

MARKTBASIERTE BESCHAFFUNG VON REGELRESERVE

Werner FRIEDL¹, Wilhelm SUESSENBACHER¹, Benedikt ENNSER¹

1. Einleitung und Hintergrund

Als eine wesentliche Säule für ein stabiles und sicheres elektrisches Energiesystem gilt die Leistungs-Frequenzregelung, welche durch die Aufrechterhaltung der Frequenz von 50 Hertz innerhalb eines Verbundnetzes sichergestellt werden kann. Die mangelnde Speicherbarkeit von Strom erfordert, dass Lastschwankungen zeitnahe ausgeglichen werden und somit ein quasistationärer Frequenzzustand gesichert wird. Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch lässt sich anhand eines mehrstufigen Ablaufes beschreiben² und erfolgt bei kurzen Leistungsdefiziten bzw. -überschüssen mittels Primärregelung (bis ca. 30 Sekunden), welche bei längeren (mehreren Minuten) Beeinflussungen durch die Sekundärregelung abgelöst und bei Leistungsabweichungen von mehr als ca. 15 Minuten durch die Tertiärregelung ersetzt wird. Die Unterscheidung in die unterschiedlichen Regelmechanismen, welche sich durchaus überlappen können, lässt sich wirtschaftlich erklären, da nur wenige Kraftwerke in der Lage sind, sehr schnellen Leistungsänderungen zu folgen.

Die Leistungs-Frequenz-Regelung ist nach geltender Rechtslage (EIWOG 2010) vom Übertragungsnetzbetreiber in seiner Funktion als Regelzonenführer bereitzustellen. Unter einer Regelzone ist dabei die kleinste Einheit des Verbundsystems zu verstehen, die mit einer Leistungs-Frequenz-Regelung ausgerüstet und betrieben wird.

Die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber haben von der im EIWOG 2010 eingeräumten Möglichkeit der Zusammenlegung von Regelzonen Gebrauch gemacht: Nachdem die früheren Regelzonen von Austrian Power Grid AG (APG) und TIWAG-Netz AG bereits mit 1.1.2011 zum gemeinsamen Betrieb durch APG zusammengefasst wurden, übernahm APG ab dem Jahr 2012 auch die Rolle des Regelzonenführers in dem vom Übertragungsnetz der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (vormals VKW-Netz AG) abgedeckten Bereich. Somit besteht nunmehr für ganz Österreich eine einzige Regelzone, in der APG als Regelzonenführer agiert.

Der Regelzonenführer hat die Leistungs-Frequenz-Regelung (auch: Systemdienstleistung), entsprechend den technischen Regeln wie etwa des Europäischen Verbunds der Übertragungsnetzbetreiber im Bereich Strom (ENTSO-E) bereitzustellen. Darunter ist insbesondere das „Operation Handbook“ (OH) von ENTSO-E Kontinentaleuropa (vormals UCTE) zu verstehen.

1.1. Gliederung der Leistungs-Frequenz-Regelung

Um Leistungssprünge sowohl in positiver als auch in negativer Richtung ausgleichen zu können (z.B. Lastsprung/-abwurf, Kraftwerksausfall, sprunghafte Änderung der Einspeisung), ist Regelreserve vorzuhalten. Die Regelreserve bzw. der technische Aufbau der Leistungs-Frequenz-Regelung wird in ENTSO-E Kontinentaleuropa unterteilt in Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung. Die Funktion und das Zusammenspiel der unterschiedlichen Regelungen werden durch das OH vorgeschrieben.

Die im OH vorgesehene Gliederung der Regelreserve liegt auch den Begriffsbestimmungen im EIWOG 2010 zugrunde. Das EIWOG 2010 regelt die Grundzüge der Beschaffung von Primär- und Sekundärregelung sowie die Kostentragung durch die Marktteilnehmer. Zur Tertiärregelung finden sich neben der Begriffsbestimmung lediglich versteckte Hinweise bei den Aufgaben des Bilanzgruppenkoordinators und der Übermittlung von Daten an die Regulierungsbehörde im Rahmen der Marktüberwachung.

¹ Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a; 1010 Wien, Tel.: +43 1 24724 0, vorname.nachname@e-control.at, www.e-control.at; Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass der Inhalt der Arbeit die persönliche Meinung der Autoren darstellt, welche sich nicht mit jener der Energie-Control Austria decken muss.

² siehe (Friedl et al., 2010)

Auffallend ist, dass die Bestimmungen zur Primärregelung als Grundsatzbestimmung ausgestaltet sind und somit der Umsetzung durch Landesausführungsgesetze bedürfen, während es sich bei den gesetzlichen Vorgaben zur Sekundärregelung infolge der verfassungsrechtlichen Kompetenzdeckungsklausel des § 1 EIWOG 2010 um unmittelbar anwendbares Bundesrecht handelt. Spätestens mit der zentralisierten Beschaffung der Primärregelung für die seit 2012 auf das gesamte österreichische Übertragungsnetz erweiterte Regelzone durch einen einzigen Regelzonenführer unter der Aufsicht der Regulierungsbehörde erscheint eine solche kompetenzrechtliche Differenzierung, die auch die Möglichkeit divergierender Regelungen in den einzelnen Bundesländern eröffnet, sachlich schwer begründbar. Faktisch wurde die Grundsatzbestimmung auf Landesebene weitgehend einheitlich mit lediglich geringfügigen Anpassungen übernommen.

1.1.1. Primärregelung

Die Primärregelung dient dazu, im gesamten Verbundnetz (über Regelzongrenzen hinweg) nach einer sprunghaften Leistungsänderung (Erzeugung oder Verbrauch) die Leistungsbilanz binnen Sekunden wieder herzustellen. Ein Proportionalregler, der Leistung sowohl in positiver als auch negativer Richtung bereitstellt, wirkt damit Abweichungen von der Nennfrequenz im Netz entgegen und muss dies für eine Zeit von mindestens 15 Minuten erfüllen. Die vorzuhaltende Primärregelleistung für das Kontinentaleuropäische Verbundnetz ergibt sich mit ± 3000 MW und ist so bemessen, dass der gleichzeitige Ausfall von zwei Grenzleistungskraftwerksblöcken abgefangen werden kann. Die je Regelzone vorzuhaltende Leistung wird jährlich nach einem Verteilerschlüssel (Beteiligungs-Koeffizienten C_i) in Abstimmung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern des gesamten Synchrongebietes bestimmt und basiert auf der jährlichen Einspeisung je Regelzone. Jede Regelzone muss daher ihren Beitrag (ΔP_i) zur Behebung eines Leistungsungleichgewichtes liefern.

$$C_i = \frac{E_i}{E_{\text{ges}}} \quad \text{wobei gilt: } \Delta P_i = C_i \cdot 3000 \text{ MW}$$

E_i = Netto-Stromerzeugung in der i-ten Regelzone

E_{ges} = Gesamte Netto-Stromerzeugung aller n Regelzonen des Synchronverbundes ($E_{\text{ges}} = E_1 + E_2 + \dots + E_i \dots + E_n$)

In der Regelzone der APG waren bis 2010 ± 65 MW zu erbringen. Ab dem gemeinsamen Betrieb der Regelzonen von APG und TIWAG-Netz AG durch APG (2011) war ein gemeinsamer Wert von ± 76 MW vorzuhalten, und durch die Veränderung der österreichischen Erzeugungsmengen sowie durch die Aufnahme der Türkei³ in das kontinentaleuropäische Synchrongebiet ergeben sich für das Jahr 2012 ± 71 MW.

1.1.2. Sekundärregelung

Nach der unmittelbaren Leistungs-Frequenz-Regelung durch die Primärregelung greift die Sekundärregelung ein und übernimmt die Aufgabe, eine ausgewogene Leistungsbilanz sicher zu stellen, die verbliebene Frequenzabweichung auszugleichen und die Primärregelleistungsreserve wieder freizumachen. Die Sekundärregelung wird spätestens 30 s nach der Primärregelung aktiviert und muss schnellstmöglich vollständig zur Verfügung stehen. Das Ziel des Betriebs von Sekundärregelung ist dadurch definiert, dass sowohl zufällige Last-/Erzeugungsänderungen als auch große Störausfälle ausgeglichen werden.

Im OH (für die Sekundärregelung im Kapitel B) wird auf die möglichen Methoden zur Ermittlung der vorzuhaltenden Regelleistung Bezug genommen, welche je nach Anforderung der Erzeugung bzw. des Verbrauchs unterschiedlich sein können. Grundsätzlich kann sich die Ermittlung der vorzuhaltenden Leistung an deterministischen oder probabilistischen Verfahren orientieren. Als weitere mögliche Methode nennt die ENTSO-E auch die Dimensionierung nach der Leistung des größten Kraftwerksblocks bzw. kann die Sekundärregelleistung aufgrund von außergewöhnlichen Umständen angepasst werden. Die vorzuhaltende Höhe der Sekundärregelleistung ist demnach so

³ vgl. www.regelleistung.net/regelleistungWeb/ (abgerufen 01-2012)

auszulegen, dass sowohl die zu erwartenden Schwankungen aus dem Normalbetrieb als auch große Störfälle (Ausfall der größten Erzeugungseinheit) abgedeckt werden. Sollte die ermittelte Menge an vorzuhaltender Sekundärregelleistung (nach deterministischer oder probabilistischer Methode) den Ausfall des größten Blocks nicht abdecken, ist eine zusätzliche Vorhaltung von Regelleistung, wie im nachstehenden Sonderfall Ausfallsreserve beschrieben, vorzusehen.

$$P_{Sek} = \sqrt{a \cdot P_{max} + b^2} - b$$

P_{max} ist die Maximallast der Regelzone

a und b sind empirisch ermittelte Koeffizienten (a = 10 MW und b = 150 MW)

In der Regelzone der APG betrug das Band der Sekundärregelleistung bis 2011 ± 180 MW, erhöhte sich durch den gemeinsamen Betrieb der Regelzonen von TIWAG-Netz AG und APG für das Jahr 2011 auf ± 195 MW und beträgt für das Jahr 2012 (inklusive Regelzone der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH) ± 200 MW. Für den Bedarfsfall kann bei Ausfall des größten Kraftwerksblocks eine Regelbandumschaltung um +280 MW vorgenommen werden.

Sonderfall Ausfallsreserve:

Während die Sekundärregelung im EIWOG 2010 als automatisch wirksame Wiederherstellung der Sollfrequenz definiert ist, zählt das OH auch die zur Kompensation des Ausfalls des größten Kraftwerksblocks in der Regelzone erforderliche Leistungsreserve bzw. Energie (Ausfallsreserve) zur Sekundärregelung, vgl. Punkt B-S2.1. des OH:

“Control Target for SECONDARY CONTROL. In general, the target is to control random deviations of the SYSTEM FREQUENCY and the POWER EXCHANGES during normal operation with normal noise and after a large incident.”

