

ABSCHLUSSBERICHT

# Grundsatzfragen zum zukünftigen Gasbilanzierungsmodell in der Schweiz

Bundesamt für Energie

**Referenz:** Bundesamt für Energie

**Dokumenten-Nr.:** BNK 9015-917

**Datum:** 08.06.2016

**Datum der letzten Revision:** 08.06.2016



---

## Kundeninformationen

---

Kundenname: Bundesamt für Energie  
Adresse: Mühlestrasse 4, 3063 Ittigen, Schweiz  
Kontaktperson: Florian Kämpfer  
Projekt Begleitgruppe (BFE): Florian Kämpfer, Boris Krey, Bruno Le Roy

## DNV GL Unternehmensinformationen

---

DNV GL-Legalentität: KEMA Consulting GmbH  
DNV GL-Organisationseinheit: Energy

## Dokumenteninformationen

---

Projekttitel: Grundsatzfragen zum zukünftigen  
Gasbilanzierungsmodell in der Schweiz  
Projektnummer: BNK 9015-917  
Berichtstitel: Grundsatzfragen zum zukünftigen  
Gasbilanzierungsmodell in der Schweiz  
Datum: 08.06.2016  
Datum der letzten Revision: 08.06.2016  
Autor(en): Holger Ziegler, Christian Hewicker

---

Bearbeiter:



Holger Ziegler  
Senior Consultant

Geprüft:



Christian Hewicker  
Senior Technical Advisor

Freigegeben:



Dr. Konstantin Petrov  
Head of Section

## ZUSAMMENFASSUNG

### Hintergrund, Ziele und Umfang der Studie

Derzeit ist der Gasmarkt in der Schweiz nur zu einem geringen Teil liberalisiert und nur ansatzweise gesetzlich und regulatorisch geregelt. Die Regelungen zum Netzzugang beim Erdgas sind aktuell in einer Verbändevereinbarung zwischen der Gasbranche und den grösseren Industriekunden festgelegt. Diese Vereinbarung wurde der Wettbewerbskommission (WEKO) zur Prüfung auf Vereinbarkeit mit dem Kartellrecht vorgelegt. Mit dem Schlussbericht vom 16. Dezember 2013 verweist die WEKO in verschiedenen Punkten auf den zentralen Grundsatz der Nichtdiskriminierung und kommt zum Schluss, dass die kartellrechtliche Situation im Einzelfall geprüft werden müsste. Damit besteht für die Gasbranche weiterhin ein gewisses Sanktionsrisiko.

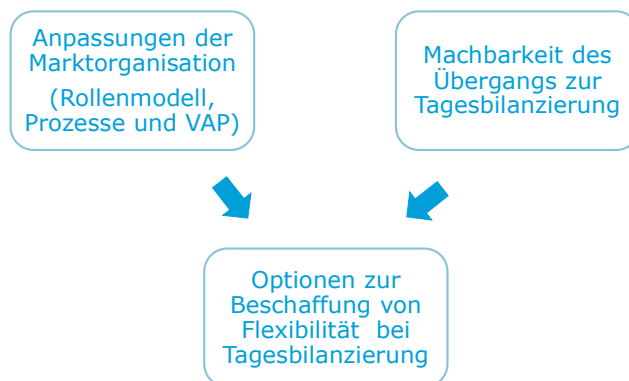
Somit liegt ein Interesse vor, die derzeit bestehende Rechtsunsicherheit durch eine Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmes aufzuheben. Vor diesem Hintergrund führt das Bundesamt für Energie (BFE) derzeit mehrere Grundlagenstudien durch, welche die Entscheidungsfindung bezüglich der zukünftigen Ausgestaltung des Schweizer Gasmarkts unterstützen und zugleich Handlungsbedarf zur Entwicklung des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens aufzeigen soll. Allerdings ist von politischer Seite noch keine Entscheidung gefallen, welcher Grad an Marktöffnung im Gassektor in der Schweiz angestrebt wird.

Die vorliegende Studie untersucht mögliche Optionen zur Ausgestaltung der Gasbilanzierung, um Entscheidungsgrundlagen für notwendige Anpassungen des regulatorischen Rahmens zu erarbeiten. Derzeit besteht in der Schweiz eine heterogene Struktur bzgl. der Systematik, die bei der Gasbilanzierung angewandt wird. Demnach können grosse Gasverbraucher vom Anrecht auf einen eigenständigen Gasnetzzugang Gebrauch machen und sich ihren Gaslieferanten frei auswählen. Sofern sie von diesem Recht Gebrauch machen, obliegt ihnen die Verantwortung für den Ausgleich zwischen Gasbezug und Verbrauch, heute auf stündlicher Basis. Sie müssen fortlaufend Ungleichgewichte ausgleichen, wobei zusätzliche untertägige Toleranzen und Pönalen auf die kumulierten Abweichungen zwischen Gasbezug und Verbrauch Anreize zum Ausgleich geben sollen. Bei Kunden im nicht wettbewerblichen Marktsegment übernimmt diese Verantwortung das integrierte lokale Versorgungsunternehmen, ebenfalls auf stündlicher Basis. Zudem durchquert eine Transitleitung die Schweiz von Nord nach Süd, welche die Versorgung der Schweiz mit Gas zu einem überwiegenden Teil sicherstellt. Diese ist allerdings bisher nicht in das Gasbilanzierungssystem integriert, das für die in der Schweiz verbrauchten Mengen gilt.

Die Untersuchungen im Rahmen dieser Studie lassen sich grob in die drei folgenden Themen gliedern (vgl. Abbildung 1):

- Zunächst untersuchen wir den derzeitigen **organisatorischen Rahmen der Gasbilanzierung** und entwickeln Optionen zur Weiterentwicklung des derzeitigen Rollenmodells. Zudem betrachten wir verschiedene Möglichkeiten zur **Ausgestaltung des sog. virtuellen Austauschpunkts (VAP)**, der einen wesentlichen Bestandteil eines liberalisierten Gasmarkts darstellt.
- Zweitens enthält diese Studie eine umfangreiche Analyse zur **Machbarkeit einer Tagesbilanzierung**. Auf Grundlage von quantitativen Analysen umfasst dies eine Abschätzung der derzeit verfügbaren Flexibilität des Schweizer Gasversorgungssystems sowie modellbasierte Abschätzungen des Flexibilitätsbedarfs in mehreren Szenarien.
- Abschliessend untersuchen wir, unter welchen organisatorischen und marktlichen Voraussetzungen die verfügbare Flexibilität bestmöglich genutzt und der Bedarf an Regenergie

gedeckt werden kann. Dazu greifen wir die Erkenntnisse zum Flexibilitätsbedarf sowie die Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Gasbilanzierungsmodells auf.



**Abbildung 1: Themenschwerpunkte und Struktur der Studie**

Das Bilanzierungsmodell bildet zusammen mit der Ausgestaltung des sog. Entry-Exit-Systems die zentralen Bestandteile eines Netzzugangmodells. In der Erarbeitung der Studie wurde auf eine enge Verzahnung mit den Aspekten der Bilanzierung und des Entry-Exit-Systems (welches in einer anderen Studie behandelt wird) geachtet. Hierzu diente auch eine Projektbegleitgruppe beim BFE.

### Weiterentwicklung des Rollenmodells zur Gasbilanzierung

Im ersten Teil der Studie untersuchen wir den derzeitigen organisatorischen Rahmen der Gasbilanzierung und entwickeln Optionen, wie das derzeitige Rollenmodell in geeigneter Weise weiterentwickelt werden sollte. Diese sind prinzipiell unabhängig davon, welches Bilanzierungssystem (z.B. Stunden- oder Tagesbilanzierung) die Schweiz heute oder zukünftig anwendet. Wir betrachten verschiedene Ausgestaltungsvarianten und bewerten diese anhand eines strukturierten Kriterienkatalogs. Dieser umfasst die Sicherstellung der Versorgungssicherheit, die Kosten und Effizienz im Gesamtsystem, die Förderung von Wettbewerb im Markt, die Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben auf europäischer Ebene und dem naheliegenden Ausland sowie die spezifischen Voraussetzungen im Schweizer Gasmarkt.

Unsere Studie legt wesentliche Änderungen beim Rollenmodell und der Verteilung von Aufgaben und Verantwortlichkeiten bei der Gasbilanzierung nahe. Diese decken sich zum Teil mit Vorstellungen, wie sie bereits innerhalb der Gasbranche im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung der Verbändevereinbarung angedacht werden. Im Einzelnen umfasst dies die folgenden Empfehlungen (vgl. Abbildung 2):

- Wir unterstützen den in der Gasbranche entwickelten Vorschlag zur Bildung einer integrierten Bilanzzone unter Leitung eines Marktgebietsverantwortlichen (MGV). Nach unserem Verständnis sollte der MGV alleinverantwortlich für das Nominierungsmanagement, das Bilanzgruppenmanagement, den Betrieb des virtuellen Austauschpunkts (VAP) und die Abrechnung von Ausgleichsenergie sein. Hingegen raten wir von einer weiteren organisatorischen Auftrennung zwischen kommerziell relevanten und technischen Aufgaben ab.
- Zusätzlich obliegen dem MGV unserer Vorstellung nach - in Abstimmung mit den Regionalnetzbetreibern - die Beschaffung und der Einsatz von Regelenergie. Um die Gleichbehandlung z.B. von Regelenergieanbietern zu gewährleisten, sollte die Unabhängigkeit

des MGV von den integrierten Unternehmen sichergestellt sein. Hierzu könnten eine klare Aufgabenaufteilung zwischen Regionalnetzbetreibern und MGV, klare Prinzipien und Regeln, sowie unter Umständen weitere regulatorische Vorgaben, Kontrolleinstrumente und Anreizmechanismen dienlich sein.

- Zudem empfehlen wir die vollständige Umsetzung des Bilanzgruppenmodells in der integrierten Bilanzzone für alle Kundengruppen und Lieferanten. Insbesondere mit Blick auf die hohe Zahl kleiner Energieversorger in der Schweiz und zur Förderung von Wettbewerb sollte hierbei die Bildung von Subbilanzgruppen erlaubt sein.
- Sofern im Zuge der Marktöffnung die Entwicklung und Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung von Kleinkunden erforderlich sein sollte, erscheint es aus unserer Sicht zweckmässig, den VNB die Verantwortung für die Entwicklung einer entsprechenden Methodik zu übertragen. Hierbei empfehlen wir die Anwendung einer einheitlichen Methodik, die allerdings flexibel genug sein sollte, lokale Eigenheiten und Unterschiede zu berücksichtigen. Die Anwendung dieser Methodik zum Zwecke der täglichen Prognose von Kleinkunden könnte hierbei sowohl durch die VNB als auch durch eine zentrale Instanz erfolgen.
- Im Interesse einer optimalen Ausnutzung der vorhandenen Flexibilität für Netzbetrieb und Handel erscheint es sinnvoll, die bestehenden Transitleitungen soweit möglich in die Schweizer Bilanzzone zu integrieren. Unter Berücksichtigung von Risiken für die Versorgungssicherheit empfehlen wir eine schrittweise Integration, mit dem Ziel, die Transitleitung mittelfristig vollständig in die Bilanzzone Schweiz zu integrieren. Risiken könnten dadurch abgefedert werden, dass für Transitmengen Stundenbilanzierung oder allenfalls Tagesbilanzierung mit untertägigen Restriktionen gelten.

Ausgestaltungsoption		Varianten		
1	Bezugsgrösse für die Bilanzierung	Abrechnung auf Einzelkundenbasis	Abrechnung auf Lieferanten / Portfoliobasis	Abrechnung auf Basis von Bilanzgruppen
2	Beschaffung und Einsatz von Regelenergie	Dezentral / durch jeden FNB	Zentral durch MGV (z.B. netpool)	
3	Abrechnung von Ausgleichsenergie	Dezentral / durch jeden FNB	Zentral durch MGV (z.B. netpool)	
4	Trennung kommerziell sensibler Funktionen vom Einflussbereich der FNB	Keine Trennung (FNB)	Zentral durch MGV (z.B. netpool)	Allokation auf zusätzliche neutrale Instanz
5	Einbindung Transitleitung in Marktgebiet Schweiz	Vollständige Integration	Partielle Integration	Vollständige Trennung
6	Verantwortung für Prognose und Allokation SLP-Profile	Dezentral (VNB)	Zentral (FNB / MGV)	
7	Betrieb des VAP	FNB	MGV (z.B. netpool)	Auslagerung an Dritten

**Abbildung 2: Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Rollenmodells**

## Ausgestaltung der Virtuellen Austauschpunkts

Ein virtueller Austauschpunkt (VAP) ist ein essentieller Bestandteil eines sog. Entry-Exit Systems, indem Gas seinen Besitzer unabhängig eines konkreten physischen Erfüllungsorts wechseln kann. Um die Implementierungskosten so gering wie möglich zu halten und damit einer schlanken Gebührenstruktur Vorschub zu leisten, sollte der Betrieb beim MGV aufgehängt sein.

Bei der Gebührenstruktur empfehlen wir die Anwendung eines begrenzten variablen Entgelts für die gehandelte Menge, um die Entwicklung von Liquidität zu ermöglichen. Diese ist essentiell, um es Transportkunden zu erlauben, Ungleichgewichte in ihrem Portfolio während oder am Ende des Gastages auszugleichen. Ein ausreichendes Angebot im Markt ist ebenso für den MGV für die Beschaffung von Regelenergie von Bedeutung. Die Kosten für den Betrieb des VAP, die nicht durch das variable Handelsentgelt und die Handelsaktivitäten der am VAP tätigen Teilnehmer gedeckt werden können, sollten sozialisiert werden. Die Struktur und Höhe der VAP-Gebühren sollten dem Monitoring durch eine Regulierungsbehörde unterliegen bzw. durch sie freigegeben werden.

Im Sinn der Wettbewerbs- und Liquiditätsförderung sollten die Zugangsvoraussetzungen explizit den Zugang von virtuellen Händlern erlauben und nicht nur über Subbilanzgruppen gewährleisten. Abhängig von der Höhe der zu hinterlegenden Sicherheiten sollten zudem von virtuellen Händlern<sup>1</sup> nur reduzierte finanzielle Sicherheiten verlangt werden. Insgesamt sollten die Zugangsvoraussetzungen für alle Teilnehmer minimiert werden, z.B. durch Zusammenlegen der finanziellen Sicherheiten, die für den Zugang zum VAP und die Abrechnung von Ausgleichsenergie beim MGV hinterlegt werden müssen.

Abbildung 3 fasst unsere diesbezüglichen Empfehlungen zusammen.

<b>Betreiber</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Betrieb durch MGV</b></li> </ul>
<b>Formale Zulassungsvoraussetzungen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Zulassung von virtuellen Händlern, allenfalls unter vereinfachten vertraglichen Voraussetzungen und mit reduzierten finanziellen Sicherheiten</b></li> </ul>
<b>Gebührenmodell</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Geringe variable Gebühr (⇒ Förderung von Liquidität)</b></li> <li>• <b>Sozialisierung der nicht durch VAP-Entgelte gedeckten Kosten</b></li> </ul>
<b>Regulierung und Kostenallokation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Generelle Regulierung / Missbrauchsaufsicht (Kostenallokation!)</b></li> <li>• <b>Keine detaillierte Regulierung der Produkte</b></li> </ul>

**Abbildung 3: Empfehlungen zur Ausgestaltung des zukünftigen VAP**

## Kurzfristig verfügbare Flexibilität im heutigen Schweizer Gasnetz

Die Verfügbarkeit ausreichender Flexibilität für den kurzfristigen Ausgleich von Abweichungen zwischen Ein- und Auspeisung ins Gasnetz stellen eine wesentliche Voraussetzung für ein funktionierendes Bilanzierungssystem dar. Unsere quantitativen Untersuchungen zeigen, dass trotz des Fehlens grosser unterirdischer Speicher das Schweizer Gasnetz über umfangreiche Flexibilität verfügt, welche für den Ausgleich untertägiger Verbrauchsschwankungen genutzt werden kann. Diese Flexibilität setzt sich etwa

<sup>1</sup> Virtuelle Händler verfügen über keine Kapazitätsbuchungen an Ein- oder Auspeisepunkten und treten nicht als Versorger oder Lieferanten auf, sondern nur als Käufer und Verkäufer von Gas, das sich bereits im Schweizer Marktgebiet befindet.

gleichmässig aus dem Netzpuffer in den Hochdruckleitungen der Regionalnetzbetreiber einerseits und den dezentralen Tagesspeichern in den verschiedenen Netzbereichen sowie im grenznahen Kavernenspeicher in Etrez (Frankreich) andererseits zusammen. Zusätzliche Flexibilitätsquellen sind zudem der Netzpuffer in der Transitleitung sowie allenfalls die Unterbrechbarkeit/ Umstellung von 2-Stoffkunden.

**Tabelle 1: Übersicht der kurzfristigen Flexibilität in der Schweiz aus Netzpuffer und Gasspeichern in regionaler Auflösung**

Netzbereich/ Regionalnetz- betreiber	Flexibilität						Gasverbrauch <sup>a)</sup>	
	Netz- puffer	Speicher	Summe	Anteil an durchschnittlicher täglicher Nachfrage im Winter			Gesamt	durchschn. Nachfrage (Winter)
				Netz- puffer	Speicher	gesamte Flexibilität		
	GWh	GWh/Tag	GWh/Tag				GWh	GWh/Tag
Erdgas Ostschweiz	10,2 <sup>d)</sup>	12,9	23,1	16%	20%	36%	10.598	63,6
Gasverbund Mittelland	9,6 <sup>d)</sup>	8,9	18,5	16%	15%	32%	9.783	58,7
Gaznat <sup>b), c)</sup>	7,7 <sup>d)</sup>	8,8	16,5	17%	20%	37%	7.476	44,9
Erdgas Zentralschweiz	0,7	0,6	1,3	6%	5%	11%	2.030	12,2
Erdgasversorgung Bündner Rheintal	0,3	-	0,3	10%	-	10%	487	2,9
Aziende Industriali di Lugano	0,2	0,8	1,0	3%	12%	15%	1.090	6,5
<b>Summe</b>	<b>28,7</b>	<b>32,0</b>	<b>60,7</b>	<b>15%</b>	<b>17%</b>	<b>32%</b>	<b>31.651</b>	<b>190</b>

Anmerkungen: a) Verbrauchsmengen über Kantone näherungsweise den Netzbetreibern zugeordnet; b) Mengen von Unigaz in anderen Mengen enthalten; c) Etrez: Aufteilung der Speicherkapazität zu je 50% auf den Netzpuffer und Speicher, ausgehend von 9 GWh/Tag Einspeicherkapazität, d) inkl. anteilig Netzpuffer der Swissgas-Leitungen

## Technische Machbarkeit der Tagesbilanzierung

Unsere Analysen legen nahe, dass der Bedarf an Flexibilität bei Tagesbilanzierung auf ca. 20-25 GWh/Tag beschränkt ist. Dies gilt selbst unter extremen Bedingungen (hohe Prognosefehler und extrem kalter Winter). Damit erscheint die Anwendung einer reinen Tagesbilanzierung ohne zusätzliche untertägige Restriktionen für sämtliche aktuellen Verbraucher statt der bisherigen stündlichen Bilanzierung als möglich.

Aufgrund der umfangreichen untertägigen Flexibilität aus dem Netzpuffer der Regionalnetze und den dezentralen Speichern kann im Falle der reinen Tagesbilanzierung allenfalls auf die Nutzung von spezifischen untertägigen Gasprodukten durch die Netzbetreiber verzichtet werden. Stattdessen wäre es nach unseren Analysen möglich, den Ausgleich zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Verbrauch selbst in einem System der Tagesbilanzierung ausschliesslich über den An- und Verkauf von Rest-of-Day Produkten zu gewährleisten.

Gemäss unserer quantitativen Analysen wäre damit die technische Machbarkeit der Tagesbilanzierung gewährleistet (vgl. Abbildung 4). Auch wenn die Frage möglicher örtlicher Restriktionen nicht abschliessend beantwortet werden kann, legen Aussagen der Schweizer Gaswirtschaft sowie unsere eigenen Analysen nahe, dass keine diesbezüglichen Probleme zu erwarten wären.

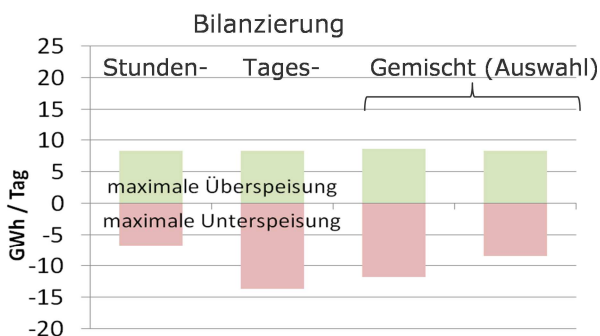
Für die Gasverbraucher ginge die Tagesbilanzierung in vielen Fällen mit Vereinfachungen und geringeren Risiken einher. Die Auswirkungen auf die Gasversorger sehen wir ebenfalls positiv, da der Wettbewerb erleichtert wird, wenn sie von den Risiken untertägiger Schwankungen im Verbrauch ihrer Kunden entlastet werden. Hiervon können ihre Kunden wiederum profitieren. Wir schlagen allerdings vor, diese Frage im Zusammenhang mit allfälligen weiteren Untersuchungen zur möglichen Ausgestaltung einer Preissystematik für Ausgleichsenergie weiter zu vertiefen. Schliesslich wäre der Übergang zu einer reinen Tagesbilanzierung auch kompatibel mit den Vorgaben innerhalb der EU.

Insgesamt empfehlen wir einen (schrittweisen) Übergang zur Tagesbilanzierung. Ähnlich der Entwicklung in anderen europäischen Ländern und entsprechend den EU-Vorgaben sollte es das langfristige Ziel sein, alle Kunden in die Tagesbilanzierung zu überführen und dabei soweit möglich auf untertägige Restriktionen, Toleranzen und Pönalen zu verzichten.

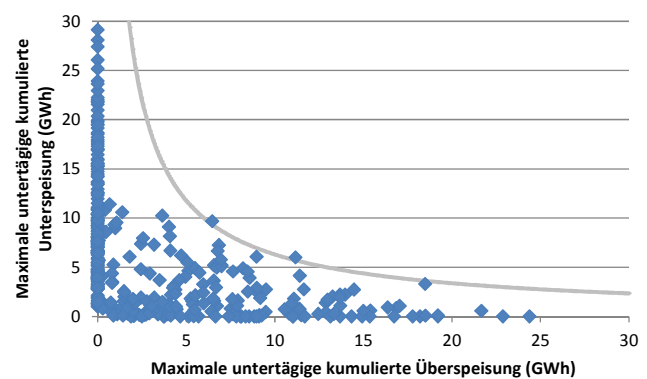
Die Einbindung der Transitleitung und -mengen wurde nicht quantitativ untersucht. Sie stellen eine mögliche zusätzliche Quelle an Flexibilität dar, welche die Möglichkeiten erweitern würde, kurzfristige Schwankungen und Ungleichgewichte zwischen Bezug und Verbrauch bzw. zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Verbrauch auszugleichen. Allerdings können hieraus auch zusätzliche Risiken für die physische Bilanzierung in der Schweiz entstehen. Analog weisen wir darauf hin, dass die Umsetzbarkeit der Tagesbilanzierung bei Berücksichtigung des möglichen Zubaus mehrerer (stromgeführter) Kraftwerke gemäss der Energieperspektiven 2050 nur eingeschränkt gilt.

Vor diesem Hintergrund empfehlen wir, im Rahmen weitergehender Untersuchungen spezifische Ansätze zur Behandlung dieser beiden Kundengruppen zu analysieren.

Maximale Unter- bzw. Überspeisung während eines Tages über 1 Jahr



Maximale tägliche Unter-/ Überspeisung bei schlechter Prognosequalität und Annahme eines kalten Winters



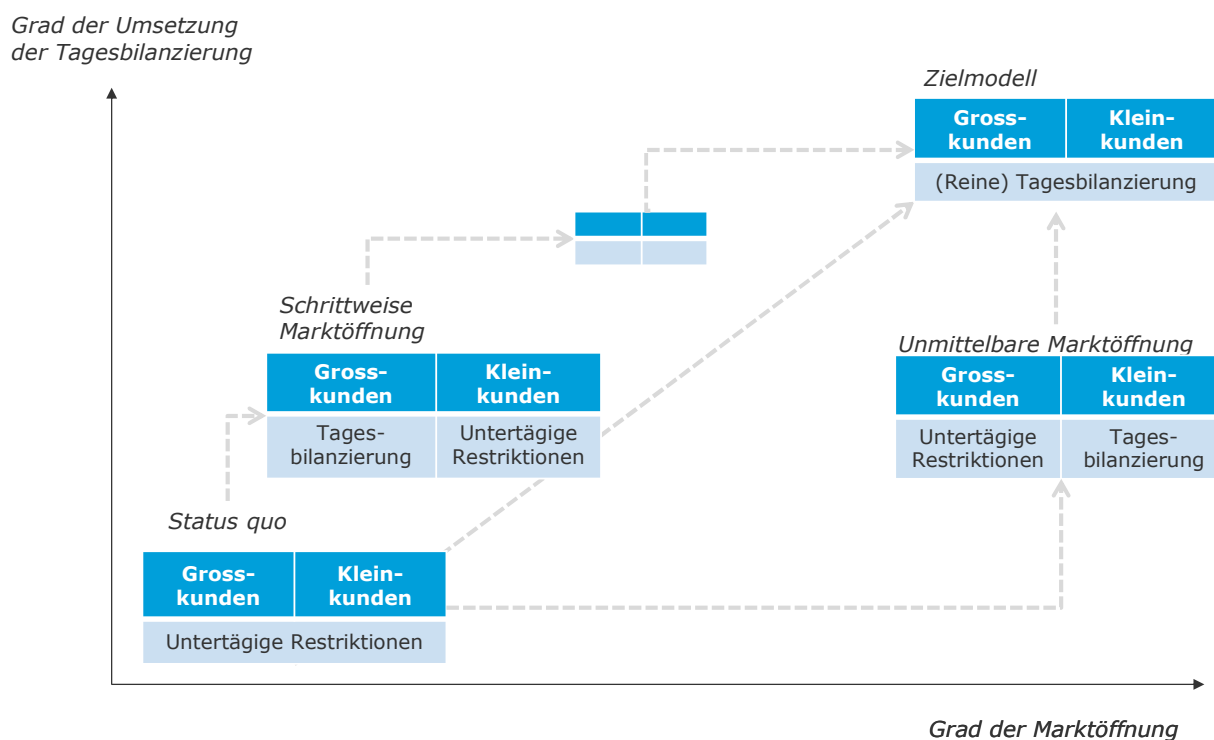
**Abbildung 4: Flexibilitätsbedarf in verschiedenen Bilanzierungssystemen**

### Mögliche Pfade zur Implementierung der Tagesbilanzierung

Angesichts der Unsicherheiten über den zukünftigen regulatorischen Rahmen und der fehlenden Erfahrungen mit der Bilanzierung in einem liberalisierten Gasmarkt in der Schweiz empfehlen wir, die Tagesbilanzierung nur schrittweise für verschiedene Kundengruppen einzuführen. Je nachdem, ob eine schrittweise oder unmittelbare Marktöffnung angenommen wird, sollte sich die Umsetzung der Tagesbilanzierung je nach Kundengruppe unterscheiden (vgl. Abbildung 5):




- Für den Fall einer schrittweisen Marktöffnung empfehlen wir, die Tagesbilanzierung jeweils auf diejenigen Transportkunden auszuweiten, welche das Recht zum freien Marktzugang erhalten. Umgekehrt würde die Belieferung von Kleinkunden anfänglich in der Stundenbilanzierung verbleiben. Ausgehend vom heutigen Stand würde die Tagesbilanzierung somit lediglich Grossverbraucher umfassen und sukzessive auf einen grösseren Kreis von Unternehmen ausgeweitet werden. Dabei würden untertägige Restriktionen und Pönalen für Kunden in der Tagesbilanzierung entfallen. Dieses Szenario geht damit über den von der Gasbranche entwickelten Vorschlag (MACH 2 Gas) hinaus. Dieser sieht vor, dass selbst in der Tagesbilanzierung untertägige Pönalen beibehalten werden.
- Im Falle einer vollständigen Marktöffnung empfehlen wir hingegen die unmittelbare Einführung einer reinen Tagesbilanzierung für Kleinkunden. Für Grosskunden könnten dagegen anfänglich untertägige Restriktionen beibehalten werden, auch wenn diese sukzessive abzuschaffen wären. Erfahrungen nicht zuletzt aus Deutschland zeigen, dass der Wettbewerb um Kleinverbraucher durch eine Tagesbilanzierung stark angeregt werden kann. So würde dies den untertägigen Strukturierungsbedarf für die Belieferung von Kleinkunden senken und damit Unterschiede zwischen neuen und bestehenden Lieferanten bzw. integrierten Unternehmen mit eigenen Flexibilitätsquellen mindern.



**Abbildung 5: Schrittweiser Übergang zur reinen Tagesbilanzierung**

### Optionen zur Sicherstellung ausreichender Flexibilität bei Tagesbilanzierung

Der Übergang zur Tagesbilanzierung ist an einige Voraussetzungen geknüpft bzw. mit einigen Einschränkungen verbunden. Damit eine reine Tagesbilanzierung ohne untertägige Einschränkungen für möglichst viele Kunden realisiert werden kann, ist die Verfügbarkeit der vorhandenen Flexibilität aus



dem Netzpuffer in den Regionalnetzen und teilweise auch aus den dezentralen Speichern für die Netzbetreiber unerlässlich. Dies erfordert den koordinierten Einsatz der auf verschiedenen Ebenen verfügbaren Flexibilität aus dem Netzpuffer sowie allenfalls aus dezentralen Speichern. Zudem ist zum Ausgleich von Ungleichgewichten am Tagesende der Einsatz von zusätzlichen Gasmengen, auch als externe Regelenergie bezeichnet, notwendig. Diese Mengen müssen von den Netzbetreibern beschafft werden.

Hinsichtlich der Frage, wie der Einsatz und die Beschaffung von Flexibilität organisiert werden kann, kommen wir zu den folgenden Schlussfolgerungen:

- Soll die Tagesbilanzierung gelingen, ist eine effektive Koordination des Einsatzes des verfügbaren Netzpuffers unerlässlich. Dabei sollte mindestens der Anteil des Netzpuffers, der dem Anteil des (durchschnittlichen) Jahresverbrauchs der Kunden in der Tagesbilanzierung entspricht, primär für den Zweck der untertägigen Strukturierung in der Tagesbilanzierung verwendet werden. Soweit möglich und sinnvoll, sollte der Einsatz des Netzpuffers dem Abruf externer Regelenergie vorgezogen werden. Anlog dem Beispiel anderer Länder mit mehreren Fernleitungsnetzbetreibern, wie z.B. Deutschland und Österreich, empfehlen wir, den zukünftigen MGV mit der Koordination des Einsatzes des verfügbaren Netzpuffers zu beauftragen, in Abstimmung mit den Regionalnetzbetreibern.
- Zudem sollte in Betracht gezogen werden, auch dezentrale Speicher sowie allenfalls einen Teil der in Etrez verfügbaren Speicherleistung anteilig dem Netz bzw. dem MGV zugänglich zu machen. Die Speicher könnten hierbei dem Netz zugeordnet werden oder alternativ weiterhin im Besitz der lokalen Unternehmen verbleiben. Im zweiten Falle wäre eine Nutzung durch den MGV bzw. die Regionalnetzbetreiber beispielsweise über eine Anmietung oder ein Pacht-Modell denkbar. Die Vergütung der Speichernutzung könnte zu regulierten Kosten oder Opportunitätskosten erfolgen.
- Der bestimmungsgemässe Einsatz des Netzpuffers sowie allenfalls der dezentralen Speicher kann durch zusätzliches Monitoring durch eine Regulierungsbehörde überwacht werden. Gleiches gilt für die hierbei anfallenden Kosten. Die Kosten sollten über die allgemeinen Netznutzungsentgelte sozialisiert werden.

Auch bei bestmöglicher Nutzung des Netzpuffers ist ein nicht unerheblicher zusätzlicher Bedarf an externer Regelenergie zu erwarten, insbesondere aufgrund der Notwendigkeit des Ausgleichs der am Ende jedes Gastags verbleibenden Ungleichgewichte. Unsere Abschätzungen legen nahe, dass die Kosten für den Einsatz externer Regelenergie sich bei Tagesbilanzierung auf bis zu 44 Mio. CHF pro Jahr belaufen können. Allerdings handelt es sich hierbei nicht um zusätzliche Kosten, sondern um Kosten, die im heutigen System der Stundenbilanzierung vermutlich ebenfalls in ähnlicher Grössenordnung auftreten, jedoch innerhalb der geltenden Tarifstruktur nicht ersichtlich sind. So zeigt eine alternative Abschätzung, dass im alternativen Falle der Stundenbilanzierung allein die Kosten für den Einsatz von externer Regelenergie durch die Netzbetreiber mit bis zu 25 Mio. CHF pro Jahr in einer ähnlichen Grössenordnung liegen. Hinzu kämen die Kosten der Lieferanten zur untertägigen Strukturierung und zum eigenständigen Ausgleich ihrer Ungleichgewichte. Diese dürften vermutlich mindestens in einer ähnlichen Grössenordnung liegen.

Angesichts der nicht zu vernachlässigenden Kosten sollte Regelenergie so effizient wie möglich beschafft und eingesetzt werden. Die Koordination zwischen den Regionalnetzbetreibern und dem MGV sollte daher auf den vorausschauenden Einsatz externer Regelenergie ausgedehnt werden. Zudem sind verschiedene Optionen für die Beschaffung externer Regelenergie denkbar, wie z.B.:


- Beschaffung am VAP Schweiz,
- Betrieb einer spezifischen Regelenergieplattform,
- Beschaffung von Regelenergie in einem ausländischen Marktgebiet.

Allerdings ist jeder dieser Ansätze im Falle der Schweiz mit spezifischen Vor- und Nachteilen versehen. Ein Instrument allein genügt daher nicht allen Kriterien. Vor dem Hintergrund, dass bisher kein funktionierender, liquider Grosshandelsmarkt in der Schweiz besteht und daraus Risiken bezüglich der Beschaffungskosten und Bedarfsdeckung erwachsen, schlagen wir daher einen stufenweisen Ansatz unter Berücksichtigung vor (vgl. Abbildung 6):

- Der MGV sollte, erstens, angehalten werden, Regelenergie soweit wie möglich am VAP Schweiz zu beschaffen. Dadurch werden Bedarf signalisiert und Anreize zum Handel gesetzt, so dass die Entwicklung von Liquidität gefördert wird. Dies sollte durch eine geeignete Gebührenstruktur für die Nutzung des VAP und einfache Zugangsvoraussetzungen unterstützt werden.
- Für eine Übergangsperiode sollte zudem die Einführung einer spezifischen Regelenergieplattform in der Schweiz in Betracht gezogen werden. An dieser könnten Regelenergie sowie bei Bedarf auch andere Produkte zur Gewährleistung einer ausreichenden Verfügbarkeit von Regelenergie (z.B. in Form sog. Flexibilitätsoptionen) beschafft bzw. ausgeschrieben werden. Allerdings wären mögliche Preis- und Mengenrisiken in einem kleinen und bislang illiquiden Markt zu berücksichtigen.
- Aus diesem Grunde schlagen wir drittens vor, bei Bedarf auch eine direkte Beschaffung von Regelenergie an einem ausländischen VAP mit ausreichender Liquidität zu ermöglichen. Dies würde sicherstellen, dass externe Regelenergie bei Bedarf jederzeit in ausreichendem Mass beschafft werden könnte, und würde somit als Absicherung für allenfalls fehlende Flexibilitätsangebote in der Schweiz dienen. Mit zunehmender Liquidität am VAP und / oder ausreichender Angebote auf einer spezifischen Beschaffungsplattform sollte diese Alternative allerdings auslaufen.

<b>Infrastruktur- bezogene Flexibilitäts- optionen</b>	<b>Netzpuffer</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Koordination des Einsatzes des verfügbaren Netzpuffers unter Leitung des MGV mit den Regionalnetzbetreibern</b></li> <li>• <b>Nutzung des Netzpuffers mehrheitlich für untertägigen Ausgleich bei Tagesbilanzierung</b></li> <li>• <b>Nutzung des Netzpuffers vorrangig vor anderen Flexibilitätsquelle</b></li> <li>• <b>Allenfalls zusätzliches Monitoring durch eine Regulierungsbehörde</b></li> </ul>
	<b>Speicher</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Teilweise bzw. vollständige Nutzung von Speichern durch MGV / Regionalnetzbetreiber zum untertägigen Ausgleich</b></li> </ul>
<b>Marktbasierte Beschaffung von Regelenergie</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Koordinierter Einsatz von zusätzlicher Regelenergie bei Bedarf</b></li> <li>• <b>Beschaffung soweit wie möglich am VAP Schweiz</b></li> <li>• <b>Absicherung durch</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Beschaffung durch Beschaffung am VAP im Ausland</b></li> <li>• <b>Aufbau einer spezifischen Regelenergie-Beschaffungsplattform</b></li> </ul> </li> </ul>

**Abbildung 6: Empfohlene Mechanismen zur Sicherstellung von ausreichender Flexibilität bei Tagesbilanzierung**



Der vorgeschlagene Ansatz zum Einsatz der verfügbaren Flexibilität und zur Beschaffung von zusätzlicher Regelenergie impliziert grundsätzlich nur begrenzte zusätzliche mess- und kommunikationstechnische Anforderungen. Die Anforderungen fokussieren sich im Wesentlichen auf den neu aufzusetzenden Marktgebietsverantwortlichen und beschränken sich dabei auf folgende Elemente:

- Standard-Schnittstellen für Handel und VAP Zugang (und eventuell Kapazitätsbeschaffung),
- Monitoring des verfügbaren Netzpuffers und der Speicherkapazitäten durch den MGV, in Abstimmung mit den Regionalnetzbetreibern,
- Messtechnische Erfassung des Verhaltens der vertikal integrierten Versorger im nicht geöffneten Markt, um „netzschädliches“ Verhalten identifizieren bzw. allenfalls pönalisieren zu können,
- Allenfalls Aufbau einer eigenen Regelenergie-Plattform.

## Offene Fragen

Insgesamt liefert diese Studie wesentliche Entscheidungsgrundlagen für die zukünftige Ausgestaltung des Schweizer Gasmarkts und zeigt zugleich Handlungsbedarf zur Entwicklung des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens auf. Dennoch sind einige Aspekte bisher unbeleuchtet geblieben oder konnten im Rahmen unserer Untersuchungen nicht ausreichend untersucht werden. Sie sollten jedoch einer tiefergehenden Analyse unterzogen werden, um die Weiterentwicklung des Schweizer Gasbilanzierungssystems voranzubringen und mit wertvollen Erkenntnissen zu unterstützen.

Konkret empfehlen wir, im Rahmen weitergehender Untersuchungen insbesondere die folgenden Themen näher zu untersuchen

- Ausgestaltung eines Preissystems zur Abrechnung von Ungleichgewichten bei der Gasbilanzierung (Ausgleichsenergie),
- Wirkung der Einbindung der Transitleitung auf die Versorgungssicherheit und die Gasbilanzierung in der Schweiz,
- Zubau von stromgeführten Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken und ihr Einfluss auf das Bilanzierungssystem,
- Wettbewerbliche Ausgestaltung eines Mechanismus zur Beschaffung von Regelenergie über eine spezifische Regelenergieplattform,
- Allenfalls notwendige separate Regelungen zur Bilanzierung der Lieferanten bzw. Kunden im nicht für den Wettbewerb geöffneten Marktsegment, um „netzschädliches“ Verhalten identifizieren bzw. allenfalls pönalisieren zu können,
- Untersuchung von Alternativen zum Umgang mit Gasnetzinseln Tessin und Kreuzlingen unter der Voraussetzung einer integrierten Bilanzzone in der Schweiz.

# RESUME DE L'ETUDE SUR DES QUESTIONS DE PRINCIPLE RELATIVES AU FUTUR MODELE D'EQUILIBRAGE DU GAZ EN SUISSE

## Contexte, objectif et étendue de l'étude

À l'heure actuelle, le marché gazier suisse n'est libéralisé que dans une faible mesure et n'est réglé d'un point de vue légal et réglementaire que dans les grandes lignes. Les réglementations concernant l'accès au réseau de gaz naturel sont actuellement fixées dans une convention d'accès au réseau pour le gaz naturel, conclue entre l'industrie gazière et les grands clients industriels. Cette convention de branche a été soumise à la Commission de la concurrence (COMCO) pour qu'elle en examine la compatibilité avec le droit des cartels. Dans son rapport final du 16 décembre 2013, la COMCO renvoie sur plusieurs points au principe central de la non-discrimination et parvient à la conclusion que la situation relative au droit des cartels doit être appréciée au cas par cas. Un certain risque de sanction persiste ainsi pour l'industrie gazière.

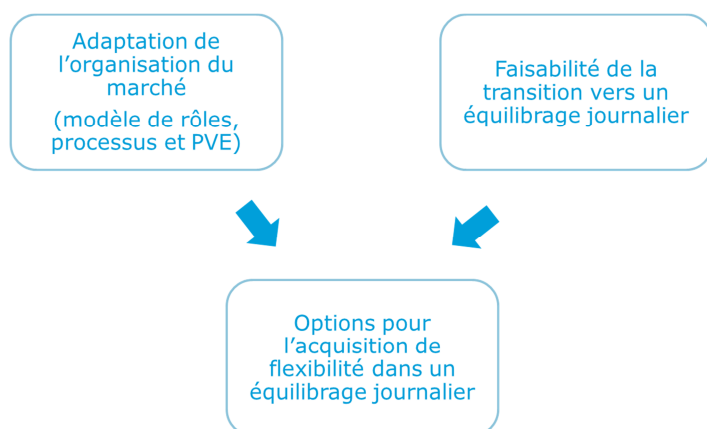
Il y a donc un intérêt à lever cette insécurité juridique en adaptant le cadre réglementaire. Dans ce contexte, l'OFEN mène plusieurs études de base qui doivent soutenir la prise de décision quant à la future conception du marché gazier suisse et montrer en même temps les mesures nécessaires au développement du cadre légal et réglementaire. Le monde politique ne s'est toutefois pas encore prononcé sur le degré d'ouverture du marché visé en Suisse dans le secteur gazier.

La présente étude analyse les options possibles en matière de structure d'équilibrage du gaz afin d'élaborer les bases de décision dans la perspective des adaptations nécessaires du cadre réglementaire. À l'heure actuelle, il existe en Suisse une structure hétérogène en ce qui concerne la systématique appliquée à l'équilibrage du gaz. Par conséquent, les grands consommateurs de gaz peuvent faire valoir leur droit à un accès autonome au réseau de gaz et choisir librement leur fournisseur. S'ils en font usage, il leur incombe d'équilibrer l'achat et la consommation de gaz, sur une base horaire actuellement. Ils doivent en permanence compenser les déséquilibres, ce à quoi ils sont incités par les tolérances et pénalités intrajournalières supplémentaires pour les écarts cumulés entre l'achat et la consommation de gaz. Pour les clients du segment de marché non concurrentiel, c'est l'entreprise d'approvisionnement locale intégrée qui assume cette responsabilité, sur une base horaire également. De plus, une conduite de transit traverse la Suisse du nord au sud et garantit une grande partie de l'approvisionnement du pays en gaz. Celle-ci n'est toutefois pas intégrée au système d'équilibrage du gaz, qui s'applique aux quantités consommées en Suisse.

Les analyses réalisées dans le cadre de cette étude se répartissent en trois thèmes (cf. figure 1) :

- D'abord, nous étudions le cadre organisationnel actuel de l'équilibrage du gaz et élaborons des options pour développer le modèle en vigueur. En outre, nous envisageons plusieurs possibilités pour la conception du point virtuel d'échanges de gaz (PVE), élément essentiel d'un marché du gaz libéralisé.
- Ensuite, l'étude analyse en détail la faisabilité d'un équilibrage journalier. Sur la base d'analyses quantitatives, elle comprend une appréciation de la flexibilité actuelle du système suisse d'approvisionnement en gaz et des estimations modélisées du besoin en flexibilité selon plusieurs scénarios.
- Enfin, nous examinons sous quelles conditions d'organisation et de marché il est possible d'utiliser au mieux la flexibilité disponible et de couvrir les besoins en énergie de réglage. Pour ce

faire, nous reprenons les connaissances en matière de besoins de flexibilité et les recommandations relatives au développement du modèle d'équilibrage du gaz.



**Figure 1 : Thèmes prioritaires et structure de l'étude**

Avec la conception du système entrée-sortie, le modèle d'équilibrage constitue l'élément central du modèle d'accès au réseau. En réalisant cette étude, nous avons tenu compte de l'étroite imbrication de l'équilibrage et du système entrée-sortie (objet d'une autre étude), avec le soutien d'un groupe d'accompagnement de projet au sein de l'OFEN.

## Développement du modèle d'équilibrage du gaz

Dans la première partie de l'étude, nous examinons le cadre organisationnel actuel de l'équilibrage du gaz et élaborons des options pour développer le modèle en vigueur de manière appropriée. Ces options ne dépendent en principe pas du système d'équilibrage (p. ex. équilibrage horaire ou journalier) appliqué en Suisse aujourd'hui ou à l'avenir. Nous considérons plusieurs variantes conceptuelles et les évaluons à l'aide d'une liste de critères structurée. Celle-ci comprend la garantie de la sécurité d'approvisionnement, les coûts et l'efficacité du système global, le soutien à la concurrence sur le marché, la compatibilité avec les prescriptions réglementaires à l'échelle européenne et dans les pays limitrophes ainsi que les conditions spécifiques du marché gazier suisse.

Notre étude recommande des modifications importantes du modèle et de la répartition des tâches et des responsabilités dans l'équilibrage du gaz. Celles-ci se recoupent en partie avec des idées qui prévalent déjà au sein de l'industrie gazière dans le cadre des travaux de développement de la convention d'accès au réseau entre l'industrie gazière et les grands consommateurs. En détail, il s'agit des recommandations suivantes (cf. figure 2) :

- Nous soutenons la proposition élaborée par l'industrie gazière de former une zone-bilan intégrée sous la houlette d'un responsable de zone de marché (RZM). À nos yeux, ce dernier devrait être le seul responsable de la gestion des nominations, de la gestion des groupes-bilan, de l'exploitation du point virtuel d'échanges de gaz (PVE) et du décompte de l'énergie d'équilibre. En revanche, nous déconseillons de procéder à une autre séparation organisationnelle entre tâches pertinentes sur le plan commercial et tâches techniques.

-

- À notre avis, l'acquisition et le recours à l'énergie de réglage incombent aussi au RZM – en accord avec les gestionnaires de réseau régionaux. Pour assurer l'égalité de traitement, par exemple, des prestataires d'énergie de réglage, l'indépendance du RZM devrait être garantie par les entreprises intégrées. À ce sujet, une répartition claire des tâches entre les gestionnaires de réseau régionaux et le RZM, des principes et règles clairs ainsi que, le cas échéant, d'autres prescriptions réglementaires, instruments de contrôle et mécanismes d'incitation pourraient se révéler utiles.
- De plus, nous recommandons la mise en œuvre intégrale du modèle du groupe-bilan dans la zone-bilan intégrée pour l'ensemble des catégories de clients et des fournisseurs. Au regard notamment du nombre important de petits fournisseurs d'énergie en Suisse et dans le souci d'encourager la concurrence, la constitution de sous-groupes-bilan devrait être autorisée.
- Si, au cours de l'ouverture du marché, le développement et l'application de profils de charge standards devaient être nécessaires à l'approvisionnement des petits clients, il nous semble approprié de confier la responsabilité de la mise sur pied d'une méthodologie correspondante aux gestionnaires de réseau de distribution (GRD). En l'espèce, nous recommandons l'application d'une méthodologie cohérente, qui devrait être néanmoins assez flexible pour tenir compte des spécificités et disparités locales. L'application de cette méthodologie à des fins de pronostic journalier pour les petits clients pourrait se faire aussi bien par les GRD que par une instance centralisée.
- Dans l'intérêt d'une utilisation optimale de la flexibilité disponible pour la gestion du réseau et le négoce, il semble opportun d'intégrer si possible la conduite de transit existante à la zone-bilan suisse. Compte tenu des risques pour la sécurité d'approvisionnement, nous recommandons une prise en compte progressive dans le but d'intégrer complètement la conduite de transit à la zone-bilan suisse à moyen terme. Les risques pourraient être tempérés en appliquant aux flux de transit un équilibrage horaire ou, le cas échéant, un équilibrage journalier avec des restrictions intrajournalières.

Option d'organisation		Variantes		
1	Grandeur de référence pour l'équilibrage.	Décompte sur la base des clients individuels	Décompte sur la base du fournisseur / du portefeuille	Décompte sur la base de groupes-bilans
2	Acquisition et mise en oeuvre de l'énergie de réglage	Décentral / par chaque gestionnaire de réseau de transport	Central par le RZM (par ex. netpool)	
3	Décompte de l'énergie d'équilibre	Décentral / par chaque gestionnaire de réseau de transport	Central par le RZM (par ex. netpool)	
4	Séparation des fonctions commerciales sensibles du domaine d'influence des gestionnaires de réseau de transport	Pas de séparation (gestionnaires de réseau de transport)	Central par le RZM (par ex. netpool)	Allocation à une nouvelle instance supplémentaire
5	Intégration de la conduite de transit dans la zone de marché Suisse	Intégration complète	Intégration partielle	Séparation complète
6	Responsabilité pour la prévision et l'allocation des profils de charge standards	Décentral (gestionnaires de réseau de distribution)	Central (gest. de réseau de transport / RZM)	
7	Gestion du PVE	Gestionnaires de réseau de transport	RZM (par ex. netpool)	Délégation à un tiers

**Figure 2 : Recommandations pour l'élaboration du modèle**

## Conception du point virtuel d'échanges de gaz

Un point virtuel d'échanges de gaz (PEV) est une composante essentielle d'un système entrée-sortie en ce que le gaz peut changer de propriétaire indépendamment d'un lieu d'exécution physique concret. Pour maintenir les coûts de mise en œuvre les plus faibles possible et favoriser ainsi une structure d'émoluments légère, la gestion devrait incomber au RZM.

