

Endbericht

Studie Bilanzierungsmodell Gas



Im Auftrag von: Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a,
1010 Wien, Österreich

Erstellt durch: KEMA Consulting GmbH, Kurt-Schumacher-Str. 8
53113 Bonn, Deutschland

Bonn, Mai 2012

Copyright © 2012, KEMA Consulting GmbH. Alle Rechte vorbehalten. Änderungen jeglicher Art an diesem Dokument, unabhängig davon in welcher Form es vorliegt, sind ebenso verboten, wie eine Teilung des Dokumentes. Im Falle der Nichtübereinstimmung zwischen einer elektronischen Version (z. B. einer PDF-Datei) und einer von KEMA erstellten originalen Papierversion, hat letztere Fassung Vorrang. KEMA Consulting GmbH und/oder mit ihr verbundene Unternehmen lehnen jegliche Haftung für mögliche direkte, indirekte, Folge- oder Nebenschäden, die aus der Verwendung der Informationen oder Daten oder aus der Nichtverwendbarkeit der in diesem Dokument enthaltenen Informationen oder Daten resultieren, ab.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	7
1. Einleitung und Zielsetzung	13
2. Bewertung der heutigen Regelungen im Vergleich mit internationalen Erfahrungen	15
2.1 Erfahrungen mit dem bisherigen Ausgleichsenergiemodell	15
2.2 Ansätze und Erfahrungen in ausgewählten europäischen Ländern	23
2.3 Entwicklung der europäischen Vorgaben und Regelungen.....	29
2.4 Vorgaben des GWG 2011	39
2.5 Anforderungen an ein zukünftiges Ausgleichsenergiemodell.....	43
3. Auswirkungen verschiedener Bilanzierungsmodelle auf das Versorgerverhalten	44
3.1 Einleitung	44
3.2 Vergleich der Kosten für Ausgleichsenergie in verschiedenen Bilanzierungsmodellen.....	44
3.3 Kosten der untertägigen Strukturierung.....	55
3.4 Zusammenfassung.....	60
4. Technische Machbarkeit und Kosten der Tagesbilanzierung.....	62
4.1 Untersuchungen zur technischen Machbarkeit.....	62
4.2 Abschätzung des Bedarfs an physikalischer Ausgleichsenergie.....	75
4.3 Kosten der Tagesbilanzierung.....	79
5. Mögliche Wettbewerbseffekte der Tagesbilanzierung	93
5.1 Auswirkungen im Endkundenmarkt	93
5.2 Auswirkungen im Ausgleichsenergie-, Speicher- und Großhandelsmarkt	98
5.3 Zusammenfassung.....	100
6. Empfehlungen zur Ausgestaltung einer möglichen Tagesbilanzierung	102
6.1 Einheitliche Regelungen für das gesamte Marktgebiet	102
6.2 Effiziente Nutzung des vorhandenen Netzpuffers.....	103
6.3 Marktbasierte Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie.....	105
6.4 Verrechnung bilanzieller Ausgleichsenergie	106
7. Anhang	108
7.1 Ausgewählte Quellen	108
7.2 Verzeichnis der verwendeten Daten.....	109

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Abgrenzung zwischen Regelzone und Transitleitung auf der Fernleitungsebene im heutigen Marktmodell	16
Abbildung 2: Monatlicher Abruf von physikalischer Ausgleichsenergie (GWh)	19
Abbildung 3: Abruf physikalischer Ausgleichsenergie nach Tagesstunden in 2010	21
Abbildung 4: Verlauf der kumulierten bilanziellen Ausgleichsenergie von kommerziellen und Netz-Bilanzgruppen im Tagesverlauf (2010)	22
Abbildung 5: Ausgestaltungsmöglichkeiten einer Bilanzzone	33
Abbildung 6: Ansatz zum Vergleich der Kosten verschiedener Bilanzierungsmodelle	46
Abbildung 7: Spezifische Kosten verschiedener Bilanzierungsmodell für BGV	50
Abbildung 8: Wirkung verschiedener Ausgleichsenergiepreise auf die Kosten bilanzieller Ausgleichsenergie von Industriekunden	51
Abbildung 9: Wirkung von verschiedenen Bilanzierungsmodellen und Ausgleichsenergiepreisen auf die bilanziellen Ausgleichsenergiekosten der BGV	52
Abbildung 10: Bilanzielle Ausgleichsenergiekosten für Industriekunden in Abhängigkeit von Toleranzen und Pönalen	53
Abbildung 11: Bilanzielle Ausgleichsenergiekosten für Kraftwerke in Abhängigkeit von Toleranzen und Pönalen	54
Abbildung 12: Beispielhafte Darstellung der untertägigen Strukturierung über ungebündelte Speicherprodukte	57
Abbildung 13: Umfang und Struktur des Netzmodells	63
Abbildung 14: Beispiel für Druckschwankungen im Szenario 2	66
Abbildung 15: Historische Auslastung TAG und WAG	69
Abbildung 16: Fortlaufende Netzpuffer-Bilanz AGGM (Jan 2009 – Nov 2011)	70
Abbildung 17: Maximaler täglicher Bedarf an positiver und negativer physikalischer Ausgleichsenergie für sämtliche Endverbraucher in der Regelzone Ost (2010)	71
Abbildung 18: Maximaler täglicher Bedarf an positiver und negativer physikalischer Ausgleichsenergie für sämtliche Endverbraucher in der Regelzone Ost (2010), nach Korrektur für verbleibende tägliche Abweichung	72
Abbildung 19: Maximaler täglicher Bedarf an positiver und negativer physikalischer Ausgleichsenergie für Kleinabnehmer in der Regelzone Ost (2010)	73
Abbildung 20: Maximaler täglicher Bedarf an positiver und negativer physikalischer Ausgleichsenergie für SLP-Kunden in der Regelzone Ost (2010)	74
Abbildung 21: Schematische Darstellung der Berechnung von zusätzlicher physikalischer Ausgleichsenergie bei vorrangiger Nutzung des Netzpuffers	77
Abbildung 22: Preisentwicklung für physikalische Ausgleichsenergie in Österreich	81
Abbildung 23: Räumliche Abdeckung des Marktgebiets Net Connect Germany	82
Abbildung 24: Regelenergiezonen im Marktgebiet NCG	82
Abbildung 25: Beschaffungsplattform für Regelenergie bei NCG	83

Abbildung 26: Schematische Darstellung des temporären Netzausgleichs über die Beschaffung von Rest-of-Day (RoD)-Produkten	84
Abbildung 27: Spread zwischen dem Preis für tatsächlich abgerufene positive und negative Regelenergie und dem "Tagesreferenzpreis Erdgas NCG" der EEX im Jahr 2011	87
Abbildung 28: Kosten der Tagesbilanzierung in Abhängigkeit vom verfügbarem Netzpuffer und den Preisen für physikalische Ausgleichsenergie	89

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Jährlicher Abruf von physikalischer Ausgleichsenergie 2009-2011	20
Tabelle 2: Übersicht über Bilanzierungsperiode in ausgewählten Ländern	24
Tabelle 3: Preisbildung für bilanzielle Ausgleichsenergie in ausgewählten Ländern	25
Tabelle 4: Übersicht über gewährte Toleranzen in ausgewählten Vergleichsländern	26
Tabelle 5: Vergleich der Pönalenstruktur in ausgewählten Ländern	27
Tabelle 6: Vergleich der Optionen der TSOs zur Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie in ausgewählten Ländern	28
Tabelle 7: Spezifische Kosten (€/MWh) für untertägige Strukturierung eines Einzelkunden auf Basis einer Monte-Carlo-Simulation	58
Tabelle 8: Zusammensetzung verschiedener Portfolien	59
Tabelle 9: Art und Größe typischer Lieferantenprofile	59
Tabelle 10: Spezifische Strukturierungskosten je nach Portfolio (€/MWh)	60
Tabelle 11: Kundenspezifische Strukturierungskosten (€/MWh) in einem entsprechenden dem österreichischen Gesamtmarkt zusammen gesetzten Portfolio	60
Tabelle 12: Bedarf an physikalischer Ausgleichsenergie (GWh/a) in Abhängigkeit vom Umfang des verfügbaren Netzpuffers	78
Tabelle 13: Vorhaltung von Regelenergie im Marktgebiet NCG im Jahr 2011	85
Tabelle 14: Einsatz externer Regelenergie im Marktgebiet NCG im Jahr 2011	86
Tabelle 15: Spread zwischen dem Arbeitspreis für positive und negative Regelenergie für langfristig beschaffte Rest-of-Day-Produkte im Marktgebiet NCG im Jahr 2011	88

Abkürzungen

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AGCS	Austrian Gas Clearing and Settlement
AGGM	Austrian Gas Grid Management
BG	Bilanzgruppe
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
BKO	Bilanzgruppenkoordinator
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
H-Gas	Hochkaloriges Gas
L-Gas	Niederkaloriges Gas
MG	Marktgebiet
MGM	Marktgebietsmanager
NCG	Net Connect Germany
RZF	Regelzonenführer
SLP	Standardlastprofil
VGM	Verteilergebietsmanager
VHP	Virtueller Handelspunkt

Executive Summary

Die Binnenmarktrichtlinie Gas stellt neue Anforderungen an die Mitgliedsstaaten mit dem Ziel, einen liquiden Großhandelsmarkt, fairen Wettbewerb um Endkunden und einen effizienten Marktzugang für alle Marktteilnehmer zu erreichen. Eine wesentliche Voraussetzung hierfür liegt im unbeschränkten und effizienten Zugang der Marktteilnehmer zu Flexibilitätsinstrumenten zum Ausgleich von Ungleichgewichten zwischen der Abnahme und der Einspeisung von Erdgas bei der Belieferung von Gaskunden. Die allgemeinen Vorgaben der Binnenmarktrichtlinie Gas werden daher detailliert durch eine von ACER¹ verabschiedete Leitlinie sowie den Netzkodex zur Gasbilanzierung, welcher derzeit von den europäischen Ferngasnetzbetreibern im Rahmen von ENTSOG² entwickelt wird.

Die Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie in nationales Recht erfolgte Ende 2011 durch die Novellierung des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG). Obwohl das GWG den Rahmen der Binnenmarktrichtlinie durch weitere Vorgaben ergänzt, bleibt die detaillierte Ausgestaltung des zukünftigen Ausgleichsenergiesystems der Regulierungsbehörde überlassen, der das Gesetz eine entsprechende Verordnungs- und Festlegungsermächtigung zuweist. Ein Kernpunkt betrifft dabei die Dauer der Ausgleichsperiode, da bilanzielle Ausgleichsenergie im österreichischen Gasmarkt derzeit auf stündlicher Basis abgerechnet wird, während die Leitlinien zur Gasbilanzierung einen Übergang zur Tagesbilanzierung vorsehen.

KEMA ist daher im Oktober 2011 von E-Control beauftragt worden, im Rahmen der vorliegenden Studie die grundsätzliche technische Machbarkeit sowie die wirtschaftlichen Auswirkungen eines möglichen Übergangs zur Tagesbilanzierung im österreichischen Gasmarkt zu untersuchen. Neben der Länge der Bilanzierungsperiode waren hierbei auch die Gewährleistung ausreichender kurzfristiger untertägiger Flexibilität sowie die möglichen Auswirkungen und Anreize für verschiedene Marktteilnehmer zu untersuchen bzw. zu berücksichtigen.

In den folgenden Abschnitten fassen wir kurz die wesentlichen Ergebnisse unserer Untersuchungen sowie die resultierenden Empfehlungen zusammen.

Status quo und Anforderungen an ein zukünftiges Ausgleichsenergiemodell

Das derzeitige Modell der Ausgleichsenergiebewirtschaftung in der Regelzone Ost wurde prinzipiell bereits mit der vollständigen Liberalisierung des österreichischen Gasmarkts eingeführt und besteht somit schon seit annähernd zehn Jahren. Die bisherigen Erfahrungen sind grundsätzlich positiv. So sind uns keine Fälle bekannt, in denen es AGGM nicht möglich gewesen wäre, auftretende Ungleichgewichte im Netz sicher zu beherrschen. Zudem sind

¹ Agency for the Cooperation of Energy Regulators

² European Network of Transmission System Operators for Gas

die für die BGV entstehenden Kosten für bilanzielle Ausgleichsenergie auch im europäischen Vergleich als niedrig einzuschätzen.

Eine genauere Analyse zeigt allerdings, dass der Vorteil vermeintlich niedriger Kosten durch die spezifische Preisbildung für bilanzielle Ausgleichsenergie und einen strukturellen Fehler der Standardlastprofile verursacht werden. Dies erlaubt es zumindest einigen kommerziellen Bilanzgruppen, von einer strukturellen Unterspeisung des Netzes zu profitieren. Das heutige Modell der Verrechnung von bilanzieller Ausgleichsenergie ist daher offensichtlich nicht verursachergerecht und führt potenziell zu einer Benachteiligung von SLP-Kunden.

Im internationalen Vergleich fällt auf, dass Österreich als einziges der betrachteten Länder³ die Stundenbilanzierung anwendet. Mit Ausnahme der Niederlande erfolgt die Bilanzierung und Verrechnung von Ausgleichsenergie in den übrigen Ländern dagegen im Rahmen der Tagesbilanzierung, wobei in Deutschland sowie für bestimmte Kunden in Frankreich untertägige Restriktionen gelten. Die marktbasiertere und rein kurzfristige Beschaffung der physikalischen Ausgleichsenergie stellt dagegen kein Alleinstellungsmerkmal dar. Vielmehr zeigt der Vergleich, dass etliche Länder dazu übergegangen sind, physikalische Ausgleichsenergie primär oder sogar ausschließlich über den allgemeinen Großhandelsmarkt zu beschaffen.

In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass die vor kurzem von ACER verabschiedeten Leitlinien zur Gasbilanzierung explizit einen Übergang zur Tagesbilanzierung sowie die Beschaffung von physikalischer Ausgleichsenergie am Virtuellen Punkt (VHP) fordern. Das derzeit in der Regelzone Ost angewandte Modell ist damit zumindest für die zukünftige Ausgestaltung des Bilanzierungsmodells in der Ferngasebene nicht geeignet.

Aufgrund der im GWG vorgesehenen Trennung zwischen dem Markt- und dem Verteilergesamtgebiet sowie den Funktionen des Marktgebietsmanagers (MGM) einerseits und des Verteilergesamtgebietsmanagers (VGM) andererseits sind prinzipiell unterschiedliche Regelungen für die Ferngasebene und das Verteilergesamtgebiet denkbar. Allerdings fordert das GWG auch für das Verteilergesamtgebiet explizit eine vorrangige Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie am Virtuellen Handlungspunkt (VHP). Die Nutzung des heutigen Ausgleichsenergiemarkts bleibt dagegen zumindest für das Verteilergesamtgebiet grundsätzlich möglich, ist jedoch auf den Bedarf an Ausgleichsenergie beschränkt, der nicht am VHP beschafft werden kann.

Schließlich fordert das GWG explizit eine Harmonisierung der Ausgleichsregeln im Fernleitungs- und Verteilernetz und sieht zudem die Möglichkeit einer Zusammenlegung der Funktionen des VGM und MGM vor. Zumindes perspektivisch erscheint ein einheitlicher Ansatz für das gesamte Marktgebiet damit eindeutig als die vom GWG angestrebte Lösung.

³ Deutschland, Frankreich, Italien, Niederlande, Slowakei, Slowenien, Tschechien und Ungarn

Kosten verschiedener Bilanzierungsmodelle und der eigenständigen Strukturierung für unterschiedliche Kundengruppen

Die Wahl und Ausgestaltung des Bilanzierungsmodells beeinflusst die Kosten, welche unterschiedlichen Kundengruppen aus der Verrechnung der bilanziellen Ausgleichsenergie entstehen können. Auf Grundlage typischer Verbrauchsprofile hat KEMA im Rahmen dieser Studie daher untersucht, welche Auswirkungen verschiedene Bilanzierungsmodelle auf die Ausgleichsenergiekosten ausgewählter Kundengruppen haben können. Zum Vergleich wurden zudem die Kosten der eigenständigen Strukturierung des untertägigen Lieferprofils im derzeitigen System der Stundenbilanzierung abgeschätzt.

Die Berechnungen zeigen, dass sowohl das derzeitige System der Stundenbilanzierung als auch eine reine Tagesbilanzierung zu vergleichsweise niedrigen Kosten für Ausgleichsenergie führen. Untertägige Restriktionen im Rahmen der Tagesbilanzierung können dagegen zu deutlich steigenden Kosten führen, sofern keine ausreichenden Toleranzen gewährt werden. Umgekehrt ist festzustellen, dass die positive Bewertung der Stundenbilanzierung stark durch die spezifische Struktur der historischen Ausgleichsenergiepreise beeinflusst wird. Eine mögliche Anpassung der Preisbildung könnte somit auch im Rahmen der heutigen Stundenbilanzierung in steigenden Kosten resultieren.

Unter Berücksichtigung der Strukturierungskosten zeigt sich, dass die Belieferung von Kleinabnehmern mit einem ausgeprägten Tagesprofil, wie z.B. SLP-Kunden, in einer reinen Tagesbilanzierung deutlich günstiger sein dürfte als im aktuellen System der Stundenbilanzierung, so dass diese klar als vorteilhaft einzuschätzen ist. Für industrielle Großabnehmer mit einer eher konstanten Abnahme, wie z.B. Stahl- und chemische Industrie, liegen die Kosten der eigenständigen Strukturierung dagegen in einer ähnlichen Größenordnung wie die Kosten für Ausgleichsenergie. Die mögliche Anwendung untertägiger Restriktionen könnte dagegen in erheblichen Zusatzkosten resultieren, so dass die Tagesbilanzierung für diese Kundengruppe mit erheblichen Risiken behaftet ist.

Auch für Großabnehmer mit einem erheblichen Strukturierungsbedarf, wie z.B. Kraftwerke, hängen die wirtschaftlichen Auswirkungen in erster Linie von der detaillierten Ausgestaltung des Bilanzierungsmodells ab. Zwar würde diese Kundengruppe bei einer reinen Tagesbilanzierung voraussichtlich ebenfalls profitieren, während untertägige Restriktionen zu deutlich höheren Kosten als in der Stundenbilanzierung führen könnten.

Technische Machbarkeit und Kosten der Tagesbilanzierung

Um zuverlässige Aussagen über die technische Machbarkeit der Tagesbilanzierung zu erhalten hat KEMA im Rahmen dieses Projektes ein detailliertes technisches Modell des öster-

reichischen Gasnetzes aufgebaut und hiermit den Einfluss möglicher Veränderungen im Nutzerverhalten auf das Transportnetz untersucht. Die entsprechenden Simulationen zeigen, dass das Gasnetz im Marktgebiet Ost in vielen Fällen über ein hohes Maß an Flexibilität verfügt, welches zur Umsetzung der Tagesbilanzierung genutzt werden könnte. So konnten selbst vergleichsweise extreme Szenarien sicher beherrscht werden, ohne auf die Flexibilität der Untergrundspeicher oder anderer externer Quellen zurückzugreifen.

Obwohl diese Ergebnisse prinzipiell für die Machbarkeit der Tagesbilanzierung sprechen, zeigen die Netzsimulationen dennoch mögliche Grenzen auf. So können extreme Abweichungen des grenzüberschreitenden Austauschs durch das Gasnetz allein nicht beherrscht werden. Zudem wird das Gasnetz in einigen Fällen direkt an den zulässigen Druckgrenzen betrieben, so dass keine ausreichenden Reserven für ungeplante Abweichungen wie z.B. größere Ausfälle oder die stark schwankende Abnahme der Kraftwerke verblieben.

Eine Plausibilitätsanalyse auf Grundlage historischer Daten bestätigt diese Beobachtungen prinzipiell. So zeigt eine Auswertung, dass in vielen Fällen umfangreicher Netzpuffer in der Netzebene 1 sowie insbesondere in den Transitleitungen zur Verfügung steht. Allerdings kann die Flexibilität in den Transitleitungen nicht als gesichert angenommen werden. Eine Abschätzung des Bedarfs an untertägiger Flexibilität zeigt, dass die zu erwartenden untertägigen Schwankungen bei Einbeziehung sämtlicher Verbraucher in die Tagesbilanzierung in manchen Fällen die verfügbare Flexibilität im Netz (deutlich) übersteigen können.

Zur Abschätzung der Kosten der Tagesbilanzierung wurde daher zwischen verschiedenen Varianten unterschieden, wobei vor allem zwischen einer Begrenzung der Tagesbilanzierung auf die SLP-Kunden bzw. die Gruppe sämtlicher Kleinabnehmer differenziert wurde. Zusätzlich wurde zwischen der Beschaffung von Rest-of-day-Produkten am VHP sowie Within-day Produkten im Ausgleichsenergiemarkt unterschieden. Zur Abschätzung der Preise dieser beiden Produkte wurde dabei auf historische Preise im Within-day-Handel der EEX, dem Ausgleichsenergiemarkt der Regelzone Ost sowie dem Regelenergiemarkt im deutschen Marktgebiet NCG zurückgegriffen.

Die entsprechenden Abschätzungen zeigen, dass die jährlichen Kosten der Tagesbilanzierung bei einem verfügbaren Netzpuffer von 10 GWh selbst unter ungünstigen Umständen einen Wert von 10 Mio €/a nicht übersteigen. Im Falle eines auf 5 GWh begrenzten Netzpuffers können die jährlichen Kosten dagegen auf bis zu 10 Mio €/a bei einer Tagesbilanzierung nur für SLP-Kunden bzw. maximal 16 Mio €/a bei einer Tagesbilanzierung für alle Kleinabnehmer steigen. Werden zusätzlich die Kosten für die Kontrahierung zusätzlicher Market-Maker-Produkte berücksichtigt, um speziell im Winterhalbjahr ein ausreichendes Angebot an physikalischer Ausgleichsenergie zu gewährleisten, erhöhen sich diese Wert nur unwesentlich auf maximal ca. 20 Mio €/a.

Bezogen auf den Jahresverbrauch entsprechen diese Werte spezifischen Kosten von ca. 0,2 – 0,4 €/MWh bei einer auf die SLP-Kunden beschränkten Tagesbilanzierung bzw. 0,1 – 0,5 €/MWh bei einer Ausweitung auf sämtliche Kleinabnehmer. Beide Werte liegen wesentlich niedriger als die Kosten der eigenständigen Strukturierung für die entsprechenden Kundengruppen und unterhalb der analogen Kosten für das Profil der Gesamtabnahme in der heutigen Regelzone Ost. Diese Ergebnisse zeigen, dass die Einführung der Tagesbilanzierung für die SLP-Kunden sowie ggf. auch für alle Kleinabnehmer wirtschaftlich vorteilhaft zu sein scheint. Umgekehrt wäre die eigenständige Strukturierung für große Industrieabnehmer mit einer eher bandförmigen Abnahme dagegen voraussichtlich günstiger als die gemittelten Kosten der Tagesbilanzierung.

Mögliche Wettbewerbseffekte der Tagesbilanzierung

Eine ergänzende Analyse der potenziellen Wettbewerbseffekte in verschiedenen Marktsegmenten zeigt, dass in den meisten Fällen von positiven Wettbewerbseffekten auszugehen ist. Neben dem Endkundenmarkt gilt dies auch für den Großhandelsmarkt, den Ausgleichsenergiemarkt und den Markt für Speicherdienstleistungen. Von zentraler Bedeutung sind die zunehmende Liquidität und Wettbewerbsintensität im Großhandelsmarkt, da diese indirekt auch die Entwicklung im Endkunden- und Ausgleichsenergiemarkt positiv beeinflussen.

Diese Einschätzung wird durch die positiven Erfahrungen bei der Einführung des sog. "On-the-Day Commodity" Marktes (OCM) in Großbritannien oder beim Übergang zur Tagesbilanzierung in Deutschland gestützt. In beiden Fällen führte die Einführung der Tagesbilanzierung in Verbindung mit der Beschaffung von physikalischer Ausgleichsenergie im allgemeinen Großhandelsmarkt zu einer deutlichen Belebung des Großhandelsmarktes sowie einer spürbaren Steigerung der Wettbewerbsintensität im Endkundenmarkt.

Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass der Übergang zur Tagesbilanzierung speziell für industrielle Großabnehmer und Kraftwerke in zusätzlichen Risiken resultiert. Neben dem Risiko höherer Kosten im Falle untertägiger Restriktionen gilt dies insbesondere für eine mögliche Sozialisierung der Kosten für die untertägige Strukturierung der Kunden mit reiner Tagesbilanzierung. Weiters ist zu beachten, dass Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie zur untertägigen Strukturierung zu marktgerechten Preisen einen ausreichend liquiden Markt für entsprechende Ausgleichsenergieprodukte voraussetzt.

Empfehlungen zur Ausgestaltung einer möglichen Tagesbilanzierung

Auf Grundlage der Analysen und Ergebnisse im Rahmen dieser Studie schlägt KEMA folgende Empfehlungen für die mögliche Ausgestaltung einer Tagesbilanzierung vor:

- **Einheitliche Regelungen für das gesamte Marktgebiet**

Wir empfehlen, einheitliche Regelungen für das gesamte Marktgebiet anzustreben und nach Möglichkeit eine einheitliche Bilanzzone einzurichten. Dies erscheint auch deshalb notwendig, weil zwei separate Ausgleichssysteme mit möglicherweise unterschiedlichen Regeln unerwünschtes Arbitragepotential erzeugen können.

- **Effiziente Nutzung des vorhandenen Netzpuffers**

Eine effiziente Nutzung des vorhandenen Netzpuffers ist eine der wesentlichen Voraussetzungen für die Tagesbilanzierung zu angemessenen Kosten. Neben der koordinierten Nutzung des Netzpuffers und physikalischer Ausgleichsenergie ist insbesondere auch ein koordinierter Einsatz des Netzpuffers in den Fernleitungs- und Verteilernetzen maßgeblich. Dies sollte durch eine fortlaufende Überwachung des verfügbaren Netzpuffers durch eine zentrale Instanz unterstützt werden, wobei der MGM, VGM und die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet werden sollten, alle notwendigen Daten zur Verfügung zu stellen. Flankiert werden sollte dies durch geeignete vertragliche Vereinbarungen, z.B. im Rahmen von Netzkopplungsverträgen.

- **Marktbasierte Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie**

KEMA empfiehlt, zur Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie vorzugsweise auf die im Großhandelsmarkt üblichen Handelsprodukte zurückzugreifen, also insbesondere Tagesbänder oder Rest-of-day-Produkte. Falls notwendig, sollte im Rahmen der Einschränkungen des GWG ergänzend auf untertägige Produkte auf der vom BKO organisierten täglichen Ausgleichsenergieplattform sowie unter Umständen die Kontrahierung von Market-Maker-Produkten zurückgegriffen werden.

- **Verrechnung bilanzieller Ausgleichsenergie**

Um übermäßige Risiken für Kunden außerhalb der reinen Tagesbilanzierung zu vermeiden sollten untertägige Restriktionen durch ausreichende (kumulierte) Toleranzen ergänzt werden. Alternativ wäre für diese Kunden im Verteilergesamgebiet auch eine Fortführung des aktuellen Modells der Stundenbilanzierung denkbar.

Die Kosten der untertägigen Strukturierung im Rahmen der Tagesbilanzierung sollten ausschließlich von den in die Tagesbilanzierung einbezogenen Kunden getragen werden, z.B. in Form einer separaten Umlage. Als zweitbeste Lösung wäre eine Kompensation über die allgemeinen Systemnutzungsentgelte denkbar.

1. Einleitung und Zielsetzung

Die Richtlinie 2009/73/EG⁴ (Binnenmarktrichtlinie Gas) als Teil des dritten Energiebinnenmarktpakets stellt neue Anforderungen an die Mitgliedsstaaten mit dem Ziel, einen liquiden Großhandelsmarkt, fairen Wettbewerb um Endkunden und einen effizienten Marktzugang für alle Marktteilnehmer zu erreichen. Eine wesentliche Voraussetzung hierfür liegt im unbeschränkten und effizienten Zugang der Marktteilnehmer zu Flexibilitätsinstrumenten zum Ausgleich von Ungleichgewichten zwischen der Abnahme und der Einspeisung von Erdgas bei der Belieferung von Gaskunden. Gemäß der Binnenmarktrichtlinie Gas soll das Ausgleichsenergiesystem so ausgestaltet sein, dass die Ausgleichsenergietarife kostenorientiert sind und für die Gaslieferanten Anreize bieten, die Einspeisung und Abnahme von Gas so weit wie möglich selbst auszugleichen.

Zur Umsetzung der Richtlinie 2009/73/EG trat Ende des Jahres 2011 das novellierte österreichische Gaswirtschaftsgesetz 2011⁵ (GWG 2011) in Kraft. Das GWG 2011 legt u.a. die Grundlagen für die Ermittlung der Ausgleichszahlungen fest. Die detaillierte Ausgestaltung des zukünftigen Ausgleichsenergiesystems bleibt dagegen der Regulierungsbehörde überlassen, welcher das Gesetz eine entsprechende Verordnungs- und Festlegungsermächtigung zuweist.

Auf Grundlage der europäischen Vorgaben sowie zur Umsetzung des GWG 2011 ergibt sich somit die Notwendigkeit, das österreichische Gasmarktmodell anzupassen und notwendige Änderungen in den Bereichen Bilanzierung und Ausgleichsenergieabwicklung durchzuführen. In diesem Zusammenhang ist insbesondere zu berücksichtigen, dass Ausgleichsenergie im österreichischen Gasmarkt derzeit auf Basis einer reinen Stundenbilanzierung abgerechnet wird, während die vor kurzem verabschiedeten Leitlinien zur Gasbilanzierung⁶ einen Übergang zur Tagesbilanzierung vorsehen.

KEMA ist daher von E-Control beauftragt worden, im Rahmen der vorliegenden Studie die grundsätzliche technische Machbarkeit sowie die wirtschaftlichen Auswirkungen eines möglichen Übergangs zur Tagesbilanzierung im österreichischen Gasmarkt zu untersuchen. Im Mittelpunkt der Untersuchungen steht dabei die Frage der Länge der Bilanzierungsperiode

⁴ Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG. OJ, L211. 14.08.2009. S. 94 - 136

⁵ Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011). Bundesgesetz, mit dem das Gaswirtschaftsgesetz 2011 erlassen sowie das Energie-Control-Gesetz und das Preistransparenzgesetz geändert werden, idF BGBl I Nr.107/2011

⁶ Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems. FGB-2011-G-002. 18 October 2011

(Stunden- oder Tagesbilanzierung, mögliche Mischformen), unter Berücksichtigung der notwendigen Vorhaltung ausreichender kurzfristiger untertägiger Flexibilität einerseits sowie den möglichen Auswirkungen und Anreizen für verschiedene Marktteilnehmer andererseits.

Zur Beantwortung dieser Fragen baut die Studie auf den folgenden Bestandteilen auf:

- Analyse und Bewertung des derzeitigen Modells (Kapitel 2),
- Untersuchung der Auswirkungen verschiedener Bilanzierungsmodelle auf das Versorgungerverhalten (Kapitel 3)
- Analyse der technischen Machbarkeit und der Kosten für die Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie im Falle der Tagesbilanzierung (Kapitel 4),
- Diskussion möglicher Wettbewerbseffekte (Kapitel 5),
- Empfehlungen für die mögliche Ausgestaltung der Tagesbilanzierung (Kapitel 6).

2. Bewertung der heutigen Regelungen im Vergleich mit internationalen Erfahrungen

2.1 Erfahrungen mit dem bisherigen Ausgleichsenergiemodell

2.1.1 Einleitung

Der österreichische Gasmarkt ist in drei Marktgebiete unterteilt. Das Marktgebiet Ost besteht aus der alten Regelzone Ost (Netzverbund für die Inlandsversorgung) und den grenzüberschreitenden Fernleitungen und repräsentiert etwa 90% des gesamten Gasverbrauchs in Österreich. Die anderen beiden Marktgebiete, Tirol und Vorarlberg, sind weder mit dem Marktgebiet Ost noch untereinander verbunden und werden ausschließlich aus Deutschland beliefert. Sie werden nicht weiter betrachtet, da sie auftragsgemäß nicht zum Untersuchungsgegenstand gehören.

Der Gasverbrauch in der Regelzone Ost wird zum überwiegenden Teil durch Lieferungen über große Transitleitungen gedeckt. Zum größten Teil dienen diese Leitungen dem Transit durch Österreich. Ein Teil dieser Leitungen bzw. der Kapazität der Transitleitungen ist jedoch für die Inlandsversorgung reserviert, wobei regulatorisch bislang zwischen dem Transport zu Transitzwecken und zur Deckung der Inlandsnachfrage unterschieden wurde. Der heutigen Regelzone Ost ist nur der Teil des Transportnetzes zugeordnet, der zur heimischen Versorgung mit Gas dient. Daneben umfasst die Regelzone Ost weitere Transportleitungen, welche nur der Inlandsversorgung dienen und keine Transifunktion haben.

Insgesamt werden somit aktuell drei Arten von Fernleitungen unterschieden:

- Reine Transitleitungen,
- Transitleitungen mit Regelzonenkapazität, d.h. ein Teil der Leitungskapazität ist für den Inlandsverbrauch reserviert und der Regelzone Ost zugeordnet,
- Nachgelagerte Transportleitungen und Verteilnetze innerhalb der Regelzone.

Diese Unterscheidung wird durch Abbildung 1 verdeutlicht. Es sei darauf hingewiesen, "dass es eine Besonderheit des österreichischen Transportsystems ist, dass das Transitsystem

und der Inlandstransport getrennt sind, d.h. von unterschiedlichen Betreibern gesteuert werden und unterschiedlichen Regelungen, z.B. betreffend Gastag, Nominierungen, Ausgleichssystem, unterliegen.“⁷

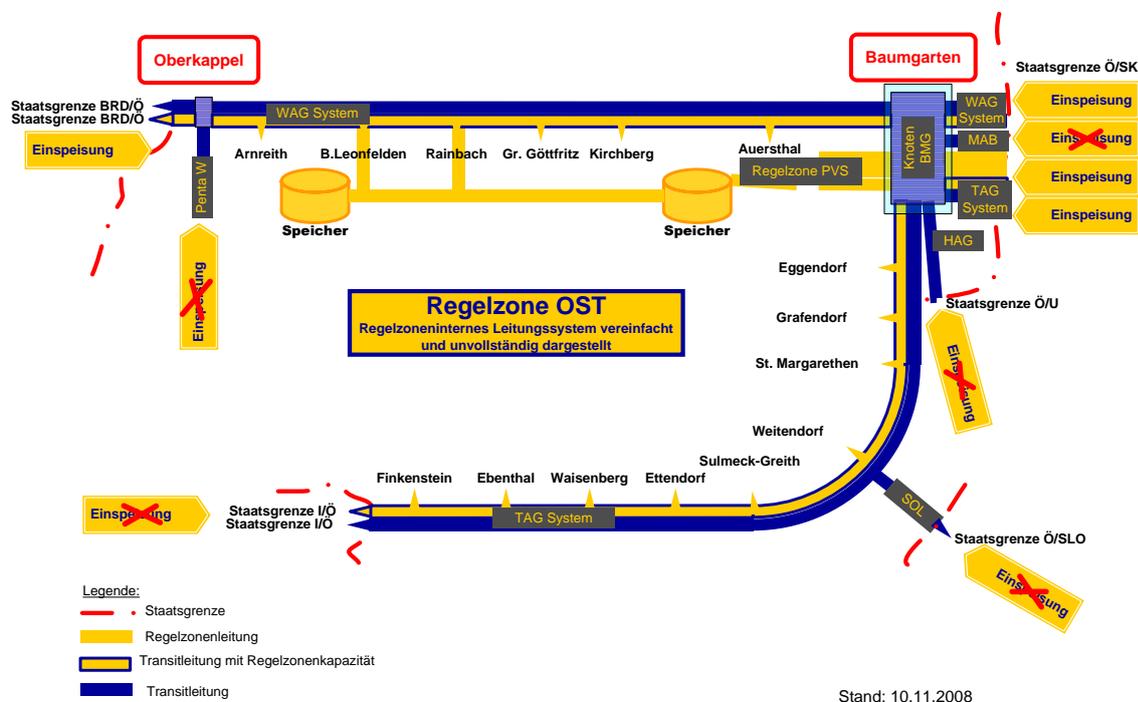


Abbildung 1: Abgrenzung zwischen Regelzone und Transitleitung auf der Fernleitungsebene im heutigen Marktmodell

Anmerkung: Abbildung teilweise veraltet (z.B. Einspeisung Arnoldstein)

Quelle: AGGM. Erläuterung der Abgrenzung der Regelzone zu den Transitsystemen. www.aggm.at

2.1.2 Exkurs: Bilanzierung im Transitsystem

Auf der Transitebene gibt es im Wesentlichen drei Unternehmen, nämlich die BOG GmbH als Fernleitungsnetzbetreiber der WAG, die TAG GmbH mit der gleichnamigen Leitung, und die Gas Connect Austria GmbH (kurz GCA, vormals OMV Gas GmbH). Für Transite kommt derzeit ein Punkt-zu-Punkt-System zum Einsatz⁸. Der Lieferant nominiert in diesem Falle jeweils den geplanten Transport zwischen zwei festgelegten Ein- und Ausspeisepunkten bzw. Grenzübergangspunkten. Aufgrund der Punkt-zu-Punkt-Nominierung treten hierbei

⁷ E-Control. Marktbericht 2010. S.89

⁸ Gemäß den Vorgaben der Richtlinie 2009/73/EG sowie des GWG 2011 werden die Transitleitungen zukünftig in das Marktgebiet Ost integriert und im Rahmen eines sog. Entry/Exit-Modells organisiert. Wir verweisen hierzu auf ein separates Gutachten, vgl. KEMA, Grundsätze der Entry-Exit-Tarifierung. Endbericht. Mai 2012

prinzipiell keine Ungleichgewichte auf, so dass auch keine separate Abrechnung bilanzieller Ausgleichsenergie vorgesehen ist.⁹

2.1.3 Bilanzierung in der heutigen Regelzone Ost

Das Fernleitungsnetz in der Regelzone Ost hat eine Länge von ca. 1.400 km. Hinzu kommen rund 600 km an Transitleitungen, die teilweise auch für die Inlandsversorgung genutzt werden. Im Transportnetz gibt es derzeit verschiedene Netzbetreiber, wobei AGGM die Verwaltung bestehender Transportkapazitäten, das Netzzugangs- und Kapazitätsmanagement, die Gasflusssteuerung, die Erstellung der langfristigen Planung, das Krisenmanagement in Engpasssituationen sowie der Ausgleich des Gesamtsystems in der Regelzone Ost obliegt.¹⁰

Der permanente Ausgleich von Verbrauchsschwankungen in der Regelzone Ost erfolgt durch den Einsatz von verschiedenen Instrumenten. Neben der vorrangigen Nutzung des Netzpuffers beschafft AGGM physikalische Ausgleichsenergie auf einem separaten Markt, der durch AGCS als BKO organisiert wird. Derzeit bieten mehrere Unternehmen, die über freie Speicherleistung und Arbeitsgasvolumen verfügen, auf täglicher Basis physikalische Ausgleichsenergie auf dieser Marktplattform an. Gebote beziehen sich auf eine Energielieferung oder -rücknahme für einen Mindestzeitraum von 1 Stunde und werden zum Preis des Gebotsstellers vergütet, sofern das Angebot durch AGGM auf Basis der preislich gereihten Angebote (Merit Order List) aktiviert wird.

Die Bilanzierung für den Inlandsverbrauch baut auf dem Bilanzgruppenmodell auf. Mit der Gasmarktliberalisierung wurde im Oktober 2002 ein System für stündliche Bilanzierung von Fehlmengen zwischen Ein- und Ausspeisung eingeführt, welches auf einem 1-Preis-System ohne Toleranzen beruht. Dies bedeutet, dass Unter- und Überspeisungen in einer Stunde vollständig und zu demselben Preis (Clearing-Preis) der jeweiligen Stunde abgerechnet werden. Abrechnungspflichtig gegenüber AGCS sind sowohl kommerzielle wie auch Netzbetreiberbilanzgruppen.