Sekundärregelung dient demnach sowohl dem Ausgleich von zufälligen Last- und Erzeugungsänderungen im Normalbetrieb als auch von großen Störfällen, wobei hier der Ausfall der größten Erzeugungseinheit („Largest Generation Unit or Power Infeed“, vgl. Punkt B-D5.3. des OH) zu kompensieren ist. Die technischen Anforderungen für die Ausfallsreserve sind jedoch weniger streng als für die automatisch wirksam werdende Sekundärregelung; es genügt, dass die Ausfallsreserve den Kriterien für die Tertiärregelung (Minutenreserve) entspricht (vgl. Punkte C-S1. und B-S4. des OH).

APG beschafft die Ausfallsreserve im Rahmen der Ausschreibungen für die Tertiärregelung auf der Grundlage von durch die Regulierungsbehörde genehmigten Bedingungen. Rechtsfolgenseitig gelten die Kostentragungsregel und die Möglichkeit der Einweisung auch für die Ausfallsreserve.

1.1.3. Tertiärregelung

Zur Entlastung der Sekundärregelung wird vom Übertragungsnetzbetreiber Tertiärregelung eingesetzt. Im Unterschied zur automatischen, im Rahmen der Frequenz-Leistungs-Regelung gesteuerten Aktivierung von Primär- und Sekundärregelung erfolgt die Aktivierung der Minutenreserve manuell durch den Übertragungsnetzbetreiber und unterliegt weniger hohen zeitlichen Anforderungen. Die Tertiärregelung muss innerhalb von 15 min vollständig aktiviert sein und für mehrere Stunden zur Verfügung stehen.

Innerhalb der Regelzone der APG werden derzeit 280 MW (bis 2012 waren es 100 MW) positive (Lieferung) und 125 MW negative (Bezug) Tertiärreserveleistung vorgehalten. Die Erhöhung in positiver Richtung ergibt sich durch die Beschaffung der Ausfallsreserve (wie in 1.1.2 beschrieben) im Rahmen der Tertiärregelung. Zusätzlich zu diesen Leistungsvorhaltungen gibt es ergänzend noch schwankende Gebotsmengen aus dem Tagesminutenreservemarkt.

1.2. Kosten und Beschaffung der Leistungs-Frequenz-Regelung

Während die Abweichung der Prognose in einer Bilanzgruppe als Ausgleichsenergie bezeichnet wird, wird der Saldo der Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen in der Regelzone als Regelenergiebedarf bezeichnet. Die Summe der Ausgleichsenergie kann um ein Vielfaches höher sein als die Regelenergie, da sich in der saldierten Betrachtung die Bilanzgruppen mitunter selbst

ausgleichen. Die Kosten für die Aufbringung der Regelenergie werden den einzelnen Bilanzgruppen und Erzeugern anteilig in Rechnung gestellt. Dabei sieht das EIWOG 2010 für die verschiedenen Regelenergiearten unterschiedliche Kostentragungsregelungen vor. Die aus der Primärregelung entstehenden Kosten sind von Betreibern von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW im Verhältnis ihrer Jahreserzeugungsmengen zu tragen. Die Mittel für die Tertiärregelung werden von den Bilanzgruppen aufgebracht und gehen auf diesem Weg in den von Endkunden zu zahlenden Energiepreis ein.

Für die Sekundärregelung traf der Gesetzgeber eine besondere Festlegung: 78 % der Kosten werden durch das Systemdienstleistungsentgelt (SDLE) aufgebracht, das von Einspeisern, einschließlich Kraftwerksparks, mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW an den Regelzonenführer zu entrichten ist. Die Kosten werden damit wie bei der Primärregelung durch Erzeuger getragen, allerdings wird das Systemdienstleistungsentgelt von der Regulierungsbehörde jährlich in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung festgelegt, während die Primärregelkosten den Erzeugern unmittelbar verrechnet werden. Die übrigen 22 % der Mittel werden wie die Tertiärregelkosten von den Bilanzgruppen getragen und in gleicher Weise verrechnet.

Mit der Überwälzung eines Großteils der Kosten auf die Erzeuger soll ein Anreiz geschaffen werden, das Systemdienstleistungsentgelt niedrig zu halten. Überdies erscheint eine Kostentragung durch die Erzeuger auch deshalb gerechtfertigt, weil die vorzuhaltende Sekundärregelleistung und abgerufene Energie maßgeblich von der Beschaffenheit und Verfügbarkeit des Kraftwerksparks in der Regelzone abhängt.

1.2.1. Primärregelung

Die Novellierung des EIWOG im Jahr 2006 schuf die rechtliche Grundlage für eine ausschreibungsbasierte Beschaffung der Primärregelung, welche bis 2010 umgesetzt wurde und sich 2010 mit Kosten von ca. 15 Mio. € und 2011 mit Kosten von ca. 17 Mio. € für Erzeuger größer 5 MW darstellen lässt. An der Ausschreibung von Primärregelleistung (bei Primärregelung wird nur die Vorhaltung/Bereitstellung von Leistung ausgeschrieben) können nur im Vorfeld präqualifizierte Anbieter teilnehmen, welche am Mittwoch ein Angebot über mindestens 2 MW für die Folgewoche abgeben. Am Ende des Angebotszeitraums wird die angebotene Menge geprüft und gegebenenfalls eine weitere Auktion durchgeführt. Die günstigsten Anbieter erhalten den Zuschlag und den Preis vergütet, zu welchem sie angeboten haben.

In der nachstehenden Abbildung 1.1 werden die Kosten der Primärregelung sowie der mengengewichtete Durchschnittspreis für das Jahr 2010 und 2011 in wöchentlicher Auflösung dargestellt. Während im Jahr 2010, im ersten Jahr öffentlicher Ausschreibungen, die Kosten der Primärregelung sichtbar schwankten, ist das für das Jahr 2011 nicht mehr erkennbar. Die Korrelation zwischen den Ausschreibungsergebnissen der Primärregelleistung und EEX-Spotmarktpreisen der Peak-Periode ist tendenziell gering und führte für den Betrachtungszeitraum von 2 Jahren zu keinen signifikanten Ergebnissen. Es ist jedoch wahrscheinlich, dass vor allem Pegelstände bzw. Durchflussmengen von Speichern und Flüssen eine hohe Korrelationen mit den Primärregelleistungspreisen aufweisen.

In Folge des gemeinsamen Betriebs der Regelzonen TIWAG-Netz AG und APG (und möglicher höherer Anzahl von potenziellen Anbietern) ist keine merkliche Veränderung des mengengewichteten Durchschnittspreise pro MW erkennbar. Die Ausreißer der Kosten bzw. Preise (Kosten = akzeptierte Menge der Primärregelleistung multipliziert mit mengengewichtetem Durchschnittspreis) in der Woche vor und nach dem Jahreswechsel lassen sich primär auf unterschiedliche Beschaffungszeiträume zurückführen. Die höheren Kosten für 2011 ergeben sich vor allem durch die erhöhte Primärregelleistungsmenge (Erhöhung von 65 MW in 2010, auf 76 MW in 2011).

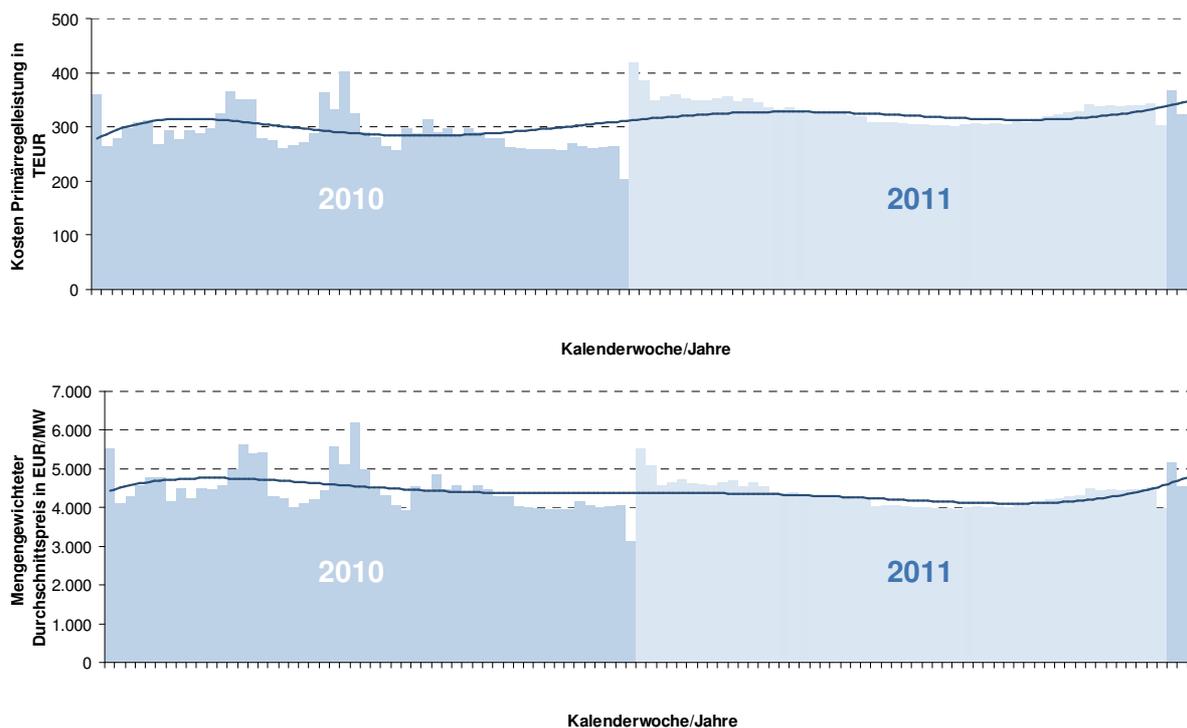


Abbildung 1.1: (oben) Kosten der Primärregelleistung für 2010 und 2011; (unten) mengengewichteter Durchschnittspreis für 2010 und 2011; Datenquelle: (APG, 2012)

1.2.2. Sekundärregelung

Das EIWOG 2010 sieht vor, dass die bislang nur auf vertraglicher Basis mit Kraftwerksbetreibern erbrachte Sekundärregelung ab 2012 als letztes Regelenergieprodukt marktbasierend zu beschaffen ist. Aufgrund des bedeutenden Umsatzes von etwa 60 bis 90 Mio. € pro Jahr für Sekundärregelung und der Aktualität der Neugestaltung dieses Marktes, ist dieser Marktbereich, speziell in den nächsten Jahren, besonders interessant.

