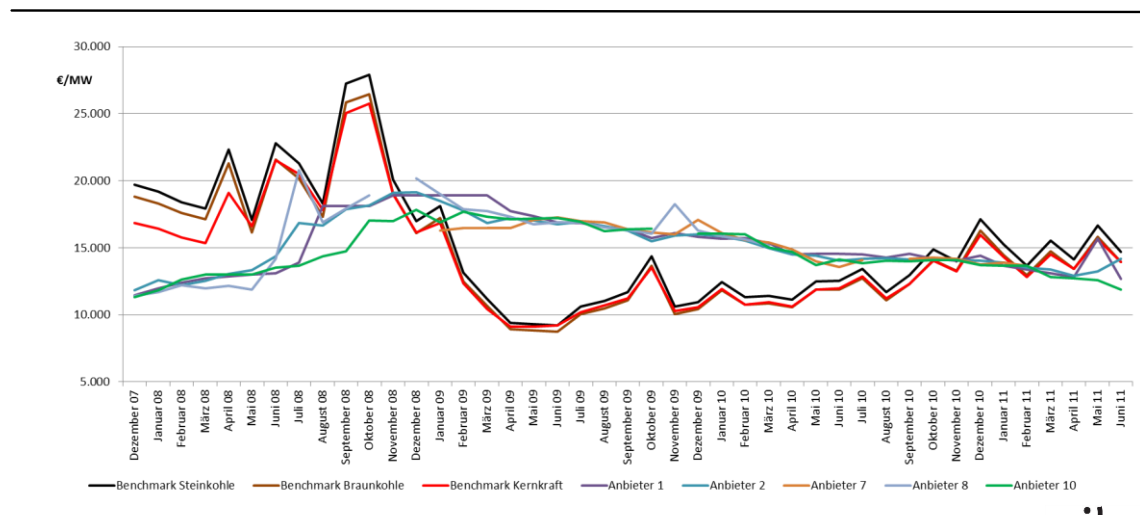
EEX Phelix Futures
 abzgl. Brennstoffkosten
 abzgl. Kosten für CO₂-Zertifikate (Braun- und Steinkohlekraftwerke)

= EEX-Leistungspreis pro Stunde

EEX-Benchmark = EEX-Leistungspreis pro Stunde x 24(h) x Tage pro Monat

²¹ Grein (2008).

Abbildung 2-10: EEX-Benchmark und Durchschnittserlöse einzelner Anbieter am Primärregelenergiemarkt



Quelle: WIK



In Abbildung 2-10 ist zu erkennen, dass die Entwicklung der Durchschnittserlöse der fünf umsatzstärksten Anbieter am Regelenergiemarkt weniger volatil verläuft als die drei EEX-Benchmarks (diese wiederum verlaufen nahezu auf demselben Niveau). Insbesondere vom Frühjahr 2009 bis Ende 2010 verlaufen die Benchmark-Kurven unterhalb der Durchschnittserlöse. Es konnten am Primärregelenergiemarkt in dieser Zeit also durchschnittlich höhere Erlöse erzielt werden als am Spotmarkt.²² Dies gilt im Übrigen (und auf etwa demselben Niveau) auch für die kleineren Anbieter, die aufgrund der Übersichtlichkeit nicht in Abbildung 2-10 dargestellt sind. Andererseits verlaufen die Durchschnittserlöse in den übrigen Zeitabschnitten überwiegend unterhalb der EEX-Benchmarks. Diese Beobachtungen sprechen dagegen, dass Marktmacht ausgeübt wurde, um höhere Preise durchzusetzen. Aus Nachfragersicht (also aus Sicht der ÜNBs) gibt es keine Alternative zur Beschaffung der Regelenergie (beispielsweise an der EEX). Liegen die Preise für Regelenergie über denen am Großhandelsmarkt, so können die Nachfrager somit nicht ausweichen.²³ Dies spricht aber noch nicht für ungerechtfertigte Preiserhöhungen. Insbesondere die nahezu gleichförmig verlaufenden Erlöspfade aller Anbieter sprechen gegen den Marktmissbrauch einzelner Anbieter (siehe Abschnitt 2.3.5).

²³ Vgl. BKartA (2011).

2.4 Fazit Primärregelenergie

Der Markt für Primärregelenergie ist durch wenige Teilnehmer charakterisiert. Im Betrachtungszeitraum nahmen zwischen vier und acht Bietern an den Auktionen teil. Einen einzelnen marktmächtigen Marktteilnehmer nach GWB gibt es nicht. Dafür sind die zwei bzw. drei größten Anbieter zusammen marktmächtig nach GWB-Definition. Dieselben Anbieter verfügen auch nach PSI bzw. RSI über einen erhöhten Preissetzungsspielraum. Eine statistisch aussagefähige Ableitung der Residualnachfrage ist aufgrund der breiten Streuung der Angebote nicht möglich.

Die Gebotsstrategien der Anbieter scheinen also sehr unterschiedlich zu sein. Anbieter 2 gibt beispielsweise eine hohe Zahl an Geboten ab, die sowohl im Preis als auch in der Menge stark differieren. Er erhält absolut gesehen die meisten Zuschläge. Andere Anbieter mit flacheren Angebotskurven sind dagegen, in Relation zur Anzahl ihrer abgegebenen Gebote, erfolgreicher. Anbieter 2 setzt zu Beginn des Betrachtungszeitraums oft den Markträumungspreis. Ob es sich dabei um eine barometrische Preisführerschaft handelt, bleibt unklar. Die Entwicklung der EEX- bzw. OTC-Preise zum selben Zeitraum sprechen eher gegen eine solche Vermutung. Auch aus spieltheoretischer Sicht ist Marktmachtmissbrauch in Form überhöhter Preise nur dann zu erwarten, wenn es enge Absprachen zwischen den Anbietern und eine geringe Wahrscheinlichkeit des „Ausscherens“ einzelner Anbieter gibt. Dies scheint aber durch die Preis- und Erlösentwicklung nach dem Frühjahr 2009 schwerlich nachvollziehbar. Auch ein Referenzpreisvergleich spricht eher gegen Marktmissbrauch.

Die Untersuchung von möglichen Marktmissbrauchstendenzen ist auch Gegenstand des zweiten Teils dieses Diskussionsbeitrags, in dem der Markt für Sekundärreserveleistung (SRL) analysiert wird..

3 Untersuchung des Sekundärregelenergiemarktes

3.1 Marktdesign des Sekundärregelenergiemarktes

„Beträgt die Abweichung von der Sollfrequenz weniger als 10 mHz, so kommt die Sekundärregelung zum Einsatz. Sie löst die Primärregelleistung ab. Nach der Aktivierung der Sekundärregelung wird die Primärregelleistung wieder freigesetzt und steht für weitere Regelvorgänge zur Verfügung. Der Abruf erfolgt über einen zentralen Regler innerhalb von 30 Sekunden. Nach den Vorgaben der UCTE muss die Sekundärregelung die Regelzonenabweichung spätestens nach 15 Minuten ausgleichen und bis zu einer Stunde vorgehalten werden. Damit auch die Sekundärregelung zumindest teilweise wieder für weitere Regelvorgänge zur Verfügung steht, wird sie nach 15 Minuten durch die Tertiärregelung abgelöst.“²⁴

Auf dem Sekundärregelenergiemarkt erfolgten im Zeitablauf verschiedene Änderungen des Marktdesigns. Die hier beschriebenen Designs beziehen sich nur auf die Ausgestaltung der Märkte im Zeitraum bis zum 26.06.2011, da nur dieser in der vorliegenden Studie untersucht wird. Es lassen sich 4 Phasen unterscheiden. Bis zum November 2007 erfolgten die Ausschreibungen für Sekundärregelenergie in eigener Verantwortung der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber getrennt für jede Regelzone (in dieser Studie nicht betrachtet). Ab Dezember 2007 führten die Übertragungsnetzbetreiber eine informationstechnisch gemeinsame und einheitliche monatliche Ausschreibung für die Erbringung von Sekundär-Regelleistung über die Plattform „regelleistung.net“ durch. Ab Ende 2008 erfolgte eine enge Zusammenarbeit der 3 ÜNB transpower (jetzt TenneT TSO GmbH), 50Hertz Transmission und EnBW Transportnetze durch eine Verknüpfung der Informations- und Steuerungssysteme, um insbesondere den parallelen Einsatz von positiver und negativer Regelleistung in benachbarten Regelzonen zu vermeiden.²⁵ Ab Mai 2010 wurde dieser sog. Netzregelverbund (NRV) durch einen Beschluss der BNetzA auf alle vier deutschen ÜNB ausgeweitet.²⁶

Tabelle 3-1: Änderungen des Marktdesigns auf dem Markt für Sekundärregelenergie

Phase 1 ab 01.12.2007	Gemeinsame Ausschreibung der Sekundärregelleistung auf einer Plattform
Phase 2 ab Ende 2008	Netzregelverbund dreier ÜNB (transpower (jetzt TenneT TSO GmbH), 50Hertz Transmission und EnBW Transportnetze)
Phase 3 ab dem 01.05.2010	Netzregelverbund aller deutschen ÜNB

Quelle: WIK

²⁴ Growitsch et al. (2007).

²⁵ Transpower (o.D.)

²⁶ Weitere Veränderungen des Sekundärregelmarktes sind Ende Juni 2011 in Kraft getreten. So wurde die Mindestangebotsgröße sowohl für positive als auch für negative Minutenreserve auf 5 MW gesenkt. Des Weiteren erfolgt die Ausschreibung für Sekundärregelleistung seither wöchentlich anstatt wie bisher monatlich.

Die Bezuschlagung der Angebote im Sekundärregelenergiemarkt erfolgt zunächst auf Basis der Leistungspreise in aufsteigender Reihenfolge bis zur Deckung der Nachfrage. Erhält ein Angebot den Zuschlag, wird es mit dem gebotenen Leistungspreis vergütet. Kommt Regelenergie zum Einsatz, erfolgt der Abruf in der Reihenfolge der Höhe der abgegebenen Arbeitspreise.

Die Gebotsdaten sind unterteilt in Gebote positiver und negativer Sekundärreserve und in Haupt (HT)- und Nebenzeit (NT). Hauptzeiten sind Werkzeuge von 8.00 Uhr bis 20.00 Uhr. Nebenzeiten alle übrigen Zeiten, d.h. werktags von 20.00 Uhr bis 08.00 Uhr sowie an Wochenenden und bundeseinheitlichen Feiertagen. Somit ergeben sich vier Produkte:

- Negative Sekundärreserve zur Hauptzeit (NEG_HT)
- Negative Sekundärreserve zur Nebenzeit (NEG_NT)
- Positive Sekundärreserve zur Hauptzeit (POS_HT)
- Positive Sekundärreserve zur Nebenzeit (POS_NT)

Die Informationen pro Gebot umfassen weiterhin Angaben zur Höhe der angebotenen Leistung (in MW), zur Höhe der zugeschlagen Leistung (in MW; diese Information ist für den Zeitraum 01.07. bis 31.12.2008 nicht verfügbar), den Arbeitspreis (in Euro pro MWh; für den Zeitraum 01.07. bis 31.12.2008 nicht verfügbar) sowie die Information, ob das Gebot zum Zuschlag kam oder nicht.

3.2 Datenbasis und aggregierte Marktergebnisse für den Sekundärreservemarkt

3.2.1 Datenbasis

Der der Analyse zugrunde liegende Datensatz umfasst alle Gebote für die vier deutschen Regelzonen vom 01.07.2008 bis zum 26.06.2011, d.h. bis zur jüngsten Umstellung des Marktdesigns. Somit beziehen sich alle Gebote (bis auf den Juni 2011) auf vollständige Monate. Die Analyse erfolgt sowohl für den gesamten Zeitraum (01.07.2008 bis zum 26.06.2011), als auch für die drei verschiedenen Zeiträume, in denen unterschiedliche Ausschreibungsregime installiert waren. Es ergeben sich somit folgende Zeitperioden:

- Zeitraum 1: 01.07.2008 bis 30.06.2009
- Zeitraum 2: 01.07.2009 bis 30.04.2010
- Zeitraum 3: 01.05.2010 bis 26.06.2011

Die von der Bundesnetzagentur bereitgestellten Informationen sind anonymisiert. Alle Gebote eines Bieters sind aber über eine Nummer (die den Firmennamen ersetzt) individuell zuordenbar. Die hier verwendeten Daten standen für den Untersuchungszeitraum aber grundsätzlich allen Anbietern zur Verfügung. Veröffentlicht

wurden insbesondere eine anonymisierte Liste aller Sekundärregelungsangebote, die für jedes Angebot die Angebotsleistung, den Leistungspreis, den Arbeitspreis, die Regelzonenverfügbarkeit sowie die Information enthält, ob das Angebot den Zuschlag erhalten hat. Weiterhin enthielt sie den mittleren mengengewichteten Leistungspreis und den Grenzleistungspreis.

Die folgende Analyse konzentriert sich auf eine Untersuchung der Leistungspreise. Eine Untersuchung der Arbeitspreise ist insofern schwierig, als die tatsächlichen Abrufe unterperiodisch, d.h. üblicherweise nicht für eine gesamte Zeitscheibe, erfolgen. Daher müssten z.T. unterperiodisch mehrere Einsatz- bzw. Aufrufreihenfolgen generiert werden. Die Gewinnung dieser Detailinformation ist mit erheblichem Aufwand verbunden. Gleichzeitig wird der größte Teil der Kosten für Sekundärreserve durch die Kapazität hervorgerufen. Durch die Fokussierung auf die Kapazitätsauktion wird also nur ein relativ geringer Teil des Auktions-Transaktionsvolumens vernachlässigt. Weiterhin führen die Auktionsregeln dazu, dass Kapazitätsgebote nicht von der Wahrscheinlichkeit des Arbeitsauftrags und damit vom gebotenen Arbeitspreis beeinflusst werden können (nur umgekehrt kann das der Fall sein).²⁷

3.2.2 Aggregierte Marktergebnisse

Tabelle 3-2 zeigt deskriptive Statistiken des gesamten Datensatzes (weitere Details finden sich im Anhang). Die von den Netzbetreibern durchschnittlich nachgefragte Reserveleistung betrug für negative Sekundärreserve ca. 2.165 MW pro Monat, für positive Sekundärreserve ca. 2.656 MW pro Monat.

