

Der Markt für Sekundärregelenergie – Eine Bewertung des Regelennergieeinsatzes im Rahmen des Netzregelverbundes

Kai Flinkerbusch

Online publiziert: 20. Mai 2011
© Vieweg+Teubner 2011

Zusammenfassung In Deutschland gibt es vier, von unterschiedlichen Übertragungsnetzbetreibern bewirtschaftete Übertragungsnetze für Elektrizität. Bis November 2008 gab es im Bereich der Sekundärregelenergie die ineffiziente Praxis des „Gegeneinanderregelns“ aller vier Übertragungsnetzbetreiber. Der Grund dafür war, dass Ungleichgewichte in einer Regelzone nur vom jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen wurden. Der Markt für Sekundärregelung wurde seitdem in mehreren Schritten vereinheitlicht und ist seit dem 1. Mai 2010 völlig harmonisiert. Der sogenannte Netzregelverbund schließt nicht nur das Gegeneinanderregeln aus, sondern umfasst auch die gemeinsame Ausschreibung und die Bildung einer regelzonenübergreifenden Merit Order, d.h. den optimierten Einsatz der bezuschlagten Kapazitäten.

In diesem Beitrag werden zunächst die Auktionsergebnisse vom 1.5.2010 bis zum 31.12.2010 analysiert. Auf Grundlage einer Marktsimulation erfolgt dann eine Bewertung der Sekundärregelenergiekosten für diesen Zeitraum. Im Vergleich zu dem Marktergebnis vor dem schrittweisen Inkrafttreten des Verbundes, also vor dem 1.12.2008, kann gezeigt werden, dass die erzielbaren Effizienzsteigerungen im Wesentlichen umgesetzt wurden. Andererseits haben sich die von den Marktteilnehmern im Rahmen der Beschaffungsauktionen abgegebenen Gebote seit 2008 stark verändert, was teilweise auf veränderte Marktverhältnisse, vermutlich aber auch auf strategische Gebotsabgaben zurückgeführt werden kann.

The Market for Secondary Balancing Power—An Assessment of the Market's Performance from May 2010 to December 2010

Abstract In Germany there are four control areas that are operated by four independent system operators. Up to November 2008 there occurred antipodal use of secondary balancing power. Because this is inefficient, the market for secondary balancing power had been harmonized step by step. Since May 1st, 2010, harmonization is complete and no antipodal use occurs, so secondary balancing power should be used in an efficient way.

This paper starts with an analysis of the auction data from May 1st, 2010 to December 31st, 2010. Total costs are computed as well. In the next step, total costs are computed. Subsequently, a comparison with the data before the harmonization process is made. On the one hand, major efficiency gains have been achieved. On the other hand, bids have strongly increased, which may be due to a different market environment, but also due to strategic bid submission.

In diesem Beitrag werden die Gebote im Rahmen der Auktion für Sekundärregelenergieleistung seit Inkrafttreten des Netzregelverbundes analysiert. Weiterhin werden die Kosten des Sekundärregeleneinsatzes quantifiziert. Es zeigt sich, dass die Systemkosten innerhalb der letzten 2 Jahre stark angestiegen sind.

1 Einleitung

In Flinkerbusch und Heuterkes (2010) wurde auf der Basis einer Simulation des Regelenenergiemarktes gezeigt, dass

Dipl. Volkswirt K. Flinkerbusch (✉)
Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie, Westfälische
Wilhelms-Universität Münster, Universitätsstraße 14–16,
48143 Münster, Deutschland
e-mail: Kai.Flinkerbusch@wiwi.uni-muenster.de

durch eine Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber von (damals) e.on, EnBW, RWE und Vattenfall im Bereich der gesamten Regelleistung eine Kostenersparnis in Höhe von etwa 160 Million Euro pro Jahr möglich ist.¹ Diese Ersparnis wird beinahe ausschließlich durch das Unterbinden des Gegeneinanderregelns im Bereich der Sekundärregelung erreicht. Weitere Effizienzgewinne werden durch die gemeinsame Ausschreibung und durch eine Reduktion der ausgeschriebenen Energie erzielt. Der Betrachtungszeitraum dieser Analyse erstreckt sich bis zum November 2008. Seit Dezember 2008 wurde schrittweise der Netzregelverbund umgesetzt. Zunächst wurde ab Dezember 2008 das Gegeneinanderregeln weitgehend, aber nicht vollständig, unterlassen. Seit Mai 2009 wurde damit begonnen, die ausgeschriebene Menge an Regelleistung zu reduzieren. Dies ist möglich, da durch die Kooperation stochastische Größenvorteile gehoben werden können: Es ist unwahrscheinlich, dass in allen vier Regelzonen zugleich ein großes Ungleichgewicht mit gleichem Vorzeichen auftritt. Insofern kann in der gemeinsamen Regelzone etwas weniger als die Summe der zuvor in jeder einzelnen Regelzone ausgeschriebenen Regelleistung ausgeschrieben werden. Berechnungen hierzu führt Haubrich (2008) an. Eine weitere Maßnahme, die seit Juni 2009 in Kraft ist, betrifft den Präqualifikationsprozess. Dieser führte zu einer starken Marktsegmentierung, da es den meisten Anbietern bis dato nur möglich war, ihre Kapazität in einer einzelnen Regelzone anzubieten. Nun bieten Anbieter ihre Kapazitäten in allen Regelzonen zugleich an. Darüber hinaus erfolgt seit Mai 2010 der optimierte Einsatz nach einer gemeinsamen Merit Order-Liste über alle Regelzonen hinweg.