Der Preis für bilanzielle Ausgleichsenergie entspricht den mengengewichteten durchschnittlichen Kosten für physikalische Ausgleichsenergie, die in der jeweiligen Stunde durch AGGM abgerufen wurde. Falls in einer Stunde keine physikalische Ausgleichsenergie durch den

⁹ Abweichungen können entstehen durch Unterschiede in der Gasqualität, durch Messungenauigkeiten oder aufgrund verschiedener Verfahren zur Allokation von ein-/ausgespeisten Mengen auf die einzelnen Lieferanten an Grenzübergangspunkten, die von mehreren Lieferanten genutzt werden. Gemäß der allgemeinen Vertragsbedingungen der Betreibergesellschaften werden die resultierenden Schwankungen den Lieferanten nicht unmittelbar in Rechnung gestellt, sondern zunächst auf einem separaten Konto registriert und mit früheren bzw. zukünftigen Abweichungen saldiert.

¹⁰ Quelle:AGGM

Regelzonenführer abgerufen wurde, berechnet sich der Preis dagegen aus dem durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreis der vergangenen sieben Stunden, in denen ein Abruf von physikalischer Ausgleichsenergie stattfand.¹¹ Ob hierfür Stunden mit Einsatz positiver oder negativer physikalischer Ausgleichsenergie berücksichtigt werden, wird durch das Ungleichgewicht der Netzbetreiberbilanzgruppen in der jeweiligen Stunde bestimmt. Die Grundlage bildet dabei das Summendelta aller Netzbetreiber. Im Ergebnis sind die Preise für bilanzielle Ausgleichsenergie somit alleine an das Ungleichgewicht der Netzbetreiberbilanzgruppen gekoppelt, während die Abweichungen der kommerziellen Bilanzgruppen bei der Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise nicht berücksichtigt werden.

2.1.4 Analyse des heutigen Systems

Der Ausgleichsenergiemarkt wurde in seiner heutigen Form prinzipiell bereits zum Zeitpunkt der vollständigen Liberalisierung des österreichischen Gasmarkts eingeführt und besteht somit schon seit etwa zehn Jahren. Nach unserem Kenntnisstand sind in diesem Zeitraum keine grundlegenden Probleme aufgetreten, d.h. insbesondere war es AGGM jederzeit möglich, die auftretenden Ungleichgewichte im Netz zu beherrschen. Gleichzeitig zeichnet sich das heutige System durch vergleichsweise niedrige Preise für bilanzielle Ausgleichsenergie aus (vgl. die entsprechenden Analysen in Kapitel 3.2). Auf den ersten Blick scheint dies für einen gut funktionierenden und effizienten Markt zu sprechen. Eine genauere Analyse führt jedoch zu einigen Beobachtungen, welche die Effizienz des derzeitigen Systems in Frage stellen.

Abbildung 2 zeigt die monatlichen Abrufe an physikalischer Ausgleichsenergie zwischen Jänner 2009 und Oktober 2011. Es ist eine saisonal schwankende Nachfrage festzustellen, wobei positive Ausgleichsenergie vermehrt in den Wintermonaten und negative Ausgleichsenergie eher in den Frühjahrsmonaten abgerufen wurde. Es ist zudem zu erkennen, dass der Abruf von positiver physikalischer Ausgleichsenergie im Durchschnitt überwiegt, d.h. dass insgesamt eher eine Unterdeckung im System vorliegt.

¹¹ Siehe hierzu AGCS. Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung in der Regelzone Ost zu den AB-BKO

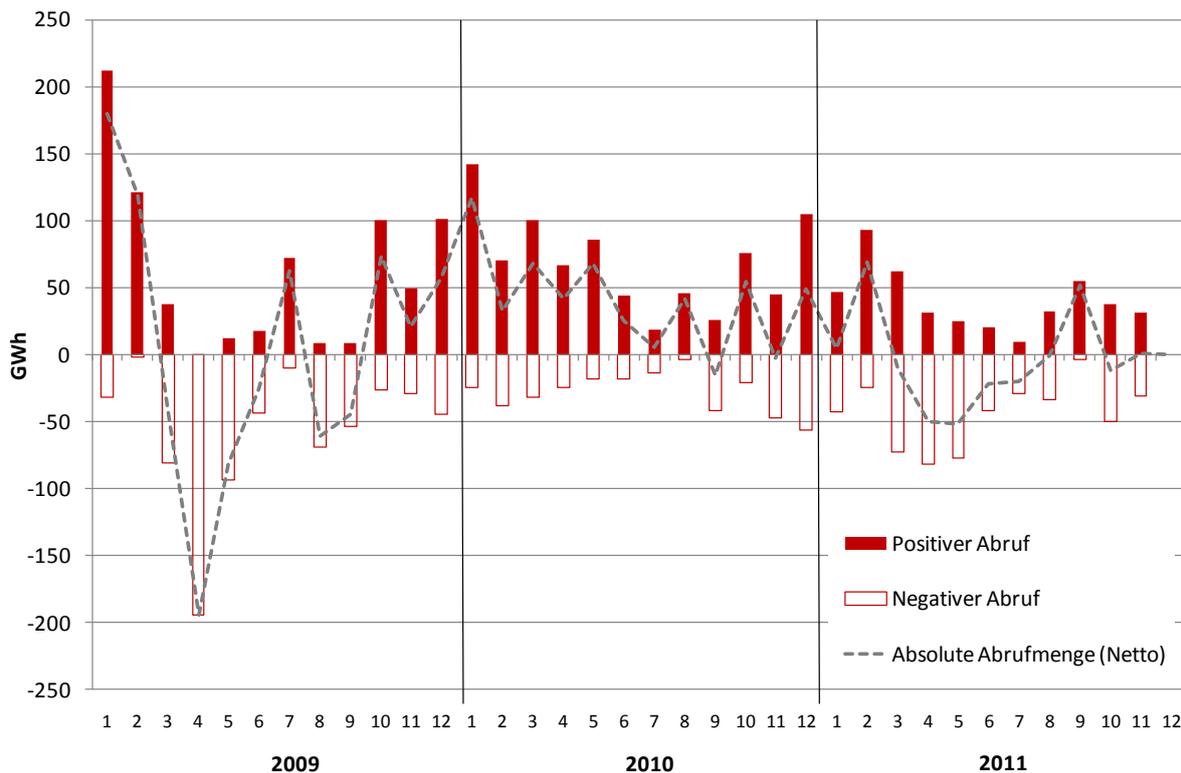


Abbildung 2: Monatlicher Abruf von physikalischer Ausgleichsenergie (GWh)

Erklärung: „Positiver Abruf“ - Kauf von physikalischer Ausgleichsenergie aus Sicht des BKO; „Negativer Abruf“ - Verkauf von physikalischer Ausgleichsenergie durch den BKO

Quelle: Eigene Darstellung; Daten von AGCS

Wie aus der nachfolgenden Tabelle 1 ersichtlich, findet nur in etwa 30% aller Stunden eines Jahres ein Abruf von physikalischer Ausgleichsenergie statt. Dies bedeutet, dass in der überwiegenden Zeit die Flexibilität des Netzpuffers zum Ausgleich der Schwankungen von Last und Einspeisung ausreicht. Gleichzeitig ist die Gesamtmenge aus positiver und negativer physikalischer Ausgleichsenergie eher gering: sie entspricht etwa 1% bis 1,5% des jährlichen Gasverbrauchs in der Regelzone Ost.

Jahr	Anzahl Stunden			GWh		
	Gesamt	Positive Ausgleichsenergie	Negative Ausgleichsenergie	Gesamt	Positive Ausgleichsenergie	Negative Ausgleichsenergie
2009	34%	16%	18%	1.420	742	-678
2010	29%	20%	9%	1.164	825	-338
2011 (1-11)	25%	12%	13%	931	445	-486

Tabelle 1: Jährlicher Abruf von physikalischer Ausgleichsenergie 2009-2011

Erklärung: „Positiver Abruf“ - Kauf von physikalischer Ausgleichsenergie aus Sicht des BKO; „Negativer Abruf“ - Verkauf von physikalischer Ausgleichsenergie durch den BKO

Quelle: Eigene Berechnung; Daten von AGCS (www.agcs.at)

Dabei zeigt sich ein interessanter Unterschied im Abruf von positiver zu negativer physikalischer Ausgleichsenergie. Abbildung 3 stellt die Häufigkeit des Abrufs physikalischer Ausgleichsenergie im Tagesverlauf dar. Es ist klar zu erkennen, dass zur Zeit des Spitzenverbrauchs in den Morgenstunden besonders selten Ausgleichsenergie abgerufen wird. Für den Rest des Tages ist dagegen eine eher konstante Häufigkeit zu beobachten, allerdings mit einem deutlich höheren Anteil positiver Ausgleichsenergie in den Nachtstunden. Zudem zeigt sich auch hier wieder ein deutlich häufigerer Abruf positiver als negativer Ausgleichsenergie.

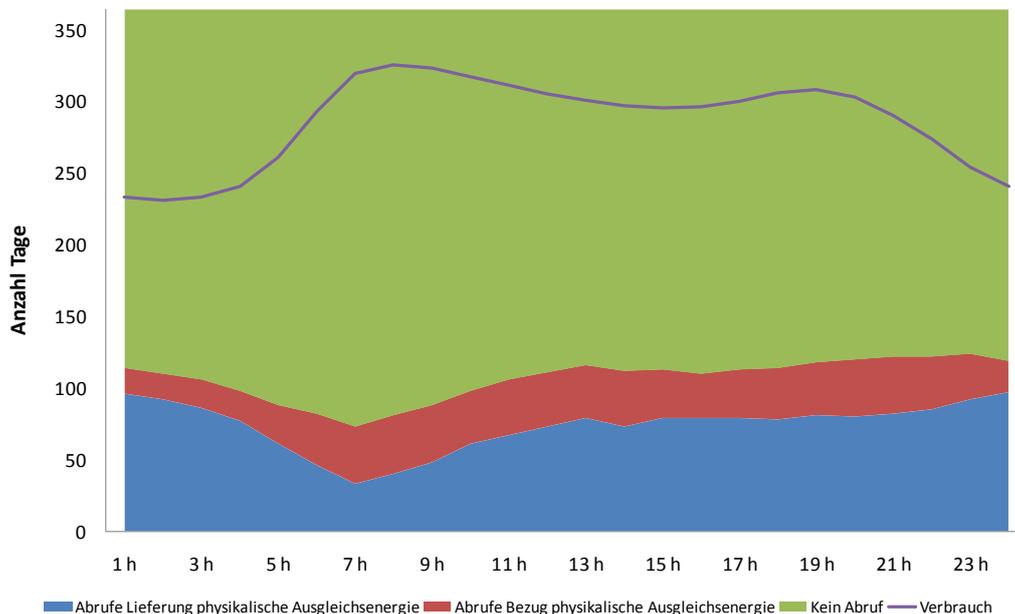


Abbildung 3: Abruf physikalischer Ausgleichsenergie nach Tagesstunden in 2010

Quelle: Eigene Darstellung; Daten von AGCS (www.agcs.at)

Stellt man diesen Sachverhalt den Ergebnissen der Abrechnung bilanzieller Ausgleichsenergie der Bilanzgruppen gegenüber, ergeben sich weitere interessante Einsichten. Als erstes offenbart eine Gegenüberstellung der angefallenen bilanziellen Ausgleichsenergie der kommerziellen bzw. Netzbetreiberbilanzgruppen ein charakteristisches Bild (siehe Abbildung 4). Die Abweichung der Netzbetreiberbilanzgruppen, welche im Wesentlichen die Ungenauigkeit der Standardlastprofile (SLP) widerspiegelt, lässt auf eine deutliche Überschätzung der Spitzenlast in den Morgenstunden durch die Standardlastprofile schließen. Weiters ist zu beobachten, dass den Netzbetreiberbilanzgruppen auch in fast allen übrigen Stunden negative Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt wurde, d.h. der prognostizierte Bedarf der SLP-Kunden war offenbar tendenziell höher als die tatsächliche Abnahme dieser Kunden.

Für die kommerziellen Bilanzgruppen zeigt sich dagegen eine "inverse" Struktur der mittleren Ausgleichsenergie im Tagesverlauf. So ist die mittlere Abnahme dieser Kunden durch ein Defizit geprägt, d.h. die oben erwähnte Unterspeisung des Netzes geht offenbar auf die kommerziellen Bilanzgruppen zurück. Interessanterweise fallen die Maxima des mittleren Defizits zeitlich mit der Morgen- sowie der Abendspitze der Gesamlast in der Regelzone (vgl. Abbildung 3) zusammen. Dies bedeutet, dass die kommerziellen Bilanzgruppen offenbar ihre eigene Höchstlast teilweise durch die Inanspruchnahme (zusätzlicher) positiver Ausgleichsenergie decken.

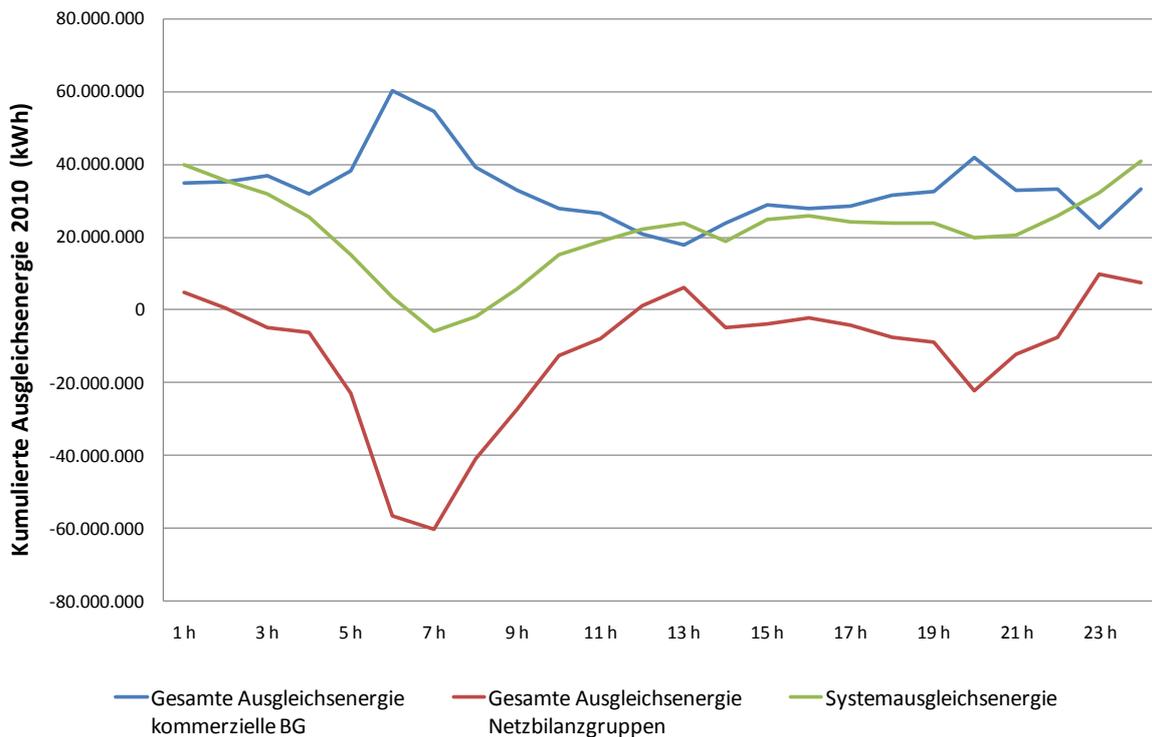


Abbildung 4: Verlauf der kumulierten bilanziellen Ausgleichsenergie von kommerziellen und Netz-Bilanzgruppen im Tagesverlauf (2010)

Quelle: Eigene Darstellung; Daten von AGCS

Diese auf den ersten Blick erstaunliche Beobachtung lässt sich vermutlich aus den Besonderheiten der Preisbildung für bilanzielle Ausgleichsenergie in Verbindung mit der verfügbaren Flexibilität im Netz erklären. Wie oben erwähnt, beruht der Preis für bilanzielle Ausgleichsenergie nur in den Stunden auf den tatsächlichen Kosten, in denen auch tatsächlich physikalische Ausgleichsenergie abgerufen wird. In allen anderen Stunden dagegen hängt der Preis vom aggregierten Ungleichgewicht der Netzbetreiberbilanzgruppen ab. Aufgrund des seltenen Abrufs physikalischer Ausgleichsenergie und der strukturellen Überspeisung der SLP-Kunden (innerhalb der Netzbetreiberbilanzgruppen) bemisst sich der Preis für bilanzielle Ausgleichsenergie daher in der Regel an dem Preis für den Einsatz negativer physikalischer Ausgleichsenergie, und zwar unabhängig von dem jeweiligen Ungleichgewicht sämtlicher Bilanzgruppen (kommerzielle plus Netzbetreiberbilanzgruppen).

In der Folge können kommerzielle Bilanzgruppen ihre Ungleichgewichte zu geringen Kosten ausgleichen und sich darüber hinaus günstig bilanzielle Ausgleichsenergie "beschaffen". Durch die vorhersagbare Abweichung der Standardlastprofile ist es zudem vergleichsweise risikoarm möglich, zusätzliche Mengen zur Zeit der täglichen Verbrauchsspitzen zu beschaffen. Hierbei ist auffällig, dass die aggregierte Abweichung des Gesamtsystems, d.h. der

Summe aus kommerziellen und Netzbetreiberbilanzgruppen, zum Zeitpunkt der Morgenspitze negativ (Überschuss) ist, was offensichtlich das Risiko eines möglichen Abrufs positiver Ausgleichsenergie und damit höherer Preise für bilanzielle Ausgleichsenergie reduziert. Aus unserer Sicht ergeben sich aus diesen Beobachtungen klare Indizien für eine Optimierung der kommerziellen Bilanzgruppen im derzeitigen System der Ausgleichsenergiebewirtschaftung.

2.2 Ansätze und Erfahrungen in ausgewählten europäischen Ländern

In diesem Abschnitt fassen wir die Ergebnisse des Vergleichs zwischen dem Bilanzierungsmodell in Österreich und acht anderen europäischen Ländern zusammen. Die Analyse deckt neben den sechs Nachbarländern Österreichs - nämlich Deutschland, Italien, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik und Ungarn - auch Frankreich und die Niederlande ab. Die Auswahl dieser Länder ergibt sich nicht nur aus der geographischen Nähe zu Österreich. Sie ist auch der Tatsache geschuldet, dass viele der Systeme in diesen Ländern vor kurzem geändert wurden, eine signifikante Erweiterung bevorsteht (Italien) oder wie im Fall der Niederlande einen vollständigen Systemwechsel vollzogen haben. Dies macht sie zu interessanten Untersuchungsobjekten im Rahmen dieser Studie. Hiernach stellen wir die wesentlichen Ergebnisse dieser Untersuchung zusammen und verweisen auf die ausführlichere Zusammenfassung der nationalen Systeme im Anhang zu dieser Studie.

Es ist zunächst festzustellen, dass mit Ausnahme Österreichs und der Niederlande alle Länder eine Form der Tagesbilanzierung implementiert haben (vgl. Tabelle 2:). In Deutschland und Frankreich wird das Prinzip der Tagesbilanzierung allerdings durch untertägige Restriktionen und Pönalen für bestimmte Kundengruppen ergänzt, d.h. insbesondere für große Verbraucher bzw. Großverbraucher mit einer stark volatilen Abnahme. Umgekehrt gewähren z.B. Frankreich, Slowakei, Slowenien oder Tschechien den Lieferanten darüber hinaus auch eine weitergehende Kumulierung der Ausgleichsenergie zumindest innerhalb eines Monats, gehen also über das Prinzip der Tagesbilanzierung noch hinaus.

Aus Tabelle 2: ist ebenso ersichtlich, dass in der Regel auf eine Unterscheidung zwischen Transiten und Gaslieferungen, die den heimischen Bedarf decken sollen, verzichtet wird. Dies gilt jedoch nicht für die Slowakei und die Tschechische Republik, wo wie derzeit in Österreich spezifische Regelungen für internationale Transporte gelten.¹²

¹² In der Tschechischen Republik beschränkt auf bestehende Transitverträge

	Bilanzierungsperiode			Untertägige Verpflichtungen	Erläuterung
	Stündlich	Täglich	Andere		
Österreich (National)	✓				Transport und Verteilung für den österreichischen Verbrauch
Deutschland		✓		✓	Stündliche Anreize und Toleranzen für große Kunden
Frankreich		✓		✓	Untertägige Beschränkungen für volatile Gasverbraucher (seit 2011)
Italien (neu)		✓			-
Niederlande			Kumuliert		Keine feste Abrechnungsperiode; Ungleichgewichte werden auf stündlicher Basis ausgeglichen, sobald der TSO regelnd eingreifen muss.
Slowakei		(✓)	Kumuliert		Kumulierte Bilanzierung mit täglichen Toleranzen für Verteilnetz; Tägliche Bilanzierung durch Naturalkompensation im Transportnetz
Slowenien		(✓)	Monatlich		Ergänzt durch fortlaufende Saldierung auf separatem Konto, das monatlich abgerechnet wird
Tschechien		✓	Monatlich		Tägliche und monatliche Abrechnung; Spezifische Regeln für alte Transitverträge
Ungarn		✓			-

Tabelle 2: Übersicht über Bilanzierungsperiode in ausgewählten Ländern

Wie Tabelle 3 zeigt, werden die bilanziellen Ausgleichsenergiepreise in Österreich und in vier weiteren Ländern marktbasierend gebildet, während die übrigen Länder indizierte Preise nutzen. Es fällt zudem auf, dass die meisten Länder mit marktbasierenden Preisen eine symmetrische Bepreisung von Ausgleichsenergie vorsehen, während index-basierte Preismodelle grundsätzlich asymmetrisch ausgestaltet sind. In der Slowakei und Tschechien haben Lieferanten innerhalb der Toleranzen weiters die Möglichkeit, statt der finanziellen Abrechnung (Cash-out) am Ende der Bilanzierungsperiode die tägliche Ausgleichsenergie am Folgetag durch Naturalleistung auszugleichen.

	Preis			Erläuterung
	Markt-basiert	Index-basiert	Struktur	
Österreich (National)	✓		Symmetrisch	– Mengengewichteter Durchschnittspreis für physikalische Ausgleichsenergie
Deutschland		✓	Asymmetrisch	– Korb aus 4 Referenzpreisen – Pönalen basierend auf täglichem Preis für Ausgleichsenergie
Frankreich	✓		Symmetrisch / Asymmetrisch	– Kombination von 3 Preisen – Basis: Mengengewichteter Durchschnittspreis für physikal. Ausgleichsenergie
Italien (neu)	✓		Symmetrisch	– Grenzpreis für physikal. Ausgleichsenergie
Niederlande	✓		Symmetrisch	– Grenzpreis für physikal. Ausgleichsenergie
Slowakei		✓	Asymmetrisch	– Verteilnetz: Gebunden an monatlichen Importpreis – Transit: Ausgleich durch Naturalleistung
Slowenien		✓	Asymmetrisch	– Gebunden an monatlichen Importpreis – Aufschlag für Abweichungen außerhalb der Toleranz
Tschechien		✓	Asymmetrisch	– Ausgleich durch Naturalleistung innerhalb Toleranz – Täglicher Preis gebunden an EEX-NCG – Monatlicher Verrechnungspreis basierend auf monatlichen Importpreisen
Ungarn	✓			– Mengengewichteter Durchschnittspreis für physikal. Ausgleichsenergie

Tabelle 3: Preisbildung für bilanzielle Ausgleichsenergie in ausgewählten Ländern

Deutschland und Frankreich gewähren den Transportkunden gewisse (stündliche) Toleranzen im Rahmen der Tagesbilanzierung (vgl. Tabelle 4). Daneben finden sich auch in verschiedenen anderen Ländern Toleranzen auf das kumulierte Ungleichgewicht innerhalb eines Monats. Dabei werden zum Teil je nach Verbraucherart (z.B. Großkunden, Transite) oder für verschiedene Entry- oder Exit-Punkte unterschiedliche Toleranzen gewährt.

In Deutschland variieren die Toleranzen und Pönalen je nach Kundengruppe. So unterliegen SLP-Kunden der reinen Tagesbilanzierung, während Großverbraucher (>300MW) sowie Speicher und Grenzübergangspunkte auf Stundenbasis bilanziert werden. Mittlere Kunden mit Leistungsmessung (< 300 MW) haben die Wahl, sich entweder äquivalent zu den vorgenannten Großabnehmern für eine Abrechnung auf Stundenbasis zu entscheiden, oder aber für eine Tagesbilanzierung mit einer Toleranz auf die Abweichungen von stündlicher Einspeisung und durchschnittlicher stündlicher Abnahme.

In Frankreich gelten spezifische Toleranzen (Kapazität, untertägige Variation) und Beschränkungen für Abnehmer mit stark volatiler Abnahme (v.a. Gas-und-Dampf-Anlagen). Daneben ist es möglich, zusätzliche Flexibilität vom Transportnetzbetreiber zu erwerben.

Mit Ausnahme Deutschlands gewähren alle betrachteten Länder mit Tagesbilanzierung eine zusätzliche Toleranz auf die tägliche Ausgleichsenergie. In der Slowakei, Slowenien und Tschechien werden Abweichungen innerhalb der Toleranz innerhalb des Monats fortgeschrieben und erst am Monatsende verrechnet, während z.B. in Frankreich unterschiedliche Preise für Ausgleichsenergiemengen innerhalb und außerhalb verschiedener Toleranzen gelten. In Tschechien haben Lieferanten von Gasmengen für den einheimischen Bedarf zudem die Möglichkeit, nicht in Anspruch genommene Toleranzmengen in einem Sekundärmarkt zu verkaufen bzw. bei Bedarf zusätzliche Mengen zu kaufen.

	Toleranzen			Erläuterung
	Stündlich	Täglich	Andere	
Österreich (National)	-	-	-	- Keine Toleranzen
Deutschland	✓			- Toleranzen variieren nach Größe/ Typ von Verbraucher
Frankreich	(✓)	✓	Kumulativ	- Toleranzen abhängig von Marktgebiet und Kundentyp - Spezifische Toleranzen für stark volatile Verbraucher (v.a. Gas-und-Dampf-Anlagen)
Italien (neu)		✓		- Toleranzen abhängig von Portfoliogröße
Niederlande	-	-	-	- Keine Toleranzen
Slowakei		✓	Monatlich	- Keine Toleranzen im Transportnetz
Slowenien		✓	Kumulativ	- Tägliche und kumulative Toleranzen anteilig zu gesamtem Transportvolumen des Shippers
Tschechien		✓	Monatlich	- Tägliche Toleranzen differenziert nach Entry-/Exit-Punkten und täglichem Gebrauch (in Prozent) - Shipper können nicht verwendete Toleranz ex-post handeln
Ungarn		✓		- 2% der nominierten Entry- Kapazität

Tabelle 4: Übersicht über gewährte Toleranzen in ausgewählten Vergleichsländern

Abweichungen außerhalb der zulässigen Toleranzen unterliegen in den meisten Ländern expliziten Pönalen in Form von Strafzahlungen. Dies gilt z.B. für Deutschland, Tschechien oder Ungarn. In anderen Ländern existieren de facto implizite Anreize bzw. Pönalen, welche in den festgelegten Preisen für bilanzielle Ausgleichsenergie enthalten sind. So finden z.B. in Frankreich unterschiedliche Preise für Ausgleichsenergie innerhalb oder außerhalb der vorgegebenen Toleranzen Anwendung. Ähnlich können die Ausgleichsenergiepreise in den Niederlanden durch eine sog. Anreizkomponente erhöht werden, um zusätzliche Anreize für die Einhaltung einer ausgeglichenen Bilanz zu setzen.

	Zusätzliche Pönalen	Erläuterung
Deutschland	explizit	Pönalen für stündliche Abweichungen außerhalb Toleranz
Frankreich	Implizit	Pönale resultiert aus wachsendem Unterschied zu Referenzpreis für Ausgleichsenergie, in Abhängigkeit der Überschreitung verschiedener Toleranzgrenzen (täglich, kumulativ)
Italien (neu)	-	
Niederlande	implizit	TSO kann Ausgleichsenergiepreis um 'Anreizkomponente' erhöhen / verringern, sofern über einen längeren Zeitraum Einsatz von physikalischer Ausgleichsenergie notwendig
Slowakei	-	
Slowenien	-	
Tschechien	explizit	Stufenförmige Pönalen in Abhängigkeit vom Systemungleichgewicht
Ungarn	explizit	Regulierte Pönalen

Tabelle 5: Vergleich der Pönalenstruktur in ausgewählten Ländern

Neben der Abrechnung von bilanzieller Ausgleichsenergie ergeben sich auch bei der Beschaffung von physikalischer Ausgleichsenergie interessante Unterschiede zwischen den Ländern (vgl. Tabelle 6). Zur Bereitstellung von Flexibilität zum (unter-) täglichen Ausgleich des Systems setzen außer der Slowakei und Slowenien alle Länder auf Marktmechanismen. In Slowenien wird physikalische Ausgleichsenergie dagegen über bilaterale Verträge zwischen dem Netzbetreiber und Marktteilnehmern beschafft. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der Übergang zur marktbasierter Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie in mehreren Ländern erst in den letzten beiden Jahren erfolgte (wie z.B. in den Niederlanden), bzw. in Italien der Übergang zum Großhandelsmarkt erst vor kurzem beschlossen wurde.

Mit Blick auf die marktbasierter Beschaffung zeigt Tabelle 6, dass nur vergleichsweise wenige Länder physikalische Ausgleichsenergie über den Großhandelsmarkt beschaffen, während in den meisten Ländern separate Marktplattformen genutzt werden, die ausschließlich der Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie dienen.

	Großhandelsmarkt	Separate Marktplattform	(bilaterale) Flexibilitätsverträge	Erläuterung / Anmerkungen
Österreich (D)		✓		
Tschechische Republik	✓		✓	– Intra-day-Markt (OTE) – Flexibilitätsverträge zwischen TSO und Netznutzern
Frankreich	✓			– Separate Ausgleichsenergie-Plattform ersetzt durch / integriert in Großhandelsmarkt
Deutschland	✓	✓	✓	– Verschiedene Instrumente (je nach TSO)
Ungarn	(✓)	✓	✓	– Separate Ausgleichsenergie-Plattform mit festen und Optionsverträgen
Italien (neu)		✓		
Niederlande		✓		
Slowakei				– Exklusiver Gebrauch des Netzpuffers (und Speicher)
Slowenien			✓	– Verträge mit Importeuren

Tabelle 6: Vergleich der Optionen der TSOs zur Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie in ausgewählten Ländern

Es fällt auf, dass Österreich im internationalen Vergleich das einzige Land ist, in welchem die Bilanzierung und Verrechnung von Ausgleichsenergie (ausschließlich) auf stündlicher Basis erfolgt. Die marktbasierende und rein kurzfristige Beschaffung der physikalischen Ausgleichsenergie stellt dagegen kein Alleinstellungsmerkmal dar. Vielmehr zeigt der Vergleich, dass etliche Länder, wie in den Leitlinien zur Gasbilanzierung (vgl. Abschnitt 2.3.2) vorgesehen, dazu übergegangen sind, physikalische Ausgleichsenergie primär oder sogar ausschließlich über den allgemeinen Großhandelsmarkt zu beschaffen und somit die beiden Marktsegmente weitestgehend miteinander zu integrieren.

2.3 Entwicklung der europäischen Vorgaben und Regelungen

2.3.1 Allgemeine europäische Maßgaben

2.3.1.1 Allgemeine Vorgaben der Verordnung (EG) Nr. 715/2009

Neben den allgemeinen Vorgaben der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt enthält Verordnung (EG) Nr. 715/2009¹³ eine Reihe von spezifischen Vorgaben für die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen. Ziel der Verordnung ist es dabei, die Bedingungen für den Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale nationaler und regionaler Märkte festzulegen, um das reibungslose Funktionieren des Erdgasbinnenmarkts sicherzustellen. Diesem Ziel dient die Festlegung von harmonisierten Grundsätzen für Regeln für den Ausgleich von Mengenabweichungen und Ausgleichsentgelte.

Gemäß Erwägungsgrund 28 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 ist die nichtdiskriminierende, transparente und effektive Ausgestaltung der Ausgleichssysteme für Erdgas eine wichtige Voraussetzung, um insbesondere neuen Marktteilnehmern eine angemessene Voraussetzung zu bieten, ihr Verkaufsportfolio auszugleichen.

Artikel 21 der Verordnung schreibt vor, dass Ausgleichsregeln und Ausgleichsentgelte auf gerechte, nichtdiskriminierende und transparente Weise konzipiert werden und auf objektiven Kriterien beruhen müssen. Die Ausgleichsregeln haben die tatsächlichen Netzerfordernisse unter Berücksichtigung der dem Fernleitungsnetzbetreiber zur Verfügung stehenden Ressourcen widerzuspiegeln und sind marktorientiert auszugestalten. Fernleitungsnetzbetreiber müssen ausreichende, rechtzeitige und zuverlässige Online-Informationen über den Ausgleichsstatus der Netznutzer bereit stellen, damit die Netznutzer rechtzeitig Abhilfemaßnahmen ergreifen können. Diese Informationen müssen wiederum den aktuellen Systemstatus und den Abrechnungszeitraum, für den Ausgleichsentgelte berechnet werden, widerspiegeln. Die Bereitstellung von Informationen zum Ausgleichsstatus der Netznutzer soll unentgeltlich erfolgen.

Ausgleichsentgelte sollen nach Möglichkeit kostenorientiert sein und angemessene Anreize für den Ausgleich von Ein- und Ausspeisung bieten. Eine Quersubvention zwischen einzel-

¹³ Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005

nen Netznutzern ist zu vermeiden und darf den Markteintritt neuer Marktteilnehmer nicht verhindern.

Zudem sollen sich die Fernleitungsnetzbetreiber bemühen, die Ausgleichssysteme zu harmonisieren und die Struktur und Staffelung der Ausgleichsentgelte zu vereinfachen, um den Erdgashandel zu erleichtern.

2.3.2 Leitlinien und Netzkodex Gasbilanzierung

2.3.2.1 Hintergrund und Entwicklung

Eine wesentliche Neuerung des Dritten Binnenmarktpakets stellt die Einführung der Leitlinien (Englisch: Framework Guidelines) und Netzkodizes (Englisch: Network Codes) dar, zu denen insbesondere auch die Leitlinien zur Bilanzierung im Gasmarkt¹⁴ sowie der entsprechende Netzkodex gehören. Gemäß Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sind die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen von ENTSOG¹⁵ bevollmächtigt, auf Aufforderung durch die Kommission Netzkodizes für die in Absatz 6 des vorliegenden Artikels genannten Bereiche auszuarbeiten. Die Netzkodizes wiederum müssen den nicht bindenden Leitlinien entsprechen, welche von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) entwickelt werden. ACER sollte entsprechend ihrer Zweckbestimmung ferner an der Prüfung der Netzkodizes beteiligt werden, um zu gewährleisten, dass die Netzkodizes den Leitlinien entsprechen, bevor sie diese der Kommission zur Annahme empfiehlt. Die Netzkodizes gelten grenzüberschreitend, stellen somit für angrenzende Netzbetreiber eine harmonisierende Regelung dar.

Die Mitwirkung von ACER bei der Entwicklung der Netzkodizes ist in Artikel 6 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 festgelegt. ACER legt der Kommission eine nicht bindende Rahmenleitlinie vor bzw. überarbeitet diese, wenn ACER gemäß Artikel 6 Absatz 2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 von der Kommission dazu aufgefordert wird. Die Netzkodizes dagegen müssen gemäß Artikel 12 der Verordnung von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen von ENTSOG erarbeitet werden. Zu den in den Netzkodizes enthaltenen Maßnahmen gehören u.a. die Regeln für den Austausch von Ausgleichsgas zwischen Netzen, den Ausgleich von Mengenabweichungen (einschließlich netzbezogener Regeln für Nominierungsverfahren), Regeln für Ausgleichsentgelte und Regeln für den netztechnischen Ausgleich von Mengenabweichungen zwischen den Netzen der Fernleitungsnetzbetreiber. Nach

¹⁴ FG Balancing Gas Balancing. Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems; FGB-2011-G-002, 18 October 2011

¹⁵ European Network of Transmission System Operators for Gas, d.h. der europäische Verbund der Fernleitungsnetzbetreiber für Gas gemäß Art. 5 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009

der Erarbeitung durch ENTSOG muss ACER gemäß Artikel 6 Absatz 7 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 eine begründete Stellungnahme an ENTSOG abgeben. Weiters legt Artikel 6 Absatz 9 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 fest, dass ACER der Kommission den Entwurf des Netzkodex vorlegt und dessen Annahme empfehlen kann.

Am 18. Oktober 2011 hat die europäische Regulierungsbehörde ACER die Leitlinien zur Gasbilanzierung verabschiedet. Zu den für diese Studie wesentlichen Inhalten gehören insbesondere die folgenden Punkte:

- Eine Bilanzierungszone muss nicht nur aus Fernleitungsnetzen bestehen, sondern kann auch Verteilernetze umfassen.
- Das System der Tagesbilanzierung ist verpflichtend einzuführen.
- Stündliche Restriktionen und Anreizmechanismen sind weiterhin möglich.
- Die Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie durch die Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt grundsätzlich am Virtuellen Handelspunkt. Allerdings sind auch lokale Ausschreibungen möglich.
- Bilanzielle Ausgleichsenergie ist marktorientiert zu bepreisen. Als Standard wird eine Kopplung am Börsenbeschaffungspreis für physikalische Ausgleichsenergie gefordert. Alternativ kann ein Preiskorb angewandt werden.

Auf der Grundlage dieser Leitlinien hat die Europäische Kommission die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber bzw. ENTSOG aufgefordert, bis Ende 2012 einen detaillierten Netzkodex zu verfassen. Ein erster Entwurf hierzu wurde am 8. Dezember 2011 vorgestellt und seitdem laufend weiterentwickelt. Es ist vorgesehen, den vollständigen Entwurf des Netzkodex „Balancing“ im April 2012 mit den Stakeholdern zu konsultieren. Der fertige Netzkodex soll nach derzeitigem Stand Ende des Jahres 2012 ACER zur Stellungnahme zugeleitet werden. Anschließend wird den Netzbetreibern eine Umsetzungsfrist von weiteren 12 Monaten vorgegeben, so dass die neuen Regelungen frühestens zum 1. Jänner 2014 umgesetzt sein werden.

2.3.2.1 Wesentliche Prinzipien des Regel- und Ausgleichsmodells

Im Folgenden diskutieren wir die wesentlichen Prinzipien und Vorgaben der Leitlinien und des Entwurfs des Netzkodex zur Bilanzierung¹⁶ mit Blick auf deren Bedeutung für die zukünftige Ausgestaltung des österreichischen Ausgleichssystems. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass das novellierte Gaswirtschaftsgesetz (GWG 2011, vgl. Abschnitt 2.4) an verschie-

¹⁶ Vgl. ENTSOG Gas Balancing Launch Documentation. BAL0125-11. 8. Dezember 2011

denen Stellen auf die Netzkodizes von ENTSOG und die Verordnung (EG) Nr. 715/2009 verweist.¹⁷

Bilanzzone

Eine Bilanzzone ist durch ein Entry-Exit Zugangs- und Tarifsysteem abgegrenzt und besteht aus einem oder mehreren Netzen gemäß Art 2 Ziffer 13 der Richtlinie 2009/73/EG. Der Bilanzzone, innerhalb derer eine freie Zuordenbarkeit von Kapazitäten ermöglicht wird, ist ein spezifisches Ausgleichssystem zuzuordnen. Eine Bilanzzone kann auch eigentumsübergreifend die Netze mehrerer Netzbetreiber umfassen.