Die Nachfrage der Netzbetreiber nach positiver Sekundärreserve ist damit um ca. 23% höher als für negative Sekundärreserve. Bezogen auf den Umsatz zeigt sich allerdings ein stark differenziertes Bild. Während negative Sekundärreserve zu den Hauptzeiten aufgrund des geringen Durchschnittspreises lediglich einen Anteil von knapp 5% am Gesamtumsatz ausmacht, so liegt dieser für negative Sekundärreserve in den Nebenzeiten bei knapp 43%.

Die Umsatzanteile der positiven Sekundärreserve liegen dagegen mit ca. 30% (HT) und ca. 23% (NT) für Haupt- und Nebenzeiten nicht allzu weit auseinander.

Die beschriebenen Umsatzanteile sind in erster Linie auf große Preisunterschiede zwischen den einzelnen Produkten zurückzuführen. So erscheint das Produkt NEG_HT eher unattraktiv, da sich hier nur ca. 1/9 des Preises für NEG_NT erzielen lässt.

²⁷ Ob ein Zuschlag bzgl. der Kapazität erteilt wird, hängt ausschließlich vom Kapazitätspreis ab. Man kann also die Wahrscheinlichkeit des Zuschlags bzgl. der Kapazität nicht z.B. durch niedrige Arbeitspreisgebote erhöhen. Das ist anders bei Auktionsregeln, die „scoring rules“ verwenden, also eine Gewichtung von Leistungs- und Arbeitspreis vornehmen, und dann eine einzige Merit-Order auf der Grundlage dieses „scores“ ermitteln. Vgl. hierzu Chao und Wilson (2002).

Tabelle 3-2: Deskriptive Statistiken Sekundärreserve

Produkt	Durchschnittliche Gesamtnachfrage (MW)*	Durchschnittliches Gesamtangebot (MW)	Durchschnittliche Gebotsgröße(MW)	Durchschnittlicher Leistungspreis (€/MW), zugeschlagen	Gesamtumsatz (€)	Umsatzanteil
NEG_HT	2.228	2.389	61,17	850,73	66.395.953,00	4,99%
NEG_NT	2.131	2.360	59,49	7.325,72	568.864.389,00	42,77%
POS_HT	2.691	3.201	71,49	4.207,59	392.791.476,00	29,53%
POS_NT	2.638	2.892	72,8	3.261,04	302.076.515,00	22,71%

* Für den Zeitraum 01.07. bis 31.12.2008 liegen keine Informationen über zugeschlagene Teilleistungen vor. Für die Berechnung wurde daher für diesen Zeitraum jeweils die gesamte Leistung eines bezuschlagten Angebots zugrunde gelegt.

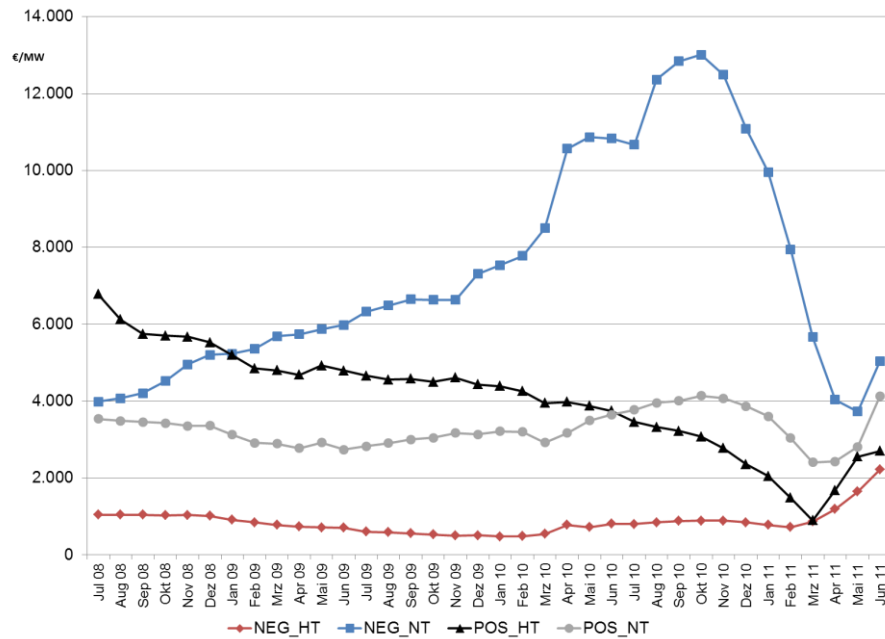
Quelle: WIK

Gleichzeitig liegt der durchschnittliche Leistungspreis für POS_HT und POS_NT auf mittlerem Niveau. Er ist erheblich höher als der Preis für NEG_HT, aber auch deutlich unter dem Niveau des Preises für NEG_NT.

Abbildung 3-1 zeigt die Preisentwicklung der verschiedenen Produkte über den Betrachtungszeitraum. Auffällig ist dabei zunächst der Anstieg des Preises für das Produkt NEG_NT mit dem Höhepunkt im Oktober 2010. Zu diesem Zeitpunkt liegt der Durchschnittspreis für die bezuschlagte Leistung bei über 13.000 Euro. Anschließend sinkt der Preis bis zum Frühjahr 2011 wieder in etwa auf das Ausgangsniveau aus dem Sommer 2008.

Der Preis für das Produkt NEG_HT folgt hingegen einer Seitwärtsbewegung auf relativ niedrigem Niveau. Erst in den letzten drei Monaten des Betrachtungszeitraum ist ein Anstieg zu verzeichnen. Insgesamt nähern sich die Preise aller Produkte zum Ende des Betrachtungszeitraums einander an.

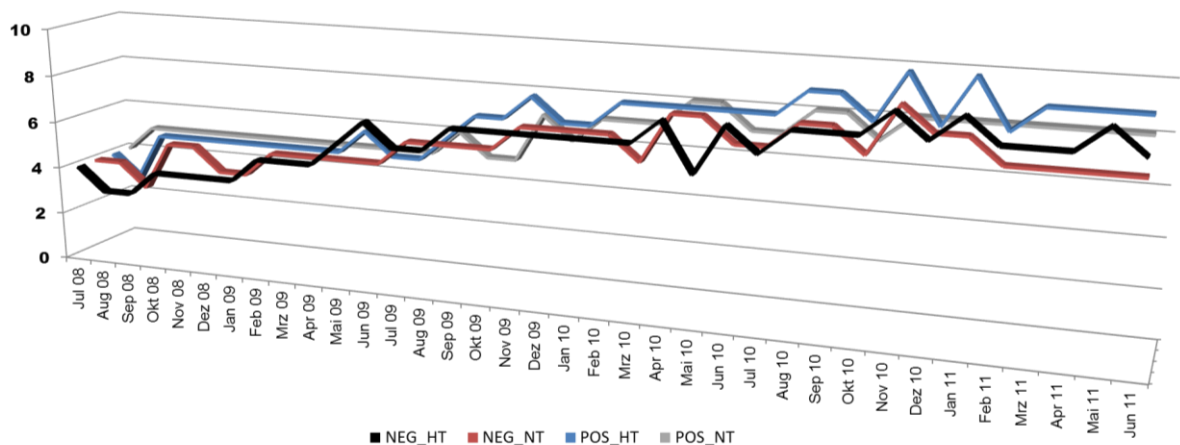
Abbildung 3-1: Entwicklung des durchschnittlichen erzielten Leistungspreises für Sekundärreserve



Quelle: WIK

Dies mag auch damit zusammenhängen, dass die Anbieterzahl für alle Produkte über den Betrachtungszeitraum zugenommen und sich dabei etwa verdoppelt hat (vgl. Abbildung 3-2).

Abbildung 3-2: Entwicklung der Anbieterzahl für Sekundärreserve



Quelle: WIK

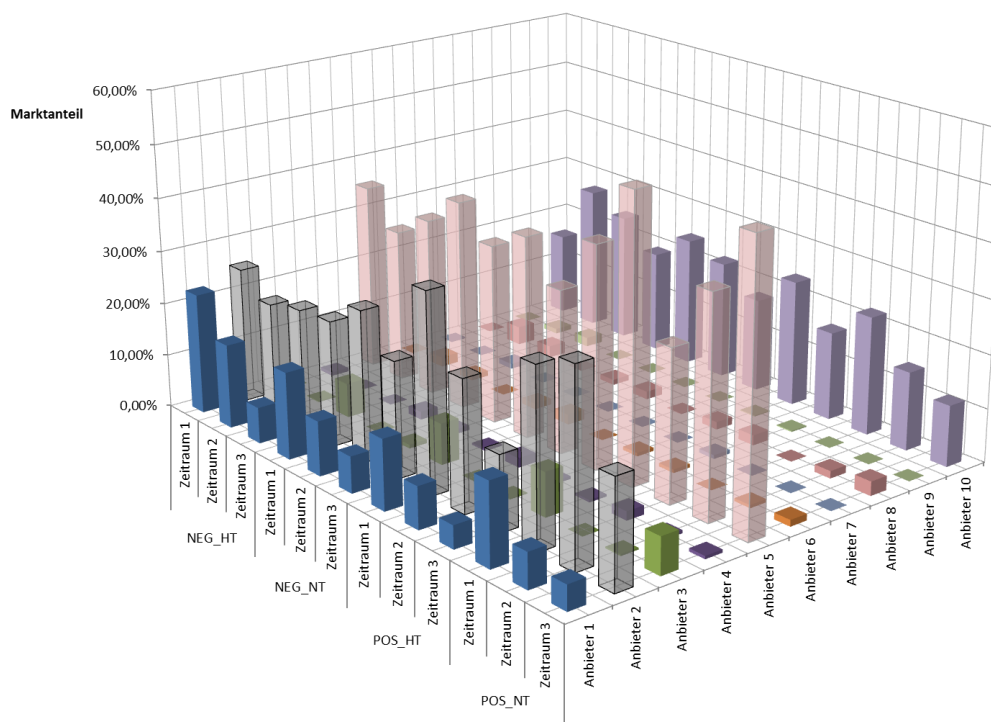
3.3 Marktmacht auf dem Sekundärreservemarkt - Empirische Analyse

Im Folgenden wird der Markt für Sekundärreserve anhand verschiedener Methoden auf Marktmacht untersucht.²⁸

3.3.1 Marktanteile und HHI

In Abbildung 3-3 ist die Entwicklung der Marktanteile der einzelnen Anbieter über die drei betrachteten Zeiträume dargestellt.²⁹

Abbildung 3-3: Marktanteile auf dem Markt für Sekundärreserve nach Umsatz am Gesamtmarkt



Quelle: WIK

wik

Es gibt vier große Anbieter (1, 2, 5 und 10). Die Entwicklung der Marktanteile der Marktteilnehmer verläuft recht unterschiedlich. Anbieter 1 verliert dabei im Zeitablauf bei allen Produkten Marktanteile. Anbieter 2 bleibt bei den Produkten der negativen Regelleistung in etwa auf demselben Niveau während er bei der positiven Regelleistung im Zeitraum 3 jeweils relativ stark verliert. Anbieter 5 verliert bei der negativen Regelleistung

²⁸ Diese entsprechen den in der Untersuchung des Primärregelenergiemarktes angewendeten Methoden. Siehe auch Fußnote 9.

²⁹ Die detaillierten Zahlen sind im Anhang aufgeführt (Tabelle 0-1).

gie jeweils Marktanteile im 2. Betrachtungszeitraum, legt im 3. Zeitraum dann aber wieder zu. Bei der positiven Regelenergie steigen seine Marktanteile im Zeitverlauf an. Er bewegt sich dabei auf dem höchsten Niveau aller Anbieter. Anbieter 10 weist für drei Produkte (NEG_HT, NEG_NT und POS_HT) zunächst fallende und dann wieder steigende Marktanteile auf. Die Anteile für das Produkt POS_NT sinken dagegen über den gesamten Betrachtungszeitraum. Eine gewisse Bedeutung, wenn auch im einstelligen Prozentbereich bleibend, erlangt Anbieter 3 im 3. Betrachtungszeitraum.

Die Marktanteilskenzzahlen nach GWB zeigen, dass einige wenige Anbieter den Markt unter sich aufteilen (vgl. Tabelle 3-3). Als einzelner marktmächtiger Anbieter nach GWB tritt insbesondere Anbieter 5 auf. Außer bei der positiven Regelenergie im Zeitraum 1 ist er stets der größte Anbieter im Markt und übertrifft jeweils (außer im Zeitraum 2 für das Produkt NEG_HT) die Grenze für die Marktmachtvermutung eines einzelnen Anbieters (CR 1). Größter Anbieter bei der positiven Regelenergie im Zeitraum 1 ist Anbieter 2, der aber nur für das Produkt POS_HT mit 36,87% Marktanteil die Marktmachtvermutung erfüllt.

