



Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems



Gutachten

im Auftrag der

APG – Austrian Power Grid AG
Wagramer Straße 19, IZD Tower
1220 Wien, Austria

16. Juli 2020

Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems

Gutachten

im Auftrag der

APG – Austrian Power Grid AG
Wagramer Straße 19, IZD Tower
1220 Wien, Austria

16. Juli 2020

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
52070 Aachen
Deutschland
Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0
E-Mail: info@consentec.de
<http://www.consentec.de>

Zusammenfassung

Ende 2017 wurde auf Basis der Strombinnenmarktverordnung im Amtsblatt der Europäischen Union die Verordnung 2017/2195/EU zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (im englischen Sprachgebrauch häufig als Guideline Electricity Balancing bezeichnet) veröffentlicht. Die Leitlinie zielt auf die Etablierung eines funktionierenden und liquiden grenzüberschreitenden Binnenmarkts im Bereich der Leistungs-Frequenz-Regelung und des Ausgleichsenergiesystems. Sie trifft dabei unmittelbare Vorgaben zu den von den Mitgliedsstaaten umzusetzenden Regel- und Ausgleichsenergiesystemen.

Ausgelöst u. a. durch die Guideline sind aktuell viele nationale und internationale Entwicklungen auf dem Gebiet des Ausgleichsenergiesystems wie die Ausweitung der International Grid Control Cooperation (IGCC), die Einführung des Regularitätsmarktes sowie die Etablierung der internationalen Plattformen für den Abruf und den Austausch von Regularität ersichtlich. Viele der Entwicklungen zielen auf einen höheren Wettbewerb unter den Regelleistungsanbietern sowie einen effizienteren Einsatz der Regelleistungsprodukte. Es ist davon auszugehen, dass als unmittelbare Folge die Preise für Regularität und somit auch für Ausgleichsenergie sinken werden. Hierdurch dürften sich auch die für Bilanzgruppenverantwortliche (BGV) verbundenen Kosten für die Abrechnung von Ausgleichsenergie sinken, wenn man von ansonsten gleichen Rahmenparametern und insbesondere gleichen Regelzonensalden ausgeht.

Allerdings hat die Vergangenheit ebenfalls gezeigt, dass unabhängig von Börsenpreisniveau und Regelzonenbilanz niedrige Ausgleichsenergiepreise (AEP) negative Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit haben können. In der jüngsten Vergangenheit war zu beobachten, dass in Österreich während der zwischenzeitlichen Berücksichtigung des Mischpreisverfahrens (MPV) die Arbeitspreise für Regularität konzeptgemäß stark gefallen sind. Hierdurch sind ebenfalls die AEP signifikant gesunken, wodurch der monetäre Anreiz für BGV zum Ausgleich ihrer Bilanzgruppen gemindert war. In der Folge ist der energetische Saldo der österreichischen Regelzone stark angestiegen, was letztlich negative Auswirkungen auf die Systemsicherheit hatte. In diesem Zuge wurde auch die negative Tertiärregelleistung von -170 auf -195 MW erhöht. Um negative Rückwirkungen der absehbaren nationalen und internationalen Entwicklungen auf dem Gebiet des Ausgleichsenergiesystems auf die Systemsicherheit ausschließen zu können, sollten daher hinreichend große Anreize an die BGV zum Ausgleich ihrer Bilanzgruppen sichergestellt werden. Hierzu ist die Überarbeitung der AEP-Berechnung notwendig.

Eine Überarbeitung der Systematik der AEP-Berechnung muss dabei konform zur Guideline Electricity Balancing sein. Wir schlagen daher ein neues Modell zur AEP-Berechnung vor, das in der Lage ist, die genannten negativen Rückwirkungen auf die Systemsicherheit zu vermeiden und in jeder Situation robuste Anreize an die BGV zur ausgeglichenen Bewirtschaftung ihrer Bilanzgruppen setzt. Das Modell greift dabei alle in der Guideline und den weiteren europäischen Harmonisierungsarbeiten definierten Anforderungen auf. Das vorgeschlagene Modell wurde im Rahmen von Expertenrunden diskutiert und in diesem Zuge stets weiterentwickelt.

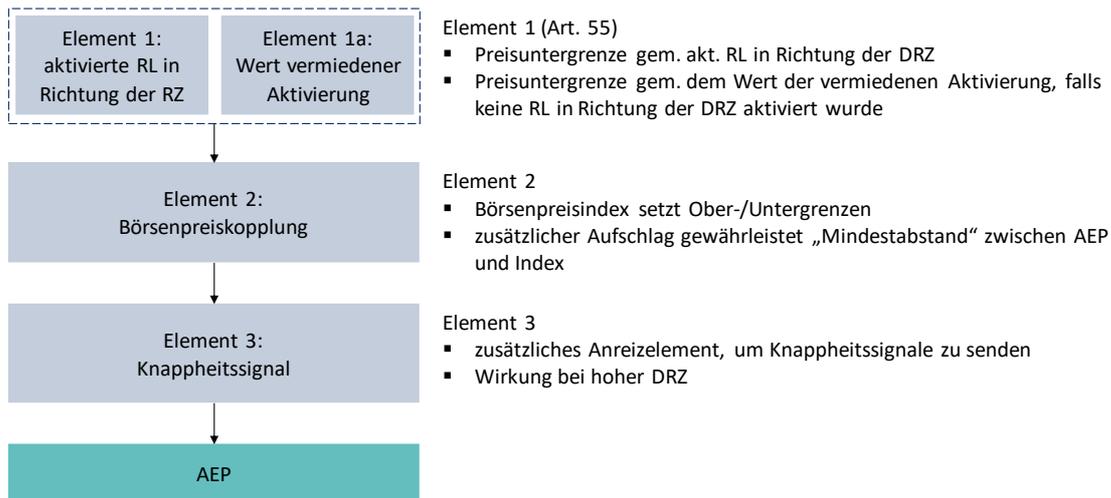


Bild 1.1: Vorgeschlagene Elemente der AEP-Berechnung

Der Modellvorschlag besteht aus insgesamt drei Elementen. Das erste Element greift die Anforderungen der GL und hier vorwiegend des Artikels 55 auf, der Preisgrenzen für den AEP vorschreibt. Gemäß dem Artikel soll der AEP mindestens den mengengewichteten Durchschnittspreis für aktivierte Regelleistung in Richtung des Regelzonensaldos entsprechen. Bei Unterspeisungen der Regelzone muss der AEP mindestens dem gewichteten Durchschnittspreis für aktivierte positive, bei Überspeisungen maximal dem gewichteten Durchschnittspreis für negative Regelleistung entsprechen. Dieses Element wird von zwei weiteren Elementen flankiert.

Durch die Kopplung des Ausgleichsenergiepreises an den Börsenpreis (Element 2) wird sichergestellt, dass monetäre Anreize an die BGV zur Aufrechterhaltung des eigenen oder Wiederherstellung des System-Gleichgewichts gesendet werden und die bewusste Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie seitens der BGV keine dominante Strategie darstellen kann. Gleichzeitig stellt die Börsenpreiskopplung sicher, dass der AEP gemäß Art. 44 der GL den Echtzeitwert der Energie und somit den Marktpreis für gehandelte Energie an der Börse reflektiert. In diesem Zuge ist zu berücksichtigen, dass durch Element 1 streng einzuhaltende Preisuntergrenzen des AEP gesetzt werden. Element 2 kann daher gegenüber Element 1 den AEP für Unterdeckungssituationen ausschließlich erhöhen bzw. für Überdeckungssituationen ausschließlich vermindern.

Aufgabe der Börsenpreiskopplung besteht darin, für BGV hinreichend große Anreize zum Ausgleich an der Börse setzen und z. B. Investitionen in gute Prognosen oder in die Echtzeitüberwachung und Ansteuerbarkeit von Anlagen anzuregen. Die Börsenpreiskopplung soll Arbitragegewinne an der Börse gegenüber dem AEP bei allen Regelzonensalden unterbinden und nicht vom Regelzonensaldo beeinflusst werden. Da die Börsenpreiskopplung somit auch bei niedrigen Regelzonensalden wirksam ist, in diesen Situationen der AEP aber grundsätzlich keine starke Pönalisierungswirkung entfalten soll, wird die Börsenpreiskopplung gemäß unserem Vorschlag eher vorsichtig parametrisiert. Gemäß dem präferierten und vorgeschlagenen Modell sollen zum einen zukünftig Geschäfte näher am Lieferzeitpunkt und insbesondere des Viertelstundenhandels berücksichtigt werden. Zum anderen wird zwischen dem AEP und dem Börsenpreisindex ein Mindestabstand eingeführt, um Fehlanreize in Situationen, in denen der AEP in der Größenordnung der Marktpreise liegt, zu vermeiden.

Das Element 3 (Knappheitselement) soll darüber hinaus systemdestabilisierendes Verhalten der BGV pönalisieren und Anreize zu dessen Vermeidung setzen. Diese Aufgabe soll bewusst nicht von der Börsenpreiskopplung übernommen werden. Diese wäre auch nicht dazu in der Lage, da

bei der Börsenpreiskopplung immanent lediglich tatsächlich durchgeführte Geschäfte berücksichtigt werden können und somit Geschäfte, die aufgrund von hohen Preisen nicht abgeschlossen werden, nicht erfasst sind. Ohne Knappheitselement könnte in diesen Situationen bewusst Ausgleichsenergie von den BGV in Anspruch genommen werden. Des Weiteren sind in der Vergangenheit ebenfalls Situationen aufgetreten, in denen der Börsenpreis auch bei hohen Regelzonensalden vergleichsweise niedrig war und der Börsenpreis somit die Kritikalität der Systembilanz nicht adäquat abgebildet hat. Das Knappheitssignal sollte allerdings lediglich dort greifen, wo der Markt alleine keine hinreichenden Anreize setzt. Auswirkungen auf den AEP sollten erst bei höheren Regelzonensalden spürbar werden, während bei vergleichsweise niedrigen Regelzonensalden der AEP maßgeblich über die aktivierte Regelleistung (Element 1) oder die Börsenpreiskopplung (Element 2) bestimmt wird. Ein wesentlich häufigeres Auftreten niedriger AEP wird für die Zeit des Vollbetriebs der europäischen Balancing-Plattformen erwartet, wodurch ein gut kalibriertes Element 3 notwendig wird.

In dem Gutachten werden konkrete Ausgestaltungen der Börsenpreiskopplung (Element 2) und des Knappheitselements (Element 3) erarbeitet und deren Auswirkungen mittels historischer Daten abgeschätzt. Dabei wurden sowohl Zeiträume mit niedrigen AEP und hohen Regelzonensalden (Zeitraum während des MPV) als auch Zeiträume mit vergleichsweise hohen AEP und entsprechend niedrigen Regelzonensalden betrachtet. Die Auswertungen haben ergeben, dass sich für BGV die insgesamt niedrigsten Ausgleichsenergieabrechnungen einstellen würden, wenn die AEP auf Basis des Elements 1 niedrig sind, die BGV in Summe aber dennoch die Bilanzgruppentreue einhalten. Denn in diesen Situationen würden das Knappheitselement den AEP nicht künstlich erhöhen. In Situationen, in denen allerdings aufgrund der niedrigen AEP hohe Regelzonensalden ersichtlich sind, würden die AEP durch das Knappheitselement angehoben bzw. abgesenkt werden. Dabei ist ersichtlich, dass die Knappheitsfunktion das Preis- und Anreizniveau sicherstellt, das sich bei hohen und marktbasieren Arbeitspreisen für Regelleistung einstellen würde, wie sie in der Vergangenheit beobachtet werden konnten. Dies zeigt der Vergleich mit dem Zeitraum nach Abschaffung des MPV. Die Knappheitsfunktion erhöht betragsmäßig die AEP nicht über ein bereits in der Vergangenheit beobachtetes Niveau. Somit geht von diesem Element keine künstliche Erhöhung der AEP und der damit verbundenen Kosten für die BGV einher. Würden BGV auf die neue Systematik der AEP-Berechnung reagieren, was in Augen der Gutachter zu erwarten ist, würden sich entsprechend niedrigere Ausgleichsenergiekosten ergeben, die gemäß den Analysen unter dem heutigen Niveau liegen würden.

Für BGV ergeben sich aus dem vorgeschlagenen Modell somit Chancen, die mit der Ausgleichsenergieabrechnung verbundenen Kosten niedrig zu halten. Da die Einführung des Regelarbeitsmarktes in Verbindung mit dem marginal pricing sowie die Etablierung der internationalen Plattformen für den regelzonenübergreifenden Abruf von Regelleistung nach unserer Einschätzung wieder zu vergleichbaren Preisniveaus führen dürfte, die während des MPV aufgetreten sind, können die BGV von den günstigen Arbeitspreisen profitieren und ihre monetäre Belastung verringern. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass sie weiterhin ihre Bilanzgruppen ausgeglichen bewirtschaften und die Versorgungssicherheit nicht durch hohe Regelzonensalden gefährden und somit eine Pönalisierung durch das Knappheitselement provozieren. Das vorgeschlagene Modell stützt somit die Anreize in Situationen, in denen der Markt hierzu alleine nicht in der Lage ist. Die höchsten zu beobachtbaren AEP auf Basis der Elemente 2 und 3 liegen betragsmäßig nicht höher, sondern sogar tendenziell etwas niedriger, als historisch aufgetretene AEP. Gleichzeitig können die Elemente negative Rückwirkungen auf die Systemsicherheit ausschließen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	i
1 Hintergrund und Zielsetzung	1
2 Anreizsystem und Anreizwirkungen für BGV	2
2.1 Bilanzgruppenmodell und Rolle des Ausgleichsenergiepreises.....	2
2.2 Anreize an die BGV	3
2.2.1 Unterschiedlich hohe AEP	4
2.2.2 Asymmetrie der AEP zu den Beschaffungskonditionen	5
2.2.3 Beschaffungskonditionen in der Höhe der AEP.....	6
3 Präferiertes Modell zur AEP-Berechnung	11
3.1 Elemente zur Berechnung des AEP.....	11
3.2 Element 1: Aktivierte Regelleistung Wert der vermiedenen Aktivierung.....	13
3.3 Element 2: Börsenpreiskopplung.....	17
3.3.1 Börsenpreisindex	17
3.3.2 Mindestabstand.....	22
3.3.3 Rampenmodell.....	25
3.4 Element 3: Knappheitselement	26
3.4.1 Notwendigkeit des Knappheitselements.....	26
3.4.2 Eigenschaften einer geeigneten Knappheitsfunktion.....	27
3.4.3 Mechanismus.....	28
3.4.4 Stützpunkte.....	31
3.4.5 Grad der Funktion.....	33
3.4.6 Totband.....	34
3.4.7 Konkrete Ausgestaltungsvarianten.....	34
3.4.8 Kappung.....	37
3.5 Rückwirkungen des Modellvorschlags auf den Intradaymarkt	38

3.6	Auswirkungen der geänderten AEP-Berechnung	39
4	Veröffentlichung von Echtzeitwerten	44
A	Anhang - Verfahren zur Berechnung des Preises für Ausgleichsenergie	47
A.1	Einordnung.....	47
A.2	Abkürzungsverzeichnis	47
A.3	Deltaregelzone.....	47
A.4	Berechnung des Preises der Regelernergie.....	47
A.4.1	Berechnung des mengengewichteten Preises für Sekundärregelenergie	47
A.4.2	Berechnung des mengengewichteten Preises für Tertiärregelenergie	48
A.4.3	Berechnung des mengengewichteten Regelernergiepreises	48
A.4.4	Berechnung des positiven Regelernergiepreises	49
A.4.5	Berechnung des negativen Regelernergiepreises.....	49
A.4.6	Berechnung des Wertes vermiedener Aktivierung	49
A.4.7	Berechnung des Preises der Regelernergie	49
A.5	Börsenpreiskopplung	49
A.5.1	Berechnung des Börsenpreisindex	50
A.6	Berechnung des Preises der Knappheitsfunktion.....	51
A.7	Berechnung des Ausgleichsenergiepreises.....	52
A.8	Parameter der Ausgleichsenergiepreisformel.....	53
A.9	Anwendung von Ersatzpreisen	53

1 Hintergrund und Zielsetzung

Für den stabilen Betrieb des Stromversorgungssystems ist eine kontinuierlich ausgeglichene Bilanz von eingespeister und entnommener Leistung notwendig. Da diese Leistungsbilanz erzeugungs- und verbrauchsseitigen Schwankungen unterliegt, muss sie kontinuierlich überwacht und im Bedarfsfall durch korrektive Eingriffe wieder ausgeglichen werden. Hierfür erbringt der systemverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Systemdienstleistung der Leistungs-Frequenz-Regelung. Diese umfasst in Kontinentaleuropa die Vorhaltung und den Einsatz der drei Reservequalitäten Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung.

Während die mit der Leistungs-Frequenz-Regelung verbundenen Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung über die Netzentgelte mit den Netznutzern verrechnet werden, werden die Kosten für den Einsatz von Regelleistung in Form von Ausgleichsenergie mit den Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) verrechnet. Hierfür werden ex post Ausgleichsenergiepreise (AEP) nach festgelegten Regeln ermittelt. Die AEP stellen dabei das wesentliche Element zur Einhaltung der Bilanzgruppentreue und Gewährleistung einer ausgeglichenen Bilanz seitens der BGV dar.

In der jüngsten Vergangenheit war zu beobachten, dass in Österreich während der zwischenzeitlichen Berücksichtigung des Mischpreisverfahrens (MPV) die Arbeitspreise für Regelarbeit konzeptgemäß stark gefallen sind. Hierdurch sind ebenfalls die AEP signifikant gesunken, wodurch der monetäre Anreiz für BGV zum Ausgleich ihrer Bilanzgruppen gemindert war. In der Folge ist der energetische Saldo der österreichischen Regelzone (im folgenden Deltaregelzone (DRZ)) stark angestiegen, was letztlich negative Auswirkungen auf die Systemsicherheit hat. Zu vergleichbaren Szenarien könnten absehbare nationale und internationale Entwicklungen auf dem Gebiet des Ausgleichsenergiesystems wie der Regelarbeitsmarkt oder die internationalen Plattformen zum Abruf von Regelleistung führen. Deshalb wird aktuell diskutiert, ob die aktuelle Berechnung des AEP hinreichend große Anreize an die BGV zum Ausgleich ihrer Bilanzgruppen sicherstellt oder ob die Berechnung der AEP überarbeitet werden sollte.

Vor diesem Hintergrund hat sich der österreichische Übertragungsnetzbetreiber APG die Frage gestellt, ob und inwiefern die aktuelle Bestimmung des AEP weiterentwickelt werden sollte und uns diesbezüglich zur Erstellung eines entsprechenden Gutachtens gebeten. Fokus des Gutachtens besteht dabei in einer Identifizierung von Anreizen für die BGV zur Bewirtschaftung ihrer Bilanzgruppen sowie von Schwächen der aktuellen Systematik der AEP-Berechnung. Darauf aufbauend werden Vorschläge zur Überarbeitung der AEP-Berechnung benannt und hierbei auch ein konkretes Zielmodell erarbeitet.

Die Regelung der Kostentragung für Regelreserven sowie die mit der Ausgleichsenergieabrechnung bei APG anfallenden Mehrerlöse werden in diesem Gutachten explizit nicht behandelt. Diesbezügliche Bestimmungen hätten keinen direkten Einfluss auf die Empfehlungen zur Ausgestaltung eines AEP-Modells, solange die Mehrerlöse nicht über eine Verrechnung über die AEP wahrgenommen werden. Von einer solchen Umsetzung raten die Gutachter ab.

Im Folgenden geben wir einen kurzen Überblick über das Anreizsystem und die sich für BGV ergebende Anreizwirkung (Kapitel 2). Im Anschluss leiten wir daraus unseren Modellvorschlag für eine zukünftige Berechnung des AEP ab (Kapitel 3) und geben in Kapitel 4 eine erste Einschätzung hinsichtlich der Veröffentlichung von Echtzeitwerten.

2 Anreizsystem und Anreizwirkungen für BGV

2.1 Bilanzgruppenmodell und Rolle des Ausgleichsenergiepreises

Für den stabilen Betrieb des Stromversorgungssystems ist eine kontinuierlich ausgeglichene Leistungsbilanz zwischen Einspeisung und Entnahme notwendig. Da weder die Entnahme durch Verbraucher noch die Einspeisung aus Stromerzeugungsanlagen exakt prognostiziert werden können, kann das Entstehen von Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen und somit von Ungleichgewichten der Leistungsbilanz auch durch präzise Vorausplanung nicht vermieden werden. Die aktive kontinuierliche Regelung der Leistungsbilanz durch die Leistungs-Frequenz-Regelung ist somit für die Stabilität des Versorgungssystems zwingend erforderlich.

Im Synchronverbund Kontinentaleuropa sind die regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber mit der Aufgabe der Leistungs-Frequenz-Regelung betraut. Die dabei entstehenden Kosten werden an die Netznutzer weiterverrechnet. Um eine verursachergerechte Verrechnung der Kosten zu ermöglichen, bilden Stromversorger und Stromhändler Bilanzgruppen, in denen die von ihnen verantworteten Einspeisungen und Stromhandelsmengen und die Entnahmen der von ihnen versorgten Verbraucher gebündelt werden. Für die Bewirtschaftung einer jeden Bilanzgruppe ist ein Bilanzgruppenverantwortlicher (BGV) zuständig. Die BGV sind gehalten, die Bilanzen ihrer Bilanzgruppen in jeder Viertelstunde ausgeglichen zu halten. Hierunter fällt insbesondere der Ausgleich bekannter Bilanzungleichgewichte, bspw. aufgrund von Kraftwerksausfällen oder Prognosefehlern dargebotsabhängiger Erzeugung, an den Kurzfristmärkten der Strombörsen. Dies bedingt sowohl Prognosen als auch aktuelle Beobachtung der Last- und Einspeiseverhältnisse durch die BGV sowie ggf. entsprechende Handelsgeschäfte in der Bilanzgruppe.

Durch nachträgliche Bilanzierung der Zählwerte (und wo nötig Standard-Lastprofile) aller Einspeisungen und Entnahmen und der Fahrpläne innerhalb einer Bilanzgruppe stellt die APCS Power Clearing and Settlement AG in der Rolle als Bilanzgruppenkoordinator für jede Bilanzgruppe und für jede Viertelstunde das Bilanzungleichgewicht fest. Das Ungleichgewicht einer Bilanzgruppe entspricht der Ausgleichsenergie, die diese Bilanzgruppe in Anspruch genommen hat. Diese wird durch APCS an die BGV auf Basis eines für jede Viertelstunde separat ermittelten Ausgleichsenergiepreises (AEP) verrechnet. Dieser wird maßgeblich über die Preise, die durch den Einsatz von Regelarbeit in der jeweiligen Viertelstunde entstehen, gebildet. Aus dem AEP resultiert somit für BGV ein monetärer Anreiz, ihre Bilanzgruppen stets ausgeglichen zu halten und ihrer Pflicht der ausgeglichenen Leistungsbilanz nachzukommen. Diese Einhaltung der Leistungsbilanz wird auch als Bilanzgruppentreue bezeichnet.

In Österreich wird ein Einpreissystem verwendet. Beim Einpreissystem erhalten überspeiste Bilanzgruppen für die an das System gelieferte Energie denselben AEP, den unterspeiste Bilanzgruppen für die aus dem System bezogene Energie zahlen müssen. BGV können somit auch bei nicht ausgeglichenen Bilanzgruppensalden Pönalen entgehen bzw. Vergütung erhalten, wenn das Vorzeichen ihres Bilanzgruppen-Saldos nicht dem Vorzeichen des Regelzonen-Saldos entspricht und die Abweichung das System stützt.

Der AEP stellt das wesentliche wirtschaftliche Anreizinstrument für Bilanzgruppentreue und zur Vermeidung systemdestabilisierenden Verhaltens dar. Seine Aufgabe besteht darin, ökonomisch effiziente Anreize für die aktive Bewirtschaftung der Bilanzgruppen zu setzen. Gleichzeitig soll die intensive Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie und insbesondere systemkritische Situationen, die durch destabilisierendes Verhalten der BGV verursacht werden, durch den AEP vermieden werden.

Damit die BGV ihre Bilanzgruppen aktiv bewirtschaften können, müssen allerdings verschiedene Voraussetzungen erfüllt sein: Zum einen müssen BGV in der Lage sein, die von ihrer Bilanzgruppe umfasste Entnahme der Verbraucher sowie die Einspeisung der Stromerzeugungsanlagen hinreichend genau zu kennen. Dies erfordert den Aufbau und die Pflege guter Prognosemodelle oder die Möglichkeit der Echtzeit-Messwerterfassung. Zum anderen benötigen BGV hinreichend liquide Kurzfristmärkte, um bekannte Abweichungen des Bilanzgruppensaldos am Strommarkt noch ausgleichen zu können.

Aufgabe des AEP ist es, die entsprechenden Rahmenbedingungen zu beanreizen, so dass diese Voraussetzungen erfüllt werden. Dies impliziert, dass die AEP im Verhältnis zu den Börsenpreisen angemessen höher sind, so dass der monetäre Anreiz für BGV, entsprechende Investitionen zu tätigen, hinreichend stark ist. Höhere AEP führen gleichzeitig zu liquideren Strommärkten, da der Anreiz für BGV, ihre Bilanzgruppe an der Börse auszugleichen und drohende Pönalisierungen mittels hoher AEP-Abrechnungen zu vermeiden, ebenfalls unmittelbar ansteigt.

Neben diesen generellen Anforderungen ist es zudem Aufgabe des AEP, kollektives destabilisierendes Verhalten der BGV, das zu systemkritischen Situationen führen kann, zu unterbinden. Hierzu ist es entscheidend, dass der AEP in der Lage ist, Knappheitssignale in Situationen mit hohen Leistungsungleichgewichten an die BGV zu senden. Um diese Aufgaben zu erfüllen, muss der AEP in der Lage sein, den Systemzustand der Regelzone abzubilden. Dies erfordert zunehmend hohe AEP bei zunehmender Systemkritikalität, wie bspw. zunehmendem DRZ. Ein derartiges Knappheitssignal ist somit in der Lage, kollektives Fehlverhalten der BGV zu unterbinden und letztlich ein robustes Ausgleichsenergiesystem zu schaffen. Diese Zusammenhänge sind in folgender Grafik noch einmal veranschaulicht.

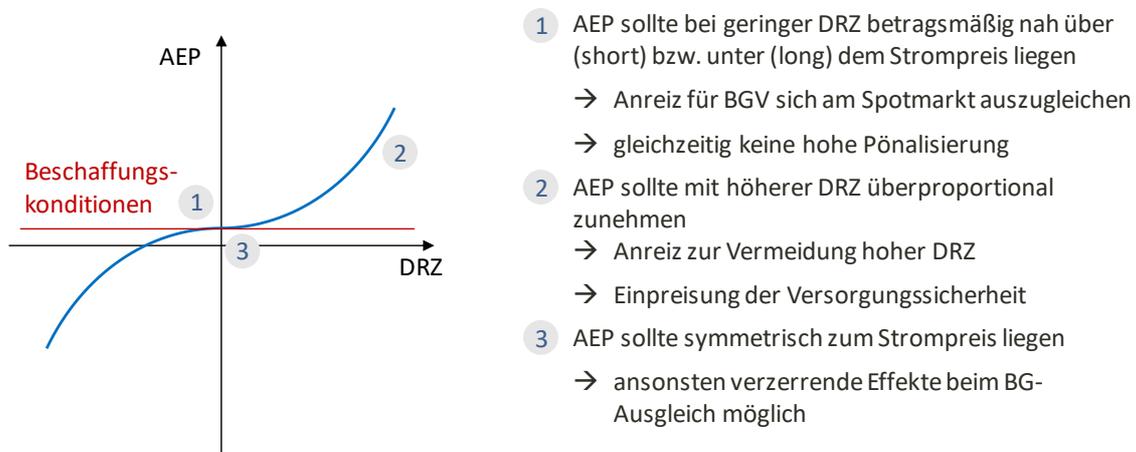


Bild 2.1: Optimale Anreizsetzung durch den AEP.