2 Daten

Die erhobenen Daten bestehen zum Einen aus historischen Auktionsdaten aus den Beschaffungsauktionen² und zum Anderen aus den eingesetzten Mengen an Sekundärregelleistung, die die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für jede Viertelstunde veröffentlichen. Der Betrachtungszeitraum reicht vom 1.5.2010 bis zum 31.12.2010.

3 Auktionsdaten

Die ÜNB bestimmen für jeden Monat ein nötiges Maß an Sekundärregelenergie, welches dann in einer monatlichen

Auktion ausgeschrieben wird.³ Die potentiellen Anbieter von Regelleistung geben anschließend ihre Gebote ab, die aus einem Leistungspreis für vorgehaltene Kapazität, einem Arbeitspreis für tatsächlich abgerufene Regelleistung und einer Menge an Kapazität, die sie zurückhalten können, bestehen. Nach der *Scoring Rule* werden alle Gebote nach dem Leistungspreis geordnet und die Bieter mit den geringsten Leistungspreisen erhalten einen Zuschlag, bis die ausgeschriebene Menge erreicht ist. Dadurch erhalten diejenigen Marktteilnehmer einen Zuschlag, die die Regelleistung am günstigsten vorhalten können.

Der Arbeitspreis ist erst beim tatsächlichen Einsatz der Regelleistung relevant. Treten (in Echtzeit) Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt auf, werden die Ungleichgewichte mittels Regelleistung ausgeglichen. Dazu werden die erfolgreichen Gebote nach dem Arbeitspreis sortiert und diejenigen Anbieter müssen ihre Regelleistung liefern, die die günstigsten Arbeitspreise geboten haben. Dadurch erfolgt die Produktion von Regelleistung durch diejenigen Anbieter, die die Energie am günstigsten liefern können. Dies ist die *Settlement Rule*.

Tabelle 1 zeigt die wesentlichen deskriptiven statistischen Kennzahlen der angenommenen Gebote für positive Sekundärregelleistung, Tab. 2 zeigt die Kennzahlen für negative Sekundärregelleistung. Die Gebote sind unterteilt in Gebote für die Hauptzeit und solche für die Nebenzeit. Die Hauptzeit erstreckt sich werktags von 8:00 bis 20:00 Uhr, die Nebenzeit umfasst alle anderen Zeiträume.

Der *Arbeitspreis* entschädigt die Anbieter für die Kosten, die ihnen durch die Lieferung von Regelleistung entstehen. Analog zum Spotmarktpreis sollte der Arbeitspreis den Grenzkosten der Produktion entsprechen, zumindest sofern ein wettbewerblicher Markt unterstellt werden kann. Allerdings entsprechen die Grenzkosten nicht unbedingt den Brennstoffkosten: Möller et al. (2011) zeigen, dass zwar auf Futuresmärkten stärker für gelieferte Energie und damit für Brennstoffkosten entlohnt wird. Auf den Spot- und Regelleistungsmärkten wird aufgrund der Notwendigkeit für kurzfristiges An- und Abfahren allerdings zusätzlich zu den Brennstoffkosten auch für Flexibilität entlohnt. Daher sind die relativ hohen Arbeitspreisforderungen von im Mittel über 100 €/MWh bei positiver Regelleistung durchaus erklärbar.

Bei der negativen Regelleistung wird nicht die Lieferung von Energie bezahlt, sondern das Zurückhalten von Energie. Ein Kraftwerk muss also, um negative Regelleistung anbieten zu können, bereits in das Netz einspeisen.⁴ Die Arbeits-

¹Zu einer ähnlichen Einschätzung kommt auch die Bundesnetzagentur (2010a). Der Präsident, Matthias Kurth, sprach in einer Pressemitteilung vom 16. März 2010 von „Kosteneinsparungen in dreistelliger Millionenhöhe“.

²Veröffentlicht auf www.regelleistung.net.

³Vgl. Monopolkommission (2009) sowie im Folgenden §§6–9 Strom-NZV (2005).

⁴Ausreichend große, präqualifizierte Industriebetriebe können auch den Strombezug erhöhen. Zusätzlich liefern Pumpspeicherkraftwerke negative Regelleistung. Diese Anbieter kommen aber eher für die langsamere Minutenreserve in Frage, vgl. Swider (2006).

Tab. 1 Gebotsdaten für positive Sekundärregelleistung

	Leistungspreis [€/MW]		Arbeitspreis [€/MWh]		Angebotene Menge [MW]	
	Hauptzeit	Nebenzzeit	Hauptzeit	Nebenzzeit	Hauptzeit	Nebenzzeit
Mittelwert	3257,41	3916,10	125,30	118,95	47,90	46,45
Median	3308	3940	100	98	20	30
Maximum	3984	5617	335	300	215	250
Minimum	2250	2750	71,8	61	10	10
Std. Abw.	441,74	404,65	55,10	50,92	57,09	55,73
Schiefe	−0,38	0,06	1,75	1,61	1,59	1,98
Beobachtungen	383	391	383	391	383	391