Tabelle 3-3: Marktanteilskenzzahlen im Sekundärreservemarkt nach Umsatz

		CR 1	CR 2	CR 3	CR 4	CR 5
Grenze GWB	Produkt	33,33%	50,00%	50,00%	66,67%	66,67%
Gesamter Zeitraum	NEG_HT	33,42%	56,97%	78,70%	93,03%	95,95%
	NEG_NT	36,95%	60,82%	83,00%	93,03%	96,96%
	POS_HT	38,47%	60,49%	79,74%	89,43%	91,23%
	POS_NT	40,40%	69,02%	85,36%	94,49%	97,08%
Zeitraum 1	NEG_HT	35,38%	60,83%	83,53%	99,34%	100,00%
	NEG_NT	39,39%	62,79%	82,12%	98,39%	99,88%
	POS_HT	36,87%	67,35%	84,97%	98,12%	99,89%
	POS_NT	32,40%	60,62%	82,92%	98,29%	99,98%
Zeitraum 2	NEG_HT	28,99%	56,39%	77,68%	93,47%	97,00%
	NEG_NT	33,57%	61,69%	86,14%	96,35%	97,49%
	POS_HT	41,21%	65,48%	89,23%	97,12%	98,54%
	POS_NT	40,53%	75,84%	90,57%	97,17%	98,56%
Zeitraum 3	NEG_HT	33,59%	57,95%	80,82%	87,57%	94,05%
	NEG_NT	37,71%	59,98%	81,62%	89,36%	96,20%
	POS_HT	53,02%	69,62%	83,60%	91,85%	96,17%
	POS_NT	52,70%	72,53%	83,98%	90,90%	95,54%

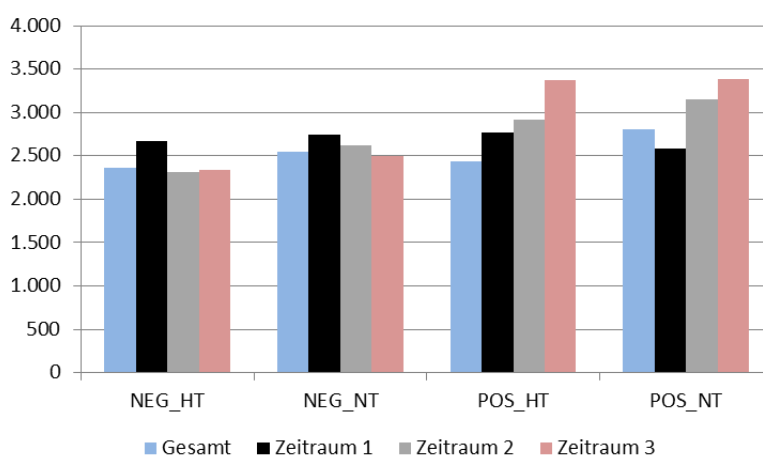
Quelle: WIK

Werden die Marktanteile von zwei oder mehr Anbietern herangezogen, so ist dabei die Marktmachtvermutung nach GWB stets erfüllt (in Tabelle 3-3 rot markiert). Die Zahlen sollten insofern mit einer gewissen Vorsicht interpretiert werden, als dass sich bei wenigen Anbietern am Markt mehr oder weniger zwangsläufig hohe Marktanteile ergeben. Bei fünf Anbietern und gleichen Marktanteilen der Anbieter (von jeweils 20%) ist CR 3 somit automatisch erfüllt. Allerdings haben sich die Kennzahlen im Zeitablauf teilweise sogar erhöht (z.B. CR1 für POS_NT). Zu erkennen ist aber auch, dass durch

die Erhöhung der Anbieterzahlen im Entwicklungszeitraum der Kennwert CR 5 für alle Produkte (wenn auch sehr moderat) gesunken ist. Dies resultiert insbesondere aus dem Zutritt neuer Anbieter.

Eine etwas deutlichere Aussage zur Konzentration der Märkte liefert der HHI. Wie in Tabelle 3-4 zu erkennen ist liegt die Indexzahl in allen Zeiträume und für alle Produkte über dem Wert von 2000 Punkten, so dass alle Märkte als stark konzentriert angesehen werden können.

Abbildung 3-4: HHI auf dem Markt für Sekundärreserve



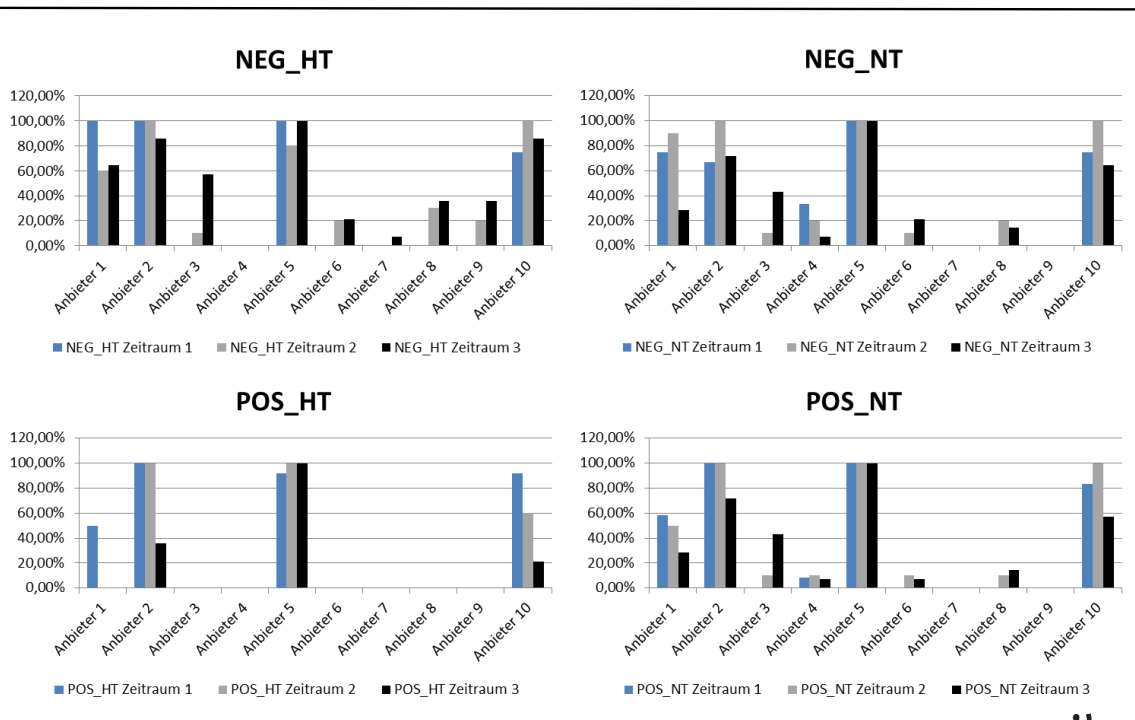
Quelle: WIK

Auffällig ist dabei, dass die Marktkonzentration für die Produkte der negativen Regelenergie tendenziell gesunken ist, während sie bei der positiven Regelenergie im Zeitablauf zunimmt. Wie oben konstatiert, sind in diesen Markt zwar neue Anbieter hinzugekommen. Die Vergrößerung der Marktanteile eines großen Anbieters (Anbieter 5) führen aber zu einer deutlichen Erhöhung des Indexes.

3.3.2 Pivotal Supplier Index (PSI)

Die Betrachtung des PSI (vgl. Abbildung 3-5) zeigt, dass einige Anbieter relevante Preissetzungsspielräume besitzen. Dies sind überwiegend die in Abschnitt 3.3.1 als die vier größten Anbieter identifizierten Unternehmen. Auffällig ist auch hier Anbieter 5, dessen Angebot fast zu jedem Zeitpunkt und bei jedem Produkt für die Befriedigung der Nachfrage relevant war. Anbieter 2 verliert im Zeitablauf tendenziell an Preissetzungsspielraum, Anbieter 1 ebenso. Der Spielraum von Anbieter 10 unterscheidet sich bei den einzelnen Produkten. Während er beim Produkt POS_HT stetig abnimmt, steigt er bei den anderen Produkten im Zeitraum 2, um sich im 3. Zeitraum wieder zu verringern.

Abbildung 3-5: PSI auf dem Markt für Sekundärreserve



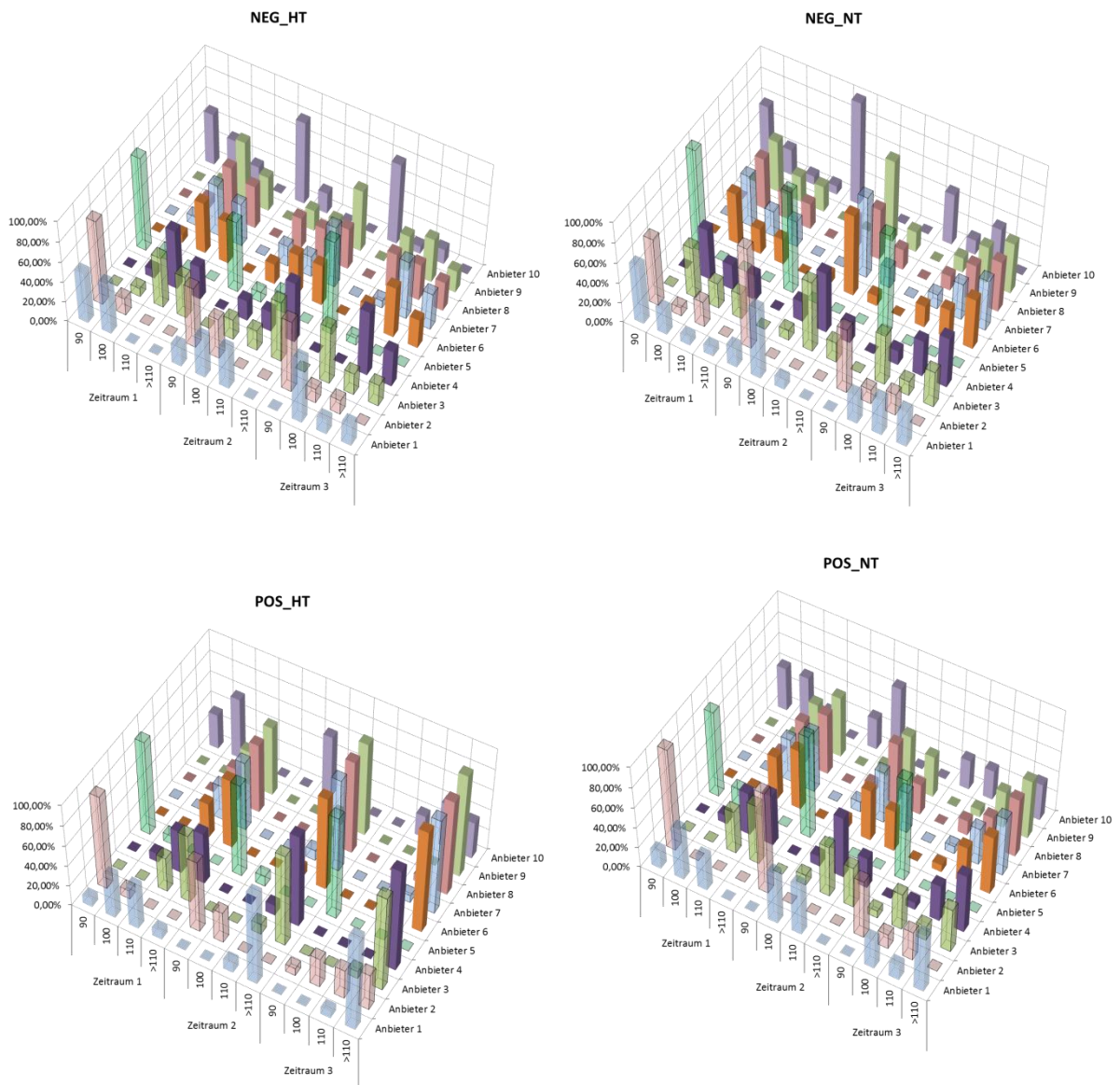
Quelle: WIK

Auch die kleineren Teilnehmer werden mit Marktzutritt teilweise relevant zur Deckung der Nachfrage. Dies deutet darauf hin, dass die Märkte im Betrachtungszeitraum noch nicht ausreichend kompetitiv waren.

3.3.3 Residual Supplier Index (RSI)

Der RSI erlaubt noch detailliertere Aussagen bezüglich des Preissetzungsspielraums der einzelnen Anbieter. Abbildung 3-6 zeigt, wie hoch der Zeitanteil der Anbieter ist, in dem ihre Angebotsmenge zur Befriedigung von 90%, 100%, 110% oder 120% der Nachfrage benötigt wurden. Auch hier zeigt sich, dass Anbieter 5 bei der 90%-Grenze im hohen zweistelligen Prozentbereich liegt, teilweise sogar bei 100%. D.h., dass er sehr häufig, teilweise auch jederzeit, gebraucht wurde, um 90% der Nachfrage zu bedienen. Anbieter 2 weist bei der negativen Regelenergie für beide Produkte und in allen Zeiträumen ebenfalls hohe Werte bei der 90%-Grenze auf. Bei der positiven Regelenergie gilt dies ebenso beim Produkt POS_NT, in der Hauptzeitzeit (POS_HT) nur für die Zeiträume 1 und 2. Durchgängig recht hohe Werte bezüglich der 90%-Grenze ergeben sich auch für Anbieter 10, wobei die Werte bei der positiven Regelenergie höher ausfallen als bei den Produkten der negativen Regelenergie. Anbieter 1 weist für die 90%-Grenze höhere Werte bei der positiven als bei der negativen Regelenergie auf. Die übrigen Anbieter spielen im Bereich der 90%-Grenze keine Rolle.

Abbildung 3-6: RSI auf dem Markt für Sekundärreserve



Quelle: WIK

3.3.4 Analyse der Residualnachfrage

Auch für den Sekundärreservemarkt ist aufgrund des sehr heterogenen Bieterverhaltens eine Ableitung der Residualnachfrage nicht möglich. Mit hinreichend hohem Bestimmtheitsmaß ausgestattete Approximationen für die Angebote der einzelnen Anbieter und somit auch für das Angebot „aller übrigen Anbieter“ lassen sich nicht bestimmen. Durch die Analyse des Bieterverhaltens im folgenden Abschnitt wird allerdings gezeigt, wie das Verhalten einzelner Anbieter wirkt, bzw. ob Marktmissbrauch vermutet werden kann.

3.3.5 Anbieterverhalten auf dem Sekundärreservemarkt

Zur Analyse des Anbieterverhaltens erfolgt zunächst ein Blick auf die Anteile und Erfolgsquoten der Gebote (vgl. Tabelle 3-4)³⁰.