2.2 Anreize an die BGV

Zwar sind die BGV angewiesen, ihre Bilanzgruppen stets bestmöglich auszugleichen, insbesondere in Situationen, in denen sie aber keine exakte Kenntnis über den aktuellen Bilanzgruppensaldo haben, werden ihre Entscheidungen maßgeblich über andere Faktoren beeinflusst. Zur Entscheidungsfindung der BGV tragen in diesem Zuge insbesondere bei

- ihre Beschaffungskonditionen (Börse, Portfolio, Personal, ...),
- die Höhe und Charakteristik der AEP,
- die Charakteristik der DRZ sowie
- die Charakteristik des eigenen Bilanzgruppen-Saldos und die Korrelation zur DZR.

Dabei wird die Entscheidung seitens des BGV zur Bewirtschaftung der Bilanzgruppe nicht vorrangig durch nur eine Ausprägung der oben aufgeführten Faktoren beeinflusst, sondern vielmehr durch Konstellationen der genannten Einflüsse. Hinsichtlich der hier im Fokus stehenden Fragestellung zur Setzung von (Fehl-)Anreizen für BGV sind insbesondere folgende Konstellationen relevant und werden im Folgenden diskutiert:

1. Unterschiedliche Anreizhöhe durch unterschiedlich hohe AEP
2. Asymmetrie der AEP bei pos./neg. Salden im Verhältnis zu Beschaffungskonditionen
3. Beschaffungskonditionen in der Größenordnung der AEP

Die Fallkonstellationen werden nachfolgend näher beschrieben sowie die damit verbundenen Rückwirkungen an die AEP-Berechnungen abgeleitet.

2.2.1 Unterschiedlich hohe AEP

Die absolute Höhe des AEP beanregt die BGV zum Ausgleich ihrer Bilanzgruppen. Je höher dabei die AEP sind, desto höher ist auch der Anreiz zum Ausgleich der Bilanzgruppe. In Bild 2.2 werden schematisch zwei AEP-Systeme mit identischen charakteristischen Eigenschaften dargestellt. Im Vergleich zu System 1 sind die AEP bei System 2 bei denselben DRZ aber betragsmäßig höher.

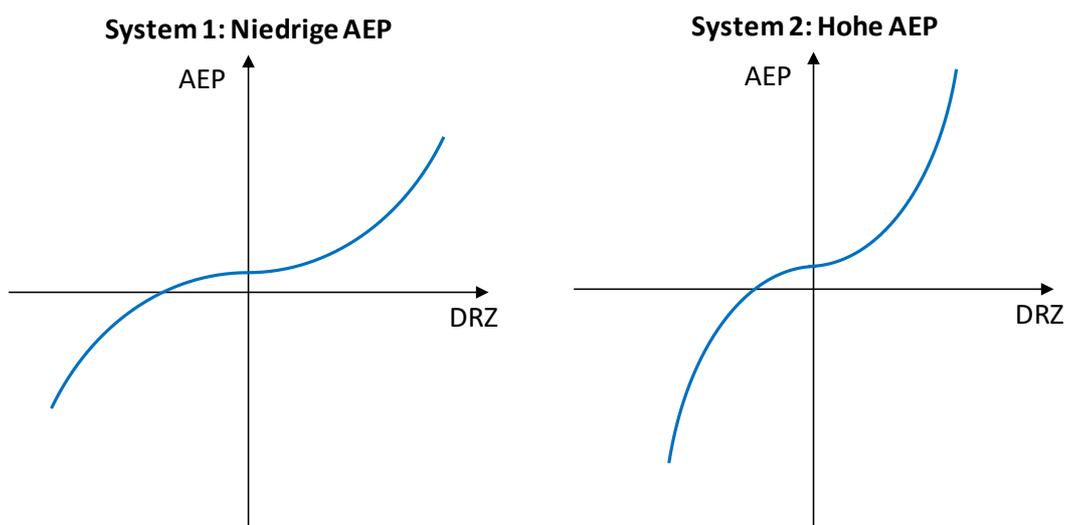


Bild 2.2: AEP-Systeme mit unterschiedlichen Anreizhöhen durch unterschiedlich hohe AEP

Insbesondere BGV, deren Abweichungen des Bilanzgruppensaldos mit dem Regelzonensaldo positiv korreliert sind, hätten in System 2 höhere Ausgleichsenergiekosten als in System 1 zu tragen und damit auch direkt einen höheren Anreiz zum Bilanzgruppenausgleich. Durch das Niveau der AEP kann somit direkt der monetäre Anreiz zur Bilanzgruppentreue für diese BGV gesteuert werden.

System 2 erhöht allerdings auch für BGV den Anreiz zur Bilanzgruppentreue, deren Bilanzgruppensaldo mit dem Regelzonensaldo unkorreliert ist. Aufgrund des in Österreich verwendeten Einpreissystems, bei dem diese Bilanzgruppen sowohl Pönalen als auch Erlöse erhalten, ist in beiden Systemen das langfristige Ergebnis der Ausgleichsenergieabrechnung für diese BGV – Opportunitäten der Beschaffungskonditionen ebenfalls berücksichtigt – ergebnisneutral. Die viertelstündlichen Zahlungsströme (Pönale oder Vergütung) der AEP-Abrechnung sind im System 2 mit hohen AEP allerdings jeweils deutlich höher. Gleiches gilt für die jeweiligen Salden der Ausgleichsenergieabrechnung über jeweils kurze Zeiträume.

Da risikoaverse Akteure bei der Wahl zwischen Handlungsalternativen einen Verlust stärker gewichten als einen betragsmäßig gleichhohen Gewinn, werden diese versuchen, die hohen Pönalen zu umgehen und eine hohe Streuung der viertelstündlichen Ausgleichsenergieabrechnung zu vermeiden. In der Praxis ist zu beobachten, dass BGV durchaus als risikoavers eingestuft werden können. Obwohl somit das langfristige Ergebnis für BGV, deren Bilanzgruppensalden mittelwertfrei und vom Regelzonensaldo stochastisch unkorreliert sind, in beiden Systemen identisch ist, reizen die höheren AEP in System 2 die BGV zu einer stärkeren aktiven Bewirtschaftung ihrer Bilanzgruppen an.

2.2.2 Asymmetrie der AEP zu den Beschaffungskonditionen

Situationen, in denen die AEP über einen längerfristigen Zeitraum für positive und negative Regelzonensalden nicht symmetrisch zu den Beschaffungskonditionen (insbesondere Börsenpreisen) liegen, führen zu Fehlanreizen an die BGV. Ein System mit asymmetrischen AEP wird schematisch für das AEP-System 2 in Bild 2.3 dargestellt, während System 1 symmetrische AEP zu den Beschaffungskonditionen zeigt. In System 2 fallen die AEP bei negativem Regelzonensalden schwächer ab, als die AEP bei positiven Salden ansteigen.

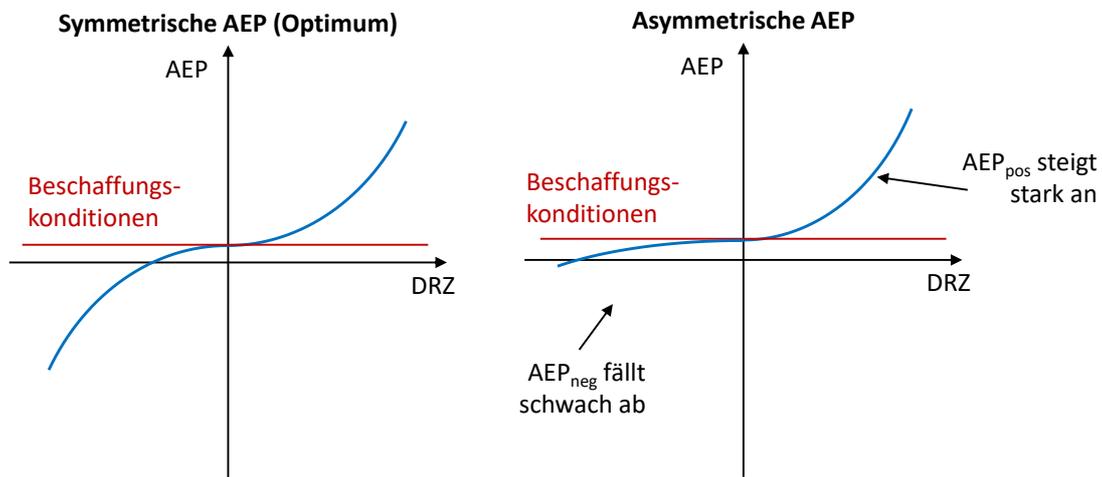


Bild 2.3: Vergleich von AEP-Systemen mit im Verhältnis zu den Beschaffungskonditionen symmetrischen und asymmetrischen AEP

Optimalerweise würden die AEP, wie in System 1, symmetrisch zu den Beschaffungskonditionen liegen. Damit wäre sichergestellt, dass die für BGV drohende Pönalisierung exakt so hoch ist, wie die Belohnung im Falle der Stützung des Systems. In dieser Konstellation hätten BGV keinen systematischen Anreiz, auch bei Unkenntnis des Regelzonensaldos bewusst ihre Bilanzgruppe in eine Richtung auszulenken. Asymmetrien der AEP zu den Beschaffungskonditionen können in der Praxis allerdings nie vollständig vermieden werden, da sowohl die AEP als auch insbesondere die Beschaffungskonditionen, die vorrangig durch die Börsenpreise beeinflusst werden, sich situationsbedingt insbesondere kurz vor Lieferzeitpunkt noch einmal deutlich ändern können und die Beschaffungskonditionen im Vergleich zu den Arbeitspreisen der Regelleistung deutlich volatiler sind.

Im Falle von systematisch asymmetrischen AEP gibt es für BGV allerdings eine dominante Strategie, ihre Bilanzgruppe in eine Richtung auszulenken, nämlich immer in die Richtung, in der der Abstand zwischen AEP und Börsenpreis als von den BGV geringer eingestuft wird. Hierdurch minimieren BGV ihre Pönalisierungsrisiken und erhöhen gleichzeitig ihre Vergütung bei Stützung des Systems.

In dem in Bild 2.3 dargestellten System 2 steigen die AEP bei positiven Salden vergleichsweise stark an, während die AEP bei negativen Salden relativ schwach fallen. Solche Konstellationen sind auch in Österreich in der Vergangenheit systematisch aufgetreten. So lag in 2018 der durchschnittliche AEP bei positiver DRZ bei 58 €/MWh während der durchschnittliche AEP bei negativer DRZ bei 34 €/MWh lag. Positive AEP bei negativen Regelzonensalden bedeuten, dass BGV durchschnittlich Auszahlungen von APG erhalten, auch wenn Sie sich systemdestabilisierend verhalten und das Vorzeichen des Bilanzgruppensaldos dem Vorzeichen der Regelzone entspricht.

Stark vereinfacht bedeutet diese Preisstellung für BGV in 2018, dass, unter Vernachlässigung ggf. zusätzlich vorliegender Informationen zum Regelzonensaldo, ihre optimale Strategie darin bestand, sich bei Börsenpreisen von unter 46 €/MWh (Mittelwert aus +58 und 34 €/MWh) bewusst long zu stellen, die Bilanzgruppe also bewusst zu überspeisen und mehr Energie einzukaufen, als verbraucht wurde bzw. weniger Energie zu verkaufen, als produziert wurde. Im Gegenzug liegt die optimale Strategie bei Preisen über diesem Schwellwert darin, die Bilanzgruppe zu unterspeisen.

In 2018 lagen die Börsenpreise in Österreich durchschnittlich unter der Schwelle von 46 €/MWh. Entsprechend lag die optimale Strategie für BGV in den überwiegenden Fällen darin, ihre Bilanzgruppen bewusst zu überspeisen. Eine Betrachtung der Regelzonensalden zeigt in 2018 deutliche Überspeisungen. So wurde die vorgehaltene negative Regelleistung in etwa 550 Viertelstunden unterschritten. Im Vergleich hierzu wurde die positive Regelleistung lediglich in etwa 150 Viertelstunden überschritten. Die BGV haben also offensichtlich auf diese Asymmetrie der AEP zu den Beschaffungskonditionen reagiert und den Regelzonensaldo und damit auch die Versorgungssicherheit nachhaltig beeinflusst.

Entsprechend gilt es, bei der Entwicklung von AEP-Systemen systematische Asymmetrien, wie sie in der Vergangenheit vorgelegen haben, zumindest in den Fällen nicht zu begünstigen, in denen der AEP nicht ausschließlich durch Marktergebnisse bestimmt wird.

2.2.3 Beschaffungskonditionen in der Höhe der AEP

Fehlanreize ergeben sich zudem in Situationen, in denen die Beschaffungskonditionen in der Größenordnung der AEP liegen oder die BGV darauf spekulieren könnten, dass die Börsenpreise die AEP sogar betragsmäßig übersteigen.

BGV stehen vor der Wahl, Bilanzgruppenungleichgewichte an der Börse zu bekannten Konditionen auszugleichen, oder aber bewusst Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen und darauf zu spekulieren, dass der AEP betragsmäßig unter dem Börsenpreis liegt. Je höher dabei die Konditionen an der Börse sind – sowohl bei extrem positiven als auch bei extrem negativen Preisen – desto wahrscheinlicher ist es, dass die Börsenpreise die AEP betragsmäßig übersteigen. In diesen Situationen liegt die optimale Strategie für BGV darin, Ausgleichsenergie in Anspruch zu nehmen. Für BGV ist es dann nicht mehr lohnenswert, bekannte systemdestabilisierende Abweichungen an der Börse auszugleichen, da im für BGV ungünstigen Fall gleicher Vorzeichen des Regelzonen- und Bilanzgruppensaldos, die Pönalisierung über den AEP geringer wäre, als die Durchführung des Börsengeschäftes. Da für BGV zudem immer auch die Wahrscheinlichkeit besteht, dass sie das System stützen, da ihre Bilanzgruppe und der Regelzonensaldo unterschiedliche Vorzeichen haben, besteht für sie auch die Möglichkeit eines hohen Gewinns in Höhe des AEP. Gleichzeitig vermeiden sie das Börsengeschäft zu ungünstigen Konditionen. Der Erwartungsnutzen bei bewusster Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie ist in solchen Konstellationen für BGV daher stets positiv.

Diese Überlegungen gelten auch für BGV, die über eine ausgeglichene Bilanzgruppe verfügen. Spekulieren BGV darauf, dass die Börsenpreise betragsmäßig über den AEP liegen, könnten Sie Leerverkäufe, also Stromhandelsgeschäfte ohne passende Gegenpositionen, durchführen. Diese Leerverkäufe stellen unmittelbar Leistungsungleichgewichte in der Regelzone dar, wodurch äußerst systemkritische Situationen auftreten können. Zudem kritisch ist in diesem Zusammenhang, dass das Verhältnis zwischen den Ausgleichsenergie- und Börsenpreisen von mehreren Marktakteuren ähnlich eingeschätzt werden kann und ein gleichgerichtetes Verhalten erkennbar ist und sich die Ungleichgewichte somit kumulieren.

Durch diese Wechselwirkungen wirkt der AEP direkt als Schranke für Börsengeschäfte. Ist beispielsweise durch Marktakteure hinreichend bekannt, dass der AEP selbst bei extremen Leistungsungleichgewichten nie jenseits bestimmter Schwellwerte liegt, besteht für Marktakteure kein Anreiz, Börsengeschäfte über diesen Schwellwerten durchzuführen. Treten Situationen auf, in denen die AEP dauerhaft betragsmäßig niedrig sind, wird die bewusste Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie für BGV zur optimalen Strategie. In diesen Situationen ist ein deutlicher Rückgang der Liquidität an den Kurzfristmärkten für Strom zu verzeichnen. Zudem treten Preisspitzen an Strombörsen nicht mehr auf, die aber zur Refinanzierung von Flexibilitäten zwingend erforderlich sind. Niedrige AEP bergen daher nicht nur Gefahren für die Versorgungssicherheit, sondern wirken letzten Endes auch innovationshemmend.

Diese Zusammenhänge sind in Österreich auch quantitativ zu belegen. Hierfür eignet sich die Gegenüberstellung der energetischen Regelzonensalden und der AEP eines hinreichend umfangreich historischer Zeitraum (Bild 2.1). In dem Bild sind die durchschnittlichen AEP in Viertelstunden dargestellt, in denen der Regelzonensaldo über bzw. unter der vorgehaltenen Regelleistung lag (Sekundärachse). Durch Fokus auf diese AEP kann der monetäre Anreiz für BGV abgeleitet werden, systemkritische Ungleichgewichte zu vermeiden. Das Jahr 2019 ist dabei in dem Zeitraum während (bis Anfang August) und nach Anwendung des Mischpreisverfahrens (MPV) unterteilt. Um die energetischen Mengen des Regelzonensaldos miteinander vergleichen zu können, wurde die Menge innerhalb dieser beiden Zeiträume entsprechend auf ein Jahr hochskaliert.

Bei der momentanen Beschaffung von Regelleistung wird ein Leistungspreisverfahren hinterlegt. Dabei werden die Arbeitspreise von Anbietern von Regelleistung bei der Bezuschlagung nicht betrachtet, so dass auf den Arbeitspreisen kein Wettbewerbsdruck herrscht und hohe Arbeitspreise nicht zum Ausschluss von der Auktion führen oder die Zuschlagswahrscheinlichkeit verringern. Häufig berücksichtigen Anbieter daher ihre Marge in den angebotenen Arbeitspreisen. Im Gegensatz dazu wurden beim zwischenzeitlich angewandten MPV die Arbeitspreise bei der Bezuschlagung - zumindest gewichtet - berücksichtigt, wodurch auf die Arbeitspreise ein Wettbewerbsdruck herrschte und diese stark gefallen sind. Gleichzeitig bestimmen die Arbeitspreise der abgerufenen Angebote die AEP. Im Zeitraum des MPV konnten daher niedrige Arbeits- und somit auch AEP beobachtet werden.

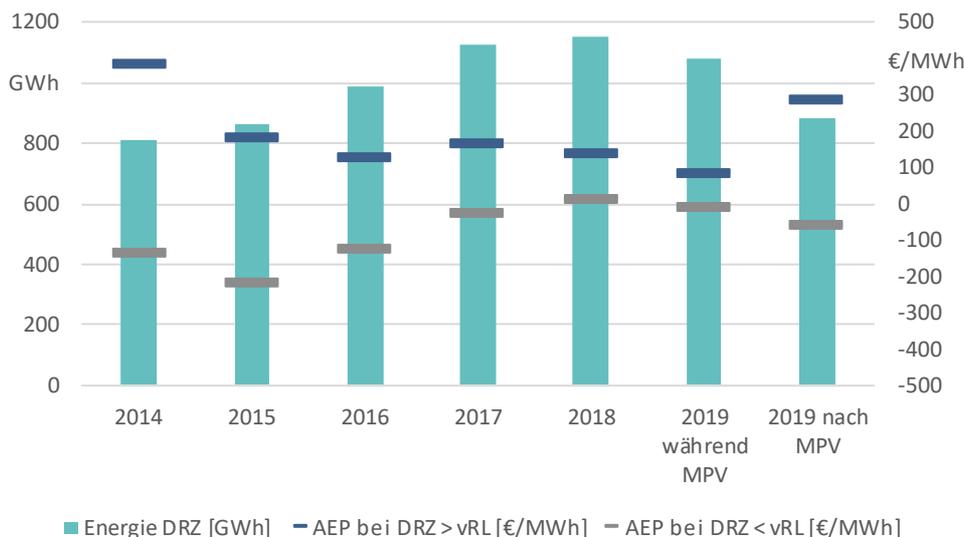


Bild 2.4: Gegenüberstellung der energetischen Regelzonensalden (Primärachse) und der durchschnittlichen AEP in Viertelstunden, in denen der Saldo über der vorgehaltenen Regelleistung lag (Sekundärachse)

Aus der Gegenüberstellung ist ersichtlich, dass in den Zeiträumen mit betragsmäßig vergleichsweise hohen AEP und somit in den Zeiträumen, in denen der monetäre Anreiz für BGV zur Bewirtschaftung ihrer Bilanzgruppen ebenfalls höher war, die niedrigsten energetischen Ungleichgewichte in der Regelzone aufgetreten sind. Dies ist insbesondere in den Jahren 2014 und 2015 sowie nach Abschaffung des MPV in 2019 der Fall. Es ist ebenfalls ersichtlich, dass sich das Niveau der AEP in den letzten Jahren stark verändert und die AEP sowohl in Situationen mit deutlicher Überspeisung als auch mit deutlicher Unterspeisung zwischenzeitlich betragsmäßig jeweils stark abgenommen haben. Betrag der durchschnittliche AEP in Situationen, in denen der Regelzonensaldo die vorgehaltene Regelleistung überstieg in 2014 etwa 380 €/MWh, ist dieser während des MPV auf lediglich 82 €/MWh gefallen, wodurch offensichtlich auch der Anreiz für BGV zur Bewirtschaftung ihrer Bilanzgruppen nicht mehr ausreichend stark war. Nach Abschaffung des MPV haben die Preise für Regelarbeit und somit die AEP wieder deutlich zugenommen und die BGV haben entsprechend auf diese monetären Anreize reagiert. Im Vergleich zu den Jahren 2017 bis Ende Juli 2019 ist der energetische Saldo der Regelzone nach Abschaffung des MPV um 26 % zurückgegangen und lag aufgrund der höheren AEP wieder auf einem vergleichbaren Niveau wie in den Jahren 2014 und 2015.

Dieser Zusammenhang ist ebenfalls aus der Gegenüberstellung der viertelstündlichen AEP und der Regelzonensalden ersichtlich. In Bild 2.5 sind diese für das Jahr 2014 sowie für den Zeitraum, in dem das MPV angewandt wurde, dargestellt.

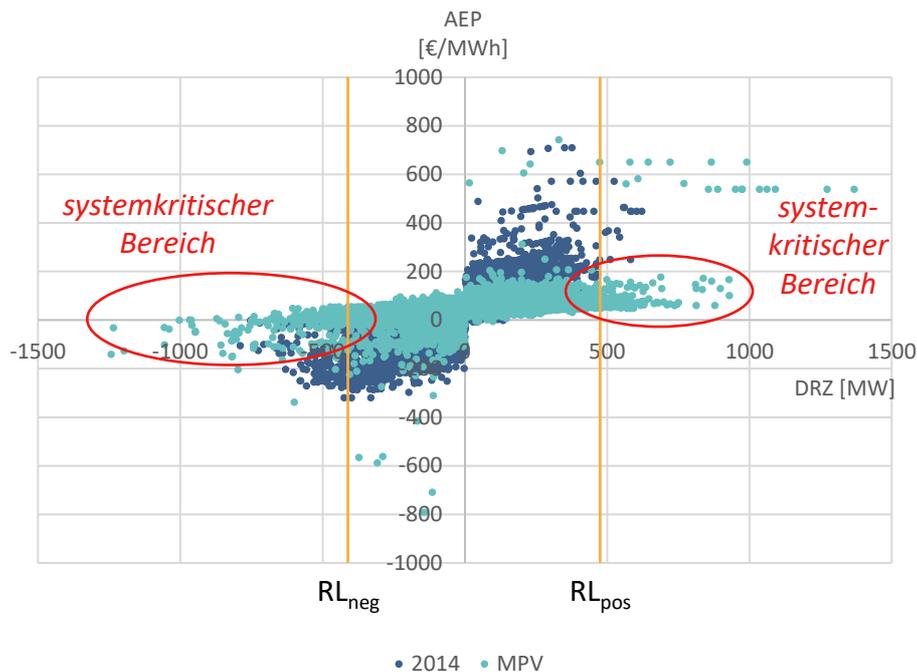


Bild 2.5: Gegenüberstellung von AEP und DRZ in 2014 und während des MPV

Bei dem Vergleich der beiden Zeiträume wird deutlich, dass die AEP in 2014 offensichtlich bei höheren Regelzonensalden schneller angestiegen sind und hierdurch in der Lage waren, Situationen, in denen der Regelzonensaldo jenseits der vorgehaltenen Regelleistung lag, weitestgehend zu verhindern.

Im Zeitraum des MPV ist hingegen zu erkennen, dass auch bei extremen Regelzonensalden die AEP lediglich äußerst schwach angestiegen sind und jeweils unter der Schwelle von ± 200 €/MWh, z. T. sogar deutlich darunter verweilt haben. Hierdurch hatten die BGV offensichtlich keinen hinreichend starken wirtschaftlichen Anreiz zur Bilanzgruppentreue, sondern haben ihr Handeln vorrangig durch andere Opportunitäten, insbesondere den Marktbedingungen am Kurzfristhandel abhängig gemacht. Hierdurch lag im Extremfall der Regelzonensaldo bei -1.243 MW und somit über dem 3-fachen der vorgehaltenen negativen Regelleistung. Der AEP lag in dieser Viertelstunde bei lediglich etwa -140 €/MWh. Durch solch kritische Situationen wird die Systemsicherheit nicht nur der österreichischen Regelzone, sondern auch des gesamten Synchronverbands Kontinentaleuropas gefährdet, da Österreich ein Großteil des Systemgleichgewichts durch Reserven im Ausland decken muss. Diese sind aber ebenfalls begrenzt und zudem nicht stets sicher verfügbar. Gleichzeitig kann die hohe Inanspruchnahme von Hilfen aus dem Ausland auch zu unerwünschten Lastflüssen und somit zu Netzengpässen im Übertragungsnetz führen. Der AEP sollte daher zukünftig in der Lage sein, durch Sicherung eines hinreichend großen wirtschaftlichen Interesses der BGV zur Bilanzgruppentreue solche Situationen zu vermeiden. Ausreichend hohe AEP bzw. die Aussicht auf einen hohen AEP in Situationen mit hohen Regelzonensalden bewirken, dass die BGV die Bilanzgruppen bewirtschaften. Dies führt wiederum dazu, dass hohe Regelzonensalden (und damit auch hohe AEP) möglichst vermieden werden.

Durch die vergleichsweise niedrigen AEP und den damit verbundenen niedrigeren Anreiz für BGV zur Bewirtschaftung ihrer Bilanzgruppen gehen auch die Handelsvolumina an den Kurzfristmärkten zurück. In Bild 2.6 sind die monatlichen Handelsvolumina im viertelstündlichen Intradayhandel seit Beginn des MPV dargestellt.

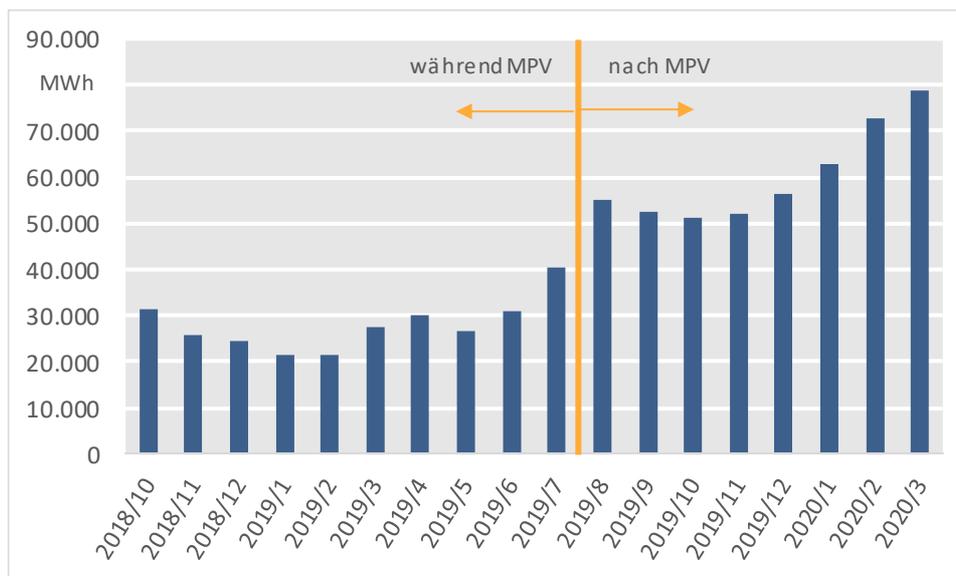


Bild 2.6: Handelsvolumina im innertäglichen Viertelstundenhandel

Der Zusammenhang zwischen den AEP und den Handelsvolumina ist deutlich zu erkennen. Im Zeitraum des MPV, der mit vergleichsweise niedrigen AEP klassifiziert werden kann und in dem die Anreize für BGV zur Bewirtschaftung ihrer Bilanzgruppen ebenfalls niedrig waren, haben die BGV in lediglich geringem Maße Handelsgeschäfte durchgeführt. Im Durchschnitt lag das Handelsvolumen bei etwa 28 GWh pro Monat.