Pour la structure d'émoluments, nous recommandons l'application d'une rémunération variable limitée pour la quantité négociée afin de favoriser le développement de la liquidité. Celle-ci est essentielle pour permettre aux expéditeurs de compenser les déséquilibres dans leur portefeuille au cours ou à l'issue d'une journée. Une offre suffisante sur le marché importe aussi au RZM pour l'acquisition d'énergie de réglage. Les coûts de gestion du PVE qui ne peuvent pas être couverts par la rémunération variable pour le négoce et les activités de négoce des participants du PVE devraient être socialisés. La structure et le montant des émoluments du PVE devraient être soumis au contrôle d'une autorité de régulation ou à son approbation.

Afin de promouvoir la concurrence et de la liquidité, les conditions d'accès devraient explicitement permettre l'accès aux négociants virtuels et ne pas uniquement le garantir par le biais des sous-groupes-bilan. En fonction du montant des garanties à apporter, il faudrait uniquement exiger des garanties financières réduites de la part des négociants virtuels<sup>2</sup>. Dans l'ensemble, les conditions d'accès devraient être réduites au strict minimum pour tous les participants, par exemple par la mise en commun des garanties financières qui doivent être déposées pour l'accès au PVE et le décompte de l'énergie de compensation auprès du RZM.

<b>Gestionnaire</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Gestion par le RZM</li></ul>
<b>Condition préalable formelle pour une autorisation</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Négociants virtuels autorisés, éventuellement sous des conditions préalables simplifiées et avec des garanties financières réduites</li></ul>
<b>Modèle pour les émoluments</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Faibles émoluments variables (→ favorise la liquidité)</li><li>• Socialisation des coûts non couverts par les émoluments du PVE</li></ul>
<b>Régulation et allocation des coûts</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Régulation générale / Surveillance des abus (allocation des coûts!)</li><li>• Pas de régulation détaillée des produits</li></ul>

La figure 3 résume nos recommandations en la matière.

## Flexibilité disponible à court terme dans le réseau gazier suisse actuel

La disponibilité d'une flexibilité suffisante pour compenser à court terme les écarts entre les soutirages et les injections dans le réseau de gaz constitue une condition essentielle pour un système d'équilibrage fonctionnel. Nos analyses quantitatives révèlent qu'en dépit de l'absence de grands sites de stockage souterrains, le réseau gazier suisse dispose d'une flexibilité importante qui peut servir à compenser les variations de consommation intrajournalières. Cette flexibilité se compose plus ou moins à parts égales du stock en conduite dans le réseau à haute pression des gestionnaires de réseau régionaux, d'une part,

<sup>2</sup> Les négociants virtuels ne disposent pas de réservations de capacité aux points de soutirage et d'injection et ne se portent pas distributeurs ou fournisseurs, mais uniquement acheteurs ou vendeurs de gaz se trouvant déjà dans la zone de marché suisse.



et des sites de stockage journalier décentralisés dans les différents domaines du réseau de même que du site de stockage en cavité à Etrez (France), d'autre part. Le stock en conduite dans la conduite de transit ainsi que, le cas échéant, l'interruptibilité/le passage au mazout de clients bicom bustibles sont des sources de flexibilité supplémentaires.

**Tableau 2 : Vue d'ensemble de la flexibilité à court terme en Suisse, composée du stock en conduite et des sites de stockage de gaz, par région**

Domaine de réseau/ gestionnaire de réseau régional	Flexibilité						Consommation de gaz <sup>a)</sup>	
	Stock en conduite	Sites de stockage	Somme	Part de la demande journalière			Total	Demande moyenne (hiver)
	GWh	GWh/jour	GWh/jour	Stock en conduite	Sites de stockage	Flexibilité globale	GWh	GWh/jour
Erdgas Ostschweiz	10,2 <sup>d)</sup>	12,9	23,1	16%	20%	36%	10598	63,6
Gasverbund Mittelland	9,6 <sup>d)</sup>	8,9	18,5	16%	15%	32%	9783	58,7
Gaznat <sup>b), c)</sup>	7,7 <sup>d)</sup>	8,8	16,5	17%	20%	37%	7476	44,9
Erdgas Zentralschweiz	0,7	0,6	1,3	6%	5%	11%	2030	12,2
Erdgasversorgung Bündner Rheintal	0,3	-	0,3	10%	-	10%	487	2,9
Aziende Industriali di Lugano	0,2	0,8	1,0	3%	12%	15%	1090	6,5
<b>Somme</b>	<b>28,7</b>	<b>32,0</b>	<b>60,7</b>	<b>15%</b>	<b>17%</b>	<b>32%</b>	<b>31.651</b>	<b>190</b>

Remarques : a) quantités consommées imputées approximativement aux gestionnaires de réseau par l'entremise des cantons ; b) quantités d'Unigaz contenues dans d'autres flux ; c) Etrez : répartition de la capacité de stockage à parts égales entre le stock en conduite et le site de stockage, sur la base d'une capacité de stockage de 9 GWh/jour ; d) y c. part du stock en conduite dans les conduites de Swissgas.

## Faisabilité technique de l'équilibrage journalier

Nos analyses suggèrent que le besoin en flexibilité se limite à env. 20 à 25 GWh/jour dans le cas d'un équilibrage journalier. Ceci est également le cas dans des conditions extrêmes (graves erreurs de prévisions et hiver très froid). L'application d'un équilibrage purement journalier sans restrictions intrajournalières semble ainsi possible pour l'ensemble des consommateurs actuels, en lieu et place de l'équilibrage horaire en vigueur jusqu'ici.

En vertu de la flexibilité intrajournalière importante à l'aune du stock en conduite des réseaux régionaux et des sites de stockage décentralisés, les gestionnaires de réseau peuvent renoncer le cas échéant, en cas d'équilibrage purement journalier, à utiliser des produits gaziers intrajournaliers spécifiques. En lieu et place, il serait même possible, d'après nos analyses, de garantir la compensation entre la consommation prévue et la consommation effective dans un système d'équilibrage journalier, uniquement par l'achat et la vente de produits « rest of day ».

Selon nos analyses quantitatives, la faisabilité technique de l'équilibrage journalier serait ainsi assurée (cf. figure 4). Même s'il n'est pas possible de répondre de manière définitive à la question de possibles

restrictions locales, les déclarations de l'industrie gazière et nos propres analyses laissent penser qu'il n'y aurait pas lieu de s'attendre à des problèmes concernant la faisabilité technique.

Pour les consommateurs de gaz, l'équilibrage journalier s'accompagnerait de simplifications et de risques moindres dans de nombreux cas. Nous estimons que les conséquences pour les fournisseurs de gaz sont aussi positives, car la concurrence est facilitée s'ils sont déchargés des risques de fluctuation intrajournalière liés à la consommation de leurs clients. Ces derniers peuvent à leur tour en profiter. Nous proposons néanmoins d'approfondir cette question dans le cadre d'éventuelles futures études sur la conception possible d'une systématique de prix pour l'énergie d'équilibre. Enfin, le passage à un équilibrage purement journalier serait aussi compatible avec les prescriptions dans l'UE.

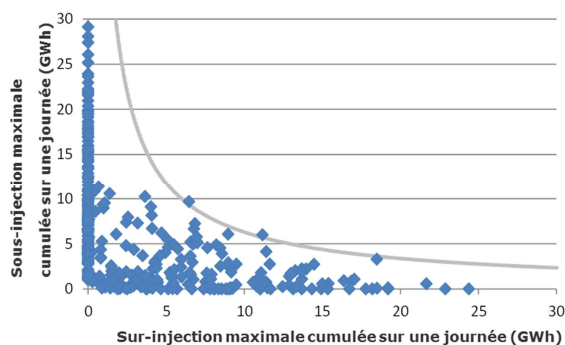
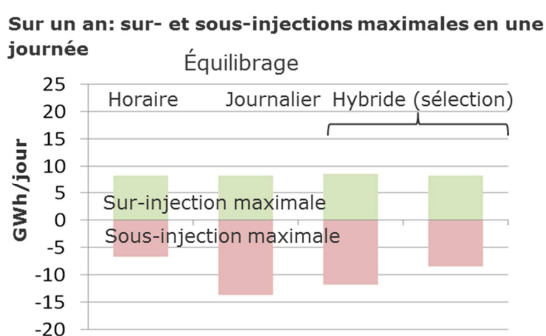
Dans l'ensemble, nous recommandons un passage (progressif) à l'équilibrage journalier. Par analogie à l'évolution dans d'autres pays européens et conformément aux exigences européennes, l'objectif à long terme devrait être de transférer tous les clients dans le système d'équilibrage journalier et, dans la mesure du possible, de renoncer aux restrictions, tolérances et pénalités intrajournalières.

L'intégration de la conduite et des flux de transit n'a pas fait l'objet d'une analyse quantitative. Les flux de transit représentent une éventuelle source de flexibilité supplémentaire qui élargirait les possibilités de compenser à court terme les variations et les déséquilibres entre achat et consommation, ou entre consommation prévue et consommation effective. Néanmoins, il peut aussi en résulter des risques supplémentaires pour l'équilibrage physique en Suisse. Par analogie, nous signalons que l'applicabilité de l'équilibrage journalier est limitée au regard de la possible construction de plusieurs centrales au gaz (production d'électricité) en vertu des Perspectives énergétiques 2050.

Dans ce contexte, nous recommandons d'analyser des approches spécifiques pour traiter ces deux catégories de clients dans le cadre d'études approfondies.

*Sous-injection et sur-injection maximales pendant un jour, sur une année*

*Sous-injection et sur-injection journalières maximales en cas de mauvaise qualité des prévisions et dans l'hypothèse d'un hiver froid*



**Figure 4 : Besoin en flexibilité dans différents systèmes d'équilibrage**

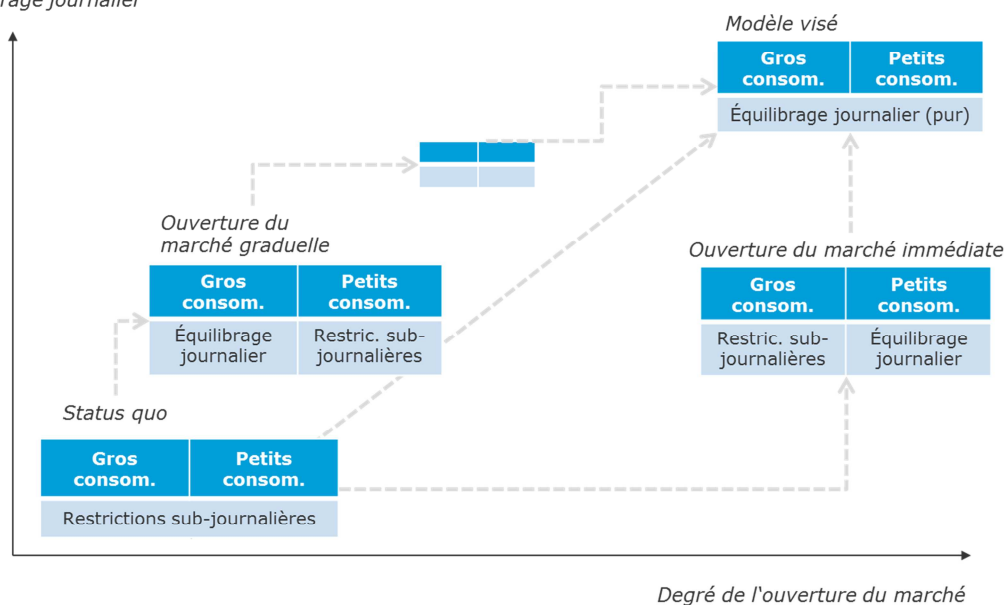
## Voies possibles pour la mise en œuvre de l'équilibrage journalier

Au regard des incertitudes concernant le futur cadre réglementaire et du manque d'expériences en matière d'équilibrage sur un marché gazier libéralisé en Suisse, nous recommandons d'introduire l'équilibrage journalier par étapes pour différentes catégories de clients. Selon que la solution adoptée

porte sur une ouverture progressive ou immédiate du marché, la mise en œuvre de l'équilibrage journalier devrait différer en fonction de la catégorie de clients (cf. figure 5) :

- Pour le cas d'une ouverture progressive du marché, nous recommandons d'élargir l'équilibrage journalier aux expéditeurs qui ont le droit à un accès libre au marché. À l'inverse, la fourniture des petits clients resterait initialement sous le régime de l'équilibrage horaire. À partir de la situation actuelle, l'équilibrage journalier porterait ainsi uniquement sur les grands consommateurs et serait progressivement élargi à un cercle d'entreprises plus important. Les restrictions et pénalités intrajournalières disparaîtraient pour les clients sous le régime de l'équilibrage journalier. Ce scénario va donc plus loin que la proposition élaborée par l'industrie gazière (MACH 2 Gaz). Celle-ci prévoit de maintenir les pénalités intrajournalières, même dans le cadre de l'équilibrage journalier.
- Dans le cas d'une ouverture complète du marché, nous recommandons en revanche l'introduction immédiate d'un équilibrage purement journalier pour les petits clients. Pour les grands clients, des restrictions intrajournalières pourraient être maintenues initialement, même s'il faudrait les supprimer progressivement. Les retours d'expériences, notamment d'Allemagne, montrent que la concurrence pour attirer les petits consommateurs peut être fortement stimulée par l'équilibrage journalier. Cela réduirait le besoin en structuration intrajournalière pour l'approvisionnement des petits clients et, ainsi, les différences entre les nouveaux fournisseurs et les fournisseurs existants ou les entreprises intégrées disposant de leurs propres sources de flexibilité.


Degré de mise en oeuvre de l'équilibrage journalier



**Figure 5 : Passage progressif à un équilibrage purement journalier**

### Options pour garantir une flexibilité suffisante en cas d'équilibrage journalier

Le passage à l'équilibrage journalier est assorti de quelques conditions ou de quelques restrictions. Pour qu'il soit possible de réaliser un équilibrage purement journalier sans restrictions intrajournalières pour le plus de clients possible, il est indispensable que les gestionnaires de réseau disposent de la flexibilité existante à partir du stock en conduite dans les réseaux régionaux et, en partie également, des sites de stockage décentralisés. Cela nécessite le recours coordonné à la flexibilité disponible à différents niveaux



à partir du stock en conduite et, le cas échéant, des sites de stockage décentralisés. L'utilisation de quantités de gaz supplémentaires, qualifiées aussi d'énergie de réglage externe, s'impose en outre pour compenser les déséquilibres en fin de journée. Ces quantités doivent être acquises par les gestionnaires de réseau.

Pour ce qui est de la question de l'organisation possible de l'utilisation et de l'acquisition de la flexibilité, nous parvenons aux conclusions suivantes :

- Pour que l'équilibrage journalier soit un succès, il est indispensable de coordonner efficacement l'utilisation du stock en conduite disponible. La part du stock en conduite correspondant à la part de la consommation annuelle (moyenne) des clients dans l'équilibrage journalier doit au moins servir en premier lieu au but de la structuration intrajournalière dans l'équilibrage journalier. Dans la mesure où cela est possible et judicieux, il vaudrait mieux utiliser le stock en conduite plutôt que recourir à l'énergie de réglage externe. Par analogie à d'autres pays ayant plusieurs gestionnaires de réseau de transport, à l'instar de l'Allemagne et de l'Autriche, nous recommandons de charger le futur RZM de coordonner l'utilisation du stock en conduite disponible, en accord avec les gestionnaires de réseau régionaux.
- Par ailleurs, il faudrait envisager de rendre également accessibles au réseau ou au RZM les sites de stockage décentralisés et, le cas échéant, une partie de la capacité de stockage disponible à Etrez, ceci de manière proportionnelle. Les sites de stockage pourraient être affectés au réseau ou, de façon alternative, rester la propriété des entreprises locales. Dans le second cas, une utilisation par le RZM ou les gestionnaires de réseau régionaux, par exemple, serait imaginable sur un modèle de location ou de bail des infrastructures. La rémunération pour l'utilisation des sites de stockage pourrait se faire aux coûts régulés ou aux coûts d'opportunité.
- L'utilisation conforme aux dispositions du stock en conduite et, le cas échéant, des sites de stockage décentralisés peut être surveillée grâce à un suivi supplémentaire par une autorité de régulation. Il en va de même pour les coûts qui se présentent dans ce cadre. Les coûts devraient être socialisés à travers les rémunérations générales pour l'utilisation du réseau.

Même en cas d'utilisation optimale du stock en conduite, il faut s'attendre à un besoin supplémentaire considérable en énergie de réglage externe, notamment du fait de la nécessité de compenser les déséquilibres restants à la fin de chaque journée. Nos estimations laissent supposer que les coûts liés à l'utilisation d'énergie de réglage externe peuvent s'élever jusqu'à 44 millions de francs par an pour l'équilibrage journalier. Il ne s'agit néanmoins pas de coûts supplémentaires, mais de coûts qui apparaissent dans le système actuel d'équilibrage horaire, sans doute dans un ordre de grandeur similaire, mais ne ressortent pas de la structure tarifaire en vigueur. Une autre estimation montre que dans la variante de l'équilibrage horaire, les seuls coûts liés à l'utilisation d'énergie de réglage externe par les gestionnaires de réseau sont du même ordre, allant jusqu'à 25 millions de francs par an. À cela s'ajoutent les coûts des fournisseurs pour la structuration intrajournalière et la compensation autonome de leurs déséquilibres. Ces coûts devraient probablement se situer au moins dans le même ordre de grandeur.

Au regard de ces coûts non négligeables, l'énergie de réglage devrait être acquise et utilisée de la manière la plus efficace possible. Ainsi, la coordination entre les gestionnaires de réseau régionaux et le RZM devrait être étendue à l'utilisation prévue d'énergie de réglage externe. En outre, plusieurs options sont imaginables pour l'acquisition de cette énergie, p. ex. :

- l'acquisition au PVE Suisse,
- l'exploitation d'une plate-forme spécifique pour l'énergie de réglage

- l'acquisition d'énergie de réglage dans une zone de marché étrangère.

Néanmoins, chacune de ces approches s'accompagne d'avantages et de désavantages spécifiques dans le cas de la Suisse. Un instrument seul ne satisfait donc pas à tous les critères. Étant donné qu'il n'y a pas jusqu'ici de marché de gros liquide et fonctionnel en Suisse et qu'il en résulte des risques quant aux coûts d'acquisition et à la couverture des besoins, nous proposons une approche par étapes (cf. figure 6) :

- En premier lieu, le RZM devrait être tenu de se procurer l'énergie de réglage au PVE Suisse dans la mesure du possible. Cela permet de signaler le besoin et d'inciter au négoce, de sorte à encourager le développement de liquidité. Cette solution devrait être soutenue par une structure d'émoluments appropriée pour l'utilisation du PVE et des conditions d'accès simplifiées.
- En second lieu, l'introduction d'une plate-forme d'énergie de réglage spécifique en Suisse devrait être envisagée pour une période de transition. L'énergie de réglage et d'autres produits, si nécessaire, pourraient être acquis ou annoncés sur cette plate-forme pour garantir une disponibilité suffisante d'énergie de réglage (p. ex. sous forme d'options de flexibilité). Il faudrait toutefois tenir compte d'éventuels risques liés aux prix et aux quantités sur un petit marché non liquide jusqu'ici.
- Enfin, nous proposons pour cette raison de permettre, si nécessaire, une acquisition directe d'énergie de réglage à un PVE étranger disposant d'une liquidité suffisante. Cela garantirait que l'énergie de réglage externe puisse être acquise en tout temps et dans une mesure suffisante au besoin, ce qui servirait de garantie en l'absence d'offres de flexibilité en Suisse. Cette alternative devrait toutefois prendre fin avec la hausse de la liquidité au PVE et/ou des offres suffisantes sur une plate-forme d'acquisition spécifique.

Options de flexibilité relatives à l'infrastructure	Stock en conduite	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coordination du recours au stock en conduite disponible sous la conduite du RZM avec les gestionnaires de réseau régionaux</li> <li>• Utilisation du stock en conduite en majorité pour l'équilibre sub-journalier dans le cadre de l'équilibrage journalier</li> <li>• Utilisation du stock en conduite prioritaire par rapport aux autres sources de flexibilité</li> <li>• Eventuellement, monitoring supplémentaire par une autorité de régulation</li> </ul>
	Stockage	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilisation partielle ou complète des sites de stockage par le RZM / les gestionnaires de réseau régionaux pour l'équilibre sub-journalier</li> </ul>
Acquisition d'énergie de réglage basée sur le marché		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mise en oeuvre coordonnée d'énergie de réglage additionnelle si besoin</li> <li>• Acquisition de l'énergie de réglage dans la mesure du possible au PVE Suisse.</li> <li>• Protection au moyen de: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Acquisition à un PVE à l'étranger</li> <li>• Introduction d'une plate-forme d'énergie de réglage spécifique</li> </ul> </li> </ul>

**Figure 6 : Mécanismes recommandés pour garantir une flexibilité suffisante en cas d'équilibrage journalier**

L'approche proposée visant le recours à la flexibilité disponible et l'acquisition d'énergie de réglage supplémentaire n'implique en principe que des exigences supplémentaires limitées en matière de technique de mesure et de communication. Les exigences se concentrent pour l'essentiel sur le nouveau responsable de zone de marché et se limitent aux éléments suivants :

- des interfaces standard pour le négoce et l'accès au PVE (et éventuellement pour l'acquisition de capacités),

- le suivi du stock en conduite disponible et des capacités des sites de stockage par le RZM, en accord avec les gestionnaires de réseau régionaux,
- la mesure du comportement des fournisseurs verticalement intégrés actifs sur le marché non ouvert afin de pouvoir identifier les comportements « préjudiciables au réseau » et, si nécessaire, les pénaliser,
- le cas échéant, la création d'une plate-forme destinée à l'énergie de réglage.

## Questions ouvertes

Dans l'ensemble, cette étude fournit des bases de décision essentielles pour la conception future du marché gazier suisse et révèle en même temps les mesures nécessaires pour élaborer le cadre légal et réglementaire. Pourtant, certains aspects n'ont pas été éclaircis jusqu'ici ou n'ont pas pu être suffisamment examinés dans le cadre de nos analyses. Ils devraient néanmoins faire l'objet d'une analyse approfondie pour faire avancer le développement du système d'équilibrage du gaz en Suisse et le soutenir par de précieuses connaissances.

Concrètement, nous recommandons d'examiner plus en détail les thèmes suivants dans le cadre de prochaines études :

- la conception d'un système de prix pour le décompte des déséquilibres dans le cadre de l'équilibrage du gaz (énergie d'équilibre),
- l'effet de l'intégration de la conduite de transit sur la sécurité d'approvisionnement et l'équilibrage du gaz en Suisse,
- construction de centrales à cycle combiné (gaz et vapeur) productrices d'électricité et leur influence sur le système d'équilibrage,
- la structure compétitive d'un mécanisme d'acquisition d'énergie de réglage par le biais d'une plate-forme spécifique d'énergie de réglage,
- les réglementations séparées éventuellement nécessaires en matière d'équilibrage des fournisseurs ou des clients sur le segment de marché non ouvert à la concurrence afin de pouvoir identifier les comportements « préjudiciables au réseau » et, le cas échéant, les pénaliser,
- l'étude d'alternatives pour traiter du cas des réseaux de gaz isolés (Tessin et Kreuzlingen), sous réserve d'une zone-bilan intégrée en Suisse.

## Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG .....	III
RESUME DE L'ETUDE SUR DES QUESTIONS DE PRINCIPE RELATIVES AU FUTUR MODELE D'EQUILIBRAGE DU GAZ EN SUISSE .....	XIII
1 EINLEITUNG.....	1
1.1 Hintergrund und Ziele der Studie	1
1.2 Übersicht zur Methodik	3
1.3 Thematischer Hintergrund und Überblick zu regulatorischen Vorgaben auf europäischer Ebene	5
2 PROZESSE UND ROLLEN IM BILANZIERUNGSSYSTEM .....	8
2.1 Einleitung	8
2.2 Notwendige Dienstleistungen, Rollen und Prozesse bei der Gasbilanzierung	8
2.2.1 Kernprozesse der Gasbilanzierung	8
2.2.2 Exkurs: Systemdienstleistungen im Gasmarkt	10
2.3 Regulatorische Vorgaben auf europäischer Ebene	12
2.4 Rollenmodell in anderen europäischen Ländern	15
2.4.1 Rollenmodell in Frankreich, Italien und Slowenien	15
2.4.2 Rollenmodell in Deutschland	17
2.4.3 Rollenmodell in Österreich	19
2.5 Organisation und Rollenverteilung in der Schweiz	23
2.5.1 Status Quo in der Schweiz	23
2.5.2 Vorschlag zur Weiterentwicklung des Gasmarkt- und Bilanzierungsmodells	25
2.6 Gestaltungsoptionen für die Schweiz	28
2.6.1 Bezugsgrösse für die Bilanzierung	29
2.6.2 Verantwortung für die Bilanzierung des Gesamtsystems	32
2.6.3 Mögliche Trennung kommerziell sensibler Funktionen vom Einflussbereich der (über- )regionalen Netzbetreiber	38
2.6.4 Behandlung von Transitmengen bzw. der Transitleitung	40
2.6.5 Verantwortung für Prognose und die Mengenallokation von nicht täglich gemessenen Kunden	43
2.6.6 Betrieb des VAP	46
2.7 Empfehlungen zum zukünftigen Rollenmodell bei der Gasbilanzierung	48
3 ORGANISATION DES VIRTUELLEN AUSTAUSCHPUNKTS (VAP).....	51
3.1 Funktion eines virtuellen Austauschpunkts	51
3.2 Regulatorische Vorgaben auf europäischer Ebene	54
3.3 Diskussion relevanter Ausgestaltungsmöglichkeiten	54
3.3.1 Zugangsmöglichkeiten und vertragliche Voraussetzungen	56
3.3.2 Produktstruktur	57
3.3.3 Gebührenmodell	59
3.3.4 Kostenausweisung und -allokation	63
3.4 Empfehlungen zur Ausgestaltung eines virtuellen Austauschpunkts in der Schweiz	64
4 FLEXIBILITÄT UND REGELENERGIEBEDARF IM SCHWEIZERISCHEN GASVERSORGUNGSSYSTEM.....	66
4.1 Einleitung	66
4.2 Regulatorische Vorgaben auf europäischer Ebene	66
4.3 Status quo in der Schweiz	67
4.3.1 Bilanzierungssystem	67
4.3.2 Flexibilität des schweizerischen Gasversorgungssystems	69

4.4	Abschätzung der Machbarkeit der Tagesbilanzierung und des Bedarfs an Flexibilität und Regelenergie	77
4.4.1	Methodik und Datengrundlagen	78
4.4.2	Bedarf an Flexibilität in der Tagesbilanzierung	85
4.4.3	Bedarf an externer Regelenergie	95
4.5	Quantitative Abschätzung der Auswirkungen der Tagesbilanzierung für industrielle Grossverbraucher	101
4.5.1	Methodik und Datengrundlagen	102
4.5.2	Ergebnisse	103
4.6	Multikriterielle Bewertung der Tagesbilanzierung	105
4.7	Mögliche Entwicklungspfade für die Umsetzung der Tagesbilanzierung	108
4.8	Zusammenfassung und Empfehlungen für die mögliche Ausgestaltung des zukünftigen Bilanzierungssystems	111
5	ORGANISATION UND WETTBEWERBLICHE AUSGESTALTUNG DER BESCHAFFUNG VON REGELENERGIE .....	112
5.1	Einführung und Hintergrund	112
5.1.1	Regulatorische Vorgaben auf europäischer Ebene	113
5.1.2	Übersicht zu Regelenergieprodukten	115
5.1.3	Mögliche Produkte und Quellen in der Schweiz	118
5.2	Regelungen zum Einsatz von Netzpuffer	119
5.3	Beschaffung von externer Regelenergie	120
5.3.1	Übersicht zu den wesentlichen Beschaffungsoptionen	121
5.3.2	Abschätzung der Kosten von externer Regelenergie	121
5.3.3	Organisatorische Ausgestaltung der Beschaffungsalternativen	126
5.3.4	Empfehlungen	130
5.4	Notwendige Infrastruktur und Schnittstellen zum Einsatz von Regelenergie	131
	LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS .....	134



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Themenschwerpunkte und Struktur der Studie .....	iv
Abbildung 2: Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Rollenmodells .....	v
Abbildung 3: Empfehlungen zur Ausgestaltung des zukünftigen VAP.....	vi
Abbildung 4: Flexibilitätsbedarf in verschiedenen Bilanzierungssystemen .....	viii
Abbildung 5: Schrittweiser Übergang zur reinen Tagesbilanzierung .....	ix
Abbildung 6: Empfohlene Mechanismen zur Sicherstellung von ausreichender Flexibilität bei Tagesbilanzierung .....	xi
Abbildung 7: Themenschwerpunkte und Strukturierung der Studie.....	2
Abbildung 8: Illustrative Darstellung der Kernprozesse bei der Bilanzierung .....	9
Abbildung 9: Markttrollenmodell in Deutschland.....	18
Abbildung 10: Markttrollenmodell in Österreich.....	20
Abbildung 11: Zonale Struktur der Gasversorgung in der Schweiz.....	24
Abbildung 12: Rollen und Vertragsbeziehungen im liberalisierten Segment im schweizerischen Gasmarkt .....	25
Abbildung 13: Wesentliche Elemente des neuen Marktmodells.....	27
Abbildung 14: Illustration der Abhängigkeit der Transaktions- und IT-Kosten von der Anzahl der zur Ausgleichsenergie verpflichteten Marktteilnehmer .....	30
Abbildung 15: Darstellung des Prozesses und der beteiligten Akteure bei Standardlastprofilen.....	44
Abbildung 16: Abwicklung von Nominierungen .....	47
Abbildung 17: Zentrale Rolle des VAP im Entry-Exit System (schematische Darstellung).....	52
Abbildung 18: Überblick VAPs in Europa .....	55
Abbildung 19: Modell der Tagesbilanzierung mit untertägigen Anreizen nach MACH 2 Gas.....	69
Abbildung 20: Leistungsbedarf der Erdgaskunden der gesamten Schweiz, aufgeteilt nach nicht unterbrechbaren Kunden und (potenziell umschaltbaren) Zweistoffkunden, ermittelt aus der Summe regionaler Werte.....	74
Abbildung 21: Vergleich der gesamten Speicherkapazität in ausgewählten Ländern.....	77
Abbildung 22: Vergleich der kurzfristigen Speicherleistung in ausgewählten Ländern.....	77
Abbildung 23: Schematische Darstellung der Berechnung der notwendigen Flexibilität bei Stunden- und Tagesbilanzierung .....	81
Abbildung 24: Ansatz zur Abschätzung des Bedarfs an Flexibilität .....	84
Abbildung 25: Pro Kopf Verbrauch an Gas für die Schweiz nach Verbrauchergruppen .....	85
Abbildung 26: Verhältnis täglicher Swing zu Tagesverbrauch.....	86
Abbildung 27: Illustration des Strukturierungsbedarfs bei Tagesbilanzierung .....	87
Abbildung 28: Illustration der summarischen Differenz zwischen Bandeinspeisung und Profilausspeisung bei Tagesbilanzierung.....	88
Abbildung 29: Illustration des beidseitigen Regelenergiebedarfs innerhalb eines Tages bei Tagesbilanzierung .....	89
Abbildung 30: Maximale Unter- bzw. Überspeisung während eines Tages über 1 Jahr.....	90
Abbildung 31: Dauerkurve der maximalen täglichen kumulierten Unter- und Überspeisung über ein Jahr (Stündlicher Fehler entsprechend urspr. Daten: 100%) .....	90
Abbildung 32: Dauerkurve der täglichen maximalen kumulierten Unter- und Überspeisung über ein Jahr .....	91
Abbildung 33: Maximale kumulierte Unter- und Überspeisung (links) und untertägiger Swing (rechts) in der Tagesbilanzierung für alle Tage des Jahres 2014 (einfacher Prognosefehler) .....	92
Abbildung 34: Maximale kumulierte Unter- und Überspeisung in der Tagesbilanzierung für alle Tage in einem kalten Jahr .....	93
Abbildung 35: Dauerkurve des Bedarfs an externer Regelenergie in der Tagesbilanzierung .....	96
Abbildung 36: Dauerkurve des Bedarfs an externer Regelenergie in der Tagesbilanzierung im Referenzjahr für verschiedene Grössen des Netzpuffers. ....	97
Abbildung 37: Dauerkurve des Bedarfs an externer Regelenergie in der Tagesbilanzierung in einem Referenzjahr und in einem pessimistischen Szenario. ....	97
Abbildung 38: Gesamtbedarf an Regelenergie im Referenzjahr bei verschiedenem Netzpuffer .....	98
Abbildung 39: Gesamtbedarf an externer Regelenergie (Summe aus dem Bedarf während und am Ende des Tages) im Jahr.....	99
Abbildung 40: Stand des Netzpuffers mit zwischenzeitlichem einmaligem (links) und mehrmaligen (rechts) Ausgleich durch Rest-of-Day Produkt (Annahme: kalter Winter, 300% Prognosefehler) .....	100
Abbildung 41: Lastprofile über 1 Woche für zwei verschiedene Industriekunden.....	103
Abbildung 42: Ausgleichsenergiemengen (gerundet) für verschiedene Industrieprofile unterschieden nach Bilanzierungssystem.....	104

Abbildung 43: Mögliche Entwicklungspfade für die Implementierung der Tagesbilanzierung je nach Grad der Marktöffnung .....	109
Abbildung 44: Übersicht zu Produkten und Beschaffungskanälen für die Bilanzierung durch FNB nach dem ENTSO-G Network Code on Balancing (Gas) .....	114
Abbildung 45: Auszug aus dem Zielmodell für die standardisierte Beschaffung von Regelenergie in den Marktgebieten GASPOOL und NCG .....	117
Abbildung 46: Differenz zwischen Kosten des positiven (links) und negativen (rechts) Regelenergieabrufs und dem Marktpreis in Deutschland .....	123

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der kurzfristigen Flexibilität in der Schweiz aus Netzpuffer und Gasspeichern in regionaler Auflösung .....	vii
Tableau 2 : Vue d'ensemble de la flexibilité à court terme en Suisse, composée du stock en conduite et des sites de stockage de gaz, par région.....	xvii
Tabelle 3: Kriterien zur Bewertung verschiedener Gestaltungsvarianten.....	4
Tabelle 4: Übersicht zu üblichen Systemdienstleistungen im Stromsektor .....	11
Tabelle 5: Rollenmodell nach NC BAL .....	12
Tabelle 6: Informationskonzept nach NC BAL .....	14
Tabelle 7: Rollenmodell in Frankreich .....	16
Tabelle 8: Rollenmodell in Italien .....	16
Tabelle 9: Rollenmodell in Slowenien.....	17
Tabelle 10: Rollenmodell in Deutschland .....	19
Tabelle 11: Rollenmodell in Österreich.....	21
Tabelle 12: Übersicht Bewertung von grundsätzlichen Bezugsgrößen für die Bilanzierung .....	32
Tabelle 13: Übersicht zur Bewertung von Ansätzen für Beschaffung und Einsatz von Regelenergie.....	35
Tabelle 14: Übersicht zur Bewertung von Ansätzen für die Abrechnung von Ausgleichsenergie .....	37
Tabelle 15: Bewertung der möglichen Trennung kommerziell sensibler Funktionen vom Einflussbereich der Fernleitungsnetzbetreiber.....	40
Tabelle 16: Bewertung der Trennung oder Integration von Transitmengen .....	43
Tabelle 17: Bewertung der Allokation der Verantwortung für Prognose und Allokation SLP-Profilen auf verschiedene Markttrollen .....	46
Tabelle 18: Bewertung verschiedener Ansätze für den Betrieb des VAP.....	48
Tabelle 19: Beispiel zum Datenaustausch für Handelsnotifizierungen* am VAP (gemäss Marktmodell in Österreich).....	53
Tabelle 20: Möglichkeiten und vertragliche Voraussetzungen für den Zugang zum VAP in Deutschland, Frankreich und Österreich.....	56
Tabelle 21: Finanzielle Sicherheiten für Zugang zum VAP in Deutschland, Frankreich und Österreich.....	57
Tabelle 22: Übersicht zu Merkmalen von VAP-Gebührenmodellen.....	60
Tabelle 23: Gebührenmodell für Nutzung des VAP in Deutschland, Frankreich und Österreich.....	61
Tabelle 24: Abschätzung der spezifischen Kosten eines VAP in der Schweiz.....	63
Tabelle 25: Annahmen zur Bestimmung des Netzpuffers in Regionalnetzen .....	70
Tabelle 26: Übersicht zu Gasspeichern in der Schweiz .....	72
Tabelle 27: Zusammenfassung der nutzbaren Flexibilität je Region / Netzbetreiber .....	75
Tabelle 28: Übersicht über untersuchte Bilanzierungssysteme .....	83
Tabelle 29: Flexibilitätsbedarf eines Gaskraftwerks .....	94
Tabelle 30: Übersicht zu Flexibilitätsbedarf bei Tagesbilanzierung .....	95
Tabelle 31: Übersicht zu externem Regelenergiebedarf bei Tagesbilanzierung .....	101
Tabelle 32: Abschliessender Vergleich von Tagesbilanzierung zu Stundenbilanzierung .....	108
Tabelle 33: Übersicht zu Flexibilitätsquellen und ihren Eigenschaften.....	118
Tabelle 34: Preisannahmen für Kapazitätsprodukte für den Import von Regelenergie .....	124
Tabelle 35: Abschätzung von Kosten zur Beschaffung externer Regelenergie in der Schweiz .....	125
Tabelle 36: Bewertung der Beschaffung von Regelenergie über den VAP Schweiz.....	128
Tabelle 37: Bewertung der Beschaffung von Regelenergie über eine spezifische Regelenergieplattform in der Schweiz .....	129
Tabelle 38: Bewertung der Beschaffung von Regelenergie über einen/mehrere VAP(s) im Ausland.....	130
Tabelle 39: Beispiel zum Datenaustausch zwischen Marktparteien zum Einsatz von Regelenergie.....	133



## Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AE	Ausgleichsenergie
BFE	Bundesamt für Energie
BG/ BK	Bilanzgruppe/ Bilanzkreis
BKO	Bilanzgruppenkoordinator (nur in Österreich)
BKV/BGV	Bilanzkreis- / Bilanzgruppenverantwortlicher
Bzw.	beziehungsweise
CEGH	Central European Gas Hub
CHF	Schweizer Franken
EES	EES
EGO	Erdgas Ostschweiz
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EoD	Rest-of-Day
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
Ggfs.	Gegebenenfalls, allenfalls
GVM	Gasverbund Mittelland AG
KSDL	Koordinationsstelle Durchleitung
MACH 2 Gas	Vorschlag zu einem Marktmodell Schweiz Gas 2 als teil des Vorschlags zur Weiterentwicklung der Verbändevereinbarung
MGM	Marktgebietsmanager (nur in Österreich)
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
NC BAL	Network Code on Balancing (Gas) von ENTSO-G
NCG	Net Connect Germany
NNE	Netznutzungsentgelt(e)
Nm <sup>3</sup> bzw. Nm3	Norm-Kubikmeter
OGE	Open Grid Europe GmbH
RE	Regelenergie
RoD	Rest-of-Day
Rp	Rappen
SDL	Systemdienstleistung
SLP	Standardlastprofil
VAP	Virtueller Austauschpunkt
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSG	Verband der Schweizerischen Gasindustrie
VV-I/ VV-II	Erste bzw. (geplante) zweite Verbändevereinbarung
VGM	Verteilergbietsmanager (nur in Österreich)
WEKO	Wettbewerbskommission

# 1 EINLEITUNG

## 1.1 Hintergrund und Ziele der Studie

Derzeit ist der Gasmarkt in der Schweiz nur zu einem geringen Teil liberalisiert und nur ansatzweise gesetzlich und regulatorisch geregelt. So müssen Netzbetreiber gemäss Rohrleitungsgesetz<sup>3</sup> (RLG) vertragliche Transporte für Dritte übernehmen, wenn sie technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar sind, und wenn der Dritte eine angemessene Gegenleistung anbietet. Darauf aufbauend verleiht die derzeitige Verbändevereinbarung (VV-I) Grossverbrauchern das Recht auf einen eigenständigen Gasnetzzugang und die Möglichkeit, sich den Gaslieferanten frei auszuwählen. Das trifft jedoch nicht auf kleine und mittlere Verbraucher zu.

Die Verbändevereinbarung zwischen der Gasbranche und den grösseren Industriekunden wurde der Wettbewerbskommission (WEKO) zur Prüfung auf Vereinbarkeit mit dem Kartellrecht vorgelegt. Mit dem Schlussbericht vom 16. Dezember 2013 verweist die WEKO in verschiedenen Punkten auf den zentralen Grundsatz der Nichtdiskriminierung und kommt zum Schluss, dass die kartellrechtliche Situation im Einzelfall geprüft werden müsste. Damit besteht für die Gasbranche weiterhin ein gewisses Sanktionsrisiko.

Somit liegt ein Interesse vor, die derzeit bestehende Rechtsunsicherheit durch eine Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmes aufzuheben. Vor diesem Hintergrund führt das Bundesamt für Energie (BFE) derzeit mehrere Grundlagenstudien durch, welche die Entscheidungsfindung bezüglich der zukünftigen Ausgestaltung des Schweizer Gasmarkts unterstützen und zugleich Handlungsbedarf zur Entwicklung des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens aufzeigen soll. Allerdings ist von politischer Seite noch keine Entscheidung gefallen, welcher Grad an Marktöffnung im Gassektor in der Schweiz angestrebt wird.

Zugleich besteht in der Schweiz eine heterogene Struktur bzgl. der Systematik, die bei der Gasbilanzierung angewandt wird. Sofern Grossverbraucher vom Recht auf Lieferantenwechsel Gebrauch machen, obliegt ihnen die Verantwortung für den Ausgleich zwischen Gasbezug und Verbrauch, heute auf stündlicher Basis. Sie müssen fortlaufend Ungleichgewichte ausgleichen, wobei zusätzliche untertägige Toleranzen und Pönalen auf die kumulierten Abweichungen zwischen Gasbezug und Verbrauch Anreize zum Ausgleich geben sollen. Bei Kunden im nicht wettbewerblichen Marktsegment übernimmt diese Verantwortung das integrierte lokale Versorgungsunternehmen, ebenfalls auf stündlicher Basis. Zudem durchquert eine Transitleitung die Schweiz von Nord nach Süd, welche die Versorgung der Schweiz mit Gas zu einem überwiegenden Teil sicherstellt. Diese ist allerdings bisher nicht in das Gasbilanzierungssystem integriert, das für die in der Schweiz verbrauchten Mengen gilt.

Fokus dieser Studie ist es, Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Schweizer Gasbilanzierungsmodells zu erarbeiten. Hierbei soll auch erörtert werden, in welchem Mass die Ausgestaltung des Bilanzierungsmodells sich an gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben der EU und Erfahrungen und Entwicklungen im europäischen Ausland orientieren sollte. Diese sehen u.a. die Einführung eines Entry-Exit-Systems (EES) und der Tagesbilanzierung zur Verrechnung von Ungleichgewichten zwischen Ein- und Ausspeisung vor.

Diese Studie steht in engem Zusammenhang mit den anderen parallelen Grundlagenstudien (Losen), wie z.B. der möglichen weiteren Öffnung des Schweizer Gasmarktes (Los 2) und dem Netzzugang in der

---

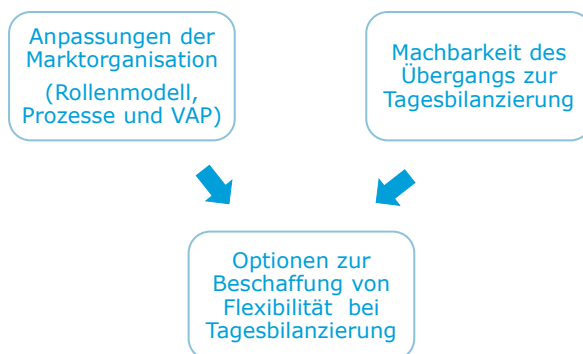
<sup>3</sup> Gemäss Artikel 13 Absatz 1

Schweiz (Los 3). Je nach Grad der (vorgeschlagenen) weiteren Marktöffnung und Regelungen zum zukünftigen Netzzugang ergeben sich neue Voraussetzungen bei der Ausgestaltung des zukünftigen Bilanzierungssystems.

Die Untersuchungen im Rahmen dieser Studie lassen sich grob in die drei folgenden Themen gliedern (vgl. Abbildung 1):

- Zunächst untersuchen wir den derzeitigen **organisatorischen Rahmen der Gasbilanzierung** und entwickeln Optionen zur Weiterentwicklung des derzeitigen Rollenmodells. Zudem betrachten wir verschiedene Möglichkeiten zur **Ausgestaltung des sog. virtuellen Austauschpunkts (VAP)**, der einen wesentlichen Bestandteil eines liberalisierten Gasmarkts darstellt.
- Zweitens enthält diese Studie eine umfangreiche Analyse zur **Machbarkeit einer Tagesbilanzierung**. Auf Grundlage von quantitativen Analysen umfasst dies eine Abschätzung der derzeit verfügbaren Flexibilität des Schweizer Gasversorgungssystems sowie modellbasierte Abschätzungen des Flexibilitätsbedarfs in mehreren Szenarien.
- Abschliessend untersuchen wir, unter welchen organisatorischen und marktlichen Voraussetzungen die verfügbare Flexibilität bestmöglich genutzt und der Bedarf an Regelenergie gedeckt werden kann. Dazu greifen wir die Erkenntnisse zum Flexibilitätsbedarf sowie die Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Gasbilanzierungsmodells auf.

Die nachfolgende Abbildung 7 zeigt, in welchem Zusammenhang die verschiedenen Themenschwerpunkte der Studie mit einander stehen.




### Abbildung 7: Themenschwerpunkte und Strukturierung der Studie

Quelle: DNV GL

Ausgehend von einer strukturierten Beschreibung der relevanten Rollen und Prozesse zum Zwecke des Bilanzausgleichs, analysieren wir in Kapitel 2, welche Ausgestaltungsoptionen für das Rollenmodell in der Schweiz bestehen. Hierbei nehmen wir nicht nur Bezug zum derzeitigen und zukünftig angedachten Rollenmodell in der Schweiz sondern auch zum Rollenmodell des sog. Network Code Balancing (Gas). Aus dem Vergleich zu anderen europäischen Ländern leiten wir konkrete Ausgestaltungsvarianten ab und erörtern ihre Umsetzbarkeit und die Vor- und Nachteile für die Schweiz. Daraus leiten wir abschliessend Empfehlungen für das zukünftige Rollenmodell ab.

In Kapitel 3 analysieren wir die mögliche Ausgestaltung eines virtuellen Austauschpunkts in der Schweiz. Ein virtueller Austauschpunkt (VAP) stellt ein Kernelement eines EES dar. Er ist u.a. eine wesentliche Voraussetzung für eine möglichst effiziente und allenfalls wettbewerblich organisierte Beschaffung von Regelenergie und den eigenständigen Ausgleich von Bilanzungleichgewichten durch die Marktakteure.



Dieses Kapitel diskutiert verschiedene Fragestellungen zur Ausgestaltung des VAP, welche von spezifischer Bedeutung für die Bilanzierung sind.

In Kapitel 4 gehen wir der Frage nach, ob der Übergang von der derzeitigen Stunden- zur Tagesbilanzierung bei der Bilanzierung von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Abnahme von Gas im Schweizer Gasversorgungssystem durchführbar ist (in Analogie zu anderen europäischen Ländern) und welche Voraussetzungen und Herausforderungen bezüglich der verfügbaren und notwendigen Flexibilität damit verbunden sind. Bei der Tagesbilanzierung geht die Verantwortung zum untertägigen / stündlichen Ausgleich von Schwankungen zwischen Einspeisung und Ausspeisung von den Versorgern auf die Netzbetreiber über. Diese setzen dafür Netzpuffer und Regelernergie ein. Dabei klären wir u.a., welches Mass an zusätzlicher Regelernergie neben dem Netzpuffer notwendig ist und welche Auswirkungen abgesehen davon für das Gassystem und für einzelne Netznutzer und Marktteilnehmer durch den möglichen Übergang zur Tagesbilanzierung zu erwarten sind.

Darauf aufbauend, untersuchen und bewerten wir in Kapitel 5 Ausgestaltungsmöglichkeiten für den Einsatz von Netzpuffer und Regelernergie. Speziell gehen wir auf mögliche Optionen zur Beschaffung und zum Einsatz von Regelernergie ein und leiten daraus Handlungsempfehlungen ab.

Wir weisen darauf hin, dass mit allen vorgenannten Fragen und Themenbereichen auch die Frage verbunden ist, inwieweit europäischen Vorgaben, Erfahrungen und Entwicklungen auf die Schweiz übertragen werden sollten oder übertragbar sind und wie ggfs. die Kompatibilität zwischen den Gegebenheiten in der Schweiz und dem europäischen Ausland sichergestellt werden kann. Insofern leiten wir alle Kapitel mit einem kurzen Überblick der wesentlichen Gegebenheiten und angedachten Änderungen in der Schweiz einerseits und den wesentlichen regulatorischen und gesetzlichen Vorgaben in der EU andererseits ein.