Tab. 2 Gebotsdaten für negative Sekundärregelleistung

	Leistungspreis [€/MW]		Arbeitspreis [€/MWh]		Angebotene Menge [MW]	
	Hauptzeit	Nebenzzeit	Hauptzeit	Nebenzzeit	Hauptzeit	Nebenzzeit
Mittelwert	831,33	12108,47	5,50	16,74	44,92	41,62
Median	849	11998	5	8	33	27
Maximum	1387	20777	100	160	300	250
Minimum	463	6888	−29,1	−23	10	10
Std. Abw.	125,23	2077,89	24,69	35,31	45,78	46,47
Schiefe	−0,07	0,36	1,71	1,84	2,06	2,34
Beobachtungen	377	408	377	408	377	408

preise sind hier wesentlich geringer und teilweise negativ, da beim Herunterfahren von Kraftwerken Brennstoff eingespart werden kann. Die Lieferung negativer Energie ist in der Nebenzzeit mit im Mittel 16,74 €/MWh insgesamt teurer als zur Hauptzeit, in der im Mittel 5,50 €/MWh gefordert werden, da viele Kraftwerke in der Nebenzzeit bereits gedrosselt laufen und eine weitere Drosselung zu Wirkungsgradverlusten führt, was die Kosten der Stromproduktion erhöht. Um dies zu kompensieren steigt die geforderte Vergütung. In der Hauptzeit hingegen, in der die meisten Kraftwerke unter Vollast laufen, ist eine Drosselung unproblematisch, da nicht sofort Wirkungsgradverluste drohen – daher sind die Arbeitspreise hier niedriger.⁵

Im Gegensatz zu den Arbeitspreisen entschädigen die *Leistungspreise* die Anbieter für Opportunitätskosten, die ihnen aus der Bindung ihrer Anlagen an den Regelenenergiemarkt entstehen. Opportunitätskosten entstehen dabei in zweierlei Hinsicht: Zum Ersten dürfen im Falle positiver Sekundärregelleistung die angebotenen Kapazitäten nicht anderweitig vermarktet werden, was zu entgangenen Deckungsbeiträgen am Day-Ahead- oder Terminmarkt führt. Die entgangenen Gewinne sind in der Hauptzeit höher als in

der Nebenzzeit, da die Strompreise in der Hauptzeit wesentlich höher sind. Vor dem Hintergrund, dass die Nebenzzeit etwa 2/3 der Gesamtzeit eines Monats umfasst, sind die geforderten Leistungspreise hier allerdings sehr ähnlich, weshalb dieser Effekt keine allzu große Rolle spielen kann. Der dominierende Effekt scheint der Folgende zu sein: Die angebotenen Kapazitäten müssen über einen Monat entweder in der Haupt- oder der Nebenzzeit durchgängig in das Stromnetz einspeisen. Anbieter negativer Regelleistung müssen zusätzlich oberhalb ihrer Mindestauslastung anbieten, denn andernfalls ist eine weitere Drosselung nicht möglich. Den flexiblen Anlagen mit ihren hohen Grenzkosten drohen hier gerade in der Nebenzzeit, in der die Strompreise niedrig sind, hohe Verluste. Dies erklärt die hohen Forderungen im Falle der negativen Sekundärregelleistung in der Nebenzzeit, die um ein Vielfaches höher sind als die Gebote in der Hauptzeit. In der Hauptzeit scheint eine Drosselung ohne weiteres möglich zu sein, da hier bereits genügend flexible Anbieter in das Netz einspeisen.

4 Vergleich der alten mit den neuen Auktionsdaten

In diesem Beitrag soll neben einer Bestandsaufnahme des Netzregelverbundes auch untersucht werden, ob die ex ante zu erwartenden Effizienzsteigerungen durch den Netzregelverbund bislang umgesetzt werden konnten. Dazu ist ein

⁵Ein weiterer Erklärungsgrund könnte darin bestehen, dass in der Nebenzzeit zahlreiche Kraftwerke ausgeschaltet sind und damit aus dem Regelenenergiemarkt ausscheiden. Damit ist der Wettbewerbsdruck hier niedriger, was ebenfalls zu höheren Geboten führen kann.

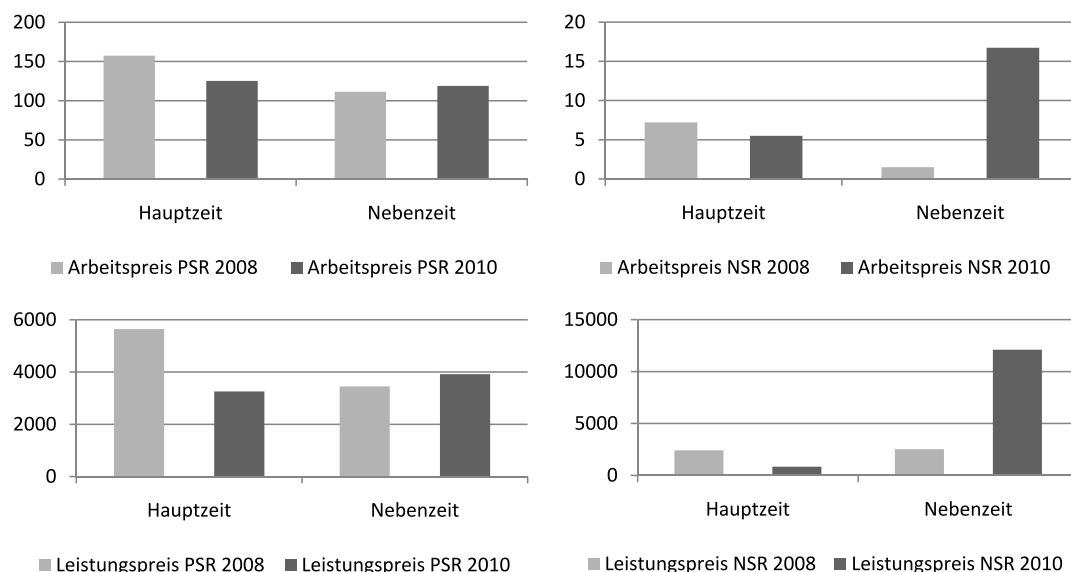


Abb. 1 Vergleich der Gebotsdaten

Vergleich der Datenlage seit 1.5.2010 mit den Daten vor dem 1.12.2008 nötig.