Tabelle 3-4: Anteile und Erfolgsquoten der Gebote im Sekundärreservemarkt (Gesamter Betrachtungszeitraum)

	NEG_HT			NEG_NT			POS_HT			POS_NT		
	AG	AEG	E	AG	AEG	E	AG	AEG	E	AG	AEG	E
A 1	13,37%	14,06%	93,62%	10,01%	10,77%	93,71%	10,05%	11,07%	83,33%	8,81%	9,24%	91,27%
A 2	27,31%	23,56%	76,82%	30,32%	27,81%	79,91%	30,15%	26,72%	67,08%	34,48%	32,15%	81,14%
A 3	14,01%	15,58%	98,98%	18,84%	17,93%	82,90%	19,17%	20,98%	82,85%	17,06%	18,09%	92,21%
A 4	0,36%	0,32%	80,00%	1,47%	1,45%	85,71%	1,61%	1,64%	76,92%	2,03%	1,85%	79,31%
A 5	12,45%	13,82%	98,86%	13,52%	15,11%	97,41%	13,21%	15,41%	88,26%	13,99%	15,19%	94,50%
A 6	4,77%	4,39%	82,09%	4,13%	4,02%	84,75%	2,79%	2,79%	75,56%	2,73%	2,89%	92,31%
A 7	0,92%	0,40%	38,46%	0,00%	-	-	0,74%	0,74%	75,00%	0,00%	-	-
A 8	5,33%	5,59%	93,33%	5,53%	5,14%	81,01%	6,89%	6,15%	67,57%	7,41%	7,88%	92,45%
A 9	4,62%	4,87%	93,85%	0,00%	-	-	1,36%	0,82%	45,45%	0,00%	-	-
A 10	16,86%	17,41%	91,98%	16,18%	17,77%	95,67%	14,02%	13,69%	73,89%	13,50%	12,70%	81,87%
Ges.	100%	100%	89,05%	100%	100%	87,11%	100%	100%	75,68%	100%	100%	86,99%

A: Anbieter, AG: Anteil Angebote gesamt, AEG: Anteil erfolgreiche Angebote, E: Erfolgsquote

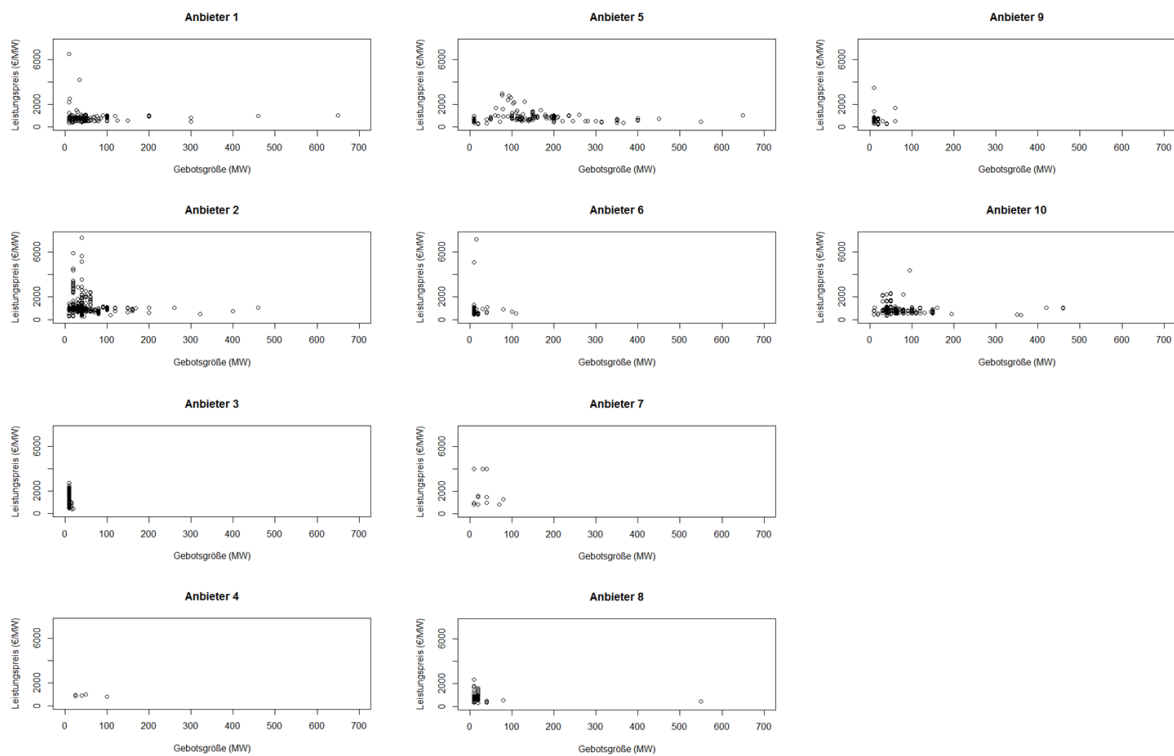
Es ist zu erkennen, dass Anbieter 5 bis auf das Produkt NEG_HT der erfolgreichste Anbieter ist, d.h. das Verhältnis der bezuschlagten zu den abgegebenen Geboten ist dort für ihn am größten. Auf der anderen Seite gibt Anbieter 2 bei allen Produkten die meisten Gebote ab. Allerdings besitzt er durchgängig eine unterdurchschnittliche Erfolgsquote.

Die Gebotsstrategien der Anbieter sind auch in diesem Markt recht unterschiedlich. Allerdings sind hier die Konsequenzen der einzelnen Angebotsstrategien nicht so eindeutig wie im Markt für Primärreserve. Sowohl Anbieter mit flacher als auch Anbieter mit eher steiler Angebotskurve sind relativ erfolgreich. So realisiert beispielsweise Anbieter 3 beim Produkt NEG_HT eine Erfolgsquote von knapp 99%. Er besitzt im Gegensatz zu Anbieter 5, der nahezu genauso erfolgreich ist, aber eine recht steile Angebotskurve (vgl. Abbildung 3-7).³¹ Dies zeigt sich auch für die anderen Produkte. Anbieter 2, der ebenfalls als marktmächtiger Anbieter angesehen werden kann, weist dagegen den höchsten Anteil sowohl an abgegebenen als auch an erfolgreichen Geboten auf, besitzt aber eine durchgängig unterdurchschnittliche Erfolgsquote.

³⁰ Detailliertere Zahlen zu den einzelnen Zeiträumen sind im Anhang (Tabelle 0-9 bis Tabelle 0-12) dargestellt.

³¹ Weitere Abbildungen finden sich im Anhang.

Abbildung 3-7: Bietverhalten auf dem Markt für Sekundärreserve (NEG_HT, gesamter Betrachtungszeitraum)



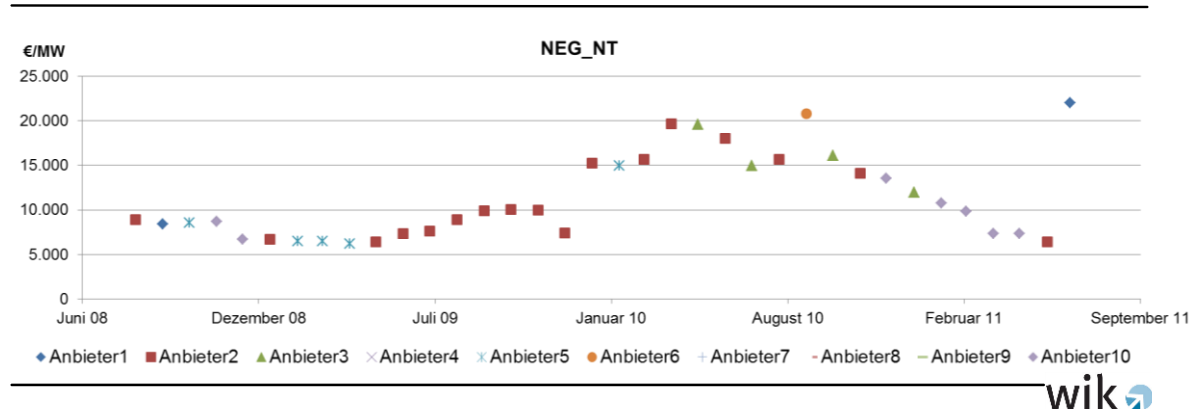
Quelle: WIK

wik

Wie schon in Abbildung 3-1 ersichtlich war, ergibt sich insbesondere für die Entwicklung negativer Regelleistung in Nebenzeiten eine auffällige Entwicklung bis zum Oktober 2010. Die Betrachtung des jeweiligen Grenzanbieters (Abbildung 3-8) liefert zunächst keine eindeutige Erklärung.³² Anbieter 2 ist zwar im entsprechenden Zeitraum oft Grenzanbieter. Aber auch Anbieter 5, sowie die kleineren Anbieter 6 und 3 treten in einzelnen Monaten als solcher auf.

³² Weitere Abbildungen zu den Grenzanbietern bei den anderen Produkten finden sich im Anhang.

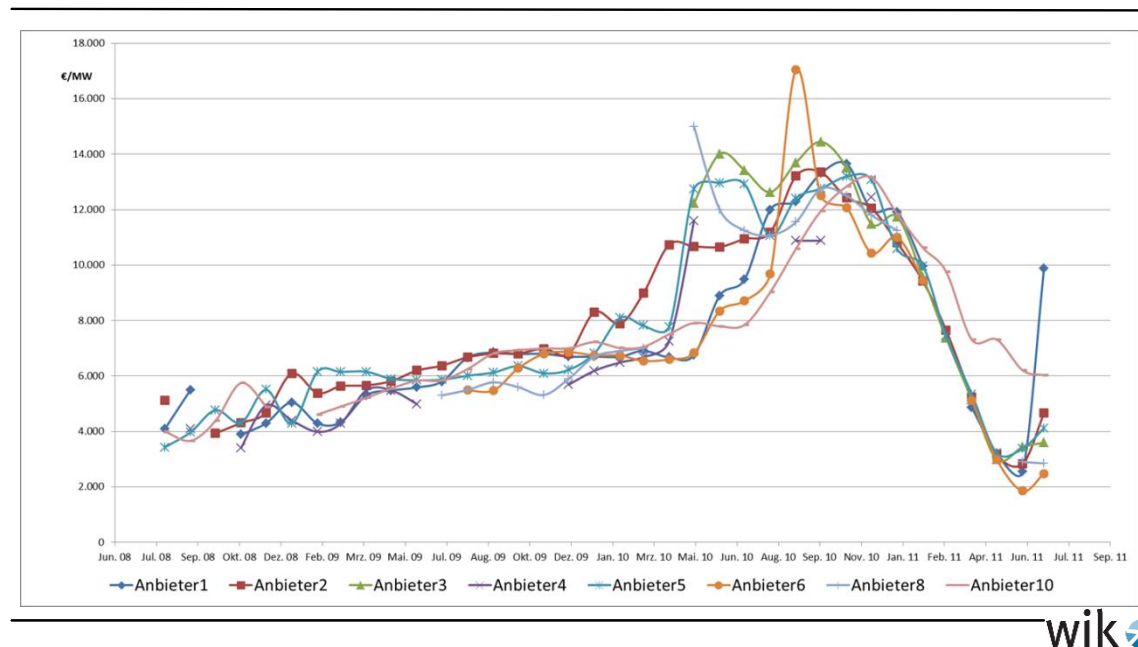
Abbildung 3-8: Grenzanbieter auf dem Markt für Sekundärreserve – Negative Regenergie (NT)



Quelle: WIK

Insbesondere bei Betrachtung der durchschnittlich erzielten Preise der einzelnen Anbieter (vgl. Abbildung 3-9) wird deutlich, dass Anbieter 2 sich nicht vom Niveau der übrigen Anbieter abhebt.

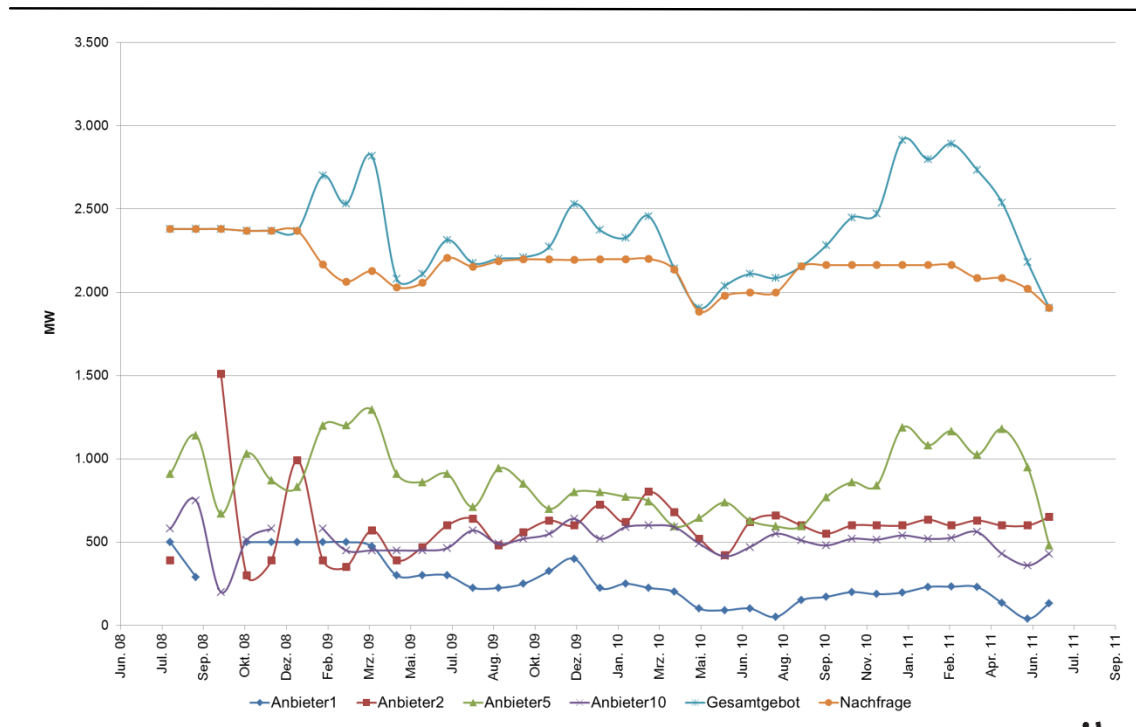
Abbildung 3-9: Erzielte Durchschnittspreise auf dem Markt für Sekundärreserve – Negative Regenergie (NT)



Quelle: WIK

Auffällig ist in diesem Zusammenhang allerdings das Verhalten von Anbieter 5. Als marktmächtiger Anbieter reduziert er seine angebotene Leistung von 1.294 MW im März 2009 auf 595 MW im Juli und August 2010 (vgl. Abbildung 3-10).

Abbildung 3-10: Angebot und Nachfrage auf dem Markt für Sekundärreserve – Negative Regelleistung (NT)



Quelle: WIK

wik

Im Oktober 2010, dem Monat mit den durchschnittlich höchsten erzielten Preisen aller Anbieter, liegt sein Angebot noch bei 895 MW und somit immer noch weit unter der vormaligen Kapazität. Erst mit der Erweiterung seines Angebots auf deutlich über 1.000 MW fallen auch wieder die durchschnittlich erzielten Preise am Gesamtmarkt.