## 1.2 Übersicht zur Methodik

Die in dieser Studie enthaltenen Fragestellungen zur zukünftigen organisatorischen Ausgestaltung des Gasbilanzierungssystems, der Machbarkeit und Vorteilhaftigkeit der Tagesbilanzierung und der Ausgestaltung von Mechanismen zur Beschaffung und zum Einsatz von Flexibilität zur Gasbilanzierung sollen in einem Bündel an konkreten Empfehlungen münden.

Um nachvollziehbar zu machen, wie und auf welcher Grundlage wir zu den Empfehlungen kommen, stellen wir in den verschiedenen Arbeitspaketen eine Auswahl an relevanten Ausgestaltungsmöglichkeiten und -untervarianten dar und bewerten sie. Hierzu haben wir folgende Kriterien ausgewählt:

- Sicherstellung der Versorgungssicherheit,
- Komplexität und Kosten des Modells,
- Förderung von Effizienz,
- Förderung von Wettbewerb durch
  - Minimierung von Marktzutrittsbarrieren und
  - Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure,
- Umsetzbarkeit in der Schweiz,
- Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben und der Praxis in der EU.

Diese Kriterien berücksichtigen sowohl Auswirkungen auf das Gesamtsystem als auch auf die Marktteilnehmer. Zum besseren Verständnis, worauf sich die Kriterien beziehen, formulieren wir für alle Kriterien, wie in Tabelle 3 gezeigt, Leitfragen, die uns zugleich bei der Bewertung der Ausgestaltungsoptionen dienen.

Die ersten drei Kriterien spiegeln wesentliche Kriterien aus Systemsicht wider. Versorgungssicherheit meint zu jedem Zeitpunkt den Gasbedarf der Endkunden decken zu können, ohne dass es zu Abschaltungen kommt. Die Frage der Kosten wird ausgeklammert. Dabei sollen kurzfristige Schwankungen bei der Einspeisung und v.a. beim Verbrauch von Gas nicht zu Versorgungsengpässen führen. Damit ist v.a. die kurzfristige Versorgungssicherheit während des Gastags gemeint.

Mit Komplexität und Kosten sind u.a. die einmaligen und dauerhaften Kosten gemeint, z.B. für die Implementierung einer neuen Marktrolle und Transaktionskosten, die von der Allgemeinheit zu tragen sind.

Die Förderung von Effizienz bezieht sich darauf, ob ein(e) Ausgestaltungsmerkmal oder -variante bei der Bilanzierung dazu führt, dass (Markt-) Prozesse bei der Bilanzierung effizient(er) ablaufen können und damit insgesamt die Effizienz im Markt erhöht wird. Hierunter fallen auch Auswirkungen auf die Kosten, die sich aus ineffizienten Prozessen ergeben.

Ebenso betrachten wir die Förderung von Wettbewerb als sinnvolles Kriterium. Dazu dienen v.a. die Minimierung von Marktzutrittsbarrieren und Gleichbehandlung der Marktakteure als wesentliche Instrumente, d.h. der Vermeidung oder Minderung von strukturellen oder Grössenunterschieden zwischen Marktakteuren.

Zudem stellt die Umsetzbarkeit in der Schweiz auf der Grundlage der derzeitigen Gegebenheiten und Absichten sowie der europäischen Rechtsrahmen eine wichtige Richtschnur für die Bewertung von Ausgestaltungsvarianten. Dabei nehmen wir zur Kenntnis, dass die derzeitigen gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben in der Schweiz eher begrenzt sind und wesentliche Regelwerke von der Gasbranche selbst ausgestaltet wurden bzw. werden. Zugleich ist es auch Ziel dieser Studie, gerade die Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben und Standards der EU und die mögliche Angleichung daran in Betracht zu ziehen.

**Tabelle 3: Kriterien zur Bewertung verschiedener Gestaltungsvarianten**

Sicherstellung der Versorgungssicherheit	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hilft der vorgeschlagene Ansatz, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten?</li> </ul>
Komplexität und Kosten des Modells	<ul style="list-style-type: none"> <li>Werden die einmaligen sowie dauerhaften Kosten zur Umsetzung des vorgeschlagenen Ansatzes vermieden bzw. minimiert?</li> <li>Vermeidet der Ansatz unnötige Komplexität?</li> <li>Wird der Koordinationsaufwand im Vergleich zu heute vermindert?</li> </ul>
Förderung von Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fördert der vorgeschlagene Ansatz die Effizienz des Gasmarktes sowie des Betriebs der Schweizer Gasnetze?</li> </ul>



Förderung von Wettbewerb	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Minimierung von Marktzutrittsbarrieren <ul style="list-style-type: none"> <li>• Minimiert der vorgeschlagene Ansatz die Komplexität für die Marktteilnehmer, z.B. in Bezug auf Marktkommunikation und Interaktion mit anderen Marktakteuren?</li> </ul> </li> <li>b) Gleichbehandlung der Marktakteure <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ist der vorgeschlagene Ansatz geeignet, die Gleichbehandlung von Marktakteuren trotz struktureller oder Grössenunterschiede zu gewährleisten bzw. zu fördern?</li> </ul> </li> </ul>
Umsetzbarkeit in der Schweiz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ist der vorgeschlagene Ansatz kompatibel mit den gegebenen gesetzlichen, regulatorischen, marktlichen, organisatorischen, Infrastruktur- oder sonstigen Voraussetzungen und Beschränkungen in der Schweiz?</li> <li>• Ist ausreichende Akzeptanz seitens der Gasbranche und der relevanten Konsumenten zu erwarten?</li> <li>• Wirken sich der geringe Grad an Marktöffnung und Unbundling negativ aus?</li> </ul>
Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben und der Praxis in der EU	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ist der Vorschlag kompatibel mit europäischen Vorgaben, wie z.B. dem Network Code Balancing (NC BAL)?</li> </ul>

Quelle: DNV GL

Wir weisen an geeigneter Stelle darauf hin, wenn die Anwendbarkeit einzelner Kriterien je nach Arbeitspaket und Fragestellung eingeschränkt ist.

### 1.3 Thematischer Hintergrund und Überblick zu regulatorischen Vorgaben auf europäischer Ebene

Da in dieser Studie u.a. die Übertragbarkeit, Relevanz und Sinnhaftigkeit europäischer Vorgaben und Entwicklungen für die Schweiz erörtert werden soll, geben wir hier einen kurzen Überblick zu diesen Vorgaben. Diese werden je nach Kontext in den einzelnen Kapiteln weiter erläutert. Zudem dienen die nachfolgenden Ausführungen als thematische Einführung in den Themenkomplex der Gasbilanzierung.

Wesentliche Treiber für die Entwicklungen im europäischen Gasmarkt im Allgemeinen und für das Gasbilanzierungssystem im Speziellen sind die verschiedenen Rechtsdokumente auf europäischer Ebene. Hierzu gehören:

- die allgemeinen Vorgaben der Richtlinie 2009/73/EG<sup>4</sup>,
- die daraus hervorgegangene Verordnung (EG) Nr. 715/2009,
- die Leitlinien für die Gasbilanzierung<sup>5</sup> von ACER<sup>6</sup> und

<sup>4</sup> Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt

<sup>5</sup> Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems FGB-2011-G-002, 18.10.2011

<sup>6</sup> Agency for the Cooperation of Energy Regulators

- der von ENTSO-G entwickelte Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks vom 21. Februar 2013 (NC BAL),
- die Verordnung (EU) Nr. 312/2014 der Kommission vom 26. März 2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen.

Neben den allgemeinen Vorgaben der Richtlinie 2009/73/EG enthält die Verordnung (EG) Nr. 715/2009 eine Reihe von spezifischen Vorgaben für die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen. Die Verordnung legt die Bedingungen für den Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale nationaler und regionaler Märkte fest, um das reibungslose Funktionieren des Erdgasbinnenmarkts sicherzustellen. Diesem Ziel dient die Festlegung von harmonisierten Grundsätzen für Regeln für den Ausgleich von Mengenabweichungen und Ausgleichsentgelte.

Die Verordnung 715/2009 gibt den Fernleitungsnetzbetreibern in allen EU-Ländern auch die Einführung eines entkoppelten Entry-Exit-System (EES) vor. Ein EES ist ein Gasnetzzugangsmodell, in dem die Netznutzer Kapazitätsrechte für die Ein- und Ausspeisung von Gas an den entsprechenden physischen Punkten in einem integrierten Marktgebiet/ Bilanzierungsgebiet prinzipiell unabhängig voneinander buchen und nutzen können (freie Zuordenbarkeit). Die Unabhängigkeit der Ein- und Ausspeisekapazitäten wird durch einen virtuellen Austauschpunkt<sup>7</sup> unterstützt, an welchem die Netznutzer Gasmengen tauschen können. Dadurch soll Erdgas leichter den Eigentümer wechseln können und die Entwicklung eines Gasmarkts erleichtern. Allerdings kann es notwendig oder nützlich sein, die freie Zuordenbarkeit von Kapazitäten teilweise einzuschränken. Die Gesamtheit an frei oder mit Auflagen zuordenbaren Kapazitäten macht das verfügbare Portfolio an buchbaren Kapazitätsprodukten in einem EES aus.<sup>8</sup>

Daneben wird der Begriff der Bilanzzone eingeführt und näher spezifiziert. Die Bilanzzone ist mit einem EES verknüpft und dient dem Zweck der Bilanzierung von Mengen, die in die EES eingespeist und daraus ausgespeist werden. Diese Mengen sollen sich die Waage halten, Ungleichgewichte werden abgerechnet. Somit ist die Bilanzzone mit einem spezifischen Bilanzierungsregime verbunden. Die Bilanzzone bzw. das EES kann aus einem oder mehreren Netzen bestehen. Eine Bilanzzone kann auch eigentumsübergreifend die Netze mehrerer Netzbetreiber umfassen.

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 Gasmarkt sowie der entsprechende Netzkodex gehören.


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

- Eine Bilanzzone 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, sollten aber zeitlich bzw. auf das notwendige Mass beschränkt sein.

---

<sup>7</sup> Häufig auch als virtueller Handelspunkte bezeichnet.

<sup>8</sup> Siehe hierzu auch die Ausführungen zu Los 3.

- 
- Die Beschaffung von Regelenergie zum Bilanzausgleich durch die Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt grundsätzlich am virtuellen Austauschpunkt. Allerdings sind auch lokale Ausschreibungen möglich.
  - Der Preis für Differenzmengen zwischen Ein- und Ausspeisung ist marktorientiert zu ermitteln und an die verantwortlichen Marktteilnehmer (Shipper/Transportkunde, Bilanzgruppen) zu verrechnen. Als Standard wird eine Kopplung an den Börsenbeschaffungspreis für Regelenergie gefordert. Alternativ kann ein Preiskorb angewandt werden.

Auf der Grundlage dieser Leitlinien haben die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber bzw. ihr Verband ENTSO-G verschiedene Netzkodizes verfasst. Die Netzkodizes gelten grenzüberschreitend und stellen somit für angrenzende Netzbetreiber eine harmonisierende Regelung dar. Der Network Code on Balancing macht u.a. Vorgaben zur Beschaffung und zum Einsatz von Regelenergie zum Systemausgleich und zur Verrechnung der entsprechenden Kosten an die Marktteilnehmer. Hierbei wird u.a. Bezug genommen zu den Begriffen des Bilanzierungsgebiets und der Regelenergie. Der NC BAL ist mittlerweile durch den Komitologie-Prozess der Europäischen Union und die Verordnung (EU) Nr. 312/2014 in geltendes Recht übergegangen.

In diesem Zusammenhang spielt auch das Zielmodell (sog. "Target Model") für einen europäischen Gasmarkt eine Rolle, das vom Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER) in 2011 entwickelt wurde. Dieses Modell entwickelt eine Vorstellung für das zukünftige Gasmarktmodell und enthält eine Reihe von empfohlenen Schritten zur europäischen Gasmarktintegration. Das Zielmodell zielt auf die Erleichterung der Schaffung eines gut funktionierenden EU-Markts ab, bestehend aus nationalen oder grenzüberschreitende Verbund Entry-Exit-Zonen mit virtuellen Austauschpunkten (sogenannte "Hubs").

## 2 PROZESSE UND ROLLEN IM BILANZIERUNGSSYSTEM

### 2.1 Einleitung

Ziel dieses Kapitels ist es, mögliche Ansatzpunkte zur Weiterentwicklung des derzeitigen Rollenverständnisses bei der Gasbilanzierung in der Schweiz aufzuzeigen, zu bewerten und zu einem Bündel an empfohlenen Massnahmen zu verdichten. Weiterentwicklungsmöglichkeiten ergeben sich in Bezug zu der Allokation von Aufgaben und Verantwortlichkeiten zwischen verschiedenen bestehenden und möglichen neuen Marktrollen. Diese Ansatzpunkte ergeben sich zum einen aus einer groben Analyse der Anforderungen gemäss der europäischen Rechtsakte, insbesondere des NC BAL, und zum anderen aus der Betrachtung des Rollenmodells verschiedener europäischer Länder. Zudem betten wir diese Ansatzpunkte in den derzeitigen Kontext in der Schweiz ein und erörtern bereits angedachte Weiterentwicklungen auf Grundlage des Vorschlags zur VV-II. Darauf aufbauend bewerten wir die identifizierten Optionen zur Weiterentwicklung des derzeitigen Rollenmodells anhand der in der Einleitung genannten Kriterien und leiten daraus Schlussfolgerungen für die Schweiz ab.

Der Analyse stellen wir zu Beginn des Kapitels eine strukturierte Darstellung der wesentlichen Prozesse bei der Gasbilanzierung sowie eine Einordnung des Begriffs der Systemdienstleistungen bzw. der Regelenergie als wesentliche Dienstleistung bei der Gasbilanzierung voran.

### 2.2 Notwendige Dienstleistungen, Rollen und Prozesse bei der Gasbilanzierung

#### 2.2.1 Kernprozesse der Gasbilanzierung

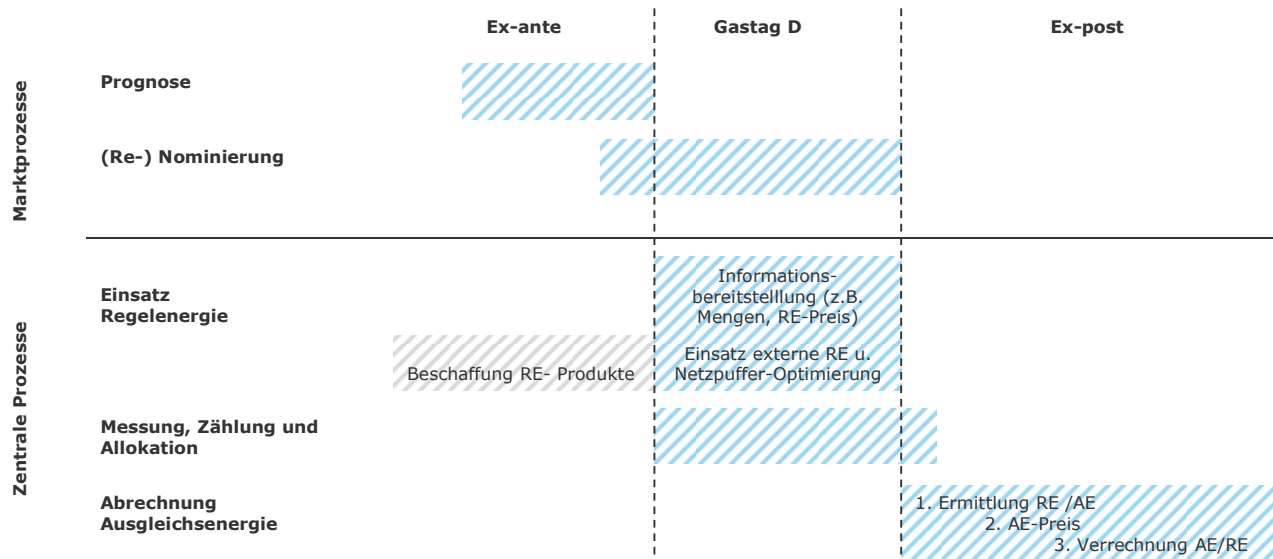
Das Bilanzierungssystem basiert auf wenigen Kernprozessen. Diese können grob unterschieden werden in Marktprozesse, die in der Regel in der Verantwortung der Marktteilnehmer liegen, und in zentrale, häufig vom Netzbetreiber verantwortete Prozesse. Zum anderen haben die Prozesse eine zeitliche Dimension, die angibt, wann sie im Vergleich zum Gastag D beginnen und aufhören (vor, während und nach jedem Gastag). Diese Struktur ist in Abbildung 8 illustriert.

Zu den Marktprozessen gehören die Prognose des Verbrauchs der Kunden im Belieferungsportfolio eines Lieferanten und die Nominierung vor dem Gastag, sowie allfällige Re-Nominierungen innerhalb bzw. bis zum Ende des Gastags. Unter Nominierung versteht man die Anmeldung eines Gasflusses durch einen Transportkunden unter Nutzung der ihm verfügbaren Transportkapazität. Sie enthält zwingend Angaben u.a. zu der zu transportierenden Erdgasmenge<sup>9</sup>, den Zeitraum und die Übernahme- und Übergabestelle.

Zu den zentralen Prozessen gehören der Einsatz von Regelenergie, die Messung / Zählung von Lastflüssen und Energiemengen sowie die Abrechnung von Ausgleichsenergie.

Der Einsatz von Regelenergie innerhalb des Gastags schliesst die Nutzung des Netzpuffers und Regelenergie, die zusätzlich am Markt beschafft werden muss, ein. Zudem kann es notwendig sein, die Beschaffung von Regelenergie (längerfristig) im Voraus vorzunehmen, z.B. um sicher auf Regelenergie im Bedarfsfall zugreifen zu können.

<sup>9</sup> Je nach Anforderung durch den Netzbetreiber, in kWh/h oder in kWh / Tag



**Abbildung 8: Illustrative Darstellung der Kernprozesse bei der Bilanzierung**

Quelle: DNV GL

Um den Einsatz von Regelernergie zu minimieren, kann es sinnvoll sein, den Netznutzern Informationen über den Stand, d.h. die (Un-)Ausgeglichenheit ihres Portfolios / Bilanzkontos bzw. des Systems, des bisherigen Einsatzes von Regelernergie oder drohender Ausgleichsenergiepreise zu übermitteln. Ein unausgeglichenes Bilanzkonto kann sich durch eine ungenaue Prognose, plötzliche Verbrauchsschwankungen, Ausfall von Einspeisestellen o.ä. ergeben. Die Netznutzer haben dann die Möglichkeit, ihr Bilanzkonto durch Handelsgeschäfte oder den Einsatz von anderen Flexibilitätsquellen auszugleichen und abrechnungsrelevante Ausgleichsenergie zu vermeiden. Wenn die Netznutzer dies tun, sinkt auch der Bedarf für den Einsatz von Regelernergie auf Seiten des Netzbetreibers.

Die untertägige Informationsbereitstellung basiert u.a. auf Werten aus der untertägigen Erfassung von Mess- und Zählwerten an Netzkopplungspunkten, Messstationen oder Abnahmestellen. Zum anderen werden endgültige Mess- und Zählwerte (plausibilisierte Daten) für die endgültige Verrechnung von Ausgleichsenergie an die Netznutzer benötigt. Die entsprechenden, abrechnungsrelevanten Werte werden erfasst und den Netznutzern zugewiesen (Allokation). Unter Mengenzuweisung bzw. Allokation wird nach NC BAL die Gasmenge bezeichnet, die einem Netznutzer vom FNB als Einspeisung oder als Ausspeisung zur Ermittlung der täglichen Ausgleichsenergiemenge zugewiesen wird.

Die Abrechnung erfolgt auf der Grundlage des Regelernergieeinsatzes und seiner angefallenen Kosten, des Ausgleichsenergiepreises für den festgelegten Bilanzierungszeitraum und der Ausgleichsenergiekosten für alle Netznutzer.

Wie oben erwähnt, können die Prozesse bei der Gasbilanzierung grob in Prozesse, die eher durch einen zentralen Akteur wie dem FNB verantwortet werden, und Prozesse, die in der Verantwortung der Marktteilnehmer liegen, unterteilt werden. Allerdings ist dieser Unterschied nicht trennscharf und sagt nichts darüber aus, welche Akteure tatsächlich beteiligt sind. Zudem könnten zentrale Teilprozesse nicht nur von einem sondern von verschiedenen zentralen Akteuren verantwortet. Daher soll nachfolgend in Vorbereitung auf die Untersuchung des Rollenmodells in verschiedenen Ländern kurz der Begriff der Marktrolle umrissen werden.

Ausgehend von der Akteurstruktur im liberalisierten Gasmarkt kann grundsätzlich zwischen Netzbetreibern (FNB und VNB), anderen Infrastrukturbetreibern (Erzeugung, Speicher), Verbrauchern und Lieferanten unterschieden werden. Daneben kann es noch andere Akteure wie eine Börse oder Händler geben. Sofern ein Akteur verschiedene Aufgaben übernimmt, schlüpft er (implizit) je nach Prozessschritt innerhalb der Bilanzierung in eine spezifische Rolle. Zum Beispiel ist der FNB nicht nur für den Gastransport und den Fernleitungsbetrieb zuständig sondern betreibt häufig auch den virtuellen Austauschpunkt oder eine spezifische Plattform zur Beschaffung von Regelenergie. Ein Lieferant kann zugleich Händler und Bilanzgruppenverantwortlicher sein. Somit kann ein Akteur – vereinfacht dargestellt- mit einer Organisation, öffentlichen Stelle oder Unternehmen gleichgesetzt werden, der mehrere Rollen übernehmen kann. Allerdings ist der Unterschied zwischen Rolle und Akteur nicht trennscharf, da manche Länder für spezifische Aufgaben bei der Bilanzierung eine neue, explizite Rolle definieren, so dass diese zu einem eigenständigen Akteur wird.<sup>10</sup>

## 2.2.2 Exkurs: Systemdienstleistungen im Gasmarkt

Um die Rolle von Systemdienstleistungen (SDL) im Gasmarkt zu erfassen, ist ein Verweis auf den Strommarkt sinnvoll, da der Begriff diesem entlehnt ist. Abgesehen von länderspezifischen Eigenheiten in der Definition des Konzepts von Systemdienstleistungen und der darin eingeschlossenen Elemente, bezeichnet der Begriff im Stromsektor allgemein ein Bündel von unentbehrlichen Diensten. Diese werden durch die Netzbetreiber erbracht, um den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Stromversorgungssystems zu gewährleisten. Dazu gehören insbesondere die Spannungs- und Frequenzhaltung sowie Massnahmen zum Systemwiederaufbau nach einem partiellen oder totalen Netzausfall. Diese Dienstleistungen kommen allen Netznutzern zugleich zugute.

Wie in Tabelle 4 dargestellt, umfasst der Begriff Systemdienstleistungen im Schweizer Strommarkt zudem auch den Ausgleich von Netzverlusten, die Systemkoordination (zwischen verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern<sup>11</sup>) sowie die betriebliche Messung. Die Einbeziehung dieser Komponenten in den Begriff Systemdienstleistungen ist international jedoch unüblich sondern ist spezifisch für die Schweiz (sowie allenfalls wenige andere Länder).

Es besteht eine Nähe zu den „Hilfsdiensten“. Diese müssen die Netzbetreiber bei technisch geeigneten Netznutzern einkaufen. Sie versetzen den Netzbetreiber in die Lage, allen Netznutzern die vorgenannten Systemdienstleistungen angedeihen zu lassen. Zu diesen Hilfsdiensten gehören spezifische Produkte und Dienstleistungen, wie Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung zum Frequenz- und Bilanzausgleich in Echtzeit, Blindleistung zur Spannungshaltung oder Schwarzstartfähigkeit nach einem Systemausfall (teilweise oder vollständig). Diese Hilfsdienste muss der Netzbetreiber bei technisch geeigneten Netznutzern (häufig Kraftwerken) beschaffen, da er selbst nicht über ausreichende technische Mittel verfügt (ausser zum Beispiel Netzschaltungen), um die Systemdienstleistungen gegenüber den Netznutzern zu erbringen. Ein weiterer Grund ist, dass Systemdienstleistungen wie Frequenzhaltung und Spannungshaltung zeitkritisch sind und sofortiges / zeitnahes Eingreifen erfordern. Eine zeitnahe Beschaffung der Hilfsdienste, sobald der Bedarf besteht, ist damit ausgeschlossen. Daher werden viele

<sup>10</sup> Für die Eigenschaft eines Akteurs sollte die Selbstständigkeit im Handeln ausschlaggebend sein und weniger die eigentumsrechtliche Situation. Zum Beispiel kann eine Rolle von anderen Rollen bzw. Akteuren ausgegliedert sein und als eigenständiger Akteur wesentlichen Aufgaben bei der Bilanzierung übernehmen, eigentumsrechtlich weiterhin aber mit bestehenden Akteuren verbunden sein, sofern z.B. nicht Unbundling-Vorgaben entgegenstehen.

<sup>11</sup> Ist das Pendant des Fernleitungsnetzbetreibers im Strombereich und ein feststehender Begriff

der Hilfsdienste mit einer gewissen Vorlaufzeit beschafft und für eine mögliche Aktivierung in Echtzeit vorgehalten.

**Tabelle 4: Übersicht zu üblichen Systemdienstleistungen im Stromsektor**

Definition swissgrid	International üblich
Netzregelung (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung)	✓
Spannungshaltung	✓
Ausgleich der Wirkverluste	
Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit	✓
Systemkoordination	
Betriebliche Messung	

Quelle: DNV GL

Im Gassektor werden häufig folgende Systemdienstleistungen unterschieden:

- Druck- und Mengenregelung
- Engpassmanagement
- Sicherstellung der Gasqualität
- Odorierung

Im Gegensatz zum Strommarkt werden die meisten SDL im Gassystem ausschliesslich durch die Netzbetreiber erbracht und erfordern keine individuelle Erbringung durch die Marktakteure. Dies ist zum Beispiel der Fall bei der Odorierung. Die Sicherstellung der Gasqualität basiert auf Vorgaben an die Konsistenz des eingespeisten Gases („Anschlussbedingungen“) und wird ggfs. durch zusätzliche Massnahmen durch die Netzbetreiber unterstützt.

Während die Druck- und Mengenregelung u.a. auf dem Einsatz von Verdichterstationen und des Netzpuffers beruht, benötigt der Netzbetreiber auch zusätzliche Regelenergie, um ein Bilanzungleichgewicht –systemweit oder lokal- auszugleichen. Regelenergie kommt auch beim Engpassmanagement zum Einsatz. Im Gegensatz zum Strommarkt ist allerdings der Einsatz von Regelenergie aufgrund der Trägheit des Gasflusses nicht so zeitkritisch. Daher ist eine (teure) vorsorgliche Kontrahierung von Regelenergie unerwünscht und häufig auch nicht notwendig. Zudem beruht der Einsatz von Regelenergie im Gassektor häufig auf der Bereitstellung von Produkten, die ebenso als standardisierte Produkte an Börsen und Handelsplattformen zwischen Marktteilnehmern gehandelt werden (siehe dazu auch Kapitel 5.1.2 für eine Übersicht zu Regelenergieprodukten). Dies erlaubt den Verzicht auf komplexe Hilfsdienstleistungen, die der Netzbetreiber einkaufen müsste, und eine weitgehende Beteiligung aller Netznutzer beim Bilanzausgleich, indem sie ihr eigenes Portfolio mithilfe dieser Produkte ausgeglichen halten.

Für die weitergehenden Diskussionen in dieser Studie erscheint es daher sinnvoll, sich auf den Bereich des Bilanzausgleichs zu konzentrieren.

## 2.3 Regulatorische Vorgaben auf europäischer Ebene

Der NC BAL skizziert das Gerüst eines einfachen Rollenmodells, das auf wenige Kernfunktionen beschränkt ist, während andere Bereiche nicht explizit behandelt werden. Der NC BAL berücksichtigt die folgenden fünf Akteure:<sup>12</sup>

- Transportkunde,
- Fernleitungsnetzbetreiber (FNB),
- Handelsplattformbetreiber,
- Verteilnetzbetreiber (VNB),
- SLP-Prognoselieferant.

Interessanterweise können einzelne Akteure verschiedene Rollen und Funktionen übernehmen. Dies ist in Tabelle 5 dargestellt, die das Rollenmodell nach NC BAL kurz zusammengefasst.

**Tabelle 5: Rollenmodell nach NC BAL**

<i>Marktakteur</i>		<i>Weitere Funktionen / Rollen desselben Akteurs</i>
<b>Transportkunde</b>	✓	Evtl. Anbieter von Regelenergie
<b>FNB</b>	✓	VAP-Betrieb Evtl. Betreiber einer Plattform zur Beschaffung v. Regelenergie und Prognoselieferant
<b>VNB</b>	✓	Evtl. Prognoselieferant
<b>Handelsplattform</b>	✓	
<b>Weitere Akteure</b>	Evtl. Prognoselieferant	

Quelle: DNV GL

Die Bilanzverantwortung (Ausgleichsenergie) für das eigene Portfolio trägt der Transportkunde. Um Ungleichgewichte möglichst zu vermeiden, ist der Transportkunde verantwortlich für die Planung, Prognose und Nominierung der eigenen Handels- und Liefergeschäfte. Trotz dieses präventiven Ansatzes kann dennoch der Einsatz von Regelenergie notwendig sein. Diesen koordiniert und verantwortet der Fernleitungsnetzbetreiber. Der Transportkunde kann Regelenergie anbieten, indem er in die Rolle des Handelspartners für standardisierte Handelsprodukte und/oder als Anbieter von spezifischen Regelenergieprodukten schlüpft.<sup>13</sup>

Dem FNB fällt nach NC BAL ein Grossteil der Verantwortung im Gasbilanzierungssystem zu. Er fungiert zum einen als Vertragspartner für den Transport- und/oder Bilanzierungsvertrag mit dem Transportkunden. Zum Zweck des Systemausgleichs beschafft er zusätzliche Regelenergie, sofern in den Portfolien der Transportkunden dennoch Ungleichgewichte verbleiben, die in der Summe in einem Systemungleichgewicht resultieren. Hierzu handelt er standardisierte Handelsprodukte (siehe Kapitel 5.1.2) vorzugsweise ohne lokale Beschränkung (d.h. am VAP), beschafft spezifische Regelenergieprodukte<sup>14</sup>,

<sup>12</sup> Der Regulierungsbehörde kommen ebenfalls wesentliche Aufgaben zu, allerdings wird sie allgemein nicht als Bestand des Markts im engeren Sinn angesehen.

<sup>13</sup> Das heisst während er sein eigenes Portfolio ausgeglichen hält, kann er zusätzlich durch den FNB zur Erbringung von Regelenergie aktiviert werden oder als Handelspartner für die Lieferung eines standardisierten Gasprodukts auftreten, das ebenfalls zum Bilanzausgleich auf Systemebene genutzt wird. Beides führt in der Regel zu einer Anpassung seines Fahrplans und wirkt sich nicht nachteilig auf sein Portfoliogleichgewicht aus.

<sup>14</sup> Z.B. mit einem spezifischen lokalem Lieferpunkt



oder – als ultimo ratio – betreibt selbst eine Regelenenergiebeschaffungsplattform<sup>15</sup>. Hierbei koordiniert er sich mit anderen FNB (innerhalb und ausserhalb Bilanzzone). Zum bestmöglichen Systemausgleich optimiert er den verfügbaren Netzpuffer und stellt den Netznutzern notwendige Informationen (z.B. Regelenenergiepreise, vorläufiges, untertägliches Ungleichgewicht eines Transportkunden, Bilanzungleichgewicht des Gesamtsystems, o.ä.)<sup>16</sup> zur Verfügung. Schliesslich allokiert er die abrechnungsrelevanten Mengen auf die Netznutzer und verantwortet die Verrechnung der Ausgleichsenergie.

Die Handelsplattform stellt den Handel von Standardprodukten (wie z.B. Tagesbandprodukten) sicher. Sie soll vorzugsmässig sowohl durch die Transportkunden zum Ausgleich von Ungleichgewichten zwischen Ein- und Ausspeisung in ihrem Portfolio als auch durch die FNB zum Abruf von Regelenenergie und zum Systemausgleich genutzt werden.<sup>17</sup> Zudem veröffentlicht die Handelsplattform den Grenzpreis des Regelenenergieabrufs, der massgebend für die Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises ist.

Die Aufgabe der Verteilnetzbetreiber (VNB) im Bilanzierungssystem ist (abgesehen vom Netzbetrieb) auf folgende Elemente beschränkt:

- Bereitstellung ausreichender und aktualisierter Informationen an den Prognoselieferanten für die Anwendung der Methodik für die Prognose der nicht täglich gemessenen Ausspeisungen eines Netznutzers;
- Information an den FNB über tägliche und untertägige Aus- / Einspeisungen von Kunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM) bzw. von Kunden, die täglich gemessen werden, im Verteilnetz.

Zuguterletzt identifiziert der NC BAL die Funktion eines SLP-Prognoselieferanten in einer Bilanzzone. Er ist mit der Aufgabe betraut, gegenüber dem FNB den Verbrauch von SLP- Kunden<sup>18</sup> zu prognostizieren und den Schlüssel zur Mengenallokation auf die Portfolien der Transportkunden zu ermitteln. Beim Prognoselieferanten kann es sich um einen FNB, VNB oder einen Dritten handeln. Er wird von der nationalen Regulierungsbehörde nach Konsultation mit den betroffenen FNB und VNB benannt. Die Methodik zur Verbrauchsprognose der nicht täglich gemessenen Ausspeisungen ist als statistischer Ansatz festgelegt, jedoch nicht näher spezifiziert.

Auf dieser Grundlage stellt der FNB den Transportkunden Informationen zur Verfügung, die sie in die Lage versetzen sollen, ihr Portfolio auch untertäglich auszugleichen. Die Tabelle 6 unten fasst die den Netznutzern täglich und untertäglich zu übermittelnden Information zusammen. Je nachdem, um welche Kundengruppe es sich handelt und welches Informationsmodell angewendet wird, d.h. welche informatorischen Voraussetzungen vorliegen, variiert die zur Verfügung gestellte Information. Diese Informationsbereitstellung ist spezifisch für jeden Transportkunden zu gewährleisten und ist als Mindeststandard für den Fall der Tagesbilanzierung ohne untertägige Restriktionen zu verstehen.<sup>19</sup> Neben dieser auf den Transportkunden zugeschnittenen Information muss der FNB auch darüber informieren, wie der Gesamtsystemstatus ist und welche Bilanzierungsinstrumente vom FNB eingesetzt werden.

<sup>15</sup> wenn die Beschaffung am VAP bzw. an der Handelsplattform nicht den Bedarf decken können oder nicht dauerhaft sichergestellt ist; Für einen vertieften Überblick siehe Kapitel 5.1.

<sup>16</sup> Hierbei handelt es sich um Zentralprozesse, die in der Verantwortung des FNB liegen; allerdings ist er auf die Mitwirkung und den Datenaustausch mit den anderen Marktteilnehmern angewiesen. Z.B. müssen Messwerte zu den Ungleichgewichten von den VNB kommen;

<sup>17</sup> Für einen Überblick zu Produkten zur Bilanzausgleich siehe Kapitel 5.1

<sup>18</sup> Dabei ist nicht festgelegt, dass die Kunden v.a. im Verteilnetz angeschlossen sind, es kann jedoch in den allermeisten Fällen davon ausgegangen werden. Bei SLP-Kunden, die an das Netz des FNB angeschlossen sind, handelt es sich um Ausnahmen, für die eigene Regelungen vorzunehmen sind oder die vernachlässigbar sind.

<sup>19</sup> Untertägige Beschränkungen bedürfen hingegen der häufigeren und detaillierteren Informationsbereitstellung.

**Tabelle 6: Informationskonzept nach NC BAL**

	Angewendetes Informationsmodell		
	Basismodell	Variante 1	Variante 2
	Es stehen Vortages- und untertägige Prognosen der nicht täglich gemessenen Kunden zur Verfügung	Es stehen untertäglich gemessene Werte zur Verfügung, die geeignet auf täglich und nicht täglich gemessene Kunden aufgeteilt werden	Es steht eine Vortagesprognose der nicht täglich gemessenen Kunden zur Verfügung
<b>Untertägig gemessene Kunden</b>	✓ (2x untertäglich gemessene aggregierte Werte)		
<b>Täglich gemessene Kunden</b>	Keine Information	✓ (2x täglich, errechnet aus gemessenen untertäglich Summenwerten unter geeigneter Differenzierung zwischen täglich und nicht täglich gemessenen Kunden)	Keine Information
<b>Andere Kunden</b>	✓ D-1 und 2 untertägige Prognosen		✓ Nur Vortagesprognose

Quelle: DNV GL, auf Basis von NC BAL

Neben der Beschränkung auf die oben genannten Akteure bleiben andere, in heutigen Bilanzierungs- und Marktmodellen übliche Akteure unerwähnt, wie z.B. Bilanzgruppen, und Speicher.

Zugleich nimmt der NC BAL keinen expliziten Bezug zum virtuellen Austauschpunkt und setzt diesen nicht voraus, auch wenn er heute in der Regel fester Bestandteil eines EES ist (siehe dazu auch Kapitel 3). Allerdings kann aus mehreren Vorgaben auf das Vorhandensein eines VAP geschlossen werden. Zum Beispiel wird zwischen Nominierungen von physischen Mengen und Handelsnotifikationen, die beide an den FNB gerichtet werden, unterschieden. Handelsnotifikationen dienen dazu, den für das EES verantwortlichen FNB über den Eigentumsübertrag von Gasmengen zwischen Transportmengen bzw. Gasportfolien in Kenntnis zu setzen. Sofern diese „Anmeldung“ ausbleibt, werden die entsprechenden Mengen nicht dem Transportkunden zugerechnet, so dass er evtl. ein erhöhtes Ungleichgewicht in seinem Portfolio aufweist. Da im EES Gasmengen möglichst frei von Kapazitätsnutzungsrechten an einzelnen Punkten getauscht werden können sollen, ist bei Handelsnotifikationen (im Unterschied zu Nominierungen von Mengen an physischen Punkten) die Angabe eines physischen Einspeise- und Ausspeisepunkts im EES nicht vorgesehen. Sie sind somit insbesondere für Gastauschgeschäfte innerhalb des EES (d.h. am sog. virtuellen Austauschpunkt) vorgesehen.

Eine weitere Eigenschaft des NC BAL besteht darin, dass er sich ausschliesslich auf „Bilanzzonen“ bezieht. Damit sind ein oder mehrere EES gemeint, welches Verteilnetze (oder Teile davon) umfassen kann.

Insgesamt skizziert der NC BAL ein einfaches Rollenmodell. Darin ist der FNB die Drehscheibe für Beschaffung, Einsatz und Abrechnung von Regelenergie sowie die Informationsbereitstellung an die Transportkunden. Mit der Beschränkung auf wenige Marktrollen und Verantwortlichkeiten bietet der NC BAL zugleich grossen Gestaltungsspielraum bei der Ausgestaltung des Rollenmodells und der Verantwortlichkeiten in der Gasbilanzierung. Weitere / neue Rollen können definiert werden und die genannten Funktionen und Aufgaben unter den Akteuren können aufgeteilt werden (siehe dazu auch die nachfolgende Länderanalyse). In Anbetracht der Tatsache, dass die Markt- und Rollenmodelle und die Gasbilanzierungssysteme in den verschiedenen europäischen Ländern zum Teil unterschiedlichen Entwicklungen unterworfen gewesen sind, stellt der NC BAL zugleich einen einheitlichen regulatorischen Rahmen dar. Er trägt den unterschiedlichen Systemen Rechnung, ohne sie – in vielen Aspekten- in Frage zu stellen.

Bereits vor der Ausarbeitung des NC BAL haben die europäischen Länder den Gestaltungsspielraum unterschiedlich wahrgenommen und charakteristische Rollenmodelle bei der Gasbilanzierung ausgebildet. Ohne die Kompatibilität dieser Rollenmodelle mit dem NC BAL und im Detail überprüfen zu wollen, skizzieren wir nachfolgend die Struktur der Rollen- und Aufgabenverteilung in ausgewählten europäischen Ländern. Daraus leiten wir Erkenntnisse und Gestaltungsoptionen für das zukünftige Gasbilanzierungsmodell in der Schweiz ableiten.

## 2.4 Rollenmodell in anderen europäischen Ländern

Die nachfolgende exemplarische Darstellung der Rollenverteilung bei der Gasbilanzierung beschränkt sich auf die Nachbarländer der Schweiz, nämlich Frankreich, Deutschland, Italien, Österreich, sowie Slowenien.

Eine grobe Einordnung dieser Länder nach der Heterogenität des Marktes, hier gemessen an der Anzahl der Fernleitungsnetzbetreiber, ergibt folgendes Bild: Frankreich, Italien und Slowenien haben lediglich einen einzigen landesweiten FNB, während Österreich mit 3 FNB und Deutschland mit 12 FNB<sup>20</sup> eine komplexere Struktur aufweisen. In dieser Hinsicht ist die Schweiz mit den letztgenannten Märkten vergleichbar, da sie - trotz ihrer Marktgrösse - 9 FNB unterscheidet. Hierunter fassen wir die durch Transitgas betriebene Transitgasleitung, die durch Swissgas betriebenen Leitungen und die Hochdruckleitungen der Regionalnetzbetreiber<sup>21</sup> mit einem maximal zulässigen Betriebsdruck über 5 bar zusammen.<sup>22</sup> Zudem hat die Schweiz mit Österreich (sowie mit anderen Ländern) gemein, dass der Transitanteil am Landesverbrauch relativ hoch ist. Allerdings ist in der Schweiz im Gegensatz zu Österreich, Tschechische Republik oder Slowakei die Transitleitung derzeit nicht Teil des inländischen Gasbilanzierungssystems.<sup>23</sup>

Bei der Darstellung der landesspezifischen Rollenmodelle in der Gasbilanzierung gehen wir daher so vor, dass wir zunächst auf Länder mit geringer Komplexität und einer geringen Anzahl an FNB Bezug nehmen. Deutschland und Österreich untersuchen wir zuletzt. Dabei nehmen wir einen Abgleich mit dem Rollenmodell des NC BAL vor, skizzieren die zusätzlichen Marktrollen und erläutern kurz, wer die Aufgaben der im NC BAL genannten Rollen übernimmt.

### 2.4.1 Rollenmodell in Frankreich, Italien und Slowenien

Die Rollenmodelle von Frankreich, Italien und Slowenien bei der Gasbilanzierung teilen die Eigenschaft, dass sie eine relativ einfache Struktur haben, weisen jedoch auch einige Unterschiede auf.

Im **französischen Gasbilanzierungsmodell** sind alle wesentlichen Rollen, wie sie im NC BAL vorgesehen sind, nahezu deckungsgleich vorhanden, bis auf eine gesonderte Rolle des Prognoselieferanten.

<sup>20</sup> Hier vereinfacht gleichgesetzt mit der Anzahl an Mitgliedsunternehmen in der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.

<sup>21</sup> GAZNAT, Gasverbund Mittelland, Unigaz, Erdgas Zentralschweiz, Erdgas Ostschweiz, Bündner Rheintal, Tessin Süd/ Aziende Industriali di Lugano.

<sup>22</sup> Vgl. dazu Definitionen nach „Entgelte für regionale und überregionale Zonen - Grundsatzdokument für die Berechnung der Entgelte für die regionalen und überregionalen Zonen des Gastransports in der Schweiz, Version 2.7, VSG, 2015, und „Vereinbarung zum Netzzugang beim Erdgas“, KSDL, 2012

<sup>23</sup> siehe dazu Ausführungen in 2.5 und in 2.6.4

Demnach verantwortet der FNB GRTgaz die wesentlichen Prozesse zur Bilanzierung. Der FNB beschafft Regelenergie zu festgelegten Zeitpunkten (3x/Tag) und ist für die Bereitstellung der Prognose des Verbrauchs von SLP-Kunden verantwortlich. Daneben betreibt er den VAP (PEG genannt) an dem Handel in verschiedenen Marktgebieten innerhalb Frankreichs möglich ist.<sup>24</sup>

**Tabelle 7: Rollenmodell in Frankreich**

<b>Marktakteur</b>		<b>Weitere Funktionen / Rollen desselben Akteurs</b>
<b>Transportkunde</b>	✓	Evtl. Anbieter von Regelenergie
<b>FNB</b>	✓	- Betrieb VAP - Prognoselieferant
<b>VNB</b>	✓	
<b>Handelsplattform</b>	✓	
<b>Weitere Akteure</b>	Bilanzgruppen	

Quelle: DNV GL

Das Bilanzierungsmodell baut auf dem Bilanzgruppenmodell auf, das die Möglichkeit des „Pooling“ von Gasmengen bietet. Dabei können Transportkunden ihre Beschaffungs- und Belieferungsmengen in einer gemeinsamen Bilanzgruppe bündeln und dadurch das Risiko von Ungleichgewichten mindern. Des Weiteren können die Transportkunden zwischen verschiedenen Marktzugangsmodellen wählen. Sie können u.a. die Belieferung von Gaskunden übernehmen, und hierzu einen Netzzugangsvertrag mit dem FNB eingehen. Sie können alternativ auch auf einen Netzzugangsvertrag verzichten und als rein virtueller Versorger / Bilanzgruppenverantwortlicher mit Beschränkung auf Geschäfte am VAP agieren. Daneben verfügt das Modell über mehrere VNB und eine Handelsplattform (Powernext), die mit dem VAP des FNB verbunden ist.

In **Italien** sind die wesentlichen Rollen gemäss NC BAL ebenfalls vorhanden, es gibt jedoch noch weitere Rollen und Akteure. Der FNB erfüllt ähnliche Aufgaben wie der FNB in Frankreich. Er betreibt zudem einen VAP und ist SLP-Prognoselieferant.

Darüber hinaus gibt es auch eine Handelsplattform sowie eine spezifische Plattform zur Beschaffung von Regelenergie durch den FNB, die an die Handelsplattform angeschlossen ist. Eine Besonderheit und einen Unterschied zu anderen Ländern weist Italien dahingehend auf, dass unserer Kenntnis nach dem italienischen Modell das Bilanzgruppenmodell bisher fremd ist, Ungleichgewichte zwischen Ein- und Ausspeisung von Gas werden auf Basis des Portfolios des Transportkunden abgerechnet.

**Tabelle 8: Rollenmodell in Italien**

<b>Marktakteur</b>		<b>Weitere Funktionen / Rollen desselben Akteurs</b>
<b>Transportkunde</b>	✓	Evtl. Anbieter von Regelenergie
<b>FNB</b>	✓	- Betrieb VAP - Prognoselieferant - spezifische Plattform zur Beschaffung von Regelenergie
<b>VNB</b>	✓	
<b>Handelsplattform</b>	✓	Betrieb einer spezifischen Plattform zur Beschaffung von Regelenergie im Auftrag des FNB
<b>Weitere Akteure</b>	-	
<b>Besonderheiten</b>	Bilanzgruppenmodell nicht implementiert	

Quelle: DNV GL

<sup>24</sup> Derzeit bestehen 2 VAPs, PEG-Nord und PEG-Sud, die voraussichtlich 2018 in eine einheitliche Bilanzzone in Frankreich integriert werden.

In **Slowenien** beruht das Bilanzierungsmodell auf einer noch einfacheren Struktur, so dass nicht alle Rollen gemäss NC BAL implementiert bzw. ausreichend ausdifferenziert sind. Zwar ist die Rolle des Transportkunden, FNB und VNB definiert und zusätzlich - nach allem was wir wissen- das Bilanzgruppenmodell vorgesehen. Allerdings ist bisher weder eine Handelsplattform noch ein VAP<sup>25</sup> implementiert. Zum anderen gibt es keine Angaben über die Quellen, die zur physischen Bilanzierung durch den Netzbetreiber eingesetzt werden, noch ist bekannt wer für die Prognose von SLP-Kunden verantwortlich ist.

**Tabelle 9: Rollenmodell in Slowenien**

<b>Marktakteur</b>	<b>Weitere Funktionen / Rollen desselben Akteurs</b>
<b>Transportkunde</b>	✓
<b>FNB</b>	✓
<b>VNB</b>	✓
<b>Handelsplattform</b>	Nein
<b>Weitere Akteure</b>	Bilanzgruppen bzw. BGV
<b>Besonderheiten</b>	<i>Prognoselieferant unbekannt, VAP bisher nicht implementiert</i>

Quelle: DNV GL

Insgesamt sind das französische, italienische und slowenische Modell der Gasbilanzierung recht schlank und mit einer hervorgehobenen Rolle des FNB ausgestaltet. Dabei entspricht das slowenische Modell u.a. aufgrund des Fehlens einer Handelsplattform zum Handel von standardisierten Produkten nur bedingt den Vorgaben des NC BAL, wohingegen das französische und italienische Rollenbild weitgehend dem NC BAL entsprechen.

## 2.4.2 Rollenmodell in Deutschland

Das Rollenmodell zur Gasbilanzierung in Deutschland sieht im Wesentlichen die Rollen des NC BAL vor, kennt aber daneben noch einige weitere Rollen.