Es gibt zunächst einige Änderungen bezüglich des Auktionsdesigns. Die Mindestgebotsgröße hat sich von 30 auf 10 MW reduziert. Tatsächlich sind die Gebote durchweg kleiner geworden, denn die durchschnittliche Gebotsgröße bei positiven Sekundärregelleistungsgeboten ist von etwa 255 MW auf 45 MW und bei negativen Sekundärregelleistungsgeboten von 160 MW auf knapp über 40 MW zurückgegangen. Die Zahlen zeigen allerdings auch, dass die Mindestgebotsgröße damals wie heute zwar von den Marktteilnehmern ausgenutzt wird, dass die meisten Gebote aber über der Mindestgröße liegen. Die kleineren Gebotsgrößen lassen sich also nur teilweise auf die reduzierte Mindestgebotsgröße zurückführen. Ein weiterer Erklärungsansatz wäre die Etablierung kleinerer Akteure, die nun ebenfalls am Markt für Regelleistung partizipieren. Es wäre auch möglich, dass große Anbieter ihre Gebote gestückelt abgeben und zu unterschiedlichen Preisen anbieten, um ihr Risiko zu reduzieren. Die von den ÜNB insgesamt ausgeschriebenen Mengen wurden zwar reduziert (s.u.), trotzdem stieg die Zahl der Gebote pro Auktion von 14 Geboten pro Monat auf 50 Gebote pro Monat und Auktion an. Ob dadurch wettbewerbsfähigere Marktergebnisse zu erwarten sind hängt davon ab, ob neue Wettbewerber oder aber gestückelte Gebote der Grund für die reduzierten Gebotsgrößen sind. Dies ist aus den anonymen Gebotsdaten nicht ersichtlich.

Eine weitere Änderung betrifft die Arbeitspreise: Hier sind nun auch negative Gebote möglich. Dies bedeutet, dass Marktteilnehmer für das Zurückhalten von Energie bezahlen können, bzw. dass Pumpspeicherkraftwerke dafür zahlen, dass sie Energie aus dem Netz entnehmen. Im Bereich

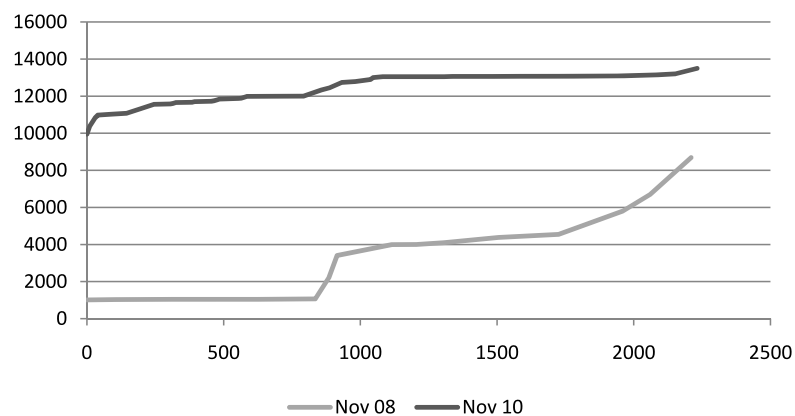
der negativen Sekundärregelleistung lagen die Minimalgebote daher bei $-29,1$ (Hauptzeit) und -23 €/MWh (Nebenzzeit). Im Mittel sind die Arbeitspreise jedoch nach wie vor positiv.

Wie sich die Mittelwerte der gebotenen Arbeits- und Leistungspreise in den Auktionen vor Einführung des Netzregelverbundes im Vergleich zum Zeitraum von Mai bis November 2010 entwickelt haben, zeigt Abb. 1. Zunächst fällt auf, dass im Bereich der positiven Sekundärregelleistung (PSR, dargestellt in den linken beiden Abbildungen) sowohl bei den Arbeits- als auch bei den Leistungspreisen ein Angleich von Haupt- und Nebenzzeit stattgefunden hat. Bei der negativen Sekundärregelleistung (NSR, rechte Abbildungen) lässt sich das Gegenteil beobachten: In der Nebenzzeit werden, wie oben ausführlich erläutert, deutlich höhere Preise geboten. Es können zwei Ursachen für diesen Strukturbruch isoliert werden.

Erstens macht es, wie oben erläutert, durchaus Sinn, in der Nebenzzeit höhere Gebote abzugeben als in der Hauptzeit. Möglicherweise wurden im Jahr 2008 die Opportunitätskosten von den Marktteilnehmern nicht richtig bewertet. Zusätzlich dürfte dieser Effekt durch den Ausbau der Erneuerbaren verstärkt worden sein, denn sie führen gerade in der Nebenzzeit häufig zu sehr niedrigen Strompreisen, was das Verlustrisiko für die Marktteilnehmer erhöht.

Zweitens könnte eine Erklärung für die hohen Leistungspreisgebote in der Nebenzzeit in einer auktionstheoretischen Einsicht liegen: In den betrachteten Monaten aus dem Jahr 2008 lagen die letzten noch angenommenen Leistungspreisgebote, die „Grenzleistungspreise“, um ein Vielfaches über den günstigsten Geboten. Dies ist in einer Pay-as-bid-Auktion individuell nicht effizient, denn alle Gebote, die den Grenzleistungspreis unterschreiten, gewinnen.