Während sich die Leitlinien weitgehend auf die Harmonisierung der Fernleitungsnetze beziehen und daher vor allem den Ermächtigungsspielraum der Fernleitungsebene ausgestalten, erweitert der Entwurf des Netzkodex die Perspektive auch auf die Verteilernetze (Abbildung 5). Darin wird vorgeschlagen, eine Bilanzzone entweder auf das Fernleitungsnetz¹⁸ zu beschränken oder unter Einbeziehung der Verteilernetze zu konzipieren. Eine separate Bilanzzone oder ein differenziertes Ausgleichssystem auf der Ebene der Verteilernetze sind im Netzkodex nicht vorgesehen, ergeben sich allerdings im Falle einer Beschränkung der Bilanzzone auf die Fernleitungsebene als logische Konsequenz. Das heißt, der Netzkodex sieht sowohl die Möglichkeit einer gemeinsamen Bilanzzone für Fernleitungs- und Verteilebene als auch die Option zwei getrennter Bilanzierungssysteme vor.

¹⁷ Vgl. § 14, § 41 Abs. 1 GWG 2011 und 2, § 109, § 119 GWG 2011 für Verordnung (EG) Nr. 715/2009 und § 41 Abs. 3 GWG 2011 für den Netzkodex

¹⁸ Einspeisepunkte im Fernleitungsnetz von Speicheranlagen und LNG Terminals und Punkte zur Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz in Speicheranlagen gehören der Bilanzzone an.

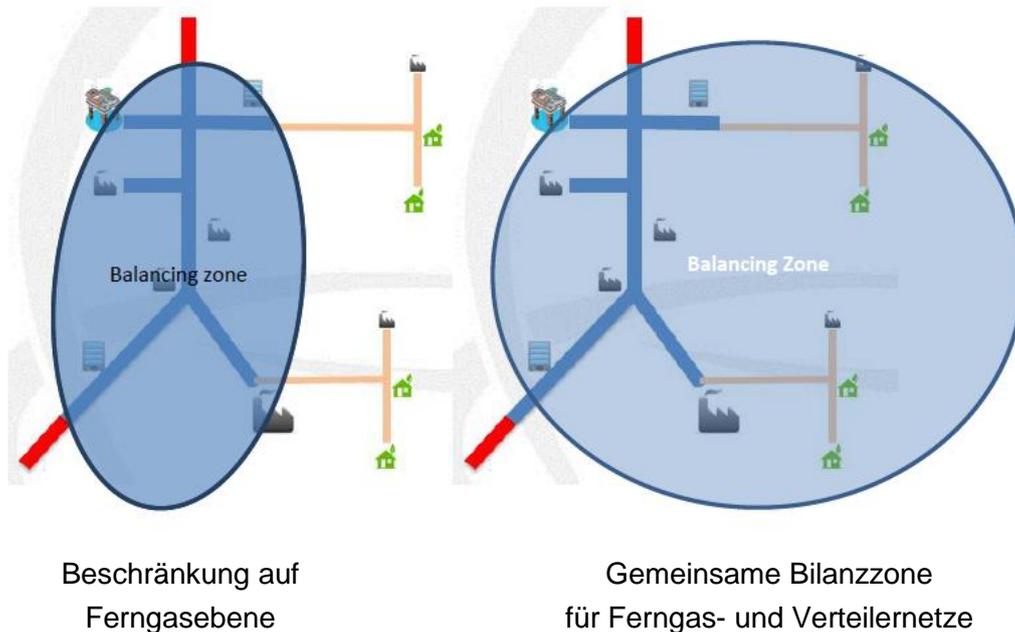


Abbildung 5: Ausgestaltungsmöglichkeiten einer Bilanzzone

Quelle: ENTSOG Gas Balancing Launch Documentation

Ausgleichsperiode

Die Ausgleichsperiode ist der Zeitraum, innerhalb dessen jeder Netznutzer die aus dem Netz entnommene Erdgasmenge durch eine entsprechende Einspeisung in das Fernleitungsnetz ausgleichen muss. Sie wird in der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 nicht weiter definiert, sind jedoch in den Leitlinien zur Gasbilanzierung als ein täglich wiederkehrendes, dem Gastag entsprechendes Intervall von 24 Stunden definiert.

Der Netzkodex spezifiziert die Tagesbilanzierung weiter: Am Ende des Tages sollen Netznutzer hinsichtlich jeglicher Abweichung zwischen der Einspeisung in und der Ausspeisung aus der Bilanzzone ausgeglichen werden. Netznutzern sollen die Abweichungen vergütet bzw. in Rechnung gestellt werden, je nachdem ob die Abweichungen negativ oder positiv sind. Um den gesamten Ausgleichsbetrag zu ermitteln, soll die (bilanzielle) Ausgleichsenergie finanziell zum Ausgleichspreis verrechnet werden. Daraufhin wird das Konto der Netznutzer wieder auf Null gesetzt. Als standardisiertes tägliches Zeitintervall zieht der Netzkodex den Gastag¹⁹ heran.

¹⁹ Von 5:00h bis 5:00h des folgenden Kalendertags (Winter) bzw. von 6:00h bis 6:00h des folgenden Kalendertags (Sommer), jeweils bezogen auf UTC (Universal Time Coordinated)

Virtueller Handelspunkt

Der Netzkodex etabliert den Virtuellen Handelspunkt (VHP) als notionalen Bilanzierungspunkt, an dem Netznutzer Gas zwischen verschiedenen Bilanzgruppen austauschen können. Der Handel am VHP ist dabei nicht direkt mit physischen Gasflüssen assoziiert und es gibt keine physische Lieferung am VHP. Daraus folgt konsequenterweise, dass der virtuelle Gashandel ebenfalls über die Bilanzierungs- und Verrechnungsprozesse innerhalb des Bilanzierungssystems abgewickelt wird. Individuelle Netznutzer, die am VHP Handel betreiben, müssen jedoch nicht notwendigerweise völlig von physischen Flüssen entkoppelt sein.

Entwicklung eines Ausgleichssystems

Der Netzkodex geht davon aus, dass sich die Instrumente, welche den Fernleitungsnetzbetreibern zum Ausgleich der Netze zur Verfügung stehen, im Laufe der Zeit aus längerfristigen Ausgleichsleistungen zu einem kurzfristigen Markt entwickeln werden. Je nach Umständen und dem Umfang für die Entwicklung des Handelsmarktes in jeder Bilanzzone können sich dabei verschiedene Entwicklungspfade abzeichnen. Insbesondere wird darauf hingewiesen, dass es neben dem Ausgleichshandel viele andere Faktoren gibt, die die Entwicklung der Liquidität eines Marktes bestimmen.

Ausgleichsprodukte zur Systemsteuerung

Netzbetreiber (bzw. diejenigen Institutionen, denen die Systemsteuerung überantwortet wird) müssen in die Lage versetzt werden, Gas flexibel einzukaufen und zu verkaufen, aber auch so genannte Bilanzierungsdienstleistungen zu beschaffen. Diese Beschaffung sollte zu minimalen Kosten stattfinden. Der Netzkodex schlägt drei unterschiedliche Produkte vor, die den Kriterien der Leitlinien entsprechen:

- Kurzfristige Standardprodukte,
- Standardisierte Ausgleichsleistungen (mit langer Laufzeit)
- Nicht-standardisierte Ausgleichsleistungen (mit langer Laufzeit).

Diese drei Typen werden im Folgenden detaillierter beschrieben. Als kurzfristig sind im Entwurf des Netzkodex dabei Produkte definiert, welche mit einer Vorlaufzeit von maximal zwei Tagen beschafft werden. Langfristige Produkte umfassen dagegen alle Produkte, die mit einer maximalen Vertragsdauer von bis zu einem Jahr beschafft werden.

Kurzfristige Standardprodukte

Diese Kategorie umfasst eine Reihe verschiedener Produkte wie folgt:

- **Balance-of-Day-** oder **Rest-of-Day-Produkte**²⁰,
- **Intraday-** oder **Within-Day-Produkte**²¹,
- **Profilierte Produkte**, definiert als zeitlicher Tausch, bei dem die bis zum Ende des Gastages fließende Gasmenge unverändert bleibt (kein Transfer von Gas), aber die Leistung des entnommenen oder abgegebenen Gases einem vorab vereinbarten Verlauf folgt.

In den ersten beiden Fällen ist entweder einen (bilanzielle) Übergabe am VHP oder eine physische Übergabe an einem spezifischen Ein- oder Ausspeisepunkt des Marktgebietes vorgesehen. Profilierte Produkte sind dagegen auf physische Übergabe an spezifischen Ein- oder Ausspeisepunkten beschränkt.

In Übereinstimmung mit den Leitlinien zur Gasbilanzierung sind Netzbetreiber zudem angehalten, die Beschaffung des Ausgleichsbedarfs vorzugsweise durch den Kauf und Verkauf kurzfristiger Produkte am Großhandelsmarkt zu realisieren.

Standardisierte Ausgleichsleistungen (mit langer Laufzeit)

Für Situationen, in denen der Ausgleich mittels kurzfristiger Standardprodukte nicht möglich ist, sieht der Entwurf des Netzkodex zusätzlich die Nutzung sog. Ausgleichsleistungen vor, wobei weiters zwischen standardisierten und nicht standardisierten Ausgleichsleistungen unterschieden wird.

Mögliche Kriterien für die Nutzung von Ausgleichsleistungen sind z.B.:

- Mangelnde Liquidität am Großhandelsmarkt: Es besteht das Risiko, dass kurzfristig erforderliche Produkte nicht in ausreichendem Maße oder zu akzeptablen Preisen zur Verfügung stehen.
- Häufigkeit der Ausgleichserfordernisse: Bei relativ vorhersagbaren und häufig wiederkehrendem Ausgleichsbedarf (z.B. morgendliche Einspeisung und abendliche

²⁰ Gas, übertragen von Tagesbeginn an, wenn der Handel am vorherigen Gastag durchgeführt wurde, oder von einem Zeitpunkt der Handelsbestätigung an für den Rest des Gastages, wenn der Handel an dem betreffenden Tag durchgeführt worden ist

²¹ Während eines spezifischen Zeitfensters innerhalb des Tages

Ausspeisung) kann die Beschaffung längerfristiger Ausgleichsleistungen ökonomisch sinnvoller sein als die tägliche Beschaffung am Markt.

- Schnelle Reaktionszeit: Der Netzbetreiber kann sich Situationen ausgesetzt sehen, die eine schnelle Reaktionszeit erfordern, welche mit der (hinsichtlich des Erfolgs unsicheren) Beschaffung von Kurzfristprodukten nicht darstellbar wäre.

Standardisierte Ausgleichsleistungen sind durch standardisierte Bedingungen hinsichtlich wesentlicher Produktparameter gekennzeichnet, wie z.B. der Gasmenge, Vorlaufzeit für die Gaslieferung, die Dauer der Anwendbarkeit der Vertrags- und Ausspeiseleistung in das System, etc.). Mögliche Beispiele umfassen z.B. eine Langfrist-Option, flexibel Gas zu kaufen oder zu verkaufen zu können, eine vor Vertragsabschluss festgelegter Arbeitspreis, oder eine Limitierung der Anzahl von Abrufen während des Optionszeitraums.

Nicht-standardisierte Ausgleichsleistungen (mit langer Laufzeit)

Nicht-standardisierte Ausgleichsleistungen sind maßgeschneidert für Situationen, in denen die oben genannten standardisierten Ausgleichsleistungen als unzureichend erachtet werden, um die Stabilität des Systems innerhalb angemessener Rahmenbedingungen zu gewährleisten. Mögliche Beispiele umfassen z.B.:

- Option, ein bestimmtes untertägliches Gastagsprofil an einem bestimmten Ein- oder Ausspeisepunkt abzurufen (zum Beispiel bei Wartungsarbeiten an einer benachbarten Anlage),
- Maßgeschneiderte "Park- und Leih"-Leistungen an einem bestimmten Ein- oder Ausspeisepunkt, wie z.B. ein nicht-standardisierter Speichervertrag.

Der Abruf der erforderlichen Ausgleichsleistungen soll über eine sogenannte Merit Order erfolgen, wonach standardisierte Produkte mit kurzer Laufzeit zuerst abgefragt werden. Sollten sie sich nicht beschaffen lassen, soll auf die standardisierten Ausgleichsleistungen zurückgegriffen werden. Erst wenn diese nicht die erwünschte Systemstabilität erbringen, sollen nicht-standardisierte Ausgleichsleistungen abgefragt werden. Die bis Ende 2011 vorliegenden Informationen zum Netzkodex lassen offen, nach welchen Kriterien die Ausgleichsleistungen beschafft werden.

Als Zwischenschritt können Fernleitungsnetzbetreiber auf sogenannte Bilanzierungsplattformen zurückgreifen, z.B. für den Fall, dass der Großhandelsmarkt nicht liquide genug ist oder falls eine zeitliche oder örtliche Bereitstellung von Produkten gefordert ist, die nicht zu angemessenen Konditionen am Großhandelsmarkt beschafft werden könnten.

In jedem Fall müssen Netzbetreiber jederzeit die Möglichkeit besitzen, jegliches Gas, welches über langfristige Verträge beschafft wurde und nicht benötigt wird, an den Markt zurück zu geben. Netzbetreiber sollten den Ausgleichsbedarf der Netznutzer möglichst umfassend durch Kauf und Verkauf von untertägigen Produkten erfüllen.

Hinsichtlich der Bilanzierungskosten müssen Netzbetreiber eine kostenneutrale Beschaffung durchführen, wobei die nationalen Regulierungsbehörden durch Anreizmechanismen die Grundlage für eine effiziente Beschaffung der Ausgleichsleistungen durch den Netzbetreiber legen können. Gleichzeitig sollten Netzbetreiber den Umfang aktiver Eingriffe in die Systembalance minimieren. Dabei müssen sie aber auch immer im Blick behalten, welchen Einfluss dieser Ansatz auf das Verhalten der Netznutzer haben wird.

Untertägige Ausgleichsverpflichtungen

Ein Ziel des Netzkodex ist es, die Notwendigkeit für Ausgleichsaktionen der Fernleitungsnetzbetreiber zu minimieren, vorbehaltlich der Prüfung der resultierenden Auswirkungen auf die Netznutzer. Abschnitt 2.1 der Leitlinien führt aus, dass dies am besten durch eine Anforderung für die Netznutzer erreicht wird, unter der diese die Hauptverantwortung für den Ausgleich ihrer Ein- und Ausspeisungen übernehmen.

Zusätzlich sieht Abschnitt 4.2 der Leitlinien vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber in dem Fall, dass untertägige Eingriffe zum Ausgleich des Gasnetzes notwendig sind, spezifische Restriktionen für die untertägige Ein- oder Ausspeisung der Netznutzer einführen kann. Dies gilt jedoch nur insoweit, als entsprechende Anreize notwendig sind, um die Systemintegrität zu gewährleisten und die Notwendigkeit für Eingriffe der Fernleitungsnetzbetreiber zu minimieren. Zudem müssen derartige untertägige Restriktionen die Anforderungen erfüllen:

1. Untertägige Restriktionen dürfen keine unangemessenen Barrieren für den grenzüberschreitenden Gashandel oder den Eintritt neuer Marktteilnehmer darstellen,
2. Untertägige Restriktionen dürfen nur eingeführt werden, sofern Netznutzer Zugang zu Informationen haben, die es ihnen ermöglichen, ihre entsprechenden Verpflichtung zu erfüllen,
3. Untertägige Restriktionen können durch Pönalen bei Nichteinhaltung belegt werden,
4. Untertägige Restriktionen dürfen das Prinzip des Tagesbilanzausgleichs nicht unterminieren oder aushebeln, d.h. die Kosten für den endtäglichen Ausgleich sollen den wesentlichen Teil der gesamten Bilanzierungskosten darstellen.

Alle Vorgaben und Regeln sollten nur nach ausführlicher Konsultation und einer Festlegung der nationalen Regulierungsbehörde genehmigt werden.

Verrechnung von Ausgleichsenergie

Die Leitlinien sehen vor, dass der Netzkodex den Fernleitungsnetzbetreibern zur Auflage macht, transparente Methoden zur Berechnung der Ausgleichsentgelte zu veröffentlichen. Fernleitungsnetzbetreiber müssen harmonisierte Prinzipien für die Methoden der Ausgleichsenergieverrechnung einführen. Die Methodik soll dabei geeignete Anreize für die Netznutzer setzen, ihre Portfolios auszugleichen ohne neue Marktteilnehmer abzuschrecken oder die Entwicklung wettbewerbsfähiger Märkte zu behindern.

Als Grundlage dienen spezifische Definitionen zu den Kernbegriffen:

- **Ausgleichsmengen:** Differenz zwischen Einspeisung eines individuellen Netznutzers in die Bilanzzone und der ihm zuzuordnenden Entnahme bzw. Ausspeisung aus der Bilanzzone, d.h. die bilanzielle Ausgleichsenergie,
- **Ausgleichsentgelt:** Das einem Netznutzer vom Netzbetreiber in Rechnung gestellte Entgelt oder die Vergütung eines Netznutzers durch den Netzbetreiber für die finanzielle Verrechnung des netznutzerspezifischen Ausgleichs am Ende einer Bilanzierungsperiode.

Die Leitlinien schreiben vor, dass die Ausgleichsentgelte separat für positive und negative Ausgleichsenergie auf Grenzkostenbasis²² gesetzt werden, sofern ein Fernleitungsnetzbetreiber entweder den Großhandelsmarkt oder eine separate Plattform²³ zum Kauf oder Verkauf physikalischer Ausgleichsenergie verwendet. Die entsprechenden Grenzkostenpreise werden auch dann angewandt, wenn der Fernleitungsnetzbetreiber keine Maßnahmen ergriffen hat. Zusätzlich kann eine begrenzte Anpassung der Ausgleichsenergiepreise erfolgen, um ausreichende Anreiz zum Ausgleich der Portfolios zu gewährleisten.

Die Leitlinien fordern zudem, dass Ausgleichsenergie separat von anderen Entgelten für den Transport zu verrechnen ist und dass die Verrechnung von Ausgleichsenergie kostenneutral für die Fernleitungsnetzbetreiber sein soll.

Toleranzen

Im Falle untertägiger Restriktionen können Toleranzen gewährt werden, sofern entweder Netznutzer keinen Zugang zu einem liquiden Kurzfrist-Großhandelsmarkt haben oder falls

²² Der Grenzpreis für positive [negative] Ausgleichsenergie entspricht hierbei dem Maximum [Minimum] aus dem höchsten [niedrigsten] Preis aller durch den Fernleitungsnetzbetreiber getätigten Geschäfte zum Bilanzausgleich (mit Ausnahme lokal oder zeitlich beschränkter Produkte) und dem mengengewichteten mittleren Preis am Handelsmarkt, jeweils bezogen auf Lieferungen am jeweiligen Tag.

²³ Einschließlich einer gemeinsamen Plattform mit anderen Netzbetreibern

die Netzbetreiber nicht in der Lage sind, einen Ausgleich im Rahmen der Tagesbilanzierung zu ermöglichen.

2.4 Vorgaben des GWG 2011

2.4.1 Allgemeine organisatorische Vorgaben

Das Gaswirtschaftsgesetz 2011²⁴ (GWG 2011), welches Ende 2011 in Kraft getreten ist, führt zu einer Reihe organisatorischer Änderungen, die bei der Diskussion eines Modells für die zukünftige Ausgestaltung der Ausgleichsenergiebewirtschaftung im Gasmarkt zu berücksichtigen sind. Nachfolgend gehen wir in diesem Zusammenhang zuerst auf allgemeine organisatorische Vorgaben ein, welche aus unserer Sicht von besonderer Relevanz für diese Studie sind, ehe wir in Abschnitt 2.4.2 auf spezifische Regelungen hinsichtlich der Ausgleichsenergiebewirtschaftung eingehen.

§ 12 GWG 2011 definiert die Marktgebiete „Ost“, „Tirol“ und „Vorarlberg“, in denen ein Marktgebietsmanager (nur im Marktgebiet Ost) und jeweils ein Verteilergebietsmanager und ein Bilanzgruppenkoordinator mit der Bereitstellung von Systemdienstleistungen beauftragt sind. Die regionale Abgrenzung der Marktgebiete entspricht damit prinzipiell den drei bisherigen Regelzonen, so dass wir uns nachfolgend auf das Marktgebiet Ost beschränken. Im Unterschied zum Status quo legt § 12 Abs. 2 GWG 2011 jedoch fest, dass ein Marktgebiet alle in einer jeweiligen Region gelegenen Netze umfasst. Im Gegensatz zur heutigen Trennung zwischen der Inlandsversorgung (Regelzone) einerseits und Transiten auf Fernleitungsebene andererseits bezieht sich der Begriff Marktgebiet damit sowohl auf die Fernleitungsnetze als auch die Verteilernetze in der bisherigen Regelzone Ost.

Das Ziel dieser Zusammenfassung ist die Gewährleistung einer einheitlichen Organisation des Netzzugangs, wie auch die Erläuterungen zum GWG verdeutlichen:

„Die bisherige Einteilung des österreichischen Leitungsnetzes in Regelzonen, welche per definitionem nur jene Netzstrukturen umfassen, die für die Inlandsversorgung bestimmt sind, muss daher angepasst werden, um sämtliche Netzstrukturen in einem geographischen Gebiet zu umfassen und eine einheitliche Organisation des Netzzugangs zu gewährleisten. Die geographischen Gebiete werden daher fortan

²⁴ BGBl I Nr. 107/2011

als Marktgebiete bezeichnet, um dem qualitativen Unterschied zu den bisherigen Regelzonen auch begrifflich Rechnung zu tragen.²⁵

Ungeachtet der Zusammenfassung der Netze in einem einheitlichen Marktgebiet sieht das GWG 2011 dennoch weiterhin eine organisatorische Trennung zwischen der Fernleitungsebene und den Verteilernetzen vor. So sieht § 13 GWG 2011 die Benennung eines sog. Marktgebietsmanagers (MGM) für ein Marktgebiet vor, während umgekehrt § 17 GWG 2011 die Rolle des Verteilergebietsmanagers (VGM) einführt.

Zu den Aufgaben des Marktgebietsmanagers gehören nach § 14. Abs. 1 GWG 2011 u.a.:

- Koordination der Netzsteuerung und Einsatz des Netzpuffers (Linepack) sowie Abruf der physikalischen Ausgleichsenergie im Zusammenwirken mit dem Verteilergebietsmanager im Marktgebiet,
- Verwaltung der im Marktgebiet tätigen Bilanzgruppen,
- Organisation der Abrechnung der Ausgleichsenergie im Fernleitungsnetz.

Der Marktgebietsmanager ist in diesem Zusammenhang nach § 14 Abs. 2 GWG 2011 auch Empfänger der von den Bilanzgruppenverantwortlichen gesendeten Fahrpläne bzw. Nominierungen einer Bilanzgruppe.

Der Verteilergebietsmanager ist dagegen nach § 18 Abs. 1 GWG 2011 u.a. zuständig für:

- Die Abgrenzung von Regelenergie zu Ausgleichsenergie im Verteilernetz nach transparenten und objektiven Kriterien,
- Den Abruf der physikalischen Ausgleichsenergie im Verteilergebiet, der vorrangig über den Virtuellen Handlungspunkt mit dem Ziel der Minimierung des Abrufs von physikalischer Ausgleichsenergie zu erfolgen hat,
- Die Beschaffung eines darüber hinausgehenden Ausgleichsenergiebedarfs über den Bilanzgruppenkoordinator,
- Die Bereitstellung der Systemdienstleistung (Leistungs- und Druckregelung bzw. Druckhaltung) durch Vornahme des technisch-physikalischen Ausgleichs oder den Abschluss entsprechender Verträge mit Dritten,
- Die Steuerung der Verteilerleitungsanlagen in der Netzebene 1,

²⁵ 1081 der Beilagen XXIV. GP - Regierungsvorlage - Vorblatt und Erläuterungen Zum Gaswirtschaftsgesetz 2011 und der Novelle zum Energie-Control-Gesetz, S. 15 - 17

- Die Erstellung von Summenlastprognosen zur frühzeitigen Erkennung von Ungleichgewichten.

Diese Aufstellung verdeutlicht, dass viele der für die Ausgleichsenergiebewirtschaftung relevanten Aufgaben sowohl vom MGM als auch vom VGM auszuführen sind. Nach § 19 Abs. 1 GWG 2011 müssen der MGM und VGM sich bei der Ausübung ihrer Aufgaben gegenseitig unterstützen und zusammenarbeiten, *"mit dem Ziel, das Gesamtnetz eines Marktgebietes als Gesamtheit in einheitlicher und zusammenhängender Weise zu nutzen."* Neben anderen Aspekten werden in diesem Zusammenhang explizit die Beschaffung und die Steuerung des Einsatzes von Regelenergie genannt.

Interessant ist in diesem Zusammenhang weiters, dass nach § 87 Abs. 1 GWG 2011 der Bilanzgruppenkoordinator für die Berechnung, Zuordnung und Verrechnung von Ausgleichsenergie in den Verteilernetzen zuständig ist, während die Zuständigkeit für diese Aufgaben für das Fernleitungsnetz beim Marktgebietsmanager liegt. Die Aufgaben des Bilanzgruppenkoordinators umfassen dabei auch die Ermittlung und Veröffentlichung der Preise für Ausgleichsenergie. Daneben hat der Bilanzgruppenkoordinator gemäß § 87 Abs. 3 GWG 2011 physikalische Ausgleichsenergie nach einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktbasieren Verfahren unter Einbeziehung aller geeigneten Aufbringungsmöglichkeiten für das Verteilernetz in dem Umfang zu beschaffen, wie die Beschaffung über den Virtuellen Handlungspunkt gemäß § 18 Abs. 1 Z 22 GWG 2011 nicht ausreichend ist.

Insgesamt ergibt sich aus den Vorgaben des GWG 2011, dass grundsätzlich auch weiterhin eine Trennung zumindest der Abrechnung bilanzieller Ausgleichsenergie im Fernleitungsnetz einerseits sowie im Verteilernetz andererseits vorgesehen ist. Gleiches gilt auch hinsichtlich der Verantwortung für den Einsatz des Netzpuffers und den Abruf physikalischer Ausgleichsenergie, wobei das GWG 2011 in diesem Falle explizit und mehrfach eine Kooperation zwischen MGM und VGM fordert.

Diese Vorgaben weisen auf die Option einer möglichen Trennung in zwei unterschiedliche Bilanzzonen hin, wie dies auch im Netzkodex als Option vorgesehen ist (vgl. Abschnitt 2.3.2). Wie erwähnt, verweist das GWG 2011 allerdings gleichzeitig an verschiedenen Stellen auf das Erfordernis einer möglichst weitgehenden Kooperation und das Ziel eines koordinierten Einsatzes der vorhandenen Flexibilität und Instrumente. Entsprechend heißt es auch in den Erläuterungen zum GWG 2011: *"Das Gesamtnetz eines Marktgebiets soll möglichst als Gesamtheit in einheitlicher und zusammenhängender Weise genutzt werden."*²⁶ Schließlich nennt § 41 Abs. 4 GWG 2011 explizit das Ziel der Harmonisierung der Ausgleichsregeln im Fernleitungs- und Verteilernetz, während § 19 Abs. 2 GWG 2011 die Mög-

²⁶ 1081 der Beilagen XXIV. GP - Regierungsvorlage - Vorblatt und Erläuterungen Zum Gaswirtschaftsgesetz 2011 und der Novelle zum Energie-Control-Gesetz, S. 15 - 17

lichkeit einer Zusammenlegung der Funktionen des Verteilergiebtsmanagers und des Marktgebtsmanagers vorsieht. Dementsprechend wre die Einfhrung eines einheitlichen Ansatzes fr das gesamte Marktgebiet gemf GWG 2011 nicht nur mglich, sondern erscheint zumindest perspektivisch auch die angestrebte Lsung.

2.4.2 Spezifische Vorgaben zur Ausgleichsenergiebewirtschaftung

Whrend das GWG 2011 spezifische Vorgaben fr die Organisation der Ausgleichsenergiebewirtschaftung macht, fehlen konkrete Regelungen fr die weitergehende Ausgestaltung. Vielmehr kann E-Control als Regulierungsbehrde nach § 41 Abs. 4 GWG 2011 Festlegungen zu den Bedingungen fr die Erbringung von Ausgleichsleistungen im Marktgebiet treffen, und zwar insbesondere zur Dauer der Ausgleichsperiode und der Definition des Gas-tags.

Die wichtigste Vorgabe bezglich der konkreten Ausgestaltung bezieht sich auf die bereits erwahnte MaBgabe, dass sowohl der Marktgebtsmanager als auch der Verteilergiebtsmanager:

- Den vorhandenen Netzpuffer mit dem Ziel der Minimierung des Abrufs von physikalischer Ausgleichsenergie einzusetzen und
- den Abruf physikalischer Ausgleichsenergie vorrangig ber den Virtuellen Handelspunkt ausfhren sollen, wobei
- ein darber hinausgehender Ausgleichsenergiebedarf des VGM ber den Bilanzgruppenkoordinator beschafft werden kann (bzw. muss).

Hinsichtlich weiterer Vorgaben kann die Regulierungsbehrde nach § 41 Abs. 3 GWG 2011 Festlegungen zu den Bedingungen fr die Erbringung von Ausgleichsleistungen im Fernleitungsnetz treffen, sofern dafur keine Regelungen durch die "Leitlinien des ENTSO (Gas)" vorliegen oder die Fernleitungsunternehmen diese Leitlinien nicht oder unterschiedlich umsetzen. Dies betrifft insbesondere Vorgaben zu den Verfahren zur Ausschreibung von physikalischer Ausgleichsenergie und der Ermittlung des Preises gemf § 87 GWG 2011, der Festlegung von Mindestangebotsgrößen und der fr die Berechnung und Zuweisung der Ausgleichsenergie von den Marktteilnehmern, Verteilernetzbetreibern und Bilanzgruppenverantwortlichen bereitzustellenden Daten.

2.5 Anforderungen an ein zukünftiges Ausgleichsenergiemodell

Aus den in den beiden vorhergehenden Abschnitten dargestellten Vorgaben der europäischen Regelungen, also speziell der Leitlinie und des Netzkodex zur Gasbilanzierung, sowie den spezifischen Regelungen des GWG 2011 ergeben sich die folgenden grundsätzlichen Vorgaben für die Ausgestaltung eines zukünftigen System der Ausgleichsenergiebewirtschaftung im österreichischen Gasmarkt bzw. im Marktgebiet Ost:

- Die Verantwortlichkeit für den Ausgleich des Netzes, den Einsatz des Netzpuffers und die Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie liegt beim MGM für die Fernleitungsebene und beim VGM für das Verteilergebiet.
- Der MGM und der VGM sind dazu verpflichtet, sowohl bei der Beschaffung von physikalischer Ausgleichsenergie als auch beim Einsatz des Netzpuffers zu kooperieren, wobei der Netzpuffer mit dem Ziel einer Minimierung des Abrufs von physikalischer Ausgleichsenergie einzusetzen ist.
- Physikalische Ausgleichsenergie ist nach Möglichkeit über standardisierte Produkte am Großhandelsmarkt / am VHP zu beschaffen. Gleichzeitig können im Falle eines unzureichenden Angebots oder besonderer Anforderungen auch anderweitige Ausgleichsleistungen genutzt werden, wobei der VGM zusätzliche Mengen über den Bilanzgruppenkoordinator beschaffen muss.
- Zumindest auf der Fernleitungsebene sind sämtliche Abweichungen der Bilanzgruppen im Rahmen der Tagesbilanzierung am Ende des jeweiligen Gastages finanziell auszugleichen.
- Zusätzlich können untertägige Anreize angewendet werden, soweit dies zur Gewährleistung der Systemstabilität und/oder zur Minimierung der Bilanzierungserfordernisse dient und den Netznutzern ausreichende Informationen zur Erfüllung ihrer untertägigen Verpflichtungen zur Verfügung gestellt werden.
- Der Ausgleichsenergiepreis hat sich am jeweiligen Grenzpreis für positive bzw. negative physikalische Ausgleichsenergie, die am jeweiligen Gastag vom Fernleitungsnetzbetreiber bzw. Marktgebietsmanager abgerufen wurde, zu orientieren.
- Die genannten Vorgaben bezüglich der Verrechnung bilanzieller Ausgleichsenergie gelten streng genommen nur für die Fernleitungsebene, während für das Verteilernetzgebiet prinzipiell auch abweichende Regelungen möglich sind.

3. Auswirkungen verschiedener Bilanzierungsmodelle auf das Versorgerverhalten

3.1 Einleitung

In Ergänzung zur Analyse der regulatorischen Rahmenbedingungen im vorigen Kapitel untersuchen wir nachfolgend die Auswirkungen verschiedener Bilanzierungsmodelle auf die Kosten einzelner Kunden bzw. Portfolien, die sich aus den Kosten für Ausgleichsenergie bzw. den Kosten der Strukturierung des eigenen Lieferportfolios ergeben. Beim Vergleich unterschiedlicher Bilanzierungsmodelle im nachfolgenden Abschnitt 3.2 betrachten wir dabei die Kosten, die Lieferanten bzw. BGV in der Stunden- bzw. Tagesbilanzierung zu erwarten haben. Zum Vergleich untersuchen wir im anschließenden Abschnitt 3.3 die Kosten der individuellen Strukturierung durch den Lieferanten, wobei wir als Referenz davon ausgehen, dass die hierfür benötigte Flexibilität über Speicherprodukte dargestellt wird.

3.2 Vergleich der Kosten für Ausgleichsenergie in verschiedenen Bilanzierungsmodellen

3.2.1 Modellansatz

Der gewählte Modellrahmen simuliert die wirtschaftlichen Auswirkungen einer Umstellung der Bilanzierungsperiode für verschiedene Typen von Gasabnehmern. Ziel der Analyse ist es, die Ausgleichsenergiekosten für kommerzielle Bilanzgruppen abzuschätzen, die sich unter veränderten Bilanzierungsregeln ergeben können. Hierzu wird zwischen verschiedenen Arten von Industriekunden, Kraftwerken und Kleinverbrauchern unterschieden.

Bei der Betrachtung verschiedener Bilanzierungsmodelle ist grundsätzlich zwischen der Stundenbilanzierung und einer reinen Tagesbilanzierung zu unterscheiden. Die mögliche Anwendung untertägiger Restriktionen kann darüber hinaus zu verschiedenen Mischsystemen innerhalb der Tagesbilanzierung führen. Insgesamt haben wir daher die folgenden sechs Varianten untersucht:

- Reine Stundenbilanzierung für einzelne Kundengruppen, auf Basis verschiedener Clearing-Preise für bilanzielle Ausgleichsenergie:
 - Historische Preisreihe des Gaswirtschaftsjahres 2010/2011 (AGCS),
 - Fiktive Ausgleichsenergiepreise, die auf Basis des Gaspreises am Hub Baumgarten ermittelt werden, zuzüglich eines Auf-/Abschlags von 3 €/MWh, mit einer weitergehenden Differenzierung zwischen den folgenden beiden Varianten:
 - 1-Preis-System ohne Preisunterschied zwischen positiver und negativer Ausgleichsenergie, bei welchem der Auf- oder Abschlag von der stündlichen Systembilanz abhängt,
 - 2-Preis-System mit einem festem Spread zwischen positiver und negativer Ausgleichsenergie von ± 3 €/MWh,
- Tagesbilanzierung:
 - Ohne untertägige Restriktionen,
 - Mit stündlichen Restriktionen,
 - Mit kumulierten Restriktionen.

Bei der Tagesbilanzierung erfolgt die Abrechnung der Ausgleichsenergie am Ende des Gastags auf Basis eines 2-Preis-Systems, dem der jeweils höchste und niedrigste Preis des Within-Day-Markts der EEX zugrunde liegt.

Bei den zwei Varianten zur Tagesbilanzierung mit untertägigen Restriktionen wird den Lieferanten zudem eine spezifische Toleranz auf die tatsächliche Ausspeisung zugewiesen, und zwar in Höhe von:

- 1%, 3% oder 5% für stündliche Abweichungen bzw.
- 0%, 5% oder 10% für kumulierte Abweichungen.

Die Toleranz eines gemischten Portfolios ergibt sich in Abhängigkeit des Anteils jeder Kundengruppe am Gesamtportfolio. Die in einigen Ländern übliche Möglichkeit eines Sekundärmarktes für Toleranzen wurde nicht berücksichtigt, d.h. ein Lieferant kann weder ungenutzte Toleranz veräußern noch zusätzliche Toleranz hinzukaufen. Eine über die Gesamt toleranz eines Portfolios hinausgehende Ausgleichsenergie wird in allen Szenarien

mit 10% des täglichen Clearing-Preises pönalisiert. Die Abrechnung der bilanziellen Ausgleichsenergie erfolgt jedoch weiter am Tagesende.

Zum Vergleich der verschiedenen Bilanzierungsmodelle wird auf eine einfache Analyse der Durchschnittskosten abgestellt. Hierzu werden zunächst die während eines ganzen Gaswirtschaftsjahres anfallenden Kosten und Erlöse aus der Verrechnung der bilanziellen Ausgleichsenergie mit dem Wert der bezogenen bzw. gelieferten Ausgleichsenergiemenge verrechnet. Eine Überspeisung durch den Lieferanten kann als Lieferung von Ausgleichsenergie an den BKO interpretiert werden, die mit dem Ausgleichsenergiepreis vergütet wird, während der Lieferant bei einer Unterspeisung Ausgleichsenergie bezieht.

Wie in Abbildung 6 dargestellt, wird der Wert der Energie auf Grundlage der Preise im Day-Ahead-Markt am Hub Baumgarten bzw. an der EEX bestimmt, während die Kosten / Erlöse für bilanzielle Ausgleichsenergie auf Basis des entsprechenden Clearing-Preises ermittelt werden. Dem resultierenden Betrag werden je nach Bilanzierungsmodell, d.h. sofern relevant, die Pönalen für die Überschreitung der stündlichen oder kumulierten Toleranzen zugeschlagen, die im Jahresverlauf anfallen. Aus dem Saldo der jährlichen Kosten / Erlöse werden schließlich die spezifischen Kosten in €/MWh bezogen auf die Portfoliogröße abgeleitet.

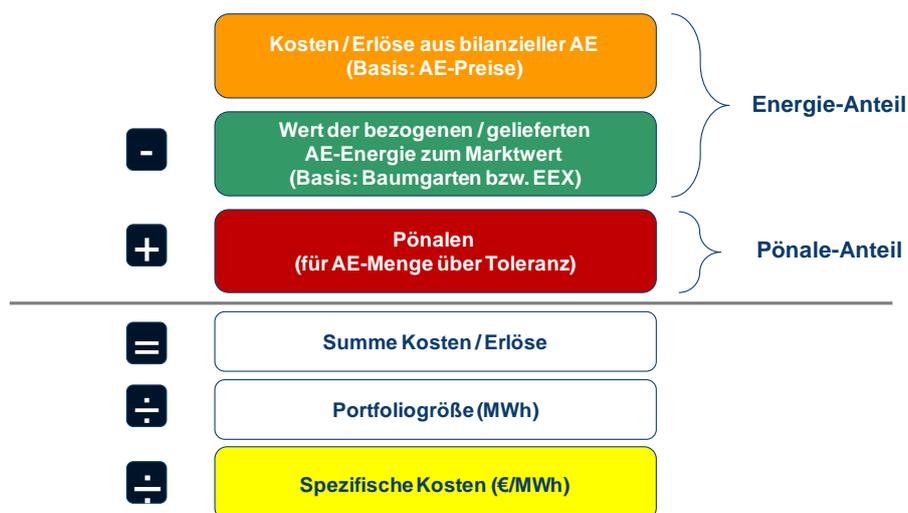


Abbildung 6: Ansatz zum Vergleich der Kosten verschiedener Bilanzierungsmodelle

Quelle: Eigene Darstellung

Um die Unterschiede zwischen den Bilanzierungsmodellen zu analysieren, haben wir eine Reihe von stündlichen Verbrauchsprofilen ausgewählt, die für verschiedene Kundengruppen charakteristisch sind und jeweils auf einen bestimmten Jahresverbrauch normiert wurden. Im Einzelnen betrachten wir die folgenden Profile:

- 2 Profile für kleine und mittelgroße Kunden (Haushalte, Gewerbe), normiert auf 100 GWh/a,
- 4 Profile für industrielle (Groß-)Abnehmer mit einem normierten Gesamtverbrauch von 300 GWh/a,
- 4 Profile für Gas-Kraftwerke mit einem normierten Gasverbrauch von 1.000 GWh/a.