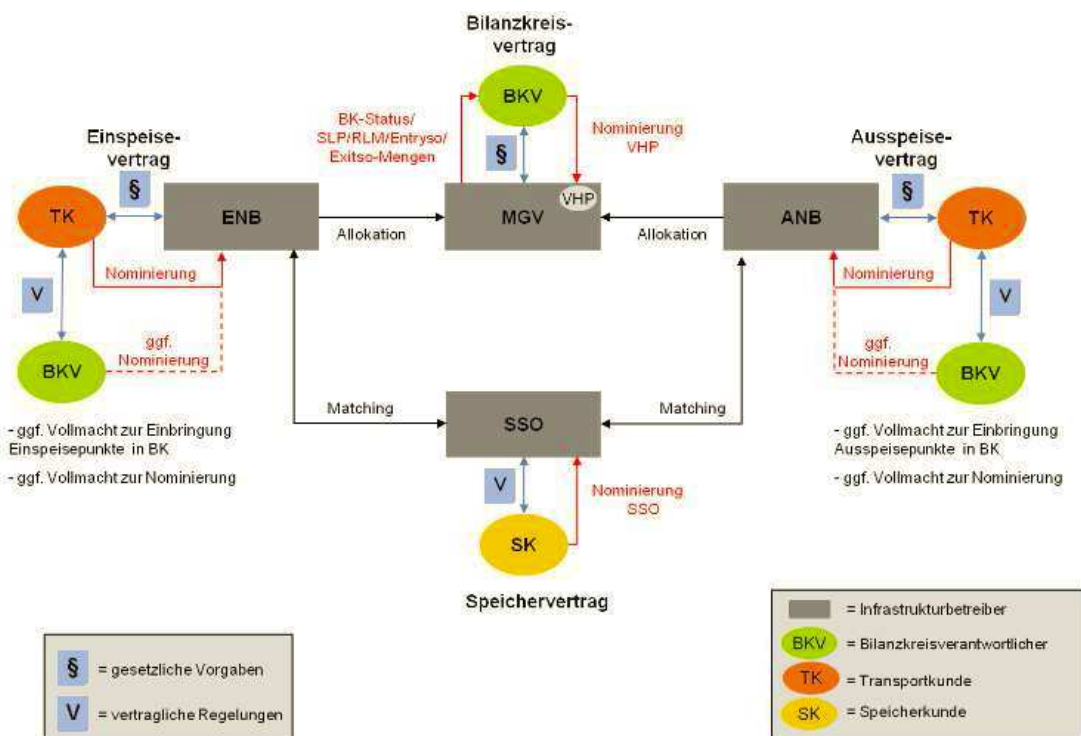
Die Gasbilanzierung beruht auf dem Konzept der Bilanzgruppen - in Deutschland als „Bilanzkreise“ bezeichnet -, in die sich Transportkunden einbringen. Zusätzlich besteht die Möglichkeit einer Trennung zwischen Energietransport und -bilanzierung. So kann ein Bilanzkreis in Deutschland mehrere sog. Subbilanzkreise umfassen, welche eigenständig Nominierungen gegenüber dem Netzbetreiber abgeben können. Die übergreifende Verantwortung für die Ausgeglichenheit des Bilanzkreises gegenüber dem Netzbetreiber verbleibt aber in jedem Falle beim sog. Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) geleitet werden.

Wesentliche Aufgaben im Bilanzierungssystem kommen den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) zu, die als eigenständige Rollen definiert sind (NCG und Gaspool). Da eine Vielzahl an Fernleitungsnetzbetreibern existiert, ist die derzeitige Marktstruktur mit 2 Marktgebieten, d.h. Bilanzzonen, aus einem Konsolidierungsprozess und der Zusammenarbeit der FNB entstanden. Die MGV sind u.a. verantwortlich für

<sup>25</sup> Die Einführung ist für Oktober 2015 vorgesehen; siehe <http://www.icis.com/resources/news/2015/08/28/9918399/shippers-optimistic-about-new-slovenian-gas-virtual-trading-point/>

- die Verwaltung der Bilanzkreise<sup>26</sup>,
- das Nominierungsmanagement,
- die Beschaffung und Einsatz von Regelenergie,
- die Abrechnung der Ausgleichsenergie.

Darüber hinaus betreiben sie jeweils einen eigenen VAP und eine spezifische Plattform zur Beschaffung von Regelenergie. Zudem greifen die MGV, sofern möglich, auf Standardhandelsprodukte der davon unabhängigen Handelsplattform(en)<sup>27</sup> zu.



**Abbildung 9: Marktrollenmodell in Deutschland**

SSO = Speicherbetreiber, ENB / ANV = Einspeise-/ Auspeisenetzbetreiber

Quelle: BDEW/VKU/GEODE Leitfaden

Die Rolle der FNB ist im Wesentlichen auf den Netzbetrieb reduziert, den sie z.B. zum möglichst engpassfreien Gastransport untereinander koordinieren - sowohl innerhalb als auch über Marktgebietsgrenzen hinweg. Dies umfasst u.a. den Einsatz von Regelenergie durch den MGV. Dabei stimmt er sich mit den FNB in der Bilanzzone zum notwendigen Bedarf an Regelenergie ab. Dies ist aus Sicht des MGV notwendig, da er nicht über alle Informationen zu dynamischen Gegebenheiten und technischen Restriktionen in den Netzbereichen, die die Bilanzierungszone aufspannen, im Bilde ist.

Dem Verteilnetzbetreiber kommt neben dem Netzbetrieb die Aufgabe zu, SLP-Verbrauchsmengen zu prognostizieren und zu allokiieren.

<sup>26</sup> Bilanzkreise werden in anderen Ländern Bilanzgruppen genannt, deren Definition weitgehend deckungsgleich ist mit dem in Deutschland üblichen Begriff des Bilanzkreises.

<sup>27</sup> Heute PEGAS, und zukünftig auch ICE

Die Interaktion und das vertragliche Beziehungsgeflecht zwischen den Marktrollen ist in Abbildung 9 skizziert. Der Vergleich mit dem NC BAL ist nachfolgend in Tabelle 10 dargestellt.<sup>28</sup>

**Tabelle 10: Rollenmodell in Deutschland**

<i>Marktakteur</i>	<i>Weitere Funktionen / Rollen desselben Akteurs</i>
<b>Transportkunde</b> ✓	Evtl. Anbieter von Regelenergie
<b>FNB</b> ✓	
<b>VNB</b> ✓	Prognoselieferant
<b>Handelsplattform</b> ✓	
<b>Weitere Akteure</b>	- Bilanzgruppen bzw. BGV - Marktgebietsverantwortlicher - Plattform zur Beschaffung von Regelenergie; - Betrieb VAP

Quelle: DNV GL

### 2.4.3 Rollenmodell in Österreich

Das österreichische Modell der Gasbilanzierung ist charakterisiert durch ein im Vergleich mit dem NC BAL stark differenziertes Rollenmodell. Neben den im NC BAL genannten fünf Rollen beinhaltet es eine Vielzahl weiterer Rollen, auf die wesentliche Aufgaben verteilt werden. Kernbestandteil dieses Modells sind folgende Eigenschaften, die nachfolgend kurz herausgearbeitet werden:

- Trennung von marktnahen Prozessen wie Beschaffung, Abruf und Abrechnung von Regelenergie, sowie VAP-Betrieb vom technischen Netzbetrieb und teilweise Delegation dieser Prozesse an eigenständige Rollen / Dritte;
- Operative Unterscheidung zwischen Bilanzierung im Fernleitungs- und Verteilnetz;
- Trennung zwischen technisch-operativen und kommerziellen (Abrechnungs-) Prozessen;
- Trennung zwischen Ex-ante und Ex-post Bilanzierung.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass das österreichische Rollenmodell in vielen Teilen auf Strukturen aufbaut, welche bereits vor der Umsetzung des aktuellen Modells bestanden. So bestand vor der Einführung des Entry-Exit-Modells eine klare Trennung zwischen den Transitleitungen einerseits und der Inlandsversorgung andererseits. Erstere oblagen der Verantwortung mehrere Fernleitungsnetzbetreiber und wurden jeweils individuell vermarktet, auf Basis eines Punkt-zu-Punkt Modells. Die Inlandsversorgung war dagegen bereits zuvor zu einem einheitlichen Marktgebiet zusammengefasst, das von einer separaten Organisation (analog dem MGV) koordiniert wurde, einschliesslich des Betriebs eines untertägigen Regelenergiemarktes.

<sup>28</sup> Hierbei sollte beachtet werden, dass der MGV als eigenständige Akteur zwar operativ völlig autonom arbeitet und damit eine eigenständige Aufgabe erfüllt; Eigentumsrechtlich ist er jedoch weiterhin an die FNB, die das Marktgebiet aufspannen und seine Gesellschafter sind, gebunden.



**Abbildung 10: Marktrollenmodell in Österreich**

Quelle: Austrian Gas Grid Management AG (AGGM)

Seit der Implementierung des Bilanzgruppenmodells besteht de facto eine Trennung zwischen Beschaffung / Transport und Bilanzierung. Während Aufgaben im Umfeld von Beschaffung und Transport dem Transportkunden unterliegen, wird die Bilanzierung von Bilanzgruppen bzw. ihren Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) organisiert.

Die Rolle der Netzbetreiber ist eingeschränkt auf technische Aufgaben. So ist die Rolle der FNB reduziert auf den Erhalt, die Prüfung und die Weitergabe von Nominierungen an Entry-/Exit-Punkten zu ausländischen Netzen und zu unterlagerten Verteilnetzen. Die VNB liefern abrechnungsrelevante Messwerte und setzen z.B. Aufgaben im Bereich des Netzmanagements und des Einsatzes von Regelenergie und Netzpuffer um.

Die wesentlichen marktnahen und bilanzierungsrelevanten Aufgaben werden von neuen Rollen ausgeführt, die zunächst nicht im NC BAL vorgesehen sind:

- Marktgebietsmanager (MGM, heute Gas Connect Austria)
- Verteilgebietsmanager (VGM, heute Austrian Gas Grid Management AG, AGGM)
- Bilanzgruppenkoordinator (BKO, heute Gas Clearing and Settlement AG, AGCS)
- virtueller Austauschpunkt (VAP, heute betrieben durch Central European Gas Hub, CEGH).

Die Aufgaben des MGM sind vielfältig.

- Er verantwortet zum einen die ex-ante Bilanzierung des Systems. Hierzu nutzt er die bei den FNBs (Transportnetz), VAP (Handelsgeschäfte) und VGM (Verteilnetze) eingereichten Nominierungen des Transportkunden. Stellt der MGM signifikante Abweichungen in der Tagesbilanz für eine Bilanzgruppe fest, fordert er diese zur Korrektur bzw. zu präventiven Ausgleichsmaßnahmen auf. Andernfalls führt der MGM im Namen und zu Lasten des BGV individuelle Handelsgeschäfte am VAP durch, um das Portfolio des BGV glattzustellen.



- Zum anderen ist der MGM für die untertägige Strukturierung des Marktgebiets verantwortlich. Er überwacht die stündlichen Marktgebietssaldos (in Kooperation mit VGM), optimiert und koordiniert zusammen mit den FNB den Einsatz des Netzpuffers und beschafft bei Bedarf zusätzliche Regelenergie am VAP.
- Schliesslich muss der MGM die Implementierung des virtuellen Austauschpunkts und den nichtdiskriminierenden Zugang dazu sicherstellen, den Betreiber des virtuellen Austauschpunkts benennen und die Kooperation mit diesem gewährleisten.

Der VGM verantwortet zum einen die Prognose und Allokation des SLP-Verbrauchs. Zum anderen aggregiert er die erhaltenen Nominierungen der Bilanzgruppen für physische Ein-/Auspeisung innerhalb des Marktgebiets (teilweise indirekt über Speicher, Produktion) und gibt sie an den MGM weiter. Zudem übernimmt er die untertägige Strukturierung und Bilanzierung des „Verteilergebiets“. Dabei setzt er Netzpuffer (in Abstimmung mit MGM und VNB) ein, beschafft selbst Regelenergie am VAP (auf Rechnung des BKO) und weist den BKO zum Regelenergieabruf auf der Grundlage der Merit Order List (MOL) an. Abschliessend erstellt er die endgültigen BG-Fahrpläne und übermittelt diese an den BKO.

Der BKO ist vertraut mit Aufgaben zur Verwaltung der Bilanzgruppen, Beschaffung von Regelenergie-Angeboten („MOL“) und Weitergabe an den VGM, die Ermittlung, Zuordnung und Verrechnung der abrechnungsrelevanten Ausgleichsenergie und des Clearings des Verbrauchs von SLP-Kunden mit den VNB.

Tabelle 11 unten gibt einen Überblick des Rollenmodells in der Schweiz. Allerdings sollte beachtet werden, dass einer der drei FNB, Gas Connect Austria, auch die Aufgaben des Marktgebietsmanagers übernimmt. Bei den anderen Marktakteuren besteht operativ Unabhängigkeit von den Netzbetreibern.<sup>29</sup>

**Tabelle 11: Rollenmodell in Österreich**

<b>Marktakteur</b>	<b>Weitere Funktionen / Rollen desselben Akteurs</b>
<b>Transportkunde</b>	✓ Evtl. Anbieter von Regelenergie
<b>FNB</b>	✓ Marktgebietsmanager
<b>VNB</b>	✓ Prognoselieferant
<b>Handelsplattform</b>	✓ VAP-Betrieb im Auftrag des Verteilergebietsmanagers
<b>Weitere Akteure</b>	- Bilanzgruppen bzw. BGV - Bilanzgruppenkoordinator - Marktgebietsmanager - Verteilergebietsmanager - Plattform zur Beschaffung von Regelenergie

Quelle: DNV GL


Fester Bestandteil ist ebenfalls eine Handelsplattform, die neben dem Handel mit standardisierten Produkten auch den VAP organisiert. Der Marktgebietsmanager, dem die Abwicklung des VAP eigentlich übertragen ist, hat die Handelsplattform mit dieser Aufgabe betraut.

Der Betreiber des virtuellen Austauschpunkts fungiert hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig und v.a. ohne Verbindung zu einem vertikal integrierten Erdgasunternehmen. Hinzu kommen weitere Vorgaben zur Unternehmens- und Organisationsform des VAP und zum Produktangebot.<sup>30</sup>

Wie bereits erwähnt, gehen die Grundzüge des heutigen Rollenmodells auf die frühere organisatorische Struktur des österreichischen Gasmarkts zurück. So war der heutige VGM (AGGM) bereits früher für die

<sup>29</sup> Eigentumsrechtlich bestehen weiterhin Verbindungen. Der Verteilergebietsmanager AGGM ist zwar nicht gleichzusetzen mit einem Netzbetreiber, steht jedoch im Eigentum von mehreren Gasnetzbetreibern. AGCS steht zu 40 % im Eigentum von Unternehmen der Energie- bzw. Gaswirtschaft, z.B. hält Gas Connect Austria etwa 23%.

<sup>30</sup> Vgl. Gaswirtschaftsgesetz 2011, Fassung vom 01.09.2015



Koordination des Betriebs der Regionalnetze zuständig. Auch die Trennung zwischen technischen (VGM) und kommerziellen Funktionen in der Inlandsversorgung bestand bereits zuvor. Nach unserem Verständnis repräsentiert die Komplexität des österreichischen Rollenmodells daher nicht notwendigerweise eine „optimale“ Struktur, sondern lässt sich primär aus der Notwendigkeit begründen, auf bestehenden Strukturen aufzubauen, ungeachtet der damit einhergehenden Komplexität.

## Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Rollenmodelle zur Gasbilanzierung in den betrachteten Ländern grundsätzlich kompatibel sind mit den Vorgaben des NC BAL. Dies gilt mit Ausnahme von Slowenien, wo derzeit keine Handelsplattform (und auch kein VAP) etabliert ist. Es lässt sich auch feststellen, dass der NC BAL den Ländern genug Flexibilität lässt, um die Besonderheiten der jeweiligen Gasmärkte bei der Umsetzung der Vorgaben berücksichtigen zu können.

Allen Ländern ist zudem gemeinsam,<sup>31</sup> dass die explizite Rolle des Prognoselieferanten zur Prognose und eventuell Allokation von SLP-Verbrauchsmengen, wie er im NC BAL vorgesehen ist, nicht als eigenständige Rolle implementiert ist. Seine Aufgaben werden von anderen Markttrollen übernommen, welche - abgesehen davon - zusätzlich weitere wichtige Aufgaben übernehmen können und für die die Prognose nur einen Teil des Verantwortungsbereichs darstellt. Zudem ist in allen diesen Ländern auch ein VAP implementiert, der den FNB zugeordnet oder an andere Rollen ausgelagert sein kann.

Hingegen unterscheiden sich die Rollenmodelle von Frankreich, Italien, Deutschland und Österreich sehr stark im Hinblick auf die Anzahl zusätzlicher Markttrollen. Die Modelle in Frankreich und Italien sind eher einfach strukturiert und verfügen über lediglich einen einzigen FNB, der mit einer hervorgehobenen Stellung und gleichwohl einer grösseren Anzahl an Aufgaben im Bilanzierungssystem ausgestattet ist als in Deutschland und Österreich. Dabei übernehmen sie u.a. die SLP-Prognosen und betreiben den VAP. Dieses Modell ist auch in anderen Ländern mit einem FNB verbreitet.

In Deutschland und v.a. Österreich sind marktnahe Funktionen an andere, neue Rollen ausgelagert. Der Wirkungsbereich der Netzbetreiber und insbesondere der FNB ist auf den Netzbetrieb und technische Funktionen rund um den technischen Einsatz von Netzpuffer und Regelenergie beschränkt. In Deutschland sind diese Aufgaben mehrheitlich in der Rolle des Marktgebietsverantwortlichen konzentriert, um die Koordination zwischen den FNB, die das Marktgebiet aufspannen, zu fördern. In Österreich sind die Aufgaben hingegen auf mehrere Rollen verstreut. Es handelt sich um ein historisch gewachsenes Modell, das so entwickelt wurde, um u.a. die Diskriminierungsfreiheit zu erhöhen.

Mit der Anzahl der Markttrollen steigt das Mass an notwendiger Delegation von Aufgaben, Koordination zwischen den Markttrollen und letztlich die Komplexität des Beziehungsgeflechts zwischen den Markttrollen. Damit ist andererseits die Vorstellung grösserer Transparenz und Diskriminierungsfreiheit verbunden.

---

<sup>31</sup> Alle Länder werden durch eine Regulierungsbehörde überwacht. Dieser wird jedoch – wie oben angemerkt – nicht als Bestandteil des Markts im engeren Sinn betrachtet.

## 2.5 Organisation und Rollenverteilung in der Schweiz

### 2.5.1 Status Quo in der Schweiz

Derzeit verfügt das Gasbilanzierungssystem in der Schweiz über eine duale bzw. triale Struktur mit erheblichen Unterschieden und Auswirkungen für die Akteure im Gasmarkt. Diese Struktur ist in Zusammenhang mit der partiellen Marktöffnung für Endkunden zu sehen und stellt sich wie folgt dar:

1. Kleinkunden unterliegen der Vollversorgung durch das lokale, integrierte Versorgungsunternehmen. Dies entspricht dem bisher nicht für Wettbewerb und freien Netzzugang geöffneten Kundensegment. Das integrierte Versorgungsunternehmen stellt den Netzzugang, betreibt das Netz, beschafft die vom Kunden verbrauchte Gasmenge und koordiniert sich mit vor- und nachgelagerten Netzbetreibern bzgl. des Bedarfs an Leitungskapazität insbesondere an Netzübergangspunkten. Es trägt die Versorgungs- und damit Ausgleichsenergiesrisiken und bilanziert somit Ungleichgewichte auf stündlicher Basis aus, z.B. durch den Einsatz von Speichern.<sup>32</sup>
2. Hingegen können grosse Verbraucher im Rahmen der seit Ende 2012 gültigen Verbändevereinbarung (VV-I) vom Recht zum Versorgerwechsel und vom Netzzugang Gebrauch machen. Sie übernehmen damit auch die vollständige Verantwortung für die untertägige Strukturierung ihres Gasverbrauchs und der ihnen anzulastenden Fehlmengen zwischen Ein- und Ausspeisung (z.B. aufgrund von Prognoseungenauigkeiten bei der Verbrauchsschätzung).<sup>33</sup> Diese Mengen werden allgemein als Ausgleichsenergie bezeichnet und in der Schweiz nach fortlaufender Stundenbilanzierung mit kumulierten Toleranzen und Pönalen abgerechnet. Laut Verbändevereinbarung sind bisher nur relativ grosse, lastganggemessene Kunden mit einer vertraglichen Transportkapazität von mind. 200 Nm<sup>3</sup>/h und dem vornehmlichen Einsatz von Erdgas als Prozessgas zugangsberechtigt.<sup>34</sup>

Zugleich eröffnet die VV-I Weiterentwicklungsmöglichkeiten. So streben die Netzbetreiber und die industriellen Erdgasbezüger für den 1. Oktober 2016 die Schaffung einer integrierten Bilanzzone in der gesamten Schweiz an. Zudem gilt per 1. Oktober 2015 eine vertragliche Transportkapazität von mindestens 150 Nm<sup>3</sup>/h als Schwelle für den Netzzugang.

3. Abgesehen davon verfügt die Schweiz über eine Gastransitleitung in Nord-Süd Richtung, die die Gasmärkte Frankreichs und Deutschlands mit Italien verbindet. Sie stellt zugleich die Versorgung der Schweiz mit Gas hauptsächlich sicher. Hierzu nutzt und vermarktet die Swissgas AG einen Teil der Leitungskapazität der Transitleitung, während der grösste Teil der Leitungskapazität für Transite reserviert ist. Allerdings wird die gesamte Transitleitung ausserhalb des Bilanzierungssystems der Schweiz behandelt.

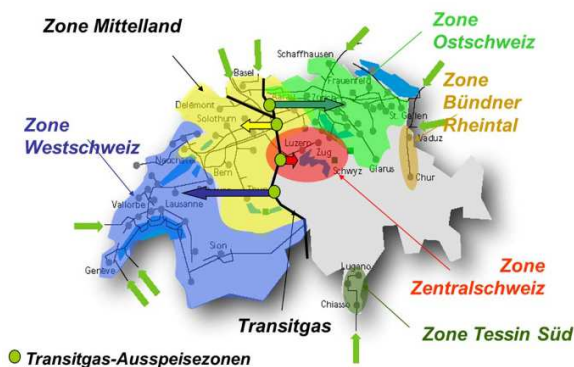
Auf der Grundlage dieser heterogenen Struktur wird im derzeitigen Gefüge im schweizerischen Gasmarkt zwischen verschiedenen Ebenen und Akteuren unterschieden. Zum einen wird im Netzbereich zwischen der überregionalen, regionalen und lokalen Ebene differenziert. Diese sind über eine

<sup>32</sup> In dem Fall einer Selbstversorgung führt das integrierte Versorgungsunternehmen sein eigenes Bilanzkonto. Falls das integrierte Versorgungsunternehmen einen Versorgungsvertrag mit der übergelagerten regionalen Netzgesellschaft abschliesst, muss dem kein Bilanzkonto zugeordnet werden. Diese Information basiert auf einem Telefonat vom 26.6.2015 mit dem VSG.

<sup>33</sup> Die Vorgaben zum derzeitigen Gasbilanzierungssystem entspringen den Allgemeinen Netzzugangsbedingungen bzw. dem Bilanzgruppenvertrag.

<sup>34</sup> Aktuell machen mehrere Industriekunden von der Möglichkeit einer Drittbeflieferung Gebrauch; sie stellen weniger als 10% des schweizerischen Gasverbrauchs dar.

Kooperationsvereinbarung verbunden. Zudem wird – ähnlich zu anderen Märkten – zwischen den Rollen der Endverbraucher, Netzkunde (Netznutzer) und Netzbetreiber unterschieden. Auf der Ebene der regionalen Netzbetreiber gibt es 6 verschiedenen Bilanzzonen (siehe Abbildung 11) mit jeweils eigenen Bilanzierungsregimen.



**Abbildung 11: Zonale Struktur der Gasversorgung in der Schweiz**

Quelle: Entgelte für regionale und überregionale Zonen Grundsatzdokument für die Berechnung der Entgelte für die regionalen und überregionalen Zonen des Gastransports in der Schweiz, Version 2.5, 2012.

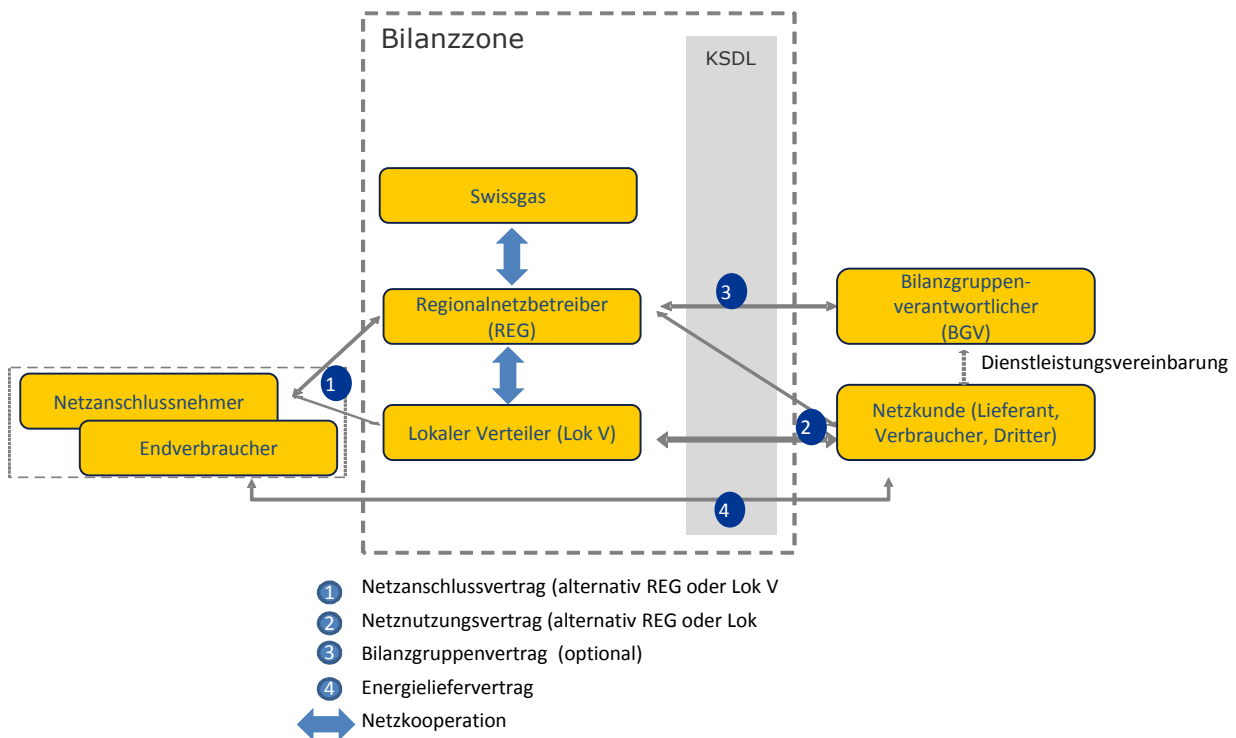
Eine besondere Rolle nimmt die Koordinationsstelle Durchleitungen (KSDL) wahr, die im Auftrag der Netzbetreiber die möglichst einfache Bereitstellung des Netzzugangs für Kunden gewährleisten soll, die vom Recht zum Netzzugang Gebrauch machen. Für den liberalisierten Marktbereich ist zudem das Bilanzgruppenmodell für die Bilanzierung implementiert. Es kennt u.a. die Rollen des Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV), des Bilanzzonenverantwortlichen (BZV), des Netzkunden und Netzanschlussnehmer.

- Als BZV fungiert der regionale Netzbetreiber. Der BZV ist für den Ausgleich der Energieflüsse in seiner Bilanzzone verantwortlich und übernimmt die finanzielle Bilanzierung gegenüber den BGV.
- Der BGV ist gegenüber dem BZV für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisung und Ausspeisung seiner Bilanzgruppe finanziell verantwortlich. BZV und BGV sind über einen Bilanzgruppenvertrag aneinander gebunden, der die Elemente des Bilanzausgleichs einer Bilanzgruppe regelt.
- Die Netznutzer sind über einen Bilanzgruppenvertrag in eine Bilanzgruppe eingebunden. Sie halten den Netznutzungsvertrag mit dem netzanschlussgebenden Netzbetreiber. Netznutzer kann der Endkunde selbst, der Lieferant oder ein Dritter sein.
- Der Endkunde ist zugleich Netzanschlussnutzer und Verbraucher und hat entsprechende Vertragsverhältnisse mit dem Netzbetreiber und evtl. auch mit einem Lieferanten.
- Die Netzbetreiber kooperieren, damit die Netznutzung durch Dritte (u.a. finanzielle Flüsse und Sicherheiten, Nominierungsmanagement, Gesuche um Zugang zum Netz, einheitliche Grundsätze zur Berechnung von Netznutzungsentgelten, etc.) möglichst effizient erfolgen kann.<sup>35</sup>

<sup>35</sup> Siehe auch Recht und Politik des Wettbewerbs, Ausgabe 2012/3, Wettbewerbskommission Bern, Schlussbericht vom 8. Mai 2012 in Sachen Vorabklärung gemäss Art. 26 KG betreffend Erdgas Zentralschweiz AG wegen allenfalls unzulässiger Verhaltensweise gemäss Art. 7 KG, S.459ff.

Dieses Beziehungsgeflecht ist in Abbildung 12 unten dargestellt.

Aus Sicht der Kunden, die vom Recht auf einen unabhängigen Netzzugang Gebrauch machen möchten, ergeben sich verschiedene Implikationen. Beispielsweise unterliegen Tochtergesellschaften oder Verbrauchsstellen, die sich in unterschiedlichen Bilanzzonen befinden, nicht denselben vertraglichen Grundlagen, Lieferbedingungen und Bilanzierungsregeln, da z.B. das Bilanzgruppenmodell und das System zur Abrechnung von Fehlmengen / Ausgleichsenergie auf die entsprechende Bilanzzone beschränkt ist. Ähnlichen Herausforderungen sehen sich auch ihre Lieferanten gegenüber.



**Abbildung 12: Rollen und Vertragsbeziehungen im liberalisierten Segment im schweizerischen Gasmarkt**


Quelle: eigene Darstellung auf Basis der Verbändevereinbarung 1

Das Vertragskonstrukt zur Belieferung von Kunden im nicht-liberalisierten Marktsegment ist hingegen einfacher. Dort fallen die Rollen des BGV, Netzkunden/ Lieferant und des anschlussgebenden Netzbetreibers in einem integrierten Unternehmen zusammen.

## 2.5.2 Vorschlag zur Weiterentwicklung des Gasmarkt- und Bilanzierungsmodells

Wie oben erwähnt, arbeitet die Gasbranche an einer Weiterentwicklung des Gasbilanzierungssystems in der Schweiz. Diese Vorschläge beruhen zum einen auf den oben angesprochenen Klauseln, die in der VV-I enthalten sind. Die Absenkung der Obergrenze von 200 Nm<sup>3</sup>/h auf 150 Nm<sup>3</sup>/h erweitert ab 1.10.2015 den Kreis der Unternehmen, die von einem unabhängigen Markzzugang Gebrauch machen können<sup>36</sup>, von 59 Unternehmen (mit einem Jahresverbrauch von insgesamt 5,49 TWh) auf ca. 300 Unternehmen mit

<sup>36</sup> Von dem Recht auf einen eigenständigen Netzzugang haben rund 10 Unternehmen Gebrauch gemacht.



einem Gesamtverbrauch von ca. 9,1 TWh.<sup>37</sup> Zudem enthält die VV-I die Absicht zur Bildung einer integrierten Bilanzzone in der Schweiz.

Diesem Ansinnen folgend hat die Gasbranche einen Vorschlag zu einem „Marktmodell Schweiz 2 Gas“ ausgearbeitet (MACH 2 Gas). Dieser ist Bestandteil des Vorschlags zur Entwicklung einer Verbändevereinbarung II (VV-II) und greift die Weiterentwicklungsmöglichkeiten nach VV-I auf und vertieft diese. Die Umsetzung ist für den 1.10.2016 vorgesehen.

Dieser uns vorliegende Vorschlag sieht u.a. eine Änderung des Gasbilanzierungsmodells in der Schweiz unter Berücksichtigung folgender neuer Elemente vor:<sup>38</sup>

- Einführung des EES
- Integrierte Bilanzzone für die Schweiz
- Vereinheitlichtes Bilanzierungssystem in der integrierten Bilanzzone
- Einführung eines virtuellen Austauschpunkts<sup>39</sup>
- Schaffung und Betrauung einer neuen Gesellschaft mit zentraler Verantwortung u.a. bei der Beschaffung und dem Einsatz von Regelernergie und der Bilanzierung

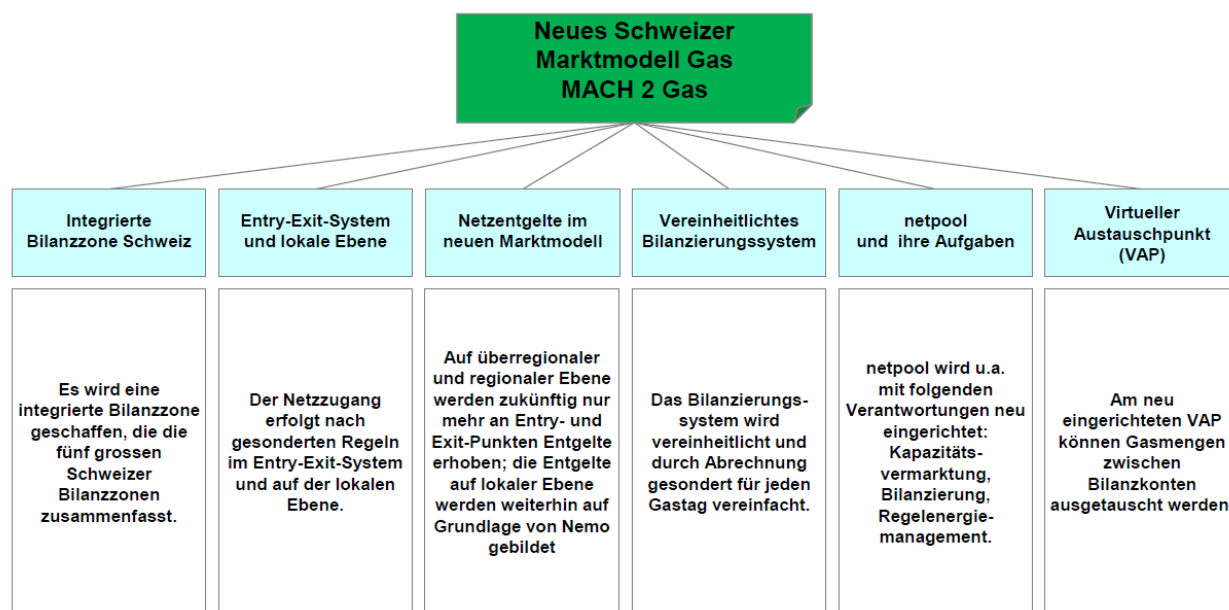
Zukünftig soll es eine integrierte Bilanzzone geben, die die bisherigen fünf Bilanzzonen Ostschweiz, Zentralschweiz, Westschweiz, Mittelland und Bündner Rheintal umfasst. Die integrierte Bilanzzone ist die Basis für das EES. Davon ausgenommen bleiben die Netzzinsel Kreuzlingen und Tessin als eigenständige und von Italien aus versorgte Bilanzzone.

---

<sup>37</sup> Dies ermöglicht die Herabsetzung der Mindestgrenze der vertraglichen Transportkapazität des Netznutzers von mindestens 200 auf 150 Nm<sup>3</sup>/h.

<sup>38</sup> „MACH 2 Gas Marktmodell Schweiz 2 Gas – Grundkonzept“, VSG, September 2015

<sup>39</sup> Siehe dazu auch die Ausführungen in Kapitel 3 zu den Vorzügen und seiner Funktion.



**Abbildung 13: Wesentliche Elemente des neuen Marktmodells**

Quelle: VSG 2015

Im EES sollen zukünftig im Prinzip alle Kunden und Netzebenen sowie die für die Inlandsversorgung erforderlichen Mengen auf der Transitpipeline und überregionalen Transportleitungen integriert sein. Dazu wird das Bilanzgruppenmodell umfassend eingeführt (siehe auch Hinweis unten). Transporte zwischen Deutschland / Frankreich und Italien sind davon ausgenommen.

Wesentlicher Bestandteil des EES soll demnach ein virtueller Austauschpunkt, der Übergang zur Tagesbilanzierung mit untertägigen Restriktionen (siehe auch Kapitel 4.3.1) und ein einheitliches Ausgleichsenergiesystem in der integrierten Bilanzzone sein. Der virtuelle Austauschpunkt ermöglicht die Abwicklung des Tauschs von Gasmengen zwischen Bilanzgruppen.

Der Vorschlag Mach 2 Gas sieht zudem die Schaffung einer neuen zentralen Instanz, nämlich netpool, vor, der wesentliche Aufgaben übertragen werden sollen. Dies umfasst sowohl neue Aufgaben, wie der Betrieb des VAP, als auch Aufgaben, die bisher im alleinigen Verantwortungsbereich der (über-) regionalen Netzbetreiber liegen.

netpool soll für die Kapazitätsvermarktung im EES sowie das Bilanzierungssystem zuständig sein, wobei zu letzterem das Bilanzgruppenmanagement, das Regelenergiemanagement in der integrierten Bilanzzone (gemeinsam mit den Regionalnetzbetreibern und Swissgas), die Koordinierung der Netzsteuerung im EES, der Betrieb des virtuellen Austauschpunkts und die Ausgleichsenergieabrechnung zählen.

netpool obliegt – in enger Zusammenarbeit mit den Regionalnetzbetreibern – die Aufrechterhaltung der physischen Ausgeglichenheit in der integrierten Bilanzzone. Um dieser Aufgabe nachzukommen, ermittelt netpool Austauschfahrpläne zwischen den Netzen des EES, und erfasst die Einspeise-Nominierungen und VAP-Nominierungen, während die Regionalnetzbetreiber weiterhin für Netzlastprognose, und die Steuerung und Überwachung ihres Netzes verantwortlich sind. Zum Ausgleich von Unausgeglichenheiten koordiniert netpool den Einsatz der Netzpuffer der regionalen Leitungen und der Swissgas-Leitungen und beschafft durch Kauf bzw. Verkauf von zusätzlichen Gasmengen externe Regelenergie.

Grundlage dafür, dass netpool diese Aufgaben erfüllen kann, ist ein Pachtmodell zwischen netpool und den für die Inlandsversorgung benötigten Teilen der überregionalen Netze (u.a. der Transitgas-Pipeline).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass wesentliche Aufgaben, die bisher in der Verantwortung der einzelnen Fernleitungsnetzbetreiber liegen, auf netpool übergehen sollen. Im zukünftigen EES und Bilanzierungssystem in der Schweiz übernimmt netpool daher eine ähnliche zentrale Rolle wie der MGV in anderen Ländern (z.B. Deutschland).

Allerdings ist die genaue Ausgestaltung des Konzepts nicht abgeschlossen und einige Aspekte sind noch offen und bedürfen einer genaueren Regelung / Darstellung. Zum Beispiel ist aus MACH 2 Gas nicht genau ersichtlich wie die Koordination des Einsatzes von Netzpuffer und externer Regelenergie ablaufen soll. Zum anderen ist MACH 2 Gas Bestandteil des Vorschlags zu VV-II. Allerdings, so ist unser Verständnis, soll VV-II weiterhin nur für Grosskunden über 150 Nm<sup>3</sup>/h gelten, während MACH 2 Gas den Anspruch hat, für alle Kunden zu gelten. Daraus lässt sich schliessen, dass die in lokalen Verteilnetzen angeschlossenen Kunden vermutlich nicht direkt Teil des EES, es sei denn sie haben eine vertragliche Transportkapazität von mindestens 150 Nm<sup>3</sup>/h. Somit übernehmen die lokalen, vertikal integrierten Unternehmen weiterhin gesamthaft die Bilanzierung für nicht-netzzugangsberechtigte Endverbraucher.<sup>40</sup> Allerdings weisen wir darauf hin, dass es sich hierbei um unsere Interpretation der vorläufigen Dokumentation des MACH 2 Gas handelt.

## 2.6 Gestaltungsoptionen für die Schweiz

Auf der Grundlage der oben skizzierten Rollenmodelle in der Gasbilanzierung in verschiedenen europäischen Ländern und dem derzeitigen Rollenverständnis in der Schweiz werden nun mehrere Ausgestaltungsvarianten und Möglichkeiten der Weiterentwicklung für die Schweiz skizziert und evaluiert. Mit Rückgriff auf die Rollenmodelle ausserhalb der Schweiz sehen wir folgende Weiterentwicklungsmöglichkeiten:


- Bezugsgrösse für die Bilanzierung
- Verantwortung für die Bilanzierung des Gesamtsystems
- Trennung kommerziell sensitiver Funktionen vom Einflussbereich der FNB
- Trennung oder (teilweise oder vollständige) Integration von Transiten in das Schweizer Gasbilanzierungssystem
- Verantwortung für Prognose und Allokation SLP-Profile
- Betrieb des VAP
- Nutzung Handels-/Regelenergieplattform für die Beschaffung von Regelenergie

Diese Optionen werden zunächst erläutert und dann anhand der in der Einleitung genannten Kriterien bewertet. Da die Beurteilung der Optionen immer eine Frage der Alternativen ist, bewerten wir alle Ausgestaltungsoptionen nicht isoliert sondern immer im Vergleich mit möglichen Alternativen. Diese ergeben sich aus dem Status quo in der Schweiz, Erfahrungen im Ausland oder anhand grundsätzlicher Überlegungen.

Bei der Bewertung spielt auch die Umsetzbarkeit und der Status quo in der Schweiz samt dem MACH 2 Gas Vorschlag eine wichtige Rolle. Dabei setzen wir eine integrierte Bilanzzone in der Schweiz voraus, wie in MACH 2 Gas vorgeschlagen. Diese Massnahme erachten wir als „no regret“-Massnahme und somit unabhängig der weiteren Ausgestaltungsoptionen als sinnvoll und empfehlenswert.

<sup>40</sup> Dieses Konzept wird als „City Gate“-Lösung bezeichnet.





Von der Untersuchung unten ist die Nutzung einer spezifischen Regelenenergieplattform ausgenommen. Denn die Notwendigkeit unterliegt verschiedenen Voraussetzungen nach NC BAL und ist nur in Kombination mit dem Bedarf an spezifischen oder lokalen Regelenenergieprodukten und möglicher Beschaffungsoptionen zu klären. Diesen Fragen gehen wir in Kapitel 4 und Kapitel 5 nach.

Bei der nachfolgenden Analyse beziehen wir uns zudem auf das Rollenmodell nach NC BAL und in den anderen Ländern. Um das Verständnis des Lesers zu gewährleisten, verstehen wir unter FNB im Fall der Schweiz die Betreiber der Hochdruckleitungen, d.h. Swissgas und die Regionalnetzbetreiber. Die Transleitung ist davon per se nicht ausgeschlossen; ihr ist aber sowieso ein eigener Abschnitt gewidmet. Unter Verteilnetzbetreiber subsumieren wir alle unterlagerten Netzbetreiber, v.a. auf lokaler Ebene, wobei wir bestehende integrierte Versorgungsunternehmen gedanklich in den Netzbetrieb und die Lieferung aufspalten und uns lediglich auf die Marktrolle als Netzbetreiber beziehen. Unter dem Begriff des MGV verstehen wir nachfolgend eine zentrale und neutrale Instanz, wie sie durch MACH 2 Gas in Form von netpool vorgeschlagen wird und in ähnlicher Weise z.B. in Deutschland existiert.

## 2.6.1 Bezugsgrösse für die Bilanzierung

Bei der Frage, was Bezugsgrösse bei der Bilanzierung sein soll, sind grundsätzlich drei Ansätze denkbar:

- Abrechnung auf Einzelkundenbasis
- Abrechnung auf Lieferanten / Portfoliobasis
- Abrechnung auf Basis von Bilanzgruppen

Die Abrechnung auf Einzelkundenbasis bedeutet, dass der Verbrauch jedes Standorts einzeln prognostiziert und bezüglich der Ausgleichsenergie individuell abgerechnet wird.

Die Abrechnung auf Lieferanten- / Portfoliobasis sieht vor, dass der Verbrauch von Kunden aggregiert und auf Portfolioebene prognostiziert und bezüglich Ausgleichsenergie abgerechnet wird, soweit sie demselben Portfolio / Lieferanten zuzuordnen ist.

Beim Bilanzgruppenmodell sind alle Transportkunden verpflichtet, sich einer Bilanzgruppe anzuschliessen. Diese entspricht einer neuen Rolle. Der BGV kanalisiert die Vertragsgestaltung, Prozesse und Kommunikation mit zentralen Marktrollen bezüglich Nominierung und Ausgleichsenergie-Abrechnung.<sup>41</sup> Der BGV ist gegenüber dem (zentralen) Marktakteur, der für die Abrechnung der Ausgleichsenergie aller Bilanzgruppen zuständig ist, für die gesamten Abweichungen zwischen Nominierung und Allokation der in ihr zusammengefassten Transportkunden verantwortlich. Die Rolle des BGV kann sowohl von einem der in der Bilanzgruppe enthaltenen Marktteilnehmer, z.B. ein Versorger oder grosser Verbraucher, oder von einem Dritten (z.B. ein Dienstleister) übernommen werden. Verbrauchsprognosen finden für eine grössere Anzahl an Kunden (z.B. Portfolien) integriert statt. Es wird nur die resultierende Ausgleichsenergie aller in der BG zusammengeschlossenen Portfolien abgerechnet. Nachfolgend verwenden wir zum Zweck der Eindeutigkeit ausschliesslich den Begriff der Bilanzgruppe, auch wenn in anderen Systemen alternativ der Begriff des Bilanzkreises geläufig ist.

---

<sup>41</sup> Zudem beinhaltet dieses Konzept auch das Recht auf freie Vertragsgestaltung beim BGV-Vertrag. Marktakteure können sich einer BG anschliessen bzw. diese verlassen oder eine neue gründen. Dadurch ist die Möglichkeit zu Wettbewerb zwischen Bilanzgruppen bei ihren Bedingungen (z.B. Rechte und Pflichten des BGV zur Vermeidung/ Minderung von Ausgleichsenergie) gegeben. Allerdings ist häufig die Freiheit bei der Vertragsgestaltung durch die Regulierung beschränkt, die z.B. Vertragsbestandteile bzw. regulierte Vertragsmodelle vorgibt.

Aufgrund der weiten Verbreitung des Bilanzgruppenmodells ist der dritte Ansatz der naheliegenste. Die Abrechnung auf Basis der Lieferantenportfolien ist weniger verbreitet und wird z.B. in Italien angewendet. Hingegen ist uns nicht bekannt, wo die Abrechnung auf Einzelkundenbasis praktisch umgesetzt wurde.

Die in der Einleitung genannten Kriterien berücksichtigend bewerten wir die einzelnen Modelle wie folgt.

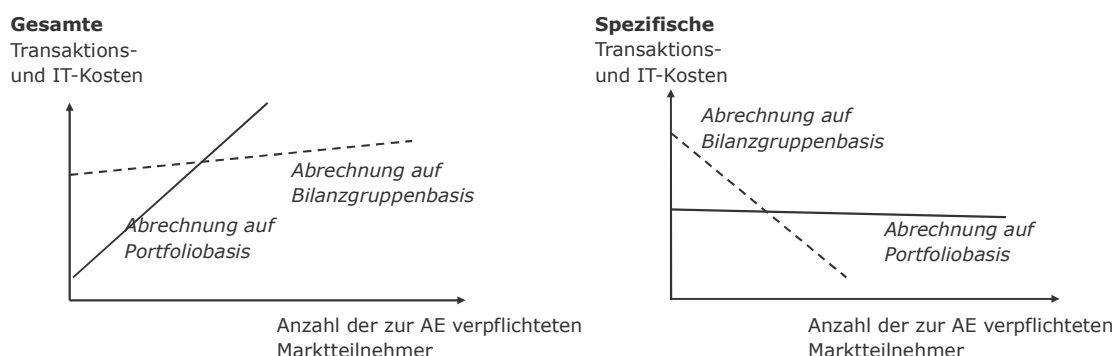
- *Sicherstellung der Versorgungssicherheit:* Die Einzelkundenabrechnung ist der Versorgungssicherheit zuträglich, da Ungleichgewichte verschiedener Kunden (z.B. in verschiedenen Netzbereichen) nicht miteinander verrechnet werden und somit regionale Ungleichgewichte vermieden werden.

Hingegen besteht bei der Abrechnung auf Basis von Portfolien oder Bilanzgruppen die Gefahr, dass aus dem Zusammenführen von regional verstreuten Kunden / Portfolien regionale Ungleichgewichte resultieren.

- *Komplexität und Kosten des Modells:* Die Abrechnung auf Einzelkundenbasis impliziert zunächst einen ungefähr gleichen Aufwand je Kunde bezüglich Prognose, Abrechnung, etc., weil alle Prozesse für jeden Kunden durchlaufen werden müssen. Dadurch entstehen eine hohe Komplexität und hohe Kosten, z.B. IT- und Transaktionskosten. Denn es ist viel Marktkommunikation zwischen den Marktakteuren und beim FNB viel Datenverarbeitung erforderlich.

Die Portfolioabrechnung birgt auch eine gewisse Komplexität, da redundante Abläufe bei einer Vielzahl an integrierten Versorgern in der Schweiz (ca. 120 lokale Erdgas-Versorger) ablaufen. Dies kann durch eine hohe Standardisierung der Prozesse begrenzt werden.