Abb. 2 Gebotskurven für negative Sekundärregelleistung in der Nebenzeit. Einheit [€/MW]



Da jeder Teilnehmer genau sein Gebot erhält, ist es rational, den Grenzleistungspreis so knapp wie möglich zu unterschreiten.⁶ Dies gelingt umso genauer, je besser dieser Preis antizipiert werden kann. Wie Abb. 2 beispielhaft anhand zweier Beschaffungsauktionen (November 2008 und November 2010) verdeutlicht, scheinen die Marktteure den Grenzpreis immer besser voraussagen zu können – die Leistungspreis-Gebotsstruktur wird zunehmend flacher – und damit steigen die gezahlten Leistungspreise.

Abschließend kann ein Vergleich der von den ÜNB ausgeschrieben Mengen durchgeführt werden. Diese konnten im Netzregelverbund für positive Sekundärregelleistung von etwa 3000 MW auf 2200 MW (um ca. 23 %) und für negative Sekundärregelleistung von etwa 2400 MW auf 2100 MW (um ca. 11 %) reduziert werden. Offenbar reicht im Netzregelverbund, trotz zwischenzeitlich starken Ausbaus Erneuerbarer Energien, eine geringere Menge aus, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies kann allerdings auch an verbesserten Prognosen liegen, muss also nicht allein auf den Netzregelverbund zurückgeführt werden.

5 Vergleich der Regelzonenungleichgewichte

Tritt ein Regelzonenungleichgewicht auf, werden die Bieter, die einen Zuschlag erhalten haben, gemäß der Settlement Rule nach der Arbeitspreis-Merit Order abgerufen.

Tabelle 3 zeigt die wesentlichen deskriptiven Statistiken der gesamtdeutschen Regelzonenungleichgewichte von Mai bis November 2008 und denen vom Mai bis November 2010.⁷ Es gilt zu beachten, dass gemäß Konvention ein negativer Regelzonensaldo den Bezug negativer Regelernergie impliziert, also einen Leistungsüberschuss in der Regelzone. Ein Vergleich der Regelzonenungleichgewichte zeigt, dass

Tab. 3 Regelzonensalden 2008 und 2010 in MW

	RZS 2008	RZS 2010
Mittelwert	–168,616	–240,438
Median	–217,850	–233,499
Maximum	3263,8	6130,2
Minimum	–3163,3	–6671,2
Std. Abw.	721,712	1141,457
Schiefe	0,366	–0,053

im Erwartungswert nach wie vor ein Leistungsüberschuss besteht. Die Begründung hierfür dürfte ein asymmetrisches Risiko sein. Ist die Regelzone unterdeckt, d.h. liegt ein Defizit vor, führt ein unterdeckter eigener Bilanzkreis zu hohen Kosten, da dann die teure positive Regelernergie bezahlt werden muss. Eine überdeckte Regelzone im Falle der eigenen Unterdeckung führt hingegen zu geringen Erlösen, denn negative Regelernergie ist relativ günstig. Ein überdeckter Bilanzkreis bei unterdeckter Regelzone führt zu hohen Einnahmen, oder, sofern eine Überdeckung der Regelzone besteht, zu geringen Zahlungen. Alle diese vier Fälle geben den Bilanzkreismanagern einen Anreiz, ihren Bilanzkreis tendenziell zu überdecken.

Allerdings scheint der Ausbau der Erneuerbaren zu größeren Unsicherheiten zu führen, denn sowohl die absolute Größe der Ungleichgewichte als auch deren Volatilität haben zugenommen. Vor allem die maximalen Abweichungen waren mit über 6000 MW im Jahr 2010 beträchtlich. Die Histogramme in Abb. 3 und Abb. 4 geben Aufschluss darüber, wie häufig Sekundärregelenergie in welchem Ausmaß eingesetzt wurde. Die Häufigkeit bestimmt sich über die Anzahl der Viertelstunden des Betrachtungszeitraumes, also jeweils für 2008 und 2010 von Mai bis November. Die eingesetzten Mengen sind in Klassen von 50 MW Breite eingeteilt, wobei ein Einsatz von 0 MW eine eigene Klasse mit der Breite 0 MW darstellt. In diesen Perioden wurde überhaupt keine Sekundärregelleistung eingesetzt. Die Angaben für 2008 schließen das Gegeneinanderregeln mit ein.

⁶Vgl. Kahn et al. (2001).

⁷Der Dezember kann in diesem Vergleich nicht mehr berücksichtigt werden, da ab Dezember 2008 die Kooperation von e.on, Vattenfall und EnBW zu einer Reduktion des Gegeneinanderregelns geführt hat.