Die Auswahl der Kundengruppen basiert auf der Statistik der Gasverbraucher in Österreich. Für die Kraftwerke wurden neben zwei realen Profilen von stromgeführten Gas-und-Dampf-Kraftwerken (inkl. ungewollter Ausfälle und geplanter Wartungsarbeiten) auch zwei synthetisch erzeugte Profile berücksichtigt. Letztere repräsentieren die kombinierte Bereitstellung von Strom und Wärme in Heizkraftwerken und reflektieren insbesondere die saisonal und tageszeitlich variable Wärmenachfrage.

Aufgrund der Vielfalt an industriellen Prozessen, bei denen Gas zur Bereitstellung von Prozesswärme und -dampf verwertet wird, wurden mehrere synthetische Profile für verschiedene industrielle Verbraucher berücksichtigt. Die Industriesektoren wurden dabei nach ihrem Anteil am Gesamtverbrauch in Österreich ausgewählt. Konkret wurden die folgenden charakteristischen Industrie-Profile verwendet:

- 2-Schicht-Betrieb,
- Prozessgas,
- Chemie,
- Stahl.

Die Profile lassen sich grob dadurch unterscheiden, dass sie einen mehr oder weniger konstanten bzw. zeitlich flexiblen Gasverbrauch annehmen. Sie spiegeln damit die jeweils unterschiedliche Produktionsstruktur eines Industriesektors wider, wie z. B. ein Zwei- oder Drei-Schicht-Betrieb oder eine auf die Wochentage beschränkte Produktion im Vergleich mit einer kontinuierlichen Produktion über 7 Tage je Woche. Für Stahl und Chemie wird ein tageszeitlich konstanter und im Jahresverlauf leicht schwankender Verbrauch angenommen, der insgesamt zu einer hohen Auslastung führt. Hingegen sind die anderen beiden Profile mit höheren Schwankungen behaftet und führen zu mittleren Benutzungsstunden. Beim Profil „2-Schicht-Betrieb“ steht einem hohen Verbrauch tagsüber an Werktagen ein niedriger bzw. sehr niedriger Verbrauch nachts bzw. an den Wochenenden gegenüber. Das Profil „Prozessgas“ ist durch ein charakteristisches Tagesprofil mit einem großen Unterschied zwischen Tag und Nacht gekennzeichnet und spiegelt den Verbrauch in vielen Industrieanlagen wider.

Für kleine und mittlere Verbraucher wurden aktuelle Standardlastprofile für Haushalte (vornehmlich Heizgas) und Gewerbebetriebe (vornehmlich Prozesswärme) gemäß den Veröffentlichungen der AGCS angewandt. Das stündliche Lastprofil im Laufe eines Jahres wurde dabei auf Grundlage historischer Messwerte (Tagesmitteltemperatur) für einen ausgewählten Standort erzeugt.

Neben den einzelnen Profilen wurden exemplarisch auch gemischte Portfolios gebildet, um die ausgewählten Bilanzierungsmodelle zu testen. Hierbei wurden Portfolios aus einer unterschiedlichen Mischung der oben genannten „reinen“ Profile und mit einer Gesamtgröße von jeweils 2-10 TWh Verbrauch pro Jahr gebildet. Zur Abschätzung der Wirkung auf den gesamtösterreichischen Markt wurde außerdem der stündliche Gesamtverbrauch in der Regelzone Ost gemäß AGCS-Statistik als eigenständiges (reales) Profil genutzt.

Da der Ausgleichsenergieabrechnung die Differenz zwischen der erwarteten und der tatsächlichen Abnahme zugrunde liegt, ist für jedes der oben genannten Profile eine Gegenüberstellung dieser beiden Werte notwendig. Hierfür wurde eine stochastische Abweichung simuliert, wobei nachfolgende Ansätze zum Tragen kommen:

- Kraftwerksprofile:
 - Reale Profile stromgeführter Kraftwerke: Prognosewert entspricht dem rotierenden 3-Stunden-Durchschnitt der tatsächlichen Werte²⁷,
 - Synthetische Profile von KWK²⁸-Anlagen: jeweils eine gleichverteilte Zufallsvariable für die stündliche Abweichung (max. +/-2%) und für die tägliche Abweichung (max. +/-5%), bzw. ein hierzu äquivalentes geglättetes Profil,
- Industrie: eine gleichverteilte Zufallsvariable,
- SLP-Kunden: Jeweils eine gleichverteilte Zufallsvariable für die stündliche Abweichung der Abnahme (max. +/-5%) und für die Abweichung der tatsächlichen von der prognostizierten Tagesmitteltemperatur (max +/-10%).

Weiter unterscheiden wir zwischen einer Profileinspeisung und einer Bandeinspeisung durch den Lieferanten. Dies liegt darin begründet, dass nicht alle Netznutzer in der Lage sind, ein Stundenprofil gemäß dem erwarteten Verlauf des stündlichen Verbrauchs einzuspeisen. Zudem erscheint es mit Blick auf den Vergleich mit einer reinen Tagesbilanzierung sinnvoll, auch den Fall einer Einspeisung einer konstanten Menge über den gesamten Gastag (Bandeinspeisung) zu betrachten.

²⁷ Wir weisen darauf hin, dass dieser Ansatz die tatsächliche Ausgleichsenergie tendenziell unterschätzt.

²⁸ Kraft-Wärme-Kopplung

Zur Ergänzung der Ergebnisse, die sich aus der Anwendung der oben genannten charakteristischen Verbrauchsprofile in verschiedenen Bilanzierungsmodellen ergeben, greifen wir auf reale Daten zur Abrechnung bilanzieller Ausgleichsenergie von 21 kommerziellen Bilanzgruppen der Jahre 2009-2011 zurück. Damit liegen insgesamt 63 Gesamtjahreszeitreihen als Testwerte vor. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass z.T. nicht für alle drei Jahre vollständige Daten auf Stundenbasis vorliegen. Zudem sind weder der Gesamtverbrauch der einzelnen Bilanzgruppen noch deren Zusammensetzung nach Kundengruppen bekannt.

Daher lassen sich lediglich Aussagen zu den jährlichen Kosten und Erlösen der Verrechnung bilanzieller Ausgleichsenergie und dem Wert der dadurch transferierten Energie ableiten, nicht jedoch zu den spezifischen Kosten und evtl. darin enthaltenen Pönalen. Dennoch lassen sich aus der Gegenüberstellung der verschiedenen Jahre für die einzelnen Bilanzgruppen wertvolle Schlussfolgerungen ziehen, insbesondere zum Vergleich von reiner Stunden- zu Tagesbilanzierung sowie bezüglich der Wirkung verschiedener Modelle zur Festsetzung der Preise für bilanziellen Ausgleichsenergie in der Stundenbilanzierung.

3.2.2 Ergebnisse

Wie die nachfolgende Abbildung 7 zeigt, führt das derzeitige System der Stundenbilanzierung auf Basis von historischen Clearing-Preisen im Vergleich zu den Varianten der Tagesbilanzierung in den meisten Fällen zu vergleichsweise niedrigen Kosten. Bei manchen Profilen führt die Stundenbilanzierung sogar zu Netto-Erlösen für die Bilanzgruppen. Weiters fällt die deutlich größere Streuung der Ergebnisse für die Tagesbilanzierung auf, d.h. der beste und schlechteste Wert für die einzelnen Profile liegen weiter auseinander. Überraschenderweise ist zudem festzustellen, dass eine Bandeinspeisung in der Stundenbilanzierung nicht grundsätzlich teurer als eine Profileinspeisung ist.²⁹

²⁹ Es ist zu berücksichtigen, dass ein direkter Vergleich der Ergebnisse zwischen den Kundengruppen wenig sinnvoll ist, da sich die Annahmen zur Struktur der Ausgleichsenergie unterscheiden.

Spezifische Kosten verschiedener Bilanzierungsregime für BGV

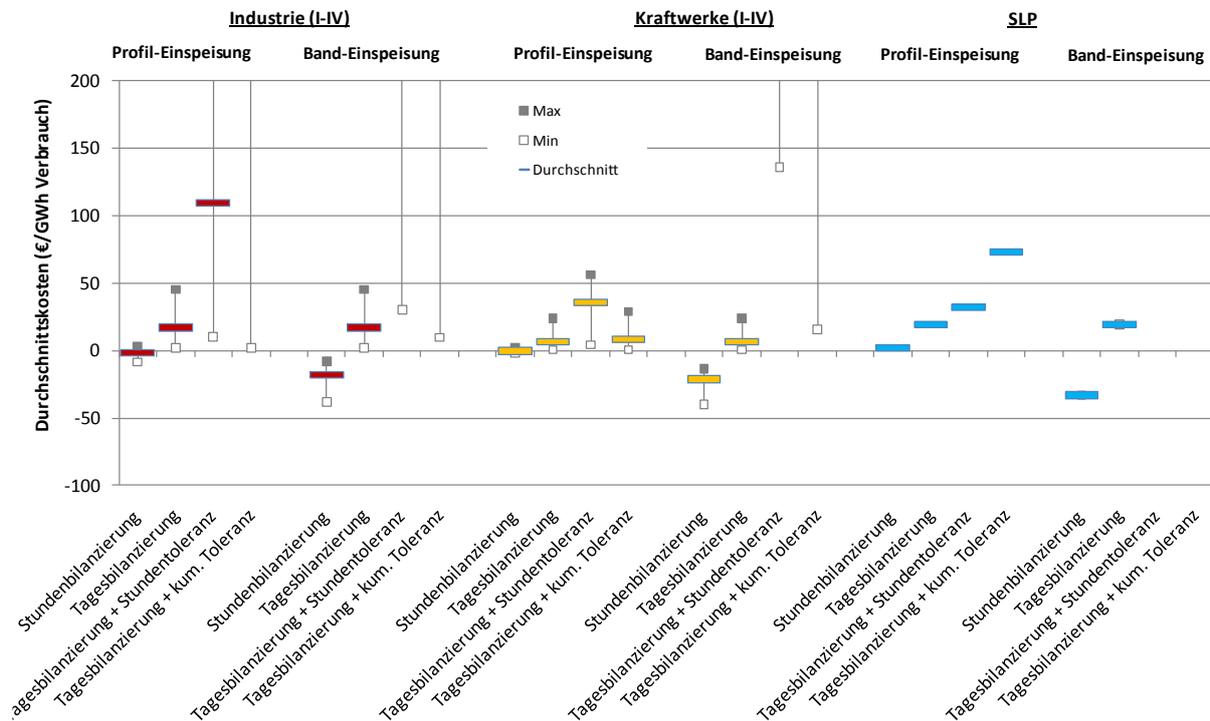


Abbildung 7: Spezifische Kosten verschiedener Bilanzierungsmodell für BGV

Quelle: Eigene Darstellung

Wie schon in Kapitel 2.1 gezeigt wurde, können die relativ niedrigen Kosten der Stundenbilanzierung insbesondere auf einen strukturellen Fehler der Standardlastprofile und die derzeitige Methodik zur Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise zurückgeführt werden. Berücksichtigt man dagegen, dass die Formel zur Bildung der Ausgleichsenergiepreise sich zukünftig ändern könnte, ergibt sich teilweise ein anderes Bild, selbst wenn die Stundenbilanzierung beibehalten wird.

Hierzu haben wir alternativ eine Stundenbilanzierung mit synthetisch erstellten Ausgleichsenergiepreisen untersucht (vgl. Abbildung 8). Im ersten Fall wird angenommen, dass der Clearing-Preis dem Preis am Hub Baumgarten entspricht, je nach Systembilanz korrigiert um einen Auf- oder Abschlag von +/-3 €/MWh. Damit bleibt das derzeitige 1-Preis-System in geänderter Form erhalten. Im zweiten Fall wird von einem 2-Preis-System ausgegangen, bei dem ebenfalls der Preis am Hub Baumgarten als Referenzpreis dient und Unterspeisungen mit einem zusätzlichen Aufschlag von 3 €/MWh belegt werden, während Überspeisungen zum Referenzpreis abzüglich 3 €/MWh abgerechnet werden.

Wie Abbildung 8 am Beispiel von Industriekunden zeigt, führt die Betrachtung der alternativen Preisstrukturen für bilanzielle Ausgleichsenergie zu anderen Ergebnissen. So ergeben

sich im Fall des 2-Preis-Systems deutlich höhere Kosten. Durch das alternative 1-Preis-System können sich dagegen sogar höhere Erlöse ergeben als bei Anwendung der historischen Clearing-Preise.

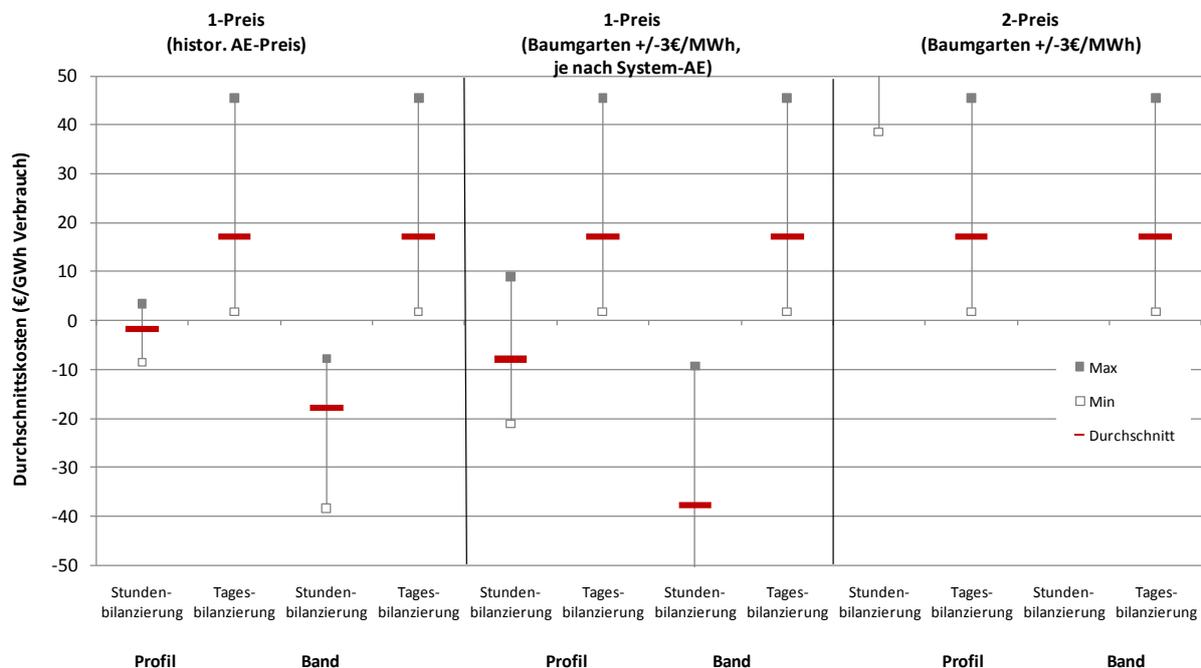


Abbildung 8: Wirkung verschiedener Ausgleichsenergiepreise auf die Kosten bilanzieller Ausgleichsenergie von Industriekunden

Quelle: Eigene Darstellung

Dieses Ergebnis wird durch eine Analyse realer Daten zur Abrechnung bilanzieller Ausgleichsenergie von insgesamt 21 kommerziellen Bilanzgruppen in den letzten 3 Jahren gestützt. Wie Abbildung 8 zeigt, führen beide Ausprägungen des 1-Preis-Systems in allen 3 Jahren per Saldo zu ähnlichen Kosten (und z.T. sogar zu Erlösen) und weisen eine ähnliche Streuung der Ergebnisse auf, wobei die Ergebnisse im Falle des synthetischen Preisprofils etwas schlechter abschneiden. Weiters bleiben die Bilanzgruppen in der Stundenbilanzierung mit dem 1-Preis-System im Schnitt auch besser gestellt als in der Tagesbilanzierung. Hingegen führt das 2-Preis-System bei Stundenbilanzierung im Schnitt über alle Bilanzgruppen zu deutlich höheren Kosten und einer gestiegenen Streuung der Ergebnisse.

Ein direkter Vergleich der Ergebnisse für einzelne Bilanzgruppen und nach Jahren zeigt, dass sich Bilanzgruppen im veränderten 1-Preis-System im Vergleich zur Abrechnung nach historischen Clearing-Preisen je nach Jahr verbessern oder verschlechtern können. Hingegen führt die Einführung eines 2-Preis-Systems in der Stundenbilanzierung in allen Fällen zu signifikant höheren Kosten.

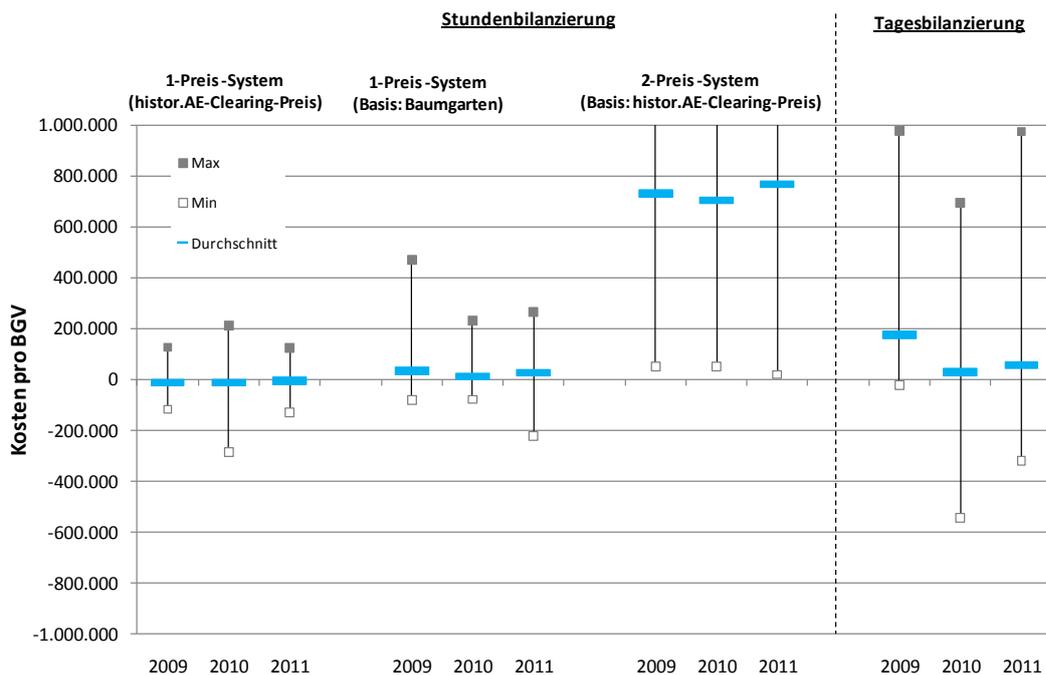


Abbildung 9: Wirkung von verschiedenen Bilanzierungsmodellen und Ausgleichsenergiepreisen auf die bilanziellen Ausgleichsenergiekosten der BGV

Anmerkung: Es wurden nur diejenigen Fälle ausgewertet, in denen für eine Bilanzgruppe mindestens 3000 Stundenwerte im jeweiligen Kalenderjahr vorlagen.

Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Kosten bilanzieller Ausgleichsenergie im derzeitigen Modell der Stundenbilanzierung mit dem 1-Preis-System regelmäßig günstiger oder zumindest vergleichbar mit der reinen Tagesbilanzierung sind. Der Übergang zu einem stündlichen 2-Preis-System (z.B. in Anlehnung an die Vorgaben der Leitlinien zur Gasbilanzierung für die Tagesbilanzierung) würde dagegen in deutlich höheren Kosten resultieren, was natürlich aber auch einen Anreiz zur Vermeidung von Unausgeglichheiten darstellt.

Es muss jedoch angefügt werden, dass die Kosten der Tagesbilanzierung bei Anwendung eines 1-Preis-Systems ebenfalls niedriger ausfallen würden.

Hinzu kommt aber, dass die Einführung von stündlichen oder kumulierten Restriktionen, wie von uns untersucht, teilweise zu erheblichen Zusatzkosten für die BGV führen kann. Dies zeigt sich am Beispiel von Industriekunden in der nachfolgenden Grafik. Während auf den deutlichen Unterschied zwischen reiner Stunden- und Tagesbilanzierung schon hingewiesen wurde, hat die Wahl (d.h. Vorgabe) der Toleranz und die Erhebung von Pönalen auf die die Toleranz überschreitenden Abweichungen einen erheblichen Einfluss auf die durchschnittlichen bilanziellen Ausgleichsenergiekosten der Lieferanten. Wie zu erwarten war, schneidet

die Bandeinspeisung erheblich schlechter ab als die Profileinspeisung. In beiden Fällen erweist sich die Einführung einer kumulierten Toleranz und einer Pönale auf etwaige Überschreitungen als sensitiver als die Kombination aus stündlicher Toleranz und Pönale. Lediglich bei einer relativ hohen kumulierten Toleranz von 10% der Tagesausspeisung liegt die gesamte Pönale in einer vergleichbaren Höhe zur Pönale bei stündlicher Toleranz.

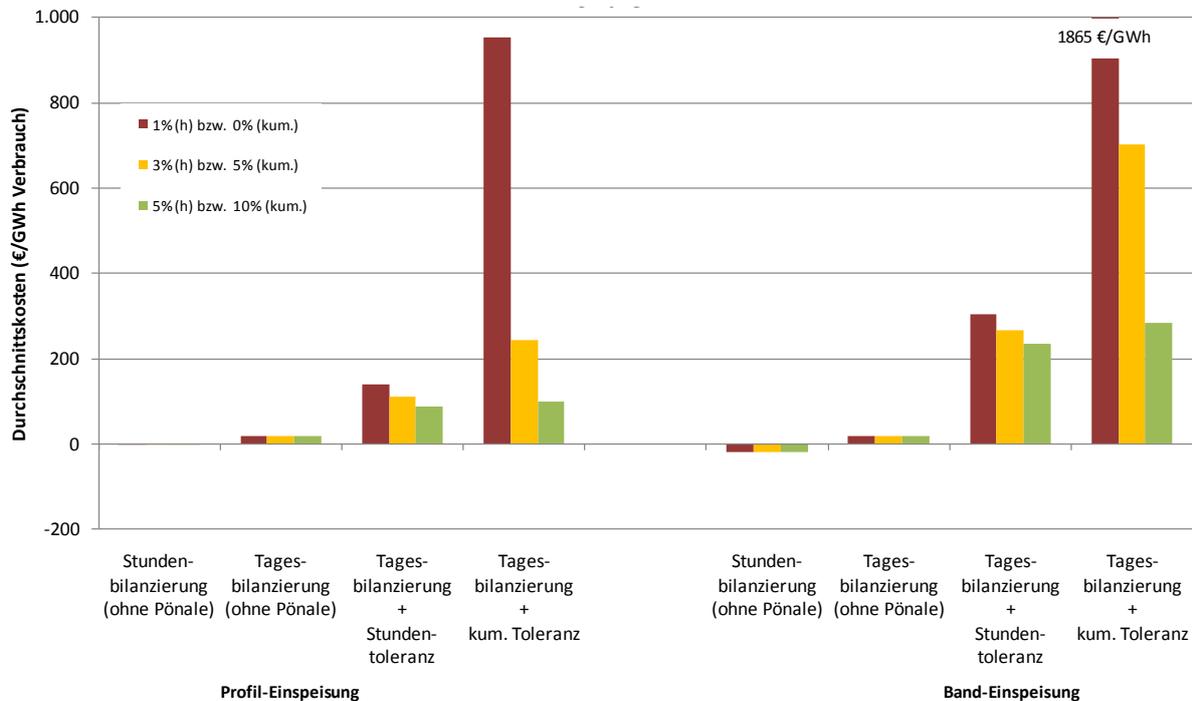


Abbildung 10: Bilanzielle Ausgleichsenergiekosten für Industriekunden in Abhängigkeit von Toleranzen und Pönalen

Quelle: Eigene Darstellung

Bei Kraftwerken ergibt sich ein qualitativ ähnliches Bild wie bei industriellen Verbrauchern. Auffällig ist lediglich, dass bei Profileinspeisung auch eine kumulierte Stundentoleranz im Bereich von 5% besser ist als eine Stundentoleranz zwischen 1% und 5%. Dies lässt sich mit der Art der Prognose und dem angenommenen Prognosefehler erklären: Bei Kraftwerken wurde z.T. die Prognose als der rollierende 3-Stunden-Durchschnitt des Verbrauchs angenommen. Dadurch wird implizit eine Glättung angenommen, die sich bei einer kumulierten Toleranz kostendämpfend auswirken kann.

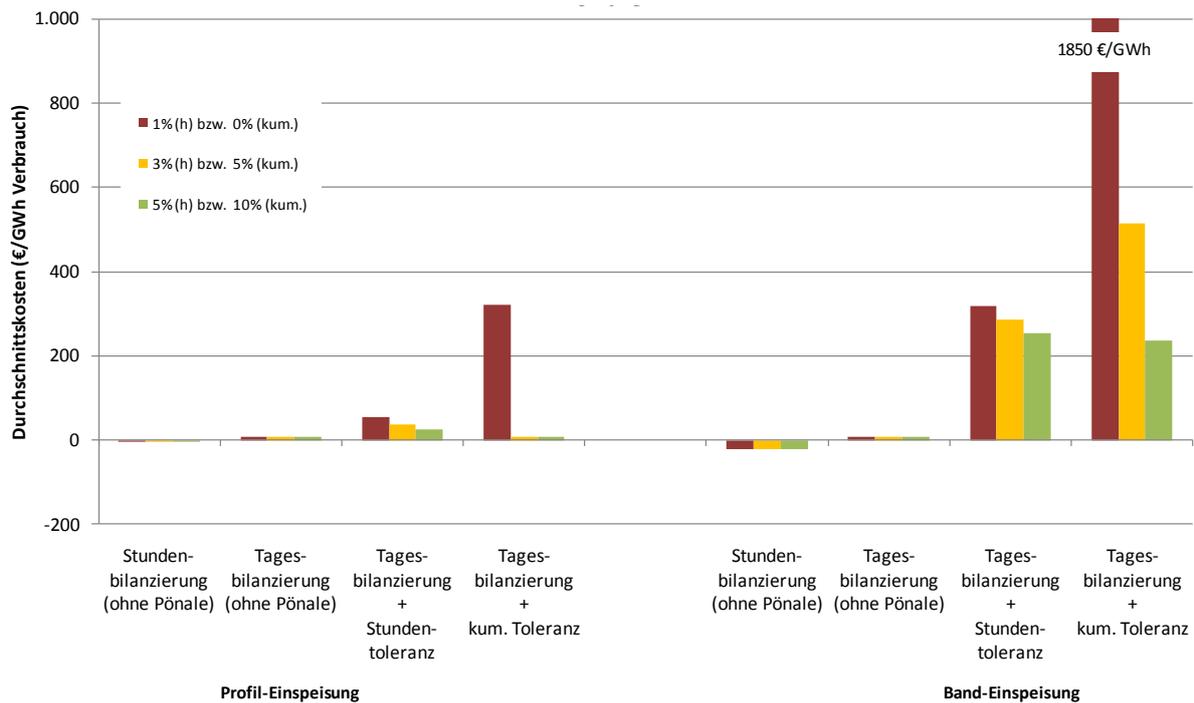


Abbildung 11: Bilanzielle Ausgleichsenergiekosten für Kraftwerke in Abhängigkeit von Toleranzen und Pönalen

Quelle: KEMA

Insgesamt führt das derzeitige stündliche System aus Sicht der Lieferanten aktuell zu berechenbar niedrigen Kosten. Dieser Effekt beruht jedoch in erster Linie auf der spezifischen Ausgestaltung der Preisbildung für bilanzielle Ausgleichsenergie. Diese ist jedoch nicht verursachungsgerecht, da sie in vielen Fällen nicht den Wert der bezogenen Energie bzw. den Systemzustand reflektiert. In Verbindung mit dem strukturellen Fehler der Standardlastprofile kann und werden die resultierenden Ausgleichsenergiepreise daher offenbar gezielt von den Bilanzgruppen ausgenutzt, um die eigenen Risiken bzw. Kosten zu minimieren, ohne dass dies jedoch eine systemstützende Wirkung hätte.

Die derzeit günstigen Ausgleichsenergiepreise sind darüber hinaus nur solange gewährleistet, wie größere Ungleichgewichte im Netz vermieden werden können, bzw. solange der aktuelle Mechanismus zur Preisbildung beibehalten wird. Unsere Analysen zeigen überdies, dass die vergleichsweise höheren Preise in der Tagesbilanzierung offenbar zu einem erheblichen Teil auf die angenommene Verwendung asymmetrischer Ausgleichsenergiepreise zurückzuführen ist, im Gegensatz zu den derzeit symmetrischen Preisen für bilanzielle Ausgleichsenergie.

3.3 Kosten der untertägigen Strukturierung

3.3.1 Ansatz zur Ermittlung der Kosten der untertägigen Strukturierung für verschiedene Kundengruppen

Die Tagesbilanzierung trägt für Netznutzer die grundsätzliche Vorgabe, die eingespeisten und entnommenen Mengen zum Tagesschluss übereinzubringen. Die untertägige Transformation der Bandeinspeisung in eine der Abnahme stündlich variierender Leistung entsprechenden Struktur erfolgt über die dem Netzbetreiber zur Verfügung stehenden Anlagen wie Netzpuffer oder den Einsatz physikalischer Ausgleichsenergie.

Im stündlichen System obliegt diese untertägige Strukturierung dem Lieferanten, der zu diesem Zweck auf die ihm zur Verfügung stehende Flexibilität z.B. aus Speicheranlagen oder flexibel zu nominierenden Lieferverträgen zurückgreifen muss. Zusätzlich zum Risiko, welches sich durch eine stündliche Nominierung ergibt³⁰, ist zu beachten, dass etablierte Lieferanten mit einem bestehenden Portfolio häufig Zugang zu diesen Anlagen bzw. Verträgen haben, während sich neue Lieferanten den Zugang in einem engen Markt und unter potentiell wettbewerbswidrigen Bedingungen beschaffen müssen. Hieraus können sich erhebliche Verzerrungen für die Wettbewerbsfähigkeit neuer Lieferanten ergeben. Zudem besitzen große Portfolios durch den Gleichzeitigkeitseffekt einen weiteren erheblichen Wettbewerbsvorteil hinsichtlich des Nominierungs- bzw. Ausgleichsenergieisikos.

Im Folgenden werden die Kosten der untertägigen Strukturierung anhand von unterstellten Grenzkosten für neue Versorger berechnet. Die spezifischen Kosten der untertägigen Strukturierung ergeben sich im stündlichen System somit auf der Basis der Strukturierung der jeweiligen Lieferantenportfolien. Dabei gilt die Annahme, dass die untertägige Struktur über ungebündelte Speicherprodukte dargestellt wird. Zum Vergleich verschiedener Lieferantenportfolien betrachten wir die folgenden abnahmetypischen Strukturen:

- Standardlastprofil für Heizgaskunden („SLP“),
- Prozessgas-Lastprofil („ProzessG“),
- Prozessgas geglättet („ProzessG_gegl“),
- 2-Schicht-Betriebe („2_Schicht“),
- Chemie,

³⁰ Wie z.B. die fehlende Korrigierbarkeit der stündlichen Nominierungen und die fehlende Handelbarkeit von Stundenprodukten

- Stahlverarbeitung („Stahl“),
- Gaskraftwerk („GT“),
- Gas- und Dampfkraftwerk („GUD_eff“).

Dafür wurden für jede dieser Abnahmegruppen sowohl ein prognostizierter wie auch der "tatsächliche" Lastgang des Abnehmers erzeugt. Der prognostizierte Lastgang besteht aus den im Vorfeld anzunehmenden Abnahmemengen basierend auf standardisierten und saisonal oder monatlich gemittelten Typtagen. Der tatsächliche Lastgang beruht auf dem prognostizierten Lastgang und zusätzlichen Annahmen über die möglichen Abweichungen vom erwarteten Abnahmeverhalten. Die Abweichungen werden als kundenspezifische Standardabweichung berechnet und kundenspezifisch normiert. Aus der abnahmespezifischen Standardabweichung wird dann über eine Monte-Carlo-Simulation ein stündlicher Lastgang erzeugt, der von dem prognostizierten Lastgang abweicht.

3.3.2 Exkurs: Ungebündeltes Speicherprodukt als Kostenbasis

Die Kosten der untertägigen Strukturierung ermitteln wir auf Basis eines hypothetischen Speicherproduktes, welches ausschließlich zur untertägigen Strukturierung eingesetzt wird. Hierbei betrachten wir ausschließlich die Eigenschaften, die zur Darstellung einer untertägigen Struktur notwendig sind. Für die in Österreich vorhandenen Saisonspeicher³¹ gehen wir entsprechend davon aus, dass die stündliche Struktur innerhalb eines Tages durchgeführt wird, indem zu Tageshöchstlastzeiten weniger und zu Tagesniederlastzeiten mehr als das Tagesmittel eingespeichert bzw. aus dem Speicher entnommen wird.

Die erforderlichen Komponenten Befüllleistung, Entnahmeleistung und Arbeitsgasvolumen ergeben sich für die prognostizierten und die tatsächlich zu erwartenden Strukturierungskosten saisonal abhängig wie folgt (vgl. Abbildung 12):

- Befüllleistung: Jährlich maximale negative Abweichung eines stündlichen Lastgangs vom jeweiligen Tagesmittel,
- Entnahmeleistung: Jährlich maximale positive Abweichung eines stündlichen Lastgangs vom jeweiligen Tagesmittel,
- Arbeitsgasvolumen: Jährlich maximales Integral der täglichen Befüllmenge .

³¹ Dieses Produkt zeichnet sich durch eine lange Befüllzeit von mehreren Monaten und eine etwas kürzere Leerdauer von zwei bis drei Monaten aus.

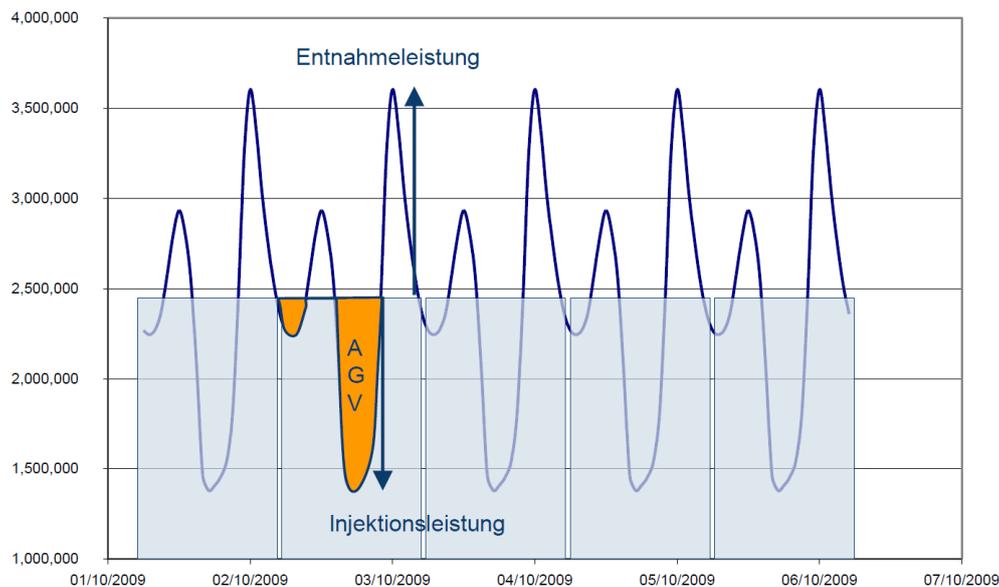


Abbildung 12: Beispielhafte Darstellung der untertägigen Strukturierung über ungebündelte Speicherprodukte

Quelle: Eigene Darstellung

Das dafür erforderliche Speicherprodukt wird zum Zwecke der Berechnung auf Jahresbasis vorgehalten und nicht mittels Optimierung von monatlichen Speicherprodukten saisonal angepasst. Die Kosten werden über die ermittelten Leistungs- und Volumenwerte und durch Multiplikation mit den Entgelten für die jeweilige Komponente berechnet. Die Kosten für dieses Marginalprodukt haben wir aus den ungebündelt angebotenen Komponenten der drei Speicheranlagen Haidach, 7Fields und OMV berechnet.³² Hinzu kommen noch angenommene Netzentgelte für die zu kontrahierende Ausspeiseleistung.

Der Berechnung liegen somit folgende Annahmen zu Grunde:

- Preis Arbeitsgasvolumen 2,53 €/MWh,
- Preis Entnahmeleistung 8.188 €/MWh/h,
- Preis Einspeiseleistung 7.282 €/MWh/h,
- Netzentgelte 1.130 €/MWh.

Mit diesen Annahmen, insbesondere dem Umstand, dass jeweils der jährlich maximale Speicherbedarf ausgewählt wird und keine monatliche Anpassung der Kontrahierung statt-

³² Dieses untertägige Produkt ist künstlicher Natur und wäre in der erforderlichen Kombination nicht notwendigerweise verfügbar.

findet, dürften die Kosten der untertägigen Strukturierung ein Maximum der potentiellen Kosten darstellen³³. Analog ist zu berücksichtigen, dass Lieferanten mit bestehenden Speicherbuchungen die untertägige Strukturierung zu vielen Zeitpunkten durch eine angepasste Nutzung des gebuchten Saisonaltankers darstellen können. Dennoch kann man davon ausgehen, dass zur Darstellung maximaler stündlicher Spitzen in der Stundenbilanzierung mehr Entnahme- und Befüllleistung notwendig ist in der Tagesbilanzierung. Vor allem aber besteht durchaus die Möglichkeit, dass ein Lieferant über keine bestehenden Speicherbuchungen verfügt sondern seine Kunden ausschließlich durch Beschaffung im Großhandelsmarkt versorgt.

3.3.3 Kosten der untertägigen Strukturierung nach Kundengruppen

Aus der Betrachtung der Einzelabnahme ergeben sich Kosten der untertägigen Struktur für Lieferanten, die für typische SLP-Abnahmestellen bei 1,44 €/MWh, bei besonders strukturierungsarmen Abnahmestellen wie in der Stahlverarbeitung bei unter 0,2 €/MWh und bei hochstrukturierten Abnahmestellen wie Gaskraftwerken oberhalb von 2,5 €/MWh liegen können. In Tabelle 7 kennzeichnet „Soll“ dabei die Kosten der prognostizierten Abnahmestruktur und „Ist“ die Kosten der tatsächlich zu erwartenden Abnahmestruktur. Wir weisen darauf hin, dass bei dieser Kalkulation für Einzelkunden keine Korrektur über Portfolioeffekte oder Gleichzeitigkeit statt findet.