Beim Bilanzgruppenmodell entsteht ein zusätzlicher Aufwand zum Aufsetzen der neuen Rolle des BGV und zusätzlicher Verträge. Allerdings ist die Komplexität begrenzt, da die BGV die Vertragsgestaltung, Prozesse und Kommunikation mit zentralen Markttrollen bezüglich Nominierung, Ausgleichsenergie-Abrechnung kanalisieren. Der Vorteil des Bilanzgruppenmodells überwiegt je grösser die Anzahl der zur Ausgleichsenergie verpflichteten Marktteilnehmer ist, da die Synergieeffekte mehr und mehr die Nachteile der Kosten der zusätzlichen Rolle wettmachen. Dies ist in Abbildung 14 unten illustriert.



**Abbildung 14: Illustration der Abhängigkeit der Transaktions- und IT-Kosten von der Anzahl der zur Ausgleichsenergie verpflichteten Marktteilnehmer**

Quelle: DNV GL

- *Förderung von Effizienz im Markt:* Die Effizienz sollte beim Übergang von der Kunden- zur Bilanzgruppenbasierten Abrechnung steigen. Die Einzelkundenabrechnung ist eher ineffizient, da Kunden nicht miteinander verrechnet werden und es zum „Gegenregeln“ kommen kann, d.h.

konträre Regelenergie-Abrufe, die sich durch Zusammenfassen der Ungleichgewichte von verschiedenen Kunden vermeiden liessen. Während die Portfolioabrechnung hier bereits eine Verbesserung erwarten lässt, wird „Gegenregeln“ am ehesten vermieden bei der Bilanzgruppenbildung.

- *Förderung von Wettbewerb*

- *Minimierung von Marktzutrittsbarrieren:* Allen Modellen ist gemein, dass der Aufwand zum Aufsetzen der Prozesse und Systeme, für die Einrichtung und den Betrieb der IT-Systeme sowie die Prozessbewirtschaftung, erhebliche Kosten v.a. für kleine Versorger verursachen können. Damit werden grosse Lieferanten bevorteilt, da die Durchschnittskosten mit der Anzahl an Kunden sinken.

Bei der Einzelkundenabrechnung bestehen zudem hohe Risiken für Ausgleichsenergie, z.B. aus der Verletzung von gewährten Toleranzen o.ä.. Dieses Risiko wird bei der Portfolio- und insbesondere bei der Bilanzgruppenabrechnung deutlich vermindert. Bei der Portfolioabrechnung ist die Möglichkeit dieses Risiko zu mindern weiterhin an die Zugehörigkeit zum Lieferantenportfolio gebunden und dadurch begrenzt. Die Bilanzgruppenabrechnung erlaubt das freie „Poolen“ von Portfolien von Lieferanten, so dass die Ausgleichsenergie Risiken erheblich reduziert werden können. Dies nutzt v.a. kleineren Lieferanten. Sie haben einen geringeren Prognose- und Abrechnungsaufwand, da sie nicht mehr auf Portfolio-/Kundenbasis prognostizieren und abrechnen müssen. Des weiteren können sie innerhalb einer Bilanzgruppe die Grössennachteile gegenüber grossen Portfolien / Lieferanten bezüglich des Ausgleichsenergie Risikos verringern.

- *Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure:* Die Einzelkundenabrechnung stellt per Definition die Gleichbehandlung aller Lieferanten / Kunden sicher.

Die Portfolioabrechnung bevorteilt eher grosse Lieferanten (Pooling), solche mit eigener Flexibilität und Kunden mit Zugriff auf Messdaten im Netz.

Das Bilanzgruppenmodell gleicht teilweise Nachteile von Kunden mit einem Mangel an eigener Flexibilität zur Vermeidung von Ausgleichsenergie aus. Vorteile für grosse Portfolien werden relativ geringer, können jedoch nicht ganz ausgeschlossen werden. Das gleiche gilt auch im Vergleich zu Kunden mit Zugriff auf Messdaten im Netz.

- *Umsetzbarkeit in der Schweiz:* Das derzeitige Bilanzierungsmodell hat eine heterogene Struktur. Die Portfolioabrechnung wird für alle Kunden angewandt, die von einem integrierten Unternehmen oder einem Dritten beliefert werden. Hingegen ist das Bilanzgruppenmodell für alle Kunden bereits Realität, die einen eigenen Netzzugang haben und von einem Dritten beliefert werden. Der Weiterentwicklungsvorschlag MACH Gas 2 sieht vor, das Bilanzgruppenmodell auf alle Kunden zu übertragen.
- *Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben und der Praxis in der EU:* Alle Modelle sind kompatibel mit dem NC BAL. Er macht keine explizite Vorgabe oder Einschränkung und erlaubt die Einbindung von Dienstleistern und Vertreter, die im Namen des Transportkunden gegenüber dem FNB die Anmeldung von Tauschgeschäften am VAP übernehmen dürfen.

Insgesamt bewerten wir die Alternativen wie in der Abbildung 17 unten gezeigt. Bei Abwägung der vorgenannten Argumente kommen wir zu der Auffassung, dass die umfassende Einführung des Bilanzgruppenmodells unter Berücksichtigung aller Kunden in der integrierten Bilanzzone die sinnvollste

Option ist und begrüßen daher den Vorschlag nach MACH 2 Gas. Bis auf Italien, wäre die Schweiz in dieser Hinsicht kompatibel mit den anderen umliegenden Ländern.

**Tabelle 12: Übersicht Bewertung von grundsätzlichen Bezugsgrößen für die Bilanzierung**

	Abrechnung auf Einzelkundenbasis	Abrechnung auf Lieferanten-/Portfoliobasis	Abrechnung auf Basis von Bilanzgruppen
Sicherstellung der Versorgungssicherheit	+	o	-
Komplexität und Kosten des Modells	-	o	o
Förderung von Effizienz im Markt	-	+	+
Förderung von Wettbewerb			
a) Minimierung von Marktzutrittsbarrieren	-	+	+
b) Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure	+	-	o
Umsetzbarkeit in der Schweiz	-	+	+
Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben in EU	+	+	+

Legende: +: positiv; o: neutral ; - : negativ

Quelle: DNV GL

## 2.6.2 Verantwortung für die Bilanzierung des Gesamtsystems

In diesem Abschnitt analysieren wir, wem die Gesamtverantwortung für die Bilanzierung des Gesamtsystems übertragen werden kann. Diese erstreckt sich auf folgende Aufgaben:

- Beschaffung und Einsatz von Regelenergie
- Abrechnung der Ausgleichsenergie

Grundsätzlich kann man zwei verschiedene Rollenbilder des FNB in Europa beobachten, wie anhand der von uns analysierten Länderbeispiele gezeigt wurde:

- In den meisten Ländern mit *einem* FNB werden alle / die meisten Zentralfunktionen der Bilanzierung direkt vom FNB übernommen;
- In Ländern mit *mehreren* FNB innerhalb eines Marktgebiets (Österreich, Deutschland) werden diese die betrieblich orientierten Funktionen – mit Ausnahme der Netzsteuerung – einem oder mehreren separaten Unternehmen übertragen, nämlich einem Marktgebietsverantwortlichen.<sup>42</sup>

Unter Berücksichtigung der dezentralen FNB –Struktur in der Schweiz sollen nachfolgend diese beiden Optionen für die Zuweisung von Verantwortung für die Gasbilanzierung betrachtet werden. Wir unterscheiden zwischen der Beschaffung und dem Einsatz von Regelenergie einerseits und der Ausgleichsenergieabrechnung andererseits.

<sup>42</sup> Dabei handelt es sich häufig um ein von den FNB getragenen oder aus ihrer Zusammenarbeit hervorgegangenen Gemeinschaftsunternehmen, das allerdings operativ unabhängig ist.

## 2.6.2.1 Beschaffung und Einsatz von Regelenergie

Geschehen die Beschaffung und der Einsatz von Regelenergie weiterhin wie bisher, d.h. in Eigenverantwortung der FNB, liegt ein dezentraler Ansatz zugrunde. Dieser ist auch in einer integrierten Bilanzzone möglich. Dabei führt jeder FNB weiterhin alle Prozesse bezüglich Beschaffung und Einsatz von Regelenergie in seinem Netzbereich durch.

Wird diese Aufgabe an eine neue (neutrale) Instanz, wie den MGV, ausgelagert, liegt ein zentraler Ansatz vor.<sup>43</sup> Dabei übernimmt diese neue Instanz alle Prozesse bezüglich Beschaffung und Einsatz von Regelenergie.

Wir weisen darauf hin, dass die nachfolgenden Überlegungen nicht zwischen einer Beschaffung am VAP, an einer separaten Regelenergieplattform oder aber über individuelle Verträge differenzieren. Dieser Aspekt wird in Kapitel 5 behandelt.

Wir bewerten die einzelnen Modelle wie folgt.

- *Sicherstellung der Versorgungssicherheit:* Der dezentrale Einsatz mag die Versorgungssicherheit im eigenen Netzbereich am ehesten sicherstellen. Er birgt jedoch das Risiko eines „Inselblicks“ und damit einer Gefährdung der Versorgungssicherheit aufgrund unzureichender Koordination oder negativer Effekte auf andere Netzbereiche.

Bei unzureichender Koordination ist es möglich, dass auch der zentrale Ansatz die Versorgungssicherheit nicht sicherstellt; allerdings ist das Risiko bei ausreichendem Informationsaustausch kleiner.

- *Komplexität und Kosten des Modells:* Der dezentrale Ansatz ist mit höheren Transaktionskosten verbunden, da alle Prozesse bei allen FNB durchgeführt werden.

Beim zentralen Ansatz entsteht ein zusätzlicher Aufwand zum Aufsetzen der zentralen Instanz. Der Aufwand wächst mit den Aufgaben, die von den FNB auf den MGV übertragen werden, und der Anzahl an neuen Markttrollen. Die zusätzlichen Kosten treten aber gegenüber dem Nutzen der zentralen Rolle in den Hintergrund, je komplexer der Markt ohne die zentrale neue Rolle ist. Zudem wird die Komplexität im Betrieb gemindert, da redundante Aufgaben bei allen FNB nur noch einmal durch die zentrale Instanz durchgeführt werden („Alles aus einer Hand“). Nachteilig ist die begrenzte Sicht der zentralen Instanz aufgrund von unvollständigen Informationen und Kenntnissen der lokalen Netzsituation und die fehlende Einsicht in relevante, statische und dynamische Netzparameter, um den Regelenergiebedarf einzuschätzen. Dies ruft einen Koordinationsaufwand zwischen Netzbetreibern und Zentralinstanz zum Informationsaustausch beim Einsatz von Regelenergie hervor. Allerdings gehen wir davon aus, dass die Koordination des Regelenergieeinsatzes unter Leitung der neuen zentralen Instanz insgesamt eine geringere Komplexität aufweist als wenn die FNB ohne die Hilfe der zentralen Koordinierungsstelle sich auf den notwendigen Einsatz von Regelenergie einigen müssten.

- *Förderung von Effizienz im Markt:* Im Prinzip können die FNB den effizienten Betrieb sicherstellen, da sie den Bedarf im eigenen Netz am besten kennen. Allerdings bezieht sich dieses Kenntnis nicht auf statische und dynamische Netzparameter anderer Netze. Zudem liegt die Flexibilität, z.B. aus dezentralen Speichern, Netzpuffer oder unterbrechbaren/ 2-Stoffkunden, lokal vor und lässt sich kaum auf andere Netzbereiche übertragen. Somit besteht die Gefahr, dass die

<sup>43</sup> Hierbei handelt es sich nicht um den Regulator, da er nicht als Bestandteil des Markts im engeren Sinn betrachtet wird und keine Marktfunktionen übernimmt.

Beschaffung und der Einsatz von Regelenergie nicht ausreichend koordiniert werden und damit höhere Beschaffungskosten entstehen. Dies kann nur durch zusätzliche organisatorische und kooperative Elemente (Hierarchie oder Delegation) vermieden werden.

Der zentrale Ansatz kann eher den effizienten Bedarf und Einsatz von Netzpuffer und Regelenergie sicherstellen, sofern umfassend Information aus allen Netzbereichen ausgetauscht wird und die „begrenzte“ Sicht der zentralen Instanz ausgeglichen wird. Zudem gewährleistet der Ansatz eher den möglichst weitgehenden Verzicht auf (häufig teure) lokal beschränkte Regelenergieprodukte und gewährleistet den Einsatz von „globalen“ Produkten“, der Möglichkeit zum „Netting“ von Ungleichgewichten in verschiedenen Netzbereichen, einem begrenzten Transfer von Flexibilität und einer tendenziell kostengünstigeren Beschaffung am VAP. Dadurch werden der VAP und die Entwicklung von Liquidität gestärkt und Beschaffungskosten können gesenkt werden.

- *Förderung von Wettbewerb*
  - *Minimierung von Marktzutrittsbarrieren:* Der dezentrale Ansatz impliziert einen erhöhten Aufwand für die Marktakteure (Regelenergie-Anbieter, BGV) für Kommunikation und IT-Systempflege zur Interaktion mit verschiedenen FNB. Dadurch und durch unterschiedliche Produktdefinitionen und Beschaffungsregeln entstehen unverhältnismässig hohe Hürden. Dementsprechend wäre mit einer geringeren Anzahl von Anbietern als bei einer zentralen Beschaffung auszugehen wäre, insbesondere bei einer Beschaffung über eine separate Plattform (je Netzbetreiber)<sup>44</sup>. Dies führt grundsätzlich zu einem geringeren Wettbewerbspotenzial. Dies Risiko erscheint vernachlässigbar bei Annahme eines zentralen Ansatzes (ob in einer integrierten Bilanzzone oder nicht), wenn z.B. für Regelenergie-Anbieter ein zentraler Ansprechpartner und homogene Produkt- und Beschaffungsregeln bestehen.
  - *Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure:* Der dezentrale Ansatz birgt die Gefahr der Bevorteilung eigener / lokaler Quellen und das Risiko der Ungleichbehandlung von Marktakteuren. Dieses Risiko steigt tendenziell mit der Anzahl der FNB, wenn die Märkte regional abgeschottet werden und jeweils unterschiedliche Produktdefinitionen und Beschaffungsregeln aufgesetzt werden. Zum Ausschluss dieser Risiken bedarf dieser Ansatz daher begleitender Vorgaben zu Unbundling bzw. Vorgaben zu und Kontrolle von Beschaffungsverfahren.

Diese Nachteile werden bei Vorliegen einer zentralen Instanz eher ausgeschlossen, insbesondere wenn mit dieser auch einheitliche Produktdefinitionen und Beschaffungsregeln eingeführt werden.
- *Umsetzbarkeit in der Schweiz:* Unserem Verständnis nach entspricht der dezentrale Ansatz der bisherigen Praxis in der Schweiz, da der Einsatz und die Beschaffung von Regelenergie v.a. auf dem lokalen Netzpuffer, lokaler bzw. grenznaher Speicher, durch Gasimporte (Tessin, eventuell auch Bündnerland) und der Umstellung von industriellen 2-Stoffkunden beruhen. Es ist zudem schwierig vorstellbar, wie in einem integrierten Modell unter Einbindung der (über-)regionalen Netze der dezentrale Ansatz in einer einheitlichen Bilanzzone aufgrund des hohen Koordinationsaufwands aufrecht erhalten werden könnte, auch wenn eine Harmonisierung der Beschaffungsregeln angenommen wird.

<sup>44</sup> Bei einer Beschaffung im allgemeinen Grosshandelsmarkt am VAP erscheint dieser Aspekt dagegen zweitrangig.

Gemäss MACH 2 Gas besteht hingegen ein Vorschlag, den zentralen Ansatz durch eine neue, neutrale Instanz umzusetzen. Sie soll in einer integrierten Bilanzzone die Beschaffung und vollständige Koordination des Einsatzes von Regelenergie gewährleisten, während die FNB weiterhin für die Steuerung und Überwachung des eigenen Netzes verantwortlich sind. Zudem besteht mit der Swissgrid im Stromsektor bereits ein Anschauungsbeispiel, wie diese Instanz aufgesetzt und weiterentwickelt werden könnte.<sup>45</sup>

- *Kompatibilität mit NC BAL:* Im Prinzip sind beide Ansätze kompatibel mit NC BAL. Allerdings müssen die FNB die Beschaffung und den Einsatz von (externer) Regelenergie koordinieren, v.a. in einer gemeinsamen Bilanzzone.

Auf der Grundlage dieser Argumente bewerten wir die beiden Varianten zusammenfassend wie unten in der Tabelle 13 gezeigt. Aus unserer Sicht bestehen eindeutige Vorteile, die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie zentral beim MGV anzusiedeln und ein Kooperationsmodell zwischen MGV und den FNB zu implementieren. Zudem sollte über weitere regulatorische Mittel zum Monitoring und zur Kontrolle der einwandfreien Zusammenarbeit zwischen MGV und den FNB nachgedacht werden.

**Tabelle 13: Übersicht zur Bewertung von Ansätzen für Beschaffung und Einsatz von Regelenergie**

	Dezentral / durch jeden FNB	Zentral / durch Dritten
Sicherstellung der Versorgungssicherheit	+	○
Komplexität und Kosten des Modells	-	○
Förderung von Effizienz im Markt	-	+
Förderung von Wettbewerb		
a) Minimierung von Marktzutrittsbarrieren	○	+
b) Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure	-	+
Umsetzbarkeit in der Schweiz	+	○
Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben in EU	+	+

Legende: +: positiv; ○: neutral ; - : negativ

Quelle: DNV GL

### 2.6.2.2 Abrechnung von Ausgleichsenergie

Auch bei der Abrechnung von Ausgleichsenergie kann zwischen einem zentralen und dezentralen Ansatz unterschieden werden. Bei der dezentralen Ausgleichsenergieabrechnung übernimmt jeder FNB die Ausgleichsenergieabrechnung aller seinem Netzbereich zugeordneten Kunden. Dies gilt auch im Fall einer integrierten Bilanzzone und für den Fall eines einheitlichen Ausgleichsenergiesystems mit einheitlichen Ausgleichsenergiepreisen. Zum Zweck der Abrechnung koordinieren sich die FNB und tauschen

<sup>45</sup> Dies soll keine Empfehlung zur zukünftigen Organisationsstruktur, Ausstattung mit Assets und Verantwortlichkeit sein.

entsprechende Daten aus. Zum Beispiel ist dabei auch festzulegen, wie mit Ungleichgewichten von Lieferanten, die Kunden in verschiedenen Netzbereichen beliefern, umzugehen ist.

Beim zentralen Ansatz wird die Abrechnung an eine zentrale Instanz, wie den MGV, ausgelagert. Er ermittelt je Transportkunde / Bilanzgruppe die Ausgleichsenergie, u.a. auf Basis von abrechnungsrelevanten Daten von VNBs.

Diese beiden Ansätze wirken sich wie folgt aus.

- *Sicherstellung der Versorgungssicherheit:* Die Abrechnung von Ausgleichsenergie bezieht sich auf die Weiterverrechnung von Kosten der Regelenenergie an Netznutzer und steht nicht in Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit.
- *Komplexität und Kosten des Modells:* Die Ausgleichsenergieverrechnung nach dem dezentralen Ansatz erfordert einen Finanzausgleich zwischen FNBs und Marktakteuren. Er ist mit erhöhten Transaktionskosten verbunden, da alle Prozesse bei allen FNB durchgeführt werden müssen. Hinzu kommt das Risiko des Verlusts / Missbrauchs von Daten bzw. falscher Abrechnungen z.B. bei Versorgung von Kunden über verschiedene Netzbereiche hinweg oder im Clearing-Prozess zwischen FNB einerseits und FNB und Marktteilnehmern andererseits. Um diese Risiken zu vermeiden, müssen zusätzliche Vorkehrungen getroffen werden, wie z.B. Prüfschleifen und Matching-Prozesse. Dies erhöht die Komplexität und somit die Durchführungskosten.

Der zentrale Ansatz impliziert einen zusätzlichen Aufwand zum Aufsetzen der zentralen Instanz und zum Aufsetzen neuer Marktprozesse, Schnittstellen zum Datenaustausch, Verträge, etc. Diese Kosten relativieren sich je komplexer der Markt bereits ohne eine solche Instanz ist, da Prozesse zentralisiert werden. Zudem müssen nachgelagerte Prozesse zur Datenauswertung, -filterung, und -aggregation sowieso durchlaufen werden, entsprechende Operationen fallen jedoch nur noch einmal bei jedem FNB und bei der zentralen Instanz an. Die entsprechenden Systeme müssen somit nur einmal aufgesetzt werden statt bei jedem FNB. Der Nutzen würde dann die Implementierungskosten übersteigen.

- *Förderung von Effizienz im Markt:* Beide Optionen bewerten wir ähnlich in der Fähigkeit, die Ausgleichsenergieabrechnung gewährleisten zu können. Unter der Annahme, dass in beiden Fällen das Prinzip einer einheitlichen Bilanzzone beibehalten würde, gäbe es jeweils nur ein Ausgleichsenergiesaldo je Bilanzgruppe, ungeachtet dessen, wer dieses berechnet. Nachteile z.B. für Lieferanten, die Kunden in verschiedenen Netzbereichen beliefern, können mit einem erhöhten Informationsaustausch vermieden werden. Diese Kosten sind u.a. in den Transaktionskosten oben enthalten. Weitergehende und davon abgeleitete negative Effekte auf den Markt können wir nicht erkennen.
- *Förderung von Wettbewerb:*
  - *Minimierung von Marktzutrittsbarrieren:* Der dezentrale Ansatz erfordert einen erhöhten Aufwand für BGV, Lieferanten, etc. bei der Kommunikation und Systempflege zur Interaktion mit verschiedenen FNB. Der zentrale Ansatz vereinfacht die Strukturen, da nur noch ein Ansprechpartner zur Abrechnung von Ausgleichsenergie bei Belieferung in verschiedenen Netzbereichen besteht.
  - *Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure:* Beim dezentralen Ansatz besteht das Risiko der Ungleichbehandlung, welches tendenziell mit der Anzahl der FNB steigt. Zum Beispiel wären je nach FNB verschiedene Ausgleichsenergiepreismodelle denkbar. Dies gilt vor allem sofern man nicht eine gemeinsame Bilanzzone unterstellt. Ist jedoch die



Abrechnungssystematik vereinheitlicht, sollte die Gleichbehandlung durch einen dezentralen Ansatz ebenso sichergestellt sein wie beim zentralen Ansatz.

- *Umsetzbarkeit in der Schweiz:* Derzeit obliegt die Verrechnung der Ausgleichsenergie den FNB und es bestehen unterschiedliche Systeme und Preise zur Verrechnung der Ausgleichsenergie je nach Netzbereich. Zudem gibt es eine Ungleichbehandlung zwischen Kunden mit eigenem und ohne eigenen Netzzugang.

Der Vorschlag nach MACH 2 Gas enthält die Absicht zur Umsetzung einer integrierten Bilanzzone, in der netpool als MGV operiert und die Abrechnung zentral für die gesamte Schweiz übernimmt. Dieses Modell sollte ein einheitliches Ausgleichsenergie-System einschliessen. Hingegen ist es aus unserer Sicht unklar, wie ein dezentraler Ansatz zur Abrechnung von Ausgleichsenergie in einer einheitlichen Bilanzzone aufrechterhalten werden kann.

- *Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben und der Praxis in der EU:* Beide Ansätze sind kompatibel mit dem NC BAL.

Dem Bewertungsschema oben folgend bewerten wir die beiden Ausgestaltungsoptionen zur Abrechnung von Ausgleichsenergie wie in der Tabelle 14 unten illustriert. Demnach macht der dezentrale Ansatz in einer integrierten Bilanzzone aus unserer Sicht wenig Sinn und ist nicht nur schwer in der Praxis umsetzbar. Er würde auch auf Unverständnis bei den Marktteilnehmern stossen. Insofern sehen wir den Vorschlag nach MACG Gas 2, dass der MGV diese Aufgabe zentral übernimmt, positiv.

**Tabelle 14: Übersicht zur Bewertung von Ansätzen für die Abrechnung von Ausgleichsenergie**

	Dezentral / durch jeden FNB	Zentral / durch Dritten
Sicherstellung der Versorgungssicherheit	Nicht relevant	
Komplexität und Kosten des Modells	-	○
Förderung von Effizienz	+	+
Förderung von Wettbewerb		
a) Minimierung von Marktzutrittsbarrieren	-	+
b) Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure	+	+
	(bei integrierter Bilanzzone)	
Umsetzbarkeit in der Schweiz	-	+
Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben in EU	+	+

Legende: +: positiv; ○: neutral ; - : negativ

Quelle: DNV GL

## 2.6.3 Mögliche Trennung kommerziell sensibler Funktionen vom Einflussbereich der (über-)regionalen Netzbetreiber

In vielen Ländern sind Netzbetrieb und marktnahe Prozesse soweit getrennt, dass letztere einer neuen, neutralen Markttrolle (z.B. MGV) übertragen sind.

Österreich weist indes die Besonderheit auf, dass sensible kommerzielle Funktionen zur Beschaffung und zum Abruf von Regelenergie nicht dem MGV sondern einem anderem Akteur (AGCS) übertragen sind. Dies betrifft Informationen zum Preis und zum Anbieter von Regelenergie. Zum Zweck der Diskriminierungsfreiheit während der Beschaffung und beim Abruf von Regelenergie werden diese Informationen dem MGV, dem Verteilergiebtsmanager und den Netzbetreibern vorenthalten und werden lediglich bei der zentralen Abrechnungsstelle für Ausgleichsenergie vorgehalten.

Für die Schweiz ergeben sich daraus folgende beiden Ausgestaltungsalternativen:

- Konzentration aller Information beim MGV, die für die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie notwendig ist, ohne dass jedoch kommerzielle Informationen zu Regelenergieangeboten mit den Netzbetreibern geteilt werden;
- Koordination des Einsatzes von Regelenergie durch den MGV in Abstimmung mit den Netzbetreibern, wobei allerdings kommerzielle Informationen zu Regelenergieangeboten weder dem MGV noch den Netzbetreibern sondern nur einer anderen zentralen Stelle vorliegen.

Unter den definierten Kriterien sind diese Alternativen wie folgt zu bewerten.

- *Sicherstellung der Versorgungssicherheit:* Es sind keine Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit zu erwarten.
- *Komplexität und Kosten des Modells:* Die Bündelung von kommerzieller und technischer Informationen zum effizienten Abruf von Regelenergie durch eine Instanz impliziert eine geringere Komplexität, da eine weitere Markttrolle bzw. zusätzliche Kommunikation im Echtzeitbetrieb eingespart wird.

Hingegen erlaubt die Auftrennung in zwei verschiedene Instanzen die bessere Trennung von Kosten des Netz- und Systembetriebs und des Bilanzierungssystems. Zugleich erhöhen sich die Komplexität und die Kosten im Gesamtsystem zum Aufsetzen einer neuen Rolle und entsprechender Voraussetzungen (Verträge, Prozesse, Infrastruktur, etc.). Dies kann minimiert werden, wenn eine bestehende Rolle (mit anderen Aufgaben) dafür ausgewählt wird, die nicht im Verdacht stehen würde, aus der Kenntnis sensibler kommerzieller Information einen unerwünschten Nutzen zu ziehen.

- *Förderung von Effizienz im Markt:* Die Bündelung von technischen und kommerziellen Informationen für die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie beim MGV könnte Nachteile bergen, wenn einzelne Marktteilnehmer bevorzugt werden und insgesamt erhöhte Kosten für den Einsatz von Regelenergie entstehen. Dieses Risiko besteht allerdings nur bei einer zu starken Nähe zwischen dem MGV und den integrierten Unternehmen mit Netz- und Speicherbetrieb, z.B. bei einer eigentumsrechtlichen Verflechtung.

Die Abtrennung und Ansiedelung kommerzieller Informationen zum Regelenergieangebot bei einer anderen zentralen Stelle könnte dieses Risiko vermeiden, wenn diese Verflechtung dort nicht gegeben ist.

- *Förderung von Wettbewerb:*

- *Minimierung von Marktzutrittsbarrieren:* Nicht relevant
- *Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure:* Aus Sicht der Marktakteure besteht Diskriminierungspotenzial z.B. aufgrund der möglichen Bevorzugung von lokalen Flexibilitätsquellen zur Bereitstellung von Regelenergie.

Um dies zu verhindern, bräuchte es eine klare Aufgabenaufteilung zwischen FNB und MGV und für den MGV gültige Prinzipien und Regeln, sowie unter Umständen weitere regulatorische Vorgaben (z.B. zur Unabhängigkeit des MGV), Kontrolleinstrumente und Anreizmechanismen. Je höher z.B. die Angebotsbreite am VAP ist und je mehr der MGV angehalten ist, davon Gebrauch zu machen, umso eher kann das Potenzial der Ungleichbehandlung eingedämmt werden.

Eine praktikable Konstruktion, die aber mit gewissen Einschnitten für den MGV verbunden ist, könnte es sein, nicht nur die Anonymität der Anbieter zu gewährleisten solange Angebote nicht ausgewählt wurden, sondern auch informatorische Barrieren innerhalb des MGV einzuziehen („Chinese Walls“), so dass kommerzielle Informationen zu Angeboten (Unternehmen, Preis, evtl. auch Menge) bei der Bestimmung des Regelenergiebedarfs nicht berücksichtigt werden bzw. unbekannt sind.

Bei einer Trennung beider Funktionen nach dem Vorbild Österreichs besteht eher die Aussicht auf fairen Marktzugang für neue Akteure (Versorger und Flexibilitätsanbieter) und Sicherstellung von Anonymität.

- *Umsetzbarkeit in der Schweiz:* Während die Beschaffung von Regelenergie im heutigen System eher intransparent ist, sieht der Vorschlag nach MACH 2 Gas eine Bündelung von Beschaffung und Einsatz von Regelenergie bei der neu zu schaffenden Instanz des MGV vor, die sich jedoch mit den FNB koordinieren muss. Eine weitere Trennung nach dem österreichischen Modell ist nicht angedacht und würde eine neue Entität erforderlich machen.
- *Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben und der Praxis in der EU:* Während die Ansätze mit dem NC BAL kompatibel sind, muss gesagt werden, dass die Trennung lediglich in Österreich umgesetzt wurde, während die anderen Länder – ausgehend vom Unbundling von Netzbetrieb und Versorgung – eine Bündelung technischer und kommerzieller Funktionen bei der Beschaffung und dem Einsatz von Regelenergie beiden / dem FNB oder dem Marktgebietsverantwortlichen zentral ansiedeln.

In der Gesamtschau aller Argumente sollte unserer Ansicht nach (derzeit) davon abgesehen werden, neben Netpool in der Rolle des MGV eine neue zentrale Marktrolle zum spezifischen Zweck aufzusetzen, die kommerziellen von technischen Funktionen zusätzlich zu trennen. Um die Komplexität zu begrenzen und dennoch die oben vorgetragenen Bedenken zu berücksichtigen sollte es möglich sein, die Kooperation zwischen dem MGV und den FNB so auszugestalten, dass beim Abruf in Abstimmung mit dem MGV von den FNB allein technische Aspekte berücksichtigt werden. Der MGV behält die alleinige Übersicht über die Gebote. Die Zusammenarbeit sollte auch so ausgestaltet sein, dass der MGV zum effizienten Einsatz von kostenverursachender externer Regelenergie angehalten bzw. angereizt wird. Hierzu können – wie oben erwähnt- zusätzliche Monitoring- und Kontrollinstrumente in Erwägung gezogen werden.

**Tabelle 15: Bewertung der möglichen Trennung kommerziell sensibler Funktionen vom Einflussbereich der Fernleitungsnetzbetreiber**

	Verantwortung bei FNB / MGV	Verantwortung bei neuer, neutraler Instanz
Sicherstellung der Versorgungssicherheit	Nicht relevant	
Komplexität und Kosten des Modells	+	-
Förderung von Effizienz im Markt	+	+
Förderung von Wettbewerb	Nicht relevant	
c) Minimierung von Marktzutrittsbarrieren	Nicht relevant	
d) Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure	-	+
Umsetzbarkeit in der Schweiz	+	o
Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben in EU	+	+

Legende: + : positiv; o : neutral ; - : negativ

Quelle: DNV GL

## 2.6.4 Behandlung von Transitmengen bzw. der Transitleitung

Nachfolgend skizzieren wir die Vor- und Nachteile verschiedener Optionen zur Behandlung der Transitleitung bzw. der Transitmengen. Dabei orientieren wir uns allein an den Bedürfnissen und Auswirkungen im Hinblick auf die Gasbilanzierung in der Schweiz, während andere Aspekte in unserer Analyse nicht weiter Berücksichtigung finden.<sup>46</sup>


Da die Schweiz die Transitleitung bisher separat behandelt, stellt sich die Frage, ob zukünftig ein integrierter, einheitlicher organisatorischer Ansatz für die einheimische Versorgung und die Transitleitung von Vorteil ist. Man könnte dabei Anleihe nehmen an der Entwicklung in Österreich, wo ebenfalls Transite einen hohen Anteil an den Gasflüssen haben und die Transitleitungen vor wenigen Jahren in das Bilanzierungsmodell für die Inlandsversorgung integriert wurden. Hierbei würden alle Gasmengen, die in die Schweiz fließen, demselben Bilanzierungsmodell unterliegen. Eine gewisse Trennung, sofern gewünscht, könnte weiterhin realisiert werden, indem beschränkt zuordenbare Kapazitätsprodukte an den Grenzübergangspunkten angeboten würden. Dadurch könnten die Gasmengen am VAP vorbei nominiert werden.<sup>47</sup>

Alternativ könnte die Schweiz die vollständige Trennung der Transitleitung vom Bilanzierungsmodell für die Inlandsversorgung fortführen. Die Transitleitung würde als Ganzes vom Bilanzierungsmodell für die Schweiz abgekoppelt sein. Infolgedessen stünde der gesamte Netzpuffer der Transitleitung nicht dem Bilanzierungsmodell zur Verfügung.

Als Zwischenlösung ist auch denkbar, dass die Transitmengen teilweise in den Schweizer Markt integriert werden. Dabei werden Gasmengen, die über die Transitleitung für die Inlandsversorgung angeliefert

<sup>46</sup> Los 3 zur Ausgestaltung des EES bietet einen breiteren Blick auf die Vor- und Nachteile der Integration der Transitleitung bzw. -mengen.

<sup>47</sup> Beschränkt zuordenbare Kapazität könnte die Nicht-Erreichbarkeit des VAP vorsehen. Dies muss für Transite keinen Nachteil darstellen.



werden, zukünftig in das Gasbilanzierungsmodell der Schweiz integriert. Dadurch stünde ein Teil der Flexibilität auf der Transitleitung und in den importierten Mengen für die Bilanzierung der Inlandsversorgung zur Verfügung.

Diese drei Optionen werden wie folgt bewertet:

- *Sicherstellung der Versorgungssicherheit:* Die Integration stellt dem Schweizer System eine höhere Flexibilität zum Systemausgleich und damit eine höhere Versorgungssicherheit in Aussicht. Denn die Transitmengen und dem Netzpuffer der Transitleitung stellen zusätzlich Flexibilität bereit. Allerdings besteht die Gefahr, dass lokale Flexibilität auch ins Ausland „exportiert“ wird, z.B. zur Strukturierung der Transite oder aufgrund von höheren Preisen. Flexibilität wird dann dem Schweizer System entzogen. Dies könnte sich auf die Versorgungssicherheit negativ auswirken. Dies scheint aus heutiger Sicht wenig realistisch, da Frankreich und Italien auf Tagesbasis bilanzieren und die Handelsmengen vorwiegend Flüsse in Nord-Süd Richtung verursachen. Denkbar ist aber in Zukunft zum Beispiel, dass bei Möglichkeit zum Reverse-Flow zwischen Italien und der Schweiz Handelsmengen von Süd nach Nord transferiert werden und diese so eingesetzt werden, dass sie z.B. der unter-tägigen Strukturierung in Deutschland dienen. Denn dort liegt eine Tagesbilanzierung mit untertägigen Restriktionen vor. Somit könnte der MGV in der Schweiz gezwungen sein, Flexibilität aufzuwenden, um untertägige Schwankungen der Transite auszugleichen. Hierbei könnte die Situation entstehen, dass der Netzpuffer und die Speicherflexibilität nicht ausreichen oder nicht an der notwendigen Stelle zur Verfügung stehen, so dass zusätzlich externe Regelenergie beschafft werden müsste.

Die partielle Integration nutzt (nur) die Flexibilität der Mengen, die für die Inlandsversorgung vorgesehen sind, sowie einen Teil des Netzpuffers, während das Risiko von Schwankungen der sonstigen Transitmengen nicht „importiert“ wird.

Mit den umgekehrten Argumenten wie bei der Vollständigen Integration kann die vollständige Trennung ebenso die Versorgungssicherheit erhöhen oder reduzieren.

- *Komplexität und Kosten des Modells:*

Die Trennung erlaubt eine einfachere Behandlung von Transiten, impliziert allerdings eine höhere Komplexität aufgrund der Koexistenz von verschiedenen Bilanzierungsregimen für die Inlandsversorgung und für Transite. Bei partieller und voller Integration könnte die Komplexität leicht steigen durch Einbindung von Transgas; allerdings ist dieser Aspekt eher von nachrangiger Bedeutung, sofern bereits eine integrierte Bilanzzone unter Einbindung verschiedener FNB besteht.

Die Trennung entspricht der bisherigen Netzauslegung und -auslastung. Sie erlaubt eine eindeutige Zuordnung und geht nicht zu Lasten der Schweizer Kunden, d.h. sie tragen nur anteilig die Kosten der Transitleitung soweit Kapazitätsrechte für die Inlandsversorgung genutzt werden.

- *Förderung von Effizienz im Markt:* Der getrennte Ansatz ist mit der Befürchtung einer geringe(re)n Liquidität am VAP in der Schweiz verbunden. Die Einbindung der Transitmengen verspricht indes eine höhere Liquidität am VAP, da Transitmengen dort nominiert werden könnten. Zudem ist Liquidität im Schweizer Markt eine Voraussetzung, um geringere Beschaffungskosten für Regelenergie zu erzielen. Dies setzt voraus, dass die Mengen nicht über spezifische Kapazitätsprodukte am VAP vorbei transferiert werden.

- *Förderung von Wettbewerb*
  - *Minimierung von Marktzutrittsbarrieren:* Bei Abtrennung der Transitleitung sind Transithändler ausgeschlossen von der Inlandsversorgung und vom VAP. Hingegen besteht auch bei partieller oder vollständiger Integration der Transitmengen in den Schweizer Markt weiterhin die Möglichkeit, durch entsprechende Kapazitätsbuchungen die Mengen zu transitieren. Zugleich könnten auch Schweizer Versorger Gas exportieren.
  - *Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure:* In einem Parallelsystem von Transit und Inlandsversorgung ist die Gleichbehandlung nicht gegeben, während die partielle oder vollständige Integration ein potenziell geringeres Potenzial zur Diskriminierung birgt.
- *Umsetzbarkeit in der Schweiz:* Unserer Erkenntnis nach ist die Bereitschaft der Marktakteure in der Branche zur Umstellung auf ein integriertes Modell und die damit verbundenen Erwartungen gemischt. MACH 2 Gas sieht bereits vor, dass zumindest die Mengen, die für die Inlandsversorgung per Transitleitung in das Netz der Schweizer FNB eingeführt werden, im Bestandteil des Bilanzierungssystem der integrierten Bilanzzone sein sollen. Damit ist eine partielle Integration bereits angedacht.

Die vollständige Integration der Transitmengen hätte in jedem Fall eine Umstellung der Verträge für Kapazität zur Folge, ohne dass wir darin allerdings ein grosses Hindernis sehen.<sup>48</sup>

- *Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben und der Praxis in der EU:* Die Trennung der Transitleitung vom Bilanzierungsmodell in der Schweiz ist unserer Ansicht nach nicht kompatibel mit dem NC BAL.

Während selbst in Ländern mit einem hohen Verhältnis von Transit zu inländischer Versorgung die Transitmengen vollständig integriert sind (Deutschland, Österreich, Tschechische Republik, Belgien) und damit Vorbildcharakter haben, dient Österreich zugleich als Beispiel, dass man nicht unbedingt integrieren muss oder dies erst zu einem späteren Zeitpunkt tun kann.

Unter Abwägung der Vor- und Nachteile der verschiedenen Optionen befürworten wir grundsätzlich die vollständige Integration der Transitleitung in den Schweizer Gasmarkt. Unter den gegebenen Risiken im Hinblick auf die Versorgungssicherheit empfehlen wir allerdings, die Integration schrittweise beginnend mit der partiellen Integration vorzunehmen. Darauf aufbauend sollte mittelfristig die vollständige Integration angestrebt werden. Risiken könnten dadurch abgefedert werden, dass für Transitmengen (ebenso wie für neue strommarktgeführte Kraftwerke und allenfalls auch die grössten Industriekunden) die Stundenbilanzierung oder allenfalls Tagesbilanzierung mit untertägigen Restriktionen gelten (siehe auch die Ausführungen in Kapitel 4.4 und 4.5 unten).

Zugleich empfehlen wir eine tiefergehende Untersuchung der Effekte und Risiken einer vollständigen Integration der Transitmengen auf die Gasbilanzierung. Davon versprechen wir uns erweiterte Erkenntnisse, die unter Umständen eine schnellere Integration unterstützen oder Voraussetzungen dafür näher spezifizieren.

<sup>48</sup> Zudem wird durch den VSG das Argument vorgebracht, dass die Infrastruktur zur zollmesstechnischen Erfassung von Importmengen ausgebaut werden müsste; Etwaige Bewertungen dieser Aussage können wir an dieser Stelle nicht vornehmen und verweisen auf die Parallelstudie Los 3.

**Tabelle 16: Bewertung der Trennung oder Integration von Transitmengen**

	Trennung	Partielle Integration	Vollständige Integration
Sicherstellung der Versorgungssicherheit	+	+	-
Komplexität und Kosten des Modells	+	o	-
Förderung von Effizienz im Markt	-	+	+
Förderung von Wettbewerb			
a) Minimierung von Marktzutrittsbarrieren	-	o	+
b) Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure	-	o	+
Umsetzbarkeit in der Schweiz		o	o
Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben in EU	-	-	+

Legende: +: positiv; o: neutral ; - : negativ

Quelle: DNV GL

## 2.6.5 Verantwortung für Prognose und die Mengenallokation von nicht täglich gemessenen Kunden

Bei Kleinkunden besteht in der Regel keine kontinuierliche und zeitnahe Verbrauchsmessung. Zudem ist der Einfluss eines einzelnen Kunden auf das Gesamtsystem gering. Daher wird der Verbrauch aggregiert für eine Vielzahl von Kunden mit einem ähnlichen Verbrauchsverhalten anhand von standardisierten Verfahren prognostiziert, sogenannte Standardlastprofile (SLP). Da auch nicht alle Kleinkunden gleich gross sind oder ein ähnliches Profil haben, werden häufig unterschiedliche SLP genutzt. Denkbar sind auch verschiedene Prognoseansätze. Zudem kann danach unterschieden werden, wer die Profile zur Prognose nutzt.

Hiernach betrachten wir Ausgestaltungsvarianten bezüglich der Verantwortung für die Erstellung der Prognose. Zur Veranschaulichung illustriert die nachfolgende Abbildung nochmals die relevanten Prozessschritte und gibt an, wer nach NC BAL in der Verantwortung steht.

Nach NC BAL muss die grundlegende Prognosemethodik einem statistischen Ansatz genügen, ist aber sonst nur rudimentär beschrieben. Sie muss je Marktgebiet / Bilanzzone ausgestaltet, im Markt konsultiert und durch den Regulierer verabschiedet werden.

Diesem Ansatz folgend stellt der VNB dem SLP-Prognoselieferanten Grunddaten zur Verfügung. Dabei kann es sich z.B. um die genaue Angabe der Temperaturmessstationen handeln, die in einem gewissen Gebiet für die SLP-Prognose verwendet werden sollen, um welche Typen von SLP-Kunden es sich handelt, o.ä.

Der Prognoselieferant erstellt dann die Prognose und liefert Informationen zur Mengenaufteilung nach Transportkunden. Diese Funktion kann vom FNB, VNB oder einem Dritten je nach Festlegung des Regulierers wahrgenommen werden.

Schliesslich übernimmt der FNB die Mengenallokation auf die Portfolien der Transportkunden.

Sowohl die Mengenallokation als auch die Bereitstellung von Grunddaten für die Prognose sind zentrale Prozesse, die nicht von Marktteilnehmern übernommen werden können.



### Abbildung 15: Darstellung des Prozesses und der beteiligten Akteure bei Standardlastprofilen

Quelle: DNV GL

Allerdings sind europaweit zwei Alternativen für die Rolle des Prognoselieferanten bzw. für die Form der SLP-Profile in der Praxis umgesetzt:

- Zentrales Profil
- Individuelle SLP-Profile durch / je VNB

Beim zentralen Ansatz erstellt eine zentrale Instanz (zumeist der FNB, alternativ auch der MGV) die Prognose für alle SLP-Kunden. Beim dezentralen Ansatz liegt die Verantwortung für die Standardlastprofile bei den VNB.

Beide Ansätze erlauben die Nutzung eines zentralen, einheitlichen Prognoseansatzes. Der dezentrale Ansatz bietet auch die Möglichkeit, dass jeder VNB eine eigene Methodik zugrunde gelegt. Von der Beurteilung des im NC BAL genannten Modells, wonach es eine eigene Rolle des Prognoselieferanten gibt, sehen wir ab.

Aus unserer Sicht sind der zentrale und dezentrale Ansatz wie folgt zu bewerten.

- **Sicherstellung der Versorgungssicherheit:** Beide Ansätze können sich negativ auf die Versorgungssicherheit auswirken, indem durch unzureichende Prognosen der tatsächliche Regelenergieaufwand unterschätzt wird.

Beim zentralen Ansatz können für einzelne Gebiete durch eine unzureichend genaue / aufgelöste Methodik und durch unzureichende Berücksichtigung lokaler Einflussfaktoren unpassende Prognosen erstellt werden.

Beim dezentralen Ansatz kann eine hohe Streubreite der Qualität der Prognosen entstehen, da lokale Prognosen grundsätzlich höheren Unsicherheiten unterliegen als eine aggregierte Vorhersage für ein grösseres Gebiet (Portfolioeffekt).

Bei beiden Ansätzen können die Risiken durch eine zentrale, unabhängige Methodenentwicklung und durch eine auf die lokalen und zeitlich veränderlichen Verhältnisse hinreichend abgestimmte Parametrisierung vermindert werden. Unserer Ansicht nach bietet hier der dezentrale Ansatz Vorteile.

- **Komplexität und Kosten des Modells:** Der dezentrale Ansatz verlagert Verantwortlichkeiten und Aufwand auf die VNB und entlastet den FNB / MGV. Zugleich besteht ein höherer Kommunikationsaufwand zwischen VNB, Lieferanten und FNB, wenn man allein die Anzahl von 118 VNB in der Schweiz berücksichtigt. Dieser Aufwand entfällt beim zentralen Ansatz, da z.B. die Prüfung von Prognosen / Ausspeisenominierungen entfällt. Allerdings muss dann der FNB



auch die Daten, wie z.B. Temperaturwerte, für eine Vielzahl von Gebieten oder Standorte beschaffen.

Hier kann wiederum ein einheitlicher methodischer Ansatz hilfreich sein. Die dauerhaften Kosten beziehen sich dann fast ausschliesslich auf den Informationsaustausch mit dem MGV/FNB.

- *Förderung von Effizienz im Markt:* Für den zentralen Ansatz spricht, dass der FNB / MGV häufig sowieso eine eigene Prognose für das Gesamtsystem erstellt, sofern er Portfolio- / Ausgleichseffekte antizipieren und das Netz besser steuern möchte. Allerdings ist der Aufwand sehr viel geringer als eine bilanzgruppen- oder lieferantenspezifische Prognose, die lokale Besonderheiten und Unterschiede berücksichtigt.

Andererseits gehen wir davon aus, dass die lokalen Versorgungsunternehmen in der Schweiz bereits heute Verbrauchsprognosen vornehmen, um die Netzsteuerung oder die Speichernutzung zu optimieren.

Bei beiden Ansätzen besteht die Gefahr, dass die zugewiesenen Profilmengen ungenügend lokale Faktoren, wie Temperatur, Verbrauchsstruktur und -zusammensetzung abbilden und Verbrauchsschwankungen ungenau wiedergeben oder antizipieren. Dies kann einen erhöhten Regelenergiebedarf verursachen. Die Kosten dafür werden zwar zunächst von den Netzbetreibern getragen, werden aber häufig auf die Lieferanten gewälzt. Dies könnte die Lieferanten unnötig belasten. Durch geeignete Anreizmechanismen kann dieses Risiko allerdings gedämpft werden.

- *Förderung von Wettbewerb:* Wir gehen davon aus, beide Ansätze sich nicht in ihrer Wirkung auf den Wettbewerb z.B. zwischen Lieferanten unterscheiden.
- *Umsetzbarkeit in der Schweiz:* Beim zentralen Ansatz bietet es sich an, dass der MGV diese Aufgabe übernimmt. Diese Aufgabe bei den FNB zu belassen hat ähnliche Nachteile wie der dezentrale Ansatz, ohne jedoch die Vorteile des zentralen Ansatzes zu realisieren, und impliziert einen zusätzlichen Abstimmungsaufwand. Allerdings sprechen verschiedene Gründe dafür, dennoch auf den dezentralen Ansatz zu setzen.

Der Übergang in einen zentralisierten Ansatz erfordert einen erheblichen Umstellungsaufwand und die Erfüllung weiterer Anforderungen zur Bereitstellung von Verbrauchsdaten an die zentrale Instanz. So wäre zu gewährleisten, dass sämtliche lokalen und regionalen Netzbetreiber alle relevanten Informationen in einem einheitlichen Format übermitteln, und zwar allenfalls auf täglicher Basis.