Ein rationaler Grund für ein solche Preiszurückhaltung könnte in höheren erzielbaren Erlösen an der EEX liegen. Eine solche Möglichkeit wird im nächsten Kapitel diskutiert.

3.3.6 Referenzpreisvergleich

Wie im Falle der Primärregelleistung könnte theoretisch auch für die Sekundärregelleistung ein Benchmark gebildet werden (vgl. Abschnitt 2.3.6), um eventuelle Preisabweichungen zu untersuchen. Wird ein Gaskraftwerk als Referenzkraftwerk zugrunde gelegt, so ergeben sich für das Produkt NEG_NT deutlich höhere Erlöse im Regelenergiemarkt als an der EEX. Dies kann aber auch damit erklärt werden, dass zu Schwachlastzeiten nicht das unterstellte Gaskraftwerk den EEX-Preis bestimmt, sondern Kraft-

werke mit geringeren variablen Kosten (Wind, Kohle, Kernenergie). Somit ergäben sich höhere Opportunitätskosten für die Teilnahme am Sekundärregelenergiemarkt. Die genannten Erzeugungsformen sind für den Einsatz am Sekundärregelenergiemarkt allerdings nicht geeignet. Entsprechend hat ein auf diese Weise gebildeter Benchmark nur wenig Aussagekraft.

Eine Erzeugungsform, die in Schwachlastzeiten sowohl an der EEX als auch am (negativen) Regelenergiemarkt teilnimmt, sind Pumpspeicherkraftwerke (PSW). Deren Geschäftsmodell ist es, Strom zu Schwachlastzeiten zum Betrieb von Pumpen einzusetzen, um so ein Oberbecken mit Wasser zu füllen. In Spitzenlastzeiten kann durch den Antrieb von Turbinen (Nutzung der kinetischen Energie) Strom erzeugt und ins Netz eingespeist werden.

Ein Referenzpreis kann theoretisch zum Produkt POS_HT gebildet werden, da es das Charakteristikum eines PSW ist, Strom zu Hauptzeiten (Peak-Load) einzuspeisen. Als Referenzpreis ergäbe sich dann:

EEX Phelix Futures (Peak-Load)
abzgl. EEX Phelix Futures (Off-Peak)
abzgl. Kosten des Pumpbetriebs
abzgl. Kosten des Turbinenbetriebs

= EEX-Leistungspreis pro Stunde

EEX-Benchmark = EEX-Leistungspreis pro Stunde x 24(h) x Tage pro Monat

Zum einen sind entsprechende Kostendaten allerdings nicht verfügbar bzw. stark situationsabhängig. Zum anderen erscheint die Entwicklung des Preises für das Produkt POS_HT im Untersuchungszeitraum unproblematisch, so dass auf eine Berechnung an dieser Stelle verzichtet wird. Ein direkter Referenzpreisvergleich für das Produkt NEG_NT, das angesichts der auffälligen Preisentwicklung von Interesse ist, wäre nur bei durchgängig negativen EEX-Preisen möglich.

In der Realität eröffnen sich dem Betreiber eines Pumpspeicherkraftwerks allerdings noch 3 weitere Optionen. Neben der oben dargestellten „reinen EEX-Strategie“ (Kauf und Verkauf an der EEX) können auch gemischte Strategien auftreten. Daneben kann auch rein auf den Regelenergiemarkt abgestellt werden (Vgl. Tabelle 3-5) .

Tabelle 3-5: Optionen eines Pumpspeicherkraftwerks

Option	Strategie	Kauf (NEG-NT)	Verkauf (POS-HT)
1	EEX-Strategie	EEX	EEX
2	Gemischte Strategie	EEX	SRL
3	Gemischte Strategie	SRL	EEX
4	SRL-Strategie	SRL	SRL

Quelle: WIK

Ein Benchmark, das nur auf die EEX abstellt, greift also möglicherweise zu kurz, da es nicht das gesamte Kalkül eines PSW-Betreibers umfasst.

Auch wenn ein Benchmark also nicht einfach zu ermitteln ist, bleibt die Frage, warum Anbieter 5 die oben beschriebene Kapazitätszurückhaltung am SRL-Markt nicht dauerhaft beibehalten hat. Dies kann zum einen den Grund haben, dass ein Verkauf der zurückgehaltenen Kapazität an der EEX nicht profitabler war als am Regelenergiemarkt. Zum anderen konnte die Nachfrage im besagten Zeitraum verstärkt von den kleineren Unternehmen gedeckt werden, so dass, wenn auch nur in geringem Maße, der Wettbewerbsdruck für Anbieter 5 zugenommen hat. Ob ein bewusster Marktmissbrauch vorgelegen hat bleibt somit offen.

3.4 Fazit Sekundärregelenergie

Der Sekundärregelenergiemarkt ist vor allen zu Beginn des Untersuchungszeitraums von wenigen Anbietern geprägt. Im Zeitverlauf treten neue Anbieter auf den Markt, die aber nur in geringem Maße Marktanteile gewinnen können. Vier große Anbieter dominieren den Markt und erhöhen über den Untersuchungszeitraum teilweise ihre Marktanteile. Insgesamt kann der Markt als stark konzentriert angesehen werden. Einzelne Anbieter weisen auch für den PSI und den RSI hohe Werte auf, so dass sie über einen erhöhten Preissetzungsspielraum verfügen.

Die Gebotsstrategien der einzelnen Anbieter sind vergleichsweise inhomogen. Steile Angebotskurven korrespondieren nicht unbedingt, wie zu erwarten gewesen wäre, mit einer schwächeren Erfolgsquote.

Die auffällige Preisentwicklung des Produkts NEG_NT scheint auf einen Abzug von Kapazität seitens des marktmächtigen Anbieters 5 zurückzuführen zu sein. Ein Referenzpreisvergleich ist aufgrund der Datenlage und verschiedener Strategieoptionen des Referenzkraftwerks (Pumpspeicher) nicht möglich. Ob die Kapazität tatsächlich marktmissbräuchlich zurückgehalten wurde, bleibt unklar. Dagegen spricht auch die Erhöhung der Kapazitäten durch Anbieter 5 gegen Ende des Betrachtungszeitraums und der damit verbundene Preisrückgang.

4 Gesamtfazit und Ausblick

Beide in diesem Diskussionsbeitrag untersuchten Märkte sind durch eine zunächst geringe und dann steigende Zahl von Anbietern während des Untersuchungszeitraums charakterisiert. Während im Markt für Primärreserve kein einzelner marktmächtiger Akteur nach GWB existiert, ist dies im Markt für Sekundärreserve für fast alle betrachteten Zeiträume und Produkte der Fall. Im Markt für Primärreserve existieren drei, im Markt für Sekundärreserve vier große Anbieter. In beiden Märkten gibt es Anbieter, die nach PSI bzw. RSI über einen erhöhten Preissetzungsspielraum verfügen. Allerdings besitzen im Markt für Primärreserve die kleineren Anbieter höher Marktanteile als dies im Markt für Sekundärreserve der Fall ist. Beide Märkte können aber nach dem HHI als hoch konzentriert eingestuft werden.

Die Gebotsstrategien der Anbieter sind in beiden Märkten jeweils sehr unterschiedlich. Während auf dem Primärreservemarkt eine flache Angebotskurve allerdings tendenziell mit einer höheren Erfolgsquote einhergeht, kann auf dem Markt für Sekundärreserve keine klare Erfolgsstrategie ausgemacht werden. Im Markt für Primärreserve setzt Anbieter 2 zu Beginn des Betrachtungszeitraums oft den Markträumungspreis. Ob es sich dabei um eine barometrische Preisführerschaft handelt, bleibt unklar. Die Entwicklung der EEX- bzw. OTC-Preise zum selben Zeitraum sprechen eher gegen eine solche Vermutung.

Im Sekundärreservemarkt scheint die auffällige Preisentwicklung des Produkts NEG_NT auf einen Abzug von Kapazität seitens des marktmächtigen Anbieters 5 zurückzuführen zu sein. Ein Referenzpreisvergleich ist aufgrund der Datenlage und verschiedener Strategieoptionen des Referenzkraftwerks (Pumpspeicher) nicht möglich. Ob die Kapazität tatsächlich marktmisbräuchlich zurückgehalten wurde, bleibt unklar. Dagegen spricht die Erhöhung der Kapazitäten durch Anbieter 5 gegen Ende des Betrachtungszeitraums und der damit verbundene Preisrückgang. Weitere Forschung insbesondere zur Bildung eines Referenzpreises mit der Berücksichtigung sämtlicher Optionen eines Pumpspeicherkraftwerks wären an dieser Stelle sicherlich geboten.

Weiterhin scheinen sich die Änderungen des Marktdesigns durch die Bundesnetzagentur zum 27.06.2011 zumindest hinsichtlich der Anbieterzahl auf beiden Märkten positiv auszuwirken. So existieren genau ein Jahr nach den Reformen 14 präqualifizierte Anbieter auf dem Markt für Primärreserve und 15 Anbieter auf dem Markt für Sekundärreserve.

Wie sich diese Änderungen auf die Preise bzw. die Wettbewerbssituation und damit auch auf die Möglichkeit des Marktmachtmissbrauchs ausgewirkt haben, sollte Gegenstand weiterer Forschungsarbeiten sein.

Literaturverzeichnis

- BKartA [Bundeskartellamt] (2011): Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel, Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB, Januar 2011.
- BNetzA [Bundesnetagentur] (2010): Monitoringbericht 2010.
- BNetzA [Bundesnetagentur] (2011): Beschluss BK6-10-097 vom 12.04.2011.
- Chao, H.-P. und R. Wilson (2002): Multidimensional Procurement Auctions for Power Reserves: Robust Incentive-Compatible Scoring and Settlement Rules, *Journal of Regulatory Economics* 22 (2), 161-183.
- Energate Messenger (2008): ener|gate Marktbericht Strom OTC vom 24. bis 30.10.2008, ener|gate messenger vom 31.10.2008.
- Grein, A. (2008): Neue Entwicklungen auf den Energiemärkten - Erneuerbare Energien auf dem Regelenergiemarkt, abrufbar unter:
http://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/Downloads/NeueEntwicklungen/WS2008/20081114_Regelenergie_Grein_Vortrag.pdf, letzter Abruf: 28.03.2012.
- Growitsch, C., Müller, G., Rammerstorfer, M., Weber, C. (2007): Determinanten der Preisentwicklung auf dem deutschen Minutenreservemarkt, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 300, Bad Honnef, Oktober 2007.
- Growitsch, C., Höffler, F. und M. Wissner (2010a): Marktkonzentration und Marktmachtanalyse für den deutschen Regelenergiemarkt, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 03/2010, S. 209-222.
- Growitsch, C., Höffler, F., und M. Wissner (2010b): Marktmachtanalyse für den deutschen Regelenergiemarkt, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 337, Bad Honnef, April 2010.
- Müsgens, F. und A. Ockenfels (2011): Design von Informationsfeedback in Regelenergiemärkten, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 04/2011, S.249-256.
- Müsgens, F., Ockenfels, A. und M. Peek (2011): Economics and Design of Balancing Power Markets in Germany, Working Paper, 2011/01.
- Transpower (o.D.): Der Netzregelverbund – ein erfolgreiches Kooperationsmodell zur Minimierung des Regelleistungsaufwandes, abrufbar unter:
http://www.tennetso.de/pages/tennetso_de/Aufgaben/Systemdienstleistungen/PDF_Positionspapier_NRV.pdf, letzter Abruf: 24.06.2011.
- Twomey, P., Green, R., Neuhoff, K. and D. Newberry (2005): A Review of the Monitoring of Market Power: The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems, Center for Energy and Environmental Policy Research, 05-002 WP.

Anhang

Tabelle 0-1: Marktanteile auf dem Markt für Sekundärreserve (umsatzbasiert)

		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
NEG_HT	Z 1	22,70%	25,45%	0,00%	0,66%	35,38%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	15,82%
	Z 2	15,79%	21,29%	0,21%	0,00%	28,99%	1,88%	0,00%	3,53%	0,91%	27,40%
	Z 3	6,75%	22,87%	6,48%	0,00%	33,59%	1,00%	0,96%	2,26%	1,73%	24,36%
NEG_NT	Z 1	16,27%	23,40%	0,00%	1,49%	39,39%	0,00%	0,00%	0,12%	0,00%	19,33%
	Z 2	10,21%	28,11%	0,69%	0,83%	33,57%	1,13%	0,00%	1,00%	0,00%	24,46%
	Z 3	6,84%	21,63%	7,74%	0,37%	37,71%	1,92%	0,00%	1,50%	0,00%	22,28%
POS_HT	Z 1	13,15%	36,87%	0,00%	1,77%	30,47%	0,00%	0,00%	0,11%	0,00%	17,62%
	Z 2	7,89%	24,27%	0,16%	0,51%	41,21%	0,62%	0,00%	1,42%	0,17%	23,75%
	Z 3	4,31%	13,98%	8,25%	0,43%	53,02%	0,64%	0,70%	1,88%	0,19%	16,60%
POS_NT	Z 1	15,38%	32,40%	0,00%	1,68%	28,22%	0,00%	0,00%	0,02%	0,00%	22,30%
	Z 2	6,60%	35,32%	0,30%	0,58%	40,53%	0,56%	0,00%	1,39%	0,00%	14,73%
	Z 3	4,64%	19,83%	6,92%	0,58%	52,70%	1,22%	0,00%	2,66%	0,00%	11,45%

A: Anbieter Z: Zeitraum

Quelle: WIK

Tabelle 0-2: Durchschnittliche Angebotsgröße auf dem Markt für Sekundärreserve (in MW)