	Soll	Ist (Mittelwert)
SLP	1,445	1,479
2_Schicht	0,663	1,033
ProzessG	0,855	1,524
ProzessG_gegl	0,852	1,260
Chemie	0,432	0,400
Stahl	0,117	0,129
GT	2,665	2,665
GUD_eff	1,784	1,785

Tabelle 7: Spezifische Kosten (€/MWh) für untertägige Strukturierung eines Einzelkunden auf Basis einer Monte-Carlo-Simulation

Die Betrachtung der Einzelprofile vernachlässigt die Tatsache, dass Verbraucher in der Regel innerhalb eines aggregierten Lieferportfolios beliefert werden. In einem zweiten Schritt haben wir daher verschieden Lieferantenprofile typischer Größe und Zusammensetzung zusammengestellt (vgl. Tabelle 8 und Tabelle 9). Die Annahmen zur Zusammensetzung sind hypothetischer Natur, beruhen jedoch auf unseren Beobachtungen in der Praxis im Gas-

³³ Vollständig durchoptimierte Strukturierungskosten wären wahrscheinlich um 30% niedriger.

markt. So ist die wettbewerbliche Landschaft meist durch abnehmertypische Lieferanten geprägt, die sich hinsichtlich Marketing, Abwicklung, strategischer Positionierung oder operativer Positionierung auf bestimmte Kundengruppen konzentrieren.

	Anteil verschiedener Kundengruppen am Gesamtportfolio								
	SLP	2_Schicht	ProzessG	ProzessG -gegl	Chemie	Stahl	GT	GUD_eff	Summe
Mischversorger (Typ Österreich)	26,0%	15,9%	2,9%	2,8%	14,1%	19,8%	6,2%	12,3%	100%
SLP gemischt	69,4%	-	30,6%	-	-	-	-	-	100%
Industrie (Prozessgas)	-	58,8%	-	41,2%	-	-	-	-	100%
Industrie (Band)	-	-	-	-	46,2%	53,8%	-	-	100%
KW Strom	-	-	-	-	-	-	70,7%	29,3%	100%
KW HKW	-	-	-	-	-	-	-	100%	100%
Industrie & KW I	-	24,5%	-	17,2%	-	-	42,5%	15,9%	100%
Industrie & KW II	-	-	-	11,5%	29,4%	34,3%	24,8%	-	100%

Tabelle 8: Zusammensetzung verschiedener Portfolien

Analog zur Betrachtung einzelner Kundengruppen werden die spezifischen Kosten der verschiedenen Lieferantenportfolien über den Vergleich der prognostizierten und der "tatsächlichen" Lastgänge der Abnehmer berechnet. Auch hier kommen die kundenspezifisch berechneten und normierten Standardabweichungen über eine Monte-Carlo-Simulation zur Anwendung.

Testportfolien	Energie (TWh/a)
Mischversorger (Typ Österreich)	1,81
SLP gemischt	1,03
Industrie (Prozessgas)	1,23
Industrie (Band)	2,80
KW Strom	3,97
KW HKW	4,06
Industrie & KW I	2,92
Industrie & KW II	3,29

Tabelle 9: Art und Größe typischer Lieferantenprofile

Basierend auf dem zuvor geschilderten Vorgehen ergeben sich die in Tabelle 10 dargestellten Strukturierungskosten für die verschiedenen Lieferportfolien. Aufgrund des Gleichzeitigkeitseffekts sind die resultierenden Kosten (deutlich) geringer als die mengengewichtete Summe der Kosten der einzelnen Kundengruppen.

	Min	Max	Mittel
Mischversorger (Typ Österreich)	0,66	0,68	0,67
SLP gemischt	1,03	1,13	1,08
Industrie (Prozessgas)	0,92	1,01	0,95
Industrie (Band)	0,24	0,24	0,24
KW Strom	2,41	2,41	2,41
KW HKW	1,78	1,79	1,78
Industrie & KW I	1,68	1,71	1,70
Industrie & KW II	0,90	0,91	0,90

Tabelle 10: Spezifische Strukturierungskosten je nach Portfolio (€/MWh)

Speziell für Profil "Typ Österreich", welches der Verbrauchsstruktur des österreichischen Gasmarkts entspricht, ergibt sich ein Vorteil des aggregierten Portfolios von ca. 60%. Dies bedeutet, dass die individuellen Strukturierungskosten der einzelnen Kundengruppen in einem entsprechenden Mischportfolio um ca. 40% niedriger wären als ursprünglich in Tabelle 7 ausgewiesen. Tabelle 11 zeigt daher abschließend die mit diesem Faktor korrigierten Werte der einzelnen Verbrauchergruppen.

	Soll	Ist-Mittel
Korrekturfaktor	61%	61%
SLP	0,886	0,884
2_Schicht	0,407	0,625
ProzessG	0,525	0,900
ProzessG_gegl	0,523	0,900
Chemie	0,265	0,245
Stahl	0,072	0,116
GT	1,634	1,630
GUD_eff	1,094	1,092

Tabelle 11: Kundenspezifische Strukturierungskosten (€/MWh) in einem entsprechenden dem österreichischen Gesamtmarkt zusammen gesetzten Portfolio

3.4 Zusammenfassung

Die Berechnungen in diesem Kapitel zeigen, dass sowohl das derzeitige System der Stundenbilanzierung als auch eine reine Tagesbilanzierung für alle Kundengruppen zu vergleichsweise niedrigen Kosten für Ausgleichsenergie führen (weniger als 0,05 €/MWh bezogen auf den Jahresverbrauch). Untertägige Restriktionen im Rahmen der Tagesbilanzierung können dagegen zu deutlich steigenden Kosten führen, sofern keine ausreichenden Tole-

ranzen gewährt werden. Umgekehrt ist festzustellen, dass die positive Bewertung der Stundenbilanzierung stark durch die spezifische Struktur der historischen Ausgleichsenergiepreise beeinflusst wird. Eine mögliche Anpassung der Preisbildung könnte somit auch im Rahmen der heutigen Stundenbilanzierung in deutlich steigenden Kosten resultieren.

Die ergänzende Abschätzung der Strukturierungskosten zeigt, dass insbesondere Kleinabnehmer mit einem ausgeprägten Tagesprofil in der Stundenbilanzierung mit erheblichen Kosten für die eigenständige Strukturierung konfrontiert sind. Auch unter Berücksichtigung des Portfolioeffekts in einem gemischten Portfolio liegen diese oberhalb von 0,5 €/MWh (bezogen auf den Jahresverbrauch) und betragen damit ein Vielfaches der Kosten für Ausgleichsenergie in der Tagesbilanzierung. Die Belieferung typischer Kleinabnehmer in einer reinen Tagesbilanzierung dürfte somit deutlich günstiger sein als im aktuellen System der Stundenbilanzierung.

Prinzipiell gilt diese Schlussfolgerung ebenfalls für Großabnehmer mit einem erheblichen Strukturierungsbedarf, wie z.B. Kraftwerke. Die mögliche Anwendung untertägiger Restriktionen, die aufgrund des Einflusses entsprechender Großabnehmer auf das Netz als erheblich wahrscheinlicher einzuschätzen ist, könnte jedoch zu erheblich höheren Kosten führen. Aus unserer Sicht ist in diesem Falle daher von einem höheren Risiko auszugehen, dass die Tagesbilanzierung für diese Kunden nicht oder nur unwesentlich günstiger ist als die eigenständige Strukturierung in der Tagesbilanzierung.

Für industrielle Großabnehmer mit einer eher konstanten Abnahme, wie z.B. die Stahl- oder chemische Industrie, liegen die Kosten der eigenständigen Strukturierung wesentlich niedriger und in einer ähnlichen Größenordnung wie die Kosten für Ausgleichsenergie. Insbesondere unter Berücksichtigung der möglichen Anwendung untertägiger Restriktionen führt dies zu einem signifikanten Risiko steigender Kosten im Falle der Tagesbilanzierung.

4. Technische Machbarkeit und Kosten der Tagesbilanzierung

4.1 Untersuchungen zur technischen Machbarkeit

4.1.1 Ansatz und Modellstruktur

Wie bereits in Kapitel 2.4.1 diskutiert, kann der Übergang vom derzeitigen System der Stundenbilanzierung zur Tagesbilanzierung zu einem stark veränderten Nutzerverhalten führen, mit potenziell erheblichen Unterschieden zwischen der kumulierten Einspeisung und Auspeisung zu unterschiedlichen Tageszeiten. Die hieraus resultierenden Abweichungen können tendenziell durch den im Gastransportnetz verfügbaren Netzpuffer abgemildert werden. Dennoch kann nicht ohne weiteres davon ausgegangen werden, dass dies einen vollständigen Ausgleich der Abweichungen im Netz erlaubt. Aufgrund der unterschiedlichen hydraulischen Gegebenheiten in verschiedenen Teilen des Netzes ist es zudem prinzipiell möglich, dass selbst im Falle eines möglichen Ausgleichs auf Ebene des Gesamtnetzes lokale Probleme an bestimmten Punkten im Netz auftreten.

Um zuverlässige Aussagen über die technische Machbarkeit einer Tagesbilanzierung zu erhalten, hat KEMA im Rahmen dieses Projektes ein detailliertes technisches Modell des österreichischen Gasnetzes aufgebaut und hiermit den Einfluss möglicher Veränderungen im Nutzerverhalten auf die (Druck-) Verhältnisse im Transportnetz untersucht. Die Implementierung des Netzmodells erfolgte dabei im Programmpaket SIMONE, welches von einer Vielzahl europäischer Gasnetzbetreiber eingesetzt wird. Der Schwerpunkt der Netzsimulationen lag dabei auf der Einhaltung der wesentlichen betrieblichen und technischen Anforderungen in unterschiedlichen Bilanzierungsmodellen, d.h. der prinzipiellen technischen Machbarkeit, sowie den möglichen Auswirkungen auf die Kosten des Netzbetriebs.

Wie in Abbildung 13 dargestellt, umfasste das für diese Studie verwendete Netzmodell prinzipiell das gesamte Transportnetz im Marktgebiet Ost, d.h. sowohl die Transitleitungen als auch die Netzebene 1 im Verteilerggebiet. Hierbei wurden alle relevanten Leitungsabschnitte, Verdichterstationen usw. auf Grundlage der von den Netzbetreibern zur Verfügung gestellten technischen Informationen detailliert dargestellt. Trotz verschiedener Vereinfachungen

im Detail³⁴ gewährleistet das Netzmodell damit eine realistische Abbildung der resultierenden Lastflüsse im Netz, was uns durch eine Validierung ausgewählter historischer Testläufe durch die betroffenen Netzbetreiber bestätigt wurde.

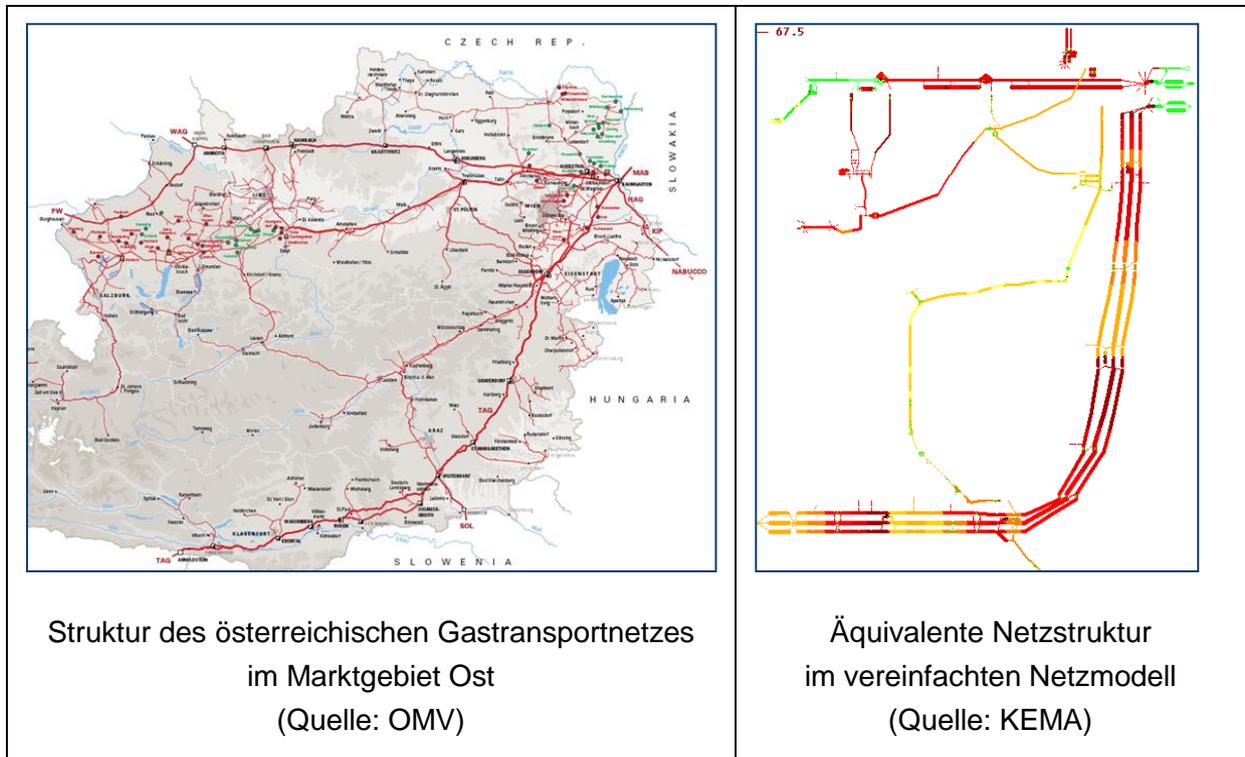


Abbildung 13: Umfang und Struktur des Netzmodells

In diesem Zusammenhang weisen wir darauf hin, dass es ausdrücklich nicht Ziel unserer Untersuchungen war, eine mögliche Optimierung des Netzbetriebs unter den jeweiligen Gegebenheiten zu untersuchen. Analog berücksichtigt das Netzmodell ausschließlich die jeweiligen technischen Gegebenheiten, nicht jedoch mögliche weitergehende Restriktionen, z.B. aufgrund vertraglicher Vereinbarungen an einzelnen Netzkopplungspunkten. Die Ergebnisse unserer Simulationen beziehen sich damit nur auf die grundlegende technische Machbarkeit, ohne aber Anspruch darauf zu erheben, den tatsächlich erwarteten Betrieb abzubilden.

³⁴ Beispielsweise wurde auf eine detaillierte Abbildung sämtlicher möglicher Verknüpfungen an der Station Baumgarten oder die Berücksichtigung möglicher lokaler Restriktionen auf der Produktionsseite verzichtet, da diese in Absprache mit den Netzbetreibern als unerheblich für die Ziele dieser Studie erachtet wurden.

4.1.2 Betrachtete Szenarien und Ergebnisse der Netzsimulation

Wie erwähnt, wurden uns zur Validierung des Netzmodells von den Netzbetreibern ausgewählte historische Testläufe zur Verfügung gestellt. Konkret wurden die folgenden vier Perioden betrachtet:

- 18. – 19. Oktober 2009,
- 26. – 27. Jänner 2010,
- 26. – 27. Februar 2010,
- 29. – 30. August 2010.

Aus den anfänglichen Untersuchungen ergaben sich Anzeichen für die Existenz umfangreicher Flexibilität in den verschiedenen Teilnetzen, inkl. der Netzebene 1. Aufgrund dieser Beobachtungen haben wir uns entschieden, auf die Simulation zahlreicher inkrementeller Änderungen zu verzichten. Alternativ haben wir verschiedene extreme Varianten simuliert, um den Einfluss bzw. die Machbarkeit erheblicher Abweichungen zu analysieren.

Im Einzelnen haben wir die folgenden Szenarien simuliert³⁵:

- Reduktion der Importe um 40% nach anfänglicher "Aufpufferung" der Netze (Betrachtung für Winter- und Sommertag),
- Wintertag mit maximaler Last³⁶ und maximalen Transitflüssen von Baumgarten Richtung Deutschland, Italien und Slowenien, ohne aktiven Beitrag der Speicher (Bandauspeisung),
- Wintertag³⁷ mit Bandeinspeisung aus Speichern bei gleichbleibender Abnahme aus den Transitleitungen.

Der erste Fall stellt hierbei ein rein hypothetisches Szenario dar, welches so in der Praxis kaum auftreten dürfte. Das Ziel bestand daher auch primär darin, die Widerstandsfähigkeit des Gasnetzes gegenüber einer extremen Abweichung zu überprüfen und eine grobe Ab-

³⁵ In Übereinstimmung mit den uns vorliegenden historischen Lastflussdaten beruhten sämtliche Simulationen auf dem Netzzustand im Jahr 2010, d.h. sie berücksichtigten nicht die danach erfolgten bzw. geplanten Netzausbauten.

³⁶ Aufgrund fehlender historischer Werte beruhte dieses Szenarien auf den historischen Werten vom 27. Februar 2010, wobei der Verbrauch im Haushalts- und Gewerbesektor auf die von AGGM angegebene Höchstlast von 2,2 Mio m³/h skaliert wurde, bei einer entsprechend erhöhten Einspeisung aus den Speichern und gleichbleibendem Verbrauch der Kraftwerke.

³⁷ Basierend auf dem Verbrauch am 27. Jänner 2010

schätzung über den maximal verfügbaren Netzpuffer zu erhalten. Erwartungsgemäß zeigten unsere Simulationen, dass derart große Abweichungen vom österreichischen Gasnetz ohne weitere Eingriffe nicht beherrscht werden können. Dennoch ließ sich aus dem Zeitraum bis zum Verletzen der ersten Druckgrenzen (mehr als zehn Stunden) eine hohe Flexibilität in Form von Netzpuffer ableiten, welches in Summe deutlich oberhalb von 50 GWh lag. Interessanterweise wichen die Ergebnisse im Winter und Sommer dabei nur geringfügig voneinander ab, d.h. die verfügbare Flexibilität lag in einer vergleichbaren Größenordnung.

Bei der Interpretation dieser Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die uns vorliegenden historischen Werte durch begrenzte Transitflüsse und einen zwar hohen, aber ebenfalls begrenzten Verbrauch (im Winter) gekennzeichnet waren. Aufgrund der sehr hohen Transportleistung der österreichischen Transitleitungen im Vergleich zum nationalen Verbrauch ist daher zu erwarten, dass die garantiert zur Verfügung stehende Flexibilität unter Umständen deutlich kleiner ausfallen kann. Das zweite Szenario betrachtet daher speziell einen Fall mit minimaler Flexibilität in den Transitleitungen (Netzpuffer von annähernd Null) bei einem gleichzeitig maximalen Bedarf an untertägiger Flexibilität in der Netzebene 1. Die Annahme einer Bandedspeisung aus den Speichern dient zudem dazu, den möglichen zusätzlichen Bedarf an netzseitiger Flexibilität im Falle der Tagesbilanzierung zu berücksichtigen.

Als Ergebnis unserer Netzsimulationen ergab sich, dass sämtliche Teilnetze auch in diesem Falle sicher betrieben werden konnten. Allerdings führte die geänderte Fahrweise der Netze zu erheblichen Druckschwankungen in der Netzebene 1, wobei einzelne Leitungssegmente direkt an den zulässigen Druckgrenzen betrieben wurden (vgl. Abbildung 14). Dies zeigt einerseits, dass offenbar allein in der Netzebene 1 umfangreiche Flexibilität in Form von Netzpuffer vorhanden ist, welche zur Umsetzung einer Tagesbilanzierung genutzt werden könnte.³⁸ Gleichzeitig weisen die erheblichen Druckschwankungen jedoch auf mögliche Grenzen hin, d.h. es kann aus unserer Sicht nicht davon ausgegangen werden, dass der verfügbare Netzpuffer in allen Fällen ausreicht, um mögliche Verbrauchsschwankungen in der Netzebene 1 auszugleichen.

Die beiden ersten Szenarien betrachten bewusst extreme und damit eher unwahrscheinliche bzw. seltene Situationen. Während sich hieraus Schlussfolgerungen über die grundsätzliche technische Machbarkeit einer Tagesbilanzierung ableiten lassen, dürften die Kosten der Tagesbilanzierung primär durch den erwarteten bzw. durchschnittlichen Netzzustand bestimmt sein. Um eine Abschätzung über den möglichen Bedarf an physikalischer Ausgleichsenergie zu erhalten, haben wir in einem dritten Szenario einen "normalen" Winter-

³⁸ Wie uns nachträglich von AGGM mitgeteilt wurde, reflektierte dieses Szenario de facto die Situation in der Netzebene 1 im Februar 2012, die durch eine neue Höchstlast von 2,4 Mio. m³/h und einen weitgehend bandförmigen Bezug aus den Speichern und den Transitleitungen gekennzeichnet war.

tag³⁹ betrachtet, allerdings unter der Annahme einer Bandeinspeisung aus den Speichern. Die Abnahme aus den Transitleitungen in die Netzebene 1 wurde dagegen unverändert gelassen. Da das ursprüngliche Tagesprofil der Speicherentnahmen in erster Näherung dem Verbrauch der Kleinabnehmer entspricht, repräsentiert dieses Szenario tendenziell den Fall einer Beschränkung der Tagesbilanzierung auf bestimmte Kundengruppen, wie z.B. die Gruppe der Kleinabnehmer (vgl. Abschnitt 4.2).

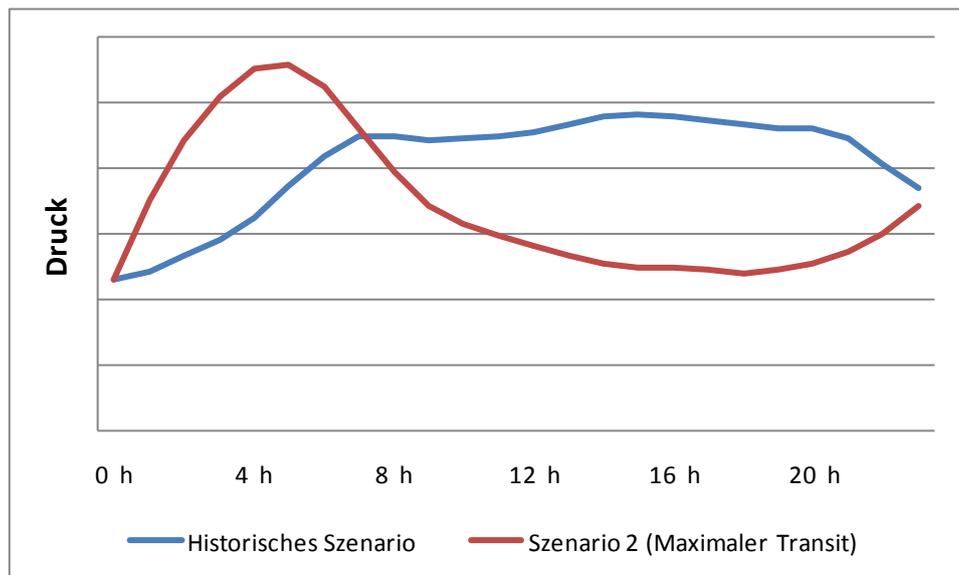


Abbildung 14: Beispiel für Druckschwankungen im Szenario 2

Aufgrund der Ergebnisse des zweiten Szenarios nicht unerwartet, ergaben sich auch in diesem Falle keine Probleme. Vielmehr war die Netzebene 1 eindeutig in der Lage, die resultierenden Abweichungen eigenständig und innerhalb begrenzter bzw. akzeptabler Druckschwankungen auszugleichen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass zu anderen Jahreszeiten von einem weniger ausgeprägten Tagesprofil der Kleinabnehmer auszugehen ist. Dementsprechend ist zu erwarten, dass der notwendige Ausgleich der untertägigen Abweichungen für die Kleinabnehmer zu diesen Zeiten ebenfalls möglich sein sollte. Gleichzeitig weisen wir darauf hin, dass dieses Szenario ausdrücklich nicht eine mögliche Einbeziehung der Großabnehmer, wie z.B. großer Gaskraftwerke, in die Tagesbilanzierung berücksichtigt.

Insgesamt bestätigen die Netzsimulationen die anfängliche Vermutung einer hohen Flexibilität im Netz. So traten in keinem der Szenarien mit „normalen“ Transitflüssen ernsthafte Probleme auf, während umgekehrt der theoretisch verfügbare Netzpuffer sich teilweise auf Werte von mehr als 50 GWh belief. Diese Ergebnisse sprechen prinzipiell für die grundsätzliche technische Machbarkeit der Tagesbilanzierung.

³⁹ Basierend auf dem Verbrauch am 27. Jänner 2010

Dennoch bestehen aus unserer Sicht Zweifel an der Möglichkeit einer reinen Tagesbilanzierung für sämtliche Netzkunden alleine aus dem Netz. Konkret verweisen wir in diesem Zusammenhang auf die folgenden Punkte:

- Wie das erste Szenario zeigt, können extreme Abweichungen des grenzüberschreitenden Austauschs durch das Gasnetz allein nicht beherrscht werden.
- In einigen Fällen wird das Gasnetz in der Netzebene 1 direkt an den zulässigen Druckgrenzen betrieben, so dass keine Reserven für weitere ungeplante Abweichungen mehr verbleiben.
- Zusätzlich sind weitere Unsicherheiten über das tatsächliche Abnahmeprofil und extreme Ausfälle in der Netzebene zu berücksichtigen, insbesondere mit Blick auf den Einfluss großer Kraftwerke und Industrieverbraucher.
- Schließlich ist der Einfluss bereits heute bekannter lokaler Probleme⁴⁰ zu berücksichtigen sowie das Risiko weiterer Engpässe, die aufgrund der teilweise vereinfachten Abbildung im Netzmodell ggf. nicht berücksichtigt wurden.

Insgesamt führen diese Beobachtungen aus unserer Sicht zu dem Schluss, dass die im Marktgebiet Ost vorhandene Flexibilität in vielen Fällen ausreichend für den vollständigen Ausgleich der in einer reinen Tagesbilanzierung zu erwartenden Abweichungen zumindest des nationalen Verbrauchs sein sollte. Aufgrund der Unsicherheiten über die Auslastung der Transitleitungen und der potenziellen Variabilität der Untergrundspeicher und gasgefeuerten Kraftwerke kann dies jedoch nicht als gesichert angenommen werden. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass in bestimmten Fällen auch auf externe Flexibilität bzw. physikalische Ausgleichsenergie zurückgegriffen werden müsste, z.B. aus den Untergrundspeichern. Ausschlaggebend sind damit die zu erwartenden Kosten für die Umsetzung der Tagesbilanzierung, welche in Abschnitt 4.3 diskutiert werden.

Dessen ungeachtet zeigen unsere Simulationen deutlich, dass die im Falle einer reinen Tagesbilanzierung möglichen Abweichungen des grenzüberschreitenden Austauschs die Flexibilität des Gasnetzes in Extremfällen deutlich übersteigen können. Aufgrund des möglichen Umfangs gehen wir ferner davon aus, dass derartige Abweichungen auch durch die Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie nicht oder nur zu möglicherweise sehr hohen Kosten ausgeglichen werden könnten.

Aus unserer Sicht wäre die Einführung einer reinen Tagesbilanzierung für sämtliche Kundengruppen daher nicht zu empfehlen. Dementsprechend erscheint es notwendig, selbst im

⁴⁰ Z.B. im Raum Oberkappel/Rainbach oder im Netzgebiet PVS

Falle eines grundsätzlichen Übergangs zur Tagesbilanzierung zumindest für einige Kundengruppen zusätzliche untertägige Restriktionen einzuführen oder aber die Tagesbilanzierung auf bestimmte Kundengruppen zu beschränken.

4.1.3 Plausibilitätsanalyse auf Grundlage historischer Daten

Wie im vorhergehenden Abschnitt ausgeführt, zeigen die von uns durchgeführten Netzsimulationen, dass das Gasnetz im Marktgebiet Ost in vielen Fällen über umfangreiche Flexibilität verfügt, die zum Ausgleich des untertägigen Abnahmeprofils der Gasverbraucher genutzt werden könnte. Der größte Teil dieser Flexibilität ist dabei in den großen Transitleitungen (TAG, WAG) vorhanden und hängt damit vom Umfang der internationalen Transitflüsse durch Österreich ab. Die Einführung der Tagesbilanzierung würde damit durch eine begrenzte Auslastung der Transitleitungen positiv beeinflusst, während umgekehrt sehr hohe Transitflüsse die für die Tagesbilanzierung nutzbare Flexibilität einschränken. Daneben zeigen unsere Ergebnisse, dass offenbar auch in der Netzebene 1 ausreichend Netzpuffer verfügbar ist, um auch größere Abweichungen auszugleichen.

Zur Plausibilisierung unserer Annahmen haben wir die historische Auslastung der beiden großen Transitleitungen Richtung Italien (TAG) und Deutschland (WAG) analysiert. Wie der linke Teil von Abbildung 15 zeigt, wurde z.B. die Exportkapazität nach Italien in den beiden vergangenen Jahren durchschnittlich nur zu ca. 60% ausgenutzt. Aufgrund der Kapazität und Länge dieser Leitung ist daher davon auszugehen, dass in diesem Zeitraum regelmäßig umfangreicher Netzpuffer zur Verfügung stand. Gleichzeitig zeigt Abbildung 15 jedoch auch, dass die TAG z.B. im Winter 2010/2011 zeitweise fast vollständig ausgelastet war, so dass zu diesen Zeiten wahrscheinlich kein nennenswerter Netzpuffer zur Verfügung gestanden hätte, der für den Ausgleich von untertägigen Abweichungen im Marktgebiet Ost hätte genutzt werden können.

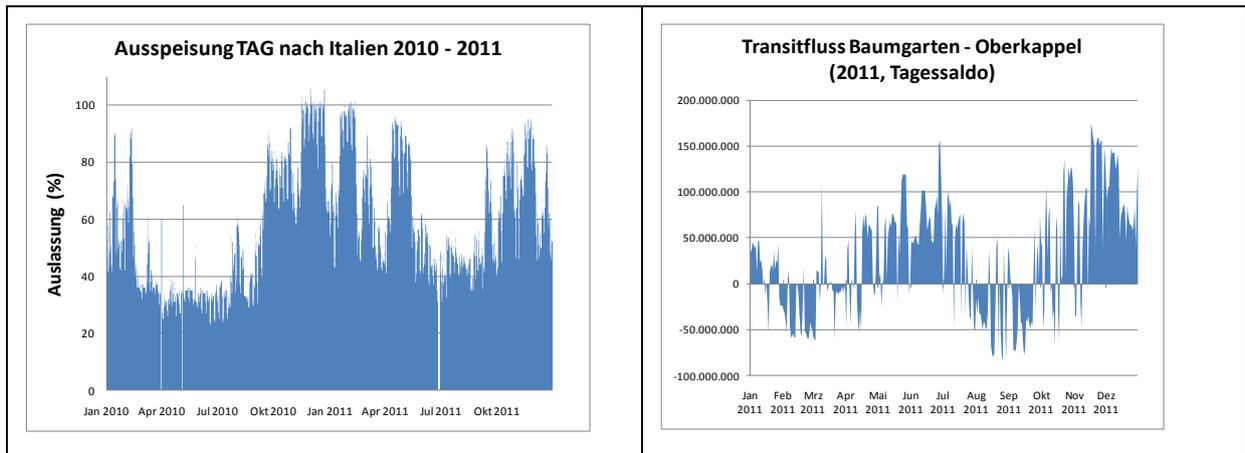


Abbildung 15: Historische Auslastung TAG und WAG

Darstellung KEMA, auf Grundlage von www.taggbh.at bzw. www.bog-gmbh.at

Analog zeigt der rechte Teil von Abbildung 15, dass die WAG im vergangenen Jahr ebenfalls nur in einem sehr begrenzten Maße ausgelastet war. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass auch hier in vielen Fällen ungenutzter Netzpuffer verfügbar war. Aufgrund lokaler Restriktionen im Bereich Oberkappel – Rainbach ist diese Flexibilität im Falle von Importen aus Deutschland ggf. nur eingeschränkt nutzbar. Weiters ist zu berücksichtigen, dass die WAG in einem nicht unerheblichen Maße der Versorgung der österreichischen Verbraucher bzw. der Anbindung der Speicher im westlichen Teil des Marktgebiets Ost dient, die entsprechenden Mengen nach unserem Verständnis in Abbildung 15 jedoch nicht dargestellt sind. Im Ergebnis kann dies dazu führen, dass die WAG de facto nicht mehr als Transitleitung fungiert, sondern gleichzeitig aus Deutschland und vom Knoten Baumgarten "importiert" wird,⁴¹ was naturgemäß zu einer Reduzierung des nutzbaren Netzpuffers führt. Trotz dieser Einschränkungen weisen die Ergebnisse in Abbildung 15 jedoch ebenfalls darauf hin, dass im Jahr 2011 im Regelfall nennenswerte Mengen an Netzpuffer zur Verfügung gestanden haben.

Abgesehen von der potenziellen Nutzung des Netzpuffers in den Transitleitungen ist zu berücksichtigen, dass AGGM bereits heute zur Netzsteuerung auf den Netzpuffer in der Netzebene 1 zurückgreift. Zur Illustration stellt Abbildung 16 die fortlaufende Bilanz des Netzpuffers in der Regelzone Ost über einen Zeitraum von ca. zwei Jahren dar, welche wir auf Grundlage der von AGGM veröffentlichten Daten bestimmt haben. Es ist deutlich zu erkennen, dass der Netzpuffer sich offenbar in einer Größenordnung von mindestens

⁴¹ Obwohl uns keine vollständigen Daten für die vergangenen Jahre vorliegen, sind alle vier Perioden, für die uns Detaildaten von den Netzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden, durch eine entsprechende Situation gekennzeichnet.

±0,5 Mio. Nm³ oder mehr als ± 5 GWh bewegt, in Einzelfällen aber auch Abweichungen von bis zu 1 Mio. Nm³ bzw. mehr als 10 GWh ausgeglichen wurden.

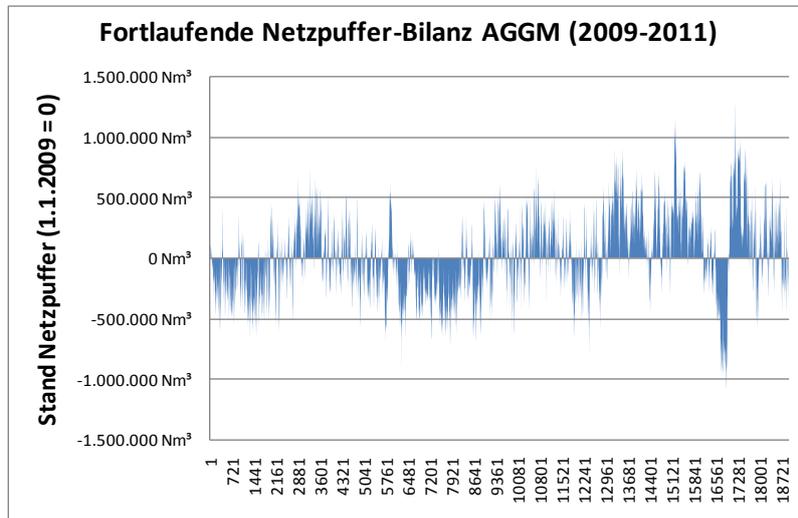


Abbildung 16: Fortlaufende Netzpuffer-Bilanz AGGM (Jan 2009 – Nov 2011)

Darstellung KEMA, auf Grundlage von www.aggm.at

Um diese Werte in einen Kontext mit dem potenziellen Bedarf an physikalischer Ausgleichsenergie zu setzen, haben wir am Beispiel des Jahres 2010 exemplarisch den hypothetischen Bedarf an physikalischer Ausgleichsenergie berechnet, der im Falle einer reinen Tagesbilanzierung aufgetreten wäre. Hierbei sind wir von dem tatsächlichen stündlichen Verbrauch in der Regelzone Ost und der Annahme ausgegangen, dass die Bilanzgruppen den prognostizierten Bedarf in Form eines reinen Tagesbandes eingespeist hätten.⁴²

Auf Grundlage dieser Annahmen zeigt Abbildung 17 die Verteilung des maximalen täglichen Bedarfs an positiver und negativer physikalischer Ausgleichsenergie für die Gesamtheit aller Endverbraucher in der Regelzone Ost im Jahr 2010. Auf den ersten Blick zeigen diese Werte einen sehr hohen Bedarf an physikalischer Ausgleichsenergie, der an einzelnen Tagen Werte von bis zu annähernd 30 GWh (negative Ausgleichsenergie) bzw. 20 GWh (positive Ausgleichsenergie) betragen kann. Gleichzeitig zeigt die rechte Abbildung einen klaren saisonalen Verlauf, mit einem deutlich höheren Bedarf insbesondere an negativer Ausgleichsenergie in den Wintermonaten.

⁴² Der prognostizierte Bedarf entspricht dabei der tatsächlichen Einspeisung aller Bilanzgruppen, wobei wir sowohl für den prognostizierten als auch für den tatsächlichen Bedarf die Summe aus kommerziellen und Netzbetreiberbilanzgruppen betrachtet haben.

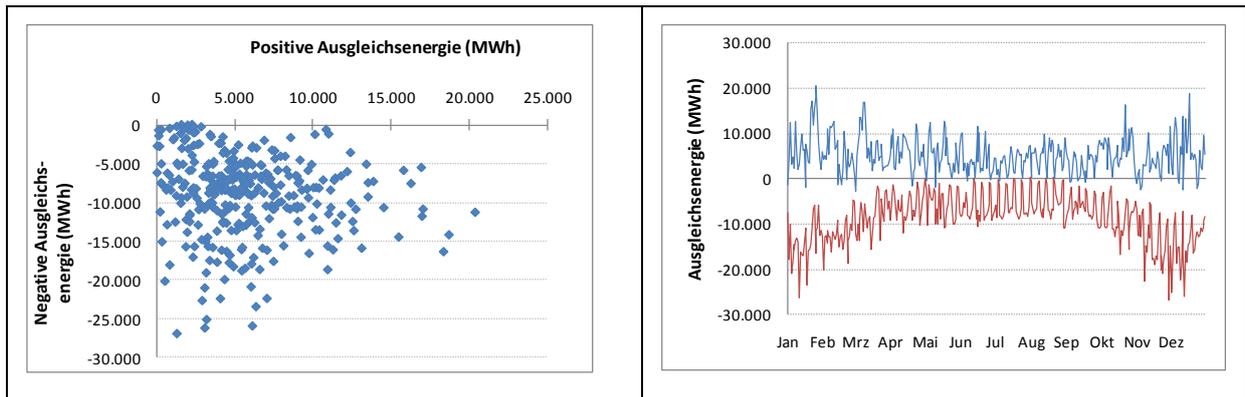


Abbildung 17: Maximaler täglicher Bedarf an positiver und negativer physikalischer Ausgleichsenergie für sämtliche Endverbraucher in der Regelzone Ost (2010)

Darstellung und Berechnung KEMA, auf Grundlage von www.agcs.at

Bei der Interpretation dieser Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die in Abbildung 17 gezeigten Werte sich nicht nur auf den untertägigen Ausgleich von Abweichungen zwischen der Ein- und Ausspeisung aller Bilanzgruppen beziehen sondern auch die verbleibende physikalische Ausgleichsenergie am Ende des jeweiligen Tages umfassen. Gemäß der in Kapitel 2.3.1 erläuterten Vorgaben der ACER-Leitlinie zur Gasbilanzierung wäre im Falle der Tagesbilanzierung allerdings die kumulierte kommerzielle Ausgleichsenergie aller Bilanzgruppen zum Ende des jeweiligen (Gas-) Tages vollständig finanziell zu verrechnen. Im Interesse einer marktbasierter Preisbildung für die kommerzielle Ausgleichsenergie erscheint es daher auch angemessen, von einer Beschaffung der entsprechenden physikalischen Ausgleichsenergie während des jeweiligen Tages auszugehen.