Nach Abschaffung des MPV und dem damit verbundenen Anstieg der AEP und der Bilanzgruppen-treue, ist das Handelsvolumen am Intradaymarkt deutlich angestiegen. Zwischen August 2019 und März 2020 lag dieses bei durchschnittlich 60 GWh im Monat und somit bei etwa dem doppelten Volumen im Vergleich zum Zeitraum zuvor. Es ist weiterhin ein deutlicher Trend auszumachen, da das Handelsvolumen kontinuierlich angestiegen ist. Es ist somit möglich, dass das Handelsvolumen durch die strengereren AEP weiter ansteigen wird.

Key Message: Zusammenfassend lässt sich somit festhalten, dass für BGV der monetäre Anreiz zum Bilanzgruppenausgleich abnimmt, umso näher die Beschaffungskonditionen an den AEP liegen, da die Pönalisierungswirkung für BGV entfällt. Der Stromhandel zu Beschaffungskonditionen oder die bewusste Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie sind für systemdestabilisierende BGV ergebnisneutral. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn Börsenpreise untertägig stark ansteigen, weil die Arbeitspreise für Regelenergie, die maßgeblich den AEP beeinflussen, durch vortägige Einschätzungen der Opportunitäten bestimmt sind und somit unter den untertägigen Börsenpreisen liegen können. Insbesondere problematisch ist dabei, dass die Wahrscheinlichkeit, dass die AEP betragsmäßig unter den Börsenpreisen liegen, bei extremen Börsenpreisen von allen Akteuren ähnlich eingeschätzt werden kann. Somit ist ein stark gleichgerichtetes Verhalten der BGV denkbar, was zu systemkritischen Situationen führen kann. Die Berechnung des AEP sollte daher so angepasst werden, dass für BGV jederzeit, auch in Situationen mit extremen Börsenpreisen, die bewusste Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie nicht wirtschaftlich attraktiver sein darf. Ein ausreichendes AEP-Niveau, insbesondere in Viertelstunden mit systemkritischen Regelzonensalden, führt zur Vermeidung dieser durch die BGV. Diese Vermeidung spiegelt sich ebenso in der Entwicklung der Intraday-Volumina wider.

3 Präferiertes Modell zur AEP-Berechnung

3.1 Elemente zur Berechnung des AEP

Ende 2017 wurde auf Basis der Strombinnenmarktverordnung im Amtsblatt der Europäischen Union die Verordnung 2017/2195/EU zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (im englischen Sprachgebrauch häufig als Guideline Electricity Balancing (GL EB oder EB GL) bezeichnet) veröffentlicht. Die Leitlinie zielt auf die Etablierung eines funktionierenden und liquiden grenzüberschreitenden Binnenmarkts im Bereich der Leistungs-Frequenz-Regelung und des Ausgleichsenergiesystems. Sie trifft dabei unmittelbare Vorgaben zu den von den Mitgliedsstaaten umzusetzenden Regel- und Ausgleichsenergiesystemen. Eine eventuelle Überarbeitung der Systematik der AEP-Berechnung muss daher konform zu dieser GL sein.

Im hier betrachteten Kontext sind vorrangig der Artikel 44 und 55 der GL zu beachten, die sowohl allgemeine Anforderungen an das AEP-System als auch spezielle Regeln und insbesondere Vorgaben zur Bildung des AEP enthalten. Gemäß Artikel 44 soll das AEP-System unter anderem

- angemessene wirtschaftliche Signale senden, die die Situation der Leistungsbilanz reflektieren,
- sicherstellen, dass der AEP den Echtzeitwert der Energie widerspiegelt,
- monetäre Anreize an die BGV zur Aufrechterhaltung des eigenen Gleichgewichts oder Wiederherstellung des System-Gleichgewichts senden,
- verzerrende Anreize für BGV, Anbieter und ÜNB vermeiden und
- monetäre Anreize an Anbieter zur Erbringung von Regelleistung und Vermarktung dieser an den ÜNB senden.

Gemäß Artikel 55 der GL soll der AEP darüber hinaus mindestens den mengengewichteten Durchschnittspreis für aktivierte Regelenergie in Richtung des Regelzonensaldos entsprechen. Dabei wird zwischen Unter- und Überspeisungen differenziert. Bei Unterspeisungen der Regelzone muss der AEP mindestens dem gewichteten Durchschnittspreis für aktivierte positive Regelleistung, bei Überspeisungen maximal dem gewichteten Durchschnittspreis für negative Regelleistung betragen. Erfolgt in einer Viertelstunde kein Abruf von Regelleistung, wird bei der AEP-Berechnung der Wert der vermiedenen Aktivierung angesetzt.

Gemäß Artikel 52 der GL ist eine weitere Harmonisierung der AEP vorgesehen. Die Anforderungen wurden von allen europäischen ÜNBs gemeinsam erstellt und eingereicht. Die Überarbeitung und Genehmigung der Imbalance Settlement Harmonisation Method (ISHM) erfolgte kürzlich durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER).

Key Message: Ausgehend von diesen in der Guideline definierten und den weiteren europäischen Harmonisierungsanforderungen schlagen wir ein Modell zur zukünftigen AEP-Berechnung vor, das kompatibel zur GL ist und aus drei Elementen besteht (Bild 3.1).

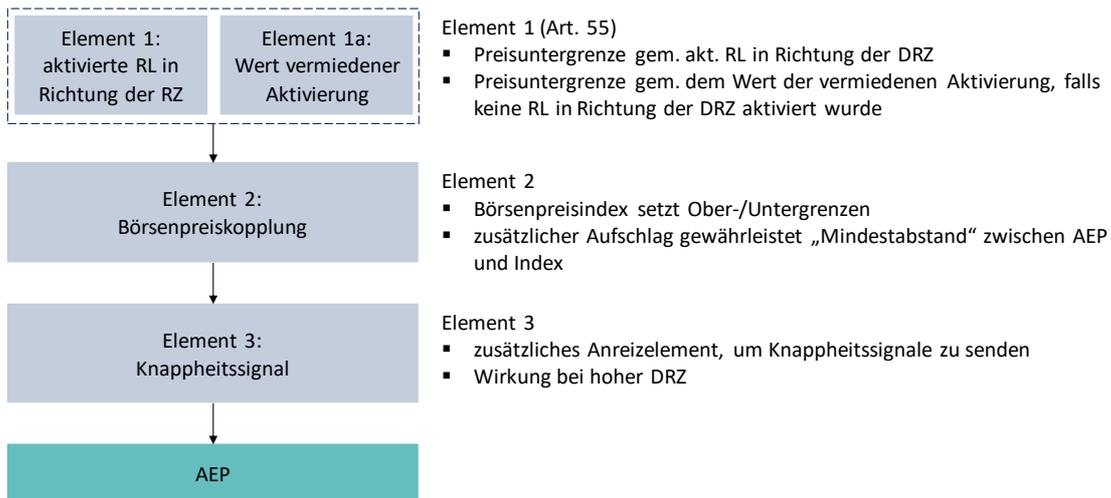


Bild 3.1: Vorgeschlagene Elemente der AEP-Berechnung

Der Modellvorschlag greift dabei alle in der GL aufgeführten Anforderungen auf. Somit werden bei der AEP-Berechnung die ohnehin obligatorischen Preisuntergrenzen gemäß der aktivierten Regelleistung bzw. des Werts der vermiedenen Aktivierung gesetzt (Element 1). Dieses Element wird von zwei weiteren Elementen flankiert, die auch bereits in der ISHM genannt werden.

Durch die Kopplung des Ausgleichsenergiepreises an den Börsenpreis (Element 2) wird sichergestellt, dass monetäre Anreize an die BGV zur Aufrechterhaltung des eigenen oder Wiederherstellung des System-Gleichgewichts gesendet werden und die bewusste Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie seitens der BGV keine dominante Strategie darstellen kann. Gleichzeitig stellt die Börsenpreiskopplung sicher, dass der AEP den Echtzeitwert der Energie und somit den Marktpreis für Energie an der Börse reflektiert. Dabei erscheint es ratsam, möglichst den Börsenpreis bzw. einen Index auf Basis durchgeführter Geschäfte bei der AEP-Berechnung zu berücksichtigen, die kurz vor Marktschluss und somit möglichst nah am tatsächlichen Lieferzeitpunkt liegen. In diesem Zuge ist allerdings weiter zu berücksichtigen, dass durch Element 1 streng einzuhaltende Preisuntergrenzen des AEP gesetzt werden. Element 2 kann daher gegenüber Element 1 den AEP für Unterdeckungssituationen ausschließlich erhöhen bzw. für Überdeckungssituationen ausschließlich vermindern.

Aufgabe der Börsenpreiskopplung besteht darin, für BGV hinreichend große Anreize zum Ausgleich an der Börse setzen und z. B. Investitionen in gute Prognosen oder in die Echtzeitüberwachung und Ansteuerbarkeit von Anlagen anzureizen. Die Börsenpreiskopplung soll dabei Arbitragegewinne an der Börse gegenüber dem AEP bei allen Regelzonensalden unterbinden und nicht vom Regelzonensaldo beeinflusst werden. Da die Börsenpreiskopplung somit auch bei niedrigen Regelzonensalden wirksam ist, in diesen Situationen der AEP aber grundsätzlich keine starke Pönalisierungswirkung entfalten soll, wird die Börsenpreiskopplung eher vorsichtig parametrisiert. Gemäß dem präferierten und vorgeschlagenen Modell soll zum einen zukünftig Geschäfte näher am Lieferzeitpunkt und insbesondere des Viertelstundenhandels berücksichtigt werden. Zum anderen wird zwischen dem AEP und dem Börsenpreisindex ein Mindestabstand eingeführt, um Fehlanreize in Situationen, in denen der AEP in der Größenordnung der Marktpreise liegt, zu vermeiden.

Das dritte Element der Knappheitsfunktion soll darüber hinaus systemdestabilisierendes Verhalten der BGV pönalisieren und Anreize zu dessen Vermeidung setzen. Diese Aufgabe soll bewusst nicht alleine von der Börsenpreiskopplung übernommen werden. Diese wäre auch nicht dazu in

der Lage, da bei der Börsenpreiskopplung immanent lediglich tatsächlich durchgeführte Geschäfte berücksichtigt werden können und somit Geschäfte, die aufgrund von hohen Preisen nicht abgeschlossen werden, nicht erfasst sind. In diesen Situationen könnte – ohne Knappheitselement – weiterhin bewusst Ausgleichsenergie in Anspruch genommen werden. Des Weiteren sind in der Vergangenheit ebenfalls Situationen beobachtbar, in denen der Börsenpreis auch bei hohen Regelzonensalden vergleichsweise niedrig war und der Börsenpreis somit die Kritikalität der Systembilanz nicht adäquat abgebildet hat. Im Vergleich zu heute dürfte diesem Knappheitselement bei hohen Regelzonensalden eine stärkere Bedeutung zugemessen werden, da zukünftig sowohl die abgerufene Regeleistung als auch die Börsenpreiskopplung keine hinreichenden Anreize zur Bilanzgruppentreue setzen dürften und alleine nicht mehr ausreichend wären.

Das Knappheitssignal sollte allerdings lediglich dort greifen, wo der Markt alleine keine hinreichenden Anreize setzt. Auswirkungen auf den AEP sollten erst bei höheren Regelzonensalden spürbar werden, während bei vergleichsweise niedrigen Regelzonensalden der AEP maßgeblich über die aktivierte Regelleistung oder die Börsenpreiskopplung bestimmt wird. Das Element sollte dabei so ausgestaltet werden, dass es möglichst robust gegenüber unterschiedlichen Marktsituationen ist und insbesondere in Konstellationen, in denen die Regelarbeitspreise – entgegen der Erwartung – wieder ansteigen sollten, einen geringeren Einfluss hat.

Im Folgenden werden diese drei Elemente der AEP-Berechnung näher beschrieben.

3.2 Element 1: Aktivierte Regelleistung | Wert der vermiedenen Aktivierung

Das erste Element greift die Anforderungen der GL und hier vorwiegend des Artikels 55 auf, der Preisgrenzen für den AEP vorschreibt. Gemäß Artikel 55 der GL soll der AEP mindestens den mengengewichteten Durchschnittspreis für aktivierte Regelenergie in Richtung des Regelzonensaldos entsprechen. Bei Unterspeisungen der Regelzone muss der AEP mindestens dem gewichteten Durchschnittspreis für aktivierte positive Regelleistung, bei Überspeisungen maximal dem gewichteten Durchschnittspreis für negative Regelleistung entsprechen.

Im Zuge der AEP-Bestimmung ist bei Element 1 zukünftig zu berücksichtigen, dass die GL EB durch Artikel 30 eine Verrechnung mit den Regelleistungsanbietern gemäß marginal pricing und somit einheitlich gemäß dem teuersten abgerufenen Produkt vorsieht. Somit gibt es je Viertelstunde genau einen Preis für die Anbieter eines Regelleistungsprodukts, der entsprechend auch zur AEP-Berechnung hinterlegt wird. Die Bildung eines mengengewichteten Durchschnitts erfolgt dann ausschließlich über die einzelnen Zeitpunkte innerhalb der Viertelstunde.

Erfolgt in einer Viertelstunde kein Abruf von Regelleistung, wird bei der AEP-Berechnung der Wert der vermiedenen Aktivierung angesetzt. Die Rahmenbedingungen zur Berechnung des Werts der vermiedenen Aktivierung wurden in der ISHM festgelegt, die u.a. vorsieht, dass dieser mit dem ersten Gebot der lokalen Merit Order der Produkte der Sekundärregelreserve bestimmt wird.

In der Vergangenheit war der auf Basis des Elementes 1 gebildete AEP, vorrangig aufgrund der mit zunehmenden Abruf stark ansteigenden Gebotspreise, häufig geeignet, angemessene wirtschaftliche Signale an die BGV zu senden, die die Situation der Leistungsbilanz reflektiert haben. Zukünftig dürfte aufgrund der mit der Aktivierungshöhe nur noch schwach ansteigenden Kurve der Regelarbeitspreise dieses Element alleine, trotz marginal pricing, allerdings nicht mehr ausreichend sein, die Situation der Leistungsbilanz der Regelzone adäquat über den AEP abzubilden. Gründe hierfür liegen in den absehbaren Änderungen des Regelenergiesystems. Einerseits wird in naher Zukunft (voraussichtlich noch in 2020) der sogenannte Regelarbeitsmarkt eingeführt. Anbieter von Regelleistung können hierbei noch kurz vor Lieferperiode und nach Schließung des

Intradaymarktes reine Arbeitspreisgebote abzugeben und noch freie Flexibilitäten vermarkten. Dabei wird den jeweils günstigsten Geboten der Zuschlag erteilt, wodurch ein hoher Wettbewerbsdruck auf den Preisen herrscht. In Verbindung mit dem marginal pricing, das für Anbieter von Arbeitspreisgeboten unmittelbar zu zusätzlichen Erlösen führt, sobald ein teureres als das eigene Angebot abgerufen wird, ist hierbei zu erwarten, dass sich die Höhe der abgegebenen Angebote sehr nah an den tatsächlichen Grenzkosten orientieren wird. Damit führt der Regelarbeitsmarkt nicht nur dazu, dass vielen Flexibilitäten noch die Abgabe eines Angebotes unmittelbar vor Lieferperiode ermöglicht wird, sondern dieses im Vergleich zu den heutigen Preisstrukturen, bei denen sowohl day-ahead-Opportunitäten als auch Margen in den Arbeitspreisen erfasst sind, deutlich niedriger sein dürfte. Insgesamt lässt dies den Schluss zu, dass der Regelarbeitsmarkt bereits zu einer deutlich flacheren Merit-Order der lokalen Angebote für Regelleistung führen dürfte.

Darüber hinaus führen aber auch die zukünftig gesetzlich geforderten internationalen Kooperationen bei der Saldierung von Leistungsungleichgewichten („Netting“) und beim Abruf von Regelleistung dazu, dass der Abruf von vergleichsweise teuren Arbeitsgeboten unwahrscheinlicher wird. Bereits heute kooperiert APG auf dem Gebiet der Saldierung von Ungleichgewichten umfassend mit ihren Nachbar-ÜNB. Bei der Saldierung wird die gegenläufige Aktivierung von Regelreserve in benachbarten Regelzonen verhindert bzw. reduziert. Dabei werden gegenläufige Regelreservebedarfe der einzelnen Regelzonen erkannt und daraus die erforderlichen Austauschleistungen der LFR-Zonen bestimmt. Auf diese Weise wird gegenläufige Aktivierung vermieden und Regelarbeit eingespart. Voraussetzung hierbei ist, dass ausreichend Übertragungskapazitäten zwischen den Regelzonen mit den gegenläufigen Leistungsungleichgewichten bestehen.

Es ist zu erwarten, dass die Kooperationen auf dem Gebiet der Saldierung zukünftig weiter ausgeweitet werden, da sowohl neue ÜNB in die Kooperation mit aufgenommen werden und sich somit das Saldierungspotential direkt erhöht als auch der Umgang mit Übertragungskapazitäten effizienter ausgestaltet sein dürfte. In Bild 3.2 sind die sich ergebenden (simulierten) Saldierungspotentiale dargestellt, wenn APG sich mit allen Nachbar-ÜNB kooperieren würde. Die Grafik zeigt dabei die in der österreichischen Regelzone aufkommenden Leistungsungleichgewichte vor und nach der Saldierung.

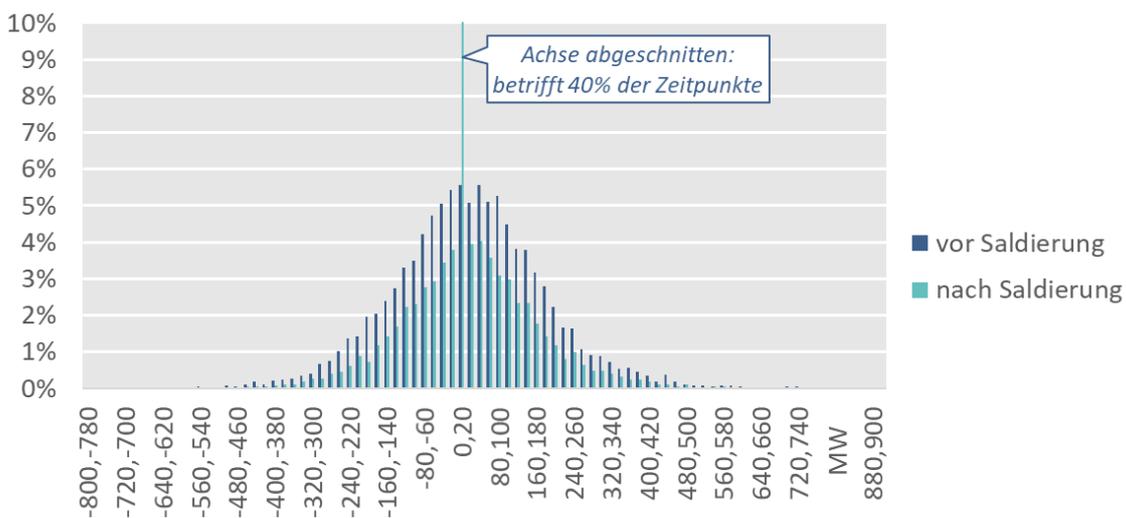


Bild 3.2: Simulierte Saldierungspotentiale Österreichs bei Ausweitung der bestehenden Kooperation auf alle Nachbar-ÜNB.

Auch wenn durch solche Analysen das sich zukünftig in der Praxis ergebende Potential naturgemäß nur grob abgeschätzt werden kann und mit Unsicherheiten behaftet ist, ist doch eindeutig ersichtlich, dass für Österreich das Saldierungspotential offensichtlich enorm ist. Es zeigt sich, dass in etwa 40 % der Fälle das nach Saldierung in Österreich verbleibende Leistungsungleichgewicht geringer als 20 MW ist. In diesen Zeitpunkten werden in Österreich entsprechend die günstigsten Arbeitspreisgebote in dieser Größenordnung abgerufen. Der hiermit verbundene AEP auf Basis des Elements 1 dürfte daher ebenfalls in diesen Situationen äußerst niedrig sein. Darüber hinaus ist zudem ersichtlich, dass in fast allen Zeitpunkten zumindest mit einem der Nachbarn eine anteilige Saldierung des lokalen Leistungsungleichgewichtes möglich ist. Somit kann auch in Zeiten extremer Leistungsungleichgewichte ein vollständiger Regelleistungsabruf und damit ein Abruf teurer Gebote vermieden werden.

Neben der Saldierung von Leistungsungleichgewichten kooperieren die ÜNB zukünftig aber auch weiterhin auf dem Gebiet des Abrufs von Regelleistungsprodukten. Dabei erfolgt die Ausregelung des Bedarfs anhand einer gemeinschaftlichen (regelzonenübergreifenden) Merit-Order-Liste, die alle bezuschlagten Regelarbeitsangebote der beteiligten Regelzonen umfasst. Dabei werden die Bedarfe der teilnehmenden Regelzonen summarisch betrachtet, d. h. eine gegenläufige Aktivierung wird ebenfalls vermieden. Zudem steht allen beteiligten Regelzonen (ggf. unter Berücksichtigung von Beschränkungen beim übergreifenden Austausch) die gesamte Regelreserve aller teilnehmenden Regelzonen zur Verfügung. Die entsprechenden Plattformen, auf denen die Arbeitsgebote gebündelt und auch deren kostenoptimaler Abruf bestimmt wird, werden aktuell von den europäischen ÜNB ausgestaltet.

Für die österreichische Regelzone kann diese Entwicklungen zwei unterschiedliche Konsequenzen haben. Einerseits kann ein österreichisches Angebot den Bedarf im Ausland decken. Das abgerufene Produkt müsste gemäß Artikel 55 der GL bei der AEP-Berechnung berücksichtigt werden. Hierdurch würde sich für Österreich gegenüber einer rein nationalen Betrachtung ein höherer AEP ergeben, falls die DRZ entsprechendes Vorzeichen aufweist. Andererseits kann aber auch ein lokales Ungleichgewicht durch ein Angebot aus einer anderen Regelzone gedeckt werden. Hierdurch wird der Abruf eines teuren österreichischen Produktes vermieden, wodurch der AEP niedriger als bei einer rein lokalen Deckung wäre. Gleiche Überlegungen gelten entsprechend für die ausländischen Regelzonen. Als Konsequenz hieraus folgt, dass, solange ein aufgrund nicht engpassbehafteter Netze ein uneingeschränkter Regelenergieaustausch möglich ist, in diesen Regelzonen derselbe Preis die Basis für den AEP festlegt. In diesen sogenannten Uncongested Areas ist dann nicht mehr relevant, für welche Regelzone die Aktivierung von Regelleistung erfolgt. Im Falle eines unterspeisten Gebiets legt das teuerste aktivierte positive Gebot den Preis fest, im Falle eines überspeisten Gebiets das niedrigste Gebot für negative Regelleistung.

Diese Auswirkungen und Häufigkeit dieser beiden Fälle haben wir für Österreich simuliert. In Bild 3.3 sind die entsprechenden Ergebnisse dargestellt. In blau sind die lokalen viertelstündlichen Leistungsungleichgewichte in Österreich (vor Saldierung) für ein exemplarisches Jahr dargestellt. Diese wurden aufsteigend sortiert. Die grünen Punkte stellen die jeweils viertelstündlich aktivierte Regelleistung in Österreich dar. Dabei wurden sowohl Saldierungen von Leistungsungleichgewichten mit den Nachbar-ÜNB als auch der Austausch von Regelreserve berücksichtigt. Liegt ein grüner Punkt im Falle positiver Ungleichgewichte in Österreich (etwa ab Zeitpunkten jenseits der 4.000) über der blauen Kurve, exportiert Österreich in diesen Situationen Regelleistung, um den Bedarf in einer benachbarten Regelzone zu decken. Hierdurch kann der AEP in Österreich ansteigen. Liegt der Punkt in diesen Situationen hingegen unter der blauen Kurve, wird das lokale Ungleichgewicht anteilig über Saldierung oder dem Import von Regelleistung

gedeckt. In diesen Fällen wäre der AEP in Österreich niedriger als im Falle ohne Kooperation. In Zeitpunkten, in denen die blaue Kurve Werte kleiner 0 beträgt (Regelzone überspeist; Zeitpunkte kleiner als 4.000), exportiert Österreich Regelleistung, wenn die grünen Punkte unter der blauen Kurve liegen.

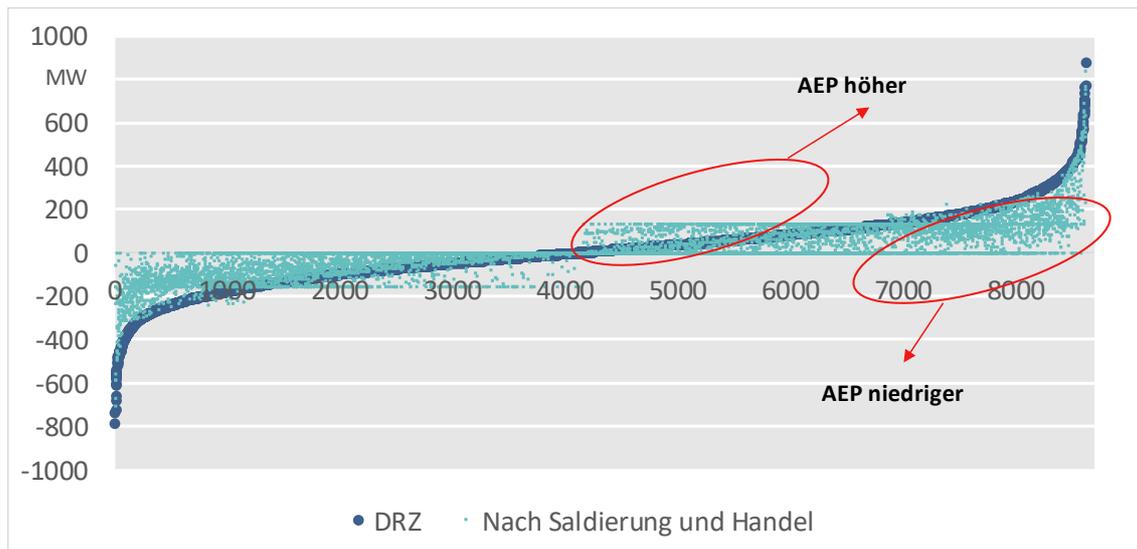


Bild 3.3: Auswirkungen der Saldierung von Leistungsungleichgewichten und des regelzonenübergreifenden Abrufs auf die AEP in Österreich

Es zeigt sich, dass beide Fälle auftreten und die Kooperation mit den angrenzenden ÜNB sowohl zu höheren als auch zu niedrigeren AEP führen kann. Es überwiegen allerdings deutlich die Situationen, in denen der AEP durch die Kooperation niedriger ausfällt. Dies ist in insgesamt 83 % der simulierten Viertelstunden der Fall. In 13 % der Fälle unterstützt Österreich einen benachbarten ÜNB und exportiert Regelleistung. In diesen Situationen wäre der AEP höher als ohne die Kooperation. Es ist aber auch ersichtlich, dass es sich hierbei fast ausschließlich um Situationen handelt, in denen das lokale Leistungsungleichgewicht in Österreich vergleichsweise niedrig ist und somit ausreichend Regelreservekapazitäten – und insbesondere die günstigsten – für einen Export zu Verfügung stehen. Vor diesem Hintergrund wäre somit zu erwarten, dass der Export dieser vergleichsweise günstigen Produkte aufgrund der geringen Arbeitspreise lediglich überschaubare Auswirkungen auf den AEP haben dürfte.