Abb. 3 Histogramm zum Einsatz positiver Sekundärregelleistung in MW

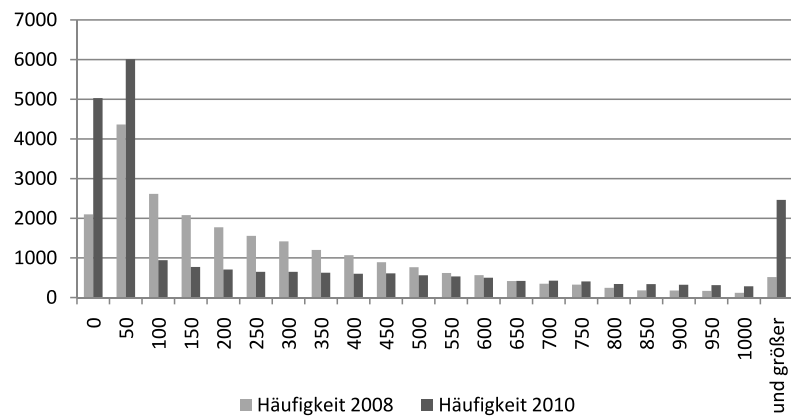
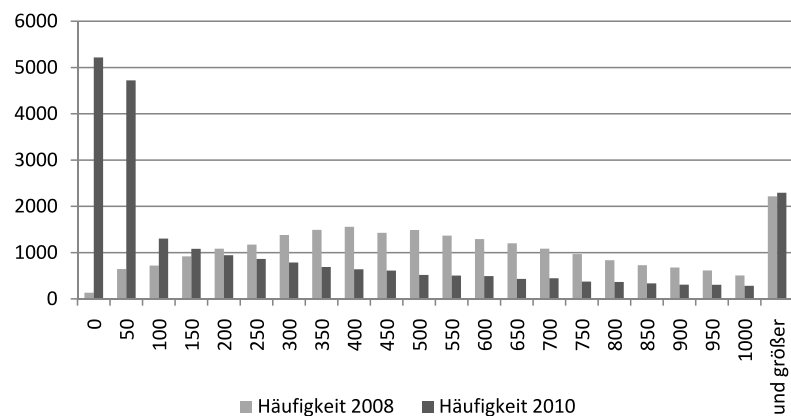


Abb. 4 Histogramm zum Einsatz negativer Sekundärregelleistung in MW



Anscheinend ist die Anzahl der Perioden, in denen kleinere Sekundärregelersätze auftreten, im Netzregelverbund deutlich gestiegen. Andererseits ist vor allem bei positiver Sekundärregelleistung zu beobachten, dass die Anzahl der Perioden mit einem sehr hohen Sekundärregelersatz zugenommen hat. Hier kann ein Zusammenhang mit dem Ausbau der dargebotsabhängigen Erneuerbaren vermutet werden.

6 Die Kosten der Sekundärregelleistung

6.1 Das Modell

Die seit Inkrafttreten des Netzregelverbundes entstandenen Kosten im Bereich der Sekundärregelleistung können aufgrund der guten Datenlage relativ leicht berechnet werden.⁸ Dies erfolgt mithilfe eines linearen Optimierungsansatzes, der die historischen Sekundärregelersätze, die von den ÜNB veröffentlicht werden, nach der Arbeitspreis-Merit Order bedient. Dafür werden dem Modell die erfolgreichen

Anbieter mit ihren Gebotsparametern (Arbeitspreis, Leistungspreis, Menge) sowie die viertelstündlichen Regelenergieersätze übergeben. Das Modell ruft nun die Anbieter gemäß der Arbeitspreis-Merit Order ab. Da die ÜNB auf identische Weise verfahren, sollten die vom Modell berechneten Arbeitspreiszahlungen den tatsächlichen Zahlungen entsprechen. Die Vorhaltungskosten können außerhalb des Modells berechnet werden, indem die bezuschlagten Mengen mit den gebotenen Leistungspreisen multipliziert werden.

Die Zielfunktion lautet also

$$\min_a E = \sum_t \sum_g a_{g,t} \cdot x_{g,t} \quad (1)$$

d.h. die Einsatzkosten E der Regelenergie entsprechen den Arbeitspreisen a , multipliziert mit den abgerufenen Mengen x , summiert über alle angenommenen Gebote g . Diese Kosten sollen minimiert werden, d.h. die Gebote mit den niedrigsten Arbeitspreisen werden zuerst abgerufen. Da die Ungleichgewichte in Echtzeit auftreten, muss zusätzlich über die Zeit t summiert werden. Da die Datenfrequenz einer Viertelstunde entspricht, hat t die Dimension „Viertelstunde“. Es gibt weiterhin zwei Nebenbedingungen.

$$x_g \leq m_g \quad (2)$$

⁸Die Berechnung erfolgt mit GAMS, Version 23.0.

Tab. 4 Vergleich der historischen mit den simulierten Ausgleichsenergiepreisen in €/MWh

	Mai		Juni		Juli	
	AEP_HIST	AEP_SIM	AEP_HIST	AEP_SIM	AEP_HIST	AEP_SIM
Mittelwert	54,83	55,24	46,76	42,98	42,59	40,02
Median	83,20	83,59	18,40	16,93	16,30	14,70
Maximum	200,50	200,50	179,40	179,40	146,50	146,50
Minimum	−200,50	−200,50	−125,40	−125,40	−125,20	−125,20
Std. Abw.	57,99	64,21	52,37	68,20	50,35	57,30

Tab. 5 Kosten der Sekundärregelenergie in Mio. €

	Vorhaltung			Einsatz		
	2008 ist	2008 NRV	2010	2008 ist	2008 NRV	2010
Mai	18,31	18,53	42,04	34,24	23,00	144,88
Juni	18,31	18,40	39,99	29,80	16,26	87,26
Juli	20,59	20,59	39,67	36,43	19,71	74,21
August	20,24	20,28	44,92	23,12	10,86	75,75
September	19,80	19,80	46,14	34,35	20,43	59,86
Oktober	20,06	20,25	46,82	29,00	15,64	94,97
November	18,50	18,74	45,45	19,73	5,34	91,24

d.h. es darf von keinem Anbieter mehr Kapazität abgerufen werden, als dieser bei der Auktion geboten hat. Weiterhin muss gelten

$$\sum_g x_{g,t} = S_t \quad (3)$$

Die zweite Nebenbedingung stellt sicher, dass die Summe der abgerufenen Regelenergie in jeder Viertelstunde dem historischen Sekundärregelenergieeinsatz S entspricht.