Um auch im Bereich der Sekundärregelung einen Marktmechanismus einzubringen, wurde bis 2012 die von Sekundärregelungsbereitstellern in einer Woche erbrachte Energie rückerstattet. Entsprechend den Bestimmungen in den Marktregeln wurde dabei die über die Woche (Montag - Sonntag) gelieferte bzw. zurückgenommene Energie von der Verrechnungsstelle APCS nach Bezug und Lieferung summiert und in Folge in Form eines Naturalaustausches an den Erzeuger bis spätestens 2 Wochen nach jener Woche, in welcher die Energiemenge abgegeben wurde, zurückgeliefert. Im Zuge der Ausschreibung dieser Rücklieferprodukte wurde eine Umwertung vorgenommen. Die für die Sekundärregelung gelieferte Energiemenge wurde in Form von Spitzenlastprodukten (Peak 08-20) an die Erzeuger zurückgeliefert. Für die von den Erzeugern übernommene Sekundärregelenergie mussten diese die Hälfte der Energiemenge in Form von Grundlastprodukten (Base 00-24) zurückliefern.

Der zweite Kosten-Anteil der Sekundärregelung, der Kostenaufwand zur Vorhaltung der Leistung für die Sekundärregelung, wurde bis 2012 auf Vertragbasis zwischen Regelzonenführer und Sekundärregelanbieter beglichen. Die Kosten der Vorhaltung von Sekundärregelleistung wurde (bis 2012) und wird auch in Zukunft (wie einleitend in 1.2 dargestellt) durch das Systemdienstleistungsentgelt abgedeckt, welches jährlich von der Regulierungsbehörde festgelegt und direkt den Erzeugern verrechnet wird. Die monetäre Grundlage des Vertrages zwischen Regelzonenführer und Sekundärregelanbieter zur Vorhaltung der Leistung ist zwar nicht öffentlich bekannt, kann jedoch mit Schätzungen aus öffentlich verfügbaren Daten näherungsweise errechnet werden. Basierend auf der rechtlichen Grundlage, dass allen Betreibern von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW, im Verhältnis ihrer Jahreserzeugungsmengen das SDLE verrechnet wird, kann schlussfolgernd mittels SDLE-Tarifen und den Erzeugungsmengen in der

Regelzone auf die Vorhaltekosten rückgerechnet werden. Bei Annahme einer Jahreserzeugung von rd. 50.000 GWh und durchschnittlichen SDLE-Tarifen von 0,12 Cent/kWh (2007-2010), ergeben sich jährliche Vorhaltekosten von rd. 60 Mio. Euro pro Jahr. Die Gegenüberstellung dieser jährlichen Leistungskosten und der jährlichen Arbeitskosten (Differenz der Kosten und Erlöse aus dem Rücklieferprogramm, siehe dazu auch Abbildung 1.2) von rd. 13,5 Mio. Euro (2006-2009) ergibt im langjährigen Durchschnitt ein Verhältnis in der Größenordnung von 78:22.

Seit dem Inkrafttreten des EIWOG 2010 sind die Bedingungen für die Beschaffung der Sekundärregelung von der Regulierungsbehörde bescheidmäßig zu genehmigen. Die an der Ausschreibung teilnehmenden Anbieter sind durch ein transparentes Präqualifikationsverfahren zu ermitteln, dessen Ziel die Teilnahme einer möglichst großen Anzahl von geeigneten Anbietern ist.

APG hat im Mai 2011 die Ausschreibungsbedingungen für die Sekundärregelung zur Genehmigung eingereicht. Zur Information übermittelte APG auch eine Liste von Kontaktstellen, Unterlagen zur technischen Präqualifikation von Anbietern, rechtsverbindliche Erklärungen des zuständigen österreichischen Bilanzgruppenverantwortlichen, Begriffsbestimmungen sowie einen Rahmenvertrag über die Vergabe von Aufträgen zur Vorhaltung von Sekundärregelleistung und Erbringung von Sekundärregelenergie. Der behördlichen Genehmigung unterlagen dabei nur die eigentlichen Ausschreibungsbedingungen und die Begriffsbestimmungen; diese wurden Anfang August 2011 von der Regulierungsbehörde genehmigt.

In einem zweiten Bescheid vom November 2011 genehmigte die Regulierungsbehörde auch die Ausschreibungsbedingungen zur Beschaffung der Ausfallsreserve, welche rechtlich wie oben beschrieben der Sekundärregelung zugeordnet, jedoch im Rahmen der Ausschreibung der Tertiärregelung von APG beschafft wird.

In den nachstehenden Abbildung 1.2 und Abbildung 1.3 werden die Kosten/Erlöse sowie die Mengen in Bezug auf die über die Rücklieferprogramme ausgetauschte Energie über den Verlauf der Jahre in monatlicher Auflösung dargestellt.

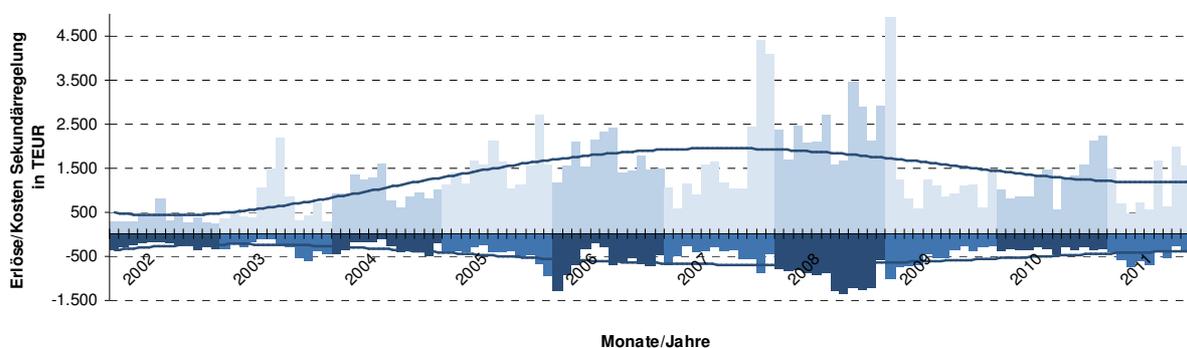


Abbildung 1.2: Erlöse/Kosten des Rücklieferprogramms bei Sekundärregelung von 2002 bis 2011; Datenquelle: (APCS, 2012)

Speziell durch den Ausreißer im Jänner 2009 (in einer Woche waren durch ein einzelnen Marktteilnehmer bei einem Preis von 467 Euro/MWh rd. 4 Mio. Euro an Kosten für Sekundärregelung angefallen) wurde eine Änderung des Rückliefermechanismus veranlasst. Ab August 2009 wurde das Rücklieferprogramm nicht mehr über wöchentliche Auktionierungen, sondern über die Energiebörse EXAA gehandelt. In der Betrachtung der Energiemengen ist der 2-wöchentliche Verzug durch das Rücklieferprogramm sowie die Umwertung zu beachten (in der Abbildung bereits berücksichtigt). Spezielle Veränderungen in Bezug auf Energiemengen und Kosten, lassen sich für das Jahr 2011 (gemeinsamer Betrieb der Regelzonen APG und TIWAG) aus dieser Darstellung nicht ableiten. Seit der marktbasierter Beschaffung der Sekundärregelung liegen noch keine öffentlich verfügbaren Ausschreibungsergebnisse vor.

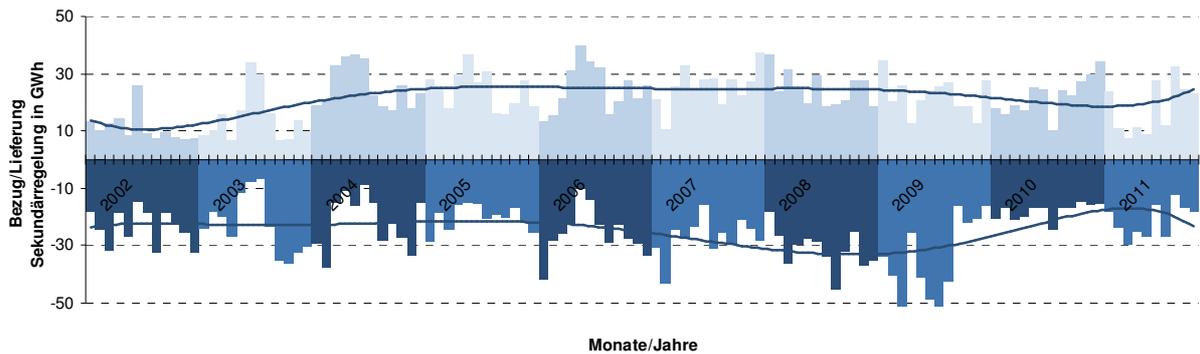


Abbildung 1.3: Mengen des Rücklieferprogramms bei Sekundärregelung von 2002 bis 2011; Datenquelle: (APCS, 2012)

1.2.3. Tertiärregelung

Die beiden Komponenten der Tertiärregelung, Marketmaker und Minutenreserve, werden seit 2001 durch die Verrechnungsstellen marktbasiert beschafft (ab 2012 Beschaffung durch den Regelzonenführer) und belaufen sich bei einem aktuell fallendem Trend im 5-Jahres-Mittel auf jährlich rund 11 Mio. € (davon > 80% für Marketmaker).

Betrachtet man die langjährige Entwicklung der Marketmaker-Kosten (Abbildung 1.4), so sinken diese ausgehend von einem hohen Kostenniveau bei Markteinführung langfristig auf einen Wert von rd. 500.000 Euro pro Monat.