Im Hinblick auf die Systemsicherheit sind insbesondere die Situationen als kritisch zu bewerten, in denen in Österreich selbst ein hohes Ungleichgewicht vorherrscht, dieses aber vollständig oder zu einem hohen Anteil durch Saldierungen oder einem Import von Regelleistung gedeckt werden kann. In diesen Situationen können sich trotz des hohen Ungleichgewichts betragsmäßig sehr niedrige AEP in Österreich einstellen, wodurch der AEP faktisch keine Pönalisierungswirkung für BGV entfalten dürfte. Wichtig ist die Anreizsetzung im Sinne eines lokalen AEP, um auch in den erwähnten Situationen hoher lokaler Ungleichgewichte und günstiger Saldierungs- oder Importmöglichkeiten von Regelleistung einen ausreichend hohen Anreiz sicherzustellen.

Key Message: Vor dem Hinblick dieser absehbaren nationalen und internationalen Entwicklungen scheint es somit unwahrscheinlich, dass die Berechnung des AEP ausschließlich auf Basis des Element 1 hinreichend hohe Anreize an die BGV zur Bilanzgruppentreue entfalten kann. Daher schlagen wir die Flankierung dieses Elements durch die beiden Elemente der Börsenpreiskopplung sowie der Knappheitsfunktion vor. Diese beiden Elemente entsprechen der „Incentivising Component“ und der „Scarcity Component“ der ISHM.

3.3 Element 2: Börsenpreiskopplung

Key Message: Ziel der Börsenpreiskopplung besteht vorrangig darin, dass BGV bekannte Abweichungen ihrer Bilanzgruppen aktiv, z. B. an der Börse, ausgleichen und gleichzeitig nicht auf einen niedrigen AEP spekulieren und bewusst Ausgleichsenergie beanspruchen. Bei richtiger Parametrierung ist die Börsenpreiskopplung dabei zudem in der Lage, den Intradaymarkt zu stützen und Investitionen seitens der BGV zur Überwachung und Steuerung ihrer Bilanzgruppen bzw. der von ihnen verantworteten Anlagen anzureizen.

BGV sollen sich darauf verlassen können, dass ein Ausgleich an der Börse unabhängig vom gezahlten Preis für sie gegenüber dem Ausgleich über den Bezug von Ausgleichsenergie wirtschaftlich zumindest in allen Fällen vorteilhaft ist, in denen ein Verzicht darauf systemdestabilisierend wirken würde. Um dies zu erreichen, sollte im Falle von unterspeister Regelzone der Ausgleichsenergiepreis mindestens dem Wert der Energie am Intraday-Markt, im Falle von überspeister Regelzone maximal dem Intraday-Wert entsprechen. Herausfordernd dabei ist, dass in einem kontinuierlichen Intraday-Handel nicht genau ein Preis existiert, zu dem Strom gehandelt wird. Daher muss bei der Börsenpreiskopplung der Wert der Energie am Intraday-Markt geeignet festgelegt werden. Hierfür ist die Auswahl eines Börsenpreisindex notwendig.

Eine Anhebung bzw. Absenkung des AEP auf diesen Index ist aber nicht ausreichend, da ein BGV, der bewusst Ausgleichsenergie bezieht, dann lediglich die Ausgleichsenergie in Höhe des Börsenpreisindex bezahlen müsste, der in derselben Höhe des nicht getätigten Börsengeschäfts liegt. Damit wäre die Ausgleichsenergieabrechnung für den BGV gerade in derselben Höhe wie das nicht durchgeführte Börsengeschäft und somit für den BGV ergebnisneutral. Im Falle ungleichen Vorzeichens der Bilanzgruppe mit der DRZ würde der BGV sogar einen Erlös erhalten. Damit der AEP für BGV daher auch immer eine Pönalisierungswirkung entfalten kann, muss der AEP immer betragsmäßig höher als der Börsenpreisindex sein. Dies wird durch die Einführung eines Mindestabstands zwischen dem AEP und dem verwendeten Index erreicht. Im Folgenden wird daher zunächst ein geeigneter Index zur Börsenpreiskopplung ausgewählt und anschließend ein geeigneter Mindestabstand abgeleitet.

3.3.1 Börsenpreisindex

Grundsätzlich ergeben sich bei der Auswahl eines geeigneten Börsenpreisindex vielfältige Möglichkeiten, da der Intradayhandel kontinuierlich erfolgt und somit für eine Lieferperiode viele voneinander unabhängige Geschäfte durchgeführt werden, die zur Bildung eines Index berücksichtigt werden können. Neben der Verwendung bereits bekannter und etablierter Indizes ist dabei auch denkbar, einen neuen Index auf Basis durchgeführter Geschäfte zu definieren und einzuführen.

Um einen geeigneten Index zu definieren, erscheint es somit ratsam, zunächst Eigenschaften festzulegen, die der Börsenpreisindex möglichst gut erfüllen sollte. Diese sind:

- **Möglichst genaue Abbildung des real time value of energy:** Bereits aus der GL ergibt sich die Anforderung, dass der AEP möglichst genau den real time value of energy, also den Wert der Energie zu Echtzeit abbilden soll. Innerhalb eines Tages können sich die Preise der durchgeführten Geschäfte an der Börse stark unterscheiden, da untertägige Ereignisse, wie bspw. geänderte Last- und Erzeugungsprognosen oder Kraftwerksausfälle, das kurzfristige Angebot und die Nachfrage nach Energie deutlich beeinflussen können. Neben der abgerufenen Regelleistung erscheinen somit zur möglichst genauen Abbildung des real-time value of

energy insbesondere die durchgeführten Handelsgeschäfte geeignet, die möglichst kurz vor Lieferzeitpunkt abgeschlossen wurden.

- **Identischer Bezugszeitpunkt wie Imbalance Settlement Period (ISP):** Die Ausgleichsenergieabrechnung erfolgt aktuell viertelstündlich. Die von Bilanzgruppen in das System zu viel eingespeiste bzw. entnommene Energie wird somit für eine Viertelstunde saldiert betrachtet. Opportunitäten kurzfristiger Handelsgeschäfte der BGV ergeben sich somit immer gegenüber dem viertelstündlichen AEP. Im börslichen Intraday-Handel stehen sowohl viertelstündliche als auch stündliche Produkte zur Verfügung. Aufgrund der viertelstündlichen Bilanzgruppenabrechnung und Bilanzgruppentreue sollte der Börsenpreisindex somit mindestens auf Basis von Produkten des Viertelstundenhandels gebildet werden. Darüber hinaus stellt allerdings auch der Stundenhandel für Marktteilnehmer eine Opportunität dar. Gleichzeitig ist fraglich, ob der Viertelstundenhandel jederzeit als ausreichend liquide und somit robust bewertet werden kann. Ergänzend zur Einbeziehung der Viertelstundenprodukte ist daher zu bewerten, ob Geschäfte des Stundenhandels in die Bildung des Index einfließen sollten.
- **Ausreichend hohe Repräsentativität:** Eine ausreichend hohe Liquidität des für die Berechnung des Index relevanten Markts/Marktsegments gewährleistet, dass der AEP im Rahmen der Börsenpreiskopplung nicht von einzelnen (oder wenigen) Geschäften beeinflusst werden kann. Insbesondere Geschäfte, deren Preisniveaus sich deutlich von den sonstigen durchgeführten Geschäften unterscheiden und als Ausreißer bezeichnet werden können, haben dann lediglich einen geringen Einfluss auf die Bildung des Index. Eine hohe Liquidität des bei der Indexbildung berücksichtigten Marktsegments gewährleistet somit die Repräsentativität des Index.

Eine ausreichend hohe Liquidität verhindert aber auch gleichzeitig, dass der Index von den Marktteilnehmern gezielt manipuliert werden kann, um die Ausgleichsenergieabrechnung zu beeinflussen. Dies wäre insbesondere in Situationen problematisch, in denen Marktteilnehmer mittels Durchführung volumenmäßig kleiner Geschäfte, und somit vergleichsweise geringen Kosten, den AEP derart in eine Richtung beeinflussen können, in denen er bei der Ausgleichsenergieabrechnung aufgrund extremer AEP und/oder volumenmäßig hoher Bilanzgruppensalden zu hohen Zahlungsflüssen und zu Erlösen bei den manipulierenden Marktteilnehmern führt.

Im Hinblick auf diese Überlegungen erscheint es bei der Auswahl des Index wenig ratsam, den Index auf Basis von Extremwerten, wie bspw. die Minima/Maxima durchgeführter Handelsgeschäfte, zu bilden. Auch die Berücksichtigung von Quantil-Indizes (5/95%-Quantile aller Geschäfte) wäre hinsichtlich der geringen Zahl der zugrunde liegenden Geschäfte bedenklich und wären durch die Marktteilnehmer zu leicht manipulierbar.

Anhand dieser drei Anforderungen an einen geeigneten Index zur Börsenpreiskopplung ist bereits ersichtlich, dass diese in einem engen Spannungsfeld zueinander stehen. Die ausschließliche Berücksichtigung von Geschäften kurz vor Lieferzeitpunkt bildet zwar den Echtzeitwert der Energie adäquat ab, schmälert aber gleichzeitig auch den Umfang der berücksichtigten Marktgeschäfte und damit die Repräsentativität des Index. Auch der Übergang von Stunden- auf Viertelstundenprodukte dürfte zu einer geringeren Repräsentativität des Index führen. Bei der Auswahl eines geeigneten Index sind somit die Vor- und Nachteile dieser Anforderungen gegeneinander abzuwägen.

Zur Indexbildung müssen zunächst die Börsengeschäfte ausgewählt werden, die bei der Indexberechnung Berücksichtigung finden sollen. Es erscheint dabei ratsam, bei der Index-Bildung die

Geschäfte aller in Österreich aktiven Strombörsen zu berücksichtigen. Hierdurch wäre gewährleistet, dass alle kurz vor Lieferperiode getätigten Handelsgeschäfte berücksichtigt werden können. Gleichzeitig führt die Berücksichtigung aller Börsen dazu, dass die Liquidität der zur Indexbildung berücksichtigten Produkte und insbesondere des Viertelstundenhandels angehoben wird. Würden ausschließlich die Geschäfte einer Börse – bspw. der Börse mit dem größten Volumen – bei der Indexbildung berücksichtigt, könnte die Robustheit des Index weiterhin abnehmen. Durch die Berücksichtigung aller Strombörsen dürfte daher die Robustheit des Index erhöht werden. Gleichzeitig wird eine potenzielle Manipulationsmöglichkeit seitens der Marktteure minimiert. Diese wäre zu befürchten, wenn Marktteilnehmer ihre Handelsplattform von der Indexbildung abhängig machen würden. Beispielsweise könnten gezielt betragsmäßig teure Geschäfte vorrangig an der Börse getätigt werden, deren Geschäfte bei der Indexbildung nicht berücksichtigt werden. Hierdurch könnten Marktteilnehmer den Index und dadurch auch unmittelbar die AEP künstlich niedrig halten.

Des Weiteren ist festzulegen, ob Handelsgeschäfte über die Ländergrenze hinweg zur Indexbildung hinzugezogen werden sollten. Alternativ könnte der Index ausschließlich auf Basis von Stromhandelsgeschäften berechnet werden, bei denen sowohl die Stromnachfrage als auch das -angebot aus dem österreichischen Marktgebiet stammen. Wäre letzteres der Fall, würde der Index aber nicht zwangsläufig den Echtzeitwert der Energie widerspiegeln. So sind Situationen denkbar, in denen ein BGV ein bekanntes Ungleichgewicht kurz vor Lieferperiode anteilig oder vollständig über Stromhandelsgeschäfte mit ausländischen Kunden deckt. Vor dem Hintergrund der sich absehbaren Öffnung und Weiterentwicklung des grenzüberschreitenden Intradaymarktes dürften zukünftig solche Situationen gegenüber heute häufiger auftreten. Im Gegenzug wäre es auch denkbar, dass ein ausländischer BGV ein Ungleichgewicht über eine österreichische Flexibilität decken möchte. In diesem Fall legt diese Flexibilität aber gerade die Opportunitätskosten für einen Ausgleich von Ungleichgewichten für weitere BGV in Österreich fest. Insgesamt erscheint somit die Berücksichtigung marktgebietsübergreifender Stromhandelsgeschäfte sachgerecht. Zudem wird hierdurch der Umfang der bei der Indexbildung berücksichtigten Marktgeschäfte erhöht und damit die Repräsentativität und Robustheit des Index weiter erhöht.

Bei der Abwägung zwischen Stunden- und Viertelstundengeschäften sind eindeutig Viertelstundengeschäfte zu bevorzugen, da diese den Echtzeitwert der Energie in einer ISP besser abbilden. Zwar stellen auch Stundengeschäfte für BGV Opportunitäten innerhalb einer Viertelstunde dar, ein Stundengeschäft umfasst aber offensichtlich jeweils immer vier ISP. Insbesondere, wenn sich die Preisstrukturen innerhalb einer Stunde und somit innerhalb dieser vier ISP deutlich unterscheiden, scheint eine Berücksichtigung von Stundengeschäften zur Ermittlung des Börsenindex eher ungeeignet zu sein. Stundengeschäfte sind daher vielmehr als Rückfallebene für Situationen zu betrachten, in denen der Viertelstundenhandel nicht ausreichend liquide ist. Gleichwohl können hierdurch Situationen nicht ausgeschlossen werden, in denen sich BGV gegenüber den Stundengeschäften arbiträr verhalten.

In Bild 3.4 ist die Dauerlinie der auf dem österreichischen Intradaymarkt gehandelten Volumina der EPEX Spot aufgeführt. Dabei ist der Zeitraum nach Abschaffung des MPV dargestellt.

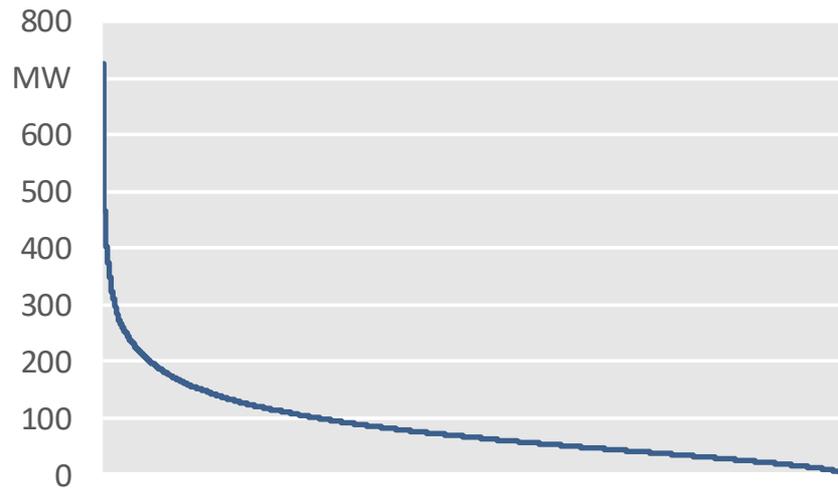


Bild 3.4: Dauerlinie gehandelter Volumina des viertelstündlichen Intradaymarktes (Aug. 2019 bis Mrz. 2020)

Es zeigt sich, dass die Bandbreite der gehandelten Volumina ziemlich groß ist und zwischen 725 und 0 MW schwankt. Im Durchschnitt wurden etwa 82 MW am viertelstündlichen Intradaymarkt gehandelt. Es ist dabei offensichtlich, dass in vielen Zeitpunkten die Liquidität des Intradaymarktes offensichtlich nicht ausreichend ist, um nur auf Basis von auf dem viertelstündlichen Intradaymarkt getätigten Geschäften einen repräsentativen Börsenpreisindex bestimmen zu können. Es ist aber auch ersichtlich, dass dies zumindest für einige Viertelstunden nicht ausgeschlossen sein könnte, da das Volumen als hinreichend repräsentativ angesehen werden könnte. Darüber hinaus ist das Volumen, wie auch bereits zuvor beschrieben, in den letzten Monaten weiter angestiegen und betrug im März durchschnittlich etwas über 100 MW.

Es verbleibt aber fraglich, ob ein Börsenpreisindex, der auf Basis von Intraday-Geschäften gebildet wird, durch Marktteilnehmer leicht beeinflusst werden könnte. Um hierüber eine Aussage treffen zu können, hat die EPEX Spot den HHI (Herfindahl-Hirschman-Index) bestimmt, der eine Kennzahl zur Messung von Marktkonzentration darstellt. Aus den Analysen der EPEX Spot geht hervor, dass, zumindest bei aktuellem Marktverhalten, in den Viertelstunden mit einem Volumen von über 200 MW der HHI nach Einschätzung der EPEX Spot hinreichend niedrig und unter dem Schwellwert von 1.500 liegt und die Bildung des Börsenpreisindex auf Basis dieser Geschäfte denkbar ist. Die Festlegung des Schwellwertes des HHI mit 1.500 wird dabei häufig in der Praxis verwendet, um kritische Marktkonzentrationen zu detektieren.

Bei diesen Berechnungen bleibt allerdings zu berücksichtigen, dass mit einer solchen Analyse von getätigten vergangenheitsbezogenen Handelsgeschäften naturgemäß keine Änderungen im Marktverhalten erfasst werden können. Wir schlagen daher vor, bei Einführung der Börsenpreiskopplung eine Liquiditätsschwelle bei der Berechnung des Börsenpreisindex zu berücksichtigen, die zunächst mit 200 MW für den viertelstündlichen Intradaymarkt festgesetzt werden sollte. Es scheint aber angeraten, dass Marktverhalten von Akteuren insbesondere hinsichtlich manipulativen Verhaltens zukünftig zu überprüfen und ggf. geeignete Änderungen bei der Berechnung des Börsenpreisindex, wie beispielsweise eine Anpassung der Liquiditätsschwelle, vorzunehmen.

In Situationen, in denen das Handelsvolumen am viertelstündlichen Intradaymarkt als nicht liquide angesehen wird, sollten neben den Geschäften des Viertelstundenhandels zudem Geschäfte des Stundenhandels bei der Indexbildung mit berücksichtigt werden. Die Volumina des

untertäglichen Stundenhandels sind in Bild 3.5 aufgeführt. Wie bereits zuvor wurde dabei der Zeitraum nach Abschaffung des MPV dargestellt.

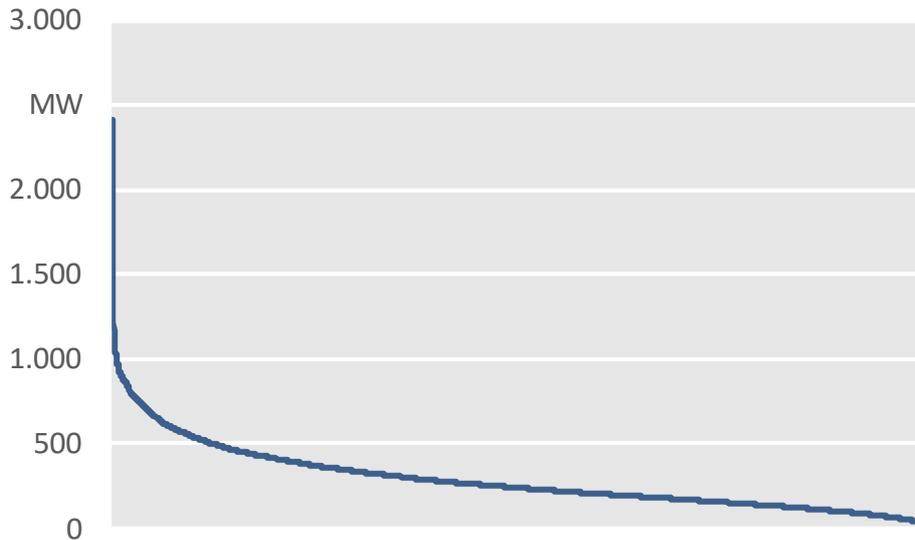


Bild 3.5: Dauerlinie gehandelter Volumina des stündlichen Intradaymarktes (Aug. 2019 bis Mrz. 2020)

Im Vergleich zum Viertelstundenhandel ist der Stundenhandel in Österreich deutlich liquider. Im Maximum wurden in einer Handelsperiode über 2,4 GW gehandelt. Im Durchschnitt beträgt das gehandelte Volumen etwa 280 MW. Es erscheint somit grundsätzlich möglich, in Situationen mit vergleichsweise geringer Liquidität auf dem viertelstündlichen Intradaymarkt auf Geschäfte des Stundenhandels zur Indexbildung zurückzugreifen. Offensichtlich treten aber auch beim Stundenhandel Situationen mit bedenklich geringen Handelsvolumina auf, so dass auch bei Kombination der Viertelstunden- und Stundengeschäfte der Gesamtumfang der gehandelten Geschäfte zu niedrig sein könnte. Sollten solche Situationen zukünftig auftreten, schlagen wir als weitere Rückfallebene die Berücksichtigung getätigter day-ahead Geschäfte vor. Die Schwelle von 200 MW sollte auch für den Intraday-Stundenhandel beibehalten werden. Auch für diesen Markt wurde bei Handelsvolumina in Höhe des genannten Schwellwertes von EPEX Spot ein HHI von unter 1.500 ermittelt.

Bei der Indexberechnung und somit bei der Auswahl der Geschäfte ist zu beachten, dass der Index möglichst den Echtzeitwert für Energie widerspiegelt. Daher erscheint es sinnvoll, möglichst Geschäfte zu berücksichtigen, die kurz vor Handelsschluss abgeschlossen wurden. Aufgrund des deutlich schwankenden Handelsvolumens erscheint es für die Situation in Österreich dabei nicht geeignet, einen vergleichbaren Ansatz wie in Deutschland einzuführen, bei dem der Index auf Basis der vor Lieferperiode letzten getätigten Geschäfte gebildet wird, deren aufsummiertes Volumen einem zuvor festgelegtem Schwellwert einnimmt. Die Übernahme dieses Ansatzes für Österreich würde insbesondere dazu führen, dass die Zeitspanne der bei der Indexbildung berücksichtigten Geschäfte ausgedehnt und somit auch Geschäfte berücksichtigt würden, die zum Teil sehr deutlich vor Lieferperiode getätigt wurden und somit den Echtzeitwert der Energie nicht mehr adäquat reflektieren würden. Für Österreich erscheint es vielmehr angemessen, eine zuvor fest definierte Zeitspanne festzulegen und alle Geschäfte bei der Indexbildung zu berücksichtigen, deren Abschluss sich in dieser Zeitspanne befindet. Wir schlagen hierbei die Verwendungen eines dreistündigen Zeitraumes vor Lieferperiode vor. Somit könnte bei Einführung der Börsenpreiskopplung der ID3 der EPEX Spot verwendet werden, da diese aktuell die

einzig in Österreich aktive und liquide Strombörse mit untertägigem Stromhandel ist. Die Marktentwicklung weiterer Strombörsen ist zukünftig zu beobachten. Sobald sich ein weiterer liquider Handelsplatz entwickelt, sollten die entsprechenden Handelsergebnisse in die Betrachtung integriert werden.

Zusammenfassend sieht unser Vorschlag der Indexberechnung somit vor, durch Bildung eines mengengewichteten Durchschnittspreises bevorzugt Intradaygeschäfte des Viertelstundenhandels zu berücksichtigen, deren Abschluss drei Stunden vor Lieferperiode erfolgt ist. Liegt deren aufsummiertes Volumen allerdings unter dem vorgeschlagenen Schwellwert von 200 MW, sollten anteilig auch Geschäfte des untertägigen Stundenhandels berücksichtigt werden. Analog wäre in einer solchen Situation auch bei den Geschäften des Stundenhandels ein Index auf Basis der letzten gehandelten Geschäfte drei Stunden vor Lieferperiode zu bestimmen.

Diese beiden Indizes werden anschließend gewichtet. Dabei wird der Gewichtungsfaktor für den Index der Viertelstundenprodukte durch den relativen Anteil bestimmt, in dem das aufsummierte Volumen der Viertelstundengeschäfte den Schwellwert von 200 MW erreichen. Bei einem Volumen von beispielsweise 150 MW würde der Index der Viertelstundenprodukte mit einem Gewicht von 75 % in die Durchschnittsbildung einfließen. Der Index auf Basis der Stundenprodukte würde mit den verbleibenden 25 % berücksichtigt. In Situationen, in denen das gehandelte Volumen des Viertelstundenhandels sehr hoch ist, werden durch diesen Ansatz nur die Geschäfte des Viertelstundenhandels erfasst, die am nächsten am Lieferzeitpunkt liegen und den Echtzeitwert der Energie am besten reflektieren.

In Situationen, in denen das Handelsvolumen sowohl der berücksichtigten Stunden- als auch der berücksichtigten Viertelstundengeschäfte je unter dem Schwellwert von 200 MW liegen, werden bei der Indexbildung auch die Geschäfte des day-ahead-Handels in Form des Clearingpreises berücksichtigt. Die Gewichtungsfaktoren entsprechen dabei dem bereits oben geschilderten Vorgehen.

Zukünftig ist mit einer gegenüber heute gesteigerter Liquidität des Intradayhandels und hier vorrangig des Viertelstundenhandels zu rechnen. Somit sollten auch die Zeitpunkte zunehmen, in denen das Handelsvolumen der berücksichtigten Viertelstundenprodukte über dem Schwellwert von 200 MW liegt und Geschäfte des Stunden- oder des day-ahead-Handels bei der Indexbildung nicht mehr berücksichtigt werden müssen.

3.3.2 Mindestabstand

Der unter Anwendung des in Abschnitt 3.3.1 beschriebenen Vorgehens ermittelte Börsenpreisindex stellt einen mengengewichteten Mittelwert der berücksichtigten Handelsgeschäfte dar. Um sicherzustellen, dass ein Marktteilnehmer, der ein bekanntes Leistungsungleichgewicht an der Börse ausgeglichen hat, gegenüber dem bewussten Bezug von Ausgleichsenergie wirtschaftlich zumindest in den Fällen nicht schlechter gestellt wird, in denen er systemdestabilisierend gewirkt hätte, muss ein Mindestabstand zwischen dem AEP und dem Börsenpreisindex hergestellt werden. Der Mindestabstand ist ebenfalls notwendig, damit der Bezug von Ausgleichsenergie eine Pönalisierungswirkung entfalten kann, da ansonsten die Durchführung eines Börsengeschäfts oder der Bezug von Ausgleichsenergie für einen BGV zu den gleichen Kosten führen würde.

Bei der Definition des Mindestabstands zwischen dem AEP und dem Börsenpreisindex ist aber weiterhin zu beachten, dass die Börsenpreiskopplung konzeptgemäß unabhängig vom Regelzonnensaldo und somit in jeder Situation wirksam ist. Ein zu groß gewählter Abstand könnte daher zu einer zu hohen Belastung der BGV und letztlich zu Liquiditätsproblemen führen. Der Abstand

sollte daher im Grundsatz vorsichtig parametrisiert werden und in der Größenordnung der aktuell beobachtbaren Bandbreite der Intraday-Geschäfte liegen. In Bild 3.6 sind hierzu die Monats-Mittelwerte ausgewählter Kennzahlen des Viertelstundenhandels dargestellt.