Auf Grundlage dieser Überlegungen zeigt Abbildung 18 eine revidierte Fassung der oben aufgeführten Ergebnisse. Im Gegensatz zu Abbildung 17 ist in diesem Falle nur der maximale Bedarf an physikalischer Ausgleichsenergie aufgezeigt, welcher zum Ausgleich der untertägigen Abweichungen erforderlich ist, während die verbleibende Abweichung zum Ende des Tages nicht berücksichtigt wird. Ein Vergleich der beiden Abbildungen zeigt, dass der Bedarf an positiver Ausgleichsenergie stark abnimmt, was durch die generelle Unterspeisung der Regelzone Ost erklärt werden kann (vgl. Kapitel 2.1). Insgesamt sinkt der durchschnittliche Bedarf an positiver Ausgleichsenergie von 5 GWh auf knapp 3 GWh und beläuft sich auf maximal 10 GWh. Umgekehrt bleibt der Bedarf an negativer Ausgleichsenergie annähernd konstant. Im Mittel ist damit weiterhin eine tägliche Bandbreite aus positiver und negativer Ausgleichsenergie von ca. 11 GWh erforderlich, die in der Spitze auf einen Wert von knapp 30 GWh ansteigt.

Ein direkter Vergleich mit den oben dargestellten Werten (vgl. Abbildung 16) zeigt, dass diese Werte die verfügbare Flexibilität in der Netzebene 1 wahrscheinlich überstiegen. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass für die Einführung einer reinen Tagesbilanzierung

für alle Kundengruppen auf den Netzpuffer in den Transitleitungen und/oder von den Marktteilnehmern eingekaufte physikalische Ausgleichsenergie zurückgegriffen werden müsste.

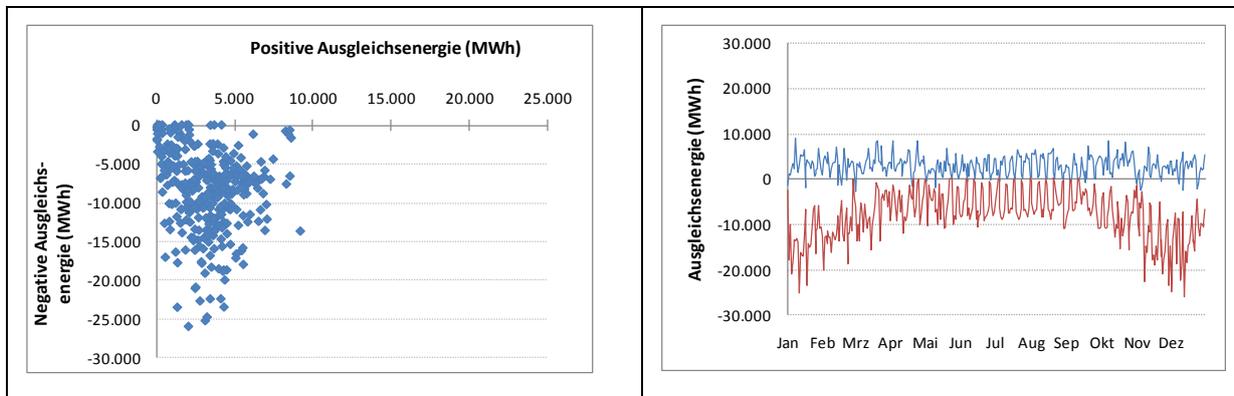


Abbildung 18: Maximaler täglicher Bedarf an positiver und negativer physikalischer Ausgleichsenergie für sämtliche Endverbraucher in der Regelzone Ost (2010), nach Korrektur für verbleibende tägliche Abweichung

Darstellung und Berechnung KEMA, auf Grundlage von www.agcs.at

In einem weiteren Schritt haben wir daher nur die Gruppe der Kleinabnehmer mit einer maximalen Abnahme von 100 MWh/h betrachtet. Da uns kein Abnahmeprofil für diese Kundengruppe vorlag, haben wir dieses synthetisch erstellt, indem wir das geschätzte Abnahmeprofil der Großabnehmer⁴³ vom Gesamtprofil abgezogen haben. Hierbei sind wir von einer branchenspezifischen Benutzungsdauer und einer saisonalen Abnahmestruktur für ausgewählte Branchen ausgegangen. Im Interesse eines konservativen Ansatzes haben wir die resultierenden Energiemengen in Form eines konstanten Monatsbandes dargestellt und auf eine Korrektur der kommerziellen Ausgleichsenergie verzichtet. Grundsätzlich ist daher davon auszugehen, dass dieser Ansatz die Variabilität der Kleinabnehmer deutlich überschätzt.

Abbildung 19 zeigt den resultierenden maximalen täglichen Bedarf an positiver und negativer Ausgleichsenergie für den Ausgleich der Kleinabnehmer in der Regelzone Ost, mit und ohne Berücksichtigung der verbleibenden Abweichung am Ende des jeweiligen Tages. Im Vergleich mit der Gesamtheit aller Verbraucher in der Regelzone Ost ist ein signifikanter Rückgang des Bedarfs an negativer Ausgleichsenergie festzustellen, um durchschnittlich knapp 40% oder annähernd 10 GWh in der Spitze. Der maximale Bedarf an positiver Ausgleichsenergie bleibt dagegen in etwa gleich, obwohl auch hier der durchschnittliche Bedarf deutlich abnimmt. Die tägliche Bandbreite aus positiver und negativer Ausgleichsenergie schließlich sinkt um ca. 3 GWh oder etwa 5 GWh in der Spitze.

⁴³ Dies betrifft nach der Jahreserhebung der Netzbetreiber für 2010 insgesamt 36 leistungsgemessene Endverbraucher aus verschiedenen Branchen.

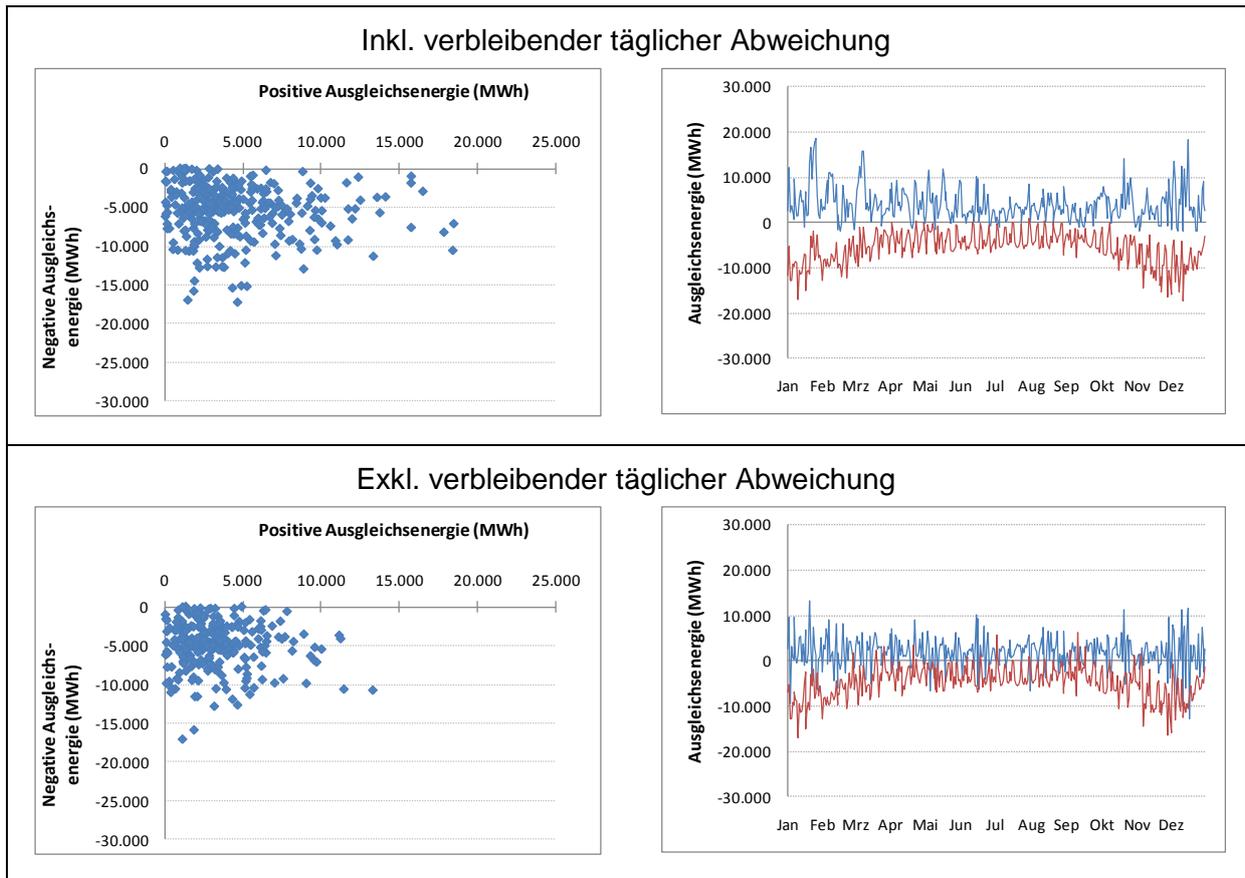


Abbildung 19: Maximaler täglicher Bedarf an positiver und negativer physikalischer Ausgleichsenergie für Kleinabnehmer in der Regelzone Ost (2010)

Darstellung und Berechnung KEMA, auf Grundlage von www.agcs.at

Abbildung 20 schließlich stellt die entsprechenden Ergebnisse für die Gruppe der SLP-Kunden dar.⁴⁴ Es zeigt sich ein weiterer deutlicher Rückgang des Bedarfs an negativer Ausgleichsenergie, der selbst bei Einbeziehung des täglichen Prognosefehlers nur noch einen maximalen Wert von 10 GWh erreicht. Berücksichtigt man nur die untertägige Abweichung, reduziert sich der mittlere Ausgleichsenergie-Bedarf auf ca. +1,7/-2,7 GWh, oder maximal etwa +6/-8 GWh, mit einem weiterhin klar erkennbaren saisonalen Profil. Der tägliche Swing geht in diesem Falle auf durchschnittlich etwa 4 GWh oder maximal 12,5 GWh zurück und liegt damit weitgehend in dem oben erwähnten Bereich der bereits in der Netzebene 1 verfügbaren Flexibilität.

⁴⁴ Im Gegensatz zur Gruppe der Kleinabnehmer haben wir das Abnahmeprofil der SLP-Kunden aus der Kombination einzelner Standardlastprofile abgeschätzt, unter Anwendung eines historischen Temperaturprofils sowie der geschätzten Aufteilung nach Haushalten und Gewerbekunden. Im Interesse einer konservativen Abschätzung ist auch in diesem Falle die gesamte kommerzielle Ausgleichsenergie der Bilanzgruppen den SLP-Kunden zugeordnet.

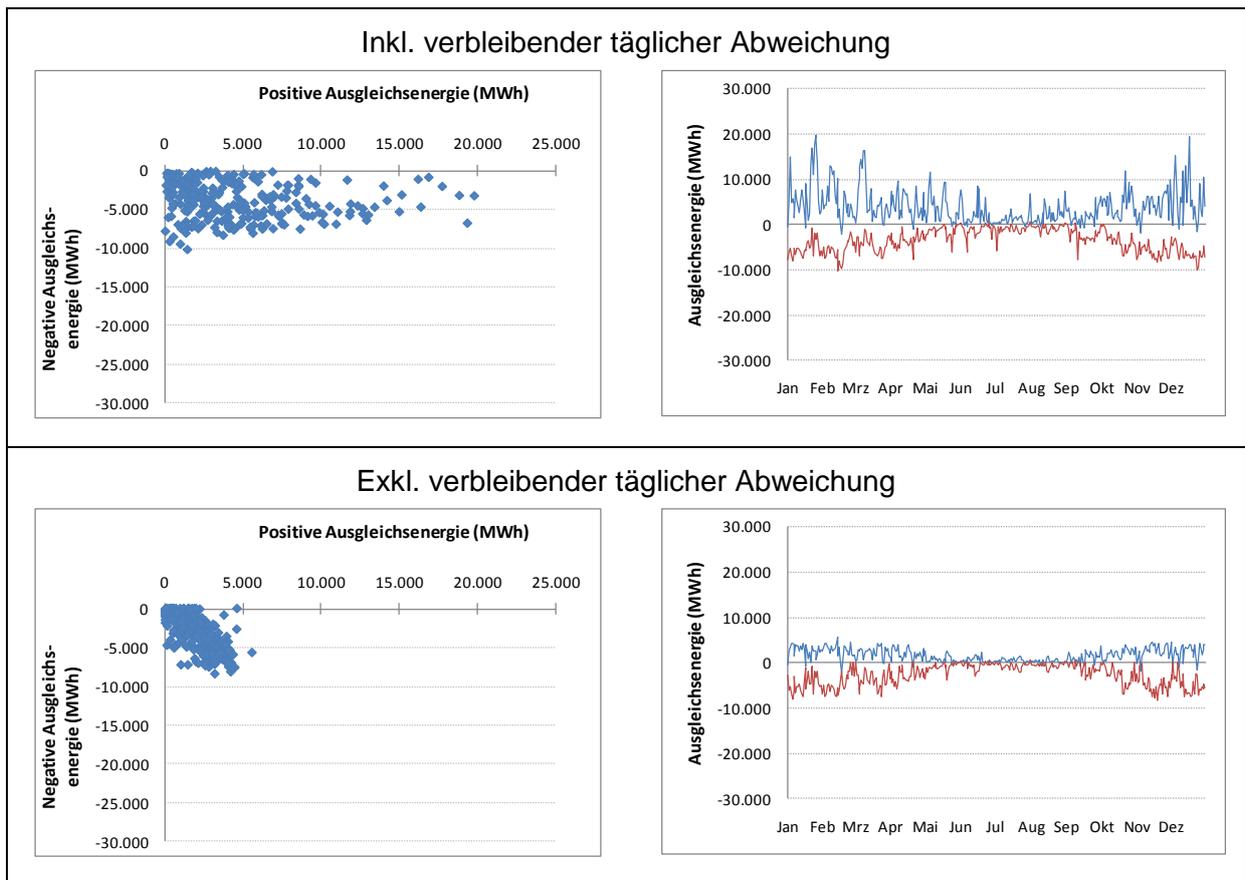


Abbildung 20: Maximaler täglicher Bedarf an positiver und negativer physikalischer Ausgleichsenergie für SLP-Kunden in der Regelzone Ost (2010)

Darstellung und Berechnung KEMA, auf Grundlage von www.agcs.at

Insgesamt bestätigen diese Erkenntnisse weitgehend unsere im vorigen Abschnitt aufgestellten Erkenntnisse. So zeigt sich erstens, dass bereits in der Netzebene 1 umfangreicher Netzpuffer zur Verfügung steht. Zweitens sollte es in vielen Fällen möglich sein, zusätzlich auf den Netzpuffer in den Transitleitungen zurückzugreifen und diesen für den untertägigen Ausgleich zu nutzen, wobei die entsprechenden Mengen die Flexibilität in der Netzebene 1 ggf. deutlich übersteigen dürften. Umgekehrt zeigt die Analyse der historischen Werte aber auch, dass die Flexibilität in den Transitleitungen nicht als gesichert angenommen werden kann.

Vor allem aber zeigt die separate Analyse des historischen Ausgleichsenergiebedarfs ein erhebliches Risiko auf, dass die zu erwartenden untertägigen Schwankungen bei Einbeziehung sämtlicher Verbraucher in die Tagesbilanzierung die verfügbare Flexibilität im Netz (deutlich) übersteigen. Auch diese Erkenntnisse sprechen insofern dafür, bei der weitergehenden Analyse zwischen mehreren Szenarien mit einer unterschiedlichen Ausprägung bzw. Reichweite der Tagesbilanzierung zu differenzieren.

4.2 Abschätzung des Bedarfs an physikalischer Ausgleichsenergie

Wie im vorhergehenden Abschnitt 4.1 erläutert, könnte der im Marktgebiet Ost vorhandene Netzpuffer ggf. dazu genutzt werden, um regelmäßig den vollständigen Bedarf an Flexibilität zu decken, der bei Einführung einer reinen Tagesbilanzierung für sämtliche Endverbraucher anfielen. Insbesondere im Falle hoher Transitflüsse kann dies jedoch nicht als gesichert angenommen werden, so dass darüber hinaus ein möglicherweise erheblicher Bedarf an physikalischer Ausgleichsenergie entstünde, der extern zu beschaffen wäre. Weiters sind die zusätzlichen Risiken zu berücksichtigen, die aus möglichen Abweichungen des grenzüberschreitenden Austauschs resultieren und potenziell das Ausmaß der Schwankungen in der derzeitigen Regelzone Ost überschreiten könnten.

Dementsprechend wäre es unter Umständen sinnvoll, die Tagesbilanzierung zumindest anfänglich nicht für alle Kunden (-gruppen) einzuführen, sondern zunächst auf jene Verbraucher zu beschränken, deren angenommene untertägige Schwankungen als unkritisch für den sicheren Betrieb des Gasnetzes angesehen werden können. Im Rahmen von Abschnitt 4.1.3 haben wir daher bereits zwischen drei möglichen Ausprägungen der Tagesbilanzierung betrachtet. Konkret haben wir die Einführung der Tagesbilanzierung für die folgenden drei Kundengruppen betrachtet:

- Gesamtheit aller Endverbraucher in der derzeitigen Regelzone Ost,
- Kleinabnehmer,
- Kunden, die auf Grundlage von Standardlastprofilen versorgt werden (SLP-Kunden).

Der erste Fall umfasst sämtliche Endverbraucher in der heutigen Regelzone Ost, insbesondere der Kraftwerke und industrieller Großverbraucher. Im zweiten Fall wird dagegen angenommen, dass die Gruppe der Großabnehmer mit einer maximalen stündlichen Abnahmelistung von über 100 MWh/h in der Stundenbilanzierung verbleibt bzw. zusätzlichen stündlichen und/oder untertägigen Restriktionen unterliegt. Im dritten Fall schließlich ist die reine Tagesbilanzierung alleine auf die SLP-Kunden beschränkt und schließt somit auch sonstige mittlere und große Kunden aus. Auf Grundlage verfügbarer Statistiken wurde dabei angenommen, dass die Gruppe der Kleinabnehmer und SLP-Kunden etwa 50% bzw. 25% des Gesamtjahresverbrauchs in der heutigen Regelzone Ost repräsentieren.

In den beiden letztgenannten Szenarien liegt ein Mischsystem vor, in dem ein Teil der Kunden der Stundenbilanzierung und die restlichen Kunden der Tagesbilanzierung unterliegen. Für die Kunden mit untertägigen Restriktionen ergibt sich die stündliche Ausgleichsenergie dabei prinzipiell aus der Differenz zwischen der erwarteten und der tatsächlichen Ausspei-

sung, wobei wir vereinfachend davon ausgehen, dass die Höhe dieser Abweichungen im Vergleich zu heute unverändert bleibt. Für Kunden in der Tagesbilanzierung sind dagegen zwei Effekte zu berücksichtigen. Analog den Kunden in der Stundenbilanzierung ist auch hier erstens die stündliche Differenz zwischen der erwarteten und der tatsächlichen Ausspeisung zu berücksichtigen. Zusätzlich fällt der Profilfehler an, der aus dem Durchschnitt der erwartenden Abnahme über den gesamten Tag und der prognostizierten Abnahme in jeder Stunde resultiert. Die aggregierte Ausgleichsenergie beider Kundengruppen ergibt sich demnach aus der stündlichen Abweichung sämtlicher Endverbraucher, welcher der historischen Ausgleichsenergie aller Bilanzgruppen entspricht, sowie dem jeweiligen Profilfehler für die Kunden in der Tagesbilanzierung.

Im vorhergehenden Abschnitt 4.1.3 haben wir das mögliche Volumen der untertägigen Schwankungen im Falle der Tagesbilanzierung betrachtet. Hierauf aufbauend untersuchen wir nachfolgend, inwieweit das Gastransportnetz diese stündlichen bzw. untertägigen Schwankungen durch die Nutzung des Netzpuffers kompensieren kann oder aber auf die externe Beschaffung von physikalischer Ausgleichsenergie zurückgreifen muss. Aufgrund des zeitlich schwankenden Volumens des nutzbaren Netzpuffers haben wir für unsere Berechnungen den verfügbaren Netzpuffer zwischen +/-0 GWh und +/-25 GWh variiert.

Der grundlegende Ansatz für die Berechnung ist in Abbildung 21 dargestellt. Beginnend vom Anfang des jeweiligen Tages wird zuerst der Netzpuffer genutzt, um die aggregierte Abweichung zwischen der stündlichen Ein- und Ausspeisung der entsprechenden Kundengruppe auszugleichen. Die kumulierten Abweichungen erfordern dabei keinen Abruf physikalischer Ausgleichsenergie, solange die Grenzen des maximal verfügbaren Netzpuffers eingehalten werden. Erst wenn das kumulierte Ungleichgewicht den verfügbaren Netzpuffer übersteigt, werden die darüber hinaus gehenden Mengen über ein am Markt zu beschaffendes Stundenprodukt für physikalische Ausgleichsenergie ausgeglichen. In Abhängigkeit von der Struktur und Höhe der stündlichen Abweichungen kann dies zum Abruf positiver und negativer physikalischer Ausgleichsenergie während desselben Tages führen. Die am Tagesende verbleibende Fehlmenge schließlich wird durch ein Rest-of-Day-Produkt für physikalische Ausgleichsenergie egalisiert.

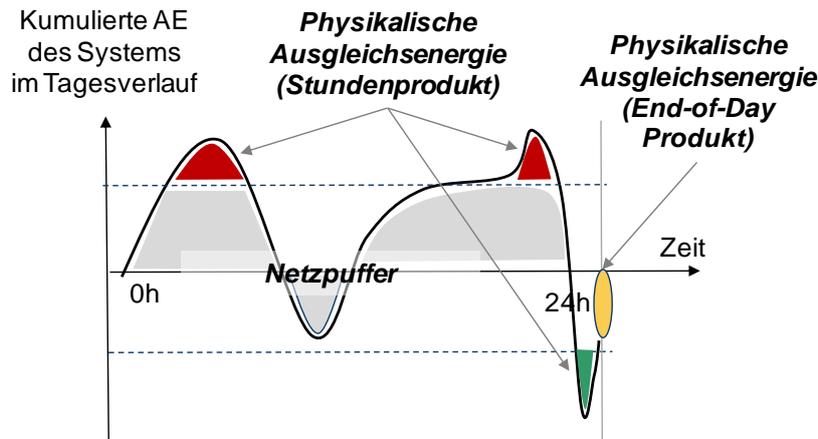


Abbildung 21: Schematische Darstellung der Berechnung von zusätzlicher physikalischer Ausgleichsenergie bei vorrangiger Nutzung des Netzpuffers

Quelle: KEMA

Wie aus dieser Beschreibung und Abbildung 21 ersichtlich, umfasst dieser Ansatz eine Reihe von Vereinfachungen. So verzichten wir insbesondere auf eine weitergehende Optimierung des Netzpuffereinsatzes, welche z.B. zur Vermeidung von "Lastspitzen" bezüglich des Abrufs der stündlichen Ausgleichsenergie genutzt werden könnte. In diesem Zusammenhang gehen wir ferner vereinfachend davon aus, dass der Netzpuffer jeweils symmetrisch zum Ausgleich von Über- und Unterspeisungen zur Verfügung steht. Durch das Glattstellen aller verbleibenden Fehlmengen am Ende jedes Tages wird zudem gewährleistet, dass Ungleichgewichte nicht kontinuierlich weitergetragen werden und der Netzpuffer am Anfang des nachfolgenden Tages wieder voll zur Verfügung steht. Auf eine explizite Modellierung des in der Praxis zu erwartenden vorausschauenden Abrufs physikalischer Ausgleichsenergie als Rest-of-Day-Produkt wurde hierbei verzichtet.

Auf Grundlage dieser Annahmen und der von AGCS veröffentlichten Daten über die Ausgleichsenergieverrechnung für das Jahr 2010 haben wir anschließend für jeden der betrachteten Fälle die folgenden Werte für jeden Tag des Jahres 2010 ermittelt:

- Maximaler stündlicher Abruf von positiver bzw. negativer physikalischer Ausgleichsenergie (Stundenprodukt bzw. Within-day) während des Tages,
- Kumulierter Abruf von positiver bzw. negativer physikalischer Ausgleichsenergie (Stundenprodukt bzw. Within-day) während des Tages,
- Verbleibender Bedarf an positiver bzw. negativer physikalischer Ausgleichsenergie (Rest-of-Day-Produkt) am Ende des Tages.

Der kumulierte bzw. verbleibende Bedarf an physikalischer Ausgleichsenergie wurde anschließend über das gesamte Jahr summiert, separat für die beiden Produkte (Within-Day bzw. Rest-of-Day) sowie differenziert nach positiver und negativer Ausgleichsenergie.

Tabelle 12 fasst die Ergebnisse unserer Berechnungen für den kumulierten jährlichen Bedarf an physikalischer Ausgleichsenergie zusammen, der von extern zugekauft werden muss. Erwartungsgemäß zeigt sich, dass der Bedarf an externer Ausgleichsenergie mit Ausweitung der Tagesbilanzierung ansteigt, wobei der Unterschied zwischen der Gruppe der SLP-Kunden und der Kleinabnehmer eher gering ist. Die Einbeziehung sämtlicher Endverbraucher in die Tagesbilanzierung führt dagegen zu einem deutlich höheren Bedarf an physikalischer Ausgleichsenergie.

Wie nicht anders zu erwarten, führt eine Steigerung des verfügbaren Netzpuffers ebenfalls zu einer signifikanten Reduzierung des Bedarfs an physikalischer Ausgleichsenergie. Interessant ist in diesem Zusammenhang jedoch vor allem, dass der Bedarf an untertägiger Flexibilität bereits im Falle eines begrenzten Netzpuffers von nur ca. ± 5 bis ± 10 GWh im Mittel gegen Null konvergiert und sich selbst im Falle einer reinen Tagesbilanzierung für alle Kunden auf nur noch etwa ± 500 GWh pro Jahr beläuft. Angesichts der Beobachtung, dass ein entsprechendes Volumen bereits in der Netzebene 1 zur Verfügung zu stehen scheint (vgl. Abbildung 16 in Abschnitt 4.1.3), spricht dies unmittelbar für die prinzipielle Machbarkeit einer reinen Tagesbilanzierung sowohl für die SLP-Kunden als auch für die übrigen Kleinabnehmer, und zwar unter technischen wie auch wirtschaftlichen Aspekten.

Netzpuffer (GWh)	Umfang der Tagesbilanzierung											
	Alle Kunden (Reine Tagesbilanzierung)				Kleinabnehmer (ca. 50% Gesamtverbrauch)				SLP (ca. 25% Gesamtverbrauch)			
	Produkt		Produkt		Produkt		Produkt		Produkt		Produkt	
	Within-Day	Rest-of-Day	Within-Day	Rest-of-Day	Within-Day	Rest-of-Day	Within-Day	Rest-of-Day	Within-Day	Rest-of-Day	Within-Day	Rest-of-Day
	Pos	Neg	Pos	Neg	Pos	Neg	Pos	Neg	Pos	Neg	Pos	Neg
0	5.149	-4.648	0	-0	3.463	-2.952	0	-0	2.826	-2.315	0	-0
2,5	3.394	-2.612	87	-454	1.799	-1.246	188	-222	1.235	-601	153	-276
5	1.915	-1.625	408	-189	723	-596	570	-186	468	-182	434	-210
10	353	-573	937	-205	87	-95	797	-278	102	-0	705	-296
15	25	-164	921	-271	14	-8	798	-293	21	0	786	-296
20	0	-38	839	-291	0	0	807	-296	0	0	807	-296
25	0	-4	808	-293	0	0	807	-296	0	0	807	-296

Anmerkung: "Pos" - positive Ausgleichsenergie; "Neg" - negative Ausgleichsenergie

Tabelle 12: Bedarf an physikalischer Ausgleichsenergie (GWh/a) in Abhängigkeit vom Umfang des verfügbaren Netzpuffers

Quelle: KEMA

4.3 Kosten der Tagesbilanzierung

Die Abschätzung der Kosten für die Einführung einer Tagesbilanzierung erfordert Annahmen über den zur Verfügung stehenden Netzpuffer sowie über Art, Umfang und Preis der Produkte, welche zur Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie beschafft bzw. eingesetzt werden. Im vorhergehenden Abschnitt haben wir bereits Annahmen über den Umfang an zu beschaffender physikalischer Ausgleichsenergie (in Abhängigkeit vom verfügbaren Netzpuffer) erarbeitet, wobei wir nach Within-Day- und Rest-of-Day-Produkten unterschieden haben. Nachfolgend ergänzen wir diese Ergebnisse durch Annahmen über den Preis der entsprechenden Produkte, mit deren Hilfe wir anschließend die zuvor ermittelten Mengen bewerten und so die zu erwartenden Kosten der Tagesbilanzierung abschätzen.

Wir gehen davon aus, dass die Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie auch in Zukunft über marktbasierende Verfahren erfolgt. Es erscheint daher sinnvoll, die Kosten aus dem Marktwert bzw. Marktpreis der jeweiligen Produkte abzuleiten. Im Falle Österreichs bietet dies darüber hinaus den Vorteil, dass bereits auf historische Werte über mehrere Jahre zurückgegriffen werden kann. Allerdings sollte nicht davon ausgegangen werden, dass die in der Vergangenheit erzielten Preise für physikalische Ausgleichsenergie auch in Zukunft konstant bleiben werden. Dies zeigt sich einerseits in deutlichen Schwankungen in den vergangenen Jahren bei den Preisen für physikalische Ausgleichsenergie in der Regelzone Ost. Vor allem aber kann nicht davon ausgegangen werden, dass die momentanen Preise für physikalische Ausgleichsenergie in einem System der Tagesbilanzierung unverändert bleiben.

Ergänzend zur Analyse der historischen Preise für physikalische Ausgleichsenergie in der Regelzone Ost betrachten wir daher auch die Beschaffung von Regelenergie⁴⁵ in der Bilanzzone NetConnect Germany (NCG). Zwar sind die Verhältnisse in Deutschland aufgrund der dortigen Marktsituation sowie der spezifischen Ausgestaltung der Beschaffung und Vergütung von Regelenergie nicht direkt auf Österreich übertragbar. Angesichts der räumlichen Nähe und der damit verbundenen Korrelation der Marktpreise gehen wir dennoch davon aus, dass sich hieraus relevante Annahmen ableiten lassen. Dies betrifft insbesondere die Frage, ob die Kosten für die Beschaffung der physikalischen Ausgleichsenergie, d. h. der Spread zwischen dem Preis für Kauf und Verkauf physikalischer Ausgleichsenergie, mit zunehmender Liquidität sinken oder aufgrund der zu erwartenden Bedarfssteigerung in einem vorerst engen Markt steigen werden.

⁴⁵ Der Begriff "(externe) Regelenergie" im deutschen Sprachgebrauch entspricht der physikalischen Ausgleichsenergie in Österreich. Nachfolgend verwenden wir daher bei der Diskussion des deutschen Marktes den Begriff Regelenergie, um einen Vergleich mit den Primärquellen sowie etwaigen anderen Quellen zu erleichtern.

4.3.1 Kosten der physikalischen Ausgleichsenergie in Österreich

In Kapitel 2.1 haben wir die derzeitigen Verfahren und Regeln für die Beschaffung und Bepreisung physikalischer Ausgleichsenergie in der Regelzone Ost erläutert. Basierend auf den von AGCS veröffentlichten Daten zeigt Abbildung 22 die Entwicklung der Preise für physikalische Ausgleichsenergie in den vergangenen beiden Jahren. Dargestellt ist dabei jeweils der Bereich zwischen dem höchsten Preis für positive Ausgleichsenergie einerseits und dem niedrigsten Preis für negative Ausgleichsenergie⁴⁶.

Aus Abbildung 22 ist ersichtlich, dass die Preise für physikalische Ausgleichsenergie in der Regelzone Ost in der Vergangenheit deutlichen Schwankungen unterlagen. Der Vergleich mit den ebenfalls dargestellten Preisen für D-1-Produkte in Baumgarten zeigt jedoch, dass die absolute Höhe im Wesentlichen den Preisen im allgemeinen Großhandelsmarkt folgt und daher auch ähnlichen Schwankungen unterliegt. Wesentlich für die Zwecke dieser Studie ist allerdings der Spread zwischen dem Preis für den Kauf bzw. Verkauf physikalischer Ausgleichsenergie, welcher ebenfalls deutliche Schwankungen aufweist. So bewegte sich der Spread im Zeitraum zwischen Jänner 2010 und Oktober 2011 überwiegend in einem Bereich von ca. 3 bis 6 €/MWh. Gleichzeitig waren jedoch auch Perioden mit einer Preisspreizung von nur 1 €/MWh zu verzeichnen, während umgekehrt zeitweise sogar ein Spread von 9 €/MWh zu beobachten war.

Die in Abbildung 22 dargestellten Werte beziehen sich offensichtlich nur auf die tatsächlich abgerufenen Mengen, geben aber nur begrenzt Aufschluss über das Risiko höherer Spreads im Falle steigender Abweichungen. Auf Grundlage uns von E-Control zur Verfügung gestellter Daten haben wir daher am Beispiel eines (Winter-) Monats eine exemplarische Auswertung der an den einzelnen Tagen zur Verfügung stehenden Angebote durchgeführt. Diese Analyse bestätigte die o.g. Erkenntnisse insoweit, als der Spread zwischen dem mengengewichteten Durchschnitt der Gebote für positive und negative Ausgleichsenergie etwa 5 €/MWh betrug, während sich die Differenz zwischen dem jeweils teuersten Angebot für positive Ausgleichsenergie und dem niedrigsten Gebot für negative Ausgleichsenergie auf etwa 12 €/MWh belief. Diese Analyse zeigt weiterhin, dass in der Regel zwischen 1.800 und 1.900 MW an positiver wie auch negativer Ausgleichsenergie zur Verfügung standen.

⁴⁶ Diese Preise liegen jeweils nur für die Stunden mit einem Abruf des entsprechenden Produkts vor. Für alle anderen Stunden haben wir die entsprechenden Preise daher näherungsweise durch Fortschreibung des zuletzt gezahlten Preises abgeschätzt.

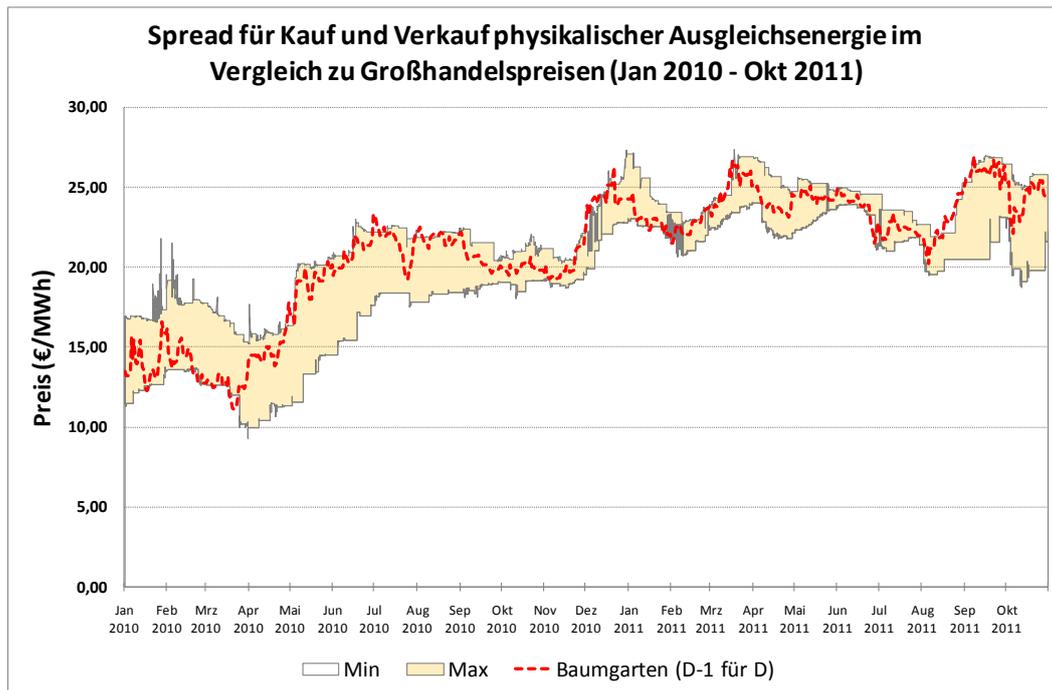


Abbildung 22: Preisentwicklung für physikalische Ausgleichsenergie in Österreich

Quelle: KEMA, auf Grundlage von www.agcs.at und CEGH Gas Exchange

4.3.2 Beschaffung externer Regelenergie in Deutschland

4.3.2.1 Ausgestaltung der Regelenergiebeschaffung im Marktgebiet NCG

Der deutsche Gasmarkt ist derzeit in zwei große Marktgebiete aufgeteilt, NetConnect Germany (NCG) sowie Gaspool. Das Marktgebiet NCG deckt dabei im Wesentlichen den Süden und Westen Deutschlands ab (vgl. Abbildung 23) und umfasst seit dem 1. April 2011 sowohl Netze mit H-Gas als auch mit L-Gas. Die Beschaffung von Regelenergie im Marktgebiet NCG wird von dem gleichnamigen Unternehmen durchgeführt, welches als ein Gemeinschaftsunternehmen der sog. marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber organisiert ist.



Abbildung 23: Räumliche Abdeckung des Marktgebiets Net Connect Germany

Quelle: NetConnect Germany. www.net-connect-germany.de

Als Bilanzzonennetzbetreiber des Marktgebiets NCG beschafft NetConnect Germany die benötigte Regelenergie am VHP (H-Gas / L-Gas) sowie an physischen Ein- und Ausspeisepunkten, wobei letztere in insgesamt 5 Zonen aufgeteilt sind (vgl. Abbildung 24). Während die Beschaffung am VHP überwiegend über die Börse erfolgt und kurzfristige Rest-of-Day-Produkte betrifft, erfolgt die zonenbezogene, auch als lokal bezeichnete Regelenergiebeschaffung über längerläufige, standardisierte Produkte mit optionaler Flexibilität.

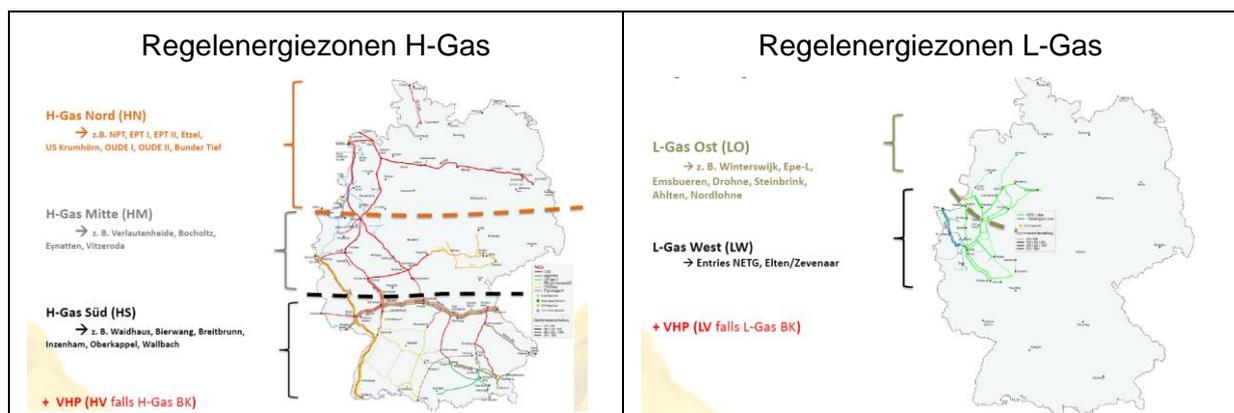


Abbildung 24: Regelenergiezonen im Marktgebiet NCG

Quelle: NetConnect Germany. Regelenergiemanagement im qualitätsübergreifenden Marktgebiet NCGMarket. 01.02.2012. www.net-connect-germany.de

Organisatorisch erfolgt die Regelenergiebeschaffung bei NCG einerseits über eine von Net-Connect Germany betriebene eigenständige Ausschreibungsplattform. Wie in Abbildung 25

dargestellt, dient diese Plattform der kurz- und langfristigen Beschaffung von Tagesband- und Rest-of-Day-Produkten. Seit dem Gaswirtschaftsjahr 2009/2010 wird zudem ein zunehmender und inzwischen erheblicher Teil der notwendigen Regelenergiemengen am Spotmarkt der European Energy Exchange (EEX) beschafft. Die in Abbildung 25 aufgeführte Option der Beschaffung von Tagesbändern über die Ausschreibungsplattform wird derzeit nicht genutzt.