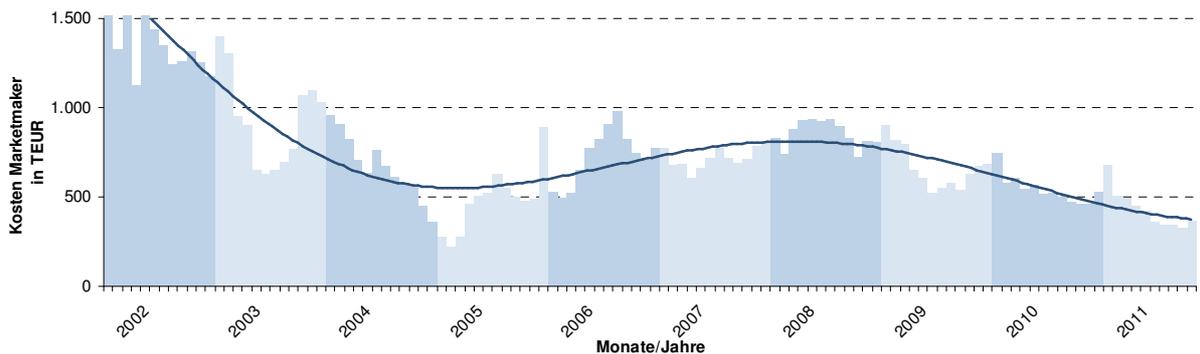


Abbildung 1.4: Kosten für Marketmaker von 2002 bis 2011; Datenquelle: (APCS, 2012)

Aus dem zeitlichen Verlauf (Abbildung 1.6) geht weiters hervor, dass nur geringe Mengen von Tertiärregelenergie abgerufen werden und der überwiegende Kostenanteil durch die Marketmaker-Vergütung verursacht wird.

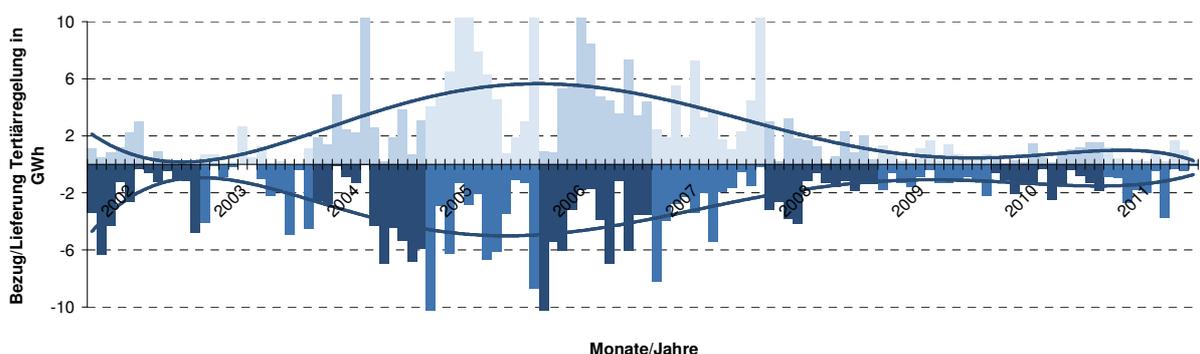


Abbildung 1.5: Mengen von Tertiärregelenergie von 2002 bis 2011; Datenquelle: (APCS, 2012)

Die Kostenkomponente Marketmaker (die als Leistungspreis der Tertiärregelung betrachtet werden kann) wird im Gegensatz zum Aufwand für die Leistungsvorhaltung von Primär- und Sekundärregelung jedoch nicht den Erzeugern, sondern den Bilanzgruppen verrechnet. Von ca. 2005 bis Ende 2011 waren die Marketmaker-Mengen fix mit +100 / -125 MW festgelegt, zuvor wurden in regelmäßigen Abständen auf Anforderung des Regelzonenführers unterschiedliche Mengen festgelegt. Trotz annähernd symmetrischen Verlaufs von Bezug und Lieferung, kann man aus der langjährigen Entwicklung der monetären Ausschreibungsergebnisse (Abbildung 1.6) erkennen, dass die Kosten für Tertiärregelenergie deutlich höher ausfallen als deren Erlöse.

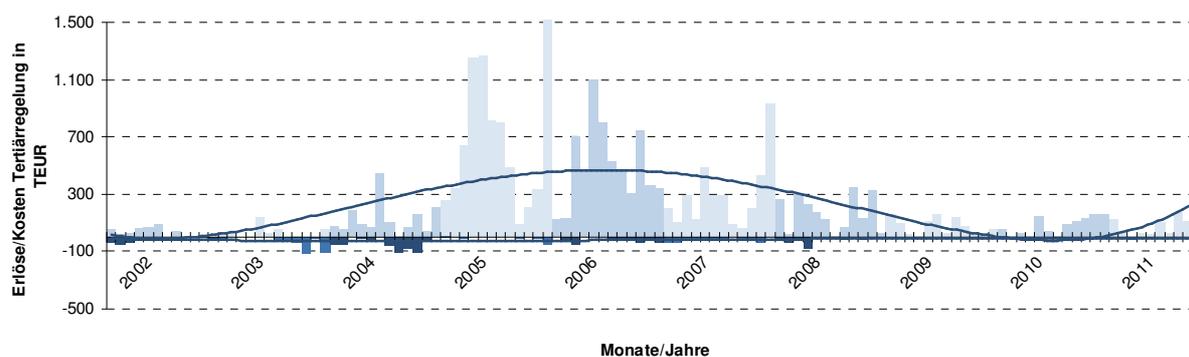


Abbildung 1.6: Erlöse/Kosten durch Tertiärregelung von 2002 bis 2011; Datenquelle: (APCS, 2012)

2. Grenzüberschreitender Regelennergie- und Regelleistungshandel

Seit Beginn der Strommarktliberalisierung in Europa steht die Schaffung eines gemeinen europäischen Strombinnenmarktes im Fokus der Europäischen Kommission und der europäischen Energieregulatoren. Die Entwicklung eines grenzüberschreitenden Handels von Regelennergie und Regelleistung wird dabei als wichtiger Schritt betrachtet und soll durch eine Erhöhung der Marktliquidität zu mehr Wettbewerb und einer Kostensenkung in der Regelreservebeschaffung⁴ führen. Um diese Bestrebungen auf gesamteuropäischer Ebene voranzutreiben, hat die Europäische Kommission gemäß der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 die Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) damit beauftragt, Rahmenleitlinien (Framework Guidelines) zur Entwicklung eines nichtdiskriminierenden, wettbewerblichen und effizienten europäischen Regelennergie- und Regelleistungsmarktes zu erarbeiten. Diese sind innerhalb von 6 Monaten nach Anfrage der Europäischen Kommission zu erstellen bzw. öffentlich zu konsultieren und dienen in weiterer Folge dem ENTSO-E als Grundlage zur Erstellung rechtlich verbindlicher Netzkodizes. Die Beauftragung von ACER durch die Europäische Kommission ist mit Januar 2012 erfolgt, wodurch die europäischen Energieregulatoren unter der Koordination von ACER nun bis Juni 2012 Zeit haben, entsprechende Rahmenleitlinien zur Entwicklung eines grenzüberschreitenden Regelennergie- und Regelleistungshandels zu erarbeiten. Im Rahmen dieses Kapitels sollen nun die technischen Voraussetzungen zur Schaffung eines solchen grenzüberschreitenden⁵ Austauschs, das notwendige Harmonisierungsmaß relevanter Marktgestaltungsparameter und deren mögliche Optionen dargestellt und untersucht werden.

⁴ Regelreserve ist im Rahmen dieser Arbeit als Oberbegriff von Regelennergie und Regelleistung zu verstehen und umfasst somit beide Produkte.

⁵ Die Begriffe regelzonenüberschreitend und grenzüberschreitend werden im Rahmen dieser Arbeit synonym verwendet, da die Regelzonen in Europa zumeist deckungsgleich den nationalen Ländergrenzen entsprechen.

2.1. Technische Voraussetzungen

Regelreservemärkte stehen im besonderen Spannungsfeld zwischen technischer Versorgungssicherheit und ökonomischer Effizienz. Es gilt sowohl einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten als dies auch mit vertretbaren Kosten zu bewerkstelligen. Die Bewältigung dieser Aufgabe obliegt dem Übertragungsnetzbetreiber (Transmission System Operator, TSO). Dieser ist für die Versorgungssicherheit innerhalb seines Netzgebietes verantwortlich und muss sicherstellen, dass Erzeugung und Verbrauch jederzeit in Ausgleich gebracht werden können⁶. Um kurzfristige Störungen auszuregulieren und damit die Netzstabilität zu gewährleisten, bedient er sich der Anlagen der Regelreserve. Sollen diese nun verstärkt grenzüberschreitend bereitgestellt werden, so gilt es vor allem die folgenden technischen Kriterien zu berücksichtigen.

2.1.1. Mindestanteil regelzoneninterner Regelleistung

Das OH, als Regelwerk für einen sicheren und koordinierten Netzbetrieb, schreibt für Regelzonen einen Mindestanteil an interner Regelleistung vor. Für den Fall der Primärregelung ist diese durch den lokalen TSO jährlich festzulegen. Sollte zudem auch der Bedarf einer benachbarten Regelzone mit gedeckt werden, so kann der interne Anteil der Primärregelleistung um 90 MW oder 30 % erhöht werden. Das OH schreibt des Weiteren vor, dass 66 % der Sekundärregelleistung geographisch innerhalb der Regelzone bereitgestellt werden muss sowie 50 % der insgesamt benötigten Sekundär- und Tertiärregelleistung. Eine sinnvolle Marktgestaltung muss daher allenfalls diese Kriterien für einen technisch sicheren Systembetrieb berücksichtigen und gewährleisten, dass auch bei zunehmendem grenzüberschreitendem Handel die Qualität der regelzoneninternen Reserve nicht nachteilig beeinflusst wird. Da sich aber langfristig bei einem Ausbau des Übertragungssystems der notwendige Anteil interner Reserve verringern kann und die hier genannten Größenordnungen lediglich Richtwerte darstellen, sollte in regelmäßigen Abständen eine Evaluierung dieser intern notwendigen Reserve erfolgen.

2.1.2. Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten

Während für den grenzüberschreitenden Austausch von Regelenergie auch kurzfristig frei verfügbare Übertragungskapazitäten (z.B. nach dem Intraday-Handel) genutzt werden können, ist es für die grenzüberschreitende Vorhaltung von Regelleistung notwendig, diese langfristig und sicher zur Verfügung zu stellen. Dies ist jedoch nur durch eine Leitungsreservierung für den Regelleistungsaustausch möglich, wodurch sich die verfügbare Leitungskapazität für den Termin-, Spot- und Intraday-Handel verringert. Die Sinnhaftigkeit einer solchen Maßnahme wird derzeit kontrovers diskutiert⁷. Als gemeinsames Verständnis hat sich dabei herausgestellt, dass eine Leitungsreservierung nur dann erlaubt werden sollte, wenn durch die grenzüberschreitenden Vorhaltung der Regelleistung eine Steigerung der ökonomischen Wohlfahrt im gesamten Marktgebieten erreicht werden kann (siehe Abbildung 2.1).