Zudem legt die Struktur der Schweizer Gaswirtschaft und die eher beschränkte Verfügbarkeit von Daten zu den Netzbereichen und Versorgungsgebieten nahe, dass eine zentrale Instanz Schwierigkeiten hätte, lokale Einflussparameter vollständig und bestmöglich zu berücksichtigen. Zudem wäre allenfalls mit Widerstand der betroffenen Unternehmen zu rechnen, da diese wesentliche Kernfunktionen ihres bisherigen Geschäfts an einen Dritten auslagern müssten.

Unabhängig des gewählten Ansatzes ist die Entwicklung und Anwendung einer einheitlichen Methodik erstrebenswert. Die Entwicklung kann durch eine unabhängige Stelle begleitet oder durchgeführt werden.

- *Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben und der Praxis in der EU:* Der NC BAL definiert eine eigene Rolle des Prognoselieferanten, dessen Aufgaben vom FNB, VNB oder Dritten übernommen werden können. Somit sind beide Ansätze kompatibel mit dem NC BAL.

Zusammenfassend empfehlen wir, die Entwicklung der Methodik zur Prognose von Kleinkunden nach Standardlastprofilen in die Hände der VNB zu geben. Dies liegt insbesondere in den Gegebenheiten in der Schweiz mit einer stark dezentralen Versorgungsstruktur begründet.

Zudem präferieren wir eine einheitliche Methodik, die allerdings flexibel genug sein sollte, lokale Eigenheiten und Unterschiede zu berücksichtigen. Zudem sollte die Anwendung der Methodik ebenfalls in der Verantwortung der VNB liegen und nicht bei den FNB oder einer zentralen Stelle.

**Tabelle 17: Bewertung der Allokation der Verantwortung für Prognose und Allokation SLP-Profile auf verschiedene Marktrollen**

	Dezentral / durch jeden FNB	Zentral / durch Dritten
Sicherstellung der Versorgungssicherheit	○	○
Komplexität und Kosten des Modells	-	+
Förderung von Effizienz im Markt	○	○
Förderung von Wettbewerb		
a) Minimierung von Marktzutrittsbarrieren	○	+
b) Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure	○	○
Umsetzbarkeit in der Schweiz	+	-
Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben in EU	+	+

Legende: +: positiv; ○: neutral ; -: negativ

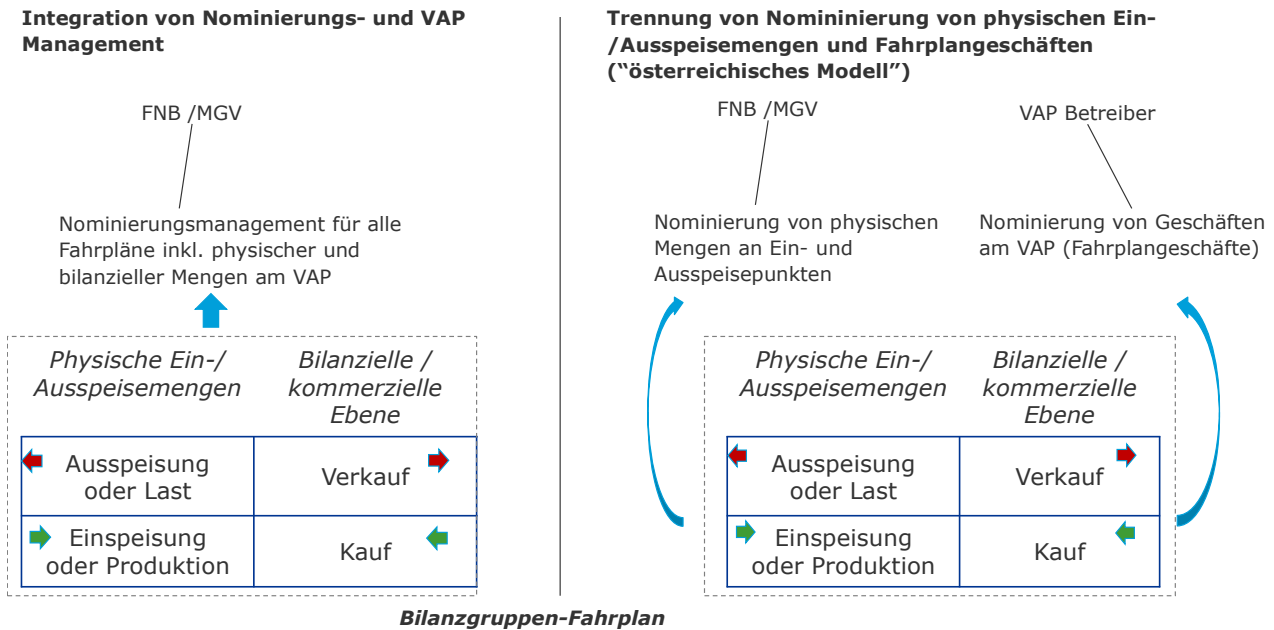
Quelle: DNV GL

## 2.6.6 Betrieb des VAP

In den meisten Ländern stellt der VAP implizit einen integralen Bestandteil des Bilanzzonenmodells dar und ist in das Nominierungsmanagement integriert, d.h. es gibt keine Trennung zwischen der (Nominierung von) physischen Ein- und Ausspeisemengen und Fahrplangeschäften zum Tausch von Energiemengen (am VAP). Sofern es einen einzigen FNB gibt, übernimmt er häufig auch den Betrieb des VAP. Gibt es hingegen mehrere FNB, liegt es nahe, eine zentrale Instanz wie den MGV mit dem VAP Betrieb zu beauftragen. Allerdings wird zumeist eine Instanz auserwählt, die bereits mit anderen zentralen Aufgaben betraut ist. Eine eigene Rolle wird aus dem Betrieb des VAP nicht abgeleitet. Dies rührt daher, dass Bilanzgruppen Nominierungen vornehmen müssen. Diese ergeben sich aus dem Gashandel (Gaskäufe und -verkäufe) und physischen Mengen (Einspeisung und Erzeugung einerseits und Ausspeisung und Last andererseits). Physische Geschäfte beziehen sich dabei auf Nominierungen, die die Übertragung von physischen Mengen an Ein- und Ausspeisepunkten zum Gegenstand haben. Fahrplangeschäfte entsprechen dem kommerziellen / bilanziellen Tausch des Anrechts auf Gasmengen d.h. Nominierungen ohne Einbindung von physischen Mengen. Sie entsprechen damit VAP Geschäften.

In den meisten Ländern obliegt die Abwicklung von physischen Mengen-transaktionen und VAP Geschäften dem FNB bzw. dem MGV und wird über ein gemeinsames Nominierungsmanagement gewährleistet.

Im Unterschied dazu wurde in Österreich die Verwaltung von Fahrplangeschäften einem weiteren Dritten übertragen (dies ist die externe Handelsplattform bzw. Gasbörse).<sup>49</sup>



**Abbildung 16: Abwicklung von Nominierungen**

Quelle: DNV GL

Dieser Unterschied ist in der Abbildung 16 illustriert und weist für die Schweiz auf zwei prinzipielle Ausgestaltungsmöglichkeiten hin:

- Betrieb durch den vorgesehenen MGW als zentrale Instanz (z.B. netpool im Rahmen vom MACH 2 Gas)
- Betrieb durch einen unabhängigen Dritten

Diese Varianten weisen folgende Vor- und Nachteile bezüglich der von uns definierten Kriterien auf. Einen wesentlichen Unterschied erkennen wir bei der *Komplexität und Kosten des Modells*: Bei Betrieb durch einen Dritten muss diese Entität erst aufgebaut werden. Zudem müssen alle Prozesse zur Marktkommunikation implementiert werden. Das erhöht die Komplexität und die Kosten.

Diese entfallen, wenn der Betrieb beim MGW / verbleibt. Unter Umständen ergeben sich beim Betrieb durch den MGW sogar zusätzliche relative Kostenvorteile weil z.B. Personal sowohl Nominierung, VAP Betrieb und andere Funktionen zugleich übernehmen kann.

Hingegen sollten beide Varianten keine Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben und bezüglich der Gewährleistung des effizienten VAP Betriebs gleich zu bewerten sein.

Im Hinblick auf den Wettbewerb könnte der Betrieb durch den FNB / MGW kostengünstiger sein, da Synergien mit seinen anderen Aufgaben bestehen, d.h. es könnte weniger Personal benötigt werden als bei einem Betreiber, der nur den VAP Betrieb zur Aufgabe hat. Daher könnten die Zugangsbedingungen

<sup>49</sup> Unserer Kenntnis nach handelt es sich dabei allerdings nicht (nur) um eine Entscheidung, die mit den Argumenten, wie sie hier aufgezeigt werden, in Verbindung zu setzen sind, sondern (auch) zum Zweck des Fortbestands des physischen Hubs Baumgarten beim Übergang zur Tagesbilanzierung und der Integration der Transitleitungen in das österreichische Bilanzierungsregime gefällt wurde.

(z.B. Sicherheiten) und die Gebührenstruktur besser sein, wenn der Betrieb beim MGV / FNB liegt, da die Kosten in der Regel ganz oder mehrheitlich von den VAP-Händlern getragen werden.<sup>50</sup>

Aus Sicht der jetzigen Gegebenheiten bzw. voraussichtlichen Änderungen mit MACH 2 Gas in der Schweiz läge mit netpool bereits eine zentrale Instanz für viele zentrale Aufgaben bei der Bilanzierung vor. Das derzeitige Konzept sieht auch eine zentrale Abwicklung des VAP und des Nominierungsmanagements durch netpool vor. Wollte man den VAP Betrieb auslagern, müsste man erst eine weitere Instanz aufbauen.

Hingegen ergeben sich bezüglich der Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben z.B. aus dem NC BAL keine Beschränkungen für keine der Betriebsvarianten, obschon darin der FNB als Betreiber angenommen wird.

Aufgrund der Tatsache, dass ein VAP in der Schweiz noch nicht existiert und eine zentrale Instanz / der Marktgebietsverantwortliche erst aufgebaut werden muss, halten wir es zum derzeitigen Zeitpunkt aufgrund der damit verbundenen Kosten und geringen Vorteile nicht für sinnvoll, parallel noch eine zweite neue Instanz ins Leben zu rufen.

**Tabelle 18: Bewertung verschiedener Ansätze für den Betrieb des VAP**

	Betrieb durch FNB / MGV	Auslagerung an Dritten
Sicherstellung der Versorgungssicherheit	<i>Nicht relevant</i>	
Komplexität und Kosten des Modells	+	-
Förderung von Effizienz im Markt	+	+
Förderung von Wettbewerb		
c) Minimierung von Marktzutrittsbarrieren	+	o
d) Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure	<i>Nicht relevant</i>	
Umsetzbarkeit in der Schweiz	+	-
Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben in EU	+	+

Legende: +: positiv; o: neutral ; -: negativ

Quelle: DNV GL

## 2.7 Empfehlungen zum zukünftigen Rollenmodell bei der Gasbilanzierung

Auf Grundlage der zuvor dargelegten Überlegungen empfehlen wir folgende Ausgestaltungsmöglichkeiten für das zukünftige Rollenmodell in der Schweiz:


- Wir unterstützen grundsätzlich den Vorschlag zur Weiterentwicklung des derzeitigen Bilanzierungsmodells gemäss MACH 2 Gas, mit der Bildung einer integrierten Bilanzzone unter Leitung eines MGV (z.B. netpool). Die integrierte Bilanzzone berücksichtigt nicht die Netzinseln,

<sup>50</sup> Siehe dazu auch Kapitel 3.3.3.

insbesondere im Tessin und in Kreuzligen, für die die Ausgestaltung des Bilanzierungssystems noch zu prüfen ist.

Nach unserem Verständnis ist der MGV hierbei alleinverantwortlich für das Nominierungsmanagement, das Bilanzgruppen-Management und die Abrechnung von Ausgleichsenergie. Zusätzlich obliegen dem MGV - in Abstimmung mit FNBS - die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie. Um die Gleichbehandlung z.B. Regelenergieanbietern zu gewährleisten, sollte die Unabhängigkeit des MGV von den integrierten Unternehmen sichergestellt sein. Hierzu könnten eine klare Aufgabenaufteilung zwischen FNB und MGV, für den MGV gültige klare Prinzipien und Regeln, sowie unter Umständen weitere regulatorische Vorgaben, Kontrolleinstrumente und Anreizmechanismen dienlich sein.

- Zudem empfehlen wir die vollständige Umsetzung des Bilanzgruppenmodells in der integrierten Bilanzzone für alle Kundengruppen und Lieferanten. Insbesondere mit Blick auf die hohe Zahl kleiner Energieversorger in der Schweiz und zur Förderung von Wettbewerb sollte hierbei die Bildung von Subbilanzgruppen erlaubt sein.
- Wir empfehlen, von einer weiteren organisatorischen Auftrennung zwischen kommerziell relevanten und technischen Aspekten abzusehen, welche die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie betreffen (ähnlich dem österreichischen Modell). Wir sehen darin eine zu diesem Zeitpunkt nicht notwendige und wenig ertragreiche Konstruktion, die jedoch mit erheblicher zusätzlicher Komplexität einhergeht und die dem frühen Entwicklungsstand des Schweizer Gasmarkts nicht angemessen ist.
- Analog empfehlen wir, auf die Benennung einer separaten Organisation für den „Betrieb“ des VAP zu verzichten. Der VAP stellt einen integralen Bestandteil eines Entry-/Exit-System dar und entspricht dem virtuellen „Messpunkt“, an dem sämtliche Transaktionen zwischen verschiedenen Marktakteuren zum Zwecke der Bilanzierung angemeldet werden müssen. Nach unserem Verständnis ist diese Funktionalität bereits durch das Nominierungsmanagement (MGV) erfüllt, so dass kein Bedarf für eine separate organisatorische Einheit besteht.
- Sofern im Zuge der Marktöffnung die Entwicklung und Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung von Kleinkunden erforderlich sein sollte, erscheint es aus unserer Sicht zweckmässig, den VNB die Verantwortung für die Entwicklung einer entsprechenden Methodik zu übertragen. Hierbei empfehlen wir die Anwendung einer einheitlichen Methodik, die allerdings flexibel genug sein sollte, lokale Eigenheiten und Unterschiede zu berücksichtigen. Die Anwendung dieser Methodik zum Zwecke der täglichen Prognose von Kleinkunden könnte hierbei sowohl durch die VNB als auch durch eine zentrale Instanz erfolgen.
- Im Interesse einer optimalen Ausnutzung der vorhandenen Flexibilität erscheint es sinnvoll, die bestehenden Transitleitungen soweit möglich in die Schweizer Bilanzzone zu integrieren. Unter den gegebenen Risiken im Hinblick auf die Versorgungssicherheit empfehlen wir allerdings, die Integration schrittweise beginnend mit der partiellen Integration vorzunehmen. Darauf aufbauend sollte mittelfristig die vollständige Integration angestrebt werden. Risiken könnten dadurch abgefedert werden, dass für Transitmengen (ebenso wie für neue strommarktgeführte Kraftwerke und allenfalls auch die grössten Industriekunden) die Stundenbilanzierung oder allenfalls Tagesbilanzierung mit untertägigen Restriktionen gelten (siehe auch die Ausführungen in Kapitel 4.4 und 4.5 unten). Zugleich könnte eine tiefere Untersuchung der Effekte und Risiken einer vollständigen Integration der Transitmengen auf die Gasbilanzierung erweiterte Erkenntnisse hervorbringen, die unter Umständen eine schnellere Integration unterstützen oder Voraussetzungen dafür näher spezifizieren.



Analog zu der Kooperation zwischen den Schweizer FNB und dem MGV wäre hier ein möglichst enger organisatorischer Integrationsgrad oder zumindest eine möglichst enge Koordination anzustreben, und zwar unabhängig von der Behandlung von Transitmengen im Schweizer Bilanzierungsmodell (vgl. Kapitel 4).

### 3 ORGANISATION DES VIRTUELLEN AUSTAUSCHPUNKTS (VAP)

Das Bestreben mehr Wettbewerb im Gasmarkt in der Schweiz anzureizen, und die mögliche Einführung eines EES in der Schweiz werfen die Frage auf, wie die Implementierung eines virtuellen Austauschpunkts in der Schweiz entsprechend der Entwicklung in anderen Ländern unterstützt werden kann. Hintergrund ist die Erwartung, dass ein virtueller Austauschpunkt ein wichtiger Katalysator für Wettbewerb sein kann.

Dieser Frage gehen wir dadurch nach, dass wir in diesem Kapitel verschiedene Ausgestaltungsmerkmale und -möglichkeiten anhand konkreter Länderbeispiele erörtern. Dabei gehen wir auf ihre Wettbewerbswirkung ein, indem wir Überlegungen zu Zugangsvoraussetzungen und der Gleichbehandlung als wesentliche Einflussfaktoren auf den Wettbewerb zwischen Marktteilnehmern einfließen lassen. Anschliessend geben wir Empfehlungen für die Implementierung eines VAP in der Schweiz.

#### 3.1 Funktion eines virtuellen Austauschpunkts

Ein virtueller Austauschpunkt (VAP) ist ein essentieller Bestandteil eines vollumfänglichen EES, damit dieses seine Vorteile bestmöglich entfalten kann, indem Gas seinen Besitzer unabhängig eines konkreten physischen Erfüllungsorts wechseln kann.

Ein VAP ist einem Marktgebiet zugeordnet und ermöglicht es Transportkunden innerhalb des EES, Gasmengen, die sich bereits physisch oder zukünftig im Marktgebiet befinden, oder Differenzmengen auszutauschen. Zum Austausch sind keine Ein- und Ausspeisekapazitäten an physischen Punkten notwendig. Der bilaterale Austausch erfolgt mit einem Handelszweck, d.h. zu kommerziellen Gründen oder zur Reduzierung von erwarteten oder aufgelaufenen Differenzmengen in Portfolien der Transportkunden. Je nach Ausgestaltung und gesetzlichem Hintergrund kann der Tausch als ex ante Eigentumsübertragung (Title Transfer) von physischen Gasmengen im System oder als ex post Tausch von Differenzmengen, wo Transportkunden kein Gas besitzen, erfolgen. Title Transfer bedeutet, dass das Besitz- bzw. Nutzungsrecht auf Gasmengen, die sich bereits im Marktgebiet befinden von einem Marktteilnehmer auf einen anderen übergehen. Beim Differenzmengentausch können Bilanzgruppen ex post übrige Differenzmengen miteinander tauschen, um ihre Ungleichgewichte zu reduzieren.<sup>51</sup>

Damit unterscheidet sich der virtuelle Austauschpunkt grundlegend von physischen Austauschpunkten /Hubs (z.B. Hub Wallbach an der Grenze DE-CH), die den Handel an bestimmten physischen Punkten als Übergabe- bzw. Lieferpunkt zwischen Transportkunden vorsehen, die an diesen Punkten über physische Transportkapazität verfügen müssen.

Die wesentliche Eigenschaft und Funktionalität eines virtuellen Austauschpunkts liegt in der Annahme, Prüfung (z.B. auf Vollständigkeit), Matching<sup>52</sup> und Korrektur bzw. Bestätigung eines Tauschgeschäfts zwischen Bilanzgruppen. Dazu wird das Tauschgeschäft von den Bilanzgruppen jeweils getrennt voneinander aber am besten übereinstimmend dem VAP-Betreiber gemeldet. Alternativ können auch Differenzmengen zwischen Bilanzgruppen getauscht werden, um die Ausgleichsenergie zu mindern. Damit hat ein Tauschgeschäft grosse Ähnlichkeit mit einer Nominierung beim FNB zum Transport einer physischen Menge an einem Ein- oder Ausspeisepunkt.<sup>53</sup> Ein Tauschgeschäft kann am VAP rein virtuell sein, d.h. zwischen Händlern, ohne dass das Gas das Marktgebiet und damit den virtuellen Austausch-

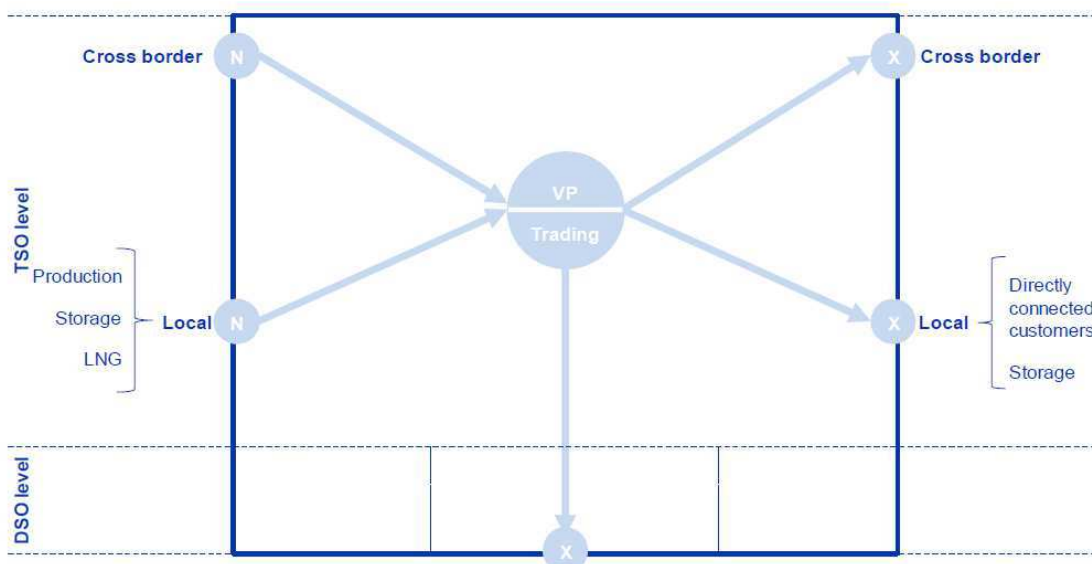
<sup>51</sup> Dies ist nicht überall erlaubt.

<sup>52</sup> Prüfung, dass die Mengen für den verkaufenden und kaufenden Marktteilnehmer identisch sind

<sup>53</sup> Siehe dazu auch Abbildung 16.

punkt verlässt, oder auch zwischen dem virtuellen Austauschpunkt und einem physischen Ein-oder Ausspeisepunkt stattfinden.

Diese Eigenschaften des VAP sind in der nachfolgenden Abbildung 17 illustriert.



**Abbildung 17: Zentrale Rolle des VAP im Entry-Exit System (schematische Darstellung)**

Quelle: DNV GL

Häufig wird ein virtueller Austauschpunkt auch als Handelspunkt bezeichnet, was jedoch nicht ganz das Wesen eines VAP widerspiegelt. Denn der virtuelle Austauschpunkt beschränkt sich auf die vorgenannten informationstechnischen Prozessschritte, ohne selbst Handelsprodukte und eine Marktplattform, wo Angebot und Nachfrage zusammenkommen, wie z.B. eine Börse, anzubieten. Auch bietet er keine erweiterten Dienste wie Clearing und damit die Übernahme von Risiken aus Handelsgeschäften an. Vielmehr wird über den Austauschpunkt ein Tauschgeschäft, das zwischen Transportkunden oder Händlern über andere Wege bereits angebahnt und beschlossen wurde, dem VAP-Betreiber angezeigt und von ihm als (Re-)Nominierung weiterverarbeitet bzw. beispielsweise zur Abrechnung von Ausgleichsenergie an eine zentrale Stelle weitergeleitet. Zur Geschäftsanbahnung oder Abwicklung von komplexeren Produkten<sup>54</sup> stehen den Transportkunden andere Instrumente zur Verfügung wie z.B. OTC, Börse, Broker oder Bulletins. Das Ziel der Marktteilnehmer ist es, u.a. Differenzmengen der Bilanzgruppe bzw. der darin organisierten Marktteilnehmer zu mindern / glattzustellen oder Handelsmargen durch Kauf- und Verkauf von Gasmengen am VAP zu erzielen. Dazu bestehen Informationsprozesse zwischen VAP-Betreiber, FNB und der zentralen Stelle zur Abrechnung von Ausgleichsenergie. Entsprechend der vorgenannten Prozessschritte eines VAP beschränkt sich das Produktangebot auf informationstechnische Dienstleistungen, wobei ökonomische Aspekte wie Preisbildung, Darstellung von Angeboten und Nachfragegeboten, Auktionen o.ä. nicht abgebildet werden.

Insofern ersetzt ein virtueller Austauschpunkt nicht andere Marktplattformen, wie Börsen, sondern ergänzt sie um eine Funktionalität zur Anmeldung von Tauschgeschäften beim VAP-Betreiber. Andernfalls wäre es den Marktteilnehmern nicht möglich, eingegangene Tauschgeschäfte mit dem Bilanzgruppen-

<sup>54</sup> Z.B. Termingeschäfte



saldo zu verbinden. Da die Anmeldung von Handelsgeschäften, die den Tausch von Gasmengen beinhalten, die sich bereits im Marktgebiet befinden, zwingend am VAP erfolgen muss, die Handelsgeschäfte aber über andere Marktplätze oder direkt zwischen den Marktpartnern vereinbart werden, übernehmen diese Marktplätze und -plattformen auch zum Teil die Anmeldung der Geschäfte am VAP im Namen der Handelspartner. Dies entfällt, wenn dies nicht zum Leistungsspektrum der Marktplattform gehört oder die Handelspartner bilateral übereinkommen; dann müssen sie die Anmeldung am VAP selbst tätigen.

Vor diesem Hintergrund ist ein VAP nicht zwingend aber doch impliziter Bestandteil eines vollumfänglichen EES. Er ermöglicht den bilanziellen Transfer von Gasmengen an allen Ein- und Auspeisepunkten desselben Marktgebiets/ Bilanzierungsgebiets, unabhängig davon ob oder an welchen Punkten die Handelspartner entsprechende Kapazität gebucht haben. Dieser Gasmengenaustausch unabhängig von einem konkreten physischen Erbringungsort ist die komplementäre Eigenschaft zur Vervollständigung eines EES.

Ohne einen VAP beschränkt sich der Austausch von Mengen auf bestimmte physische Punkte und bezieht nur Transportkunden ein, die an diesen Punkten über Transportkapazität verfügen. Der VAP ermöglicht hingegen auch den Handel zwischen Marktakteuren, die nicht am selben Ein- und Auspeisepunkt Kapazität gebucht haben, da einer Gas einspeisen und sozusagen an den VAP „liefern kann“ und der andere es dort übernehmen und an dem ihm verfügbaren Auspeisepunkt entnehmen kann. Durch den VAP ergibt sich eine erhebliche Erweiterung der möglichen Tauschpartner und damit der Möglichkeiten, das eigene Ausgleichsenergieisiko zu mindern.

Ausgehend von dieser grundlegenden Beschreibung der Funktion und Vorteile eines VAP diskutieren wir nachfolgend die wesentlichen Merkmale eines VAP und die darin gebotenen Ausgestaltungsoptionen sowie ihre Vor- und Nachteile in Bezug auf relevante Kriterien. Anhand geeigneter Länderbeispiele illustrieren wir unsere Erkenntnisse. Darauf aufbauend geben wir Empfehlungen zur Ausgestaltung eines zukünftigen VAP in der Schweiz.

**Tabelle 19: Beispiel zum Datenaustausch für Handelsnotifizierungen\* am VAP (gemäss Marktmodell in Österreich)**

Datenaustausch (Unterscheidung Nominierung u. Renominierung über Zeitpunkt)	Beteiligte**		Zeitpunkte			Datenstruktur	
	Von	An	Day-ahead- Zyklus***	Intra-day-Zyklen	Sonstige Zeitpunkte	Struktur	Zeit- raster
Handelsnominierungen OTC Buy/Sell Nominierungen am VHP für die Lieferung	BGV	VAP- Betreiber	bis 14:00 an D-1	mit mind. 2h Vorlaufzeit vor Gasfluss	-	je BG	Stunden- werte
Bestätigungen für Handelsnominierungen OTC; Bestätigung der gematchten Werte je Buy/Sell - Nominierung	VAP- Betreiber	BGV	bis 15:25 an D-1	spätestens 1h 25min nach voller Stunde nach Nachrichteneingang	-	je BG	Stunden- werte
Börseorders aktiver BGV Bid und/oder Ask-Orders für ein entsprechendes Börsen- produkt (Within- Day/Spot/Futures, inkludiert auch AE-Abrufe MGM und VGM	BGV	Gas- börse	-	-	jederzeit innerhalb der Börsen- handels- zeiten	je BG	Kontrakt- grösse (MWh/h)
Delivery Information, welche den Saldo aller gehandelten Börsekontrakte des betreffenden Gastages je BGV enthält	VAP- Betreiber	BGV	12:15, 14:15, 16:15 u. bis spätestens 19:00 final	spätestens 25 Minuten nach Eingang der Delivery instruction von ECC bei VPB	-	Position aus der Delivery Instructio n der ECC	Stunden- werte

*\*werden in Österreich als Handelsnominierungen bezeichnet; \*\*BGV – Bilanzgruppenverantwortlicher, VPB - Betreiber des virtuellen Handelspunkts; \*\*\*D ist der Gastag, an dem der physische Fluss stattfindet;*

*Quelle: Auszug aus „Sonstige Marktregeln Gas für das Marktgebiet Ost“, Kapitel 2, Kommunikation und Fristenlauf, Marktregeln Gas (für Österreich), Version 6, Januar 2015; siehe [www.e-control.at](http://www.e-control.at).*

## 3.2 Regulatorische Vorgaben auf europäischer Ebene

In der europäischen Gesetzgebung findet der virtuelle Austauschpunkt zumeist keine explizite Erwähnung, da er als impliziter Bestandteil eines EES vorausgesetzt wird.

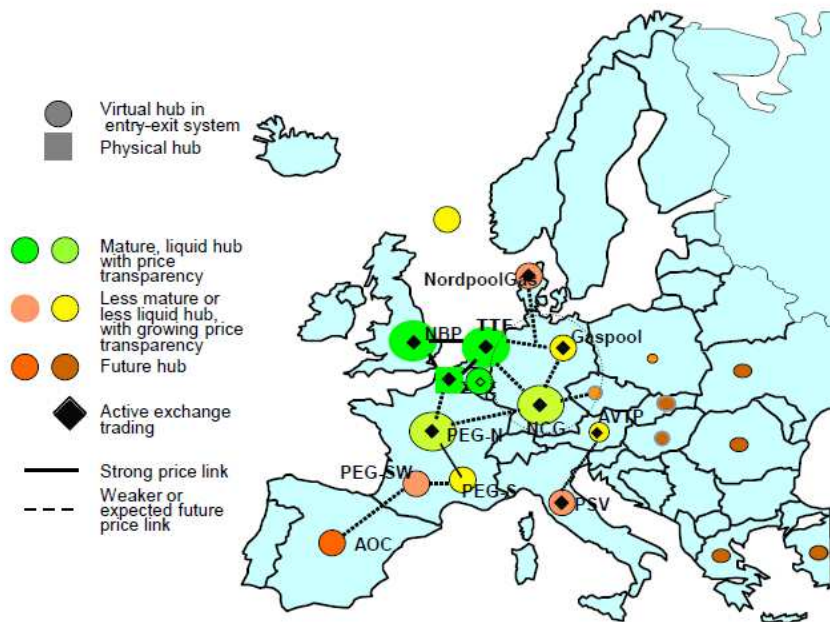
Anders stellt es sich gemäss den von ACER verabschiedeten Leitlinien zur Gasbilanzierung dar. Diese definieren Ein- und Ausspeisungen als Gasmengen an einem physischen Netznutzen oder den Tausch von Gas an einem virtuellen Punkt im Markt zwischen Netznutzern. Der Grosshandelsmarkt wird als physischer oder virtueller Punkt verstanden, an dem Netznutzer Gas entweder auf bilateraler oder über eine Börse tauschen können. Zum Zweck der Bilanzierung kann auch der FNB Marktteilnehmer und Handelspartner sein. Dabei kann der Handel virtueller d.h. rein finanzieller Natur sein oder physische Mengen einbinden.

Im NC BAL findet der VAP keine explizite Erwähnung, allerdings wird seine Existenz durch folgende Regelungen implizit vorausgesetzt. Der VAP wird letztlich mit dem Nominierungsmanagement gleichgesetzt und als eine integrale Aufgabe des FNB erachtet. Demnach muss es Transportkunden möglich sein, einen Tausch von Gasmengen innerhalb der Gasbilanzierungszone durch Handelsnotifikationen mit einem gewissen Informationsgehalt gegenüber dem FNB durchzuführen, die kurzfristig wirksam werden. Ein Tausch am VAP kann sowohl durch Transportkunden oder durch Vertreter, wie z.B. Bilanzgruppenverantwortliche oder Börsen erfolgen. Zudem erlaubt der NC BAL virtuelle Händler, da Handelsnotifizierungen für den Tausch von Gas am VAP unabhängig dessen abgegeben werden können, ob für den Gastag auch eine Nominierung für den physischen Transport von Gas im Marktgebiet abgegeben wurde.

## 3.3 Diskussion relevanter Ausgestaltungsmöglichkeiten

Obschon ein universelles Verständnis vom Wesen und den Vorzügen eines VAP besteht, ist grundsätzlich festzustellen, dass die Eigenschaften der VAP, die bereits existieren, sich je nach Land in einigen Aspekten unterscheiden können.<sup>55</sup> Dies liegt nicht zuletzt daran, dass der europäische Gesetzesrahmen keine konkrete Definition eines VAP bereithält.

<sup>55</sup> Vgl. z.B. KEMA / COWI (2013). Study on Entry –Exit Regimes in Gas



**Abbildung 18: Überblick VAPs in Europa**

Quelle: EFET: European Gas Hub Development Study, 2014

Zudem lässt sich bei der organisatorischen Ausgestaltung eines VAP aus einer Vielzahl an Ausgestaltungselementen und -optionen wählen. Neben der bereits im vorigen Kapitel diskutierten Verantwortung für den Betrieb des VAP gehören insbesondere die folgenden Aspekte:

- Zugangsvoraussetzungen,
- Produktportfolio,
- Gebührenmodell,
- Kostenabgrenzung und Kostenallokation.

Beispielsweise sind verschiedene Zugangsvoraussetzungen in finanzieller oder vertraglicher Hinsicht denkbar, die den Kreis der zugangsberechtigten Marktakteure einengen. Da damit der Zugang zum VAP erschwert wird, lässt sich darin grundsätzlich eine Barriere zur Nutzung des VAP sehen. Zudem können VAP danach unterschieden werden, welche Basis- und Zusatzprodukte und Dienstleistungen sie anbieten, und in welchem Mass und wie die Verbindlichkeit eines angemeldeten Tauschs gewährleistet wird.

Daneben ist auch das Gebührenmodell eine Stellschraube für die Ausgestaltung, wobei sich einmalige oder wiederkehrende, feste und variable Gebühren unterscheiden lassen. Die Gebührenstruktur ist zudem eng mit der Frage verbunden, wie Kosten des VAP über ein geeignetes Kostenallokationsmodell gedeckt und allenfalls reguliert werden.

Nachfolgend stellen wir die wesentlichen Gestaltungsmöglichkeiten anhand ausgewählter Länderbeispiele (Deutschland, Frankreich, Österreich) dar und erörtern, welche Vor- und Nachteile jeweils damit einhergehen. Der Fokus liegt auf der Wirkung auf den Wettbewerb durch den Abbau von Marktzugangsbeschränkungen und die Sicherstellung der Gleichbehandlung von Marktakteuren. Andere Kriterien, wie die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, spielen unserer Ansicht nach in diesem Zusammenhang keine bzw. nur eine untergeordnete Rolle.

### 3.3.1 Zugangsmöglichkeiten und vertragliche Voraussetzungen

Wie Tabelle 20 zeigt, erfolgt der Zugang zum VAP in den meisten Fällen implizit über den BGV-Vertrag, soweit das Bilanzgruppenmodell implementiert ist. In Frankreich und Österreich sind zusätzlich auch rein „virtuelle“ Händler zugelassen, die nur am (physischen) Handel am VAP teilnehmen, aber keine physischen Ein- oder Ausspeisepunkte nutzen. In beiden Ländern können virtuelle Händler ohne Buchung von Kapazität an physischen Punkten und Nominierungen am VAP tätig werden, wobei sie nur vereinfachte Anforderungen gegenüber anderen BG mit physischer Netznutzung erfüllen müssen.

Österreich und Frankreich offerieren einen expliziten Zugang als rein virtueller / nicht-physischer Händler als Alternative zum Zugang über eine Bilanzgruppe. Der Zugang als rein virtueller Händler geschieht über einen speziellen Vertrag unabhängig vom BGV. In Deutschland wird rein virtuellen Händlern der Zugang zu VAP über den Bilanzgruppenvertrag gewährt.

Die vertraglichen Voraussetzungen können dabei unterschiedliche Vertragskonstrukte nach sich ziehen (teilweise in Verbindung mit Lizenzen), die oft abhängig sind von der allgemeinen Vertragsstruktur in dem jeweiligen Land.

**Tabelle 20: Möglichkeiten und vertragliche Voraussetzungen für den Zugang zum VAP in Deutschland, Frankreich und Österreich**

	Österreich (Ost)	Deutschland	Frankreich
<b>Zugangsmöglichkeiten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Indirekter Zugang über Bilanzgruppe</li> <li>• Virtueller Händler (nicht physisch)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eigene Bilanzgruppe</li> <li>• Subbilanzgruppe</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Indirekter Zugang über Bilanzgruppe Virtueller Händler (nicht physisch, reiner PEG-Händler)</li> </ul>
<b>Zugangsvoraussetzungen</b>			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Belieferungslizenz</li> <li>• Netznutzungsvertrag mit GRTgaz</li> </ul>

Quelle: DNV GL

Grundsätzlich erscheint die Wahl zwischen dem Abschluss eines eigenständigen Bilanzgruppenvertrags oder einer separaten vertraglichen Regelung als sekundär, da in beiden Fällen das Risiko der Bereitstellung und Vergütung von Ausgleichsenergie zu regeln ist. Von Relevanz sind vielmehr möglicherweise darüber hinausgehende Verpflichtungen, Risiken und Transaktionskosten, die z.B. mit der Belieferung von Endkunden und/oder der Buchung und Nutzung von Entry-/Exit-Kapazitäten einhergehen. So kann eine Belieferungslizenz für Endkunden, wie z.B. in Frankreich gefordert, weitergehende Pflichten begründen, die nicht mit der Tätigkeit eines Händlers am VAP zusammenhängen. Mit anderen Worten, der Abschluss eines Bilanzgruppenvertrages erscheint solange als wenig problematisch, als dieser keine über die eigentliche Bilanzierung hinausgehenden Pflichten und Risiken begründet.

Ein weitergehender Punkt betrifft möglicherweise zu hinterlegende finanzielle Sicherheiten. Diese werden nachfolgend behandelt.

### Finanzielle Sicherheiten

Sowohl für normale BGV als auch für virtuelle Händler besteht in vielen Ländern eine Pflicht zur Hinterlegung bzw. Beibringung finanzieller Sicherheiten. Diese dienen dazu, dass Risiko des FNB bzw.

der Allgemeinheit im Falle eines unerwarteten Ausfalls des entsprechenden Marktakteurs und der daraus resultierenden ungedeckten Ausgleichsenergie zu begrenzen. Hierbei muss notwendigerweise zwischen der Risikobegrenzung des VAP-Betreibers und möglicher Zugangsbarrieren für kleine Marktakteure abgewogen werden.

Die Auswertung in Tabelle 21 zeigt, dass erhebliche Unterschiede hinsichtlich der möglichen Differenzierung zwischen physischen und nicht-physischen Händlern und der absoluten Höhe der Sicherheiten bestehen. So sind die Sicherheiten, die virtuelle Händler hinterlegen müssen, deutlich geringer als die physischer Händler. Zugleich sind die vorzulegenden Sicherheiten in Österreich deutlich geringer als in Deutschland oder Frankreich. Allerdings kann in Österreich vom Betreiber eine Erhöhung der zu hinterlegenden Sicherheit / Bankgarantie verlangt werden, wenn die Rechnungsbeträge des VAP-Teilnehmer für Ausgleichsenergie einen Betrag von 40.000€ übersteigen. In Deutschland kann die Sicherheit volumenabhängig gestaltet sein oder es kann von Seiten des MGV ganz darauf verzichtet werden.

Auch hier ist zu berücksichtigen, dass mögliche negative Effekte sehr stark von der Bemessung bzw. Höhe allfälliger finanzieller Sicherheiten abhängen. Eine Bemessung auf Grundlage des durchschnittlichen Liefervolumens scheidet im Falle eines „virtuellen Händlers“ aus. Die Alternative einer Bemessung am Handelsvolumen könnte umgekehrt zu exzessiv hohen Werten führen. Umgekehrt ist zu berücksichtigen, dass auch im Falle reiner Fahrplangeschäfte unter Umständen sehr hohe Abweichungen entstehen können, wobei diese bereits vorab erkannt werden können, so dass ggf. vorherige Gegenmassnahmen möglich wären.

Im Ergebnis stellt sich damit die Frage, wie hoch die generellen Sicherheiten sind, welches Risiko die FNB bzw. die Allgemeinheit zu tragen bereit sind, bzw. in welchem Masse entsprechende Sicherheiten zu erheblichen Hürden für kleinere Transportkunden führen – und zwar unabhängig davon, ob sie nur am VAP handeln oder auch Geschäfte an physischen Netzpunkten tätigen. Gemäss dem Beispiel der in Tabelle 21 aufgeführten Länder könnte dies also entweder über begrenzte Sicherheiten für sämtliche BGV, virtuelle Händler oder allenfalls gestaffelte/volumenabhängige gelöst werden.


**Tabelle 21: Finanzielle Sicherheiten für Zugang zum VAP in Deutschland, Frankreich und Österreich**

Österreich (Ost)	Deutschland	Frankreich
<ul style="list-style-type: none"> <li>Eigene BG: min. 50.000 €</li> <li>Teil einer anderen BG: min. 40.000 €</li> <li>Virtueller Händler (nicht physisch): 10.000 €</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Eigene Bilanzgruppe: 100.000 € bzw. volumenabhängig</li> <li>Recht des MGV (keine Pflicht)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Physische Lieferung 100.000 €</li> <li>Reiner PEG-Händler: 20.000 €</li> </ul>

Quelle: DNV GL

### 3.3.2 Produktstruktur

Ein VAP ermöglicht durch die Annahme, Prüfung und Zuordnung von Handelsnotifizierungen den Austausch von Gasmengen oder Differenzmengen. Damit sind wesentliche Teile des grundlegenden



Produktspektrums eines VAP umrissen. Dazu können sich je nach VAP jedoch noch weitere Dienstleistungen, die unterschiedliche Entgelte nach sich ziehen. Zudem ist zu unterscheiden, ob die Produkt- und Dienstleistungsstruktur unter regulatorischem Einfluss steht, oder dem Markt überlassen wird.

In Österreich ist das grundlegende Dienstleistungs- und Produktportfolio gesetzlich vorgegeben. Demnach muss der VAP-Betreiber folgende Produkte bereitstellen bzw. u.a. folgenden Aufgaben nachkommen: <sup>56</sup>

- Bereitstellung kommerzieller Hub-Dienstleistungen, insbesondere „Title Tracking“ zum Nachweis des Eigentumsübergangs von Erdgas am virtuellen Austauschpunkt,
- Elektronische Protokollierung und Abrechnung der Energiemengen aus Handelsgeschäften am virtuellen Austauschpunkt gegenüber den Bilanzgruppen
- Abwicklung von Handelsnominierungen der Marktteilnehmer am virtuellen Austauschpunkt (24/7),
- Bereitstellung einer elektronischen „Back-up/Back-down“-Plattform zur bestmöglichen Aufrechterhaltung der Abwicklung von Handelsgeschäften im Falle von Unter- bzw. Überlieferungen in den virtuellen Austauschpunkt,
- Bereitstellung einer überregionalen Anbindung an benachbarte Marktgebiete in Kooperation mit benachbarten Netzbetreibern,
- Kooperation mit Börsen und Abwicklungsstellen für Börsengeschäfte, hinsichtlich der Abwicklung von Börsennominierungen im Auftrag der Abwicklungsstelle für Börsengeschäfte (Clearinghouse) in Bezug auf den virtuellen Austauschpunkt.

Des Weiteren kann der VAP-Betreiber weitere Dienste anbieten, die dem Betrieb förderlich sind und nicht den oben genannten Aufgaben widerstreben. Die Regulierungsbehörde ist damit betraut, die Bedingungen des VAP Betreibers zu prüfen und zu genehmigen. Damit geht eine Produkt- und Gebührenkontrolle einher.

In Deutschland obliegt die Produktentwicklung den Marktgebietsverantwortlichen, wobei zunächst keine gesetzlichen Vorschriften vorliegen. Die Regulierung beschränkt sich auf die kostenbasierte Genehmigung der VAP-Gebühren, die variabler Natur sein müssen und nach oben gedeckelt sind.<sup>57</sup> Neben einer Trennung der VAP-Kosten von anderen Kosten des MGV liegt der Gebührenregulierung der Gedanke einer weiteren Trennung in Basis- und erweiterte Dienste des VAP zugrunde. Obwohl beide Dienstgruppen über dasselbe Entgelt abgegolten werden, werden Basisprodukte allein kostenbasiert angerechnet. Hingegen sollen die Entgelte auch einen Anreiz zur Entwicklung von zusätzlichen, von den Marktteilnehmern gewünschten Diensten entwickeln, die liquiditätssteigernd wirken sollen. Hierbei muss jedoch die der Gebührenstruktur zugrunde liegende Kostenabschätzung lediglich dokumentiert und ggfs. vorgelegt werden.

Zudem ist es generell üblich, dass VAP-Betreiber wiederkehrende Marktkonsultationen zur Weiterentwicklung des Dienstleistungsportfolios abhalten (müssen).

---

<sup>56</sup> Gaswirtschaftsgesetz 2011, §68.4

<sup>57</sup> Dies geht aus dem Beschluss BK7-11-003 der Bundesnetzagentur hervor, die Gebrauch macht von ihrer Festlegungskompetenz, die ihr nach Gasnetzzugangsverordnung §50.1 eingeräumt wird.

### 3.3.3 Gebührenmodell

Die Gebührenstruktur liegt im Spannungsfeld zwischen dem Interesse des Betreibers, seine Kosten zu decken, und den Auswirkungen auf die (durchschnittlichen) Kosten für die VAP-Nutzer. Gebühren können hierbei eine Zugangsbeschränkung und ein Hindernis zur Ausbildung von Liquidität darstellen. Die wesentlichen Gebührentreiber sind in unseren Augen die Errichtung und Pflege der notwendigen IT-Systeme und Schnittstellen, die Gewährleistung des Dauerbetriebs des VAP sowie das dazu notwendige Personal.

Bei den Gebühren für den Zugang und die Nutzung des VAP kann man zwischen einmaligen und wiederkehrenden Gebühren unterscheiden. Letztere können fest oder variabel sein. Zugleich sind Mischformen denkbar. Variable Gebühren können sich auf das Handelsvolumen und die Transaktionsanzahl beziehen.

Einmalige Gebühren decken häufig die Kosten der Implementierung des Zugangs, wie z.B. für die informationstechnische Anbindung der VAP-Nutzer ab. Sie bieten eine einfache Struktur, stellen aber eine mehr oder weniger erhebliche Zugangshürde für VAP-Händler dar. Je grösser sie sind, umso eher bevorteilen sie Händler mit grossem Handelsumsatz, da die spezifischen Kosten der Anbindung und des Zugangs mit dem Handelsvolumen des Händlers sinken.

Fixe, wiederkehrende Kosten decken die laufenden Kosten des Betriebs des VAP ab, wie z.B. Personal- und Infrastrukturbetriebskosten, die nicht einzelnen Transaktionen zuzuordnen oder von diesen abhängig sind und damit nicht an das Handelsvolumen gekoppelt werden (können). Wiederum bevorteilt dieses Gebührenmodell grosse Händler, da die spezifischen Kosten je Transaktion oder Handelsumsatz sinken.

Variable Gebühren sollen die transaktionsspezifischen Kosten decken. Sie sind entweder an das Handelsvolumen oder die Anzahl an Transaktionen gebunden. Zudem ähnelt die Abwicklung von Transaktionen am VAP grundsätzlich der Abwicklung von Nominierungen physischer Mengen, so dass von ähnlich geringen Grenzkosten auszugehen ist.

Bei einer vom Handelsvolumen abhängigen Gebühr wird das Handelsvolumen als Massstab zur Festlegung der Gebühren herangezogen. Alle Händler ziehen aus einer hohen Liquidität Vorteile, es tragen jedoch insbesondere die grossen Händler dazu bei. Daher sehen viele Gebührenmodelle einen sinkenden spezifischen Preis je gehandelter MWh vor, je höher das Handelsvolumen des Händlers innerhalb eines gewissen Zeitraums ist. Dies ist auch der Tatsache geschuldet, dass die Grenzkosten einer weiteren Transaktion relativ gering sind im Vergleich zu den anderen Kosten. Zugleich setzt eine gestaffelte Gebührenstruktur Anreize zu höherem Handelsvolumen, so dass die marginal grösseren Gesamtkosten anschliessend auf ein insgesamt grösseres Handelsvolumen verteilt werden können und die spezifischen Kosten für alle Händler sinken können. Ein uniformes variables Entgelt misst allen VAP Transaktionen gleiche Bedeutung zu, ohne grosse gegenüber kleinen Händlern zu bevorteilen, und vermeidet einen erhöhten Abrechnungsaufwand einer stärker ausdifferenzierten Gebührenstruktur.