6.2 Ungenauigkeit aufgrund der Datenfrequenz

Da die Daten lediglich in viertelstündlicher Frequenz vorliegen, werden minütliche Schwankungen von dem Modell nicht erfasst. Dies beeinflusst die Genauigkeit des Modells vor allem in den Perioden, in denen der Regelenergieeinsatz innerhalb einer Viertelstunde starken Schwankungen unterlegen war. Die Ungenauigkeit des Modells kann aber bestimmt werden: Aus den Modellergebnissen können künstliche Ausgleichsenergiepreise simuliert werden, um sie mit den historischen Ausgleichsenergiepreisen, die auch minütliche und sekundliche Schwankungen berücksichtigen, zu vergleichen. Je näher die simulierten Ausgleichsenergiepreise an den historischen Daten liegen, desto genauer ist das Modell.

Tabelle 4 vergleicht die historischen (AEP_HIST) mit dem simulierten Ausgleichsenergiepreisen (AEP_SIM). Da die historischen Ausgleichsenergiepreise als gewichtetes Mittel aus eingesetzter Sekundärregelleistung und Minutenreserve errechnet werden, wurden in der Tabelle nur die

Perioden berücksichtigt, in denen keine Minutenreserve eingesetzt wurde. Die Abweichungen der simulierten von den historischen Ausgleichsenergiepreisen entstehen also vorwiegend aus den minütlichen Einsatzschwankungen.

6.3 Ergebnisse

Eingangs wurde die Frage aufgeworfen, ob die Kosten durch den Netzregelverbund möglicherweise gesunken sind. Die erhobenen Daten zeigen deutlich, dass es seit Einführung des Verbundes gravierende Änderungen in der Datenlage gegeben hat. Damit ist eine Isolierung des Effektes des Netzregelverbundes nicht mehr möglich. Dennoch können Aussagen darüber getroffen werden, wie hoch die Kosten seit Einführung des Netzregelverbundes waren und wie sie sich seit 2008 entwickelt haben.

Tabelle 5 zeigt die entstandenen Kosten der Sekundärregelenergie vom Inkrafttreten des Netzregelverbundes am 1. Mai 2010 bis einschließlich November 2010, aufgeteilt in Vorhaltungs- und Einsatzkosten, und vergleicht diese mit den Kosten, die in Flinkerbusch und Heuterkes (2010) für das Jahr 2008 berechnet wurden.⁹ Die Spalte „2008 ist“

⁹Die Berechnung in Flinkerbusch und Heuterkes (2010) erfolgt mit einem Modell, das grundsätzlich identisch zu dem in diesem Artikel verwendeten Modell ist. Die Regelenergiekosten wurden in einem ersten Modelldurchlauf jedoch für jede Regelzone getrennt berechnet, was der damaligen Praxis entspricht. In einem zweiten Modelldurchlauf wurden die damals noch für alle vier Regelzonen getrennt ausgewiesenen Regelenergieanbieter und Regelzonenungleichgewichte zu einer fiktiven einheitlichen Regelzone zusammengelegt, um die Potentiale einer einheitlichen Regelzone aufzuzeigen. Diese Zusammenle-

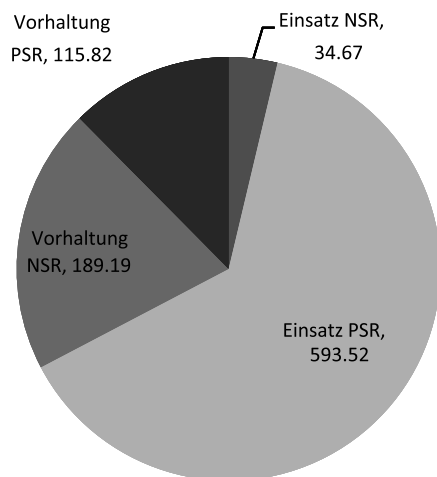


Abb. 5 Gezahlte Leistungs- und Arbeitspreisvergütungen von Mai bis November 2010, Zahlenangaben in Mio. €

zeigt dabei die in 2008 tatsächlich realisierten Kosten, die Spalte „2008 NRV“ zeigt die Kosten eines hypothetischen Netzregelverbundes auf der Grundlage der Daten aus 2008. Abbildung 5 schlüsselt die Sekundärregelleistungskosten von Mai bis November 2010 nach positiven und negativen Vorhaltungs- und Einsatzkosten auf.

Wie oben beschrieben, wurde bis November 2008 noch gegeneinander geregelt, d.h. es wurde ein ineffizient hohes Maß an Regelenergie eingesetzt. Wie der Vergleich zeigt, wird durch ein Unterbinden des Gegeneinanderregelns eine signifikante Ersparnis erzielt. Darüber hinaus wurde bis November 2008 eine höhere Menge vorgehalten. Überraschenderweise sind dennoch sowohl die Vorhaltungskosten auch als die Kosten des Regelenergieeinsatzes seit 2008 deutlich angestiegen.

Was die Vorhaltung betrifft, ist der Anstieg um etwa das Zweifache auf über 40 Mio. € pro Monat dadurch erklärbar, dass sich die Leistungspreise für negative Sekundärregelleistung in der Nebenzeit von etwa 2500 €/MW auf über 12000 €/MW ungefähr verfünffacht haben. Bedenkt man, dass die Nebenzeit etwa 2/3 der Gesamtzeit ausmacht und die vorgehaltene Menge hier nur um 11 % reduziert werden konnte, ist eine Verdoppelung der gesamten Vorhaltungskosten plausibel. Die Gründe für die geänderten Leistungspreisgebote wurden weiter oben dargelegt.