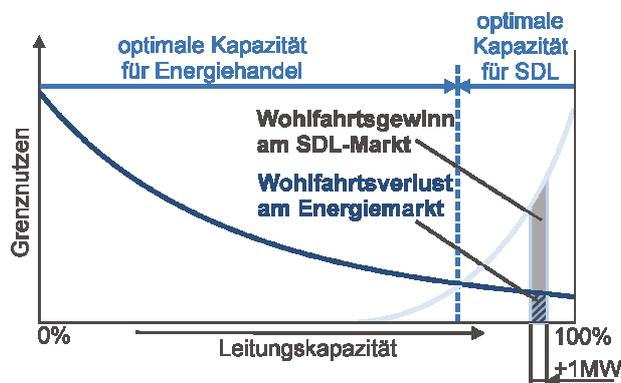


Abbildung 2.1: Optimale Aufteilung der Übertragungskapazitäten für den Handel von Energie und Systemdienstleistungen (SDL), vgl. (ENTSO-E, 2011, S. 9), (Fussi, 2011, S. 97)

⁶ Siehe z.B. (UCTE, 2009, B-S1)

⁷ Siehe z.B. (ENTSO-E, 2011, S. 3), (SINTEF, 2011, S. 27), (ERGEG, 2009, S. 18ff) et. al

Die Prüfung dieses Kriteriums sollte anhand transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien durch den TSO und in Abstimmung mit den Regulatoren erfolgen, wobei auch mögliche Auswirkungen auf die einzelnen Regelzonen und Energiemärkte in die Entscheidungsfindung mit einzubeziehen sind.

2.1.3. Qualität der Regelreserveprodukte

Anlagen der Regelreserve müssen auf äußerst kurzfristige Störungen reagieren und daher eine hohe Betriebsdynamik aufweisen. Um diese sicherzustellen, werden von den TSOs Präqualifikationsverfahren durchgeführt, bei denen die Anlagenbetreiber nachweisen müssen, dass sie in der Lage sind, die vom TSO festgelegten Mindestanforderungen zu erfüllen. Erst danach ist es potentiellen Anbietern erlaubt, am jeweiligen Regelreservemarkt teilzunehmen. Um die Qualität dieser Regelreserveprodukte auch im Falle eines grenzüberschreitenden Handels sicherzustellen und einen Vergleich der Produkte zu ermöglichen, ist eine Harmonisierung der Präqualifikationsbedingungen dringend erforderlich. Gleiches gilt auch für allfällige Sanktionsmaßnahmen, um gleiche Anreize der Regelleistungsbereitstellung in den unterschiedlichen Regelzonen zu gewährleisten⁸. Im Sinne eines nichtdiskriminierenden Marktes sollte zudem auch sichergestellt werden, dass erneuerbare Energien am Regelreservemarkt teilnehmen können, wenn sie die dafür notwendigen Präqualifikationsbedingungen erfüllen.

2.2. Konzepte für den Austausch von Regelenergie und Regelleistung

Die unter Punkt 2.1 genannten Kriterien stellen technische Mindestvoraussetzungen für einen grenzüberschreitenden Regelreservehandel dar. Die Marktmodelle auf deren Basis ein solcher Austausch erfolgen kann, werden im Folgenden beschrieben. Zusätzlich wird auch auf das Konzept des Netzregelverbundes (NRV) eingegangen.

2.2.1. Netzregelverbund (NRV)

Innerhalb einer Regelzone kommt es, bedingt durch Fahrplanabweichung, zu Leistungsungleichgewichten, welche durch die Anlagen der Regelreserve kompensiert werden müssen. Erfolgt die Aktivierung dieser Anlagen nur auf Grund des Ungleichgewichts innerhalb einer Zone, so ist es möglich, dass in einer benachbarten Zone gegenläufige Reserven aktiviert werden. Um solche Ineffizienzen zu vermeiden, werden im Konzept des NRVs auch die Erzeugungsungleichgewichte benachbarter Regelzonen mitberücksichtigt. Es ist somit möglich, den Leistungsüberschuss einer Zone durch den Leistungsmangel einer anderen zu kompensieren, wodurch nur mehr das gemeinsame Regelzonensaldo ausgeregelt werden muss. Durch diese Maßnahme können die abgerufenen Regelenergiemengen und damit auch die Regelenergiekosten deutlich verringert werden.

In den vier Regelzonen in Deutschland - 50 Hertz, Amprion, EnBW und TenneT - wurde der NRV bereits mit 31. Mai 2010 verpflichtend eingeführt⁹. Der Fokus liegt dabei auf einer Kooperation im Bereich der Sekundärregelung. Die konkrete Umsetzung erfolgt mittels vier Modulen, welche zeitlich gestaffelt implementiert werden sollen. Das bereits umgesetzte Modul 1 verhindert dabei, wie zuvor beschrieben, die gegenläufige Aktivierung der Sekundärregelleistung in Echtzeit. Im Rahmen der nachfolgenden Module ist es geplant, den Regelleistungsaustausch zunehmend zu erhöhen, bis schließlich in Modul 4 ein Abruf über eine gemeinsame Merit-Order-Liste in allen verbundenen Regelzonen erfolgen sollte (TU Dortmund et al., 2009, S 17ff).

Die bisher in Deutschland durch diese Maßnahme erzielten Einsparungen belaufen sich auf rund 16 Mio. € monatlich (Bundesnetzagentur, 2010). Es gibt zudem bereits Bestrebungen, das Konzept auch auf die benachbarten Regelzonen der Niederlande, Dänemarks, Tschechiens und der Schweiz auszuweiten. Auf Grund der bis dato mangelnden Erfahrung kann der technische Aufwand und die

⁸ Diese Sanktionen könnten beispielsweise in den begleitenden Rahmenverträgen definiert werden.

⁹ Alternativ wurde in Deutschland auch das Konzept eines zentralen Netzreglers angedacht (TU Dortmund et al., 2009, S 11ff).

konkrete Wirkungsweise eines länderübergreifenden NRVs noch nicht abgeschätzt werden. Prinzipiell erscheint das Konzept jedoch auch auf länderübergreifender Ebene sinnvoll. Hervorzuheben ist auch, dass diese Maßnahme zusätzlich zu einer Marktharmonisierung umgesetzt werden kann, eine solche aber nicht voraussetzt.

Neben dem NRV, welcher durch eine Verringerung des Regelreserveabrufs zu einer bedarfsseitigen Verringerung der Regelungskosten führen sollte, gibt es auch die Möglichkeit, durch einen verstärkten grenzüberschreitenden Handel die Bieteranzahl bzw. den Wettbewerb zu erhöhen und damit eine angebotsseitige Kostenverringerung zu erzielen. Dies ist der Zweck der nun folgend dargestellten Marktmodelle, welche auf den grenzüberschreitenden Regelenergie- und Regelreservehandel angewendet werden können.

2.2.2. BSP-TSO Modell

Im Rahmen des BSP-TSO Modells können Regelreserveanbieter (Balancing Service Provider, BSP) selbst entscheiden, ob sie ihre Anlagen dem lokalen TSO zur Verfügung stellen oder in einer benachbarten Regelzone anbieten (siehe Abbildung 2.2). Sie treten dabei in ein direktes Vertragsverhältnis mit dem nachfragenden TSO und haben dafür Sorge zu tragen, dass Fahrplanänderungen zeitgerecht an den Regelzonenführer übermittelt werden bzw. im Falle eines grenzüberschreitenden Austauschs auch ausreichende Übertragungskapazitäten vorhanden sind¹⁰.

Ein wesentlicher Vorteil des Modells besteht darin, dass bereits bei einem geringen Harmonisierungsgrad von Marktgestaltungsparametern ein grenzüberschreitender Handel möglich wird. Für die BSPs können sich jedoch Probleme wie abweichende Marktregeln, Inkompatibilitäten mit IT-Systemen anderer Regelzonen etc. ergeben. Ein wesentlicher Nachteil des Modells besteht darin, dass einzelne BSPs keinen Gesamtsystemüberblick besitzen und Gebotsentscheidungen auf Basis ihrer beschränkten Informationen treffen müssen. Dies kann in der Folge zu einem wohlfahrtsökonomisch suboptimalen Einsatz der vorhandenen Ressourcen bzw. ökonomischen Ineffizienzen führen. Ein BSP-TSO Modell sollte daher nur interimistisch implementiert werden, solange die nachfolgend genannten Konzepte noch nicht umgesetzt werden können (ERGEG, 2009, S. 22-23).

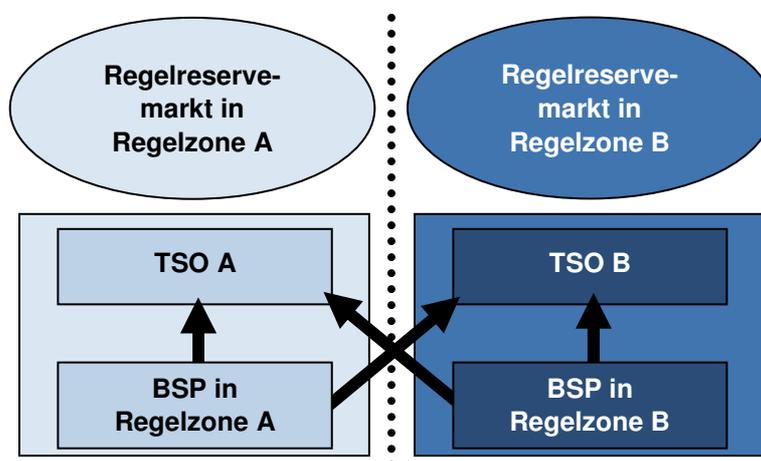


Abbildung 2.2: Handelsbeziehungen im BSP-TSO Modell

2.2.3. TSO-TSO Modell

Im Falle des TSO-TSO Modells bieten die BSPs ihre Regelreserve dem lokalen TSO an und treten nur mit diesem in ein Vertragsverhältnis. Der lokale TSO ist in weiterer Folge für den grenzüberschreitenden Austausch der Regelreserve und die Bewirtschaftung der Übertragungskapazitäten zuständig. Auf Grund der Tatsache, dass der TSO genaue Kenntnis über

¹⁰ Die technische Umsetzung eines regelzonenüberschreitenden Austausch von Sekundärregelreserve unter Verwendung eines BSP-TSO Modells wird in (UCTE, 2009, B-D7.1.) explizit ausgeführt.

die noch frei verfügbaren Leitungskapazitäten besitzt, kann das grenzüberschreitende Handelsvolumen gegenüber einem BSP-TSO Modell erhöht werden. Zudem verringert sich auch der organisatorische Aufwand, da die BSPs nicht mehr mit jedem TSO, dem sie Regelreserve bereitstellen, in ein Vertragsverhältnis treten müssen, sondern lediglich mit dem lokalen TSO. Abhängig vom Harmonisierungsgrad zwischen den Teilmärkten kann die praktische Umsetzung des Konzepts in Form eines TSO-TSO Modells ohne bzw. mit gemeinsamer Merit-Order-Liste erfolgen.