Transaktionsbezogene Entgelte stellen einen direkteren Bezug von variablen bzw. Grenzkosten des Betriebs des VAP und der Abwicklung von Handelsgeschäften her. Allerdings müssen hierzu Abgrenzungen, wann es sich um eine Transaktion handelt, getroffen werden. Zudem bergen sie die Gefahr der Bündelung von Transaktionen, die ansonsten zu unterschiedlichen Zeitpunkten stattfinden würden. Die Bündelung erspart Entgelte. Dadurch wird auch Liquidität zeitlich gebündelt, während sie zu anderen Zeitpunkten verloren geht.

Neben diesen Gebühren in Reinform sind auch gemischte Gebührenmodelle mit fixen und variablen Anteilen denkbar und in verschiedenen Ländern implementiert. Sie spiegeln eventuell die Kosten des VAP

besser wider und erlauben es besser, die Kosten verursachungsgerecht zuzuordnen. Allerdings erhöhen sie den Abwicklungsaufwand und stellen die Regulierung vor grössere Herausforderungen.

Die Tabelle 22 fasst die wesentlichen Vor- und Nachteile der Gebührenmodelle aus Sicht der Marktteilnehmer und des Betreibers zusammen.

**Tabelle 22: Übersicht zu Merkmalen von VAP-Gebührenmodellen**

<b>Fix</b>	<b>Einmalig</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Decken am besten die einmaligen Kosten des VAP-Betreibers für den Handelszugang eines neuen Marktteilnehmers ab</li> <li>• Kann hohe Eintrittsbarriere v.a. für kleine Händler bedeuten</li> <li>• Verlieren v.a. bei grossen Austauschmengen an Bedeutung für den Händler</li> </ul>
	<b>Fortlaufend</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Decken am besten die fortlaufenden Kosten des VAP-Betreibers ab</li> <li>• Kann hohe Eintrittsbarriere v.a. für kleine Händler bedeuten</li> <li>• Verlieren v.a. bei grossen Austauschmengen an Bedeutung für den Händler</li> </ul>
<b>Variabel</b>	<b>Je MWh gehandelter Menge</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grosse und kleine Handelsmengen werden gleichbehandelt</li> <li>• Deckt grob die transaktionsspezifischen (Grenz-) Kosten ab</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Fest</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Deckt grob die transaktionsspezifischen (Grenz-) Kosten ab, allerdings fraglich ob diese (viel) niedriger als bei einer geringeren Handelsmenge</li> <li>• Bevorzugt v.a. grosse Händler, da die spezifischen Gebühren geringer sind</li> <li>• Anreiz zu gesteigerten Handelsaktivitäten und -wachstum (Schaffung von Liquidität)</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Degressives Stufenmodell</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Deckt am besten die transaktionsspezifischen (Grenz-)Kosten ab</li> <li>• Grosse und kleine Handelsmengen werden gleichbehandelt</li> <li>• Fördert zur Kostensenkung die Bündelung von Handelsaktivitäten zu spezifischen Zeitpunkten und kann daher Liquidität zu anderen Zeitpunkten senken</li> </ul>
	<b>Je Transaktion</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Deckt am besten die transaktionsspezifischen (Grenz-)Kosten ab</li> <li>• Grosse und kleine Handelsmengen werden gleichbehandelt</li> <li>• Fördert zur Kostensenkung die Bündelung von Handelsaktivitäten zu spezifischen Zeitpunkten und kann daher Liquidität zu anderen Zeitpunkten senken</li> </ul>

Quelle: DNV GL

Wie in Tabelle 23 unten gezeigt, bestehen deutliche Unterschiede in den Gebührenmodellen der drei Länder. So fallen für die Nutzung des VAP in Frankreich und Österreich relevante fixe Beträge an. Hingegen verzichten die VAP in Deutschland ganz darauf und decken ihre Gesamtkosten allein über variable Gebühren. Während alle VAP auch variable Gebühren verlangen, ist der Unterschied, der sich insgesamt aus Sicht der Händler ergibt, gewaltig. Händler mit einem jährlichen Handelsvolumen von 1 TWh zahlen in Österreich im Schnitt 3.2 €/MWh, in Frankreich ca. 0,6 c€/MWh und in Deutschland 0,1 (NCG) bzw. 0.2 €/ MWh (Gaspool). Ein relativ grosser Händler mit 10 TWh Jahresumsatz zahlt 1,6 c€/MWh, in Deutschland weiterhin 0.1-0.2 €/MWh und in Frankreich 0.07€/MWh.

Allerdings muss angefügt werden, dass die Beschränkung in Deutschland auf ein variables Entgelt mit einer Obergrenze aus einer regulatorischen Entscheidung erwächst.



**Tabelle 23: Gebührenmodell für Nutzung des VAP in Deutschland, Frankreich und Österreich**

	Österreich (Ost)	Deutschland	Frankreich
<b>Fixe Gebührenanteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Registrierung: 1.000€</li> <li>• Monatliche Servicegebühr 1000€ (d.h. 12.000 €/a)</li> </ul>	keine	Fixe Jahresgebühr: 6.000 €/a
<b>Variable Gebührenanteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stufenweiser variabler Tarif 2 c€/MWh- 0,6 c€/MWh (≥ 10 TWh)</li> </ul>	Variables Entgelt <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reg. Cap: 0,8c€/MWh</li> <li>• Aktuell:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- 0,1 c€/MWh (NCG)</li> <li>- 0.2 c€/MWh (Gaspool)</li> </ul> </li> </ul>	Variables Entgelt: 0,01 c€/MWh

Quelle: DNV GL; Daten von CEGH, NCG, Gaspool, GRTGaz

## Exkurs: Abschätzung der Kosten eines VAP in der Schweiz

Nachfolgend schätzen wir grob die Kosten für das Aufsetzen und den Betrieb eines VAP in der Schweiz ab. Da nicht von vornherein klar ist, inwieweit der VAP-Betreiber auch andere Aufgaben im Gasmarkt übernimmt, die für Synergien im Betrieb des VAP sorgen könnten, z.B. gemeinsames IT-Personal, berücksichtigen wir verschiedene Betriebsalternativen und Kostenbereiche. Als wesentliche Einflussfaktoren für die Kosten erachten wir die


- einmaligen Kosten für den Kauf und die Implementierung der IT-Landschaft, inkl. Server, Software und Schnittstellendefinition zum Datenaustausch u.a. mit FNB, Abrechnungsstelle für Ausgleichsenergie, Marktteilnehmer (Transportkunden, Bilanzgruppenverantwortlichen, virtuelle Händler)
- die fortlaufenden Kosten v.a. Personalkosten<sup>58</sup>

Die einmaligen Investitionskosten setzen sich aus 50.000 – 300.000 CHF für die Software samt Schnittstellenkonfiguration und 10.000 CHF für den Server zusammen.

Bei den Personalkosten gehen wir von einem Personalbedarf von 2-8 Personen und einem Personalaufwand von 110.000 CHF/a aus. Die Bandbreite beim Personalbedarf spiegelt verschiedene Betriebsvarianten wider:

- Im Szenario, dass der Betrieb durch eine eigenständige Dritte Instanz ohne weitere Aufgaben im Markt übernommen wird, stellen wir folgende Überlegungen an. Da der VAP 24h am Tag betriebsbereit sein muss, rechnen wir mit 3 Schichten am Tag zu je 8h, wobei in jeder Schicht 2 Personen anwesend sind. Diese sichern den reibungslosen Betrieb bezüglich IT-Sicherheit oder Ausfallprozeduren ab und übernehmen weitere Aufgaben dies sich im laufenden Betrieb ergeben können, wie Fragen durch Marktteilnehmer, Prüfung von eingehenden Handels-Nominierungen, Interaktion mit anderen Marktinstitutionen, Durchführung von manuellen Massnahmen wie Kürzungen von Nominierungen o.ä. Unter Berücksichtigung von Krankheit- und Urlaubsvertretungen könnte im Maximalfall ein Personalbedarf von 8 Personen entstehen.
- Im günstigen Fall, dass der VAP durch eine bestehende Instanz (z.B. MGV, Gasbörse) betrieben wird, erwarten wir Synergien, z.B. bei der Systemwartung, wenn der VAP-Betreiber weitere

<sup>58</sup> Weitere Kosten wie z.B. Miete von Räumlichkeiten wurden vernachlässigt



ähnliche Aufgaben im Gasmarkt hat. Für diesen Fall gehen wir von einem Personalbedarf von 2 Personen im Schnitt für den VAP-Betrieb aus. Allerdings muss hierbei berücksichtigt werden, dass die Vertraulichkeit und Anonymität der Daten, etc. gewährleistet sein muss, so dass Synergien hier allenfalls Grenzen gesetzt sind.

Zudem rechnen wir einen zusätzlichen Aufwand für Systemwartung und -betrieb von 0-50.000 CHF/a ein.

Auf der Grundlage einer Abzinsungsrate von 7-10% und einer Abschreibungsdauer von 5-10 Jahren ergeben sich jährliche Gesamtkosten samt OEPX und CAPEX von 228.000 – 1.012.000 CHF /a.

Bricht man diese Kosten auf eine angenommene Handelsmenge von 10-100 TWh /a herunter, liegen die spezifischen Handelskosten bei 0,11 – 5,06 Rp/MWh. Die Handelsmenge, die als Bezugswert angesetzt wird, ist zunächst willkürlich aber mit folgendem Hintergedanken gewählt.

- 10 TWh ist deutlich unterhalb des derzeitigen Inlandsverbrauchs und entspricht dem Szenario, dass nicht alle Mengen, die in der Schweiz verbraucht werden oder durch sie durch fließen, über den VAP laufen müssen. Zum einen könnten Kunden und Lieferanten direkt an einem Entry- oder Exit-Punkt Gas übernehmen, indem Gas direkt zwischen den jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkten nominiert wird und nicht vorher am VAP angemeldet bzw. (ein- oder mehrmals) getauscht wird. Je nach verfügbaren Kapazitätsprodukten könnten auch Transitmengen, selbst bei Integration in das Schweizer EES, z.B. über beschränkt zuordenbare Kapazitäten, am VAP vorbei transferiert werden – wiederum unter Angabe einer festen Entry-Exit-Punktverbindung.
- Mit der oberen Grenze nehmen wir an, dass solche Nominierungen kaum genutzt werden oder möglich sind und sich eine hohe Nutzungsrate am VAP einstellt.

**Tabelle 24: Abschätzung der spezifischen Kosten eines VAP in der Schweiz**

		Günstiges Szenario	Mittleres Szenario	Ungünstiges Szenario
Server	CHF	10.000		
Software	CHF	50.000	175.000	300.000
Investitionskosten	CHF	60.000	185.000	310.000
<i>Abschreibungsdauer</i>	<i>Jahre</i>	10	7,5	5
<i>Abzinsungsrate</i>	%	7%	8,5%	10%
<b>CAPEX</b>	<b>CHF/a</b>	<b>8.543</b>	<b>34.360</b>	<b>81.777</b>
<i>Mitarbeiter</i>	#	2		8
<i>Personalkosten inkl. Abgaben/Steuern</i>	CHF /Jahr u. Person	110.000		
Systembetrieb und -wartung; Weiterentwicklung	CHF /a	0	25.000	50.000
<b>OPEX</b>	<b>CHF/a</b>	<b>220.000</b>	<b>465.000</b>	<b>930.000</b>
<b>Gesamtkosten</b>	<b>CHF/a</b>	<b>228.543</b>	<b>499,360</b>	<b>1.011.777</b>
<b>Spezifische Kosten (Rp/MWh) in Abhängigkeit der ausgetauschten Mengen am VAP (TWh)</b>	10 TWh	1,14	2,50	5,06
	30 TWh	0,38	0,83	1,69
	60 TWh	0,19	0,42	0,84
	100 TWh	0,11	0,25	0,51

Quelle: DNV GL

### 3.3.4 Kostenausweisung und -allokation

Der VAP-Betrieb verursacht Kosten, die von den Systemnutzern getragen werden müssen. Hierbei stehen die verursachungsgerechte Erfassung und Allokation der Kosten im Vordergrund. Um dies zu erreichen, müssen (regulatorische und gesetzliche) Festlegungen in folgenden Bereichen getroffen werden.

- Wälzungsmechanismus: VAP-Gebühren bzw. Netzentgelte
- Wälzung der Kosten auf alle VAP-Mengen oder nur ausgewählte

Allerdings ist die Ausgestaltung nicht zuletzt vom Rollenmodell und der Verantwortungsbereiche bei der Bilanzierung abhängig.

#### Wälzungsmechanismus: VAP-Gebühren bzw. Netznutzungsentgelte

Grundsätzlich lässt sich bei der Allokation der Kosten auf Systemnutzer zwischen separaten VAP-Gebühren, wie sie oben bereits diskutiert wurden, und einer Wälzung über die Netznutzungsentgelte (NNE) unterscheiden. VAP-Gebühren können als direkte verursachungsgerechte Kostenverrechnung, NNE als indirekte Kostenwälzung betrachtet werden.

Die Wälzung über die NNE mag der üblichen Vorstellung der Kostenallokation entsprechen, insbesondere wenn der FNB mit dem VAP-Betrieb beauftragt ist. Sie hat den Vorteil einer integrierten Regulierung ohne zusätzliche, gesonderte Regulierung der VAP –Kosten.

Allerdings birgt dieser Mechanismus auch einige Nachteile. Zunächst sind die VAP-Kosten weniger dem (technischen) Netzbetrieb zuzuordnen sondern eher marktnahen, systembezogenen Funktionen. Diese Unterscheidung ist im Gasbereich von Bedeutung, da zwischen Nominierungen, die sich auf physische Punkte beziehen und eine entsprechende Transportkapazität voraussetzen, und Nominierungen am VAP zum Austausch von physischen oder virtuellen Mengen unterschieden wird. Letztere dienen alleine dem Portfolio- bzw. Bilanzausgleich und ermöglichen die Teilnahme von rein physischen Mengen ohne Kapazitätsbuchung an physischen Punkten. Eine Umlage der VAP-Betriebskosten über die NNE würde Transportkunden mit physischer Nominierung Kosten aufbürden, die sie nicht oder nur anteilig verursacht haben, während sehr aktive Akteure und virtuelle Händler vollständig von diesen Kosten befreit wären.<sup>59</sup> Zum anderen ist die Wälzung über die NNE bei einem getrennten Betrieb von Netz und VAP nur möglich, wenn der FNB zunächst über einen Dienstleistungsvertrag die Kosten des VAP übernimmt. Dies erhöht die Komplexität.

Alternativ können die Kosten direkt den Nutzern des VAP über ein separates Entgelt zugeordnet werden. Dies hat seine Berechtigung darin, dass es sich wie bei allen zentralen Funktionen um eine Monopol-Stellung handelt, die in der Regel einer gesonderten Regulierung bedarf. Die VAP-Gebühr ist dabei das regulierte Entgelt des VAP Betreibers, in Analogie zum Netzentgelt für die Netznutzung. Eine verursachungsgerechte Kostenallokation bedarf jedoch einer Trennung der Kosten und eine Verrechnung an die jeweiligen unterschiedlichen Nutzer / Verursacher, v.a. wenn der VAP-Betreiber auch andere Marktfunktionen hat.

### **Wälzung der Kosten auf alle VAP-Mengen oder nur ausgewählte Mengen**

Zudem kann danach unterschieden werden, ob die VAP-Kosten sowohl auf die Mengen des ein- oder ausspeisenden Bilanzgruppe (BG) entfallen oder nur auf einen von beiden.


Hierbei muss gesagt werden, dass die Wälzung nur auf Mengen des ein- oder ausspeisenden BG nicht diskriminierungsfrei ist, da beide Seiten die gleichen Abläufe, wie z.B. Prüfung, Matching, Rückmeldungen, etc. erfordern und somit auch ähnliche Kosten verursachen. Eine einseitige Überwälzung der Kosten nur auf die Empfänger bzw. Lieferanten der ausgetauschten Mengen kann somit zu einer erheblichen Benachteiligung bestimmter Marktakteure führen. Auch eine Freistellung von Handelsmengen der virtuellen Händler wäre nicht verursachungsgerecht, da der Aufwand auf der Seite des VAP-Betreibers zur Abwicklung von Nominierungen der Abwicklung von physischen Mengen nahekommt.

## **3.4 Empfehlungen zur Ausgestaltung eines virtuellen Austauschpunkts in der Schweiz**

Bei der potenziellen Ausgestaltung eines VAP im Zuge der Einführung eines Entry-/Exit-Systems sollten unserer Ansicht nach folgende Empfehlungen Berücksichtigung finden.

1. Die Zugangsvoraussetzungen sollten explizit den Zugang von virtuellen Händlern erlauben und nicht nur über Sub-Bilanzgruppen gewährleisten. Abhängig von der Bemessung bzw. absoluten Höhe der zu hinterlegenden Sicherheiten wäre zudem zu überlegen, inwieweit von virtuellen

<sup>59</sup> Ansonsten müssten virtuelle Händler ebenfalls an den NNE beteiligt werden.



Händlern nur reduzierte finanzielle Sicherheiten verlangt werden oder generell gestaffelte bzw. mengenabhängige Ansätze zur Anwendung kommen.

2. Hinsichtlich weitergehender Zugangsvoraussetzungen sollte darauf geachtet werden, dass diese sich ausschliesslich auf den Zugang zum VAP und die Bilanzierung beziehen. Weitergehende Vorgaben für die Belieferung von Endkunden oder die Nutzung physischer Kapazitäten, wie z.B. der Abschluss eines Netznutzungsvertrag oder die Erteilung einer Lizenz, sollten dagegen getrennt behandelt werden, oder zumindest nicht auf virtuelle Händler angewendet werden.
3. Bei der Gebührenstruktur schlagen wir ein begrenztes variables Entgelt für die gehandelte Menge vor. Um die Entwicklung von Liquidität zu ermöglichen, sollte es ausreichend niedrig gehalten werden. Sofern notwendig, sollten darüber hinausgehende Kosten des Betreibers, die nicht über die variablen Entgelte gedeckt werden, sozialisiert werden. Die Tarifstruktur- und -höhe sollten dem Monitoring durch eine Regulierungsbehörde unterliegen bzw. durch sie freigegeben werden.

## 4 FLEXIBILITÄT UND REGELENERGIEBEDARF IM SCHWEIZERISCHEN GASVERSORGUNGSSYSTEM

### 4.1 Einleitung

Ziel dieses Kapitels ist es zu prüfen, unter welchen Einschränkungen und Voraussetzungen das Schweizer Gasbilanzierungssystem auf ein System mit Tagesbilanzierung umgestellt werden kann und mit welchen Konsequenzen daraus zu rechnen ist.

Dazu erläutern wir eingangs kurz die Vorgaben auf europäischer Ebene und stellen diesen die entsprechenden Vorgaben und angedachten Entwicklungen in der Schweiz gegenüber. Anschliessend analysieren wir die in der Schweiz bzw. im grenznahen Ausland verfügbaren Flexibilitätsquellen, die zur Umsetzung der Tagesbilanzierung herangezogen werden könnten.

Darauf aufbauend quantifizieren wir zunächst den Flexibilitätsbedarf, der sich aus dem Übergang von der Stunden- zur Tagesbilanzierung ergeben könnte. Dabei berücksichtigen wir auch einige gemischte Bilanzierungsregime, die einen Übergang zur Tagesbilanzierung von ausgewählten Kundengruppen vorsehen. Der Flexibilitätsbedarf entsteht aus Systemsicht dadurch, dass die Tagesbilanzierung grösstenteils die Verantwortung für den untertägigen Ausgleich zwischen Gaseinspeisung und -ausspeisung und für den Ausgleich von Schwankungen in der Gasabnahme von den Lieferanten auf die Systembetreiber /FNB verschiebt.

Aus dem Vergleich zwischen der notwendigen untertägigen Flexibilität bei Tagesbilanzierung und den verfügbaren Flexibilitätsquellen leiten wir ab, welches Mass an zusätzlicher externer Regelenergie durch die FNB beschafft werden müsste, wenn sie zugleich bestmöglichen Gebrauch vom verfügbaren Netzpuffer als kostengünstig(st)er Flexibilitätsquelle machen würden.

Zudem erörtern wir kurz die wesentlichen Vor- und Nachteile der Tagesbilanzierung nicht nur aus Sicht des Gesamtsystems, sondern auch aus Sicht der Gasverbraucher, Lieferanten und anderer Marktteilnehmer. Zudem schätzen wir grob ab, welche Auswirkungen für industrielle Gasverbraucher bezüglich ihrer Ausgleichsenergie zu erwarten wären, wenn sie der Tagesbilanzierung unterlägen.

Aus der Abwägung der wesentlichen Vor- und Nachteile der Tagesbilanzierung gegenüber der Stundenbilanzierung und aus der Gesamtschau auf die Erkenntnisse dieses Kapitels leiten wir abschliessend Empfehlungen für die Schweiz ab und berücksichtigen verschiedene Szenarien der weiteren Marktöffnung.

### 4.2 Regulatorische Vorgaben auf europäischer Ebene

Die Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems geben u.a. explizit einen Übergang zur Tagesbilanzierung vor, welche durch stündliche Restriktionen und Anreizmechanismen flankiert sein kann. Die Tagesbilanzierung findet auf eine gemeinsame Bilanzzone Anwendung, die nicht nur aus Fernleitungsnetzen bestehen kann, sondern auch Verteilernetze umfassen kann.

Der NC BAL 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 Ausgleichsenergie finanziell zum Ausgleichspreis verrechnet werden. Daraufhin wird das Konto der

Netznutzer wieder glattgesetzt. Als standardisiertes tägliches Zeitintervall zieht der Netzkodex den Gastag (d.h. 06:00 – 06:00) heran.

Dem NC BAL nach soll die Notwendigkeit für das Eingreifen der FNB minimiert werden. Daher wird primär den Transportnetzkunden die Verantwortung für die Ausgeglichenheit ihres Portfolios zugewiesen. Um die Systemintegrität zu gewährleisten können die FNB unter bestimmten Voraussetzungen spezifische Restriktionen für die untertägige Ein- oder Ausspeisung der Netznutzer sowie Pönalen für die Nichteinhaltung einführen. Untertägige Restriktionen müssen verschiedene Anforderungen<sup>60</sup> erfüllen. Im Falle untertägiger Restriktionen können Toleranzen gewährt werden, sofern entweder Netznutzer keinen Zugang zu einem liquiden Kurzfrist-Grosshandelsmarkt haben oder falls die FNB nicht in der Lage sind, einen Ausgleich im Rahmen der Tagesbilanzierung zu ermöglichen. Alle Vorgaben und Regeln müssen durch die nationale Regulierungsbehörde genehmigt werden.

Daneben macht der NC BAL auch Vorgaben zur Ermittlung von Ausgleichsenergiepreisen für die Verrechnung der Kosten des Einsatzes von Regelenergie durch den FNB an die Transportkunden, die am Tagesende ein Bilanzungleichgewicht aufweisen. Von einer weiteren Erläuterung dieser Vorgaben sehen wir an dieser Stelle ab, da das Ausgleichsenergiepreissystem nicht Bestandteil dieser Studie ist.

## 4.3 Status quo in der Schweiz

### 4.3.1 Bilanzierungssystem


#### Gegenwärtiger Stand

Wie einleitend gesagt, verfügt das Schweizer Versorgungssystem über eine heterogene Struktur, die sich aus folgenden Elementen zusammensetzt:

- Vollversorgung für kleine und mittelgrosse Kunden, die nicht vom freien Netzzugang Gebrauch machen können;
- Stundenbilanzierung mit untertägigen Toleranzen und Pönalen für Grosskunden mit einem eigenen Netzzugang (per 1.10.15 bereits ab 150 Nm<sup>3</sup>/h);
- Transitpipeline ausserhalb des Schweizer Gasbilanzierungssystems.

Kleinkunden können nicht von einem Recht auf Versorgerwechsel Gebrauch machen und sind über eine Vollversorgung an ihr lokales, integriertes Versorgungsunternehmen gebunden. Das integrierte Versorgungsunternehmen mit einem Selbstbeschaffungsvertrag durch einen Dritten trägt die Versorgungs- und damit Ausgleichsenergieerisiken und bilanziert somit Ungleichgewichte auf stündlicher Basis aus.

<sup>60</sup> Diese sind in §28.2 festgelegt. Demnach dürfen untertägige Restriktionen und Pönalen sich nicht negativ auf den grenzüberschreitenden Handel und auf Erwägungen eines Interessenten zu einem möglichen Markteintritt auswirken. Sie sollen nur eingeführt werden, sofern den Transportkunden ausreichende Informationen zu ihren Aus- und Einspeisungen zugänglich sind / gemacht werden und sie über ausreichende Möglichkeiten zur Abwehr von Risiken verfügen, die aus den untertägigen Restriktionen erwachsen. Die mit der Bilanzierung am Tagesende verbundenen (Abrechnungs-)Kosten müssen weiterhin den bedeutenderen Anteil ausmachen, während die Pönalen der untertägigen Restriktionen sich an den Kosten des FNB zum untertägig notwendigen Bilanzausgleich orientieren müssen. Die Pönalen implizieren nicht einen untertägigen Gasbilanzausgleich. Insgesamt müssen die Vorteile der Restriktionen bzgl. ökonomischer und technischer Aspekte bei der Netz- und Systemführung ihre Nachteile z.B. auf die Grosshandelsliquidität überwiegen. Zudem unterliegt die Einführung (und Fortführung) von untertägigen Restriktionen und Pönalen einem Stakeholder Prozess, der Genehmigung durch die nationale Regierungsbehörde und der fortwährenden Berichtserstattung und Analyse durch den FNB.



Grosse Verbraucher können im Rahmen der seit Ende 2012 gültigen Verbändevereinbarung vom Recht zum Versorgerwechsel und auf einen eigenständigen Netzzugang Gebrauch machen.<sup>61</sup> Sie übernehmen damit auch die vollständige Verantwortung für die untertägige Strukturierung ihres Gasverbrauchs und der ihnen anzulastenden Fehlmengen (z.B. aufgrund von Prognoseungenauigkeiten bei der Verbrauchsschätzung).<sup>62</sup> Sie werden nach Stundenbilanzierung abgerechnet. Dabei gestattet der regionale Netzbetreiber den Netznutzern ein Toleranzband, innerhalb dessen stündliche Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisemenge unentgeltlich sind. Das Toleranzband bemisst sich zum einen nach dem verfügbaren Netzpuffer und nach der Kapazitätsbuchung des Netznutzers. Unvermeidliche kumulierte untertägige Abweichungen von Ein- und Ausspeisung werden je nach Mass der Abweichung über ein gestaffeltes, asymmetrisches Preissystem pönalisiert. Allerdings sind dabei die Mengungleichgewichte nicht abgegolten, sondern müssen von den Bilanzgruppen noch ausgeglichen werden. Die Pönalen fallen je nach regionalem Netzbetreiber unterschiedlich aus, denn jedes Regionalnetz stellt derzeit eine separate Bilanzzone dar.<sup>63</sup>

Abgesehen davon verfügt die Schweiz über eine Gastransitleitung in Nord- Süd Richtung, die die Gasmärkte Frankreichs und Deutschlands mit Italien verbindet. Sie stellt zugleich die Versorgung der Schweiz mit Gas hauptsächlich sicher. Hierzu nutzt und vermarket Swissgas AG einen Teil der Leitungskapazität der Transitleitung, während der grösste Teil der Leitungskapazität für Transite reserviert ist. Allerdings wird die gesamte Transitleitung ausserhalb des Bilanzierungssystems der Schweiz behandelt. Das heisst dass für Gasmengen, die zur Inlandsversorgung oder für den Handel zwischen den vorgenannten drei Ländern über die Transitleitung fliessen, keine Stundenbilanzierung zum Tragen kommt, sondern – in Anlehnung an die Nachbarmärkte zur Schweiz - Tagesbilanzierung ohne Toleranzen angewandt wird.

## Vorliegender Vorschlag zur Weiterentwicklung

Der vorliegende Vorschlag der Schweizer Gasbranche zur Weiterentwicklung des Gasbilanzierungssystems gemäss MACH 2 Gas sieht wesentliche Neuerungen und Fortschritte vor. Diese umfassen eine integrierte Bilanzzone und die Schaffung einer neuen zentralen Instanz mit erheblichen Aufgaben. Darin ist die Koordinierung des Einsatzes von Regelenergie, das Bilanzgruppenmanagement und die Ausgleichsenergieabrechnung eingeschlossen.

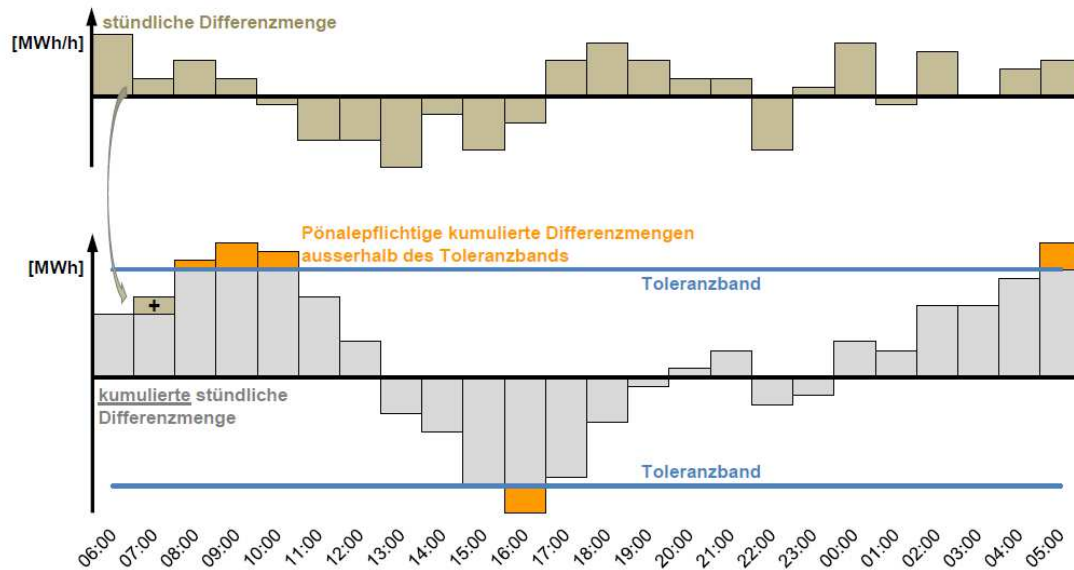
---

<sup>61</sup> Das Recht auf Netzzugang ist eigentlich auf den Endkunden und Lieferanten gemünzt. Dem Lieferanten wird das Recht zugestanden wird, in alle Netzbereiche, in denen sich durch ihn belieferbare Kunden befinden, Gas zu liefern. Der Lieferant übt auch im Namen des Endkunden den Netzzugang zum Zweck der Belieferung aus. Durch dieses Recht des Lieferanten ist zugleich dem Endkunden das Recht auf freie Lieferantenwahl gegeben, der den Lieferanten mit der Belieferung und damit mit der Ausübung des Netznutzungsrechts beauftragen kann.

<sup>62</sup> Die Vorgaben zum derzeitigen Gasbilanzierungssystem entspringen den Allgemeinen Netzzugangsbedingungen bzw. dem Bilanzgruppenvertrag.

<sup>63</sup> Allerdings können die Netznutzer bis zu 2/3 der geleisteten Entgelte zurückerstattet bekommen, sofern sie über einen längeren Zeitraum über eine hohe Nominierungsqualität vorweisen können.





**Abbildung 19: Modell der Tagesbilanzierung mit untertägigen Anreizen nach MACH 2 Gas**

Quelle: VSG, 2015

Die integrierte Bilanzzone soll die Ostschweiz, Zentralschweiz, Westschweiz, das Mittelland und das Bündner Rheintal und damit mehr als 95% des Schweizer Gasnetzes<sup>64</sup> einschliessen. Wesentliche Eigenschaften der integrierten Bilanzzone sind folgende: Nach MACH 2 Gas wird das Bilanzierungssystem innerhalb der integrierten Bilanzzone auf eine Tagesbilanzierung mit untertägigen Anreizen umgestellt. Innerhalb einer Bilanzzone können alle Ein- und Ausspeisungen gegeneinander saldiert werden. Es wird ein für die gesamte integrierte Bilanzzone einheitliches Toleranzband gewährt. Für kumulierte stündliche Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisungen innerhalb eines Gastags, die ausserhalb des Toleranzbandes liegen, werden Pönalen verrechnet (jedoch keine Gasmengen ge- oder verkauft). Für die Ausgleichsenergie-abrechnung errechnet netpool in der Rolle des MGV gesondert für jeden Gastag die Differenz zwischen den ein- und ausgespeisten Gasmengen (tägliche Differenzmenge). Die tägliche Differenzmenge wird vom MGV ohne Gewährung einer Toleranz (d.h. „auf null“) abgerechnet und als Ausgleichsenergie ge- bzw. verkauft. Unserem Wissen nach sollen ab 1.10. 2016 alle Kunden in dieses System überführt werden.

### 4.3.2 Flexibilität des schweizerischen Gasversorgungssystems

Beim Übergang zur Tagesbilanzierung stellt sich die Frage, ob untertägige Schwankungen im Gasverbrauch bei einem Übergang von der Stunden- zur Tagesbilanzierung beherrschbar sind oder z.B. ausgewählte Kundengruppen davon ausgenommen sein sollten oder zusätzlich untertägige Beschränkungen notwendig sind. Die Antwort darauf ist nicht zuletzt von der verfügbaren Flexibilität des Schweizer Gasversorgungssystems abhängig. Daher nehmen wir nachfolgend eine Bestandsaufnahme und quantitative Abschätzung der verfügbaren Flexibilitätsquellen vor. Diese Abschätzung erfolgt auf der Grundlage öffentlicher sowie vertraulicher, durch das BFE bereitgestellte Daten. Die dadurch ermittelte

<sup>64</sup> Information auf Basis von Mach 2 Gas; vermutlich gemessen an den Netzlängen der regionalen Netzbetreiber, zuzüglich des Netzes der Swissgas und evtl. der Transitleitung, aber ohne Tessin.

verfügbare Flexibilität bildet den Vergleichsmaßstab für die dann folgende Analyse des notwendigen Flexibilitätsbedarfs im Gesamtsystem.

Die Schweiz verfügt über verschiedene Flexibilitätsquellen, um untertägige Verbrauchs- und Versorgungsschwankungen auszugleichen. Hierzu gehören im Wesentlichen folgende Instrumente:

- Netzpuffer im Schweizerischen Fernleitungsnetz
- Netzpuffer in der Transitleitung
- Eigene und grenznahe Speicher
- Möglichkeit der Unterbrechbarkeit und Umstellung von 2-Stoffkunden auf ölgestützte Versorgung

Ihre Bedeutung wird nachfolgend kurz dargestellt. Auf die Berücksichtigung des Netzpuffers in unterlagerten, lokalen Netzen verzichten wir. Zum einen sind sie häufig so ausgelegt, dass die gesamte regional notwendige Flexibilität im Netz auf der (über-)regionalen Ebene zur Verfügung gestellt wird und Verbrauchsschwankungen in unterlagerten Netzen durch Druck- und Mengenregelung in übergeordneten Netzen abgedeckt wird. Dies und die geringeren Leitungsdurchmesser der nachgelagerten Netze verringern ihren verfügbaren Netzpuffer. Zudem liegen hier in noch viel geringerem Mass ausreichende öffentliche Informationen vor.

## Netzpuffer in Regionalnetzen

Öffentliche Quellen beziffern den nutzbaren Netzpuffer in den Netzen der (über-)regionalen Netzbetreiber, die nachfolgend als Fernleitungsnetze bezeichnet werden, auf ca. 2,4 Mio Nm<sup>3</sup>.<sup>65</sup> Hier sind wohl die lokalen Netze ausgenommen. Wir gehen auch davon aus, dass die Transitleitung nicht enthalten ist.

Dies entspricht ca. 25 GWh an Flexibilität, die ohne zeitliche Verzögerung nutzbar ist. Hierbei handelt es sich um einen Durchschnittswert, während der tatsächlich nutzbare Netzpuffer sich dynamisch ändert und von der jeweiligen Netznutzung und Betriebsstrategien der Netzbetreiber abhängt.

**Tabelle 25: Annahmen zur Bestimmung des Netzpuffers in Regionalnetzen**

Regionaler Netzbetreiber	Volumen von Leitungen mit mind. 50 bar Betriebsdruck (m <sup>3</sup> )	Netzpuffer (Nm <sup>3</sup> )	Angenommene Druckdifferenz (bar)	Netzpuffer (GWh)*
<b>Erdgas Ostschweiz</b>	52.298	1.045.969	20	11,7
<b>Gasverbund Mittelland</b>	48.815	976.292	20	10,9
<b>Gaznat</b>	38.362	191.812	5	2,1
<b>Swissgas</b>	24.582	245.822	10	2,7
<b>Erdgas Zentralschweiz</b>	2.966	14.828	5	0,2
<b>Unigaz</b>	<i>In Netzen von Gasverbund Mittelland und Gaznat enthalten</i>			
<b>Erdgasversorgung Bündner Rheintal</b>	1.484	7.419	5	0,1
<b>Summe</b>	<b>168.507</b>	<b>2.482.141</b>		<b>28,5</b>

<sup>65</sup> Vgl. „Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz“, Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 vom 10. Januar 2014, BFE

\*Annahme: 11,5 kWh je Normkubikmeter.

Quelle: DNV GL, auf Basis von Rohrleitungsdaten von BFE (bzw. Eidg. Rohrleitungsinspektorat)

Eine Validierung dieses Wertes über das geometrische Volumen und unter vereinfachten Annahmen ergibt mit ca. 28,5 GWh einen ähnlich hohen Wert.<sup>66</sup> Hierbei legen wir die in der Tabelle 25 aufgeführten Annahmen zu Grunde. Wir berücksichtigen nur Leitungen mit einem Betriebsdruck von mindestens 50 bar. Die Druckdifferenz wurde u.a. unter Berücksichtigung der Lage der Netzausspeisepunkte aus der Transitleitung in die Fernleitungsnetze angenommen.<sup>67</sup> Der Netzpuffer könnte noch höher liegen, sofern man auch Leitungen mit einem niedrigeren Druck oder eine höhere Druckdifferenz berücksichtigt (Annahme: linearer Zusammenhang).

## Netzpuffer in der Transitleitung

Zum nutzbaren Netzpuffer in der Transitleitung sind keine Informationen öffentlich verfügbar. Daher skizzieren wir ihn nachfolgend unter vereinfachten Annahmen.

- Legt man wie beim Netzpuffer in den Schweizer Hochdrucknetzen (regionale Netze und Swissgas) eine nutzbare Druckdifferenz von 5-20 bar zugrunde, ergibt sich bei einem äquivalenten Ansatz wie für die Regionalnetze oben allein auf Grundlage des geometrischen Volumens insgesamt ein Netzpuffer auf der Transitleitung von ca. 14 - 56 GWh. Nimmt man einen nutzbaren Anteil entsprechend dem Kapazitätsanteil von Swissgas von maximal 27,3% an,<sup>68</sup> stünde der Inlandsversorgung ein Anteil von ca. 4-15 GWh zu.
- Alternativ werten wir die Mengen aus, die auf der Grundlage der täglich allokierten Mengen<sup>69</sup> in Wallbach, Oltingue und Griesspass aus der Transitleitung für die Inlandsversorgung im Jahr 2014 ausgespeist werden, und versuchen daraus den Netzpuffer abzuleiten. Demnach ergibt sich, dass im Schwachlastfall, d.h. im Sommer, ein Netzpuffer von maximal 1,4 Mio Nm<sup>3</sup> bzw. ca. 16 GWh im südlichen Teil der Transitleitung zwischen der Verdichterstation Ruswil und dem Grenzübergangspunkt Griespass zur Verfügung steht. Nimmt man gleiche Verhältnisse im nördlichen Teil der Leitung wie im südlichen Teil an und überträgt die Werte anhand des geometrischen Volumens, ergäbe sich ein Netzpuffer auf der gesamten Transitleitung von ca. 28 GWh. Der Anteil von Swissgas (27%) würde sich demnach auf ca. 7,6 GWh auf der Gesamtleitung beschränken. Hierbei handelt es sich allerdings um eine obere Abschätzung, da der Netzpuffer mit einer angenommenen höheren Auslastung der Leitung im Winter vermutlich deutlich geringer ist bzw. bis auf nahe Null zurückgeht.

Inwieweit der Netzpuffer der Transitleitung insgesamt oder anteilig als relevante Flexibilitätsquelle zur Absicherung der Inlandsversorgung herangezogen werden kann, ist von verschiedenen Aspekten abhängig.

Zum einen kann argumentiert werden, dass solange der Transitanteil nicht Bestandteil des nationalen EES ist, es kaum vermittelbar ist, den gesamten Netzpuffer zur Absicherung der Inlandsversorgung zu nutzen. Diese Flexibilität könnte / sollte u.a. dafür dienen, die entsprechenden Transitflüsse abzusichern.

<sup>66</sup> Auf der Grundlage der Rohrleitungsdaten je Leitungsabschnitt und Netzbetreiber, wie sie von BFE bereitgestellt wurden; eine genauere Abschätzung ist mit Unkenntnis der minimalen Drücke bei Stark- und Schwachlast sowie der Gasmengen an den Übergabepunkten zu anderen Netzen nicht möglich. Diese Werte werden jedoch nicht von den Netzbetreibern veröffentlicht.

<sup>67</sup> GVM ist der einzige Netzbetreiber, der den Netzpuffer unter der Annahme einer Druckdifferenz von 20 bar auf ca. 1 Mio Nm<sup>3</sup> spezifiziert.

<sup>68</sup> Entspricht dem Verhältnis von 224 Mio Nm<sup>3</sup> zu 820 Mio Nm<sup>3</sup>, die von Swissgrid in Wallbach und Oltingue vermarktet werden können. Vgl. „Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz“, Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 vom 10. Januar 2014, BFE

<sup>69</sup> Daten von <https://transparency.entsog.eu/>

Beschränkt man sich auf den Swissgas zuordenbaren Anteil, liegt der nutzbare Netzpuffer allerdings deutlich unter dem Netzpuffer der (über-)regionalen Netze, so dass eine Vernachlässigung im Nachfolgenden eine hinreichend genaue Abbildung der Realität ist.

Zugleich sind auch die Signale, die von der Gasbranche ausgehen, divers. Zum einen haben wir aus Gesprächen mit dem VSG vernommen, dass die Transitleitung bei unserer Betrachtungen grundsätzlich aussen vor bleiben sollte, da u.a. ein „Export von Flexibilität“ zur Strukturierung und zum Ausgleich von Transitmengen befürchtet wird.<sup>70</sup> Andere Marktteilnehmer können sich hingegen die Einbindung der Transitleitung – partiell oder als Ganzes- vorstellen.

## Dezentrale und grenznahe Speicher

Derzeit stehen erhebliche Tagesspeicherkapazitäten im Umfang<sup>71</sup> von 4 - 4,8 Mio Nm<sup>3</sup> in **diversen Röhren- und Kugel-speichern in der Schweiz** zur Verfügung (ca. 46-55 GWh<sup>72</sup>). Nach unserer Erkenntnis sind sie vorwiegend auf Ebene der regionalen und lokalen Versorger angesiedelt und auf verschiedene Netzbereiche verteilt und werden häufig von den Fernleitungsnetzbetreibern betrieben.<sup>73</sup>

Die Speicher sind aufgrund ihrer begrenzten Grösse zwar nicht für den saisonalen Ausgleich von Verbrauchsschwankungen verwendbar, stellen jedoch ein erhebliches Mass an Flexibilität für den untertägigen Ausgleich bereit.

**Tabelle 26: Übersicht zu Gasspeichern in der Schweiz**

Betreiber	Speicher (Auswahl)	Speichervolumen Röhrenspeicher (Millionen Nm <sup>3</sup> )	Speichervolumen Kugelspeicher (Millionen Nm <sup>3</sup> )
Aziende Industriali di Lugano	Lugano	0,13	
Erdgas Ostschweiz AG	Jonschwil-Schwarzenbach	0,15	
	Waldkirch	0,18	
	Winterthur	0,10	
	Volketswil	0,54	
	Urdorf	0,54	
	Schlieren	0,60	
	Gesamt (alle)	2,24	
	Erdgas Zentralschweiz AG	Hünenberg	0,11
Suhr		0,11	
Heimberg		0,15	
Bern		0,24	
Bern		0,17	
Allschwil		0,30	
Etziken		0,35	
Gesamt (alle)		1,54	
Services Industriels de Genève (Netzbereich von Gaznat)	Genève		0,75
<b>Summe</b>		<b>4,77</b>	

Quelle: DNV GL, auf Basis von Daten des BFE und eigenen Recherchen<sup>74</sup>

<sup>70</sup> siehe auch die Erläuterungen zur Bewertung der teilweisen oder vollständigen Integration der Transitleitung in Kapitel 2.6.4.

<sup>71</sup> Der untere Wert entspringt der Risikobewertung für die Erdgasversorgung in der Schweiz, der höhere Wert der Auswertung von Daten, die uns vom BFE zur Verfügung gestellt wurden und in der Tabelle 26 gezeigt werden; vgl. „Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz“, Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 vom 10. Januar 2014, BFE;

<sup>72</sup> Annahme 11.5 KWh /m<sup>3</sup>

<sup>73</sup> Z.B. wird über die Erdgas Zürich Transport angegeben, dass sie heute fünf Erdgas-Kugelbehälter, je einen Röhrenspeicher (in Schlieren und in Gutenswil) sowie einen Teil der Transportleitungen als Speicher nutzt und damit auf insgesamt rund 1,6 Mio. Normkubikmeter (19,5 Mio. kWh) Erdgas kommt. Siehe: <http://www.erdgas.ch/gasorama/2012/ausgabe-52012/news-052012/>, Abruf vom 1.9.2015

<sup>74</sup> Siehe z.B. <http://www.vam.bilfinger.com/referenzen/tiefrohrleitungsbau/referenzen-gasspeicher/>

Daneben hat Gaznat im Umfang von bis zu 5 % des jährlichen Gasverbrauchs in der Schweiz Zugriff auf das Speichervolumen im **Speicher Etrez in Frankreich**.<sup>75</sup> Dieser Zugriff ist staatsvertraglich abgesichert und sollte somit auch bei Versorgungsengpässen gewährleistet sein. Allerdings ist bisher nicht öffentlich bekannt, welche Speicherkapazität dies Gaznat verleiht.

Nimmt man einen Gasverbrauch in der Schweiz von ca. 30 TWh pro Jahr an, ergibt sich daraus eine Gasmenge von ca. 1,6 TWh, die von Gaznat in Etrez gespeichert werden kann. Während es sich bei Etrez um einen Speicher handelt, der im Verbund mit anderen naheliegenden Speichern unter dem Namen Saline vermarktet wird, nehmen wir an, dass sich das Zugriffsrecht auf die Speichergruppe bezieht. Bei einem technischen Speichervolumen<sup>76</sup> in der Speichergruppe von 1579 Millionen Nm<sup>3</sup> (entspricht ca. 17.600 GWh Speicherkapazität) bezieht sich das Nutzungsrecht von Gaznat auf ca. 9% des Speichervolumens. Zugleich werden in der Speichergruppe 102 GWh/Tag Einspeicherleistung und 573 GWh/Tag Ausspeicherleistung vermarktet. Legt man eine durch Gaznat nutzbare Speicherleistung von 9% an, ergibt sich eine Einspeicher – und Ausspeicherkapazität von 9 bzw. 50 GWh/Tag.<sup>77</sup> Nachfolgend berücksichtigen wir lediglich 9 GWh/ Tag als Flexibilität.<sup>78,79</sup>

## Umstellung von 2-Stoffkunden

Erhebliche Flexibilität besteht in der möglichen Unterbrechung von industriellen 2-Stoffkunden und ihrer Umstellung auf ölgestützte Energiebereitstellung. Dieses Potenzial wird auf maximal 30% des jährlichen Schweizer Gasverbrauchs geschätzt.<sup>80</sup> Geht man wie üblich davon aus, dass die Umstellung bis zu einer minimalen Temperatur von -18°C linear durchgeführt werden kann, ergibt sich ein maximales (theoretisches) Potenzial von ca. 100 GWh / Tag.<sup>81</sup>

Allerdings ist dieses Potenzial nicht nur temperaturabhängig sondern unterliegt vertraglichen Einschränkungen. Diese Bedingungen sind Bestandteil des Gasversorgungsvertrags und aufgrund ihrer Vertraulichkeit nicht öffentlich zugänglich. Zudem verursacht die Umstellung Kosten. Dadurch entstehen Einschränkungen, das Potenzial kurzfristig zu nutzen. Insgesamt gehen wir davon aus, dass ein Grossteil des Potenzials aufgrund der genannten Einschränkungen nicht gleichzusetzen ist mit den anderen Flexibilitätsquellen und nicht als gleichwertige Quelle z.B. zum wiederkehrenden, kurzfristigen Abruf von externer Regelenergie anzusehen ist, sondern eher zur Überbrückung von (mehrtägigen) Versorgungsengpässen dient.