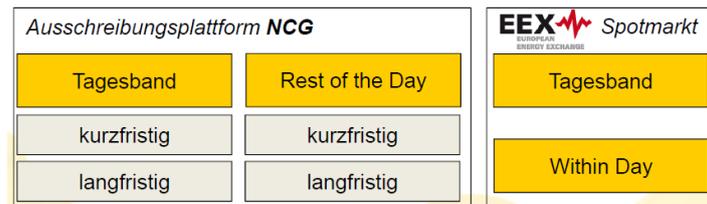


Abbildung 25: Beschaffungsplattform für Regelenergie bei NCG

Anmerkung: Beschaffung von Tagesbändern erfolgt aktuell ausschließlich über EEX.

Quelle: NetConnect Germany. Regelenergiemanagement im qualitätsübergreifenden Marktgebiet NCG. 01.02.2012. www.net-connect-germany.de

Im Falle der börslichen Beschaffung greift NetConnect Germany auf die im börslichen Spothandel verfügbaren Produkte zurück, d.h. Tagesband- und Rest-of-Day-Produkte. Diese Produkte sind naturgemäß frühestens zwei Tage vor Lieferung verfügbar und zudem auf Lieferungen bzw. Bezug am VHP beschränkt. Gemäß der Regelungen im Börsenhandel erfolgt die Vergütung ausschließlich in Form von Arbeitspreisen.

Die über die Ausschreibungsplattform beschafften Rest-of-Day-Produkte können sich dagegen auch auf die Bereitstellung an physischen Ein- oder Ausspeisepunkten beziehen und ermöglichen somit eine ortsabhängige Auswahl. Die Möglichkeit der langfristigen Beschaffung, welche jeweils für ein Quartal erfolgt, garantiert zudem die Verfügbarkeit der entsprechenden Mengen unabhängig von der Marktsituation am jeweiligen Tag. Im Gegensatz zum Börsenhandel mit einer Mindestkontraktgröße von 1 MW sind die über die Beschaffungsplattform kontrahierten Rest-of-Day-Produkte auf eine Mindestgröße von 30 MW beschränkt. Die Vergütung kurzfristiger Produkte erfolgt ebenfalls ausschließlich in Form von Arbeitspreisen. Für langfristige Produkte wird dagegen in der Regel zusätzlich auch ein Leistungspreis für die Vorhaltung der entsprechenden Mengen gezahlt.

Der Abruf von Regelenergie erfolgt in allen Fällen per edig@s REEQUEST mit einer Vorlaufzeit von mindestens drei Stunden bis zum Ende des angebotenen Gastages. Im Gegensatz zum heutigen Ausgleichsenergiemarkt in Österreich ist NetConnect Germany daher nicht in der Lage, Regelenergie nur stundenweise abzurufen. Der Ausgleich untertägiger Schwankungen erfolgt primär über die Nutzung des Netzpuffers (sog. interne Regelenergie). Alternativ kann, wie in Abbildung 26 gezeigt, bei einer Unterspeisung des Netzes ein anfänglicher Kauf

von Rest-of-Day-Produkten stattfinden, gefolgt durch einen Verkauf der resttäglichen Mengen mit einer resultierenden Überspeisung. Umgekehrt würde der Netzbetreiber bei einer Überspeisung des Netzes anfänglich Rest-of-Day-Produkte verkaufen und während einer ggf. folgenden Unterspeisung resttägliche Mengen zurückkaufen.

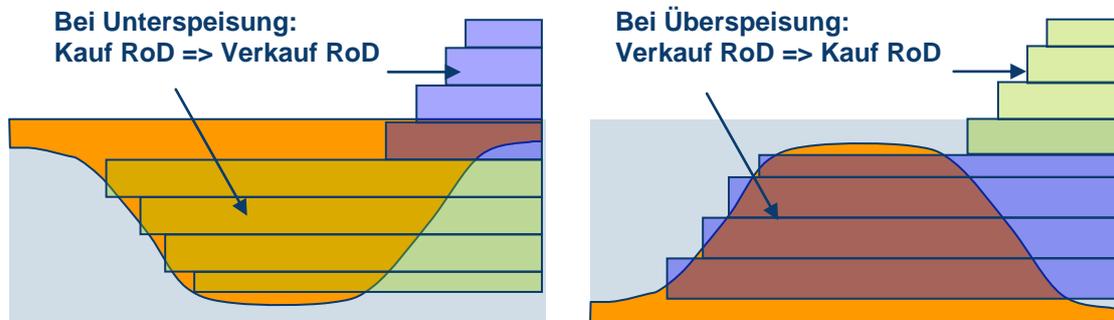


Abbildung 26: Schematische Darstellung des temporären Netzausgleichs über die Beschaffung von Rest-of-Day (RoD)-Produkten

Quelle: KEMA

Nach Angaben von NetConnect Germany erfolgt die Beschaffung von externer Regelenergie primär über die EEX, d.h. immer dann, wenn der Börsenpreis kleiner oder gleich (Kauf) bzw. größer oder gleich (Verkauf) dem gewichteten arithmetischen Mittel der Preise gemäß Merit-Order zum Abrufzeitpunkt ist. Die Ausschreibungsplattform und somit die Merit-Order-Liste wird außerdem dann eingesetzt, wenn der Beschaffungszeitpunkt außerhalb der Börsenöffnungszeiten liegt oder die erforderlichen externen Regelenergiemengen an der EEX nicht beschafft werden können.

Neben externer Regelenergie nutzt NetConnect Germany schließlich noch das Produkt „Untertägige Strukturierung“ für den Ausgleich von untertägiger Schwankungen im L-Gas-Netz. Dieses Produkt, welches ebenfalls auf einer Losgröße von 30 MW beruht und sich auf vom Anbieter zu benennende physische Regelenergiequellen bezieht, gewährleistet die Bereitstellung und Übernahme von überschüssigen bzw. fehlenden Gasmengen während des Tages, welche zu einem späteren Zeitpunkt in natura ausgeglichen werden. Der kumulierte Abruf während eines laufenden Tages darf dabei die 12-fache Losgröße (360.000 kWh) nicht überschreiten und am Tagesende nicht mehr als das 4-fache der Losgröße (120.000 kWh) betragen⁴⁷. Im Gegensatz zu den o.g. Produkten erhalten Anbieter ausschließlich einen Leistungspreis für die Vorhaltung des Produkts, unabhängig von der tatsächlichen Inanspruchnahme. Die Beschaffung schließlich erfolgt auf Quartals- oder Jahresbasis.

⁴⁷ Vgl. NetConnect Germany. Produktbeschreibung, Langfristige Bereitstellung und Übernahme von L-Gasmengen und Ausgleich von L-Gasmengen in natura in Form von untertägiger Strukturierung. <http://www.net-connect-germany.de>

4.3.2.2 Preise für Regelernergiebeschaffung im Marktgebiet NCG

Auf Grundlage der von NetConnect Germany im Internet zur Verfügung gestellten Daten gibt Tabelle 13 einen Überblick über die Vorhaltung von Regelernergie im Jahr 2011. Im Bereich H-Gas wurden insgesamt knapp 6.000 MW an positiver aber nur 2.000 MW an negativer Regelernergie vorgehalten, zu einem mittleren Leistungspreis von 1,07 bzw. 1,44 €/MW/h.

In diesem Zusammenhang ist bemerkenswert, dass die durchschnittlichen Preise im ersten Quartal 2011 sich deutlich von den übrigen drei Quartalen unterschieden und somit auch den Durchschnitt über das gesamte Jahr beeinflussten. So lag der mittlere Preis für positive Regelernergie im ersten Quartal mit 1,71 €/MW/h gut 75% höher als der durchschnittliche Preis (0,97 €/MW/h) in den restlichen drei Quartalen, obwohl die insgesamt beschaffte Menge gleichzeitig von knapp 5.500 MW im ersten Quartal auf 7.350 MW im vierten Quartal 2011 stieg. Gleichzeitig ging der maximal gezahlte Preis für die Vorhaltung positiver Regelernergie von 2,36 €/MW/h im ersten Quartal auf nur noch 1,36 €/MW/h in den übrigen Quartalen zurück. Entsprechend stieg der durchschnittliche Preis für negative Regelernergie von 1,02 €/MW/h im ersten Quartal um gut 60% auf 1,62 €/MW/h in den übrigen Quartalen, wobei der Spread zwischen dem teuersten und günstigsten akzeptierten Angebot in etwa gleich blieb.

Produkt	Rest-of-Day ^(a)		Untertägige Strukturierung	
	Positiv	Negativ	Jahr ^(b)	Quartal
Vorgehaltene Leistung (MW)	5.842	2.062	1.830	1.530 ^(c)
Leistungspreis (€/MW/h)				
Durchschnitt	1,07	1,44	1,39	2,29
Min – Max	0,73 – 2,31	0,93 – 2,06	1,35 – 1,43	1,82 – 2,74

Tabelle 13: Vorhaltung von Regelernergie im Marktgebiet NCG im Jahr 2011

Anmerkung: ^(a) – H-Gas; ^(b) - Oktober 2010 – September 2011; ^(c) - Durchschnitt der Quartale I – III / 2011

Quelle: KEMA, basierend auf www.net-connect-germany.de

Für die Produkte zur untertägigen Strukturierung ist umgekehrt zu berücksichtigen, dass das in Tabelle 13 aufgeführte Jahresprodukt zuletzt für das Gasjahr 2010/2011 beschafft wurde und seit Oktober 2011 offenbar durch eine höhere Vorhaltung von Quartalsprodukten ersetzt wurde. Im Bereich der Quartalsprodukte ist dabei auch hier eine deutliche Veränderung im zweiten Quartal 2011 zu beobachten. So stieg der mittlere Preis von 2,13 €/MW/h im ersten Quartal 2011 auf etwa 2,36 €/MW/h (+10%) im Rest des Jahres. Dieser Effekt ist dabei primär auf einen steigenden Spread zurückzuführen, der von nur etwa 0,1 €/MW/h im ersten Quartal auf annähernd das Zehnfache stieg.

Tabelle 14 ergänzt diese Ergebnisse durch einen Überblick über die tatsächlich abgerufene Regelenergie (H-Gas) im Jahr 2011, ebenfalls differenziert nach unterschiedlichen Produkten. Es ist klar zu erkennen, dass die benötigte positive Regelenergie etwa zu gleichen Teilen über die EEX und die separate Beschaffungsplattform beschafft wurde, und zwar fast ausschließlich in Form kurzfristiger Rest-of-day-Produkte. Die Beschaffung von Tagesbändern an der EEX sowie der Abruf von langfristig kontrahierter Regelenergie spielte dagegen keine (nennenswerte) Rolle. Negative Regelenergie wurde ebenfalls fast ausschließlich in Form kurzfristig verfügbarer Rest-of-day-Produkte abgerufen, wobei der Anteil der über die Beschaffungsplattform kontrahierten Mengen in diesem Falle mehr als doppelt so groß war wie die über die EEX beschafften Volumina.

Produkt		Beschaffungsplattform (Rest-of-Day)		EEX		Gesamt
		Langfristig	Kurzfristig	Tagesband	Rest-of-Day	
Abruf (GWh)	Positiv	47 (0%)	3,293 (49%)	258 (4%)	3,063 (46%)	6,661
	Negativ	198 (2%)	8,198 (69%)	-	3,441 (29%)	11,837

Tabelle 14: Einsatz externer Regelenergie im Marktgebiet NCG im Jahr 2011

Quelle: KEMA, basierend auf www.net-connect-germany.de

Auf Grundlage dieser Beobachtungen erscheint es sinnvoll, sich bezüglich der arbeitsabhängigen Kosten an der tatsächlich abgerufenen Regelenergie zu orientieren. Abbildung 27 zeigt daher den Spread zwischen dem Preis für tatsächlich abgerufene Regelenergie und dem allgemeinen Marktpreis für alle Tage des vergangenen Jahres. Hierbei stellt der rechte Teil von Abbildung 27 die mengengewichteten Durchschnittskosten dar, während im linken Teil ergänzend die entsprechenden Maximalwerte bzw. Grenzpreise am jeweiligen Tag zeigt. Es ist leicht zu erkennen, dass der durchschnittliche Spread nur selten einen Wert von 5 €/MWh überstieg. Der Grenzpreis für negative Regelenergie lag dagegen in knapp 10% der Fälle 10 €/MWh unterhalb des täglichen Marktpreises und erreichte maximal einen Wert von knapp 20 €/MWh. Bei diesen Werten ist grundsätzlich zu beachten, dass positive Regelenergie fast ausschließlich im Winterhalbjahr abgerufen wurde, während negative Regelenergie ganz überwiegend im Sommerhalbjahr genutzt wurde.

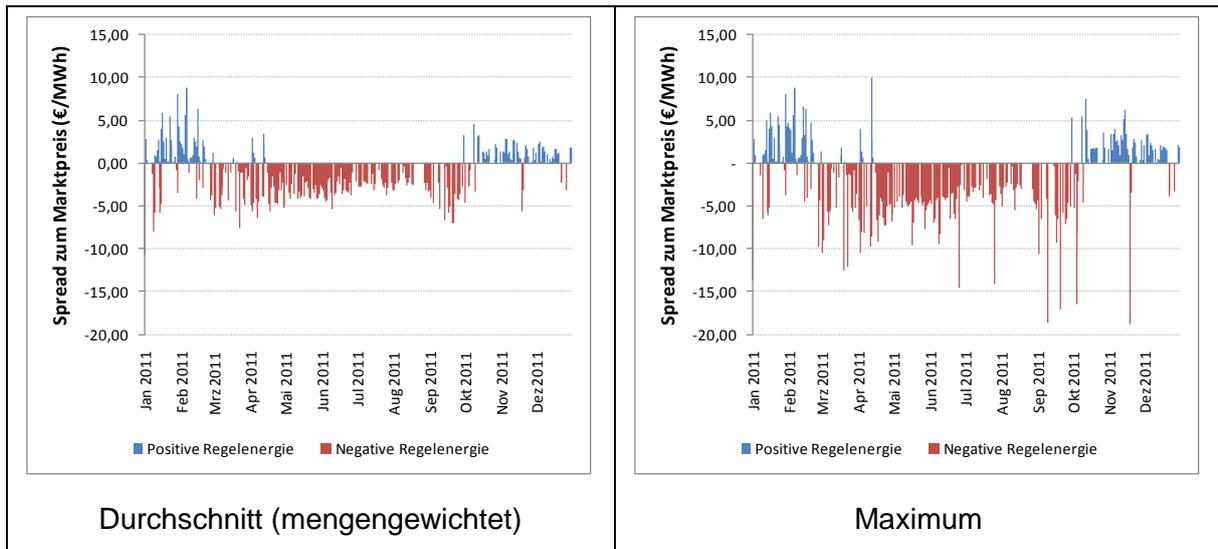


Abbildung 27: Spread zwischen dem Preis für tatsächlich abgerufene positive und negative Regelernergie und dem "Tagesreferenzpreis Erdgas NCG" der EEX im Jahr 2011

Quelle: KEMA, basierend auf www.net-connect-germany.de

Tabelle 14 zeigt, dass der Abruf von langfristig kontrahierter Regelernergie in der Praxis kaum eine Rolle spielt. Tabelle 15 stellt gleichwohl zusätzlich den Spread zwischen positiver und negativer Regelernergie für langfristig beschaffte Rest-of-day-Produkte dar. Hierbei ist zu beachten, dass es sich bei diesen Werten um den aggregierten Spread für beide Produkte handelt und die entsprechenden Werte von daher der "Summe" der in Abbildung 27 gezeigten Werte entsprechen. Aufgrund der teilweise erheblichen Spreizung der Preise für die einzelnen Preise sind in Tabelle 15 der durchschnittliche Spread zwischen den Arbeitspreisen, den Grenzpreisen sowie dem oberen bzw. unteren Dezantil dargestellt.

Es zeigt sich, dass der durchschnittliche Spread über das ganze Jahr betrachtet bei knapp 14 €/MWh lag, bzw. 15 €/MWh im vierten Quartal des Jahres. Bei Betrachtung der Grenzpreise steigen diese Werte auf etwa 26 €/MWh bzw. 19 €/MWh. Wie der Vergleich des oberen und unteren Dezentils zeigt, werden diese Werte allerdings durch einzelne Ausreißer verzerrt. Bei Vernachlässigung dieser Extremwerte ergibt sich schließlich eine realistischere obere Abschätzung von etwa 16 – 18 €/MWh⁴⁸.

⁴⁸ Dieses Ergebnis ändert sich nur unwesentlich, wenn nur die höchsten / niedrigsten 5% aller Preise vernachlässigt werden. Konkret steigt der Durchschnitt des 5%-Perzentils auf ca. 16,5 €/MWh, während der Maximalwert unverändert bleibt.

€/MWh	Durchschnitt	Oberes / Unteres Dezentil	Grenzpreis
Quartal I/2011	14,27	15,00	17,95
Quartal II/2011	13,08	16,00	16,47
Quartal III/2011	11,71	14,22	16,05
Quartal IV/2011	14,86	17,93	25,65
Durchschnitt	13,48	15,79	19,03
Maximum	14,86	17,93	25,65

Tabelle 15: Spread zwischen dem Arbeitspreis für positive und negative Regelernergie für langfristig beschaffte Rest-of-Day-Produkte im Marktgebiet NCG im Jahr 2011

Quelle: KEMA, basierend auf www.net-connect-germany.de

4.3.3 Abschätzung der Kosten für Ausgleichsenergie in der Tagesbilanzierung

In Abschnitt 4.2 haben wir den Umfang der notwendigen physikalischen Ausgleichsenergie in Abhängigkeit des verfügbaren Netzpuffers abgeschätzt (vgl. Tabelle 12 auf S. 78) und hierbei grundsätzlich nach der möglichen Verwendung von Within-Day- und Rest-of-Day-Produkten unterschieden. In den beiden vorhergehenden Abschnitten haben wir zudem die Kosten für verschiedene Ausgleichsenergieprodukte in Österreich und Deutschland analysiert. In diesem Zusammenhang haben wir festgestellt, dass der mittlere Spread zwischen positiver und negativer Ausgleichsenergie in Österreich in den vergangenen beiden Jahren in der Regel zwischen 3 und 6 €/MWh lag und maximal einen Wert von weniger als 10 €/MWh erreichte. Im deutschen Marktgebiet NCG belief sich der durchschnittliche Spread im vergangenen Jahr rechnerisch auf weniger als 10 €/MWh, wobei in etwa 10% aller Tage ein Wert von etwa 15 €/MWh erreicht wurde. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass sich die deutschen Werte auf ein Rest-of-Day-Produkt beziehen, während die österreichischen Zahlen sich auf das aktuelle Within-Day- bzw. Stundenprodukt beziehen.

Auf Grundlage dieser Beobachtungen verwenden wir für unsere Kostenschätzung verschiedene Annahmen über den durchschnittlichen Spread zwischen positiver und negativer Ausgleichsenergie. Konkret nehmen wir an, dass der Spread für Within-Day-Produkte zwischen 5 und 15 €/MWh variiert, während wir für Rest-of-Day-Produkte eine etwas größere Spannweite von 2,5 bis 15 €/MWh betrachten.

Aus der Kombination dieser Annahmen mit den in Abschnitt 4.2 dargelegten Annahmen über die Verfügbarkeit des Netzpuffers ergeben sich die in Abbildung 28 dargestellten Kosten der Tagesbilanzierung. Hierbei betrachten wir sowohl den Fall der Tagesbilanzierung für alle Kleinabnehmer als auch die Beschränkung auf die Gruppe der SLP-Kunden. Weiters ist diese Darstellung auf einen Netzpuffer von mindestens 5 bis 10 GWh beschränkt. So haben wir in Abschnitt 4.1.3 festgestellt, dass AGGM offenbar bereits heute in der Lage ist, alleine aus der Netzebene einen Netzpuffer von 5 – 10 GWh zu realisieren. Gleichzeitig hat unsere Analyse in Abschnitt 4.2 gezeigt hat, dass ein größerer Netzpuffer nur noch zu einer unwesentlichen Reduzierung des Bedarfs an physikalischer Ausgleichsenergie führt.

Abbildung 28 zeigt, dass die jährlichen Kosten der Tagesbilanzierung bei einem Netzpuffer von 10 GWh selbst unter ungünstigen Umständen einen Wert von 10 Mio €/a nicht übersteigen, bei einem auf 5 GWh begrenzten Netzpuffer jedoch bis auf knapp 16 Mio €/a steigen können. Hierbei schwanken die jährlichen Kosten zwischen:

- 2,5 und 10 Mio €/a bei einer Tagesbilanzierung nur für SLP-Kunden bzw.
- 5 bis 16 Mio €/a bei einer Tagesbilanzierung für alle Kleinabnehmer.

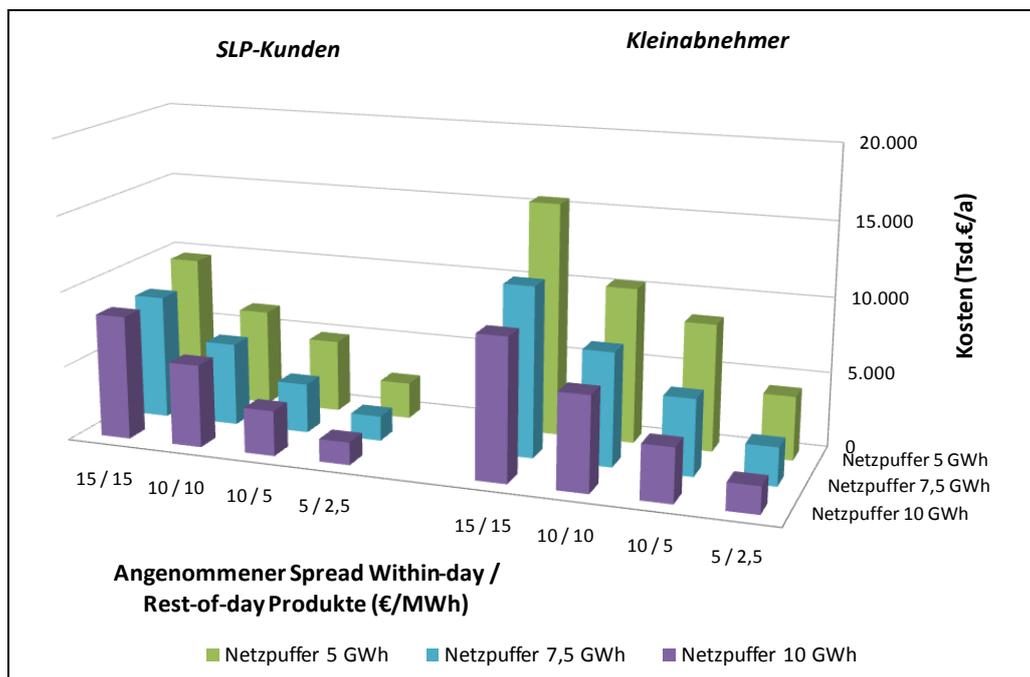


Abbildung 28: Kosten der Tagesbilanzierung in Abhängigkeit vom verfügbarem Netzpuffer und den Preisen für physikalische Ausgleichsenergie

Allerdings beruhen diese Ergebnisse auf einer rein arbeitsabhängigen Betrachtung, welche ein ausreichendes Angebot an physikalischer Ausgleichsenergie voraussetzt. Für den Fall von Rest-of-Day-Produkten erscheint diese Annahme unproblematisch. So werden die ent-

sprechenden Mengen bereits heute über den Ausgleichsenergiemarkt beschafft, während die Netzbetreiber im Falle der Tagesbilanzierung zusätzlich Zugang zum allgemeinen Großhandelsmarkt hätten. Obwohl die Mengen in diesem Marktsegment in Österreich bislang als eher begrenzt einzuschätzen sind, zeigen die Erfahrungen aus Deutschland doch klar, dass im Falle eines Übergangs zur Tagesbilanzierung mit zunehmender Liquidität gerechnet werden kann. Zudem wären die Netzbetreiber prinzipiell in der Lage, direkt oder indirekt auch auf Liquidität in angrenzenden Marktgebieten zurückzugreifen.

Als potenziell kritisch wäre insofern höchstens die Verfügbarkeit ausreichender Angebote für Within-Day-Produkte anzusehen. Es stellt sich daher die Frage, inwieweit zur Gewährleistung der Netzintegrität ggf. zusätzliche Produkte zur garantierten Vorhaltung physikalischer Ausgleichsenergie notwendig wären. Hierbei kommen z.B. die folgenden Produkte in Frage:

- Kontrahierung zusätzlicher Strukturierungsleistung ("Quasi-Netzpuffer"),
- Kontrahierung von Speicherleistung,
- Kontrahierung von Market-Maker-Produkten.

Für die mögliche Kontrahierung zusätzlicher Strukturierungsleistung kann unseres Wissens nicht auf bestehende Produkte im österreichischen Gasmarkt zurückgegriffen werden. Als Alternative orientieren wir uns daher an dem von NCG kontrahierten Produkt "Untertägige Strukturierung". Wie in Abschnitt 4.3.2.2 ausgeführt, erlaubt dieses Produkt eine tägliche Flexibilität (maximales Arbeitsvolumen) bis zum 12-fachen der kontrahierten Leistung. Um z.B. einen Netzpuffer von 2,5 GWh abzubilden, wäre daher eine Kontrahierung von ca. 208 MWh/h erforderlich. Bei Anwendung eines mittleren Leistungspreises von etwa 2,5 €/MWh (vgl. Tabelle 13 auf S. 85) entspricht dies jährlichen Kosten von ca. 4,5 Mio €.

Unter der Annahme eines verfügbaren Netzpuffers von 5 GWh und der Kontrahierung eines zusätzlichen "Netzpuffers" von 2,5 GWh betragen die jährlichen Kosten 6 bis 13 Mio € bei Einführung der Tagesbilanzierung für SLP-Kunden bzw. 7 bis 16 Mio € für alle Kleinabnehmer. Bei einer Ausweitung des effektiven Netzpuffers auf 10 GWh erhöhen sich diese Werte auf ca. 11 bis 17 Mio € für SLP-Kunden bzw. 11 bis 19 Mio € für alle Kleinabnehmer. Ein Vergleich mit den in Abbildung 28 dargestellten Werten zeigt, dass die Kosten des zusätzlichen "Netzpuffers" in den meisten Fällen die möglichen Einsparungen für den verringerten Bezug von Ausgleichsenergie übersteigen und die Kontrahierung eines entsprechenden Produkts somit wenig vorteilhaft wäre.

Eine Alternative wäre eine direkte Kontrahierung von Speicherleistung. Basierend auf denselben physikalischen Kennwerten (Leistung ± 208 MWh/h, Gesamtvolumen 2,5 GWh und

den in Kapitel 3.2 aufgeführten Kosten für österreichische Untergrundspeicher⁴⁹ ergeben sich jährliche Kosten von ca. 3,5 Mio €. Dieser Wert liegt leicht unterhalb der Abschätzung auf Basis des deutschen Produkts, so dass sich nur eine geringfügige Reduzierung der Kosten im Vergleich mit der externen Kontrahierung von Flexibilität ergibt.

Drittens wäre es prinzipiell denkbar, ergänzend auf eine garantierte Leistungsvorhaltung in Form von Market-Maker-Verträgen zurückzugreifen. Dies wäre jedoch offensichtlich nur dann sinnvoll bzw. notwendig, wenn der Bedarf an physikalischer Ausgleichsenergie über die regelmäßig angebotenen Mengen hinausginge. Die bisherigen Erfahrungen in Österreich zeigen, dass auch ohne eine vorherige Leistungskontrahierung stets ausreichend Angebote verfügbar waren, bei maximalen Abrufen von bis zu +1,6/-1,0 GWh/h. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass die jeweils verfügbaren Mengen noch über diese Werte hinausgingen, eine Vermutung, die auch durch unsere ergänzende Analyse der Angebotsmengen in einem Wintermonat bestätigt wird.

Umgekehrt zeigt die Auswertung des fiktiven Einsatzes physikalischer Ausgleichsenergie im Falle der Tagesbilanzierung in Abschnitt 4.2, dass der tägliche Bedarf an Within-Day-Produkten bei einem verfügbaren Netzpuffer von 5 GWh an fünf Tagen im Jahr einen Wert von bis zu 12 – 13 GWh positiver und 4 – 10 GWh negativer Ausgleichsenergie erreichen kann⁵⁰. Auch bei einem Netzpuffer von 7,5 GWh reduzieren sich diese Werte nur leicht auf ca. 9 GWh an positiver bzw. 2 - 8 GWh negativer Ausgleichsenergie. Insbesondere im Falle einer Tagesbilanzierung für alle Kleinabnehmer liegen diese Werte deutlich oberhalb des als verfügbar angenommenen Netzpuffers, so dass ein Ausgleich durch andere Instrumente erfolgen müsste.

Betrachtet man dagegen die stündlichen Abweichungen, so reduzieren sich diese Werte bei einer Begrenzung auf SLP-Kunden bereits bei einem Netzpuffer von nur 5 GWh auf weniger als ± 2 GWh/h. Bei Ausweitung der Tagesbilanzierung auf alle Kleinabnehmer treten dagegen verbleibende Abweichungen von ca. +2 bzw. -3 GWh/h auf. Diese Zahlen verdeutlichen, dass die Tagesbilanzierung für SLP-Kunden wahrscheinlich bereits im Rahmen des derzeitigen Ausgleichsenergiemarkts realisiert werden könnte.

Bei Einbeziehung aller Kleinabnehmer wäre dagegen eine beschränkte Ausweitung des Bedarfs an negativer Ausgleichsenergie zu erwarten. Dieser ließe sich beispielsweise durch die Kontrahierung von Market-Maker-Produkten decken, wobei zu berücksichtigen ist, dass dies voraussichtlich nur im Winterhalbjahr erforderlich wäre. Bei Annahme eines mittleren Preises von ca. 1 – 2 €/MWh für das einfache Leistungsband (vgl. Tabelle 13), einem Vo-

⁴⁹ 2,53 €/MWh für Arbeitsgasvolumen, 8.188 €/MWh/h/a für Entnahmeleistung, 7.282 €/MWh/h/a für Injektionsleistung und 1.130 €/MWh/h/a für Netzentgelte

⁵⁰ Der erste Wert bezieht sich jeweils auf Tagesbilanzierung für SLP-Kunden, der zweite auf alle Kleinabnehmer.

lumen von 500 MW und einer Kontrahierung über sechs Monate fielen hieraus zusätzliche Kosten in Höhe von ca. 2,3 - 4,5 Mio € pro Jahr an. In Abhängigkeit der mittleren Preise für physikalische Ausgleichsenergie könnten die Gesamtkosten der Tagesbilanzierung für die Gruppe der Kleinabnehmer auf Werte von ca. 7 - 20 Mio € pro Jahr steigen, wobei der obere Werte auf mehreren sehr pessimistischen Annahmen beruht. Zudem erscheint es nicht unwahrscheinlich, dass die Kosten der Leistungsvorhaltung durch eine kurzfristige Kontrahierung weiter reduziert werden könnten.

Aus unserer Sicht kann daher zusammenfassend festgestellt werden, dass die zu erwartenden Kosten einer auf die Gruppe der SLP-Kunden bzw. Kleinabnehmer beschränkten Tagesbilanzierung voraussichtlich begrenzt blieben. Die spezifischen Kosten der Tagesbilanzierung für die SLP-Kunden lägen damit in einem Bereich von ca. 0,2 – 0,4 €/MWh bezogen auf den Jahresverbrauch der SLP-Kunden. Dieser Wert liegt deutlich niedriger als die Kosten der eigenen Strukturierung, welche wir in Kapitel 3 auf mehr als 1 €/MWh geschätzt hatten.

Ähnlich bewegen sich die Kosten der Tagesbilanzierung selbst bei Einrechnung einer zusätzlichen Leistungsvorhaltung nur auf einen Bereich von 0,1 – 0,5 €/MWh, und damit ebenfalls deutlich weniger als die Kosten der eigenständigen Strukturierung (0,67 €/MWh). Für große Industrieabnehmer mit einer eher bandförmigen Abnahme wäre die eigenständige Strukturierung dagegen voraussichtlich günstiger als die gemittelten Kosten der Tagesbilanzierung.

Insgesamt zeigen diese Ergebnisse, dass die Einführung der Tagesbilanzierung für die SLP-Kunden sowie ggf. auch für alle Kleinabnehmer auch wirtschaftlich vorteilhaft zu sein scheint. Zwei grundlegende Voraussetzungen für die Einführung der Tagesbilanzierung sind dabei jedoch eine effiziente und effektive Nutzung des vorhandenen Netzpuffers sowie die marktgerechte Beschaffung von physikalischer Ausgleichsenergie.

5. Mögliche Wettbewerbseffekte der Tagesbilanzierung

5.1 Auswirkungen im Endkundenmarkt

Dieses Kapitel untersucht die Wettbewerbseffekte, welche sich aus der möglichen Einführung der Tagesbilanzierung ergeben könnten. Im Interesse eines strukturierten Vorgehens differenzieren wir hierbei zwischen den spezifischen Auswirkungen auf einzelne Kundengruppen und Marktsegmente. Konkret diskutieren die nachfolgenden Abschnitte unterschiedliche Kundengruppen, während wir in Abschnitt 5.2 auf die wettbewerblichen Effekte im Speicher-, Großhandels- und Ausgleichsenergiemarkt eingehen. In diesem Zusammenhang weisen wir darauf hin, dass die Auswirkungen des Bilanzierungsmodells auf einzelne Kundengruppen und Marktsegmente nur begrenzt monetär erfasst werden können. Aus diesem Grunde beschränken wir uns nachfolgend auf eine qualitative Diskussion und Bewertung der Wettbewerbseffekte. Abschnitt 5.3 schließlich fasst die wesentlichen Erkenntnisse der nachfolgenden Diskussion zusammen.

5.1.1 SLP-Kunden

Für den Fall der SLP-Kunden gehen wir von der Annahme aus, dass die Grundzüge des Verfahrens für die Anwendung der Standardlastprofile auch in Zukunft beibehalten werden. Dies bedeutet insbesondere, dass der tägliche Verbrauch der SLP-Kunden auch im Falle der Tagesbilanzierung auf Grundlage des prognostizierten bzw. gemessenen Jahres- oder Monatsverbrauchs, der gemessenen Tagesmitteltemperatur⁵¹ sowie des daraus berechneten normierten Tagesverbrauchs ermittelt würde. Einzig die Aufteilung des angenommenen Tagesverbrauchs auf einzelne Stunden wäre dagegen nicht mehr erforderlich.

Der wesentliche Unterschied für SLP-Kunden würde dementsprechend daraus bestehen, dass im Falle einer Tagesbilanzierung die Notwendigkeit der eigenständigen Strukturierung des Lieferportfolios entfielen. Im Gegensatz zu heute wären die Lieferanten in der Lage, die Belieferung über ein konstantes Tagesband durchzuführen, so dass keine Strukturierungskosten mehr anfielen. Wie in Kapitel 4.3.3 erwähnt, gehen wir in diesem Zusammenhang davon aus, dass die Kosten der Tagesbilanzierung für die Gruppe der SLP-Kunden geringer

⁵¹ Im Falle von Heizgaskunden

wären als die Kosten der eigenständigen Strukturierung, insbesondere im Falle kleiner Lieferportfolien. Insgesamt ergäben sich daraus tendenziell niedrigere Kosten sowie eine vollständige Gleichbehandlung aller Lieferanten unabhängig von deren Größe.

Das aus dem Unterschied zwischen der prognostizierten und der tatsächlich gemessenen Tagesmitteltemperatur resultierende Ausgleichsenergieisiko bliebe dagegen prinzipiell unverändert oder würde zumindest nicht steigen.⁵² Dies gilt analog auch für die Auswirkungen von Abweichungen zwischen der prognostizierten und der tatsächlichen Abnahme im Rahmen des 2. Clearings. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die entsprechenden Risiken primär von der Ungenauigkeit der Temperaturprognosen abhängen und somit kaum von den einzelnen Lieferanten beeinflusst werden können.

Insgesamt würde der Übergang zur Tagesbilanzierung aus unserer Sicht damit zu abnehmenden Kosten für die Belieferung von SLP-Kunden führen. Vor allem aber würden die entsprechenden Kosten und Risiken nicht mehr von der Größe und Struktur der einzelnen Lieferantenportfolien beeinflusst. Dies würde prinzipiell den Markteintritt neuer Anbieter erleichtern und damit zu einem deutlich verbesserten Wettbewerbspotenzial führen. Grundsätzlich ließe eine Tagesbilanzierung damit steigenden Wettbewerb und eine erhöhte Wechselbereitschaft der Endverbraucher erwarten.

In diesem Zusammenhang weisen wir darauf hin, dass diese Erwartungen auch durch die Erfahrungen aus Deutschland gestützt werden. Dort war nach dem Übergang zur Tagesbilanzierung im Oktober 2008 eine signifikante Zunahme der Anzahl alternativer Anbieter zu beobachten bzw. waren viele SLP-Kunden erstmals in der Lage, zwischen konkurrierenden Anbietern zu wählen. Die Tagesbilanzierung gilt daher als ein wesentlicher Grund dafür, dass im deutschen Gasmarkt in den vergangenen Jahren ein zunehmender Wettbewerb um Kleinkunden und eine kontinuierlich ansteigende Anzahl von Lieferantenwechseln zu beobachten waren.

Ein wesentlicher Unterschied zu Deutschland bestünde allerdings darin, dass dort im Rahmen der Einführung der Tagesbilanzierung auch das Prognoserisiko für SLP-Kunden vollständig auf die Netzbetreiber überwältigt wurde. Dagegen wären Lieferanten bzw. deren BGV unter den o.g. Annahmen in Österreich auch in Zukunft dem Ausgleichsenergieisiko für die täglichen Abweichungen ausgesetzt. Die Verrechnung der täglichen Ausgleichsenergie zu Grenzpreisen, wie in der Leitlinie zur Gasbilanzierung vorgesehen (vgl. Kapitel 2.3.2), könnte somit zu steigenden Kosten für die BGV führen. Auf Grundlage unserer Analysen ist allerdings davon auszugehen, dass die entsprechenden Zusatzkosten wesentlich niedriger als

⁵² Theoretisch ergäbe sich eine verbesserte Prognosegenauigkeit, da die tatsächliche Tagesmitteltemperatur aus den fortlaufenden Messungen im Tagesverlauf abgeschätzt werden kann. Lieferanten wären daher prinzipiell in der Lage, ihre Lieferungen durch entsprechende Re-Nominierungen während des Tages anzupassen.

die zuvor erwähnten Einsparungen wären, so dass per Saldo weiterhin von sinkenden Kosten für SLP-Kunden auszugehen wäre.

Insgesamt gehen wir daher davon aus, dass SLP-Kunden von der Tagesbilanzierung profitieren würden und mit eindeutig positiven Wettbewerbseffekten zu rechnen wäre.