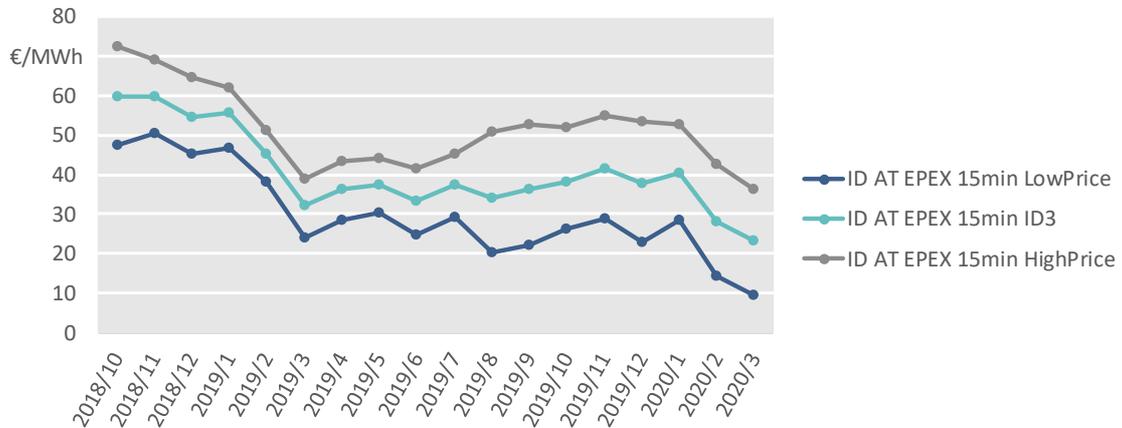


Bild 3.6: Monats-Mittelwerte von Kennzahlen des Viertelstundenhandels (Okt. 2018 bis Mrz. 2020)

Der Abstand der niedrigsten und teuersten Geschäfte zum ID3 beträgt im Durchschnitt über den dargestellten Zeitraum etwa ± 10 €/MWh. Dabei ist zu erkennen, dass die Abstände offenbar nach Abschaffung des MPV (Juli 2019) angestiegen sind und im Durchschnitt bei etwa ± 14 €/MWh liegen. Dies ist auf die bereits beschriebenen höheren AEP und damit der höheren Bereitschaft seitens der BGV zurückzuführen, ihre Bilanzgruppe über Handelsgeschäfte am Intradaymarkt auszugleichen.

Bild 3.7 zeigt die Bandbreite der durchgeführten Geschäfte in Bezug zum ID3. Dabei wurde die betrachteten Handelsintervalle in Abhängigkeit vom ID3 geclustert.

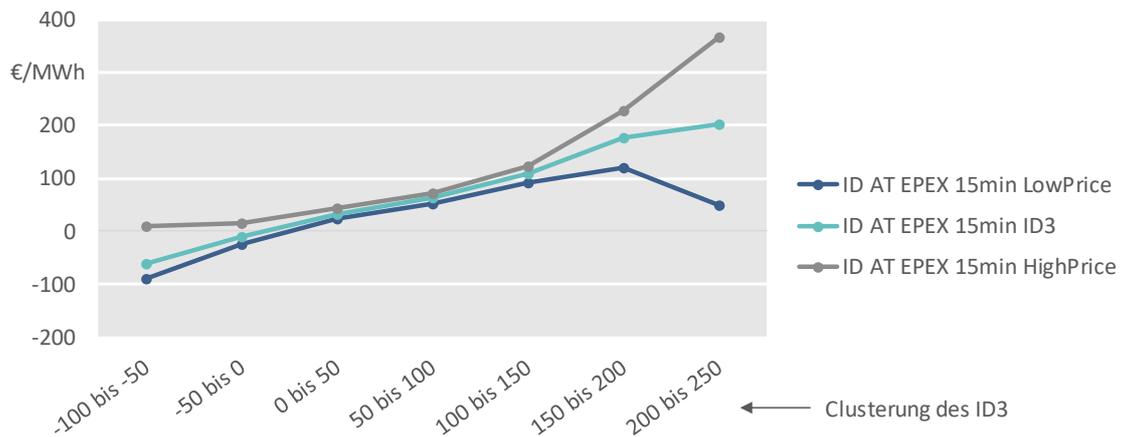


Bild 3.7: Bandbreite durchgeführter Viertelstundengeschäfte in Abhängigkeit von dem ID3

Es zeigt sich, dass je betragsmäßig höher der ID3 ist, desto höher ist auch die Bandbreite der durchgeführten Geschäfte. Insbesondere im Bereich zwischen 0 und 100 €/MWh zeigt sich die bereits für den gesamten Zeitraum und über alle Cluster des ID3 ermittelte Bandbreite von 10 €/MWh. Bei niedrigeren bzw. höheren Preisniveaus nimmt die Spanne der getätigten Geschäfte aber deutlich zu und liegt bei negativen Preisen zwischen -15 bis zu -30€/MWh und bei

Preisen über 100 €/MWh bei 15 bis 50€/MWh. Zwar sind noch größere Abstände bei Preisniveaus über 200 €/MWh ersichtlich, dabei handelt es sich aber um eine vergleichsweise schwach besetzte Klasse, so dass die sichtbare Bandbreite hier vorsichtig interpretiert werden sollte.

Würde man sich jeweils an der sichtbaren Bandbreite der durchgeführten Geschäfte orientieren, erschiene es auf Basis dieser Betrachtung angemessen, einen Auf- bzw. Abschlag auf den Börsenpreisindex von ± 10 €/MWh vorzusehen. Da wie bereits beschrieben, der Abstand aber vorsichtig parametrisiert werden sollte und zu große Abstände zu hohen finanziellen Belastungen der BGV führen können, schlagen wir vor, bei der Einführung der Börsenpreiskopplung den Mindestabstand auf ± 5 €/MWh festzulegen. Dies ist zugleich der anzuwendende Abstand für viertelstündliche Intraday-Produkt.

Um zudem sicherzustellen, dass auch in Zeiten betragsmäßig hoher Börsenpreise die BGV den Ausgleich an der Börse suchen, sollte dieser absolute Auf- bzw. Abschlag durch eine relative Komponente gestützt werden. Ansonsten würde gerade zu Zeiten hoher bzw. negativer Börsenpreise absolute Mindestabstand von ± 5 €/MWh seine Relevanz verlieren. Daher sah unser ursprünglicher Vorschlag vor, neben dem absoluten Aufschlag auch einen relativen Auf- bzw. Abschlag von ± 20 % vorzusehen. Nach Diskussionen im Rahmen der Expertenrunde und Rücksprache mit APG wurde dieser relative Abstand im Rahmen eines Kompromisses auf 10 % angepasst, um den Bedenken der Marktseite Rechnung zu tragen. Der Mindestabstand zwischen dem AEP und dem Börsenpreisindex würde somit mit ± 5 €/MWh, mindestens aber ± 10 % festgelegt. Die relative Komponente des Mindestabstands entfaltet dabei erst bei Marktpreisen über 50 €/MWh eine Wirkung, während der absolute Aufschlag vorrangig in Situationen, in denen die Marktpreise betragsmäßig vergleichsweise niedrig sind, den Anreiz zur Bilanzgruppentreue stützt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das vorgeschlagene Modell vorsieht, in systemkritischen Situationen den AEP zudem durch Anwendung eines Knappheitselementes zu erhöhen. Dieses Knappheitselement sollte so ausgestaltet sein, dass sie die niedrigsten und teuersten Geschäfte des Intradaymarktes in Situationen mit systemkritischen Bilanzabweichungen übersteigt und so für BGV den Anreiz zur Bilanzgruppentreue in derartigen Situationen sicherstellt. Nur so kann ein kollektives systemdestabilisierendes Verhalten der BGV verhindert werden.

Die EPEX Spot hat darüber hinaus weiterführende Analysen zum Abstand des viertelstündlichen ID3 zum stündlichen ID3 und zum day-ahead-Preisindex durchgeführt. Diese Analysen haben ergeben, dass die Indizes auf Basis von Stundengeschäften aufgrund der Mittelwertbildung über eine volle Stunde naturgemäß die Entwicklungen und insbesondere Schwankungen des Echtzeitwerts der Energie innerhalb der Stunde im Vergleich zum Index auf Basis von Viertelstundengeschäften schlechter abbilden können. Insbesondere sind auf dem viertelstündlichen Intradaymarkt größere Preisschwankungen ersichtlich. Die Ergebnisse der entsprechenden Analysen sind in nachfolgender Tabelle dargestellt (1. Juli 2019 bis 31. Mai 2020). Dabei sind jeweils repräsentative Quantile dargestellt.

[€/MWh]	90%-Quantil	95%-Quantil	99%-Quantil
ID3 15min-ID3 60min	10,15	14,11	23,88
ID3 15min-DAM AT	11,47	16,38	28,39

Tabelle 3.1: Quantile der Abstände des viertelstündlichen ID3 zum stündlichen ID3 und zum day-ahead-Preisindex (Quelle: EPEX Spot)

Möchte man bei der Börsenpreiskopplung die Anreizwirkungen zur Bilanzgruppentreue möglichst konstant halten, muss die Komponente des absoluten Mindestabstands angepasst werden, wenn bei der Indexbildung aus Liquiditätsgründen neben den Geschäften des Viertelstundenhandels zudem Geschäfte des innertäglichen Stunden- oder day-ahead-Handels berücksichtigt werden. Möchte man dabei sicherstellen, dass der Anreiz für BGV in den weit überwiegen- den Fällen hoch genug ist, sollten die produktspezifischen Mindestabstände in der Größenord- nung vergleichsweise hoher Quantile, wie bspw. dem 95%-Quantil, erhöht werden. Würde man diesem Ansatz allerdings folgen, müssten die Mindestabstände mit etwa ± 20 €/MWh (15 €/MWh durch den Abstand der Stundenindizes zum Viertelstundenindex sowie weitere 5 €/MWh durch den notwendigen „Mindestabstand“) gewählt werden, was im Hinblick auf die monetäre Belastung der BGV als eine zu große Belastung erscheint.

Der Modellvorschlag sieht daher vor, dass der absolute Aufschlag produktspezifisch bei der Be- rücksichtigung von untertägigen Stundengeschäften auf ± 10 €/MWh, bei day-ahead-Geschäften auf ± 15 €/MWh erhöht wird. Die relativen Auf- bzw. Abschläge bleiben hingegen – auch hier auf Basis eines im Rahmen der Expertenrunden erarbeiteten Kompromisses – konstant. Hierdurch dürfte zudem der Anreiz verstärkt werden, an den kurzfristigen Märkten des viertelstündlichen Intradayhandels teilzunehmen, was dessen Liquidität weiter erhöhen wird. Bei ausreichend ho- her Liquidität des viertelstündlichen Intradaymarktes müssten dann letztlich die Geschäfte des Stundenhandels nicht mehr bei der Indexbildung berücksichtigt werden.

3.3.3 Rampenmodell

Das Konzept der Börsenpreiskopplung sieht vor, dass diese bei jedem Regelzonensaldo greift und im Falle einer unterspeisten Regelzone den Ausgleichsenergiepreis nach oben, im Falle einer überspeisten Regelzone den Ausgleichsenergiepreis nach unten begrenzt. Somit wird die Bör- senpreiskopplung vorrangig von dem Vorzeichen der Regelzone bestimmt. Es sind aber häufig innerhalb einer ISP Situationen beobachtbar, bei denen sich das Vorzeichen der Regelzone än- dert. In diesen Situationen wird der AEP vom viertelstündlichen Saldo der ISP beeinflusst. Es erscheint daher fraglich, ob in solchen Situationen der AEP durch die Börsenpreiskopplung wei- ter erhöht werden sollte.

In diesen und vergleichbaren Situationen ist der Saldo der Regelzone häufig nahezu ausgeglichen oder sehr niedrig. Wir schlagen daher vor, den Mindestabstand über ein Rampenmodell zu pa- rametrieren. Dieses Modell sieht eine Dämpfung des Mindestabstands bei niedrigen Regelzo- nensalden und ein Vermeiden eines Sprunges in den AEP bei Nulldurchgängen vor. Bei (theore- tisch) viertelstündlich vollständig ausgeglichener Systembilanz würde der Mindestabstand nicht wirken, mit zunehmendem Saldo linear ansteigen, und bei Salden über einer bestimmten Schwelle vollständig wirken. Der Mindestabstand wird somit weiterhin in allen Zeitpunkten ge- mäß dem zuvor beschriebenen Ansatz angewendet, wird bei niedrigen Abweichungen jedoch durch die Rampe gedämpft.

Wir schlagen vor, den Schwellwert für die Rampe bei ± 50 MW anzusetzen. Dies entspricht je- weils einem Viertel der vorgehaltenen Sekundärregelleistung. Bis zu diesem Bereich sind häufig Vorzeichenwechsel im Regelzonensaldo ersichtlich. Jenseits dieser Schwelle sollte der Mindest- abstand vollständig wirken.

3.4 Element 3: Knappheitselement

3.4.1 Notwendigkeit des Knappheitselements

Key Message: Auf Basis der erwartbaren Anreize aus Element 1 und Element 2 ist ein weiteres Element notwendig, das insbesondere in stark ausgelenkten DRZ-Situationen greift und ein ausreichendes AEP-Niveau sicherstellt. Im bisherigen AEP-Modell fehlte ein solches Knappheitselement. In der ISHM ist die Ausgestaltung eines solchen Elements als „Scarcity Component“ optional vorgesehen.

Die vorgeschlagene Börsenpreiskopplung kann lukrative Arbitragegeschäfte zwischen den Börsengeschäften und dem Bezug von Ausgleichsenergie zwar begrenzen, aber nicht vollständig verhindern. Die Börsenpreiskopplung beanregt zwar die BGV dazu, bekannte Ungleichgewichte an der Börse auszugleichen, kann aber nicht in jeder Situation gewährleisten, dass die Anreize hierzu stark genug sind. Dies ist auf insbesondere drei Eigenschaften der Börsenpreiskopplung zurückzuführen:

- **Unabhängigkeit vom Regelzonensaldo:** Konzeptgemäß bewirkt die Börsenpreiskopplung eine vom Regelzonensaldo unabhängige Stabilisierung der Anreize für BGV. Ihre Aufgabe besteht bewusst nicht darin, systemkritische Situationen zu vermeiden, da diese Aufgabe von dem Knappheitselement übernommen werden soll. Somit sieht die Ausgestaltung der Börsenpreiskopplung eine vom Regelzonensaldo unabhängige Stützung des AEP vor.
- **Orientierung Mindestabstand an Durchschnittswerten:** Die Parametrierung des Mindestabstands erfolgt auf Basis durchschnittlich in der Historie beobachtbarer Bandbreiten der getätigten Handelsgeschäfte. Somit wird zwar in jeder Viertelstunde ein Anreiz für BGV zum Ausgleich der Bilanzgruppe geschaffen, dieser wird aber bewusst nicht auf Basis der tatsächlich in der jeweiligen ISP durchgeführten Börsengeschäfte bestimmt. Die Wirkungen des Mindestabstands (bis zu ± 15 €/MWh bzw. ± 10 %) sind damit durch die Marktteilnehmer ein Stück weit kalkulierbar und öffnen somit das Feld für Spekulationen. Zwar verbleibt die Unsicherheit der Höhe des Börsenpreisindex, konzeptgemäß werden situationsspezifisch aber immer Preise auftreten, die von der Börsenpreiskopplung nicht abgedeckt werden. Eine Orientierung des AEP an den jeweils höchsten bzw. niedrigsten abgeschlossenen Börsengeschäften ist aufgrund der leichten Manipulierbarkeit und der fehlenden Repräsentativität nicht möglich.
- **Berücksichtigung durchgeführter Geschäfte:** Die Ermittlung des Börsenpreisindex kann ausschließlich auf Basis tatsächlich durchgeführter Geschäfte erfolgen. Dies stellt eine immanente Schwäche jeder Börsenpreiskopplung dar. Führen Marktakteure Börsengeschäfte auch bei bekannten Ungleichgewichten in Knappheitssituationen nicht durch, bspw. aufgrund extremer Börsenpreise, ist die Börsenpreiskopplung nicht in der Lage, dieses Verhalten der Marktakteure in der Berechnung des Index abzubilden und die BGV zu pönalisieren. In diesem Fall bestehen für die Marktakteure aber gerade Opportunitätserlöse in Form des ausbleibenden Bilanzausgleichs in Kosten nicht getätigter Geschäfte. Gerade in engen Märkten, wozu der Intradaymarkt in Österreich situationsspezifisch durchaus gezählt werden kann, kann hierbei der Fehlanreiz für BGV sehr stark sein.

Key Message: Ohne Einführung eines zusätzlichen Knappheitselements, das in systemkritischen Situationen einen zusätzlichen Auf- bzw. Abschlag auf den AEP vorsieht, würden diese Eigenschaften der Börsenpreiskopplung zu einer Untergrabung des Intraday-Marktes führen. Marktakteure würden stets den Abschluss teurer Geschäfte auch bei bekannten Ungleichgewichten scheuen und gezielt Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen. Dies zeigt auch, dass die

Börsenpreiskopplung alleine nicht in der Lage ist, Knappheitssituationen in dem AEP ausreichend zu reflektieren.

Das Ziel des Knappheitselements besteht darin, systemdestabilisierendes Verhalten der BGV zu pönalisieren und dessen Vermeidung anzureizen. Das Knappheitssignal sollte lediglich dann greifen, wenn der Markt alleine, und hier insbesondere die Elemente 1 und 2, keine hinreichenden Anreize setzt. Die Auswirkungen des Knappheitselements sollten erst bei höheren Regelzonensalden spürbar werden, während bei niedrigen Salden der AEP maßgeblich über die aktivierte Regelleistung (oder Wert vermiedener Aktivierung) und/oder die Börsenpreiskopplung bestimmt wird.

3.4.2 Eigenschaften einer geeigneten Knappheitsfunktion

Im Folgenden werden verschiedene Parametrierungsmöglichkeiten eines zusätzlichen Knappheitselementes vorgestellt. Es ist dabei sinnvoll, zunächst Kriterien bzw. Eigenschaften zu definieren, die ein geeignetes Knappheitselement erfüllen sollte:

- **Kontinuierliche bzw. stetige Funktion:** Das Knappheitselement sollte als kontinuierliche bzw. stetige Funktion ausgestaltet sein. Auf- bzw. Abschläge in Form einer Stufenparametrierung sollte vermieden werden. Ein Aufschlag, der lediglich in bestimmten Situationen erfolgt, wie bspw. ab einer gewissen Höhe der abgerufenen Regelleistung, führt zu fragwürdigen Nebeneffekten an den Stufenübergängen. Die AEP in Situationen, in denen die Schwelle nahezu erreicht aber nicht überschritten wird, unterscheiden sich beispielsweise deutlich von AEP, in denen die Schwelle nur leicht überschritten wird, obwohl beide Fälle hinsichtlich der Systemsicherheit als vergleichbar kritisch einzustufen wären. Zudem hätte die Festlegung eines solchen Schwellwerts einen hohen Einfluss auf die AEP. Es erscheint somit ratsam, beim Knappheitselement eine kontinuierliche Funktion vorzusehen, die diese fragwürdigen Effekte vermeidet.
- **Ermittlung des Knappheitselementes in Abhängigkeit vom Regelzonensaldo:** Der Aufschlag sollte nicht anhand der aktivierten Regelleistung innerhalb der österreichischen Regelzone, sondern vielmehr anhand des Regelzonensaldos bemessen werden. Dies trägt den bereits beschriebenen zunehmenden regelzonenübergreifenden Kooperationen in Form der Saldierung von Ungleichgewichten und dem Im- und Export von Regelleistung Rechnung.
- **Überproportionaler Anstieg der Kurve mit zunehmendem Saldo:** Um die Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit adäquat abzubilden, sollte das Knappheitselement so ausgestaltet sein, dass die Wirkung des Knappheitselementes überproportional mit zunehmenden Regelzonensaldo ansteigt. Zum einen verhindert dieses Vorgehen einen zu hohen Einfluss und damit verbunden eine zu starke Pönalisierung durch das Knappheitselement bei vergleichsweise niedrigen Regelzonensalden, die die BGV zu stark belasten könnte. Zum anderen werden hierdurch bei hohen Regelzonensalden auch sehr hohe AEP ermöglicht, was letzten Endes den Intradaymarkt stützt und hohe Börsenpreise zulässt. Nur durch diesen überproportionalen Anstieg kann ein kollektives systemdestabilisierendes Verhalten der BGV verhindert werden.
- **Keine Begrenzung des AEP bei hohen Regelzonensalden:** Die Ausgestaltung des Knappheitselementes sollte ohne gute Begründung keine Begrenzung des AEP bei hohen Regelzonensalden vorsehen. Eine Begrenzung würde ansonsten immanent zu einer Begrenzung von Stromhandelsgeschäften führen. Nur ohne Begrenzung können systemdestabilisierende Optimierungen der BGV in Bezug auf Börsengeschäfte verhindert werden. Somit müssen die

BGV die Gefahr hoher AEP als disziplinierende Maßnahme befürchten und haben damit einen hohen Anreiz, Ungleichgewichte an der Börse auszugleichen. Dieses Kriterium ist auch konform zum Clean Energy Package, in dem aktuelle Kappungsmechanismen (sowohl an der Börse als auch beim Ausgleichsenergiepreis) als technisch eingestuft werden und angehoben werden sollen. Insofern ist eine Ausgestaltung des Knappheitselementes mit offenem Ende vorzunehmen, so dass ein Anstieg des Regelzonensaldos in einer Knappheitssituation auch einen Anstieg des AEP nach sich zieht.

- **Berechnungsmethodik des AEP für Marktteilnehmer transparent nachvollziehbar, zum Handelszeitpunkt aber nicht exakt prognostizierbar:** Würde bereits zum Handelszeitpunkt der AEP feststehen oder von Marktteilnehmern hinreichend genau abgeschätzt werden können, könnten sich diese vergleichsweise leicht gegen den AEP optimieren. Diese Problematik war bereits während des Zeitraums des MPV ersichtlich. Marktteilnehmer können leicht den Abschluss von Geschäften an der Börse meiden, die voraussichtlich über den AEP liegen würden. Für die Parametrierung der Knappheitsfunktion bedeutet dies, dass Plateauphasen, also Bereiche, in denen der Auf- bzw. Abschlag auf den AEP in Abhängigkeit vom Regelzonensaldo konstant ist, möglichst vermieden werden sollten. Im Gegenzug verhindert eine hohe Steigung der Knappheitsfunktion eine gute Prognostizierbarkeit des Knappheitselementes. Da Marktteilnehmer den Regelzonensaldo nicht exakt robust vorhersehen können, wäre somit sichergestellt, dass die Wirkung des Knappheitselementes zum Handelszeitpunkt ebenfalls schwierig prognostizierbar ist. Dies würde Arbitragegeschäften vorbeugen.
- **Antizipation zukünftiger Rahmenbedingungen:** Das Knappheitselement sollte auch bei den absehbaren zukünftigen Rahmenbedingungen die gewünschte Anreizwirkung entfalten. Hierzu zählen insbesondere die absehbare und bereits diskutierte Einführung des Regelarbeitspreismarktes sowie die europäischen Plattformen für den Abruf von Regelleistung. Allerdings sollte das Knappheitselement auch robust gegenüber unterschiedlichen Marktsituationen sein. Insbesondere wenn die Arbeitspreise – entgegen der Erwartung – wieder ansteigen sollten, sollte der Einfluss der Knappheitsfunktion ebenfalls wieder geringer sein.
- **Orientierung an historischen Anreizniveaus:** Gemäß den Angaben von APG war das Anreizniveau in der Vergangenheit und insbesondere in den Jahren 2014 und 2015 in der Lage, angemessene Anreize an die BGV zur Bewirtschaftung ihrer Bilanzgruppen zu senden und die Systemsicherheit zu gewährleisten. Ein vergleichbares Anreizniveau ist aktuell durch die wieder gestiegenen AEP nach Abschaffung des MPV ersichtlich. Die Wirkung der Knappheitsfunktion sollte sich daher an das Anreizniveau in diesen Zeiträumen orientieren und zielt damit dezidiert nicht auf eine künstliche Verteuerung des AEP-Niveaus ab.

3.4.3 Mechanismus

Ausgehend von diesen Anforderungskriterien kann eine Knappheitsfunktion unterschiedlich parametrisiert werden. Im Folgenden werden hierzu drei unterschiedliche Varianten der Wirkung der Knappheitsfunktion sowie deren Vor- und Nachteile vorgestellt. In Bild 3.8 ist die erste Variante schematisch dargestellt.

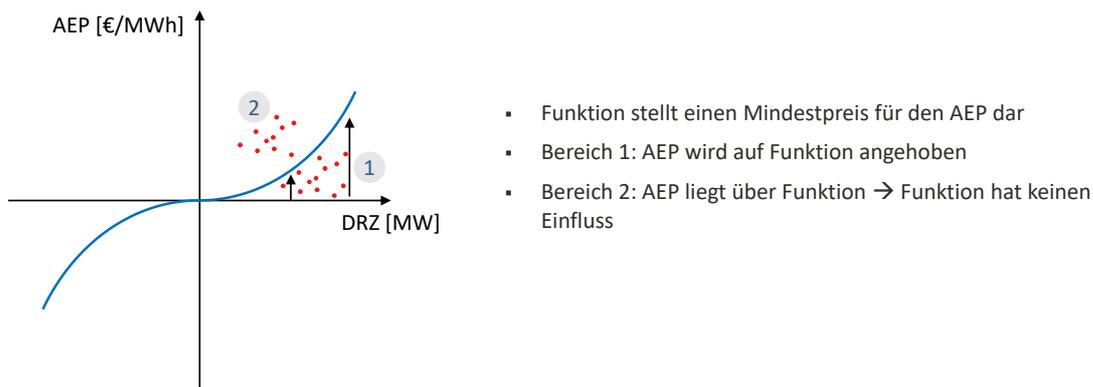


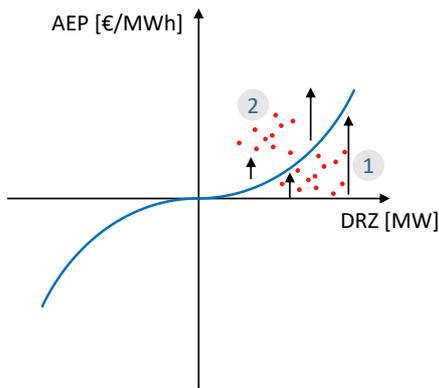
Bild 3.8: Variante 1. Anhebung des Ausgleichsenergiepreises

Die erste Variante sieht eine Anhebung des Ausgleichsenergiepreises auf eine zuvor definierte Funktion vor. Die Funktion stellt somit in Abhängigkeit vom Regelzonensaldo einen Mindestpreis bzw. Höchstpreis für den Ausgleichsenergiepreis dar. Liegt der AEP durch die Elemente 1 und 2 bei positivem Saldo bereits über der Funktion, bspw. aufgrund hoher Arbeitspreise, hat das Knappheitselement keinen Einfluss auf die AEP-Berechnung. In Situationen, in denen der AEP aber vergleichsweise niedrig und gleichzeitig der Regelzonensaldo hoch ist, wird der AEP entsprechend der Funktion angehoben. Dies ist schematisch auch durch die beiden Bereiche in der Grafik dargestellt.

Der Vorteil dieser Variante besteht darin, dass über die Definition der Funktion eine äußerst gute Steuerung des Niveaus der AEP möglich ist. Extrem niedrige AEP, wie sie im Zeitraum des MPV aufgetreten sind, können durch diese Variante verhindert werden. Gleichzeitig wird der Einfluss des Knappheitselementes geringer, wenn der Markt von sich aus – entgegen der aktuellen Erwartung – in der Lage ist, entsprechende Knappheitssignale zu senden. In diesen Situationen wäre eine Anhebung des AEP nicht notwendig. Durch die Umsetzung der Variante 1 können somit Mindestanreize an die BGV vorgegeben werden.

Ein Nachteil der Variante besteht darin, dass die Funktion im Voraus einmalig festgelegt werden muss und somit grundsätzlich allen Marktakteuren bekannt ist. Sollte die Funktion dabei zu vorsichtig parametrisiert werden und zu niedrige Anhebungen vorsehen, die selbst bei hohen Regelzonensalden zu vergleichsweise geringen AEP führen würden, könnte dies direkt von den Marktteilnehmern antizipiert und entsprechend teure Börsengeschäfte, die laut Einschätzung der Marktakteure über der Funktion liegen, nicht mehr durchgeführt werden. Wie bereits bei der Diskussion der Eigenschaften an eine geeignete Funktion aufgeführt, könnte diese Problematik weitgehend entschärft werden, wenn die Funktion zumindest bei betragsmäßig hohen Regelzonensalden eine hohe Steigung aufweist und die exakte Wirkung der Funktion somit situationsabhängiger und inhärent schwieriger prognostizierbar ist.

Eine weitere Variante zur Umsetzung der Knappheitsfunktion besteht darin, einen absoluten Aufschlag auf den AEP vorzunehmen (Bild 3.9).