2.2.3.1. TSO-TSO Modell ohne gemeinsame Merit-Order-Liste

Das TSO-TSO Modell ohne gemeinsame Merit-Order-Liste ermöglicht bereits bei geringem Harmonisierungsgrad einen grenzüberschreitenden Regelreserveaustausch. Dabei ermittelt der lokale TSO zuerst den internen Regelreservebedarf und bietet die von ihm nicht benötigten Kapazitäten anschließend den benachbarten TSOs an (siehe Abbildung 2.3). Es ist dabei nicht zwangsläufig notwendig die einzelnen Regelreservemärkte zu harmonisieren, sondern es können z.B. auch nur die grenzüberschreitenden Produkte vereinheitlicht und ausgetauscht werden. Um dies zu gewährleisten, ist es jedoch erforderlich, den internen Regelreservebedarf frühzeitig zu ermitteln sowie die Gebote anderer Regelzonen zeitgerecht zu erhalten, um diese in der regelzoneninternen Planung berücksichtigen zu können. Als wesentlicher Nachteil des Konzepts ist anzuführen, dass lediglich die Überkapazitäten der verschiedenen Regelzonen ausgetauscht werden. Der Ansatz garantiert dadurch nicht zwangsläufig einen gesamtsystemisch optimalen Einsatz der Regelreserve, wenngleich sich die Effizienz gegenüber einem BSP-TSO Modell deutlich erhöht. Treten mehr als zwei TSOs in einen regelzonenüberschreitenden Austausch, so ist es notwendig, eine Prioritätsreihung der Anlagenaktivierung vorzunehmen, um einen eindeutigen Zugriff der TSOs auf die Regelreserve sicherzustellen.

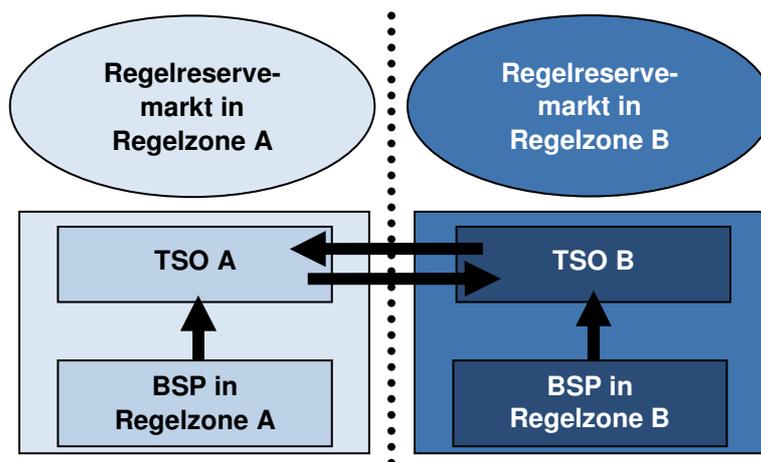


Abbildung 2.3: Handelsbeziehungen im TSO-TSO Modell ohne gemeinsame Merit-Order-Liste

2.2.3.2. TSO-TSO Modell mit gemeinsamer Merit-Order-Liste

Im TSO-TSO Modell mit gemeinsamer Merit-Order-Liste werden die gesamten Regelreservekapazitäten der am Austausch beteiligten TSOs auf einer gemeinsamen Plattform angeboten und nach steigenden Kosten aktiviert (siehe Abbildung 2.4). Dadurch kann ein volkswirtschaftlich optimaler Einsatz der verfügbaren Regelreservekapazitäten gewährleistet werden. Treten Leitungsengpässe auf oder kann die erforderliche regelzoneninterne Regelreserve nicht garantiert werden, so muss es den TSOs möglich sein, von der Aktivierung gemäß Merit-Order-Liste abzuweichen. Diese Ausnahmefälle sollten jedoch bereits im Vorhinein genau spezifiziert und den Marktteilnehmern ex-post transparent dargelegt werden (ERGEG, 2009, S. 24). Im Vergleich zum Konzept ohne gemeinsame Merit-Order-Liste, erfordert der hier beschriebene Ansatz ein deutlich höheres Maß an Harmonisierung. Wie die Erfahrungen des skandinavischen Marktes zeigen, in dem dieser Ansatz bereits umgesetzt wurde, ist es zumindest notwendig die technischen Charakteristika der Regelreserveprodukte sowie die Handschlusszeiten der Teilmärkte zu harmonisieren (KH Leuven

et al., 2009, S. 38-39). Um ein höchstmögliches Maß an Effizienz zu erreichen und Marktverzerrungen zu vermeiden, sind jedoch noch weitere Harmonisierungsschritte einzuleiten.

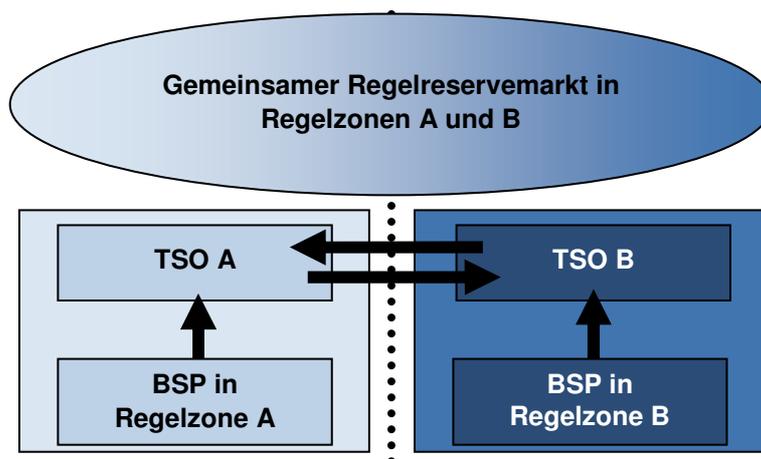


Abbildung 2.4: Handelsbeziehungen im TSO-TSO Modell mit gemeinsamer Merit-Order-Liste

2.3. Harmonisierung von Marktgestaltungsparametern

Im Folgenden werden die relevanten Marktgestaltungsparameter zur Entwicklung eines grenzüberschreitenden Regelreservehandels dargestellt sowie deren Harmonisierungsbedarf und mögliche Optionen untersucht. Zusätzlich sollen auch wechselseitige Abhängigkeiten aufgezeigt werden, die es bei der Wahl dieser Parameter zu berücksichtigen gilt.

2.3.1. Generelle Handelsschlusszeit

Die generelle Handelsschlusszeit (gate closure time, GCT) definiert den letztmöglichen Zeitpunkt bis zudem die Marktteilnehmer eine Anpassung ihres Erzeugungs- bzw. Verbrauchsfahrplans vornehmen können (Verhaegen, Meeus, Belmans, 2006, S. 2). Je kürzer diese Verzugszeit gewählt wird, desto länger ist es den Marktteilnehmern möglich, Fahrplanabweichungen durch Handelstransaktionen selbständig zu korrigieren. Der ökonomische Anreiz dazu muss durch den Ausgleichsenergiepreis bereitgestellt werden. Übersteigt dieser die Preise des Intraday- bzw. OTC-Handels, so werden die Marktteilnehmer versuchen, ihre Erzeugungs- bzw. Verbrauchspositionen bestmöglich in Ausgleich zu bringen, wodurch sich der Regelungsaufwand für den TSO minimiert. Gleichzeitig muss dem TSO aber auch eine ausreichende Vorlaufzeit eingeräumt werden, um die technische Durchführbarkeit der Erzeugungs- und Verbrauchsfahrpläne überprüfen zu können. Die Wahl der GCT sollte somit den Marktteilnehmern maximale Flexibilität in Ihrer Fahrplananpassung ermöglichen, gleichzeitig aber auch die notwendigen Vorlaufzeiten des TSOs berücksichtigen.

Vergleicht man die GCTs innerhalb Europas, so variieren diese von 15 Minuten bis zu einem Tag und mehr (ERGEG, 2009, S. 26). Wesentliche Probleme die dadurch entstehen können, sind asymmetrisch verteilte Marktchancen in benachbarten Märkten in Folge unterschiedlicher Möglichkeiten zur Arbitrage sowie eine unterschiedliche Exposition der Marktteilnehmer gegenüber auftretenden Fahrplanabweichungen (KH Leuven et al., 2009, S. 38). Die Harmonisierung der GCT wird daher als eine wesentliche Voraussetzung zur Schaffung eines nichtdiskriminierenden und wettbewerblichen Handels erachtet (ERGEG, 2009, S. 25).

2.3.2. Produktdefinitionen

Die Produktdefinition ist eng mit der technischen Qualität der Regelreserve verbunden. Zur Forcierung des grenzüberschreitenden Austauschs und zur besseren Vergleichbarkeit der Produkte ist es zumindest notwendig, technische Parameter, wie die Aktivierungszeit der Anlagen oder die Zeitspanne bis zur vollen Leistungsbereitstellung zu vereinheitlichen. Diese können, wie in Punkt 2.1.3 erläutert, durch entsprechende Präqualifikationsverfahren des TSOs überprüft und sichergestellt werden.

Neben den grenzüberschreitenden Standardprodukten¹¹ sollte es zudem auch möglich sein, nationale Produkte wie z.B. eine langsame Minutenreserve zu definieren, um die speziellen Bedürfnisse der jeweiligen TSOs berücksichtigen zu können. Dabei ist jedoch darauf zu achten, dass es zu keiner marktverzerrenden Wirkung zwischen grenzüberschreitend und national gehandelten Produkten kommt.

2.3.3. Marktgestaltungsparameter im Beschaffungsprozess

Der Beschaffungsprozess dient den TSOs dazu, ausreichende Regelreservekapazitäten sicherzustellen. Dabei sind die folgenden Marktgestaltungsparameter von besonderer Relevanz.