		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
NEG_HT	Z 1	99,63	110,46	-	48,00	200,00	-	-	10,00	60,00	160,17
	Z 2	63,85	48,33	10,00	-	141,73	24,40	-	47,89	25,33	87,19
	Z 3	36,71	38,16	10,23	-	134,51	13,88	33,08	13,70	15,31	58,44
NEG_NT	Z 1	93,30	100,79	-	51,11	184,77	-	-	10,00	-	140,10
	Z 2	75,81	41,70	10,00	30,00	132,61	14,25	-	11,43	-	75,12
	Z 3	35,20	38,02	10,06	30,00	167,96	16,64	-	12,59	-	57,86
POS_HT	Z 1	85,80	132,74	-	78,89	288,84	-	-	10,00	-	165,89
	Z 2	51,10	58,38	10,00	30,00	211,63	11,76	-	14,38	10,00	101,64
	Z 3	29,47	41,52	10,02	24,55	167,29	10,00	25,00	16,62	10,00	72,39
POS_NT	Z 1	101,13	126,61	-	66,00	248,22	-	-	10,00	-	234,21
	Z 2	68,63	57,34	10,00	30,00	212,07	12,50	-	13,33	-	67,24
	Z 3	29,77	39,53	10,06	25,38	174,08	10,37	-	14,19	-	50,34

A: Anbieter Z: Zeitraum

Quelle: WIK

Tabelle 0-3: Median der Angebote auf dem Markt für Sekundärreserve (in MW)

		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
NEG_HT	Z 1	50,00	100,00	-	40,00	200,00	-	-	10,00	60,00	150,00
	Z 2	50,00	40,00	10,00	-	126,00	10,00	-	10,00	20,00	70,00
	Z 3	34,00	40,00	10,00	-	124,00	10,00	30,00	10,00	20,00	60,00
NEG_NT	Z 1	50,00	100,00	-	30,00	170,00	-	-	10,00	-	100,00
	Z 2	85,00	40,00	10,00	30,00	121,00	10,00	-	10,00	-	80,00
	Z 3	33,00	40,00	10,00	30,00	166,00	10,00	-	10,00	-	60,00
POS_HT	Z 1	50,00	100,00	-	30,00	250,00	-	-	10,00	-	160,00
	Z 2	50,00	40,00	10,00	30,00	196,00	10,00	-	10,00	10,00	100,00
	Z 3	33,00	40,00	10,00	30,00	170,00	10,00	17,50	10,00	10,00	70,00
POS_NT	Z 1	100,00	100,00	-	30,00	200,00	-	-	10,00	-	180,00
	Z 2	62,50	40,00	10,00	30,00	244,50	10,00	-	10,00	-	60,00
	Z 3	28,00	40,00	10,00	30,00	190,00	10,00	-	10,00	-	50,00

A: Anbieter Z: Zeitraum

Quelle: WIK

Tabelle 0-4: Maxima der Angebote auf dem Markt für Sekundärreserve (in MW)

		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
NEG_HT	Z 1	650,00	460,00	-	100,00	650,00	-	-	10,00	60,00	460,00
	Z 2	300,00	322,00	10,00	-	550,00	110,00	-	550,00	60,00	360,00
	Z 3	300,00	80,00	20,00	-	210,00	80,00	80,00	20,00	20,00	130,00
NEG_NT	Z 1	200,00	650,00	-	200,00	650,00	-	-	10,00	-	650,00
	Z 2	125,00	80,00	10,00	30,00	500,00	25,00	-	20,00	-	200,00
	Z 3	113,00	80,00	15,00	30,00	250,00	170,00	-	50,00	-	100,00
POS_HT	Z 1	200,00	1.200,00	-	200,00	1.200,00	-	-	10,00	-	460,00
	Z 2	100,00	160,00	10,00	30,00	600,00	20,00	-	20,00	10,00	215,00
	Z 3	70,00	95,00	15,00	30,00	266,00	10,00	70,00	50,00	10,00	130,00
POS_NT	Z 1	200,00	380,00	-	150,00	1.200,00	-	-	10,00	-	1.200,00
	Z 2	125,00	160,00	10,00	30,00	600,00	25,00	-	20,00	-	200,00
	Z 3	60,00	80,00	15,00	30,00	250,00	15,00	-	50,00	-	90,00

A: Anbieter Z: Zeitraum

Quelle: WIK

Tabelle 0-5: Minima der Angebote auf dem Markt für Sekundärreserve (in MW)

		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
NEG_HT	Z 1	18,00	13,00	-	25,00	10,00	-	-	10,00	60,00	40,00
	Z 2	10,00	10,00	10,00	-	10,00	10,00	-	10,00	10,00	10,00
	Z 3	10,00	10,00	10,00	-	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
NEG_NT	Z 1	20,00	20,00	-	30,00	10,00	-	-	10,00	-	14,00
	Z 2	10,00	20,00	10,00	30,00	10,00	10,00	-	10,00	-	20,00
	Z 3	10,00	10,00	10,00	30,00	10,00	10,00	-	10,00	-	30,00
POS_HT	Z 1	20,00	30,00	-	30,00	10,00	-	-	10,00	-	40,00
	Z 2	20,00	20,00	10,00	30,00	10,00	10,00	-	10,00	10,00	40,00
	Z 3	10,00	10,00	10,00	15,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	20,00
POS_NT	Z 1	20,00	50,00	-	30,00	10,00	-	-	10,00	-	50,00
	Z 2	10,00	18,00	10,00	30,00	10,00	10,00	-	10,00	-	20,00
	Z 3	10,00	10,00	10,00	15,00	10,00	10,00	-	10,00	-	30,00

A: Anbieter Z: Zeitraum

Quelle: WIK

Tabelle 0-6: Standardabweichung vom Mittelwert der Angebote auf dem Markt für Sekundärreserve (in MW)

		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
NEG_HT	Z 1	106,14	85,99	-	30,94	143,20	-	-	0,00	-	122,73
	Z 2	45,81	31,98	0,00	-	122,36	26,63	-	122,95	14,57	57,15
	Z 3	35,02	15,39	1,16	-	44,50	12,03	22,13	4,87	5,04	23,03
NEG_NT	Z 1	66,25	92,18	-	56,22	123,19	-	-	0,00	-	110,07
	Z 2	36,76	15,30	0,00	0,00	99,56	5,45	-	3,59	-	26,98
	Z 3	16,85	16,79	0,54	0,00	47,21	27,16	-	6,78	-	17,53
POS_HT	Z 1	67,37	112,92	-	74,41	248,91	-	-	0,00	-	109,94
	Z 2	21,35	24,35	0,00	0,00	123,95	3,51	-	5,04	0,00	45,14
	Z 3	14,25	16,86	0,29	7,57	44,13	0,00	21,32	10,24	0,00	27,27
POS_NT	Z 1	65,77	51,56	-	57,97	196,75	-	-	0,00	-	250,40
	Z 2	29,93	24,43	0,00	0,00	135,52	4,52	-	4,79	-	35,11
	Z 3	13,92	16,51	0,56	7,21	42,54	1,33	-	8,11	-	14,36

A: Anbieter Z: Zeitraum

Quelle: WIK

Tabelle 0-7: Variationskoeffizient der Angebote auf dem Markt für Sekundärreserve (in %)

		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
NEG_HT	Z 1	106,53	77,85	-	64,47	71,60	-	-	0,00	-	76,63
	Z 2	71,75	66,18	0,00	-	86,33	109,13	-	256,72	57,53	65,55
	Z 3	95,39	40,32	11,32	-	33,09	86,66	66,91	35,57	32,94	39,40
NEG_NT	Z 1	71,01	91,45	-	110,00	66,68	-	-	0,00	-	78,56
	Z 2	48,49	36,68	0,00	0,00	75,08	38,23	-	31,37	-	35,92
	Z 3	47,88	44,15	5,32	0,00	28,11	163,18	-	53,85	-	30,30
POS_HT	Z 1	78,52	85,07	-	94,32	86,18	-	-	0,00	-	66,28
	Z 2	41,79	41,70	0,00	0,00	58,57	29,83	-	35,06	0,00	44,42
	Z 3	48,36	40,61	2,86	30,83	26,38	0,00	85,28	61,61	0,00	37,68
POS_NT	Z 1	65,03	40,72	-	87,83	79,26	-	-	0,00	-	106,91
	Z 2	43,60	42,61	0,00	0,00	63,90	36,18	-	35,96	-	52,22
	Z 3	46,75	41,78	5,57	28,39	24,44	12,87	-	57,16	-	28,52

A: Anbieter Z: Zeitraum

Quelle: WIK

Tabelle 0-8: Preismaxima und –minima auf dem Markt für Sekundärreserve (in €/MW)

		Leistungspreis aller Gebote		Leistungspreis der bezuschlagten Gebote	
		Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
NEG_HT	Z 1	580,00	2.215,75	580,00	1.274,00
	Z 2	200,00	7.286,00	200,00	2.380,00
	Z 3	397,00	7.133,00	397,00	5.128,00
NEG_NT	Z 1	3.344,75	11.274,00	3.344,75	8.864,75
	Z 2	5.000,00	19.878,00	5.000,00	19.638,00
	Z 3	1.824,00	27.996,00	1.824,00	21.997,00
POS_HT	Z 1	3.784,00	14.568,75	3.784,00	12.607,75
	Z 2	3.600,00	10.400,00	3.600,00	5.143,00
	Z 3	180,70	12.040,00	180,70	4.318,00
POS_NT	Z 1	2.184,00	5.064,00	2.184,00	4.377,00
	Z 2	2.100,00	6.300,00	2.100,00	4.986,00
	Z 3	1.391,00	55.000,00	1.391,00	55.000,00

A: Anbieter Z: Zeitraum GZ: Gesamter Betrachtungszeitraum

Quelle: WIK

Tabelle 0-9: Anteile und Erfolgsquoten der Gebote im Sekundärreservemarkt für NEG_HT

	Anteil Gebote			Anteil erfolgreiche Gebote			Erfolgsquote		
	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3
A 1	27,52%	15,32%	8,81%	28,43%	16,99%	9,02%	93,33%	96,36%	91,78%
A 2	30,73%	32,31%	24,25%	28,93%	30,13%	19,38%	85,07%	81,03%	71,64%
A 3	0,00%	1,39%	23,16%	-	1,60%	25,57%	-	100,00%	98,96%
A 4	2,29%	0,00%	0,00%	2,03%	0,00%	0,00%	80,00%	-	-
A 5	24,31%	13,65%	8,81%	26,90%	15,38%	9,69%	100,00%	97,96%	98,63%
A 6	0,00%	6,96%	5,07%	-	6,09%	4,85%	-	76,00%	85,71%
A 7	0,00%	0,00%	1,57%	-	0,00%	0,67%	-	-	38,46%
A 8	0,92%	5,29%	6,51%	0,00%	5,45%	7,13%	0,00%	89,47%	98,15%
A 9	0,46%	4,18%	5,91%	0,00%	4,17%	6,46%	0,00%	86,67%	97,96%
A 10	13,76%	20,89%	15,92%	13,71%	20,19%	17,23%	90,00%	84,00%	96,97%
Ges.	100%	100%	100%	100%	100%	100%	90,37%	86,91%	89,63%

A: Anbieter, Z: Zeitraum

Tabelle 0-10: Anteile und Erfolgsquoten der Gebote im Sekundärreservemarkt für NEG_NT

	Anteil Gebote			Anteil erfolgreiche Gebote			Erfolgsquote		
	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3
A 1	21,83%	8,67%	7,35%	23,15%	9,20%	7,65%	100,00%	100,00%	85,25%
A 2	27,51%	40,65%	26,51%	25,46%	37,64%	23,53%	87,30%	87,33%	72,73%
A 3	0,00%	2,44%	31,33%	-	2,59%	31,47%	-	100,00%	82,31%
A 4	3,93%	1,63%	0,72%	4,17%	1,72%	0,44%	100,00%	100,00%	50,00%
A 5	27,95%	15,45%	8,67%	28,24%	16,38%	10,29%	95,31%	100,00%	97,22%
A 6	0,00%	5,42%	4,70%	0,00%	5,46%	4,56%	-	95,00%	79,49%
A 7	0,00%	0,00%	0,00%	-	-	-	-	-	-
A 8	1,75%	5,69%	6,51%	1,39%	6,03%	5,88%	75,00%	100,00%	74,07%
A 9	0,00%	0,00%	0,00%	-	-	-	-	-	-
A 10	17,03%	20,05%	14,22%	17,59%	20,98%	16,18%	97,44%	98,65%	93,22%
Ges.	100%	100%	100%	100%	100%	100%	94,32%	94,31%	81,93%

A: Anbieter, Z: Zeitraum

Tabelle 0-11: Anteile und Erfolgsquoten der Gebote im Sekundärreservemarkt für POS_HT

	Anteil Gebote			Anteil erfolgreiche Gebote			Erfolgsquote		
	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3
A 1	20,90%	11,43%	6,28%	22,81%	12,80%	6,17%	92,86%	87,50%	70,69%
A 2	41,04%	41,19%	21,97%	40,35%	34,76%	18,07%	83,64%	65,90%	59,11%
A 3	0,00%	1,19%	32,90%	-	1,52%	37,80%	-	100,00%	82,57%
A 4	3,36%	1,43%	1,19%	3,07%	1,52%	1,20%	77,78%	83,33%	72,73%
A 5	16,04%	14,05%	12,01%	17,11%	15,85%	14,61%	90,70%	88,14%	87,39%
A 6	0,00%	4,05%	3,03%	-	4,57%	2,86%	-	88,24%	67,86%
A 7	0,00%	0,00%	1,30%	-	-	1,36%	-	-	75,00%
A 8	1,87%	7,62%	8,01%	2,19%	8,23%	6,48%	100,00%	84,38%	58,11%
A 9	0,00%	1,90%	1,52%	-	1,52%	0,75%	-	62,50%	35,71%
A 10	16,79%	17,14%	11,80%	14,47%	19,21%	10,69%	73,33%	87,50%	65,14%
Ges.	100%	100%	100%	100%	100%	100%	85,07%	78,10%	71,86%