- Funktion stellt absoluten Aufschlag auf die AEP dar, der in jeder Situation gilt
- Bereich 1 und Bereich 2: AEP werden gem. Funktion erhöht

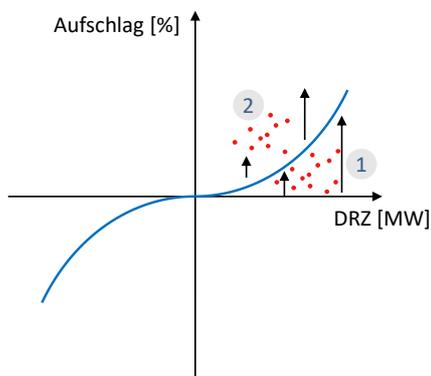
Bild 3.9: Variante 2: absoluter Aufschlag auf den Ausgleichsenergiepreis

Analog zur ersten Variante erfolgt dabei im Voraus eine Definition der Funktion. Abweichend zur ersten diskutierten Variante wird bei der Variante 2 allerdings in jedem Zeitpunkt in Abhängigkeit vom Regelzonensaldo ein absoluter Aufschlag auf den AEP vorgenommen und dieser erhöht.

Im Vergleich zur ersten Variante hätte die Umsetzung dieser Variante den Vorteil, dass die Wirkung der Funktion schwieriger zu antizipieren ist und daher eine Optimierung gegen den AEP ebenfalls schwieriger sein dürfte. Nachteilig wäre allerdings, dass insbesondere in Situationen, in denen der AEP bereits vor Berücksichtigung eines Aufschlags relativ hoch wäre, der AEP weiter angehoben würde. Bei gleicher Parametrierung würde Variante 2 auch stets zu den höheren AEP und somit zu einer höheren Kostenbelastung für die BGV führen. Letztlich wäre bei Umsetzung dieser Variante abzuwägen zwischen einer hinreichend hohen Anreizwirkung auf die BGV auf der einen Seite und einer zu hohen Pönalisierungswirkung auf der anderen Seite. Hinsichtlich dieser Abwägung erscheint eine robuste Parametrierung der Variante vergleichsweise schwierig.

Eine dritte Variante würde darin bestehen, auf den AEP keinen absoluten, sondern einen relativen Aufschlag vorzusehen. Bei dieser Variante handelt es sich um eine leichte Abwandlung der Variante 2 (Bild 3.10).

Schematische Darstellung



- Funktion stellt relativen Aufschlag auf die AEP dar, der in jeder Situation gilt
- Bereich 1 und Bereich 2: AEP wird gem. Funktion vervielfacht

Bild 3.10: Variante 3: relativer Aufschlag auf den Ausgleichsenergiepreis

Von allen drei dargestellten Varianten dürfte eine Optimierung der Marktteilnehmer gegen den AEP in dieser Ausgestaltung am schwierigsten sein. Dies erscheint ausschließlich möglich, wenn die relativen Aufschläge der Knappheitsfunktion zu niedrig gewählt und somit bei niedrigen Bör-

senpreisen zu ebenfalls niedrigen Anhebungen führen würde. Der Nachteil dieser Variante besteht darin, dass sich im Vergleich zu den anderen Varianten deutlich volatilere AEP ergeben dürften. Eine robuste Steuerung des Niveaus der AEP erscheint somit ebenfalls schwieriger. Im Hinblick auf die im Zeitraum des MPV vergleichsweise niedrigen AEP müsste die Variante zudem Aufschläge bei hohen Regelzonensalden in der Größenordnung von etwa 500 % vorsehen, um hinreichend hohe Anreize sicherzustellen. Dies wäre aber insbesondere kritisch, falls die AEP wider der Erwartung durch die Elemente 1 und 2 ansteigen sollten. Eine Robustheit dieser Variante gegenüber sich ändernden Marktbedingungen erscheint somit äußerst fraglich.

Zwar ist im Detail auch eine Kombination der dargestellten Varianten denkbar, im Hinblick auf die unterschiedlichen Elemente der AEP-Berechnung und hier insbesondere des Elementes der Börsenpreiskopplung, erscheint von den gezeigten Varianten die erste Variante am geeignetsten zu sein. Dabei wäre es Aufgabe der Börsenpreiskopplung, an die BGV hinreichend große Anreize zum Ausgleich ihrer Bilanzgruppe an der Börse zu setzen. Das Knappheitselement in Form der Anhebung bzw. Stützung des AEP wäre dann vielmehr ein flankierendes Anzeilelement, welches vorrangig bei hohen Regelzonensalden den AEP beeinflussen würde.

3.4.4 Stützpunkte

Um letztlich den Verlauf der Funktion bestimmen zu können, ist es erforderlich, im Voraus zwei Stützpunkte, jeweils bestehend aus Regelzonensaldo und Mindest-AEP, zu definieren. Die Auswahl der Stützpunkte bestimmt dabei maßgeblich den Verlauf der Funktion.

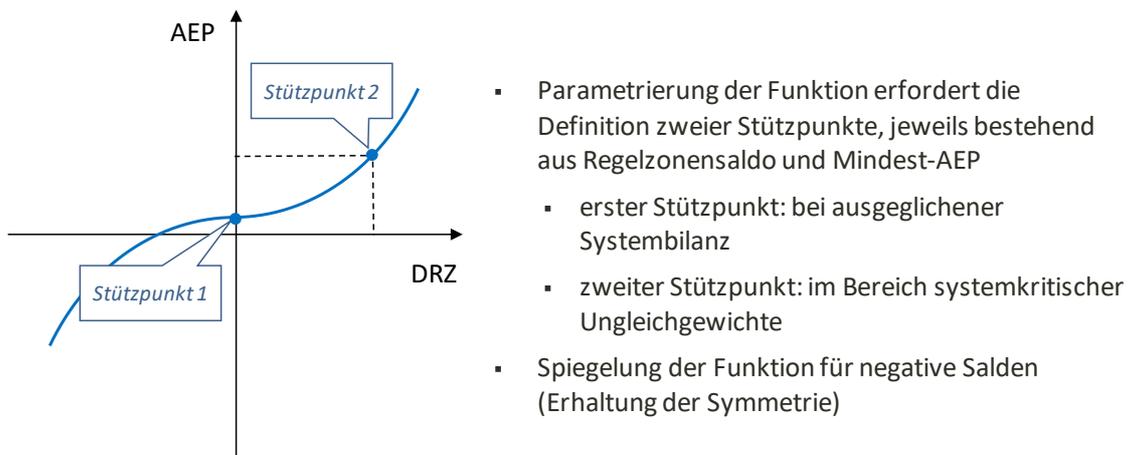


Bild 3.11: Parametrierung der Knappheitsfunktion über Stützpunkte

Hierbei erscheint es zumindest relativ einfach nachvollziehbar, wenn der erste Stützpunkt bei ausgeglichenem Regelzonensaldo und dem Börsenpreisindex, der auch bei der Börsenpreiskopplung berücksichtigt wird, gewählt wird. Dieser Stützpunkt würde sich dabei viertelstündlich in Abhängigkeit von dem Börsenpreisindex ändern. Die Bestimmung des zweiten Stützpunktes ist hingegen schwieriger und nicht eindeutig. Mögliche Ansätze könnten darin bestehen, sich einerseits auf der X-Achse (und somit dem Regelzonensaldo) an der vorgehaltenen Regelleistung oder nicht mehr zu beherrschenden Leistungsungleichgewichten zu orientieren. Bei den dabei zugrundeliegenden Preisen könnte beispielsweise der Value of Lost Load, der gemäß der gängigen Literatur im Bereich von etwa 10.000 €/MWh liegen dürfte, angesetzt werden. Es ist aber fraglich, ab welchen Regelzonensalden dieser wirken sollte. Ein weiterer Ansatz wäre, die Funktion auf Basis historisch zu beobachtender Regelzonensalden und AEP festzulegen. Hierbei könnte sich der Zeitraum nach Abschaffung des MPV oder der Jahre 2014 und 2015 eignen, um

sicherzustellen, dass die Anreizwirkung an die BGV zur Einhaltung der Bilanzgruppentreue auf historischem und bewährtem Niveau liegt. In Bild 3.12 sind die historischen AEP nach Abschaffung des MPV dargestellt.

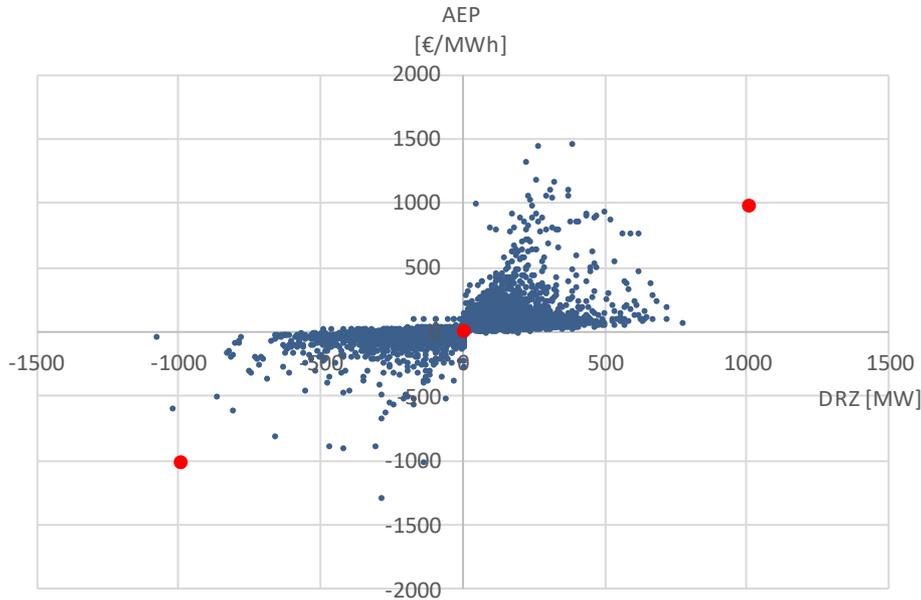


Bild 3.12: Festlegung der Stützpunkte anhand historischer AEP (Aug. 2019 – Mrz. 2020)

Die historischen AEP liegen in einer Bandbreite von etwa ± 1.500 €/MWh. Dabei ist ersichtlich, dass zum Teil bereits sehr hohe AEP bei Regelzonensalden innerhalb von ± 500 MW aufgetreten sind. Auf Basis der Betrachtung dieser AEP sieht der Modellvorschlag vor, den ersten Stützpunkt bei ausgeglichenem Regelzonensaldo (0 MW) und dem Börsenpreisindex (in der Abbildung mit 30 €/MWh angenommen) zu setzen. Der zweite Stützpunkt soll bei einem Saldo von 1.000 MW in Höhe von 1.000 €/MWh (zuzüglich Börsenpreisindikator) gelten. Um eine Symmetrie der AEP zu gewährleisten, liegt ebenfalls ein Stützpunkt bei -1.000 MW und -1.000 €/MWh (zuzüglich Börsenpreisindikator).

Nach unserer Einschätzung sind diese Stützpunkte sehr gut zur Bestimmung der Knappheitsfunktion geeignet. Ein Ungleichgewicht in der Größenordnung von 1.000 MW entspricht in etwa dem 2 bis 2,5-fachen der aktuell in Österreich vorgehaltenen Regelleistung und kann somit deutlich als systemkritisch eingestuft werden. In den letzten Jahren (2014 bis Q1 2020) sind Regelzonensalden in dieser Größenordnung in lediglich 0,01 % der Viertelstunden aufgetreten. Der AEP in Höhe von 1.000 €/MWh orientiert sich an in der Vergangenheit bereits aufgetretenen AEP und erscheint somit angemessen.

Bei der Festlegung der Stützpunkte ist zu beachten, dass diese alleine nicht den Verlauf der Funktion festlegen, sondern vielmehr den Raum der möglichen Parametrierungen vorgeben. Die gesamte Ausgestaltung des Knappheitselements ergibt sich neben den Stützpunkten zudem aus der Festlegung des Grads der Funktion sowie des Totbands. Diese drei Komponenten sind jeweils im Einklang zueinander festzulegen. Im Hinblick auf die Festlegung der Stützpunkte sollte insbesondere darauf geachtet werden, dass diese sich an den ökonomischen Anreizen orientieren, die man BGV zur ausgeglichenen Bewirtschaftung ihrer Bilanzgruppen setzen möchte. In Österreich kann sich hierzu an historischen AEP orientiert werden, die offensichtlich zu einer angemessenen Güte der Bilanzabweichungen geführt haben. Mit Blick auf die in Bild 3.12 dargestellten AEP wäre es somit auch denkbar, den zweiten Stützpunkt bei einem Regelzonensaldo von 1.000 MW in Höhe von 1.500 €/MWh (zuzüglich Börsenpreisindikator) festzulegen. Dies

wäre eine schärfere aber in den Augen der Gutachter ebenfalls vertretbare Ausgestaltung des Knappheitselements. Nicht geeignet wären hingegen Stützpunkte, die selbst bei hohen Regelzonensalden nur geringe Anhebungen des AEP bewirken würden, wie es beispielsweise bei einem Stützpunkt von 500 €/MWh und 1.000 MW Regelzonensaldo der Fall wäre, da bereits heute AEP in der Größenordnung von 500 €/MWh bei niedrigen Salden möglich sind. Eine Funktion mit einer so vorsichtigen Ausgestaltung würde zu niedrige ökonomische Anreize an die BGV und insbesondere kaum Knappheitssignale in systemkritischen Situationen senden.

Darüber hinaus sollte seitens der ÜNB angestrebt werden, die AEP-Preisniveaus europaweit zu koordinieren und möglichst identische Niveaus festzulegen, da ansonsten zu befürchten wäre, dass international tätige BGV Ungleichgewichte in Länder mit für sie günstigen Konditionen verschieben würden. Hieraus kann sich auch zukünftiger Anpassungsbedarf für Österreich ergeben, wenn in Resteuropa deutlich andere AEP-Niveaus erreicht werden. Zumindest in Deutschland wurde aber bereits die Einführung einer Knappheitskomponente angekündigt.

3.4.5 Grad der Funktion

Neben den Stützpunkten muss zusätzlich ein Grad der Funktion festgelegt werden. Auf Basis der bereits definierten Stützpunkte sind in Bild 3.13 Funktionen unterschiedlichen Grades dargestellt. Der Einfachheit halber wurde der 1. Stützpunkt in den Koordinatenursprung gelegt.

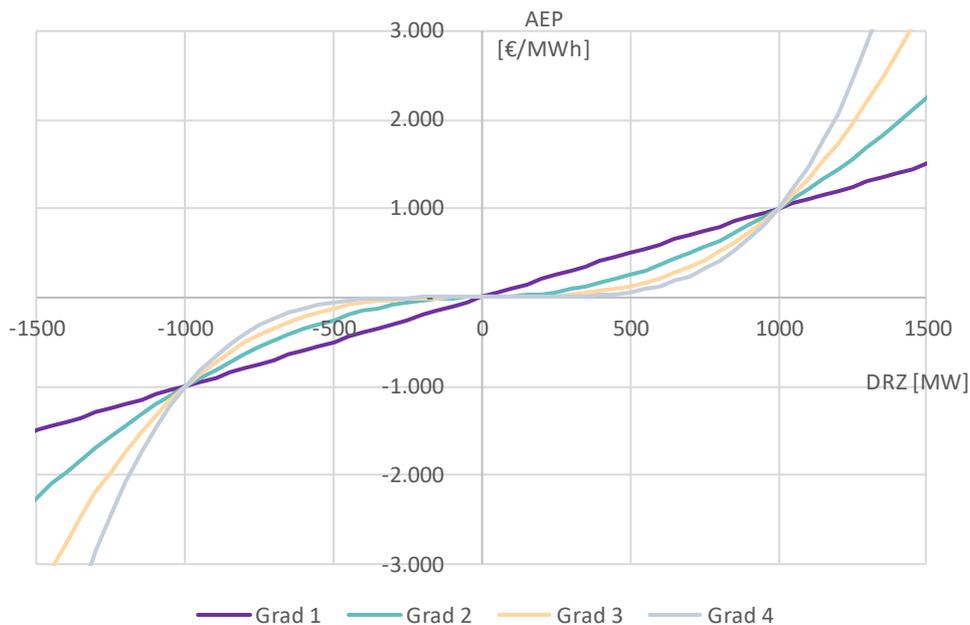


Bild 3.13: Knappheitsfunktionen unterschiedlichen Grades

Durch Festlegung des Grads der Funktion ist die Steuerung der Anreizwirkung möglich. Je niedriger der Grad der Knappheitsfunktion gewählt wird, desto höher sind die Auf- bzw. Abschläge auf den AEP bei Regelzonensalden bis zum 2. Stützpunkt bei 1.000 MW. Insbesondere bei der Funktion 1. Grades sind sehr hohe AEP bei vergleichsweise niedrigen Regelzonensalden ersichtlich. Ein höherer Grad würde hingegen dazu führen, dass die AEP bzw. die Funktion des Knappheitselements bei vergleichsweise niedrigen Regelzonensalden flacher verlaufen würde. Gleichzeitig nimmt aber auch die Steigung der Funktion bei Salden jenseits der Stützpunkte mit höherem Grad deutlich zu. Dabei ist ersichtlich, dass die Unterschiede zwischen den AEP bei den Funktionen des Grades 3 und 4 bis zum Stützpunkt vergleichsweise gering sind, die Funktion 4. Grades ab einem Ungleichgewicht von über 1.000 MW stärker ansteigt.

Zwar sind beide Stützpunkte vom Börsenpreisindex abhängig, so dass sich die Funktion in gewissen Breiten in jeder Viertelstunde leicht verändert und um den Börsenpreisindex angehoben bzw. abgesenkt wird, insbesondere bei hohen Regelzonensalden wird der AEP aber maßgeblich über den Grad der Funktion bestimmt. Bei dessen Festlegung sind die bereits geschilderten Wechselwirkungen mit dem Intradaymarkt zu berücksichtigen. Ist die Knappheitsfunktion grundsätzlich zu niedrig gewählt oder steigt sie auch bei hohen Regelzonensalden nur äußerst langsam an, kann dies unmittelbar zu einer künstlichen Grenze für Intradaygeschäfte führen. Aus diesen Gründen scheinen die Funktionen 1. und 2. Grades nicht geeignet zu sein, da beide Funktionen im Bereich vor dem Stützpunkt den AEP zu stark anheben würden und damit die BGV zu stark monetär belasten würden, gleichzeitig bei einem Saldo jenseits der 1.000 MW aber eine lediglich geringe Pönalisierungswirkung entfalten würden und auch bei hohen Salden unter bereits in der Vergangenheit beobachtbarer AEP liegen würden.

3.4.6 Totband

Die Funktion könnte weiterhin um ein Element ergänzt werden, dass bei niedrigen Regelzonensalden keine Wirkung des Knappheitselementes vorsieht. Durch die Definition eines sogenannten Totbandes würde die Funktion im Bereich niedriger Regelzonensalden keine Anhebung des AEP bewirken (Bild 3.14).

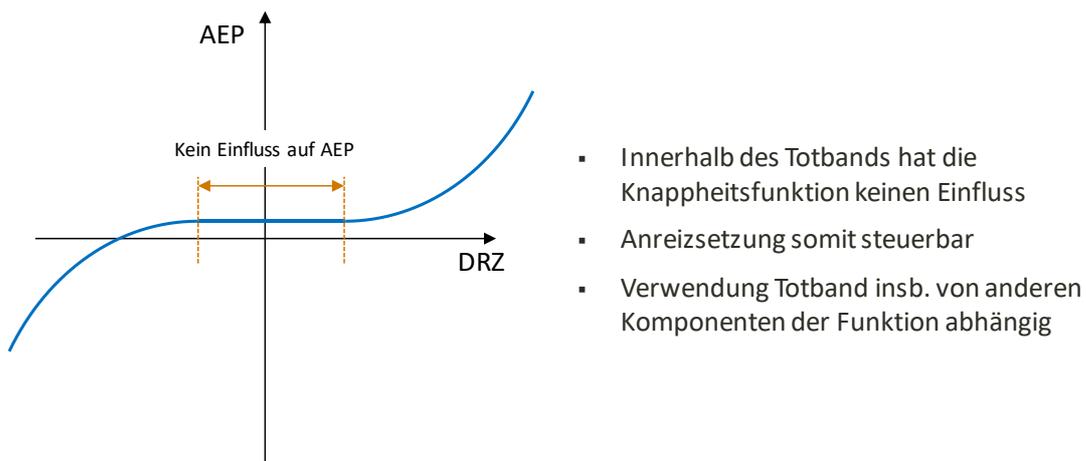


Bild 3.14: Schematische Darstellung eines Totbands

Auf die Definition der beiden Stützpunkte hätte das Totband keinen Einfluss, sondern es würde sich der Funktionsverlauf zwischen den Enden des Totbands und den Stützpunkten ändern. Mit dem Totband wäre somit eine gute Steuerung der Wirkung des Knappheitselementes möglich. Insbesondere kann mit dem Totband verhindert werden, dass das Knappheitselement bereits bei niedrigen und somit systemunkritischen Regelzonensalden den AEP erhöht.

Hinsichtlich der Parametrierung könnte das Totband sich beispielsweise an dem vorgehaltenen Niveau der Regelleistung orientieren. Es erscheint aber zumindest sinnvoll, dass Totband in Abhängigkeit von dem Grad der Funktion vorzugeben.

3.4.7 Konkrete Ausgestaltungsvarianten

Durch Kombination der zuvor beschriebenen Freiheitsgrade sind verschiedene Ausgestaltungen der Knappheitsfunktion denkbar. Es erscheint dabei sinnvoll, jeweils zu einander passende Sets der Komponenten zu definieren. In Bild 3.15 sind konkrete Ausgestaltungsvarianten gegenüber-

gestellt. Alle Varianten verlaufen dabei durch die beiden bereits definierten Stützpunkte bei ausgeglichenem Saldo und dem Börsenpreisindikator (in der Grafik mit 30 €/MWh angenommen), sowie durch den Stützpunkt bei 1.000 MW und 1.000 €/MWh (zuzüglich Börsenpreisindikator von 30 €/MWh). Die dargestellten Funktionen wurden hinsichtlich ihres Totbands sowie ihres Grades variiert. Um die Wirkungen des Knappheitselementes abschätzen zu können, wurden zudem die AEP nach Abschaffung des MPV dargestellt.

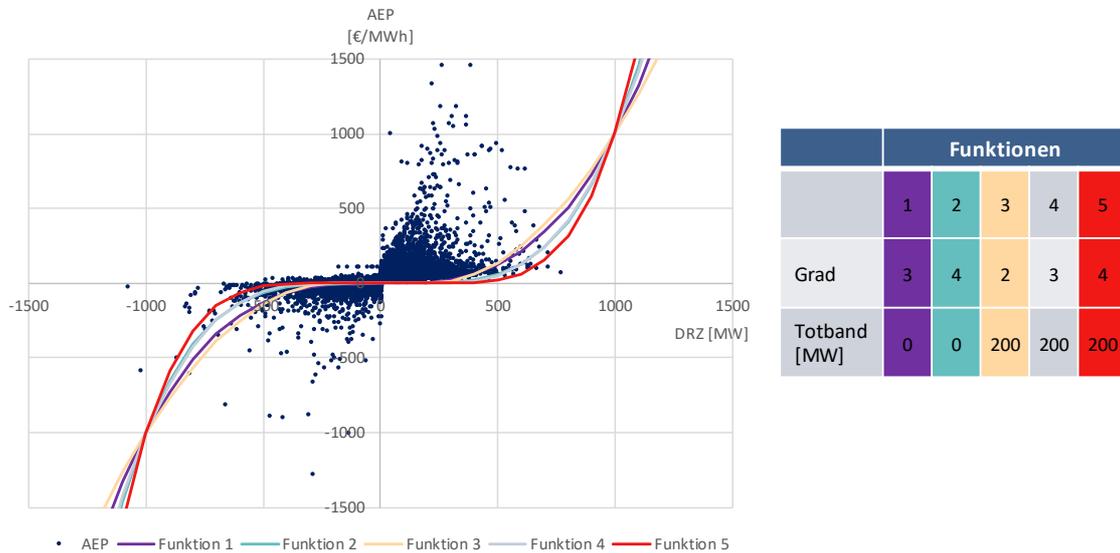


Bild 3.15: Gegenüberstellung unterschiedlicher Ausgestaltungsvarianten der Knappheitsfunktion sowie Darstellung der AEP nach Abschaffung des MPV

Aus der Gegenüberstellung ist ersichtlich, dass einige der dargestellten Funktionen sehr nah beieinander liegen und sich zumindest in dem für die AEP-Berechnung relevantem Bereich des Regelzonensaldos nur geringfügig unterscheiden. Dies gilt für die Funktionen 1 und 3, sowie für die Funktionen 2 und 4. Bei den Funktionen 1 und 3 ist weiterhin zu erkennen, dass diese bereits sehr früh bei vergleichsweise geringen Regelzonensalden und somit in systemunkritischen Situationen ansteigen würden. In diesen Situationen sollte der AEP aber vorrangig über den Markt bestimmt werden und die Knappheitsfunktion noch keine Wirkung entfalten. Die Funktionen 1 und 3 scheinen daher wenig geeignet zu sein.

Die Funktion 5 steigt von allen dargestellten Funktionen am langsamsten an, führt aber zu den höchsten AEP ab dem Stützpunkt von 1.000 MW. Problematisch an dieser Funktion ist, dass die AEP bei Ungleichgewichten jenseits der aktuell in Österreich vorgehaltenen Regelleistung bis zum 2. Stützpunkt sehr niedrig sind und somit auch der Anreiz für BGV zur Durchführung von Stromhandelsgeschäften schwach ausgeprägt ist. Bei einem Ungleichgewicht von 500 MW, das über der vorgehaltenen Regelleistung liegt und somit als kritisch eingestuft werden kann, würde die Funktion den AEP– Börsenpreisindex vernachlässigt – auf lediglich 20 €/MWh, bei einem Ungleichgewicht von 600 MW auf lediglich 63 €/MWh anheben. Die Funktion ist daher nicht geeignet, hinreichend große Anreize an die BGV zur Durchführung von Marktgeschäften zu setzen.

Die Funktionen 2 und 4 erfüllen hingegen alle zuvor definierten Anforderungen an das Knappheitselement. Bei Regelzonenungleichgewichten in Höhe der vorgehaltenen Regelleistung führen die Funktion zu noch moderaten aber bereits spürbaren Anhebungen des AEP. Ab einem Ungleichgewicht von 500 MW ist die Steigung der Funktionen zudem vergleichsweise hoch, so dass die AEP von Marktakteuren nicht leicht vorhergesehen werden können, was zur Beeinflus-

sung von Marktgeschäften führen würde. Im Vergleich mit den historischen AEP nach Abschaffung des MPV ist zudem ersichtlich, dass die Funktionen den AEP nur in seltenen Fällen angehoben bzw. abgesenkt hätten und die AEP vorrangig über die sich aus dem Markt ergebenden Arbeitspreisen für Regelleistung ergeben würden. Lediglich in Situationen mit hohen Regelzonensalden und niedrigen AEP hätten die Funktionen die AEP gestützt.

Zwar ähneln sich der Verläufe der Funktionen 2 und 4 stark, im direkten Vergleich zwischen den Funktionen 2 und 4 ist aber ersichtlich, dass die Funktion 2, die kein Totband vorsieht, bereits Auswirkungen auf den AEP auch bei niedrigen Regelzonensalden haben kann. Dies ist nicht mit der Natur des Knappheitselementes vereinbar. Auf Basis dieser Überlegungen scheint die Funktion 4 am geeignetsten parametrisiert zu sein. Dies bestätigt auch ein Vergleich mit Funktionen, bei denen der 2. Stützpunkt variiert wurde (Bild 3.16). Totband (200 MW) und Grad der Funktion (Grad 3) wurden jeweils gemäß der favorisierten Parametrierung beibehalten.