2.3.3.1. Art der Angebotslegung

Die Angebotslegung im Regelenergie- bzw. Regelleistungsmarkt kann entweder auf freiwilliger Basis erfolgen oder verpflichtend vorgeschrieben werden. Beide Varianten kommen derzeit in europäischen Regelreservemärkten zur Anwendung. Der Vorteil einer verpflichtenden Teilnahme besteht darin, dass der TSO Zugriff auf alle nach einem definierten Zeitpunkt noch nicht genutzten Kapazitäten im Markt besitzt. Damit kann eine maximale Ressourcenausnutzung sichergestellt werden. Es ist jedoch trotz der verpflichtenden Teilnahme der Anlagenbetreiber darauf zu achten, dass ausreichende ökonomische Anreize zur Dienstleistungserbringung bereitgestellt werden. Im Falle einer freiwilligen Angebotslegung obliegt es den Anlagenbetreibern, ob sie ihre Ressourcen für Regelungszwecke zur Verfügung stellen oder nicht. Je nach finanziellem Anreiz wird der TSO daher über mehr oder weniger Regelreservekapazitäten verfügen. Eine Harmonisierung der Angebotslegungsart ist vor allem in Hinblick auf die Abgeltung der Regelreserveprodukte erforderlich. So erscheint die Vergütung eines Kapazitätspreises bei einer verpflichtenden Angebotslegung wenig sinnvoll bzw. nicht erforderlich. Wird die Leistungsvorhaltung nur in manchen Märkten separat abgegolten, so können Anlagenbetreiber die einen Leistungspreis erhalten, durch Quersubventionierung deutlich günstigere Gebote im Regelenergiemarkt platzieren und Betreiber ohne Leistungspreis, die ihre gesamten Kosten über den Regelenergiemarkt decken müssen, aus diesem Markt verdrängen. Eine Anpassung der Angebotslegungsart erscheint daher dringend erforderlich.

2.3.3.2. Handelsschlusszeiten und Produktbereitstellungsdauer

Neben der bereits erwähnten generellen Handelsschlusszeit variieren auch die Handelsschlusszeiten der Regelreservemärkte innerhalb Europas sehr deutlich¹². Das sind jene Zeiten bis zu denen Gebote für Regelleistungs- bzw. Regelenergie abgeben können. Um ungleiche Arbitragemöglichkeiten in benachbarten Märkten zu vermeiden, wird die Angleichung dieser Handelsschlusszeiten als wesentlich erachtet. Gleiches gilt auch für die Bereitstellungsdauer der verschiedenen Regelreserveprodukte.

2.3.3.3. Preisfindungsmechanismen

Die Preisgestaltung für Regelenergie bzw. Regelleistung erfolgt derzeit in Europa auf sehr unterschiedliche Weise¹³. Für eine wettbewerbliche Preisermittlung werden jedoch vor allem zwei Konzepte als relevant erachtet. Dies ist einerseits das Grenzpreisverfahren (siehe Abbildung 2.5 links), bei dem alle akzeptierten Gebote den Preis des teuersten akzeptierten Gebots, den sogenannten „Market Clearing Price“ (MCP), erhalten sowie das Pay-as-bid Verfahren, bei dem jedes akzeptierte Gebot seinen Gebotspreis (P_{Gebot}) erhält (siehe Abbildung 2.5 rechts).

¹¹ Als grenzüberschreitende Standardprodukte könnten beispielsweise die in Kontinentaleuropa zu meist verwendeten Primär-, Sekundär- oder Tertiärregelungsprodukte definiert werden.

¹² Siehe (ENTSO-E, 2011a)

¹³ Siehe (ENTSO-E, 2011a)

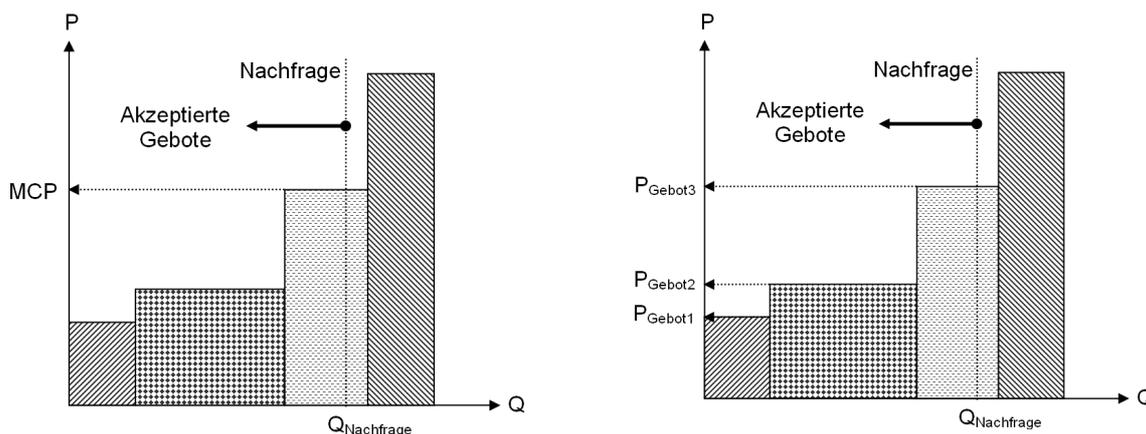


Abbildung 2.5: Preisbildung bei Grenzpreisverfahren (links) bzw. Pay-as-bid Verfahren (rechts)

Bei der Wahl des Preisfindungsmechanismus gilt es vor allem die Kostenart, die den Anlagenbetreibern abgegolten werden soll, zu berücksichtigen bzw. sollte zur Vermeidung ökonomischer Ineffizienzen auch eine Abstimmung zwischen dem Preisfindungsmechanismus für Regelernergie und Regelleistung erfolgen. Wird beispielsweise die Vorhaltung von Regelleistung und die dadurch entstehenden Fixkosten separat abgegolten, so kann die Bepreisung der Regelernergie über ein Grenzpreisverfahren zu erhöhten Beschaffungskosten führen, da die Anlagenbetreiber zusätzlich zur Fixkostenabgeltung über den Leistungspreis auch einen Deckungsbeitrag im Regeler Energiemarkt erhalten. Die Bepreisung der Regelernergie sollte bei separatem Leistungspreis daher sinnvollerweise über ein Pay-as-bid Verfahren erfolgen. Hierbei erhalten die Anbieter genau ihren Gebotspreis, der sich theoretisch an den entstehenden variablen Bereitstellungskosten orientieren sollte. Im Falle der Leistungspreisbestimmung gilt es zu berücksichtigen, dass sich die Fixkosten von Regelreserveanlagen je nach Typ und Alter deutlich unterscheiden können. Spiegeln die Gebote der Anlagenbetreiber deren Fixkosten wider, so ist die Anwendung eines Grenzpreisverfahrens bei dem noch zusätzliche Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können, nicht zweckmäßig. Die Ermittlung des Leistungspreises sollte daher generell über ein Pay-as-bid Verfahren erfolgen. Wird die Leistungsvorhaltung der Anlagenbetreiber allerdings nicht separat abgegolten, so kann die Anwendung des Grenzpreisverfahrens im Regeler Energiemarkt durchaus sinnvoll sein, da die erwirtschafteten Deckungsbeiträge zur Fixkostentilgung herangezogen werden können. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass Anlagenbetreiber nur im Falle einer Energielieferung einen Deckungsbeitrag erzielen, weshalb dieses Konzept nur in Regeler Energiemärkten mit hoher Abrufwahrscheinlichkeit umgesetzt werden kann.

Eine Harmonisierung der Preisfindungsmechanismen kann mögliche Probleme wie eine unterschiedliche Abgeltungen des Leistungspreises und dadurch auch Marktverzerrungen oder ökonomische Ineffizienzen verringern. Sie ist für die Aufnahme eines grenzüberschreitenden Regelreservehandels nicht zwingend notwendig, sollte jedoch zumindest schrittweise erfolgen.

2.3.4. Marktgestaltungsparameter der Ausgleichsenergieverrechnung

Die Verrechnung der Ausgleichsenergie sollte generell eine verursachungsgerechte Zuordnung der dem TSO entstandenen Regelernergiekosten ermöglichen. Als wesentliche Marktgestaltungsparameter werden dabei die folgenden Einflussfaktoren erachtet.

2.3.4.1. Verrechnungszeitdauer

Die Verrechnungszeitdauer (Program Time Unit, PTU) stellt den kleinsten Zeitraster der Fahrplannominierung dar und beeinflusst wie die GCT vor allem die Exposition der Marktteilnehmer gegenüber möglicher Fahrplanabweichungen. Indirekt wird durch diesen Parameter aber auch die Verantwortung der Systemausregelung zwischen den Bilanzgruppenverantwortlichen (Balancing Responsible Parties, BRP) und dem TSO beeinflusst. Während BRPs die Nettoenergieabweichung innerhalb einer PTU minimieren sollen, besitzt der TSO die Aufgabe unmittelbare

Leistungsschwankungen in einer PTU auszuregeln. Je kürzer eine PTU gewählt wird, desto mehr Verantwortung zur Aufrechterhaltung des Systemgleichgewichts obliegt den BRPs (van der Veen, Doorman, et al., 2010, S. 5). Bei der Wahl der Länge einer PTU sollte aber auch die Reaktionsfähigkeit der Marktteilnehmer sowie die Liquidität des Intraday- und OTC-Handels berücksichtigt werden. Um im Falle eines grenzüberschreitenden Regelreserveaustauschs gleiche Voraussetzungen für die BRPs sicherzustellen, sollte eine schrittweise Anpassung der PTU erfolgen, eine vollkommene Harmonisierung ist zu Beginn jedoch nicht erforderlich.

2.3.4.2. Ausgleichsenergiepreisermittlung

In Regelreserve- und Ausgleichsenergiemärkten gilt es generell zwischen den Preisfindungsmechanismen im Beschaffungsprozess und jenen der Ausgleichsenergieverrechnung zu unterscheiden. Erstere dienen der Ermittlung des Regelenergie- und Regelleistungspreises, welcher den Anlagenbetreibern bezahlt wird, zweitere der Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises, welcher den BRPs verrechnet wird. Der Ausgleichsenergiepreis sollte den BRPs dabei als Anreiz dienen, gut prognostizierte Fahrpläne an den TSO zu übermitteln. Als mögliche Preisfindungsmechanismen werden vor allem das Grenz- bzw. auch das Durchschnittspreisverfahren erachtet (KH Leuven, et al., 2009, S. 50). Die Anwendung eines Grenzpreisverfahrens besitzt dabei den Vorteil, dass die Knappheit der Erzeugung den BRPs adäquat angezeigt werden kann, da die letzte aktivierte Einheit den Ausgleichsenergiepreis bestimmt. Das Durchschnittspreisverfahren hingegen wird vor allem unter dem Aspekt der Marktmacht als Vorteilhaft erachtet, da einzelne Gebote in den meist sehr konzentrierten Regelenergiemärkten den Ausgleichsenergiepreis nur geringfügiger beeinflussen können.