Noch deutlicher ist die Situation bei den Einsatzkosten. Die Arbeitspreisvergütungen sind um den Faktor 2–4 angestiegen. Dies ist anscheinend nur teilweise durch den starken Preisanstieg negativer Sekundärregelleistung in der Nebenzeit erklärbar, denn ihr absoluter Anteil ist eher gering. Insbesondere sind sie trotz des starken Anstiegs mit 5,50 bzw. 16,74 €/MWh nach wie vor nur einen Bruchteil so

hoch wie die Arbeitspreise für positive Sekundärregelleistung mit 125,30 bzw. 118,95 €/MWh. Der Hauptteil der erhöhten Einsatzkosten muss also der positiven Sekundärregelleistung zugeschrieben werden. Der Kostenanstieg liegt hier vor allem daran, dass die Anzahl der besonders großen Regelzonenungleichgewichte stark zugenommen hat. Durch den steigenden Verlauf der Arbeitspreis-Merit Order erfolgen in diesen Perioden sehr hohe Arbeitspreisvergütungen.

Insgesamt sind die monatlichen Kosten der Sekundärregelleistung von etwa 50–60 Mio. €/Monat auf teilweise weit über 100 Mio. €/Monat gestiegen. Gesicherte Gründe hierfür sind zum Einen die optimierten Leistungspreisgebote der Marktteilnehmer, denn sie können die monatlichen Grenzleistungspreise immer besser antizipieren. Dies ist eine logische und rationale Konsequenz aus dem aktuellen Auktionsdesign. Zum Anderen erfolgte ein erhöhter Einsatz von Sekundärregelleistung, der wohl zum größten Teil auf den Ausbau der Erneuerbaren zurückgeführt werden kann. Um diesen Faktor zukünftig zu begrenzen, werden weiterhin anhaltende Prognoseverbesserungen nötig sein.

7 Fazit und Ausblick

In diesem Artikel wurden nach einer umfassenden Analyse der Gebotsdaten und des Sekundärregelleinsatzes die Kosten der Sekundärregelleistung im Netzregelverbund quantifiziert. Wie sich gezeigt hat, ist ein präziser Vergleich zu der Situation vor Inkrafttreten des Netzregelverbundes allerdings nur eingeschränkt möglich. Ein Gegeneinanderregeln findet in der Tat nicht mehr statt, was in Kombination mit der regelzonenübergreifenden Arbeitspreis-Merit Order und der gemeinsamen Ausschreibung vermuten lässt, dass tatsächlich alle erzielbaren Effizienzgewinne umgesetzt werden.¹⁰

Es hat sich gezeigt, dass sich sowohl die eingesetzten Mengen als auch die abgegebenen Gebote geändert haben. Hier sind vor allem die Gebote für negative Sekundärregelleistung in der Nebenzeit zu nennen. Mehrere Erklärungsansätze sind hierfür denkbar: Es könnte der Tatbestand zugrunde liegen, dass die Gebote 2008 zu niedrig waren und eine Korrektur durch die Akteure stattgefunden hat. In jedem Fall haben die Marktakteure aber gelernt, den Grenzleistungspreis zu antizipieren, was zu einem starken Anstieg der durchschnittlich gebotenen Leistungspreise geführt hat. Dies führt im Vergleich zu 2008 zu wesentlich höheren Vorhaltungskosten. Die höheren Regelzonenungleichgewichte hingegen führen zu den deutlich höheren Einsatzkosten.

gung entspricht genau den Maßnahmen, die durch den Netzregelverbund umgesetzt wurden.

¹⁰Diese Gewinne schließen ein weiteres Verbesserungspotential im Auktionsdesign oder in der Wettbewerbssituation natürlich nicht mit ein. Die Bundesnetzagentur (2010b) hat in diesem Zusammenhang ein Eckpunktepapier verabschiedet, in dem einige Verbesserungen angekündigt werden.

Das derzeitige Auktionsdesign führt durch die Ausgestaltung als Pay-as-bid-Auktion zu strategischem Gebotsverhalten. Dies kann nicht effizient sein, da die Marktteilnehmer auf diese Weise niemals ihre wahren Opportunitätskosten offenlegen. Wie der gegenwärtige Auktionsmechanismus zugunsten eines grundsätzlich effizienten Mechanismus verbessert werden kann, sollte Gegenstand zukünftiger Forschung sein.

Literatur

- Bundesnetzagentur (2010a), Pressemitteilung vom 16. März 2010, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2010b), Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für die Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve, BK6, 15.11.2010
- Flinkerbusch K, Heuterkes M (2010) Cost reduction potentials in the German market for balancing power. *Energy Policy* 38:4712–4718
- Haubrich HJ (2008) Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
- Kahn AE, Cramton PC, Porter RH, Tabors RD (2001) Pricing in the California power exchange electricity market: should California switch from uniform pricing to pay-as-bid pricing? Blue Ribbon panel report
- Möller C, Rachev ST, Fabozzi FJ (2011) Balancing energy strategies in electricity portfolio management. *Energy Econ* 33:2–11
- Monopolkommission (2009) Strom und Gas 2009, Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb
- StromNZV (2005) Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 2 Absatz 1 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006) geändert worden ist
- Swider DJ (2006) Handel an Regelenergie- und Spotmärkten: Methoden zur Entscheidungsstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber. DUV, Stuttgart