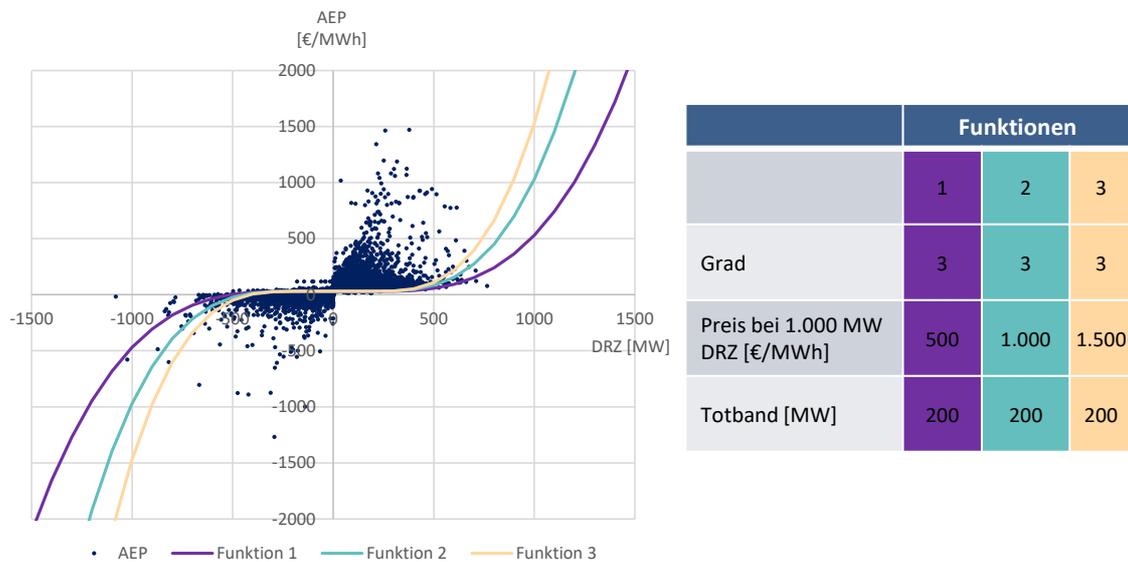


Bild 3.16: Gegenüberstellung unterschiedlicher Ausgestaltungsvarianten der Knappheitsfunktion sowie Darstellung der AEP nach Abschaffung des MPV

Es zeigt sich, dass die Variante 1 mit dem Stützpunkt bei 500 €/MWh (zuzüglich Börsenpreisindikator) und 1.000 MW, wie bereits auch schon diskutiert, den AEP zu niedrig anheben und entsprechend zu geringe wirtschaftliche Anreize an die BGV zur ausgeglichenen Bewirtschaftung der Bilanzgruppen senden würde. AEP in der Größenordnung von ± 1.500 €/MWh, die mit Blick auf die dargestellten historischen AEP in dem betrachteten Zeitraum bei Regelzonensalden ab 300 MW aufgetreten sind und entsprechend starke Signale an die BGV senden, würden bei Variante 1 erst ab etwa ± 1.350 MW auftreten.

Sowohl die Varianten 2 als auch die Variante 3 scheinen hingegen hinreichend große Anreize an die BGV zu senden und wären damit aus Sicht der Gutachter geeignet. Während sich die beiden Varianten bis zu Regelzonensalden von ± 750 MW nur geringfügig unterscheiden, führt Variante 3 im Vergleich zu Variante 2 allerdings bei höheren Regelzonensalden auch zu deutlich höheren AEP. Bei einem Regelzonensaldo von 1.500 MW würde Variante 3 den AEP auf etwa 6.400 €/MWh erhöhen, während Variante 3 lediglich zu AEP von etwa 4.200 €/MWh führen würde.

Key Message: Auf Basis dieser Überlegungen scheint eine Funktion dritten Grades mit dem Stützpunkt durch 1.000 MW und 1.000 €/MWh (zuzüglich Börsenpreisindikator) und einem

Totband von 200 MW alle zuvor definierten Anforderungen zu Verlauf und Niveau, Transparenz und Eignung unter zukünftigen Marktbedingungen zu erfüllen und insgesamt am geeignetsten zu sein. Daher schlagen wir die Einführung einer Knappheitsfunktion mit dieser Parametrierung vor.

3.4.8 Kappung

Gemäß den von uns eingeführten Prämissen an ein Knappheitselement sollte keine Begrenzung des AEP bei hohen Regelzonensalden vorgenommen werden, da eine Begrenzung ansonsten gleichzeitig zu einer Begrenzung betragsmäßig hoher Stromhandelsgeschäfte führen würde und systemdestabilisierende Optimierungen der BGV nicht mehr ausgeschlossen werden können. Ein Anstieg des Regelzonensaldos sollte daher immer auch in einem weiteren Anstieg der AEP resultieren.

Die Parametrierung der Knappheitsfunktion sieht vor, dass die AEP ab einem Regelzonensaldo jenseits von ± 1.000 MW stark ansteigen bzw. abfallen, wodurch bei Regelzonensalden jenseits dieser Grenzen die Pönalisierung für BGV ebenfalls stark zunimmt. In der Vergangenheit sind Regelzonensalden in vergleichbarer Größenordnung in Österreich, insbesondere aufgrund niedriger AEP, bereits aufgetreten.

In der Praxis ist dennoch nicht auszuschließen, dass es aufgrund von Extremereignissen, die nicht durch die BGV verschuldet sind, zu hohen Leistungsungleichgewichten im System kommen kann. Auf Basis der in der Expertenrunde geführten Diskussionen schlägt APG daher zum Schutz der BGV vor überschießender finanzieller Belastung aus diesem Grund als Kompromiss eine Kappung der Knappheitsfunktion bei Ungleichgewichten jenseits der ± 1.300 MW vor. Ab diesen Schwellwerten beträgt die Steigung der Knappheitsfunktion 0, wie auch in Bild 3.17 dargestellt.

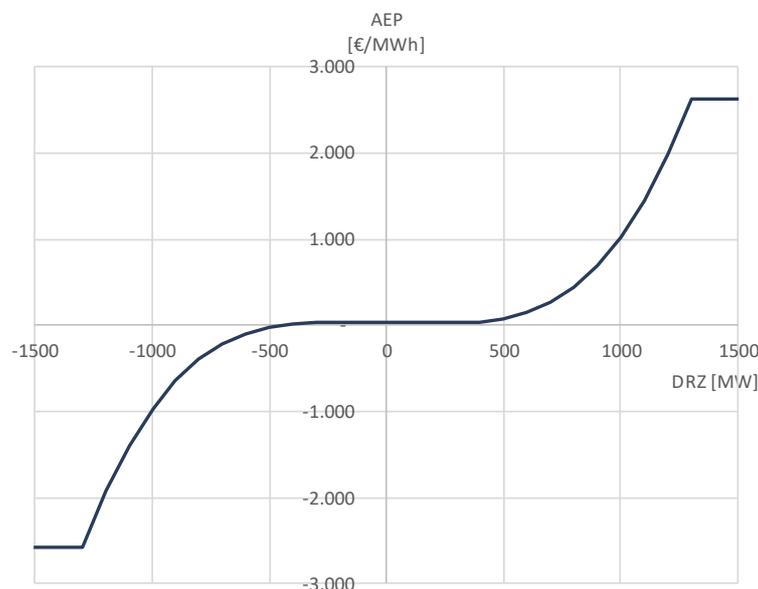


Bild 3.17: Knappheitsfunktion mit Kappung bei Ungleichgewichten jenseits von ± 1.300 MW

Bei Regelzonensalden jenseits der ± 1.300 MW führt die Funktion zu Anhebungen/Absenkungen des AEP von etwa 2.600 €/MWh. Im viertelstündlichen Intradayhandel liegen die Bandbreiten typischer maximaler Preise bei etwa 450 €/MWh und somit unter diesem Schwellwert. Im Regelfall dürfte dieser Schwellwert somit weiterhin einen Großteil des Börsenhandels nicht be-

grenzen. Der maximal am Intradaymarkt erzielte Preis liegt allerdings bei 4.350 €/MWh und somit über dem Schwellwert. Es ist somit fraglich, ob Marktteilnehmer auch zukünftig noch bereit wären, Geschäfte in vergleichbarer Größenordnung abzuschließen.

Bei der Ausgestaltung der Knappheitsfunktion ist im Gegenzug zu berücksichtigen, dass diese viertelstündlich in Abhängigkeit von dem Börsenpreisindex schwankt und um diesen angehoben bzw. abgesenkt wird. In Knappheitssituationen ist es dabei denkbar, dass auch die Börsenpreise ansteigen und sich dies im Börsenpreisindex widerspiegelt. Somit könnte auch die Knappheitsfunktion zu Werten jenseits der 2.600 €/MWh führen.

Wir halten eine Begrenzung der Knappheitsfunktion zwar nicht für grundsätzlich wünschenswert, halten es aber für vertretbar, dem Kompromissvorschlag der APG zu folgen und eine Kappung der Knappheitsfunktion bei Regelzonensalden jenseits der ± 1.300 MW vorzunehmen. Dies geschieht auch vor dem Hintergrund, dass durch rechtlich-regulatorische Rahmenbedingungen die Einspeisung auf Basis von erneuerbaren Energien auch bei Fehlprognosen überwiegend nicht abgeregelt werden darf und in solchen Fällen während der Lieferperiode ein kurzfristiger Ausgleich über den Intradaymarkt nicht mehr möglich ist.

Dennoch sollten die Rückwirkungen auf den Markt regelmäßig überwacht und bewertet werden. Sollte sich zeigen, dass die Kappung zu einer künstlichen Grenze der Marktgeschäfte führt, sollte geprüft werden, ob die Kappung angepasst oder auch ganz abgeschafft werden sollte. Alternativ könnte auch der Stützpunkt der Funktion neu und entsprechend schärfer gewählt werden. Ein weiteres Indiz für sich aus der Kappung ergebende Fehlanreize wären häufige Ungleichgewichte in der Größenordnung von 1.300 MW. Würden diese regelmäßig auftreten, würde dies auf eine zu niedrige Pönalisierungswirkung hinweisen.

3.5 Rückwirkungen des Modellvorschlags auf den Intradaymarkt

Die Elemente 1 und 2 zielen auf eine Erhöhung der Bilanzgruppentreue durch eine Stützung des AEP-Niveaus. Hierdurch dürfte sich die Zahlungsbereitschaft für BGV zum kurzfristigen Ausgleich bekannter Ungleichgewichte am Intradaymarkt erhöhen. Insbesondere in Situationen mit von den Marktteilnehmern hohen befürchteten Regelzonensalden können (konzeptgemäß) vergleichsweise hohe bzw. niedrige Börsenpreise auftreten.

Im Hinblick auf die Refinanzierung von Flexibilitäten sind solche Preissituationen wünschenswert. Solche Preisspitzen dürften dazu führen, dass sich neue Akteure am Strommarkt ansiedeln. Somit ist auch gewährleistet, dass die sich u. U. kurzfristig ergebende hohe Stromnachfrage in Knappheitssituationen auch bedient werden kann. Das grundsätzliche Preisniveau dürfte sich hingegen nicht deutlich verschieben, da die höhere Zahlungsbereitschaft der BKV sich sowohl in einer höheren Nachfrage als auch in einem höheren Angebot niederschlägt und sich somit ausgleichen dürfte.

Ein dauerhaft sehr hohes oder niedriges Preisniveau und ein Aufschaukeln der Märkte ist hingegen nicht zu befürchten, da das Element der Börsenpreiskopplung bewusst nicht die teuersten (im Falle unterspeister Regelzone) bzw. die niedrigsten (im Falle überspeister Regelzone) abgeschlossenen Geschäfte berücksichtigt, sondern der Mindestabstand auf Basis von historisch zu beobachtenden durchschnittlichen Preisschwankungen parametrisiert wurde. Solange die Regelzonensalden nicht in systemkritischen Bereichen liegen, sind Stromnachfrager nicht zur Annahme eines exorbitant teuren Stromangebots gezwungen. Vielmehr wäre zu erwarten, dass sich ein langfristiges Preisgleichgewicht in der Größenordnung der Grenzkosten der Flexibilitäten einstellen wird.

Auch ein aktives Mitregeln und eine systematische Kapazitätzurückhaltung am Intradaymarkt erscheinen aus Sicht der Gutachter unwahrscheinlich. Zwar dürfte aufgrund der höheren AEP das Mitregeln grundsätzlich attraktiver werden, es ist aber nicht zu befürchten, dass hierdurch keine Kapazitäten am Intradaymarkt verbleiben würden, da die Durchführung von Intradaygeschäften sichere Erlöse bedeuten und gleichzeitig die verbleibenden Ungleichgewichte in der Regelzone verringern. Während des Intradayhandels ist die Richtung und Höhe des Regelzonensaldos zudem nur sehr eingeschränkt vorhersehbar, weshalb ein ausschließliches Mitregeln in Verbindung mit einer Kapazitätzurückhaltung äußerst riskant wäre. Risikoaverse Akteure würden daher stärker zur Durchführung von Intradayhandelsgeschäften und der Mitnahme sicherer Erlöse tendieren.

Die hohe Elastizität des Knappheitselements führt dazu, dass dessen Wirkung erst bei hohen Regelzonensalden einsetzt und das systematische Mitregeln und die Zurückhaltung von Kapazitäten am Intradaymarkt durch Marktteilnehmer wenig attraktiv ist. Die hohe Elastizität führt zudem dazu, dass in systemkritischen Situationen Mitregeln in lediglich geringem Umfang bereits zu einer deutlichen Verringerung der AEP führt und hohe AEP letztlich nicht auftreten.

Dass zur Echtzeit noch freie Flexibilitäten aktiv mitregeln, dürfte vorrangig stützend für das Gesamtsystem wirken. In diesem Zuge ist aber zu berücksichtigen, dass die den Akteuren zur Verfügung stehenden Informationen, wie beispielsweise der Regelzonensaldo oder die abgerufene Regelleistung, nicht zu systemdestabilisierendem Verhalten führen. Diesbezüglich sind weitere Überlegungen in Kapitel 4 aufgeführt.

3.6 Auswirkungen der geänderten AEP-Berechnung

Auf Basis historischer Zeiträume kann die Wirkung der Börsenpreiskopplung und des Knappheitselements abgeschätzt werden. Dabei ist allerdings jeweils zu berücksichtigen, dass beide Elemente, sowohl die Börsenpreiskopplung als auch die Knappheitsfunktion, dazu führen werden, dass die Bilanzgruppentreue seitens der BGV verstärkt wahrgenommen wird und auch hohe Regelzonensalden nicht mehr oder nur noch in Ausnahmesituationen auftreten werden. Abschätzungen auf Basis historischer Zeiträume sind naturgemäß nicht in der Lage, dieses geänderte Marktverhalten der Akteure nachzubilden. Daher stellen die im Folgenden dargestellten Abschätzungen eine deutliche Überschätzung der Kostenwirkungen der geänderten AEP-Berechnung dar. Es wäre zu erwarten, dass in der Praxis die beiden Elemente jeweils deutlich seltener greifen und entsprechend auch die mit der Ausgleichsenergieabrechnung verbundenen Kosten geringer ausfallen würden.

APG hat die Auswirkungen der geänderten AEP-Berechnung simuliert. In Bild 3.19 sind die sich dabei ergebenden AEP für den Zeitraum des MPV seit Beginn 2019 dargestellt.

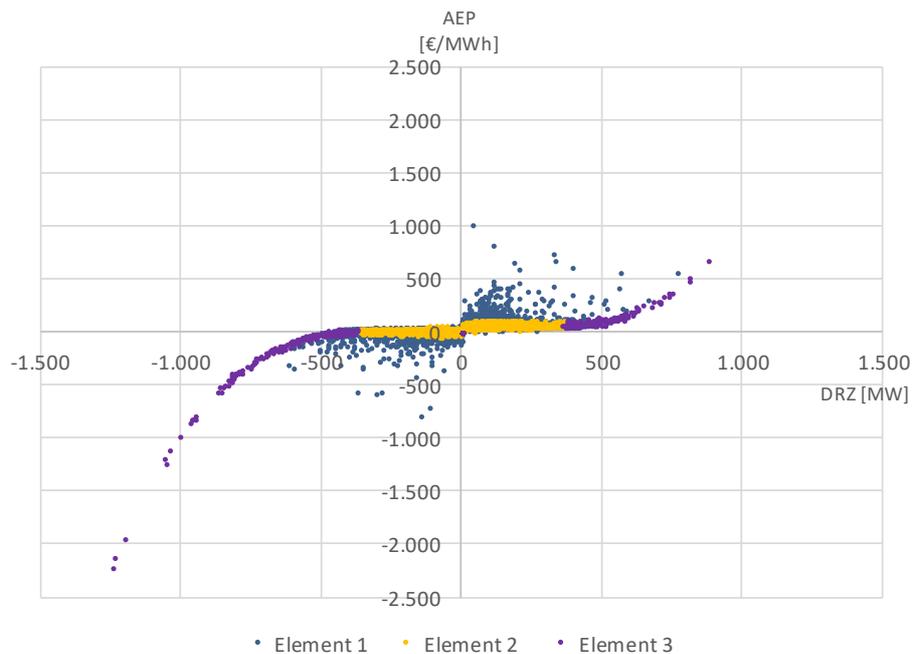


Bild 3.18: Auswirkungen der AEP-Berechnung während des MPV (Jan. 2019 – Jul. 2019)

Durch die unterschiedliche Farbgebung wurde dabei gekennzeichnet, welches Element letztlich den AEP bestimmt. Bei den blau dargestellten Punkten würde sich der AEP auf Basis der abgerufenen Regelleistung bzw. auf Basis des Werts der vermiedenen Aktivierung bestimmen (Element 1). Die sich auf Basis des Elements 1 ergebenden AEP wären in diesen Viertelstunden bereits betragsmäßig hoch genug gewesen, so dass das Element der Börsenpreiskopplung (Element 2) sowie das Knappheitselement (Element 3) nicht berücksichtigt werden müssten und den AEP nicht erhöhen würden. Es ist aber auch ersichtlich, dass in vielen Zeitpunkten der AEP über die Börsenpreiskopplung oder das Knappheitselement angehoben worden wäre. Bei der Börsenpreiskopplung ist dies in etwa 20 % der Viertelstunden, beim Knappheitselement in etwa 2 % der Viertelstunden der Fall. Insbesondere die Häufigkeit, mit der die Börsenpreiskopplung den AEP bestimmen würde, bestätigt die bereits anfangs diskutierte Problematik von AEP in der Größenordnung der Börsenpreise, die in Österreich in den letzten Jahren häufig aufgetreten ist und Fehlanreize an die BGV gesendet hat. Das Knappheitselement entfaltet hingegen bei vergleichsweise hohen Regelzonensalden über dem Niveau der vorgehaltenen Regelleistung seine Wirkung und hätte die AEP entsprechend angehoben bzw. abgesenkt. Insbesondere bei extremen Regelzonensalden, die bei Unterspeisung der Regelzone bis etwa 900 MW und bei Überspeisung sogar bis etwa -1.300 MW reichen, hätte die Funktion die AEP deutlich auf 670 €/MWh angehoben bzw. -2.230 €/MWh abgesenkt. Die hiermit verbundene Drohkulisse für BGV wäre voraussichtlich ausreichend gewesen, diese Regelzonensalden zu vermeiden, so dass diese Erhöhungen der AEP nicht notwendig gewesen wären.

In Bild 3.19 sind die Auswirkungen der angepassten AEP-Berechnung für den Zeitraum nach Abschaffung des MPV dargestellt.

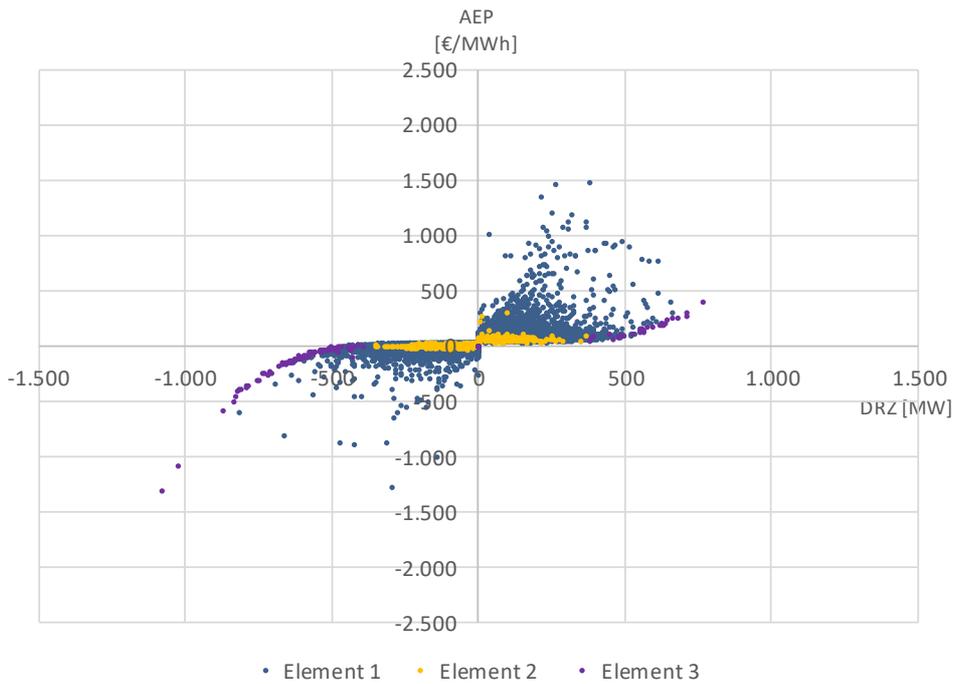


Bild 3.19: Auswirkungen der AEP-Berechnung nach Abschaffung des MPV (Aug. 2019 – Mrz. 2020)

Im Vergleich zum Zeitraum zuvor sind die AEP auf Basis der aktivierten RL bzw. des Werts der vermiedenen Aktivierung bereits deutlich höher und liegen in einer Bandbreite von ± 1.500 €/MWh. Entsprechend seltener werden die AEP daher über die Elemente der Börsenpreiskopplung sowie der Knappheitsfunktion bestimmt. Die Börsenpreiskopplung hätte in lediglich etwas über 2 % der Viertelstunden den AEP bestimmt, die Knappheitsfunktion in lediglich 0,5 % der Viertelstunden. Beide Elemente wirken ausschließlich stützend zur Anreizsetzung für BGV, in denen das Element 1 hierzu alleine nicht in der Lage gewesen wäre. Es ist zudem ersichtlich, dass die AEP durch die Elemente 2 und 3 sehr gut in der Bandbreite der Regelarbeitsgebote liegen und somit den AEP nicht künstlich in die Höhe treiben würden. Dies bestätigt auch der Umfang der monatlichen Ausgleichsenergieabrechnungen, die in Bild 3.20 dargestellt sind.

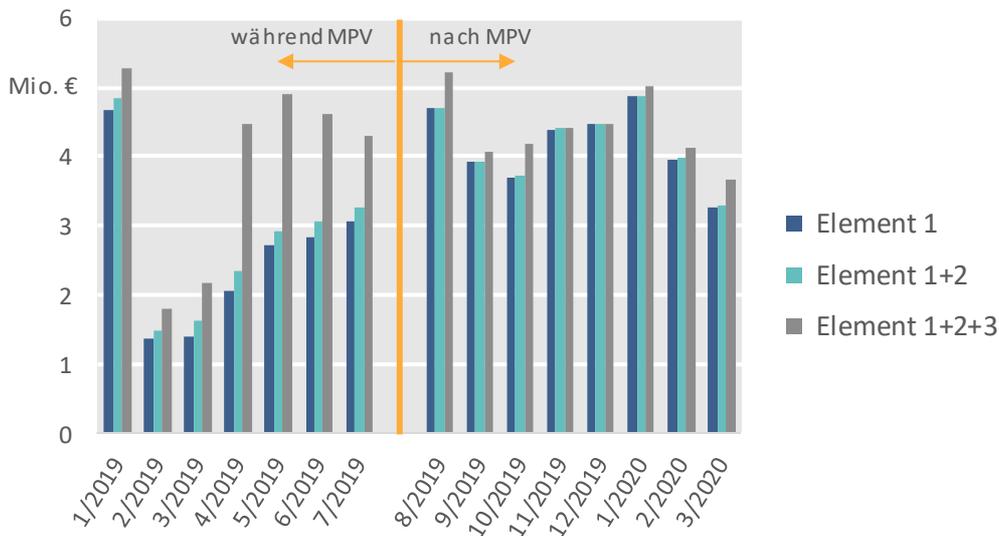


Bild 3.20: Monatliche Kosten der Ausgleichsenergieabrechnungen

Aus der Auflistung der monatlichen Ausgleichsenergieabrechnungen geht hervor, in welchem Umfang die einzelnen Elemente zu den Kosten beitragen. Daraus sind auch direkt Rückschlüsse auf die Höhe der Arbeitspreise für Regelleistung, dem Verhältnis zwischen den Arbeits- und den Börsenpreisen sowie der Einhaltung der Bilanzgruppentreue seitens der BGV ableitbar.

Im Detail ist ersichtlich, dass in dem Zeitraum in dem das MPV angewandt wurde, unterschiedliche Konstellationen aufgetreten sind. In allen Monaten wäre der Einfluss der Börsenpreiskopplung vergleichbar gewesen, was zeigt, dass sehr häufig die AEP in der Größenordnung der Börsenpreise gelegen haben. Im Januar 2019 sind offensichtlich bereits betragsmäßig relativ hohe AEP aufgetreten, was an dem Umfang des durch das 1. Element hervorgehenden Kosten abgelesen werden kann. Entsprechend sind die Auswirkungen des Elementes 2 und 3 geringer. Im Vergleich hierzu sind in den Monaten Februar bis Juli die Arbeitspreise und somit unmittelbar die Ausgleichsenergieabrechnungen auf Basis des Elements 1 geringer. Auffällig ist, dass auch das Knappheitselement im Februar und März die Ausgleichsenergieabrechnung nicht wesentlich angehoben hätte. Dies spricht für vergleichsweise moderate Regelzonensalden und einer Einhaltung der Bilanzgruppentreue. Dies könnte daran liegen, dass die BGV die hohen Arbeitspreise des Januars erwartet haben und deshalb ihre Bilanzgruppen weiterhin ausgeglichen bewirtschaftet haben. In den Folgemonaten April bis Juli ist allerdings zu erkennen, dass die BGV auf die niedrigen AEP reagiert haben und die Regelzonensalden deutlich angestiegen sind. In diesen Situationen würde die Knappheitsfunktion die AEP anheben, wodurch sich ebenfalls die Ausgleichsenergieabrechnung für die BGV verteuern würde. Es ist aber auch ersichtlich, dass die Knappheitsfunktion dabei das Preis- und Anreizniveau sicherstellt, das sich bei hohen Arbeitspreisen für Regelleistung einstellen würde. Dies zeigt der Vergleich mit dem Januar sowie mit dem Zeitraum nach Abschaffung des MPV.

Die simulierten Ausgleichsenergieabrechnungen während des MPV bedeuten eine generelle Überschätzung der Kostendifferenzen, da auch bei überarbeitetem AEP-Modell vom gleichen Agieren der Marktteilnehmer ausgegangen wird. Es ist aber ersichtlich, dass selbst bei diesem ungeänderten Verhalten der BGV die Elemente 2 und 3 die Kosten der Ausgleichsenergieabrechnung zwar anheben, aber nicht über ein bereits in der Vergangenheit aufgetretenes Niveau hinaus erhöhen. Somit geht von diesen Elementen keine künstliche Erhöhung der AEP und der damit verbundenen Kosten für die BGV einher. Würden BGV auf die überarbeitete AEP-Berechnung reagieren, was in Augen der Gutachter zu erwarten wäre, würden sich entsprechend niedrigere Ausgleichsenergiekosten ergeben, die voraussichtlich unter dem heute zu beobachtenden Niveau liegen würden.