Neben dem generellen Preisfindungsmechanismus ist es bei der Ausgestaltung der Ausgleichsenergiepreisermittlung auch notwendig, das Erzeugungs- bzw. Verbrauchungleichgewicht der BRPs gegenüber jenem der Regelzone zu berücksichtigen. Erst dadurch kann den BRPs ein Anreiz bereitgestellt werden, den TSO bei der Aufrechterhaltung des Systemgleichgewichts zu unterstützen. Der Ausgleichsenergiepreis sollte dabei so gestaltet werden, dass BRPs, welche das Systemungleichgewicht der Regelzone verringern, eine positive Abgeltung erhalten und BRPs, welche das Systemungleichgewicht erhöhen, entsprechende Zahlungen zu leisten haben. Die praktische Umsetzung kann über ein Ein- bzw. auch über ein Zweipreissystem erfolgen.

Das Einpreissystem zeichnet sich dadurch aus, dass BRPs, welche der Regelzonenabweichung entgegenwirken, einen Ausgleichsenergiepreis erhalten, welcher in gleicher Höhe den BRPs, die zur Regelzonenabweichung beitragen, verrechnet wird.

Tabelle 1 zeigt ein typisches Beispiel eines solchen Einpreissystems.

		Ungleichgewicht Regelzone	
		Negativ Erzeugung < Verbrauch	Positiv Erzeugung > Verbrauch
Ungleichgewicht BRP	Negativ Erzeugung < Verbrauch	+ P _{pos. Regelenergie}	+ P _{neg. Regelenergie}
	Positiv Erzeugung > Verbrauch	- P _{pos. Regelenergie}	- P _{neg. Regelenergie}

mit:
P...Preis

Tabelle 1: Ausgleichsenergiepreis in einem Einpreissystem, vgl. (KH Leuven et al., 2009, S. 51)

Im Rahmen eines Zweipreissystems werden für positive und negative Abweichungen der BRPs unterschiedliche Preise verrechnet. Damit sollen BRPs einen stärkeren Anreiz erhalten, die Regelzonenabweichung zu minimieren. Typischerweise haben BRPs, welche zum Ungleichgewicht in der Regelzone beitragen, den Durchschnittspreis der Regelenergiebereitstellung zu zahlen, während

BRPs, welche dem Systemungleichgewicht entgegenwirken, eine Abgeltung in der Höhe des Day-Ahead Börsenpreises erhalten (KH Leuven, 2009, S. 51).

Tabelle 2 zeigt exemplarisch die Struktur eines solchen Zweipreissystems¹⁴.

		Ungleichgewicht Regelzone	
		Negativ Erzeugung < Verbrauch	Positiv Erzeugung > Verbrauch
Ungleichgewicht BRP	Negativ Erzeugung < Verbrauch	+ P _{pos. Regelenergie}	+ P _{Day-Ahead}
	Positiv Erzeugung > Verbrauch	- P _{Day-Ahead}	- P _{neg. Regelenergie}

Tabelle 2: Ausgleichsenergiepreis in einem Zweipreissystem, vgl. (KH Leuven et al., 2009, S. 52)

Um einen grenzüberschreitenden Austausch von Regelreserve beginnen zu können, erscheint eine Anpassung der Ausgleichsenergiepreisermittlung nicht zwingend erforderlich. Eine schrittweise Harmonisierung kann jedoch mögliche Probleme wie unterschiedliche Anreize der Fahrplaneinhaltung verringern und sollte daher langfristig in Betracht gezogen werden.

2.3.4.3. Ausgleichsenergiezuordnung

Die Ausgleichsenergiezuordnung definiert wie die im Rahmen einer PTU angefallene Ausgleichsenergie den einzelnen BRPs zugeteilt wird. Dabei kann zwischen einem ein- und einem zweischrittigen Verfahren unterschieden werden. Im einschrittigen Verfahren, welches zumeist in Europa angewendet wird, werden nominierte und tatsächlich gemessene Fahrpläne einer BRP saldiert. Das dabei verbleibende Ungleichgewicht stellt die angefallene Ausgleichsenergie (AE) der BRP dar.

$$AE - BRP = \sum_t \left(\left(\sum P_{Erzeugung-gem.} + \sum P_{Im\ port-nom.} + \sum P_{Einkauf-nom.} \right) - \left(\sum P_{Verbrauch-gem.} + \sum P_{Export-nom.} + \sum P_{Verkauf-nom.} \right) \right)$$

Im zweischrittigen Verfahren, welches in Skandinavien, Großbritannien und Spanien zur Anwendung kommt, werden hingegen die Fahrplanabweichungen einer BRP separat nach Erzeugung und Verbrauch ermittelt und die angefallene Ausgleichsenergie auch separat zugeordnet.

$$AE_{Erzeugung} - BRP = \sum_t \left(\sum P_{Erzeugung-gem.} + \sum P_{Erzeugung-nom.} \right)$$

$$AE_{Verbrauch} - BRP = \sum_t \left(\sum P_{Verbrauch-gem.} + \sum P_{Verbrauch-nom.} \right)$$

Beide angeführten Methoden sind im Falle eines grenzüberschreitenden Handels anwendbar. Es ist jedoch darauf zu verweisen, dass ein zweischrittiges Verfahren einen höheren Anreiz zur Übermittlung

¹⁴ Auf Grund der Tatsache, dass sich die Ausgleichsenergiepreise für Über- und Unterdeckung in einem Zweipreissystem nicht mehr kompensieren, können zusätzliche Erlöse bzw. Kosten auftreten. Die Möglichkeiten zur Verwendung bzw. Beschaffung dieser sollten durch die Regulierungsbehörden festgelegt werden.

gut prognostizierter Fahrpläne bereitstellt, da es hier zu keiner Saldierung von Erzeugungs- und Verbrauchsabweichungen der BRPs kommt. Dieser Umstand führt auch dazu, dass die Benachteiligung kleinerer BRPs, bei den sich Erzeugungs- und Verbrauchsungleichgewichte mit geringerer Wahrscheinlichkeit kompensieren, verringert werden kann (KH Leuven et al., 2009, S.22). Eine vollkommene Harmonisierung dieses Marktgestaltungsparameters ist, wie die Erfahrungen im skandinavischen Markt zeigen¹⁵, nicht erforderlich. Gleiche Marktregeln können aber potentielle Marktverzerrungen verringern und sollten wiederum schrittweise erfolgen.

3. Zusammenfassung und Ausblick

Mit dem Inkrafttreten des EIWOG 2010 wurde der Grundstein für die marktbasierende Beschaffung aller Teile der Leistungs-Frequenz-Regelung gelegt (Tertiärregelung - 2001, Primärregelung - 2010 und Sekundärregelung - 2012). Die Gliederung sowie die technischen Rahmenbedingungen der Leistungs-Frequenz-Regelung sind aktuell durch ein für Kontinentaleuropa gültiges technisches Regelwerk vorgegeben und werden in Zukunft durch rechtlich verbindliche Netzkodizes ergänzt. Die Einhaltung der rechtlichen sowie technischen Bestimmungen obliegt dem Übertragungsnetzbetreiber in seiner Funktion als Regelzonenführer. Durch die Zusammenfassung aller österreichischen Regelzonen liegt seit 2012 diese Verantwortung bei APG.

Um die Effizienz der Regelreservebeschaffung auf gesamteuropäischer Ebene zu erhöhen, kommt einer verstärkten grenzüberschreitenden Marktintegration eine hohe Bedeutung zu. Die Erarbeitung gemeinsamer Rahmenleitlinien und Netzkodizes zur Unterstützung dieses Vorgangs bzw. deren praktische Umsetzung sind die großen Hausforderungen die es in den kommenden Jahren zu bewältigen gilt.

4. Literaturangaben

Bundesnetzagentur: **Pressemeldung** vom 16. März 2010, abgerufen am 19. Dezember 2011, <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2010/100316GridControl.html>

TU Dortmund, E-Bridge Consulting GmbH: „**Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten**“, Technisches Gutachten für die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Dortmund, 31. August 2009

SINTEF: „**Balancing Market Design**“, August 2011, abgerufen am 3. Januar 2012, <https://www.sintef.no/project/Balance%20Management/TR/TR%20A7005%20Balancing%20Market%20Design.pdf>

ENTSO-E: „**Position Paper on Cross-border Balancing**“, Juli 2011, abgerufen am 3. Januar 2012, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/position_papers/110531_AS_TOP_08_XB_Balancing_Consolidated_Final.pdf

ENTSO-E: „**Ancillary Services in Europe Contractual aspects**“, 6. Juli 2011a, abgerufen am 3. Januar 2012, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/position_papers/ENTSO_Balancing_Maps_Final.pdf

ERGEG: „**Revised ERGEG Guidelines of Good Practice for Electricity Balancing Market Integration (GPP-EBMI)**“, 9. September 2009, abgerufen am 3. Januar 2012, http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2009/E09-ENM-14-04_RevGPP-EBMI_2009-09-09.pdf

¹⁵ Siehe (ERGEG, 2009, S. 27)

Fussi, A.: „**Technisch-wirtschaftliche Analyse von Regelenenergiemärkten**“, Diplomarbeit, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE), Graz, Februar 2011

UCTE: „**Operational Handbook – P1 – Policy 1: Load Frequency Control and Performance**“, 2009, abgerufen am 04.01.2012, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf

KH Leuven & Tractebel Engineering: „**Study on the interactions and dependencies of balancing markets, intraday trade and automatically activated reserves**“, Studie im Auftrag der Europäischen Kommission (DG TREN), Leuven, Februar 2009

van der Veen R. A. C., Doorman G.L., Grande O. S., Abbasy A., Hakvoort R. A., Nobel F. A., Klaar D. A. M.: „**Harmonisation and integration of national balancing energy markets in Europe – Regulatory challenges**“, CIGRE, 2010

Verhaegen K., Meeus L., Belmans R.: „**Development of balancing in the internal electricity market in Europe**,“ European Wind Energy Conference, Athens, Greece, Febr.27-March 02, 2006; 10 pages.

Friedl, Knaus, Kaiser, Kapetanovic: „**Beschaffung von Sekundärregelleistung und -energie in Österreich**“, 11. Symposium Energieinnovation, Graz/Austria, 10.-12.2.2010,

APG: **Ausschreibungsplattform Primärregelleistung**, www.primaerregelleistung.at, abgerufen 01-2012

APCS: **Ausgleichsenergiemarkt Statistiken**, www.apcs.at, abgerufen 01-2012