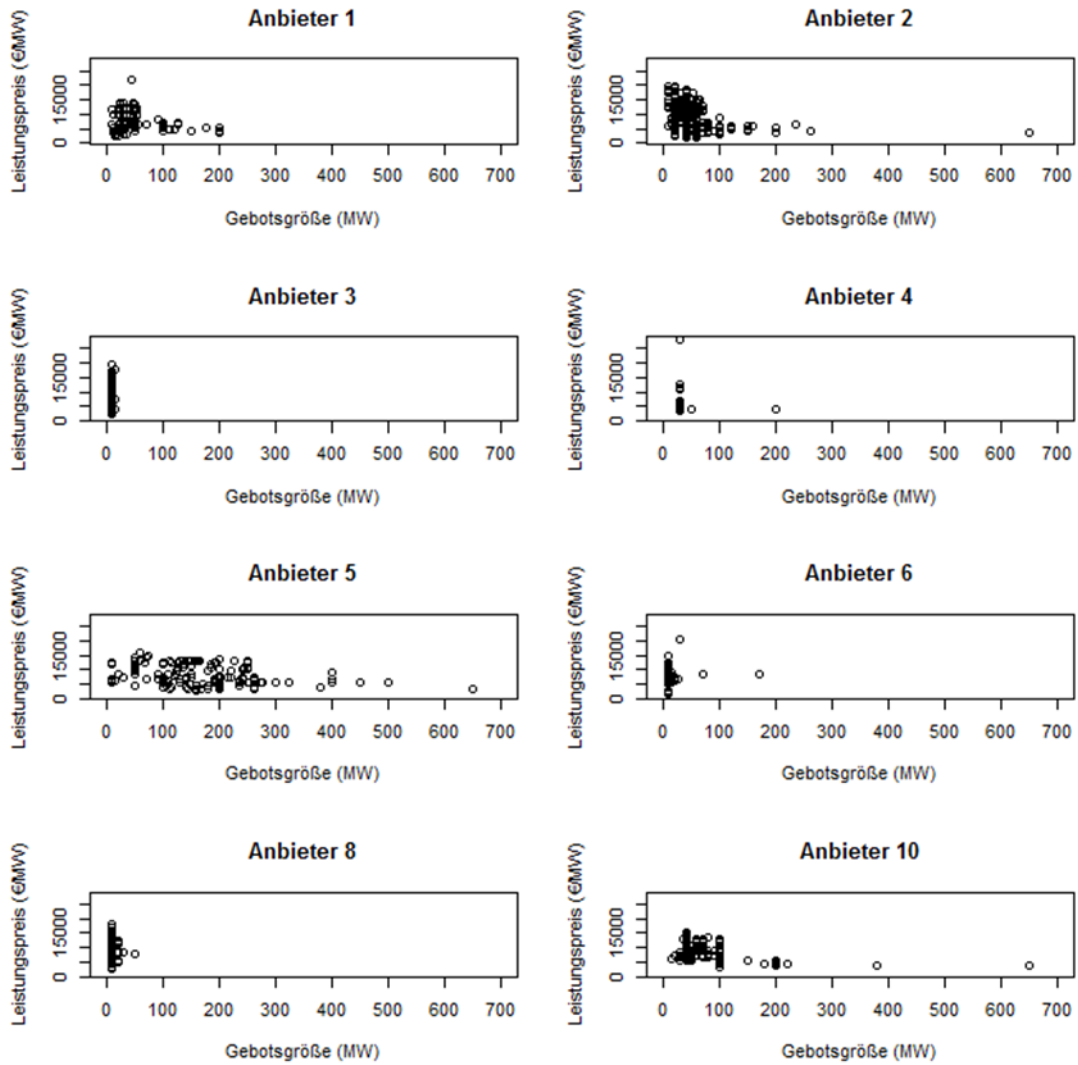
A: Anbieter, Z: Zeitraum

Tabelle 0-12: Anteile und Erfolgsquoten der Gebote im Sekundärreservemarkt für POS_NT

	Anteil Gebote			Anteil erfolgreiche Gebote			Erfolgsquote		
	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3	Z1	Z2	Z3
A 1	20,87%	7,87%	5,41%	23,04%	7,63%	5,65%	94,34%	90,00%	88,37%
A 2	41,73%	46,19%	26,54%	39,63%	44,92%	23,03%	81,13%	90,34%	73,46%
A 3	0,00%	1,84%	29,81%	-	1,98%	32,39%	-	100,00%	91,98%
A 4	3,94%	1,57%	1,64%	3,69%	1,69%	1,34%	80,00%	100,00%	69,23%
A 5	17,72%	14,17%	12,70%	20,28%	13,84%	14,26%	97,78%	90,74%	95,05%
A 6	0,00%	3,15%	3,40%	-	3,39%	3,57%	-	100,00%	88,89%
A 7	0,00%	0,00%	0,00%	-	-	-	-	-	-
A 8	0,79%	7,87%	9,31%	0,46%	8,47%	9,96%	50,00%	100,00%	90,54%
A 9	0,00%	0,00%	0,00%	-	-	-	-	-	-
A 10	14,96%	17,32%	11,19%	12,90%	18,08%	9,81%	73,68%	96,97%	74,16%
Ges.	100%	100%	100%	100%	100%	100%	85,43%	92,91%	84,65%

A: Anbieter, Z: Zeitraum

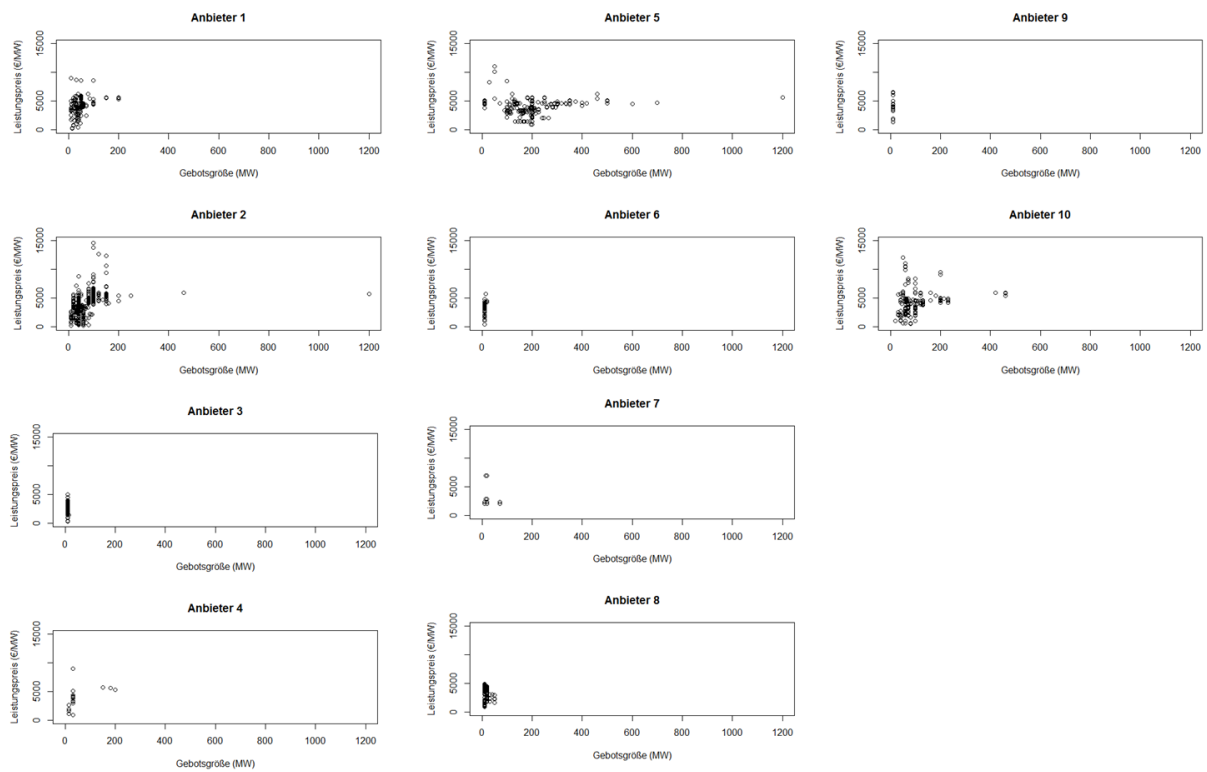
Abbildung 0-1: Bietverhalten auf dem Markt für Sekundärreserve (NEG_NT, gesamter Betrachtungszeitraum)



Quelle: WIK

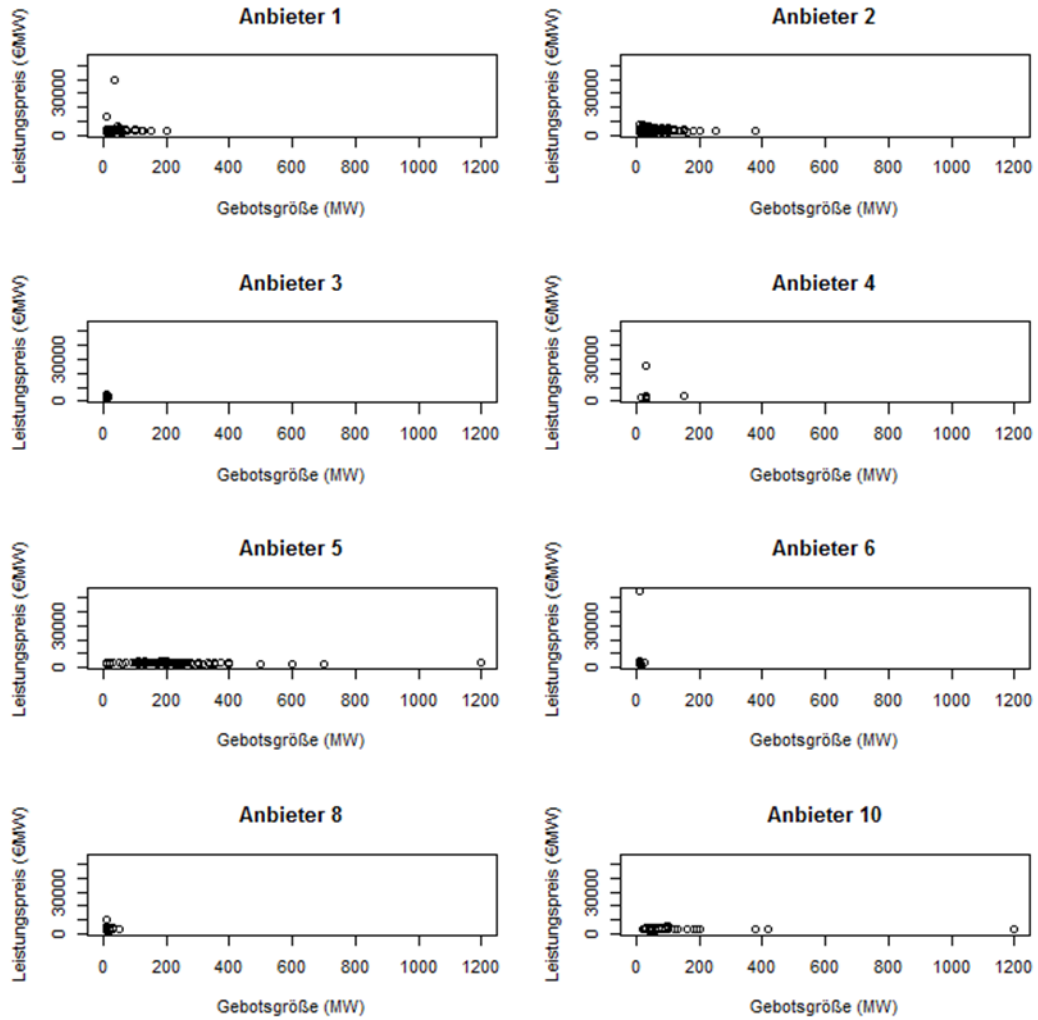
Anmerkung: Anbieter 7 und 9 ohne Angebote

Abbildung 0-2: Bietverhalten auf dem Markt für Sekundärreserve (POS_HT, gesamter Betrachtungszeitraum)



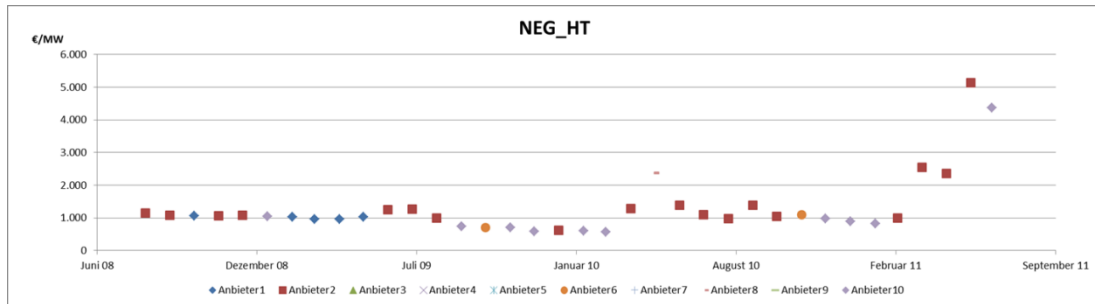
Quelle: WIK

Abbildung 0-3: Bietverhalten auf dem Markt für Sekundärreserve (POS_NT, gesamter Betrachtungszeitraum)



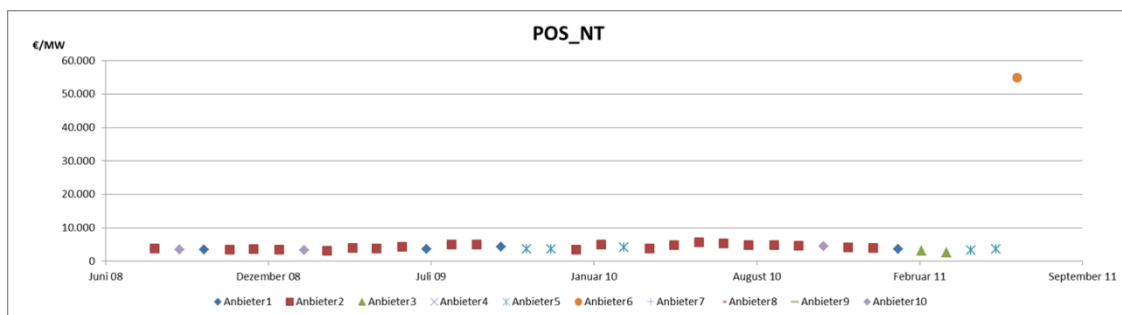
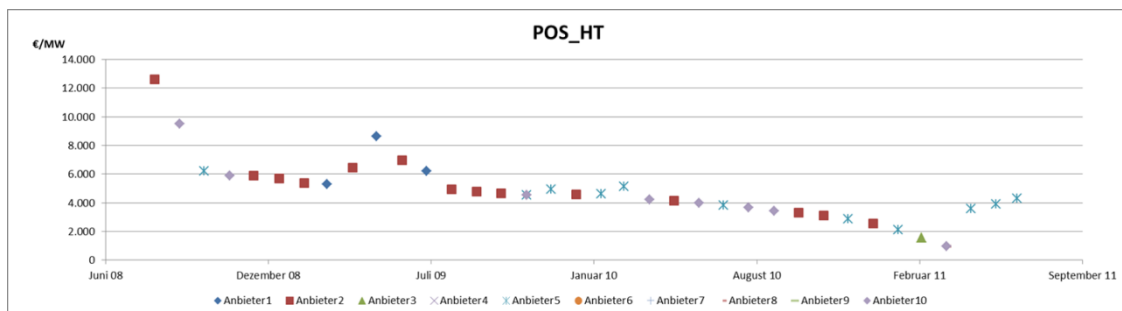
Quelle: WIK