Für BGV ergeben sich aus dem vorgeschlagenen Modell somit Chancen, die mit der Ausgleichsenergieabrechnung verbundenen Kosten niedrig zu halten. Da die Einführung des Regelarbeitsmarktes in Verbindung mit dem marginal pricing sowie die Etablierung der internationalen Plattformen für den regelzonenübergreifenden Abruf von Regelleistung nach unserer Einschätzung wieder zu vergleichbaren Preisniveaus führen dürfte, die während des MPV aufgetreten sind, können die BGV von den günstigen Arbeitspreisen profitieren und ihre monetäre Belastung verringern. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass sie weiterhin ihre Bilanzgruppen bewirtschaften und die Versorgungssicherheit nicht durch hohe Regelzonensalden gefährden und somit eine Pönalisierung durch das Knappheitselement provozieren. Dass dies seitens der BGV möglich ist, zeigen bereits die Zeiträume im Februar und März 2019 sowie die bereits anfangs analysierten Situationen 2014 und 2015 mit höherem AEP-Niveau. Die Auswirkungen der Börsenpreiskopplung und des Knappheitselements sind in den Monaten nach MPV deutlich geringer und können insgesamt als marktverträglich eingestuft werden. In diesen Monaten werden die AEP maßgeblich durch die Arbeitspreise der Regelleistung bestimmt.

Key Message: Die Knappheitsfunktion stützt die Anreize in Situationen, in denen der Markt hierzu alleine nicht in der Lage ist. Sie verteuert aber für BGV nicht unnötig stark das System. Wie bereits in Bild 4.2 dargestellt, zeigten sich nach dem MPV in der deutlichen Mehrzahl der Viertelstunden bereits ausreichend hohe Regelenenergiepreise, so dass Element 2 bzw. 3 nicht preissetzend für den AEP wurden. Die höchsten beobachtbaren AEP auf Basis der Elemente 2 und 3 liegen betragsmäßig nicht höher, sondern sogar tendenziell etwas niedriger als historisch aufgetretene AEP.

4 Veröffentlichung von Echtzeitwerten

Auf Basis vielfacher Anregungen von Teilnehmern der Expertenrunde evaluiert APG momentan verschiedene Möglichkeiten, die Transparenz zur System-situation und die Datenlage für BGV zu erhöhen. Neben den verbesserten Anreizen an die BGV soll den Marktteilnehmern als zusätzliche Maßnahme eine verbesserte Informationsbasis zur Verfügung gestellt werden. Wir wurden von APG gebeten, solch optionales, zusätzliches Vorgehen kurz zu bewerten.

Im Fokus stehen dabei weitere und insbesondere zeitnahe Veröffentlichungen zum Regelzonensaldo auf Initiative der APG. Durch diese weiterführenden Informationen könnten BGV einen systematischen Schiefstand im System erkennen und hätten ggf. noch die Möglichkeit, diesem entgegen zu wirken. Somit könnten extreme Regelzonensalden, die unter Anwendung des Elements der Knappheit zu hohen AEP führen würden, reduziert oder sogar ganz vermieden werden.

Aktuell veröffentlicht APG Informationen zum Regelzonensaldo bereits 3 Minuten nach Abschluss einer ISP. Hierdurch ist es den BGV bereits möglich, Trends zu erkennen und bis zu einem gewissen Grad Rückschlüsse auf das Ungleichgewicht der laufenden Periode zu ziehen. Im europäischen Vergleich nimmt APG hinsichtlich zeitnahe Veröffentlichung zur Systembilanz damit bereits zusammen mit wenigen anderen ÜNB eine führende Rolle ein.

In Belgien und den Niederlanden werden bereits während der laufenden Viertelstunde Systemdaten veröffentlicht. In Belgien werden den Marktteilnehmer das minütliche Leistungsun-gleichgewichte der Regelzone, die aktivierte Regelleistung und das Netting mit den angrenzenden Nachbar-Regelzonen mitgeteilt. In den Niederlanden werden im Minutentakt Durchschnittswerte der aktivierten Regelleistung über die letzte halbe Stunde veröffentlicht. Darüber hinaus zeigt der niederländische ÜNB an, wenn die sogenannte Notfallreserve aktiviert wird. Hierdurch werden Marktteilnehmern direkt auf systemkritische Situationen aufmerksam gemacht. Die genaue Höhe des Abrufs der Notfallreserve wird nicht veröffentlicht.

Beide Systeme sind aber nur bedingt mit dem österreichischen Ausgleichsenergiesystem zu vergleichen, sondern verfolgen andere Strategien, weshalb Erkenntnisse aus diesen Ländern nicht direkt auf die österreichische Situation übertragbar sind. So ist in den Niederlanden die Bilanz-gruppentreue nicht direkt vorgeschrieben. Die Arbeitspreise von Regularbeitsgeboten, die von den technischen Anforderungen mit der Tertiärregelleistung vergleichbar sind, liegen üblicherweise in Höhe der Grenzkosten der Anbieter, wodurch sich der AEP ebenfalls nah an üblichen Konditionen des Börsenhandels liegt. Dieses Vorgehen schmälert gleichzeitig die Attraktivität für BGV, Ungleichgewichte am Intradaymarkt auszugleichen. In der Konsequenz ist die Liquidität an den Intradaymärkten vergleichsweise gering.

Auswertungen seitens APG legen nahe, dass aus der Veröffentlichung des Regelzonensaldos drei Minuten nach Abschluss der Lieferperiode bisher keine versorgungssicherheitsrelevanten Reaktionen seitens der BGV auftreten. Daher erwägt APG momentan, bereits während der laufenden Viertelstunde weitere Daten zur Systembilanz zu veröffentlichen. Ziel weiterer Veröffentlichung ist es, Marktteilnehmern zeitgerecht Information zur Verfügung zu stellen, die diese kurzfristig nutzen können, um ihre Bilanzgruppen auszugleichen oder aber über den Intradaymarkt einen Ausgleich für folgende Lieferperioden anzustreben.

Eine Veröffentlichung kann dabei in verschiedenen Formen erfolgen. Dabei ist zum einen zwischen dem Zeitpunkt der Veröffentlichung und zum anderen hinsichtlich der Granularität der veröffentlichten Daten zu unterscheiden. Da APG bereits 3 Minuten nach Abschluss der Lieferperiode den Saldo der Vorgängerperiode veröffentlicht und diese 3 Minuten vorrangig technisch

bedingt sind, würde ein weiterer Nutzen für Marktteilnehmer nur darin bestehen, wenn APG bereits innerhalb der laufenden Viertelstunde Daten veröffentlichen würde. Hinsichtlich der Granularität der Daten wäre vorstellbar, dass eine rollierende Veröffentlichung des gleitenden Mittelwertes des Regelzonensaldos der letzten Minuten vorgenommen wird. Es wäre aber auch möglich, lediglich ein Knappheitssignal in kritischen Situationen zu veröffentlichen, bspw. wenn der Regelzonensaldo Größenordnungen der vorgehaltenen Regelleistung erreicht. Diese oder vergleichbare Informationen wären für BGV insbesondere relevant, um die Wirkung des Knappheitselements abschätzen zu können.

Vorteilhaft an einer Veröffentlichung zusätzlicher Informationen zur Systemsituation ist, dass aktuell bestehende Informationsasymmetrien und Unschärfen abgeschafft und eine eindeutige und diskriminierungsfreie Information aller Marktteilnehmer erfolgen würde. Bisher besteht eine Informationsasymmetrie im System, da Regelleistungsanbieter durch den Abruf ihrer Gebote Rückschlüsse auf den Regelzonensaldo ziehen können, und diese Informationen weiteren Marktteilnehmern nicht zur Verfügung stehen. Zukünftig kommt erschwerend hinzu, dass mit Zunahme der regelzonenübergreifenden Kooperationen die Interpretation dieser Information schwieriger wird. Denn dadurch bedingt sind Abrufvolumen und Regelzonenbilanz deutlich schwächer korreliert (wegen Abrufen für das und aus dem Ausland). Hierdurch sind zukünftig Fehlinterpretationen der Regelleistungsanbieter möglich, die kritische Auswirkungen auf die Systembilanz haben können und zu Ineffizienzen führen.

Weiterhin vorteilhaft an einer Veröffentlichung zusätzlicher Informationen wäre, dass Akteure die Information zum Regelzonensaldo nutzen können, um Rückschlüsse auf den Saldo der von ihnen verantworteten Bilanzgruppen zu bilden. Zwar ist innerhalb der laufenden Viertelstunde kein Stromhandel mehr möglich, Marktteilnehmer könnten aber ggf. Anlagen in dem von ihnen verantworteten Portfolio gezielt ansteuern. Für Folgeviertelstunden und bei Annahme eines längerfristigen Ungleichgewichtes wäre zudem ein Ausgleich über den Intradaymarkt möglich, wodurch die Nachfrage nach kurzfristiger Flexibilität steigen und die Liquidität des Intradaymarktes zunehmen dürfte. Der Effekt dürfte allerdings begrenzt sein, da aufgrund der bereits heute sehr zeitnahen Veröffentlichung für die Akteure ein zeitnaher Ausgleich über den Intradaymarkt möglich ist.

Wichtig ist deshalb vor allem, dass alle BGV durch eine frühere Veröffentlichung transparent und diskriminierungsfrei die Möglichkeit erhielten, auf die Anreize des AEP zu reagieren und zusätzlich diese Informationen zu einer Verbesserung der Bilanzgruppentreue führen und damit zur Erhöhung der Systemsicherheit beitragen könnten.

Kritisch betrachtet werden könnte hingegen, wenn Akteure die zusätzlichen Informationen zum Regelzonensaldo in erster Linie zum aktiven Mitregeln nutzen würden, um Erlöse aus der Ausgleichsenergieabrechnung (und den durch die vorgeschlagenen Reformschritte zumindest in bestimmten Situationen tendenziell steigenden Ausgleichsenergiepreisen) zu erzielen. Ein Mitregeln findet allerdings auch heute bereits statt und ist aus Systemsicht im aktuell beobachteten Umfang nicht unbedingt nachteilig. Es kann aber problematisch werden, wenn es als Folge unkoordinierter Reaktionen zu Überschwingern und Instabilitäten führt. Die Gefahr des problematischen Überschwingens wird allerdings durch den progressiven Verlauf der Knappheitsfunktion stark gedämpft. Negative Rückwirkungen auf die Systembilanz könnten weiterhin auftreten, wenn die von APG veröffentlichten Informationen von den Akteuren automatisiert verarbeitet werden und somit ein gleichzeitiges und gleichgerichtetes Verhalten der Akteure erfolgt. Dies kann auch auftreten, wenn Akteure auf veröffentlichte Signale reagieren, die Wirkungen ihres Handelns auf die Systembilanz aber erst verzögert nachvollziehen können.

Vor diesem Hintergrund scheint es ratsam, die Konsequenzen der Veröffentlichung engmaschig zu monitoren. Hierbei sind insbesondere negative Rückwirkungen auf die Systemsicherheit zu prüfen. Dabei kann sich als kritisch herausstellen, dass APG keine Einsicht in Bilanzgruppendaten nehmen kann, da die Rolle des Bilanzkoordinators von APCS übernommen wird. Mögliche Marktwirkungen könnten auf System- und auf Bilanzgruppenebene einem Monitoring unterzogen und ggf. der Regulator informiert werden. Sollten durch das Handeln der Akteure systemkritische Rückwirkungen ersichtlich werden, sollte APG die Veröffentlichung der Daten anpassen oder aussetzen.

A Anhang - Verfahren zur Berechnung des Preises für Ausgleichsenergie

A.1 Einordnung

Das Verfahren zur Berechnung des AEP wird in den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (AB-BKO) Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung festgelegt. Im Folgenden wird der zur Konsultation vorgeschlagene Wortlaut wiedergegeben. Dieser wurde nicht im Detail von Consentec überprüft.

A.2 Abkürzungsverzeichnis

APG	Austrian Power Grid AG
BG	Bilanzgruppe
BKO	Bilanzgruppenkoordinator
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010
EPEX	EPEX SPOT SE
EXAA	EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
E_{E+V}	Erzeugungs- und Verbrauchsmenge aller Bilanzgruppen im Monat
GLEB	Verordnung (EU) 2017/2195 DER KOMMISSION vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem
K_{TRL}	Kosten der Tertiärregelung je Monat
RZF	Regelzonenführer
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

A.3 Deltaregelzone

Sei V_t das (mit Vorzeichen behaftete) Delta der Regelzone (d.h. des Systems) in einer Viertelstunde t als Leistung.

V_t gibt an, wie viel Leistung in der Regelzone im Mittel durch Sekundärregelung, Tertiärregelung und ungewollter Austausch durch Regelungen aufgebracht, oder rückgenommen wurde.

Dabei ist V_t positiv, wenn als Mittel Regelleistung in das System eingebracht werden musste, negativ, wenn aus dem System rückgenommen werden musste.

A.4 Berechnung des Preises der Regelenergie

Für die Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises wird als erster Schritt ein Preis für Regelenergie für positive und negative Abweichungen je Viertelstunde t bestimmt.

A.4.1 Berechnung des mengengewichteten Preises für Sekundärregelenergie

Die mengengewichteten Durchschnittspreise sowie die Mengen der aktivierten Sekundärregelenergie werden dem BKO vom RZF zur Verfügung gestellt.

Die Daten werden vom RZF getrennt nach positiver und negativer Aktivierung berechnet. In die Berechnung fließen sämtliche Aktivierungen ein, die zur Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichts in der Regelzone APG benötigt werden. Dies schließt Angebote in fremden Regelzonen ein, welche für die Regelzone APG aktiviert wurden. Angebote, welche in der Regelzone APG aktiviert wurden, jedoch für eine fremde Regelzone bestimmt waren, werden bei der Berechnung ausgeschlossen.

A.4.2 Berechnung des mengengewichteten Preises für Tertiärregelenergie

Die mengengewichteten Durchschnittspreise sowie die Mengen der aktivierten Tertiärregelenergie werden dem BKO vom RZF zur Verfügung gestellt.

Die Daten werden vom RZF getrennt nach positiver und negativer Aktivierung berechnet. In die Berechnung fließen sämtliche Aktivierungen ein, die zur Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichts in der Regelzone APG benötigt werden. Dies schließt Angebote in fremden Regelzonen ein, welche für die Regelzone APG aktiviert wurden. Angebote, welche in der Regelzone APG aktiviert wurden, jedoch für eine fremde Regelzone bestimmt waren, werden bei der Berechnung ausgeschlossen.

A.4.3 Berechnung des mengengewichteten Regelenergiepreises

Für ein „Viertelstundenintervall“ t sind nun folgende Werte gegeben:

$P_{SREpos,t}$:	Durchschnittspreis aktivierter positiver Sekundärregelenergie in der Viertelstunde t
$P_{TREpos,t}$:	Durchschnittspreis aktivierter positiver Tertiärregelenergie in der Viertelstunde t
$P_{SREneg,t}$:	Durchschnittspreis aktivierter negativer Sekundärregelenergie in der Viertelstunde t
$P_{TREneg,t}$:	Durchschnittspreis aktivierter negativer Tertiärregelenergie in der Viertelstunde t
$E_{SREpos,t}$:	Menge aktivierter positiver Sekundärregelenergie in der Viertelstunde t
$E_{TREpos,t}$:	Menge aktivierter positiver Tertiärregelenergie in der Viertelstunde t
$E_{SREneg,t}$:	Menge aktivierter negativer Sekundärregelenergie in der Viertelstunde t
$E_{TREneg,t}$:	Menge aktivierter negativer Tertiärregelenergie in der Viertelstunde t
$P_{SREposMOL,t}$:	Niedrigster Preis der lokalen positiven Sekundärregelenergie Merit Order List in der Viertelstunde t
$P_{SREnegMOL,t}$:	Höchster Preis der lokalen negativen Sekundärregelenergie Merit Order List in der Viertelstunde t

A.4.4 Berechnung des positiven Regelernergiepreises

Der mengengewichtete Durchschnittspreis für positive Regelernergie $P_{REposAkt,t}$ im „Viertelstundenintervall“ t errechnet sich als:

$$P_{REposAkt,t} := \frac{E_{SREpos,t} \cdot P_{SREpos,t} + E_{TREpos,t} \cdot P_{TREpos,t}}{E_{SREpos,t} + E_{TREpos,t}}$$

A.4.5 Berechnung des negativen Regelernergiepreises

Der mengengewichtete Durchschnittspreis für negative Regelernergie $P_{REnegAkt,t}$ im „Viertelstundenintervall“ t errechnet sich als:

$$P_{REnegAkt,t} := \frac{E_{SREneg,t} \cdot P_{SREneg,t} + E_{TREneg,t} \cdot P_{TREneg,t}}{E_{SREneg,t} + E_{TREneg,t}}$$

A.4.6 Berechnung des Wertes vermiedener Aktivierung

Sollten in einer Viertelstunde t keine Aktivierungen in der relevanten Richtung von Sekundärregelenergie bzw. Tertiärregelenergie stattfinden wird zur Bestimmung eines Regelernergiepreises der Wert der vermiedenen Aktivierung (VoAA) errechnet.

Der Wert der vermiedenen Aktivierung wird durch den niedrigsten bzw. höchsten Preis auf den lokalen Merit Order Listen für positive bzw. negative Sekundärregelenergie bestimmt.

$$P_{VoAA,pos,t} := P_{SREposMOL,t}$$

$$P_{VoAA,neg,t} := P_{SREnegMOL,t}$$

A.4.7 Berechnung des Preises der Regelernergie

Bei Aktivierungen von Sekundär- und bzw. oder Tertiärregelenergie ist der Preis der Regelernergie in der Viertelstunde t der mengengewichtete Preis der aktivierten Regelernergie.

Sollte in einer Viertelstunde t weder Aktivierungen von Sekundär- noch Tertiärregelenergie vorliegen, bestimmt der Wert der vermiedenen Aktivierung den Regelernergiepreis.

$$P_{REpos,t} := \begin{cases} P_{REposAkt,t}, & E_{SREpos,t} + E_{TREpos,t} > 0, \\ P_{VoAA,pos,t}, & E_{SREpos,t} + E_{TREpos,t} = 0 \end{cases}$$

$$P_{REneg,t} := \begin{cases} P_{REnegAkt,t}, & E_{SREneg,t} + E_{TREneg,t} > 0, \\ P_{VoAA,neg,t}, & E_{SREneg,t} + E_{TREneg,t} = 0 \end{cases}$$

A.5 Börsenpreiskopplung

Zur Vermeidung von systemschädlichen Anreizen werden bei der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises mehrere Börsenindizes berücksichtigt.

Grundsätzlich werden bei der Berechnung Preise des Spotmarktes herangezogen.

Der primäre Preis P_{ID15} ist der ID3 Preisindex des viertelstündlichen Intradaymarktes der EPEX SPOT.

Der sekundäre Preis P_{ID60} ist der ID3 Preisindex des stündlichen Intradaymarktes der EPEX SPOT.

Der tertiäre Preis P_{DA} ist der stündliche day-ahead Spotmarktpreis (Market Coupling Preis) der EPEX SPOT.

Zur Vermeidung von ungeeigneten Preissignalen aus nicht ausreichend liquiden einzelnen Marktzeitscheiben werden die Preise des Intradaymarktes P_{ID15} und P_{ID60} bei Unterschreitung von Volumen-Schwellwerten mit dem Day-Ahead-Börsenpreis P_{DA} mengengewichtet.

Die stündlichen Preise und das stündliche Handelsvolumen in MWh/h gelten für alle Viertelstunden t der jeweiligen Stunde.

Es gelten jeweils die Preise der österreichischen Preiszone.

Nachträgliche Änderungen des Day-Ahead-Börsenpreises P_{DA} sowie der Intraday-Börsenpreise P_{ID15} und P_{ID60} werden in der Periodenabrechnung berücksichtigt, sofern die Änderungen innerhalb der Datenfrist für die jeweilige Abrechnung bekanntgegeben werden. Änderungen des Day-Ahead-Börsenpreises P_{DA} sowie der Intraday-Börsenpreise P_{ID15} und P_{ID60} werden grundsätzlich nicht bei Nachverrechnungen und Endabrechnungen berücksichtigt.

A.5.1 Berechnung des Börsenpreisindex

Zusätzlich werden produktspezifische Auf- bzw. Abschläge zu den oben definierten Börsenpreisindizes festgelegt. Die Auf- bzw. Abschläge bilden sich aus dem Maximum eines absoluten und prozentuellen Auf- bzw. Abschläge. Die absoluten Auf- bzw. Abschläge sind in A.8 ersichtlich.

Um große Sprünge der Börsenpreisindizes bei einem Durchlauf des DRZ nahe Null zu vermeiden, werden die Preise bei absoluten Abweichungen kleiner dem Leistungsschwellwert L_{rampe} durch eine lineare Funktion („Rampe“), in Abhängigkeit von V_t , korrigiert.

$$P_{ID15,marked,t} := \begin{cases} P_{ID15,t} + \text{sgn}(V_t) * \max(P_{ID15,mark}; 0,1 * \text{abs}(P_{ID15,t})), & \text{abs}(V_t) > L_{rampe} \\ P_{ID15,t} + \frac{V_t}{L_{rampe}} * \max(P_{ID15,mark}; 0,1 * \text{abs}(P_{ID15,t})), & \text{abs}(V_t) \leq L_{rampe} \end{cases}$$

$$P_{ID60,marked,t} := \begin{cases} P_{ID60,t} + \text{sgn}(V_t) * \max(P_{ID60,mark}; 0,1 * \text{abs}(P_{ID60,t})), & \text{abs}(V_t) > L_{rampe} \\ P_{ID60,t} + \frac{V_t}{L_{rampe}} * \max(P_{ID60,mark}; 0,1 * \text{abs}(P_{ID60,t})), & \text{abs}(V_t) \leq L_{rampe} \end{cases}$$

$$P_{DA,marked,t} := \begin{cases} P_{DA,t} + \text{sgn}(V_t) * \max(P_{DA,mark}; 0,1 * \text{abs}(P_{DA,t})), & \text{abs}(V_t) > L_{rampe} \\ P_{DA,t} + \frac{V_t}{L_{rampe}} * \max(P_{DA,mark}; 0,1 * \text{abs}(P_{DA,t})), & \text{abs}(V_t) \leq L_{rampe} \end{cases}$$

Berechnung der Gewichtungsfaktoren und des Börsenpreisindex

$$w_{ID15,t} := \min\left(1; \frac{L_{ID15,t}}{L_{Schwelle,ID15}}\right)$$

$$w_{ID60,t} := \min\left(\left(1 - w_{ID15,t}\right); \frac{L_{ID60,t}}{L_{Schwelle,ID60}}\right)$$

$$w_{DA,t} := \left(1 - w_{ID15,t} - w_{ID60,t}\right)$$

Die Leistungsvolumen $L_{ID15,t}$ und $L_{ID60,t}$ errechnen sich aus dem Durchschnitt der Kauf- und Verkauforders des jeweiligen Marktes. Die Leistungsschwellwerte $L_{Schwelle,ID15}$ und $L_{Schwelle,ID60}$ sind als Parameter im Anhang angegeben.

Der Börsenpreisindex $P_{px,t}$ für die Börsenpreiskopplung errechnet sich als gewichtete Summe der „gerampten“ Börsenpreisindizes.

$$P_{px,t} := P_{ID15,marked,t} * w_{ID15,t} + P_{ID60,marked,t} * w_{ID60,t} + P_{DA,marked,t} * w_{DA,t}$$

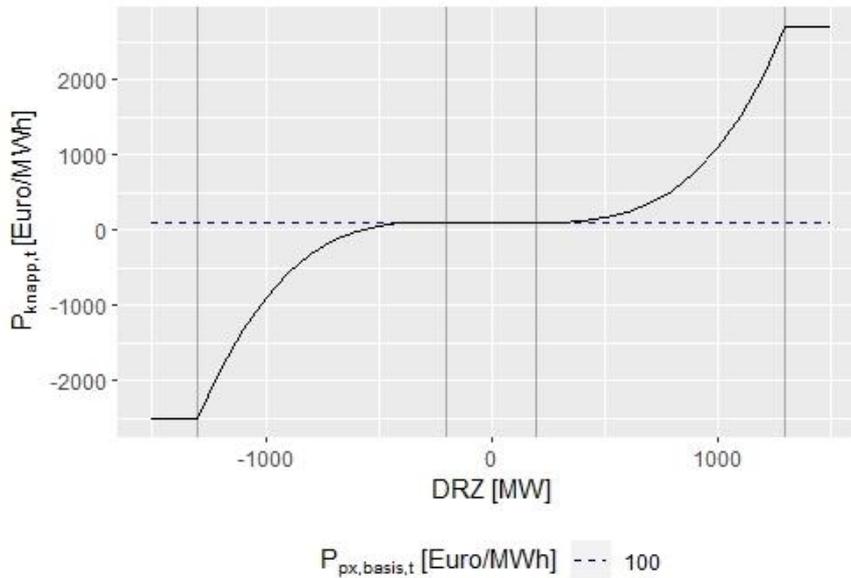
A.6 Berechnung des Preises der Knappheitsfunktion

Der Preis der Knappheitsfunktion $P_{knapp,t}$ wird gebildet durch den Basisbörsenpreisindex $P_{px,basis,t}$ und eine polynomische Funktion dritten Grades, in Abhängig von V_t . Die polynomische Funktion gilt lediglich in einem gewissen Bereich von V_t . Der Bereich wird vom Totband L_{tot} und der Kappung L_{kapp} begrenzt.

Der leistungsmäßige Schnittpunkt $L_{Schnitt}$ sowie preismäßige Schnittpunkt $P_{Schnitt}$ stellen Parameter der Funktion dar.

Der Basisbörsenpreisindex $P_{px,basis,t}$ wird als gewichtete Summe der (nicht „gerampten“) Börsenindizes gebildet.

$$P_{px,basis,t} = P_{ID15,t} * w_{ID15,t} + P_{ID60,t} * w_{ID60,t} + P_{DA,pos,t} * w_{DA,t}$$



$$P_{knapp,t} := \begin{cases} P_{px,basis,t}, & \text{abs}(V_t) \leq L_{tot} \\ P_{px,basis,t} + \text{sgn}(V_t) * P_{Schnitt} * \left(\frac{\text{abs}(V_t) - L_{tot}}{L_{Schnitt} - L_{tot}} \right)^3, & L_{tot} < \text{abs}(V_t) \leq L_{kapp} \\ P_{px,basis,t} + \text{sgn}(V_t) * P_{Schnitt} * \left(\frac{L_{kapp} - L_{tot}}{L_{Schnitt} - L_{tot}} \right)^3, & L_{kapp} < \text{abs}(V_t) \end{cases}$$

A.7 Berechnung des Ausgleichsenergiepreises

Der Ausgleichsenergiepreis $P_{A,t}$ errechnet sich nun als

$$P_{A,t} := \begin{cases} \min(P_{REneg,t}; P_{px,t}; P_{knapp,t}), & V_t < 0, \\ \max(P_{REpos,t}; P_{px,t}; P_{knapp,t}), & V_t \geq 0, \end{cases}$$

Sind alle Regelzonenabweichungen für den vorangegangenen Monat und alle das Vormonat betreffenden Kosten und Erträge der Angebotsverfahren bekannt, wird der Ausgleichsenergiepreis veröffentlicht.

A.8 Parameter der Ausgleichsenergiepreisformel

$P_{ID15,mark}$	5 EUR/MWh
$P_{ID60,mark}$	10 EUR/MWh
$P_{DA,mark}$	15 EUR/MWh
$L_{Schwelle,ID15}$	200 MW
$L_{Schwelle,ID60}$	200 MW
L_{tot}	200 MW
L_{kapp}	1300 MW
$L_{Schnitt}$	1000 MW
$P_{Schnitt}$	1000 EUR/MWh
L_{rampe}	50 MW

A.9 Anwendung von Ersatzpreisen

Sollten die endgültigen Daten gemäß Punkt A.4 nicht bis zum Tag der Plausibilitätsprüfung entsprechend dem Clearingkalender vorliegen, ist der BKO berechtigt, den Börsenpreisindikator P_{px} gemäß A.5 anstelle des Ausgleichsenergiepreises in den entsprechenden Viertelstunden anzuwenden. Der BKO wird bei Vorliegen der endgültigen Daten die Ausgleichsenergiepreise im Zuge einer Nachverrechnung unmittelbar korrigieren.