5.1.2 Leistungsgemessene Kleinabnehmer

Die Überlegungen für SLP-Kunden lassen sich weitgehend auf die übrigen Kleinabnehmer übertragen. Auch diese Kunden dürften überwiegend von den vermiedenen Strukturierungskosten profitieren, was aufgrund der tendenziell höheren Kosten für kleinere Portfolios mögliche Markteintrittsbarrieren senken und wettbewerbsfördernd wirken dürfte. Zudem werden auch hier die stündlichen Abweichungen im Tagesverlauf aggregiert, so dass die tägliche Ausgleichsenergie in vielen Fällen kleiner als die Summe der absoluten Stundenmengen sein dürfte.

Mit Blick auf bilanzielle Ausgleichsenergie ist allerdings zwischen zwei verschiedenen Kundengruppen zu differenzieren:

- Heizgas-Kunden,
- Prozessgas-Kunden.

Für Kunden mit einem überwiegenden Bedarf an Heizgas wird der Tagesverbrauch von der Tagesmitteltemperatur beeinflusst. Analog zur Gruppe der SLP-Kunden ist es in der Tagesbilanzierung somit möglich, bilanzielle Ausgleichsenergie durch Renominierungen im Within-Day-Markt zu minimieren. Aufgrund des kontinuierlichen Temperaturverlaufs ist diese Möglichkeit prinzipiell auch in der Stundenbilanzierung gegeben, jedoch mit einem erhöhten Aufwand und größeren Unsicherheiten verbunden. Im direkten Vergleich erscheint die Tagesbilanzierung damit insbesondere für kleinere Bilanzgruppen als vorteilhaft. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Abweichung einer Bilanzgruppe aufgrund des Portfolioeffekts deutlich stärker als bei SLP-Kunden von der Größe des Kundenportfolios beeinflusst wird. Dies gilt auch für die stündlichen Abweichungen, so dass kleinere Portfolios überproportional von der Aggregation der stündlichen Abweichungen über den gesamten Tag profitieren dürften.

Für Kunden mit einem überwiegenden Bedarf an Prozessgas sind Abweichungen kaum aus externen Faktoren abzuleiten. Die bilanzielle Ausgleichsenergie kann insofern nur durch eine permanente bzw. zeitnahe Erfassung des tatsächlichen Verbrauchs im Tagesverlauf prognostiziert werden, wobei auftretende Ungleichgewichte in der Tagesbilanzierung ggf. auch noch ex-post im Within-Day-Markt ausgeglichen werden können. Eine fortlaufende

Messung einzelner Kunden erscheint aus Kostengründen jedoch nur für größere Endverbraucher sinnvoll und ist insofern unabhängig von der Größe des Lieferportfolios.

In Summe wären nach unserer Einschätzung damit auch im Falle der übrigen Kleinabnehmer positive Wettbewerbseffekte zu erwarten, wenn auch vielleicht nicht in demselben Ausmaß wie für SLP-Kunden. Gleichzeitig gehen wir auf Grundlage unserer Analysen davon aus, dass die Kosten für die Belieferung dieser Kundengruppe aufgrund der vermiedenen Kosten für die individuelle Strukturierung tendenziell sinken dürften, wobei dieser Effekt durch den zunehmenden Wettbewerb ggf. noch verstärkt würde.

5.1.3 Industrielle Großabnehmer

Im Gegensatz zu den zuvor diskutierten Kundengruppen ist bei industriellen Großabnehmern davon auszugehen, dass die Strukturierung des Marktportfolios insgesamt teurer wäre als eine eigenständige Strukturierung des individuellen Abnahmeprofils. Gleichzeitig sind nur begrenzte Wettbewerbseffekte zu erwarten, da die Belieferung industrieller Großabnehmer bereits im aktuellen System der Stundenbilanzierung mit begrenzten Risiken verbunden ist.

Aufgrund des im Regelfall eher "flachen" Abnahmeprofils industrieller Großabnehmer ist die eigenständige Strukturierung in der Regel mit vergleichsweise niedrigen Kosten verbunden. Relevant für den Übergang zur Tagesbilanzierung wären damit in erster Linie größere Schwankungen aufgrund unerwarteter Produktionsausfälle oder nur unzureichend steuerbarer An- und Abfahrprozesse. Im Gegensatz zur Stundenbilanzierung können die entstehenden Abweichungen in der Tagesbilanzierung potenziell noch ex post ausgeglichen werden. Derartige Abweichungen treten im Regelfall jedoch eher selten oder nur in begrenztem Umfang auf, so dass das damit verbundene Einsparpotenzial als begrenzt einzuschätzen ist.

Umgekehrt haben unsere Analysen in Kapitel 3.2 gezeigt, dass Industriekunden in der Tagesbilanzierung ebenfalls mit sehr niedrigen Ausgleichsenergiekosten rechnen können, und zwar auch bei einer Verrechnung zu Grenzpreisen bzw. -kosten. Dies gilt jedoch nur für den Fall einer reinen Tagesbilanzierung. Untertägige Restriktionen und Pönalen könnten dagegen im Vergleich zum heutigen System der stündlichen, marktbasierten Ausgleichsenergiepreise zu steigenden Kosten führen, selbst im Falle einer angenommenen Einspeisung des erwarteten Abnahmeprofils. Die Anwendung entsprechender Restriktionen für industrielle Großabnehmer wäre daher als kritisch anzusehen.

Diese Überlegungen zeigen, dass die Einführung der Tagesbilanzierung zu zusätzlichen Belastungen für industrielle Großabnehmer führen könnte. Wie erläutert, wäre dabei insbesondere die Ausgestaltung möglicher untertägiger Restriktionen im Rahmen der Tagesbilanzierung

zierung als kritisch anzusehen, da diese unter Umständen zu erheblich höheren Kosten für bilanzielle Ausgleichsenergie führen könnte.

Wie erwähnt, stehen diesen potenziellen Nachteilen kaum positive Wettbewerbseffekte gegenüber, so dass der Übergang zur Tagesbilanzierung aus Sicht industrieller Großabnehmer eindeutig als kritisch anzusehen ist. Entscheidend wären in diesem Zusammenhang insbesondere mögliche untertägige Restriktionen sowie die Umlage der Kosten für die Strukturierung der Verbraucher in der Tagesbilanzierung. Diese beiden Punkte sollten daher bei der Ausgestaltung der Tagesbilanzierung berücksichtigt werden (vgl. Kapitel 6).

5.1.4 Kraftwerke

Unsere Untersuchungen zur technischen Machbarkeit in Kapitel 4 haben gezeigt, dass eine Einbeziehung (größerer) Kraftwerke in die Tagesbilanzierung aufgrund der Größe und Volatilität ihrer Abnahme nicht empfehlenswert wäre. Die Analyse der möglichen Wettbewerbseffekte reduziert sich damit auf die Frage, welche Auswirkungen die Neugestaltung der Preisbildung gemäß den Vorgaben der Leitlinien zur Gasbilanzierung sowie die Einführung der Tagesbilanzierung für bestimmte Kundengruppen auf Kraftwerke haben könnten.

Die Analyse verschiedener Ansätze zur Verrechnung bilanzieller Ausgleichsenergie in Kapitel 3.2 hat gezeigt, dass der Übergang vom derzeitigen System der Stundenbilanzierung zur Tagesbilanzierung selbst im Falle untertägiger Restriktionen in den meisten Fällen als unkritisch anzusehen ist. Wesentlich höhere Kosten für Ausgleichsenergie könnten allerdings bei zu eng bemessenen Toleranzen anfallen, insbesondere im Falle der Anwendung stündlicher Restriktionen. Analog zu den industriellen Großabnehmern ist die Ausgestaltung möglicher untertägiger Restriktionen und Pönalen damit als entscheidend anzusehen.

Ähnlich stellt die mögliche (partielle) Sozialisierung der Kosten der untertägigen Strukturierung in der Tagesbilanzierung ein nicht unerhebliches Kostenrisiko für Kraftwerke dar. Im Vergleich mit industriellen Kraftwerken wird dieses Risiko noch dadurch verschärft, dass Kraftwerke in vielen Fällen nur begrenzte Volllaststunden haben und somit überproportional von einer primär leistungsbezogenen Kostenwälzung betroffen wären.

Unter der Annahme, dass zumindest größere Kraftwerke nicht in die reine Tagesbilanzierung einbezogen würden, wären zudem auch kaum positive Wettbewerbseffekte speziell für dieses Marktsegment zu erwarten. Insgesamt ist der Übergang zur Tagesbilanzierung daher auch aus Sicht von Kraftwerken als kritisch anzusehen, wobei das Ausmaß der entsprechenden Risiken vor allem durch die Ausgestaltung möglicher untertägiger Restriktionen und der Umlage der Kosten für die Strukturierung der Verbraucher in der Tagesbilanzierung bestimmt wird.

5.2 Auswirkungen im Ausgleichsenergie-, Speicher- und Großhandelsmarkt

5.2.1 Ausgleichsenergiemarkt

Hinsichtlich der möglichen Auswirkungen der Tagesbilanzierung auf den Ausgleichsenergiemarkt sind mehrere, teils gegenläufige Effekte zu berücksichtigen. Dies betrifft einerseits Mengeneffekte, wie z.B. das Ausmaß der eigenständigen Bilanzierung durch die Bilanzgruppen und die Erfordernisse der untertägigen Strukturierung, sowie andererseits die hiermit verbundenen preislichen Auswirkungen, die darüber hinaus auch durch die Ausgestaltung der Ausgleichsenergieprodukte sowie die Liquidität im Markt beeinflusst werden.

Wie bereits mehrfach erwähnt, sind Lieferanten in der Tagesbilanzierung prinzipiell in der Lage, auftretende Ungleichgewichte während des Gastages auch noch nachträglich auszugleichen. Dementsprechend kann davon ausgegangen werden, dass der Bedarf an physikalischer Ausgleichsenergie für den Ausgleich der verbleibenden Abweichungen im Vergleich mit heute tendenziell zurückgeht. Verstärkt werden dürfte dieser Effekt noch dadurch, dass bilanzielle Ausgleichsenergie gemäß den Vorgaben der FG Balancing zu asymmetrischen Grenzpreisen zu verrechnen ist, so dass die Möglichkeit zum kostengünstigen Bezug bilanzieller Ausgleichsenergie im derzeitigen Modell nicht länger gegeben wäre.

Diesem positiven Effekt steht jedoch ein Bedarf an zusätzlicher Flexibilität im Netz zur untertägigen Strukturierung der Verbraucher in der Tagesbilanzierung gegenüber. Die Untersuchungen zur technischen Machbarkeit in Kapitel 4.1 deuten darauf hin, dass die notwendige Flexibilität zum überwiegenden Teil aus dem Netzpuffer bereitgestellt werden könnte. Dennoch ist davon auszugehen, dass die (eingeschränkte) Einführung der Tagesbilanzierung zu einem Bedarf an zusätzlicher physikalischer Ausgleichsenergie führen würde. Angesichts der erheblichen Konzentration auf der Anbieterseite könnte dies unter Umständen zu steigenden Preisen bzw. Spreads im Ausgleichsenergiemarkt führen. Verschärft werden könnte dieses Problem noch dadurch, dass der Bedarf des VGM an physikalischer Ausgleichsenergie zur untertägigen Strukturierung weitgehend vorhersagbar ist, wobei wir in diesem Zusammenhang auf die im heutigen Markt beobachteten Effekte hinweisen (vgl. Kapitel 2.1.4).

Ob und inwieweit ein zunehmender Bedarf an untertägiger Flexibilität tatsächlich zu höheren Kosten bzw. Preisen führen würde, wäre in einem erheblichen Maße von der Ausgestaltung der operativen Ausgleichsenergiebewirtschaftung und den hierfür verwendeten Produkten abhängig. So würde die vorrangige Nutzung kurzfristiger Rest-of-Day-Produkte es erlauben, physikalische Ausgleichsenergie in Übereinstimmung mit den Vorgaben der FG Balancing überwiegend im allgemeinen Within-Day-Markt am Virtuellen Handlungspunkt zu beschaffen.

Im Vergleich mit dem heutigen Ausgleichsenergiemarkt, der erhöhte Anforderungen an die untertägige Flexibilität stellt und somit nur bestimmten Anbietern offensteht, wären damit tendenziell sinkende Preise bzw. ein abnehmender Spread zwischen den Preisen für positive und negative Ausgleichsenergie zu erwarten.

Neben der Kompatibilität mit dem Großhandelsmarkt im In- und Ausland ist weiters zu berücksichtigen, dass die Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie mittels standardisierter Produkte auch zu einer allgemeinen Belebung des Handels am VHP beitragen dürfte. In diesem Zusammenhang verweisen wir auf die positiven Erfahrungen z.B. in Deutschland oder Großbritannien. In beiden Ländern führte die Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie im allgemeinen Within-Day-Markt zu einer deutlichen Zunahme der Liquidität im kurzfristigen Handel und trug so auch zu marktgerechteren Preisen im Within-Day-Markt sowie speziell für Ausgleichsenergie bei.

Insgesamt wären damit aus unserer Sicht positive Wettbewerbseffekte im Ausgleichsenergiemarkt sowie eine zunehmende Integration zwischen der Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie und dem allgemeinen Großhandelsmarkt zu erwarten.

5.2.2 Speichermarkt

Auch im Speichermarkt ist zwischen mehreren, teilweise gegenläufigen Effekten zu differenzieren. So würde der Übergang zur Tagesbilanzierung den Bedarf an untertägiger Flexibilität zur Strukturierung der individuellen Kundenportfolien reduzieren und könnte somit zu einer geringeren Nachfrage nach Speicherleistung führen. Dies wiederum könnte in einem zunehmenden Wettbewerb im Speichermarkt resultieren und es Marktteilnehmern erleichtern, ausreichenden Zugang zu kurzfristiger Flexibilität auf Grundlage marktgerechter Preise zu erhalten. Dies sollte zudem zu einer Abnahme des Within-Day-Spreads und somit auch einen positiven Einfluss auf die Kosten für die Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie durch den MGM/VGM haben.

Daneben stünden der abnehmenden Nachfrage nach Flexibilität zur individuellen Strukturierung mögliche Zusatzerlöse aus der Bereitstellung von physikalischer Ausgleichsenergie oder durch die Teilnahme im Within-Day-Markt gegenüber. Dies dürfte wiederum die Attraktivität von Speicherprodukten steigern, jedoch ebenfalls nur unter der Annahme marktorientierter Preise, welche wiederum zu marktnahen Preisen für Strukturierung und kurzfristige Flexibilität beitragen dürften.

In Summe wären bei einem Übergang zur Tagesbilanzierung daher positive Auswirkungen auf den Wettbewerb im Speichermarkt und ein vereinfachter Zugang zu untertägiger Flexibilität zu erwarten.

5.2.3 Großhandelsmarkt

Wie in Abschnitt 5.1 erläutert, ist zu erwarten, dass der Übergang zur Tagesbilanzierung zu positiven Wettbewerbseffekten im Endkundenmarkt führen und den Marktzutritt neuer Anbieter erleichtern würde. Es ist davon auszugehen, dass diese Anbieter zur Portfoliooptimierung auch den Handel am VHP nutzen werden. Der Handel dürfte sich dabei auf Tagesbandprodukte im Kurzfristbereich konzentrieren, einschließlich der Teilnahme am Within-Day-Markt zum untertägigen Ausgleich der einzelnen Portfolien. Dies wiederum würde die Liquidität für Tagesbandprodukte (bzw. kurzfristige Produkte) positiv beeinflussen und durch den Vorhersegeeffekt möglicherweise auch Einfluss auf den Promptmarkt (< Frontmonat) nehmen.

Auch die Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie am VHP dürfte zu zusätzlichen Umsätzen im Day-ahead- und Within-Day-Markt führen. Dies gilt insbesondere dann, wenn hierfür vorrangig standardisierte Produkte wie Rest-of-Day-Produkte genutzt werden, die auch zwischen den übrigen Teilnehmern am Großhandelsmarkt gehandelt werden. Wie die Erfahrungen aus z.B. Deutschland oder Großbritannien zeigen, kann die zusätzliche Nachfrage des MGM bzw. VGM (für Kauf und Verkauf) hierbei zu einer spürbar zunehmenden Liquidität im allgemeinen Großhandelsmarkt beitragen.

Drittens sind auch die Vorgaben der FG Balancing hinsichtlich der Preisbildung für Ausgleichsenergie zu berücksichtigen. Wie in Kapitel 2.3 erläutert, sehen diese vor, dass der Preis für bilanzielle Ausgleichsenergie (in der Tagesbilanzierung) sich aus dem Grenzpreis für den Einkauf bzw. Verkauf physikalischer Ausgleichsenergie ergibt. Bei einer vorrangigen Beschaffung von Ausgleichsenergie über den VHP führt dies dazu, dass die Preise für bilanzielle Ausgleichsenergie indirekt an die Preise im Within-Day-Markt gekoppelt sind. Diese Kopplung wiederum schafft prinzipiell zusätzliche Anreize für BGV, ihre individuellen Abweichungen nach Möglichkeit im Within-Day-Markt auszugleichen und führt somit ebenfalls zu zusätzlichem Angebot und Nachfrage am VHP.

Insgesamt fördern alle drei Effekte damit die Liquidität im Großhandelsmarkt. Abgesehen von den positiven Auswirkungen auf den Ausgleichsenergiemarkt und den Speichermarkt ist daher davon auszugehen, dass die Einführung der Tagesbilanzierung auch im Großhandelsmarkt zu einer Belebung des Handels am VHP und einer zunehmenden Wettbewerbsintensität beitragen würde.

5.3 Zusammenfassung

Die Diskussion der einzelnen Marktsegmente in den beiden vorhergehenden Abschnitten 5.1 und 5.2 zeigt, dass in den meisten Fällen von positiven Wettbewerbseffekten auszuge-

hen ist. Dies gilt für alle vier betrachteten Teilmärkte, d.h. den Endkundenmarkt, Großhandelsmarkt, Ausgleichsenergiemarkt und den Markt für Speicherdienstleistungen. Von zentraler Bedeutung sind hierbei die zunehmende Liquidität und Wettbewerbsintensität im Großhandelsmarkt, da diese indirekt auch die Entwicklung im Endkunden- und Ausgleichsenergiemarkt positiv beeinflussen.

So unterstützt eine ausreichend hohe Liquidität prinzipiell ein marktgerechtes Preisniveau im Großhandelsmarkt und reduziert die Risiken für neue bzw. kleine Anbieter. Beide Effekte senken die Barrieren für den Marktzutritt neuer Anbieter im Endkundenmarkt und führen somit über die direkten Auswirkungen der Tagesbilanzierung hinaus zu einer weiteren Verbesserung der Voraussetzung für zunehmenden Wettbewerb im Endkundenmarkt. Ähnlich ist ein ausreichend liquider (Großhandels-) Markt Voraussetzung für die Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie am VHP zu marktgerechten Preisen. Dies trägt wiederum in Form einer "positiven Rückkopplung" dazu bei, die Kosten der Beschaffung von Ausgleichsenergie zur untertägigen Strukturierung der Kunden in der Tagesbilanzierung zu reduzieren.

Wie bereits erwähnt, werden diese Erwartungen aus den positiven Erfahrungen bei der Einführung des sog. "On-the-Day Commodity"-Marktes (OCM) in Großbritannien sowie beim Übergang zur Tagesbilanzierung in Deutschland gestützt. In beiden Fällen führte die Beschaffung von physikalischer Ausgleichsenergiemarkt über standardisierte Produkte im allgemeinen Großhandelsmarkt in Verbindung mit der Tagesbilanzierung für zumindest einen erheblichen Teil aller Endverbraucher nicht nur zu einer deutlichen Belebung des Großhandelsmarktes, sondern führte zudem zu einer spürbaren Steigerung der Wettbewerbsintensität im Endkundenmarkt.

Ungeachtet dieser positiven Effekte ist allerdings auch darauf hinzuweisen, dass der Übergang zur Tagesbilanzierung auch in zusätzlichen Risiken für bestimmte Kundengruppen bzw. Marktsegmente resultiert. So haben wir in den Abschnitten 5.1.3 und 5.1.4 auf die Risiken für industrielle Großabnehmer und Kraftwerke hingewiesen, die aus der Ausgestaltung untertägiger Restriktionen für diese Kundengruppen und der möglichen Sozialisierung der Kosten für die untertägige Strukturierung der Kunden mit reiner Tagesbilanzierung entstehen können. Ferner setzt eine Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie zur untertägigen Strukturierung einen ausreichend liquiden Markt für entsprechende Ausgleichsenergieprodukte voraus, um das Risiko übermäßig hoher Kosten zu minimieren. Diese Risiken sind somit bei der möglichen Ausgestaltung der Tagesbilanzierung zu berücksichtigen und werden in diesem Zusammenhang im nachfolgenden Kapitel 6 weiter behandelt.

6. Empfehlungen zur Ausgestaltung einer möglichen Tagesbilanzierung

In den einzelnen Kapiteln dieser Studie sind wir auf eine Reihe von Vorgaben an eine mögliche Tagesbilanzierung sowie verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten und potenzielle Risiken eingegangen. Auf Grundlage dieser Diskussionen stellen wir nachfolgend eine Reihe von Empfehlungen für die mögliche Ausgestaltung einer Tagesbilanzierung vor, die zum Ziel eines möglichst effizienten Gesamtsystems beitragen und den vorab identifizierten Risiken Rechnung tragen.

Im Einzelnen lassen sich diese Empfehlungen in insgesamt vier Bereiche unterteilen, die anschließend jeweils in einem separaten Abschnitt diskutiert werden:

- Einheitliche Regelungen für das gesamte Marktgebiet,
- Effiziente Nutzung des vorhandenen Netzpuffers,
- Marktbasierte Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie,
- Verrechnung bilanzieller Ausgleichsenergie.

6.1 Einheitliche Regelungen für das gesamte Marktgebiet

Das jüngst novellierte GWG 2011 differenziert prinzipiell zwischen der Verantwortung des MGM für die Ausgleichsenergiebewirtschaftung im Fernleitungsnetz einerseits und der analogen Verantwortung des VGM im Verteilernetz andererseits (vgl. Kapitel 2.4). Ähnlich sieht auch der Entwurf des Netzkodex neben einer kombinierten Bilanzzone für das gesamte Marktgebiet die Option getrennter Bilanzzonen für die Fernleitungsebene und das Verteilernetz vor. Dementsprechend wäre es möglich, bei der Ausgestaltung der Tagesbilanzierung klar zwischen der Fernleitungsebene und dem Verteilernetz zu differenzieren, analog zu der bisherigen Trennung zwischen den Transitleitungen und der Regelzone, wobei dieser Ansatz für eine Weiterentwicklung des Marktmodells als wenig zielführend erachtet wird.

Eine theoretisch denkbare Differenzierung zwischen einer eingeschränkten Tagesbilanzierung in der Fernleitungsebene und der Fortführung der heutigen Stundenbilanzierung im Verteilernetz würde genau diejenigen Kundengruppen von der Tagesbilanzierung ausschließen, für welche der Übergang zur Tagesbilanzierung als sinnvoll erscheint. Zudem ist zu

berücksichtigen, dass das § 41 Abs. 4 GWG 2011 explizit das Ziel einer Harmonisierung der Ausgleichsregeln im Fernleitungs- und Verteilernetz fordert und § 19 Abs. 2 GWG 2011 auch die Möglichkeit einer Zusammenlegung von MGM und VGM vorsieht. Zudem hat der Abruf physikalischer Ausgleichsenergie auch im Verteilergebiet vorrangig über den Handel am VHP zu erfolgen (vgl. § 18 Abs. 1 GWG 2011), während die Nutzung einer separaten Ausgleichsenergieplattform über den BKO nur insoweit zulässig ist, als die entsprechenden Mengen nicht am VHP beschafft werden können. Dies schließt offenbar die ausschließliche Nutzung des derzeit von AGCS organisierten Ausgleichsenergiemarktes aus.

Auf Grundlage dieser Überlegungen erscheint es sinnvoll, einheitliche Regelungen für das gesamte Marktgebiet anzustreben und insbesondere auch eine einzige Bilanzzone einzurichten. Dies erscheint auch deshalb notwendig, weil zwei separate Ausgleichssysteme mit möglicherweise unterschiedlichen Regeln für die Preisbildung und Verrechnung von Ausgleichsenergie innerhalb desselben Marktgebiets zudem unerwünschtes Arbitragepotenzial erzeugen könnten. Zwar sind uns die Bedenken einiger Marktteilnehmer über den frühestmöglichen Zeitpunkt⁵³ einer derartigen Harmonisierung bewusst, doch widersprechen diese nicht den prinzipiellen Vorteilen einheitlicher Regelungen für das gesamte Marktgebiet.

6.2 Effiziente Nutzung des vorhandenen Netzpuffers

Die Untersuchungen zur technischen Machbarkeit und den Kosten der Tagesbilanzierung in Kapitel 4 haben gezeigt, dass eine effiziente Nutzung des vorhandenen Netzpuffers eine der wesentlichen Voraussetzungen für den Übergang zur Tagesbilanzierung darstellt. Im Einzelnen berührt dies insbesondere die folgenden beiden Punkte:

- Koordinierter Einsatz des Netzpuffers in den Fernleitungs- und Verteilernetzen,
- Koordinierte Nutzung von Netzpuffer und physikalischer Ausgleichsenergie.

Wie bereits erwähnt, sind in den Fernleitungsnetzen in vielen Fällen erhebliche Mengen an Netzpuffer vorhanden, die dazu genutzt werden können, die Kosten der Ausgleichsenergiebewirtschaftung sowie speziell der Tagesbilanzierung zu minimieren. Dies bedingt jedoch, dass der MGM bzw. der VGM effizienten und umfassenden Zugriff auf den am jeweiligen Tag verfügbaren Netzpuffer haben, selbstverständlich unter Berücksichtigung der Erfordernisse für die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs und bestehender vertraglicher Verpflichtungen insbesondere an den Außengrenzen.

⁵³ Unter Bezug auf die in § 41 Abs. 4 GWG erwähnte Frist von 2 Jahren nach Inkrafttreten des Netzkodex

Um dieses Ziel zu erreichen sind ausreichende Regeln und Verfahren für die Koordination des Netzpuffereinsatzes zwischen dem MGM, dem VGM sowie den Fernleitungsnetzbetreibern notwendig. Um sowohl dem MGM als auch dem VGM die Nutzung des vorhandenen Netzpuffers zu ermöglichen und einen effizienten Einsatz zu unterstützen schlagen wir die folgenden Regelungen vor:

- Der verfügbare Netzpuffer sollte fortlaufend von einer zentralen Instanz (z.B. dem MGM) ermittelt werden, wobei sowohl der aktuelle Stand als auch die erwartete Entwicklung über einen angemessenen Zeitraum (z.B. bis zum Ende des aktuellen oder des nachfolgenden Tages) erfasst werden sollten. Der MGM, VGM sowie die Fernleitungsnetzbetreiber sollten verpflichtet werden, zu diesem Zweck alle notwendigen Daten wie z.B. Netzdaten, Fahrpläne, Verbrauchsprognosen, Messwerte und Angaben über den Abruf von physikalischer Ausgleichsenergie zur Verfügung zu stellen. Umgekehrt sollten die Informationen über den verfügbaren Netzpuffer sowohl dem MGM als auch dem VGM zur Verfügung stehen, um deren Beitrag zur Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu unterstützen.
- Obwohl es sinnvoll erscheint, dass der MGM und der VGM primär den Netzpuffer im Fernleitungsnetz bzw. im Verteilernetz nutzen, sollten beide zusätzlich auch in der Lage sein, in Abstimmung mit der jeweils anderen Partei auch auf den Netzpuffer der anderen Ebene zuzugreifen, wobei eine derartige Nutzung ebenfalls fortlaufend protokolliert bzw. nachverfolgt werden sollte.
- Die Bereitstellung und der Austausch der Flexibilität aus dem Netzpuffer erfordern voraussichtlich entsprechende vertragliche Vereinbarungen zwischen dem MGM, dem VGM, den Fernleitungsnetzbetreibern sowie ggf. auch Verteilernetzbetreibern. Soweit möglich, sollten diese Regelungen z.B. in die nach § 67 GWG 2011 abzuschließenden Netzkopplungsverträge einbezogen werden, ggf. ergänzt durch zusätzliche vertragliche Vereinbarungen zwischen dem MGM und dem VGM sowie zwischen MGM/VGM einerseits und den betroffenen Netzbetreibern andererseits.

Der Netzpuffer wird aus der vorhandenen Netzinfrastruktur erbracht, die über die allgemeinen Systemnutzungsentgelte vergütet wird. Somit ist prinzipiell keine separate Vergütung für Bereitstellung und Einsatz des Netzpuffers erforderlich, zumal die Kosten für die notwendige "Aufpufferung" der Netze im Regelfall als sehr gering einzuschätzen sind. Langfristig sollte jedoch darauf geachtet werden, im Rahmen der Anreizregulierung ausreichende wirtschaftliche Anreize für die Vorhaltung von Netzpuffer zu gewährleisten.

Der zweite wesentliche Aspekt hinsichtlich der effizienten Nutzung des Netzpuffers betrifft die Koordination zwischen der Nutzung des Netzpuffers einerseits und dem Abruf physikalischer Ausgleichsenergie andererseits. Zwar erscheint es sinnvoll, für die untertägige Struk-

turierung vorrangig auf den Netzpuffer zurückzugreifen, während die täglichen Abweichungen durch physikalische Ausgleichsenergie ausgeglichen werden sollten. Dennoch kann es unter Umständen erforderlich sein, physikalische Ausgleichsenergie auch zum Zwecke der untertägigen Strukturierung einzusetzen. In derartigen Fällen muss der MGM bzw. VGM daher ggf. zwischen dem vorausschauenden Abruf physikalischer Ausgleichsenergie oder der vollständigen Ausnutzung des Netzpuffers abwägen.

Im Sinne eines vorrangigen Einsatzes des Netzpuffers wäre es denkbar, in diesen Fällen die vollständige Ausnutzung des Netzpuffers zur Voraussetzung für den Abruf physikalischer Ausgleichsenergie zu machen. Dies könnte jedoch dazu führen, dass anschließend sehr hohe oder ggf. stark schwankende Stundenmengen abgerufen und hierzu zwingend auf untertägige Produkte aus der vom BKO betriebenen Plattform zurückgegriffen werden müssten, was voraussichtlich kostensteigernd wirken würde. Analog zu den derzeitigen Regelungen erscheint es daher sinnvoll, allzu enge Vorgaben zu vermeiden, um einen vorausschauenden Abruf physikalischer Ausgleichsenergie im Sinne einer Minimierung der Kosten der Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu ermöglichen.

6.3 Marktbasierte Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie

Gemäß den Vorgaben des GWG 2011 hat die Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie vorrangig am VHP zu erfolgen. In Übereinstimmung mit den Betrachtungen zu potenziellen Wettbewerbseffekten empfehlen wir in diesem Zusammenhang, sich an den üblichen Handelsprodukten im Großhandelsmarkt zu orientieren. Konkret bedeutet dies, dass der Ausgleich der täglichen Ausgleichsenergie vorzugsweise in Form von Tagesbändern (im Falle einer bereits am Vortag abzusehenden Abweichung) bzw. Rest-of-Day-Produkten erfolgen sollte.

Wie bereits in Kapitel 4.3 diskutiert, kann es daneben notwendig sein, ergänzend auch auf anderweitige Produkte zurückzugreifen. Auf Grundlage unserer Analysen wären dabei insbesondere die folgenden beiden Produkte in Erwägung zu ziehen:

- Beschaffung untertägiger Produkte über eine tägliche Ausgleichsenergieplattform,
- Kontrahierung von Market-Maker-Produkten.

Der erste Punkt bezieht sich prinzipiell auf eine Fortführung des heutigen Ausgleichsenergiemarkts, wobei ggf. die derzeitige Struktur der Stundenprodukte beibehalten werden können.

te⁵⁴. In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass § 18 Abs. 1 GWG 2011 sowie insbesondere § 87 Abs. 3 GWG 2011 explizit auf ein entsprechendes, durch den BKO zu organisierendes Verfahren verweisen. Auch mit Blick auf die bislang positiven Erfahrungen erscheint es daher sinnvoll, die bisherigen Strukturen prinzipiell beizubehalten. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Bedeutung dieser Plattform durch die Nutzung des Netzpuffers in den Fernleitungsnetzen und die vorrangige Beschaffung von Ausgleichsenergie über den VHP ggf. deutlich zurückgehen könnte und insofern auch aus Sicht der Anbieter an Attraktivität einbüßen könnte.

Weiters weisen wir darauf hin, dass die separate Ausgleichsenergieplattform auch aus Sicht der Anbieter mit der Beschaffung über den VHP konkurrieren würde. Unter der Annahme verpflichtender Angebote an der Ausgleichsenergieplattform müssten potenzielle Anbieter sich daher entscheiden, ob sie ihre verfügbaren Kapazitäten entweder im allgemeinen Großhandelsmarkt oder aber an der Ausgleichsenergieplattform anbieten wollen. Im Falle eines ausreichend liquiden Within-Day-Markts am VHP und eines deutlich reduzierten Abrufs über die Ausgleichsenergieplattform könnte dies zu einem erheblich reduzierten Angebotsvolumen an der Ausgleichsenergieplattform führen. Alternativ wäre auch denkbar, dass Anbieter einen entsprechenden Auf- bzw. Abschlag zum täglichen Marktpreis fordern. Beide Varianten könnten potenziell die Funktion der Ausgleichsenergieplattform als eines zuverlässigen Instruments zur Netzsteuerung untergraben oder aber zu erheblich ungünstigeren Preisen für bilanzielle Ausgleichsenergie führen.

Eine Möglichkeit, um zumindest die Verfügbarkeit ausreichender Angebote zu gewährleisten, wäre die bereits in den heutigen Marktregeln vorgesehene Kontrahierung von Market-Maker-Produkten, welche allerdings ebenfalls mit zusätzlichen Kosten verbunden wäre. Obwohl wir daher empfehlen, diese Option auch in Zukunft beizubehalten, sollte sie vorzugsweise nur dann genutzt werden, wenn tatsächlich eine Entwicklung hin zu unzureichenden Angeboten an der Ausgleichsenergieplattform abzusehen ist.

6.4 Verrechnung bilanzieller Ausgleichsenergie

Die Leitlinien zur Gasbilanzierung enthalten klare Vorgaben für die Festlegung der Ausgleichsenergiepreise im Rahmen der Tagesbilanzierung. Wir gehen davon aus, dass diese Vorgaben auch bei der Neugestaltung des Bilanzierungsmodells im österreichischen Gasmarkt berücksichtigt werden, so dass wir nicht näher hierauf eingehen. Interessant sind dagegen die Frage der Behandlung untertäglicher Restriktionen sowie die Umlage der Kosten der untertägigen Strukturierung im Rahmen der Tagesbilanzierung.

⁵⁴ Alternativ wären auch andere Produkte wie z.B. Blockprodukte (über mehrere Stunden) denkbar.

Bezüglich der Anwendung untertägiger Restriktionen zeigen unsere Analysen, dass insbesondere stündliche Restriktionen zu potenziell erheblichen Risiken für industrielle Großabnehmer sowie Kraftwerke führen können, sofern die damit verbundenen Toleranzen zu gering ausfallen. Im Falle kumulierter Toleranzen treten derartige Probleme dagegen nur bei sehr eng bemessenen Toleranzen auf. Zudem ist zu berücksichtigen, dass bei großen, leistungsgemessenen Kunden ein direkter Ausgleich im Rahmen der allgemeinen Fristen für die Renominierung möglich wäre.

Eine mögliche Alternative wäre die Fortführung des aktuellen Modells der Stundenbilanzierung für die Kundengruppen. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Vorteilhaftigkeit dieses Modells auf der Annahme marktnaher Ausgleichsenergiepreise beruht. Anpassungen der Preisbildung sowie insbesondere steigende Preise bzw. Spreads für physikalische Ausgleichsenergie könnten dagegen unter Umständen zu deutlich höheren Kosten für diese Kundengruppen führen (vgl. Abbildung 9 auf S. 52). In diesem Zusammenhang verweisen wir ausdrücklich auf das Risiko einer abnehmenden Liquidität an der separaten Ausgleichsenergieplattform für Stundenprodukte (vgl. Abschnitt 6.3). Allerdings steht dieses Risiko in einem direkten Zusammenhang mit der Annahme einer stark reduzierten Nutzung dieser Ausgleichsenergieplattform, was die entsprechenden Preisrisiken für die Kunden in der Stundenbilanzierung deutlich mildern dürfte.

Daneben ist zu berücksichtigen, dass die Option der Stundenbilanzierung nur für Endverbraucher im Verteilernetz möglich erscheint, da diese nicht direkt von den Vorgaben der Leitlinien zur Gasbilanzierung betroffen sind. Für den Austausch an den internationalen Koppelstellen mit dem benachbarten Ausland wären gemäß den Leitlinien dagegen prinzipiell untertägige Restriktionen anzuwenden. Da Ausgleichsenergie an diesen Punkten jedoch nur durch fehlerhafte Nominierungen entstehen kann, erscheint dieser Punkt als sekundär. Allerdings ist zu beachten, dass dies de facto zu unterschiedlichen Regelungen im (internationalen) Fernleitungsnetz und der Inlandsversorgung im Verteilernetz führen würde.

Ein letzter Punkt betrifft schließlich die Umlage der Kosten der untertägigen Strukturierung im Rahmen der Tagesbilanzierung. Im Interesse einer verursachergerechten Kostenallokation sollten diese nach Möglichkeit nur von den Kunden in der Tagesbilanzierung getragen werden, beispielsweise in Form einer separaten Umlage wie z.B. im deutschen Gasmarkt. Sofern sich ein derartiger Ansatz nicht realisieren ließe, wäre alternativ eine Kompensation über die allgemeinen Systemnutzungsentgelte denkbar. Im Idealfall wären bei dieser Variante auch die Netzentgelte zwischen den an der Tages- bzw. Stundenbilanzierung partizipierenden Verbrauchern zu differenzieren, um eine verursachergerechte Kostenallokation zu ermöglichen. Auch wenn dies prinzipiell möglich wäre, erscheint aus unserer Sicht eine Kompensation über eine direkte Umlage empfehlenswert.

7. Anhang

7.1 Ausgewählte Quellen

- AGCS. Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung in der Regelzone Ost zu den AB-BKO. www.agcs.at
- AGCS. Standardlastprofile gültig ab April 2009. www.agcs.at
- Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems (FG Balancing). FGB-2011-G-002. 18 October 2011
- AGGM. Erläuterung der Abgrenzung der Regelzone zu den Transitsystemen. www.aggm.at
- E-Control. Marktbericht 2010 - Nationaler Bericht an die Europäische Kommission. 2010. www.e-control.at
- ENTSOG, Gas Balancing Launch Documentation, Stand: 8. Dezember 2011; BAL0125-11
- GWG 2011. Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011). Bundesgesetz, mit dem das Gaswirtschaftsgesetz 2011 erlassen sowie das Energie-Control-Gesetz und das Preistransparenzgesetz geändert werden, idF BGBl I Nr.107/2011
- Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG. OJ, L211. 14.08.2009. S. 94 – 136
- Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
- Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005

7.2 Verzeichnis der verwendeten Daten

Daten	Quelle
Preise und Mengen im Ausgleichsenergiemarkt (RZ Ost)	<ul style="list-style-type: none">AGCS. Ausgleichsmarkt und Clearing. www.agcs.at
Linepack-Nutzung in der RZ Ost	<ul style="list-style-type: none">AGGM. www.aggm.at
Marktpreise für Gas (Großhandel)	<ul style="list-style-type: none">Baumgarten. CEGH GAS Exchange. www.cegh.atEEX. Day-Ahead und within-day. www.eex.com
Preise und Bedingungen zu Speicherprodukten	<ul style="list-style-type: none">Speicher 7Fields / E.ON Gas Storage. www.eon-gas-storage.comOMV. www.omv.comHaidach. www.wingas.de
Statistik zu Regelenergie-Kosten in Deutschland	<ul style="list-style-type: none">NetConnectGermany. www.net-connect-germany.de