Abbildung 0-4: Grenzanbieter auf dem Markt für Sekundärreserve – Negative Regelenergie (HT)



Quelle: WIK

Abbildung 0-5: Grenzanbieter auf dem Markt für Sekundärreserve – Positive Regelenergie



Quelle: WIK

Als "Diskussionsbeiträge" des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste sind zuletzt erschienen:

- Nr. 295: Alex Kalevi Dieke, Martin Zauner:
Arbeitsbedingungen im Briefmarkt, Mai 2007
- Nr. 296: Antonia Niederprüm:
Geschäftsstrategien von Postunternehmen in Europa, Juli 2007
- Nr. 297: Nicole Angenendt, Gernot Müller, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Stromerzeugung und Stromvertrieb – eine wettbewerbsökonomische Analyse, August 2007
- Nr. 298: Christian Growitsch, Matthias Wissner:
Die Liberalisierung des Zähl- und Messwesens, September 2007
- Nr. 299: Stephan Jay:
Bedeutung von Bitstrom in europäischen Breitbandvorleistungsmärkten, September 2007
- Nr. 300: Christian Growitsch, Gernot Müller, Margarethe Rammerstorfer, Prof. Dr. Christoph Weber (Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen):
Determinanten der Preisentwicklung auf dem deutschen Minutenreservemarkt, Oktober 2007
- Nr. 301: Gernot Müller:
Zur kostenbasierten Regulierung von Eisenbahninfrastrukturentgelten – Eine ökonomische Analyse von Kostenkonzepten und Kostentreibern, Dezember 2007
- Nr. 302: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückerbaum:
Nachfrage nach Internetdiensten – Dienstarten, Verkehrseigenschaften und Quality of Service, Dezember 2007
- Nr. 303: Christian Growitsch, Margarethe Rammerstorfer:
Zur wettbewerbliehen Wirkung des Zweivertragsmodells im deutschen Gasmarkt, Februar 2008
- Nr. 304: Patrick Anell, Konrad Zoz:
Die Auswirkungen der Festnetzmobilfunksubstitution auf die Kosten des leitungsvermittelten Festnetzes, Februar 2008
- Nr. 305: Marcus Stronzik, Margarethe Rammerstorfer, Anne Neumann:
Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher, März 2008
- Nr. 306: Martin Zauner:
Wettbewerbspolitische Beurteilung von Rabattsystemen im Postmarkt, März 2008
- Nr. 307: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:
Geschäftsmodelle und aktuelle Entwicklungen im Markt für Broadband Wireless Access-Dienste, März 2008
- Nr. 308: Christian Growitsch, Gernot Müller, Marcus Stronzik:
Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft – Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz, Mai 2008
- Nr. 309: Matthias Wissner:
Messung und Bewertung von Versorgungsqualität, Mai 2008
- Nr. 310: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückerbaum:
Netzzugang im NGN-Core, August 2008
- Nr. 311: Martin Zauner, Alex Kalevi Dieke, Torsten Marner, Antonia Niederprüm:
Ausschreibung von Post-Universaldiensten. Ausschreibungsgegenstände, Ausschreibungsverfahren und begleitender Regulierungsbedarf, September 2008
- Nr. 312: Patrick Anell, Dieter Elixmann:
Die Zukunft der Festnetzbetreiber, Dezember 2008
- Nr. 313: Patrick Anell, Dieter Elixmann, Ralf Schäfer:
Marktstruktur und Wettbewerb im deutschen Festnetz-Markt: Stand und

- Entwicklungstendenzen, Dezember 2008
- Nr. 314: Kenneth R. Carter, J. Scott Marcus, Christian Wernick:
Network Neutrality: Implications for Europe, Dezember 2008
- Nr. 315: Stephan Jay, Thomas Plückerbaum:
Strategien zur Realisierung von Quality of Service in IP-Netzen, Dezember 2008
- Nr. 316: Juan Rendon, Thomas Plückerbaum, Iris Bösch, Gabriele Kulenkampff:
Relevant cost elements of VoIP networks, Dezember 2008
- Nr. 317: Nicole Angenendt, Christian Growitsch, Rabindra Nepal, Christine Müller:
Effizienz und Stabilität des Stromgroßhandelsmarktes in Deutschland – Analyse und wirtschaftspolitische Implikationen, Dezember 2008
- Nr. 318: Gernot Müller:
Produktivitäts- und Effizienzmessung im Eisenbahninfrastruktursektor – Methodische Grundlagen und Schätzung des Produktivitätsfortschritts für den deutschen Markt, Januar 2009
- Nr. 319: Sonja Schölermann:
Kundenschutz und Betreiberauflagen im liberalisierten Briefmarkt, März 2009
- Nr. 320: Matthias Wissner:
IKT, Wachstum und Produktivität in der Energiewirtschaft - Auf dem Weg zum Smart Grid, Mai 2009
- Nr. 321: Matthias Wissner:
Smart Metering, Juli 2009
- Nr. 322: Christian Wernick unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:
Unternehmensperformance führender TK-Anbieter in Europa, August 2009
- Nr. 323: Werner Neu, Gabriele Kulenkampff:
Long-Run Incremental Cost und Preissetzung im TK-Bereich - unter besonderer Berücksichtigung des technischen Wandels, August 2009
- Nr. 324: Gabriele Kulenkampff:
IP-Interconnection – Vorleistungsdefinition im Spannungsfeld zwischen PSTN, Internet und NGN, November 2009
- Nr. 325: Juan Rendon, Thomas Plückerbaum, Stephan Jay:
LRIC cost approaches for differentiated QoS in broadband networks, November 2009
- Nr. 326: Kenneth R. Carter with contributions of Christian Wernick, Ralf Schäfer, J. Scott Marcus:
Next Generation Spectrum Regulation for Europe: Price-Guided Radio Policy, November 2009
- Nr. 327: Gernot Müller:
Ableitung eines Inputpreisindex für den deutschen Eisenbahninfrastruktursektor, November 2009
- Nr. 328: Anne Stetter, Sonia Strube Martins:
Der Markt für IPTV: Dienstverfügbarkeit, Marktstruktur, Zugangsfragen, Dezember 2009
- Nr. 329: J. Scott Marcus, Lorenz Nett, Ulrich Stumpf, Christian Wernick:
Wettbewerbliche Implikationen der On-net/Off-net Preisdifferenzierung, Dezember 2009
- Nr. 330: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Stephan Jay:
"Breitband/Bandbreite für alle": Kosten und Finanzierung einer nationalen Infrastruktur, Dezember 2009
- Nr. 331: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Antonia Niederprüm, Martin Zauner:
Preisstrategien von Incumbents und Wettbewerbern im Briefmarkt, Dezember 2009
- Nr. 332: Stephan Jay, Dragan Ilic, Thomas Plückerbaum:
Optionen des Netzzugangs bei Next Generation Access, Dezember 2009
- Nr. 333: Christian Growitsch, Marcus Stronzik, Rabindra Nepal:
Integration des deutschen Gasgroßhandelsmarktes, Februar 2010

- Nr. 334: Ulrich Stumpf:
Die Abgrenzung subnationaler Märkte als regulatorischer Ansatz, März 2010
- Nr. 335: Stephan Jay, Thomas Plückebaum, Dragan Ilic:
Der Einfluss von Next Generation Access auf die Kosten der Sprachterminierung, März 2010
- Nr. 336: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin Zauner:
Netzzugang und Zustellwettbewerb im Briefmarkt, März 2010
- Nr. 337: Christian Growitsch, Felix Höffler, Matthias Wissner:
Marktmachtanalyse für den deutschen Regelenenergiemarkt, April 2010
- Nr. 338: Ralf G. Schäfer unter Mitarbeit von Volker Köllmann:
Regulierung von Auskunft- und Mehrwertdiensten im internationalen Vergleich, April 2010
- Nr. 339: Christian Growitsch, Christine Müller, Marcus Stronzik
Anreizregulierung und Netzinvestitionen, April 2010
- Nr. 340: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Rolf Schwab:
Das VNB-Geschäftsmodell in einer sich wandelnden Marktumgebung: Herausforderungen und Chancen, April 2010
- Nr. 341: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Schölermann:
Die Entwicklung von Hybridpost: Marktentwicklungen, Geschäftsmodelle und regulatorische Fragestellungen, August 2010
- Nr. 342: Karl-Heinz Neumann:
Structural models for NBN deployment, September 2010
- Nr. 343: Christine Müller:
Versorgungsqualität in der leitungsgebundenen Gasversorgung, September 2010
- Nr. 344: Roman Inderst, Jürgen Kühling, Karl-Heinz Neumann, Martin Peitz:
Investitionen, Wettbewerb und Netzzugang bei NGA, September 2010
- Nr. 345: Christian Growitsch, J. Scott Marcus, Christian Wernick:
Auswirkungen niedrigerer Mobilterminierungsentgelte auf Endkundenpreise und Nachfrage, September 2010
- Nr. 346: Antonia Niederprüm, Veronika Söntgerath, Sonja Thiele, Martin Zauner:
Post-Filialnetze im Branchenvergleich, September 2010
- Nr. 347: Peter Stamm:
Aktuelle Entwicklungen und Strategien der Kabelbranche, September 2010
- Nr. 348: Gernot Müller:
Abgrenzung von Eisenbahnverkehrsmärkten – Ökonomische Grundlagen und Umsetzung in die Regulierungspraxis, November 2010
- Nr. 349: Christine Müller, Christian Growitsch, Matthias Wissner:
Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Dezember 2010
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 351: Peter Stamm, Anne Stetter unter Mitarbeit von Mario Erwig:
Bedeutung und Beitrag alternativer Funklösungen für die Versorgung ländlicher Regionen mit Breitbandanschlüssen, Februar 2011
- Nr. 352: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann:
Nationale Breitbandstrategien und Implikationen für Wettbewerbspolitik und Regulierung, März 2011

- Nr. 353: Christine Müller:
New regulatory approaches towards investments: a revision of international experiences, IRIN working paper for working package: Advancing incentive regulation with respect to smart grids, April 2011
- Nr. 354: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Thiele:
Elektronische Zustellung: Produkte, Geschäftsmodelle und Rückwirkungen auf den Briefmarkt, Juni 2011
- Nr. 355: Christin Gries, J. Scott Marcus:
Die Bedeutung von Bitstrom auf dem deutschen TK-Markt, Juni 2011
- Nr. 356: Kenneth R. Carter, Dieter Elixmann, J. Scott Marcus:
Unternehmensstrategische und regulatorische Aspekte von Kooperationen beim NGA-Breitbandausbau, Juni 2011
- Nr. 357: Marcus Stronzik:
Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Juli 2011
- Nr. 358: Anna Maria Doose, Alessandro Monti, Ralf G. Schäfer:
Mittelfristige Marktpotenziale im Kontext der Nachfrage nach hochbitratigen Breitbandanschlüssen in Deutschland, September 2011
- Nr. 359: Stephan Jay, Karl-Heinz Neumann, Thomas Plückebaum
unter Mitarbeit von Konrad Zoz:
Implikationen eines flächendeckenden Glasfaserausbaus und sein Subventionsbedarf, Oktober 2011
- Nr. 360: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Neue Verfahren für Frequenzauktionen: Konzeptionelle Ansätze und internationale Erfahrungen, November 2011
- Nr. 361: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin Zauner:
Qualitätsfaktoren in der Post-Entgeltregulierung, November 2011
- Nr. 362: Gernot Müller:
Die Bedeutung von Liberalisierungs- und Regulierungsstrategien für die Entwicklung des Eisenbahnpersonenfernverkehrs in Deutschland, Großbritannien und Schweden, Dezember 2011
- Nr. 363: Wolfgang Kiesewetter:
Die Empfehlungspraxis der EU-Kommission im Lichte einer zunehmenden Differenzierung nationaler Besonderheiten in den Wettbewerbsbedingungen unter besonderer Berücksichtigung der Relevante-Märkte-Empfehlung, Dezember 2011
- Nr. 364: Christine Müller, Andrea Schweinsberg:
Vom Smart Grid zum Smart Market – Chancen einer plattformbasierten Interaktion, Januar 2012
- Nr. 365: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm, Anne Stetter:
Analyse der Kabelbranche und ihrer Migrationsstrategien auf dem Weg in die NGA-Welt, Februar 2012
- Nr. 366: Dieter Elixmann, Christin-Isabel Gries, J. Scott Marcus:
Netzneutralität im Mobilfunk, März 2012
- Nr. 367: Nicole Angenendt, Christine Müller, Marcus Stronzik:
Elektromobilität in Europa: Ökonomische, rechtliche und regulatorische Behandlung von zu errichtender Infrastruktur im internationalen Vergleich, Juni 2012
- Nr. 368: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Thiele, Martin Zauner:
Kostenstandards in der Ex-Post-Preiskontrolle im Postmarkt, Juni 2012
- Nr. 369: Ulrich Stumpf, Stefano Lucidi:
Regulatorische Ansätze zur Vermeidung wettbewerbswidriger Wirkungen von Triple-Play-Produkten, Juni 2012
- Nr. 370: Matthias Wissner:
Marktmacht auf dem Primär- und Sekundär-Regelenergiemarkt, Juli 2012

ISSN 1865-8997