<sup>75</sup> Vgl. „Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz“, Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 vom 10. Januar 2014, BFE

<sup>76</sup> Vgl. <https://www.storengy.com/countries/france/en/nos-sites/etrez.html>

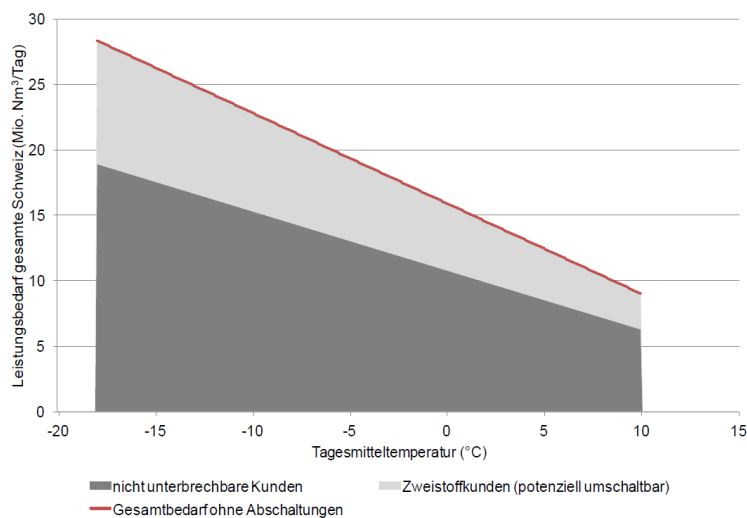
<sup>77</sup> Abgeleitet aus Produktangaben von <https://www.storengy.com/countries/france/en/> vom 24.8. 2015

<sup>78</sup> Die technische für die Vermarktung verfügbare Kapazität ist auf 10,9 TWh beschränkt. Würde dies als Grundlage statt der 17,6 TWh verwendet werden, läge der Anteil von Gaznat sogar bei 14,5%. (siehe: <https://www.storengy.com/countries/france/en/commercial-offer/current-year/capacities.html>).

<sup>79</sup> Die Ausspeicherleistung kann unter bestimmten Voraussetzungen auf 517 GWh/Tag begrenzt sein.

<sup>80</sup> Da der industrielle Verbrauch bei knapp über 30% liegt, legt dies nahe, dass ein Grossteil der Industrie diese Eigenschaft aufweisen.

<sup>81</sup> Basierend auf „Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz“, Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 vom 10. Januar 2014, BFE



**Abbildung 20: Leistungsbedarf der Erdgaskunden der gesamten Schweiz, aufgeteilt nach nicht unterbrechbaren Kunden und (potenziell umschaltbaren) Zweistoffkunden, ermittelt aus der Summe regionaler Werte.**

Quelle: „Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz“, Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 vom 10. Januar 2014, BFE

## Übersicht und Zusammenfassung

Fasst man die verschiedenen Flexibilitätsquellen zusammen, stellt sich zum einen heraus, dass die Schweiz über verschiedene Flexibilitätsquellen und eine erhebliches Flexibilitätspotenzial verfügt, um untertägige Verbrauchs- und Versorgungsschwankungen auszugleichen.

Tabelle 27 stellt je überregionalem Netzbetreiber die verschiedenen Flexibilitätsquellen insgesamt und im Verhältnis zur durchschnittlich angenommenen Nachfrage im Winter dar. Hierbei beschränken wir uns auf den Netzpuffer in den Fernleitungsnetzen und grenznahe und interne Speicher, während wir die Transitleitung und 2-Stoffkunden aufgrund der verschiedenen, oben angeführten Einschränkungen aussen vor lassen.

- Der Netzpuffer je regionalem Netzbetreiber wird aus den Angaben in Tabelle 25 abgeleitet. Dazu skalieren wir anteilig den Netzpuffer je Netzbetreiber so, dass sich in der Summe 24 GWh ergeben. Der Netzpuffer von Swissgas-Leitungen wird auf die Netzbetreiber Erdgas Ostschweiz, Gasverbund Mittelland und Gaznat im Verhältnis 20%/20%/60% aufgeteilt. Dies entspricht einer groben Zuordnung nach den Längen der Swissgas-Leitungen je Region.
- Bei den dezentralen Speichern in der Schweiz legen wir die Werte aus Tabelle 26, d.h. 4,8 Millionen Nm<sup>3</sup> bzw. 55,2 GWh zugrunde.<sup>82</sup> Wir rechnen allerdings nur 50% der gesamten Speicherkapazität, d.h. 27,6 GWh, an. Denn vereinzelt Hinweise legen nahe, dass 50% der Speicherkapazität der Versorgung mit Gas zu Spitzenzeiten vorbehalten sind.
- Der grenznahe Speicher Etrez geht lediglich mit dem Minimum aus Ein- und Ausspeicherkapazität, d.h. 9 GWh, ein. Wir jedoch darauf hin, dass auf eine deutlich höhere Ausspeisekapazität zurückgegriffen werden könnte –im Basisfall und umso mehr noch bei Buchung eines Peak-Produkts. Zum Zweck der Versorgungssicherheit ist dies ein erheblicher

<sup>82</sup> Annahme: 11,5 kWh je Normkubikmeter

Vorzug, da es die Flexibilität erheblich erweitert.<sup>83</sup> Zudem rechnen wir 50% von 9 GWh dem Netz/ Netzpuffer zu, da wir davon ausgehen, dass ein erheblicher Teil der Kapazität auch unter anderen Voraussetzungen bezüglich der Marktöffnung dem Zugriff des Netzbetreibers unterliegen würde.

**Tabelle 27: Zusammenfassung der nutzbaren Flexibilität je Region / Netzbetreiber**

Netzbereich/ Regionalnetz- betreiber	Flexibilität						Gasverbrauch <sup>a)</sup>	
	Netz- puffer	Speicher	Summe	Anteil an durchschnittlicher täglicher Nachfrage im Winter			Gesamt	durchschn. Nachfrage (Winter)
				Netz- puffer	Speicher	gesamte Flexibilität		
	GWh	GWh/Tag	GWh/Tag				GWh	GWh/Tag
Erdgas Ostschweiz	10,2 <sup>d)</sup>	12,9	23,1	16%	20%	36%	10.598	63,6
Gasverbund Mittelland	9,6 <sup>d)</sup>	8,9	18,5	16%	15%	32%	9.783	58,7
Gaznat <sup>b), c)</sup>	7,7 <sup>d)</sup>	8,8	16,5	17%	20%	37%	7.476	44,9
Erdgas Zentralschweiz	0,7	0,6	1,3	6%	5%	11%	2.030	12,2
Erdgasversorgung Bündner Rheintal	0,3	-	0,3	10%	-	10%	487	2,9
Aziende Industriali di Lugano	0,2	0,8	1,0	3%	12%	15%	1.090	6,5
<b>Summe</b>	<b>28,7</b>	<b>32,0</b>	<b>60,7</b>	<b>15%</b>	<b>17%</b>	<b>32%</b>	<b>31.651</b>	<b>190</b>

Anmerkungen: a) Verbrauchsmengen über Kantone näherungsweise den Netzbetreibern zugeordnet; b) Mengen von Unigaz in anderen Mengen enthalten; c) Etrez: Aufteilung der Speicherkapazität zu je 50% auf den Netzpuffer und Speicher, allerdings nur ausgehend von 9 GWh/Tag Einspeicherkapazität, d) inkl. anteilig Netzpuffer der Swissgas-Leitungen;

Quelle: Daten ausgewertet von a) Storengy, b) BFE, c) Netzbetreiber, d) „Energieverbrauch der Schweizer Kantone“, Lea Eymann et al., Forschungsgruppe Erneuerbare Energie, ZHAW Wädenswil im Auftrag der Schweizerischen Energie Stiftung (SES), 2014

Demnach ergibt sich zum Beispiel der Netzpuffer der Erdgas Ostschweiz als der Anteil von 84%<sup>84</sup> der Summe von 11,7 GWh (Netzpuffer eigener Leitungen) und 20% von 2,7 GWh (anteiliger Netzpuffer der Swissgas-Leitungen), d.h. 10,2 GWh. Die nutzbare Speicherkapazität ergibt sich zu 12,9 GWh (50% von 25,8 GWh).

Für den Netzbereich von Gaznat errechnen wir nach demselben Ansatz zunächst einen Netzpuffer von 3,2 GWh (eigener und anteilig in Swissgas-Leitungen). Hinzu kommen 4,5 GWh aus der Speichergruppe Etrez, die dem Netz zugeordnet werden. Damit ergibt sich eine dem Netz zugeordnete Flexibilität von 7,7 GWh. Es verbleibt noch Speicherflexibilität von 8,8 GWh (4,5 GWh in Etrez und 4,3 GWh im Speicher in Genf).

<sup>83</sup> Um z.B. einseitige, durch eine fehlerhafte Temperaturprognose verursachte Fehlmengen, die sich über den Tag aufsummieren können, auszugleichen.

<sup>84</sup> 24 GWh geteilt durch 28,6 GWh.

Insgesamt stellen der Netzpuffer und die Speicherkapazität in heimischen und in grenznahen Speichern eine Flexibilität im Umfang von ca. 60 GWh zur Verfügung, die zum Ausgleich untertägiger Schwankungen genutzt werden kann. Dies entspricht knapp 1/3 des Spitzengasbedarfs von 190 GWh / Tag in einem durchschnittlichen Gasjahr.

Man sieht in der Tabelle auch, dass für die nominell grössten Versorgungsgebiete eine Flexibilität zur Verfügung steht, die etwa 1/3 des täglichen Spitzenbedarfs in einem durchschnittlichen Jahr ausmacht. Dies ist ein erhebliches Mass an Flexibilität auf regionaler Ebene und zeigt, dass auch eine ausreichende regionale Verteilung der Flexibilität gegeben zu sein scheint. Selbst wenn man den Netzbetreibern lediglich die in der Tabelle ausgewiesenen Mengen an Netzpuffer zuordnen würde, bliebe ihnen mit einem Anteil von 15% am maximalen Verbrauch noch ein beträchtliches Mass an Flexibilität für die untertägige Strukturierung z.B. bei der Tagesbilanzierung übrig. Ähnliche Voraussetzungen bezüglich der Versorgungssicherheit und Verfügbarkeit von Flexibilität sollten auch in den anderen Netzen vorliegen, wenn auch aus anderen Gründen:

- Obschon offensichtlich keine physische Verbindung zwischen dem Netz der Erdgas Zentralschweiz und anderen Regionalnetzen besteht,<sup>85</sup> gehen wir in ihrem Fall davon aus, dass aufgrund der geringen Netzlänge und der unmittelbaren Nähe zur Transitleitung -abgesehen von den netzeignen Speichern- ausreichend Flexibilität zur Verfügung stehen sollte.
- Das Netz der Bündner Rheintal ist nicht nur mit dem der Erdgas Ostschweiz verbunden, sondern liegt in unmittelbarer Nähe zum Grenzübergangspunkt Lindau, der von Deutschland aus (durch TerranetsBW) mit Gas versorgt wird/ werden kann, so dass kurzfristig Flexibilität „importiert“ werden kann.
- Das Tessin ist vom restlichen Schweizer Netz abgekoppelt und wird ausschliesslich aus Italien versorgt. Da Italien selbst nach Tagesbilanzierung bilanziert wird, gehen wir davon aus, dass die Versorgungssicherheit und die Verfügbarkeit von Flexibilität aufgrund seiner Grösse nicht eingeschränkt würden, wenn das Tessin ebenfalls zur Tagesbilanzierung wechseln würde.

Bei dieser Betrachtung sollte auch berücksichtigt werden, dass sowohl der Netzpuffer als auch die internen Speicher eine Flexibilitätsquelle sind, die praktisch ohne zeitliche Verzögerung einsetzbar sind.

Ausgehend von der obigen Einschätzung der bestehenden Flexibilitätsquellen, nehmen wir nachfolgend eine Flexibilität des Schweizer Gasversorgungssystems von ca. 60 GWh an. Der Anteil des Netzpuffers in Fernleitungsnetzen trägt zu etwa 50% zu dieser Flexibilität bei.

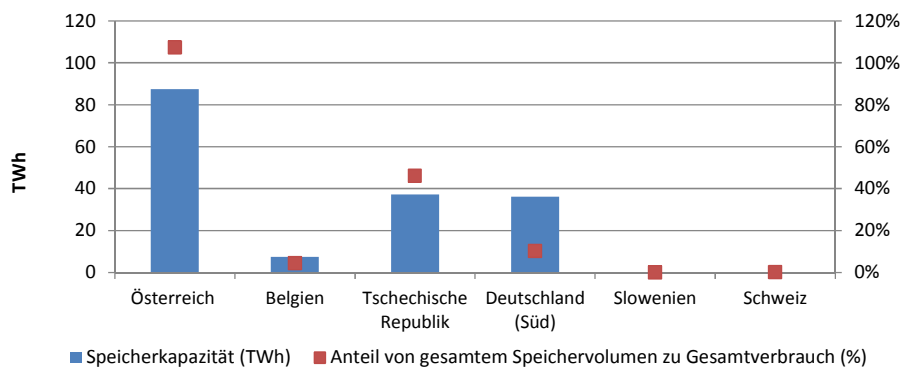
## Exkurs: Vergleich der Speicherflexibilität mit anderen Ländern

Ungeachtet des Fehlens grosser unterirdischer Speicher ist das Potenzial der Schweiz auf Tagesbasis im Vergleich mit verschiedenen anderen Ländern in der Umgebung nicht zu vernachlässigen.

Zunächst ist festzustellen, dass mehrere andere Länder- im Gegensatz zu der Schweiz - über umfangreiche Speicherkapazitäten verfügen, wenn man lediglich das gesamte Speichervolumen heranzieht. Dies verdeutlicht Abbildung 21. So verfügt z.B. Österreich über ein gesamtes Speichervolumen, das die nationale Gasnachfrage eines Jahres übersteigt und u.a. die saisonale Strukturierung des Verbrauchs mithilfe von Speichern gewährleistet. Hingegen weisen Länder wie Slowenien und Belgien ähnliche Verhältnisse auf wie die Schweiz.

<sup>85</sup> Vgl. „Recht und Politik des Wettbewerbs“, Ausgabe 2012/3, S, 466, Wettbewerbskommission, Bern, 2012.

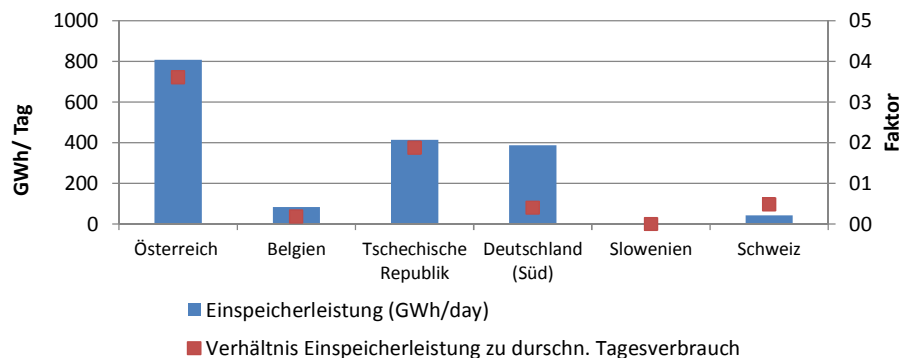




**Abbildung 21: Vergleich der gesamten Speicherkapazität in ausgewählten Ländern**

Quelle: DNV GL, auf Basis von Daten von GIE

Im Gegensatz dazu zeigt Abbildung 22 dass die tägliche Speicherleistung in der Schweiz zwar deutlich niedriger als z.B. in Österreich oder Tschechien ist, allerdings vergleichbar z.B. mit Belgien oder Süddeutschland ist. Hierbei ist der Zugang zu Etrez unberücksichtigt.



Schweiz: Ohne Anteil an Etrez

**Abbildung 22: Vergleich der kurzfristigen Speicherleistung in ausgewählten Ländern**

Quelle: DNV GL, auf Basis von Daten von GIE

Dies bestätigt unsere Erkenntnis, dass die Schweiz über ein beachtliches Potenzial zum untertägigen Ausgleich von Schwankungen in der Versorgung und im Verbrauch sowie zum Ausgleich von Fehlmengen zwischen Einspeisung und Ausspeisung, die z.B. durch Prognosefehler entstehen, verfügt.

## 4.4 Abschätzung der Machbarkeit der Tagesbilanzierung und des Bedarfs an Flexibilität und Regelenergie

Nachfolgend untersuchen wir den Bedarf an Flexibilität im Schweizer Gasversorgungssystem. Er wird durch stündliche bzw. untertägige Schwankungen der Gasabnahme verursacht. Hierzu sei nochmals auf den Unterschied zwischen der notwendigen und der vorhandenen Flexibilität hingewiesen. Dieser Unterscheidung folgend, untersuchen wir nachfolgend zunächst den Gesamtbedarf an Flexibilität aufgrund der untertägigen Schwankungen des Verbrauchs. Anschliessend vergleichen wir diesen mit dem

Gesamtumfang an vorhandener Flexibilität, wie er oben ermittelt wurde. Dies gibt Aufschluss, ob der Übergang zur Tagesbilanzierung mit den verfügbaren Flexibilitätsquellen durchsetzbar wäre.

Im zweiten Schritt bestimmen wir den zusätzlichen Bedarf an Regelenergie, sofern man ein gewisses Mass an Netzpuffer voraussetzt. Massstab ist hierbei der verfügbare Netzpuffer und die zusätzliche Flexibilität aus anderen Quellen. Hierzu unterscheiden wir weiter zwischen interner und externer Regelenergie.<sup>86</sup>

Externe Regelenergie bezeichnet die Gasmengen, die dem Netz von aussen zusätzlich hinzugefügt (positive Regelenergie) oder entnommen werden müssen (negative Regelenergie), um das Gassystem insgesamt auszugleichen, wenn der Netzpuffer in vorangegangenen Stunden (in eine Richtung) bereits ausgereizt wurde. Hintergrund ist u.a., dass mit dem Übergang zur Tagesbilanzierung die Pflicht zur stündlichen Strukturierung des Verbrauchs von den Lieferanten auf die Netzbetreiber übergeht. Dafür muss der FNB zusätzlich extern Regelenergie beschaffen und abrufen. Dies verursacht Kosten. Hingegen kann der Netzpuffer ohne (signifikante) zusätzliche Kosten von den Netzbetreibern genutzt werden.

Wie im vorangegangenen Abschnitt verdeutlicht wurde, besteht Flexibilität sowohl in der Form des Netzpuffers als auch in der Möglichkeit z.B. interne und grenznahe Speicher oder flexible / unterbrechbare Verbraucher zu nutzen. Nachfolgend legen wir zunächst den Begriff der internen Regelenergie streng aus und setzen diese nur mit dem Netzpuffer gleich. Die Aktivierung anderer Quellen von Flexibilität, wie Speicher, wird mit dem Begriff „externe Regelenergie“ gleichgesetzt. Dabei vernachlässigen wir zum einen die Tatsache, dass ein Teil der Speicherkapazität in Etrez dem Netzpuffer zugeordnet wird. Zum anderen vernachlässigen wir bis auf Weiteres, dass im Zug der weiteren Marktöffnung und der Einführung der Tagesbilanzierung Gründe vorgebracht werden können, die Speicher teilweise oder ganz den Netzbetreibern zuzuordnen. Dies würde sie neben dem Netzpuffer praktisch zu einer Quelle von interner Regelenergie machen.<sup>87</sup>

Im dritten Schritt schätzen wir quantitativ die Auswirkungen der Tagesbilanzierung im Vergleich zur Stundenbilanzierung auf industrielle Gasverbraucher ab.

Abschliessend bewerten wir die Tages- und Stundenbilanzierung im Hinblick auf die von uns definierten Kriterien und berücksichtigen sowohl theoretische Überlegungen bezüglich der Wirkung auf einzelne Marktteilnehmer und das System wie auch die Ergebnisse der quantitativen Abschätzungen.

#### 4.4.1 Methodik und Datengrundlagen

##### Ansatz

Um den Bedarf an Flexibilität und den zusätzlichen Bedarf an externer Regelenergie unter Berücksichtigung eines bestimmten Netzpuffers zu bestimmen, nutzen wir einen Ansatz, der in der Abbildung 23 unten illustriert wird. Sie zeigt im oberen Teil für die Stunden- und Tagesbilanzierung, wie der Netzpuffer und der Einsatz von externer Regelenergie aus Systemsicht interagieren. Im unteren Teil ist die Ausgleichsenergie aufgetragen, die den Netznutzern angelastet werden kann.

- In der Stundenbilanzierung ergibt sich der Bedarf an Flexibilität als die stündliche Differenz zwischen der erwarteten und der tatsächlichen Ausspeisung. Solange Netzpuffer (also ohne

<sup>86</sup> Dies entspricht dem deutschen System entlehnten Begriffen, die allerdings auch von MACH 2 Gas verwendet werden.

<sup>87</sup> Siehe hierzu auch die Ausführungen in Kapitel 5.

Speicher) vorhanden ist, kann der Einsatz von externer Regelenergie verzögert oder vermieden werden.

Den Netznutzern wird dennoch Ausgleichsenergie auf stündlicher Basis gemäss der von ihnen individuell verursachten Ungleichgewichte in Rechnung gestellt.

- Für Kunden in der Tagesbilanzierung sind zwei Effekte zu berücksichtigen.

Analog zu den Kunden in der Stundenbilanzierung ist erstens die stündliche Differenz zwischen der erwarteten und der tatsächlichen Ausspeisung zu berücksichtigen. Allerdings wird die erwartete Ausspeisung als Tagesband angenommen und nominiert, so dass sich allein aus der Differenz zwischen tatsächlichem Ausspeiseprofil und der durchschnittlich angenommenen Ausspeisung eine Differenz ergibt. Diese entspricht dem Mass an Flexibilität zur untertägigen Strukturierung des Verbrauchsprofils.

Zusätzlich fällt ein Profilfehler an, der aus dem Durchschnitt der erwartenden Abnahme über den gesamten Tag und der prognostizierten Abnahme in jeder Stunde resultiert.<sup>88</sup>

Der Bedarf an Flexibilität innerhalb eines Tages ergibt sich als der maximale Stand der kumulierten Unter- und Überspeisung. Berücksichtigt man den Netzpuffer als Teil der verfügbaren Flexibilität, wird bei Überschreiten des verfügbaren Netzpuffes zusätzlich externe Regelenergie nötig. Dieser Bedarf hält solange an, wie der Netzpuffer ausgereizt ist. Zur Bestimmung der externen Regelenergie wird beginnend am Anfang des jeweiligen Tages zuerst der Netzpuffer genutzt, um die aggregierte Abweichung zwischen der stündlichen Ein- und Ausspeisung auszugleichen. Die kumulierten Abweichungen erfordern dabei keinen zusätzlichen Abruf externer Regelenergie, 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 (externe) Regelenergie ausgeglichen.<sup>89</sup> In Abhängigkeit von der Struktur und Höhe der stündlichen Abweichungen kann dies zum Abruf positiver und negativer externer Regelenergie während desselben Tages führen. Die am Tagesende verbleibende Fehlmenge wird durch ein Rest-of-Day Produkt für externe Regelenergie ausgeglichen.


Da die untertägige Strukturierung bei reiner Tagesbilanzierung vollständig vom System/ Netz und nicht von den Netznutzern übernommen wird, entspricht die Ausgleichsenergie lediglich der externen Energie, die am Tagesende notwendig ist, um das residuale Ungleichgewicht auszugleichen.

Auf dieser Grundlage ermitteln wir für jeden der betrachteten Fälle die folgenden Werte für jeden Tag:

- Maximaler stündlicher und mehrstündiger Bedarf an Flexibilität während eines Tages,
- Maximaler stündlicher und mehrstündiger Abruf von positiver bzw. negativer externer Regelenergie während des Tages,
- Verbleibender Bedarf an positiver bzw. negativer externer Regelenergie am Ende des Tages,
- Kumulierter Abruf von positiver bzw. negativer, externer Regelenergie während des ganzen Tages.

<sup>88</sup> Allerdings nutzen wir für die Bestimmung der Ausgleichsenergie bzw. stündlichen Abweichung beider Kundengruppen allein die ursprünglichen Daten zur historischen Ausgleichsenergie und verzichten auf ein alternatives, synthetisches Verfahren, in dem Tages- und Stundenabweichungen des Ist-Verbrauchs vom Prognosewert angenommen werden.

<sup>89</sup> Diese könnte prinzipiell aus Speichern in der Schweiz, aus dem Ausland oder alternativen Quellen stammen.



Der kumulierte bzw. verbleibende Bedarf an externer Regelenergie wird über das gesamte Jahr separat nach positiver und negativer Ausgleichsenergie summiert.

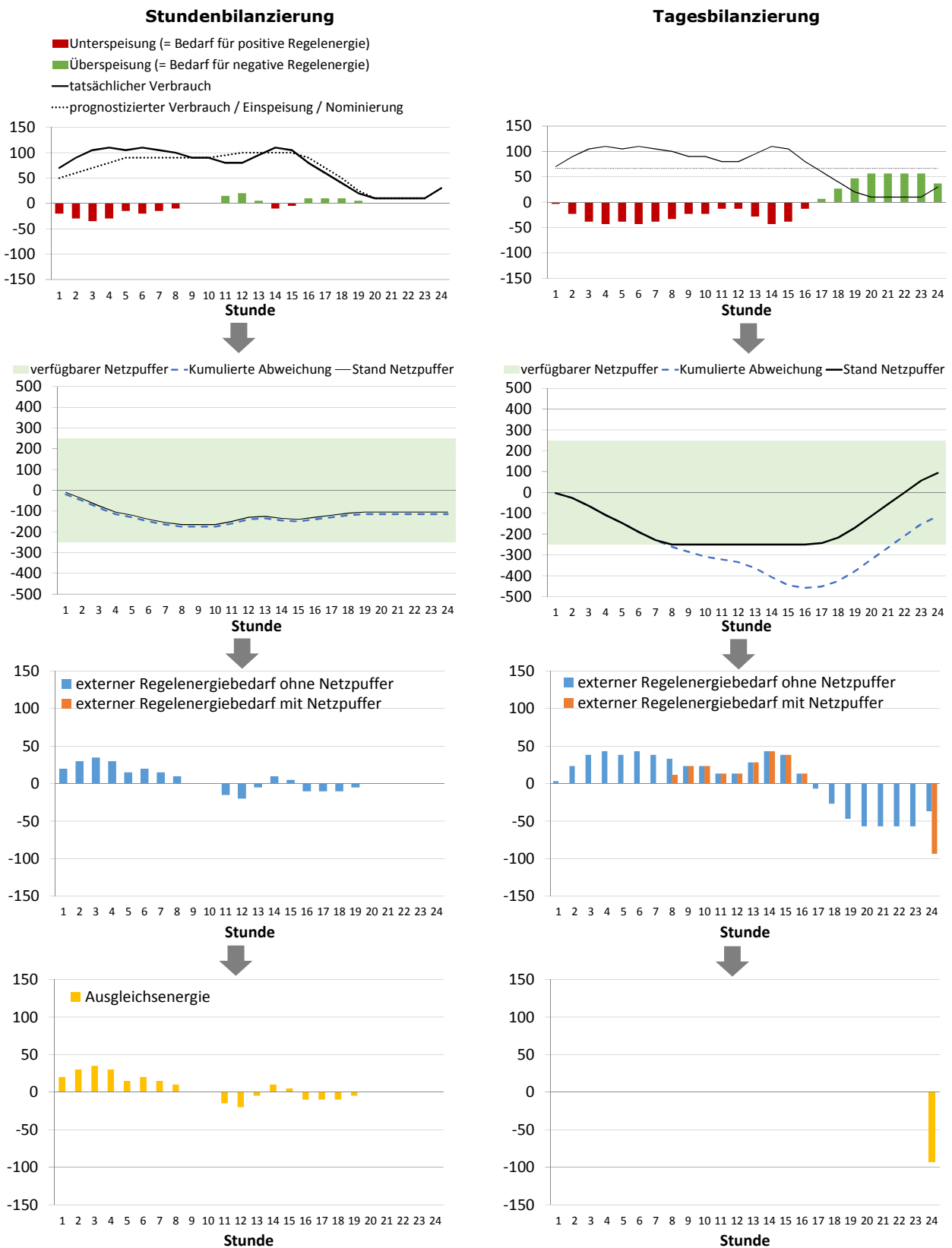
Wir weisen darauf hin, dass dieser Ansatz eine Reihe von Vereinfachungen umfasst.

- Der Bedarf an Flexibilität ergibt sich allein durch Schwankungen auf der Verbrauchsseite. Schwankungen bezüglich der Einspeisung werden vernachlässigt.<sup>90</sup> Dies bedeutet, dass der prognostizierte Verbrauch gleichgesetzt wird mit der Nominierung auf der Einspeiseseite verbunden mit der Annahme, dass Nominierung und tatsächliche Einspeisung übereinstimmen. Bei Stundenbilanzierung wird also ein Bandprofil entsprechend der Verbrauchsprognose (nominiert und) eingespeist, welches in der Regel nicht exakt dem Profil der tatsächlichen Ausspeisung entspricht. Bei Tagesbilanzierung wird das erwartete Verbrauchsprofil in ein Tagesband umgewandelt und eingespeist / nominiert, während das tatsächliche Verbrauchsprofil weiterhin dem in der Stundenbilanzierung entspricht.
- 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.
- Dieses Vorgehen bezieht sich zunächst auf die zusammenhängenden (über-)regionalen Netzbereiche in der Schweiz inkl. Ostschweiz, West- und Südwestschweiz, Zentralschweiz, Mittelland und Bündner Rheintal. Tessin und Kreuzlingen bleibt in unserer Analyse aussen vor. Ebenso vernachlässigen wir in Ermangelung an stündlichen Daten zur Nutzung der Transitleitung die Transitmengen, die nicht der Inlandsversorgung dienen (siehe auch unten Beschreibung der Datengrundlage).

Trotz dieser Vereinfachungen gehen wir davon aus, dass unter Berücksichtigung der nachfolgend genannten Szenarien und Sensitivitäten unsere Ergebnisse und die daraus abgeleiteten Empfehlungen auf einer robusten Grundlage stehen.

---

<sup>90</sup> Zum einen gibt es in der Schweiz keine Gaserzeugung. Zum anderen liegt die Ausspeisung durch Speicher in der Verantwortung von Speicherbetreiber und Netzbetreiber, wovon der BGV nicht betroffen sein sollte. Zuguterletzt wird in der Regel das Prinzip „allokiert wie nominiert“ auf Einspeisungen angewendet.



**Abbildung 23: Schematische Darstellung der Berechnung der notwendigen Flexibilität bei Stunden- und Tagesbilanzierung**

Quelle: DNV GL

## Szenarien

Neben der reinen Stunden- und Tagesbilanzierung sind auch Mischformen denkbar. Beispielsweise ist es denkbar, dass manche Verbrauchergruppen vorübergehend oder dauerhaft nach Stundenbilanzierung abgerechnet werden, während andere Kundengruppen in die Tagesbilanzierung überführt werden. Diese Frage hängt eng mit dem Grad der Marktöffnung, der gewünscht wird, zusammen (siehe hierzu Studie zu Los 2 und Kapitel 4.7 unten).

Diesem Umstand tragen wir Rechnung indem wir neben der reinen Stunden- und Tagesbilanzierung für alle Kunden auch gemischte Bilanzierungssysteme untersuchen. Dabei wird ein Teil der Gasverbraucher über Stundenbilanzierung abgerechnet, ein anderer Teil bzw. der restliche Verbrauch über Tagesbilanzierung abgerechnet. Die Bandbreite an Bilanzierungssystemen die wir untersuchen, ist in Tabelle 28 dargestellt. Sie zeigt auch, welche Profile für die Stunden- und welche für die Tagesbilanzierung berücksichtigt werden.

- Wir untersuchen die reine Tagesbilanzierung für alle Kunden und ohne untertägige Toleranzen, welche auf der Grundlage des Gesamtverbrauchs des Jahres 2014 (siehe unten für weitere Erklärungen zur Datenherkunft und Methodik) bewertet wird.
- Wir unterscheiden 7 verschiedene gemischte Bilanzierungssysteme, die sich in der Art, wie jeweils das Profil der Stundenbilanzierung errechnet wird, unterscheiden. Das stündliche Profil, das der Tagesbilanzierung zugeführt wird, wird aus dem stündlichen Gesamtverbrauch abzüglich dem Profil der Stundenbilanzierung errechnet.
- Die gemischten Bilanzierungssysteme 1a- 1c und 2a-2c sind symmetrisch der Art, dass ausgehend von denselben stündlichen Profilen für Kleinkunden und Grosskunden wie bei der reinen Stunden- oder Tagesbilanzierung, jeweils eine Kundengruppe / ein Profil einmal über Stundenbilanzierung und einmal über Tagesbilanzierung bewirtschaftet wird.

Während die Szenarien mit gemischten Bilanzierungssystemen schon eine Art Sensitivitätsanalyse bezüglich der Umsetzbarkeit der Tagesbilanzierung darstellen, berücksichtigen wir weitere Sensitivitäten, um unsere Ergebnisse zu plausibilisieren und die Abhängigkeit von verschiedenen Eingangsparametern und Annahmen zu untersuchen:

- Aufgrund des zeitlich schwankenden Volumens des nutzbaren Netzpuffers variieren wir den verfügbaren Netzpuffer zwischen 0 GWh und +/-25 GWh (d.h. jeweils 25 GWh positive und negative Flexibilität)
- Zudem skalieren wir den ursprünglichen Ausgleichsenergiebedarf (notwendigen Ausgleich von Prognosefehlern) zwischen 0% - 300%. 100% bedeutet, dass die ursprünglichen Daten zum Ausgleichsenergiebedarf unverändert bleiben; ein darüber hinaus gehender Wert bedeutet, dass der Ausgleichsenergiefehler im Vergleich zur Realität „künstlich“ verschärft wird; dies bildet die Möglichkeit ab, dass die Prognoseungenauigkeit in der Schweiz deutlich schlechter sein könnte als in Österreich. 0 % bedeutet, dass kein Prognosefehler berücksichtigt wird, so dass in der Tagesbilanzierung der Flexibilitätsbedarf allein der der untertägigen Strukturierung des Ausspeiseprofiles geschuldet ist, während in der Stundenbilanzierung erwarteter und tatsächlicher Verbrauch übereinstimmen.
- Um zu prüfen, in welchem Mass unsere Ergebnisse auch unter der Annahme eines kalten Jahres Gültigkeit besitzen, unterstellen wir ein zusätzliches Gesamtverbrauchsprofil. Es soll ein Jahr mit einem kalten Winter simulieren. Dabei nehmen wir einen Spitzenverbrauch von 317 GWh/ Tag statt unter 200 GWh/ Tag an. Dies entspricht dem kumulierten Leistungsbedarf aller Schweizer

Erdgaskunden (ohne Abschaltungen) von 27.6 Mio. Nm<sup>3</sup>/Tag für die Minimaltemperaturen aus 28 Jahren.<sup>91</sup> Hierzu skalieren wir den Verbrauch zwischen den Monaten Oktober und April entsprechend.

Zudem berücksichtigen wir in der Tagesbilanzierung zusätzlich einfache Strategien zur untertägigen Bewirtschaftung des Netzpuffers und zur Erfüllung des zwischenzeitlichen Regelenergiebedarfs auch mehrmals innerhalb des Tages durch Rest-of-Day Produkte. Bestandteil dessen ist u.a. der in der Praxis zu erwartende vorausschauende Abruf von externer Regelenergie.

**Tabelle 28: Übersicht über untersuchte Bilanzierungssysteme**

Szenario	Profile	Bilanzierungssystem	
H-Bilanzierung	Stunden-Bilanzierung auf Basis des stündlichen prognostizierten u. tatsächlichem Verbrauch	H	
D-Bilanzierung	Bilanzierung auf Basis des tatsächlichen und dem durchschnittlichen stündlichen Verbrauch	D	
D-Bilanzierung (kalter Winter)	Skalierung des Verbrauchs im Winter um 1.44 (Verhältnis von höchster Tagesabnahme innerhalb 28 Jahre zu Jahreshöchstwert in urspr. Daten aus Österreich)	D	
1a	SLP-Profil skaliert auf Jahresverbrauch von HH (ca.44%)	D	H
1b	Residualprofil aus Gesamtverbrauch – industrieller Sockelverbrauch von 0.75 GWh/h (Sommer-Mindestlast) wird auf HH und Industrie+ Sonstige Sektoren aufgeteilt		
1c	stündliche Ausspeisung am GÜP Lindau (Terranets) als Proxy für HH		
1 d	HH-Profil = anteiliges Gesamtverbrauchsprofil		
2a-2c	Gleiche Profile wie 1a-1c	H	D

*H: Stundenbilanzierung; D: Tagesbilanzierung*

Quelle: DNV GL

## Datengrundlage

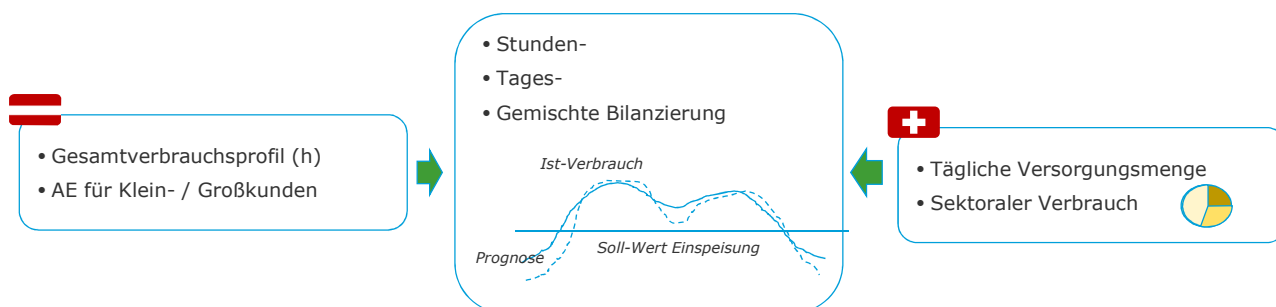
In Ermangelung an entsprechenden Daten für die Schweiz zur Ermittlung der stündlichen Profile (Gesamtverbrauch, Einzelprofile von Kundengruppen) greifen wir auf Daten des österreichischen Bilanzierungssystems von 2014 zurück. Die für die Schweiz verfügbaren Daten<sup>92</sup> sind zumeist nur auf Tagesbasis verfügbar und lassen keine Rückschlüsse auf den stündlichen Verbrauch zu. Dies gilt

<sup>91</sup> Vgl. „Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz - Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010“, S. 22, Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK - Bundesamt für Energie BFE Abteilung Energiewirtschaft, 10. Januar 2014.

<sup>92</sup> ENTSO-G, TerranetsBW, etc.

insbesondere für Daten zur Nutzung der Transitleitung, über die ca. 90% des Inlandsverbrauchs gedeckt werden. Zudem sind für die Schweiz keine Informationen zu Ausgleichsenergiemengen bekannt. Hingegen sind für Österreich sowohl der stündliche Verbrauch als auch die den Kunden in der Tages- und Stundenbilanzierung anzulastende Ausgleichsenergie bekannt.<sup>93</sup>

Die für Österreich verfügbaren Daten werden für die Untersuchung für die Schweiz so angepasst, dass die täglichen Verbrauchsmengen mit den Mengen, die über die Transitleitung der Inlandsversorgung der Schweiz bereitgestellt werden, übereinstimmen. Zugleich findet damit eine Skalierung auf den Schweizer Gasverbrauch von ca. 33 TWh / Jahr statt.<sup>94</sup> Auf Grundlage verfügbarer Statistiken wird angenommen, dass die Gruppe der Haushaltskunden etwa 43% und die Gesamtheit an kleinen und mittelgrossen Kunden (Haushalte und sonstige Sektoren) 77% des Gesamtjahresverbrauchs in der Schweiz repräsentieren.<sup>95</sup>



**Abbildung 24: Ansatz zur Abschätzung des Bedarfs an Flexibilität**

Quelle: DNV GL

Zum Zweck der Übertragbarkeit der Daten Österreichs auf die Schweiz sei zudem Folgendes angemerkt: Während Gaskraftwerke in Österreich in der Vergangenheit einen signifikanten Beitrag zur Versorgung mit Strom und Wärme leisteten, ist ihr Anteil in den letzten Jahren deutlich gesunken. Zudem deuten eigene Recherchen darauf hin, dass die Gaskraftwerke sowohl in Österreich als auch in der Schweiz zumeist als Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen ausgeführt sind und vorrangig zur Bereitstellung von Wärme- und Prozessgas eingesetzt werden; ein stromgeführter und am Strommarkt ausgerichteter Betrieb und Einsatz steht hingegen eher nicht im Vordergrund. In beiden Aspekten sind sich Österreich und die Schweiz in den letzten beiden Jahren (und eventuell auch schon davor) somit sehr ähnlich gewesen. Insofern nehmen wir mit der Annahme eines vergleichbaren Einsatzprofils von Gaskraftwerken in Österreich und der Schweiz eine zum Zweck der Studie vertretbare Vereinfachung vor. Angesichts des geringen Einsatzes von gasbetriebenen Wärmekraft-Koppelungsanlagen kommt unsere Analyse einer Untersuchung unter Vernachlässigung des Anteils von Kraftwerken am Gesamtverbrauch nahe.

<sup>93</sup> Siehe [www.energymonitor.at](http://www.energymonitor.at)

<sup>94</sup> Abgeleitet aus Daten von ENTSO-G Transparency in Wallbach, Oltingue und Griespass

<sup>95</sup> Aus „Energieverbrauch der Schweizer Kantone“, Lea Eymann et al., Forschungsgruppe Erneuerbare Energie, ZHAW Wädenswil im Auftrag der Schweizerischen Energie Stiftung (SES), 2014





**Abbildung 25: Pro Kopf Verbrauch an Gas für die Schweiz nach Verbraucherguppen**

Quelle: Auszug aus „Energieverbrauch der Schweizer Kantone Endenergieverbrauch und Mittelabfluss durch den Energie Import“, Lea Eymann et al., Forschungsgruppe Erneuerbare Energie ZHAW Wädenswil, 2014

#### 4.4.2 Bedarf an Flexibilität in der Tagesbilanzierung

Nachfolgend fassen wir die Ergebnisse zum Flexibilitätsbedarf für die verschiedenen Szenarien und Bilanzierungssysteme zusammen und erläutern die Bedeutung verschiedener Treiber und Einschränkungen, die sich aufgrund der verfügbaren Datengrundlage ergeben.

#### Auswertung der Datenquellen bezüglich der Treiber für den Flexibilitätsbedarf

Wie erwähnt, beruhen unsere Berechnungen auf realen Abnahmeprofilen aus Österreich, da entsprechende Daten für die Schweiz nicht vorliegen. Bei der Interpretation der Ergebnisse sind dementsprechend mehrere Bereiche zu berücksichtigen, in denen mögliche Unterschiede zwischen den beiden Ländern, sowie generell bei Analysen auf Grundlage historischer Werte, zu abweichenden Ergebnissen führen können.

So sind die angenommenen Lastprofile und Ausgleichsenergiemengen mit verschiedenen Unsicherheiten behaftet:

- Struktur des Stundenprofils,
- Stündliche Abweichungen / Prognosegüte,
- Deckung des Gesamtverbrauchs unter verschiedenen Wetterbedingungen.

Erstens bestehen Unsicherheiten bezüglich der Struktur des Stundenprofils, da uns der tatsächliche stündliche Gasverbrauch in der Schweiz unbekannt ist. In der Praxis bestehen aber beispielsweise Unterschiede hinsichtlich der Struktur des Gasverbrauchs in der Schweiz und in Österreich. So ist der Anteil von Haushalten am Gesamtverbrauch in der Schweiz mit über 40% Prozent deutlich grösser als in Österreich (20%)<sup>96</sup>. Da Haushalte vor allem bei niedrigeren Temperaturen ein tagsüber sehr schwankendes Profil aufweisen können -im Gegensatz zu einem häufig eher konstanteren

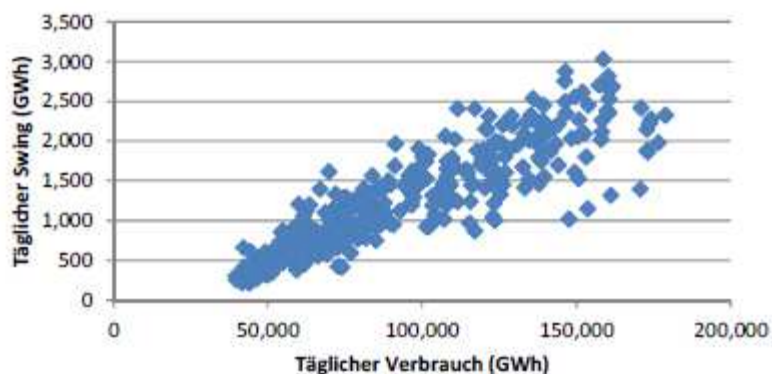
<sup>96</sup> Aus „Der österreichische Erdgasmarkt - Verbraucherstruktur (Datenstand: August 2015)“, E-Control

Industrieverbrauch- könnte dies insgesamt ein volatileres Abnahmeverhalten in der Schweiz, v.a. im Winter, implizieren. Dies könnte einen höheren Flexibilitätsbedarf hervorrufen.

Zweitens bestehen auch Unsicherheiten, ob die Prognosegüte, die den Ausgleichsenergiemengen aus Österreich zu Grunde liegt, für den Gasverbrauch für die Schweiz repräsentativ sein kann. Hierbei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass der österreichische Gasmarkt bereits seit mehr als 10 Jahren liberalisiert ist und Anreize für eine gute Prognosegüte entwickelt vorliegen. Entsprechende Erfahrungen in der Schweiz fehlen bislang weitgehend.

Drittens kann das Jahr 2014 bezüglich der beobachteten Temperaturen als gemässigt angesehen werden, das einen durchschnittlichen oder leicht unterdurchschnittlichen Gasverbrauch in der Schweiz mit sich brachte. Das betrachtete Lastprofil deckt nur 2/3 des maximalen Tagesverbrauchs in der Schweiz ab und umfasst keine Extremfälle mit maximalem Verbrauch. Nimmt man einen proportionalen Anstieg des Flexibilitätsbedarfs in Abhängigkeit des temperaturabhängigen Verbrauchs an, wäre allenfalls ein um 50% erhöhter Regelenergiebedarf zu erwarten.

Dies verdeutlicht auch Abbildung 26, welche den täglichen Gasverbrauch mit dem davon abhängigen Strukturierungsbedarf innerhalb eines Tages in Beziehung setzt, auf Grundlage des angenommenen Profils aus Österreich. Der Strukturierungsbedarf meint den Bedarf an Flexibilität innerhalb eines Gastags zum Ausgleich von Schwankungen in der Ein- und / oder Auspeisung, die sich allein aus dem zeitlich un stetigen Verhalten von Netznutzern ergibt und keine Prognosefehler berücksichtigt.



**Abbildung 26: Verhältnis täglicher Swing zu Tagesverbrauch**

Quelle: DNV GL, auf Basis von Daten aus Österreich (Energy Monitor Austria)

Ferner kann davon ausgegangen werden, dass der auf der X-Achse aufgetragene tägliche Verbrauch primär von der Temperatur getrieben ist. Dementsprechend kann diese Abbildung auch als Darstellung des täglichen Strukturierungsbedarfs in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur interpretiert werden. Es ist zu erkennen, dass das Profil in erster Näherung einen linearen Zusammenhang zwischen Tagesverbrauch bzw. Tagestemperatur und der Schwankung des Verbrauchs am Tag aufweist. Dies legt nahe, dass mit abnehmender Temperatur die untertägigen Verbrauchsschwankungen und damit der Strukturierungsbedarf zunehmen.<sup>97</sup> Gleichzeitig ist jedoch zu beachten, dass mit abnehmender Temperatur der Anteil der „Grundlast“ steigt, da die Heizungen zunehmend auch in Schwachlastzeiten betrieben müssen und die Wärmeverluste an die Aussenluft einen trägen Prozess darstellen. Bei sehr niedrigen Temperaturen ist somit davon auszugehen, dass die untertägige Schwankung des Abnahmeprofils, bezogen auf den täglichen Gesamtverbrauch, tendenziell geringer ausfällt.

<sup>97</sup> Der Bedarf an Regelenergie zum Ausgleich von Prognosefehlern ist davon nichtberührt.

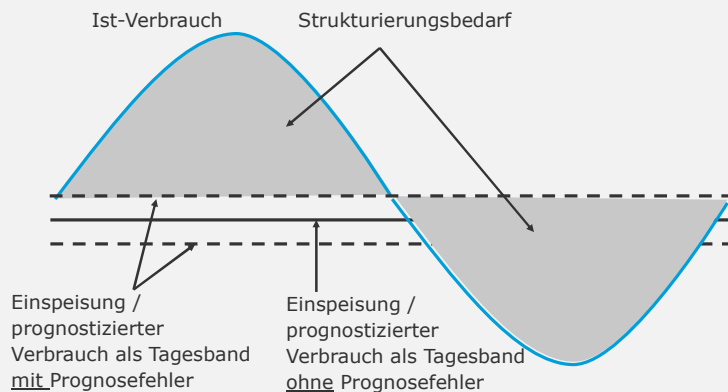
Dementsprechend ist davon auszugehen, dass die von uns verwendeten Lastprofile bei niedrigeren Temperaturen den Strukturierungsbedarf tendenziell überschätzen.

## Übersicht zum Flexibilitätsbedarf auf der Datengrundlage 2014

Inwiefern das Gasversorgungssystem in der Schweiz in der Lage ist, die Herausforderungen der Tagesbilanzierung aufzufangen, hängt von der verfügbaren und der notwendigen Flexibilität ab. Die verfügbare Flexibilität muss ausreichen, um die untertägigen Schwankungen und die Prognoseungenauigkeiten des Verbrauchs auszugleichen. Die Schwankungen und Prognosefehler können nicht nur von einer Stunde zur nächsten auftreten, sondern sich über mehrere Stunden aufstauen. Daher ist der mehrstündige untertägige Bedarf an Flexibilität ein entscheidendes Mass. Dieses wird in der Box unten veranschaulicht.

### Zusammenhang zwischen kumuliertem Flexibilitäts- und Regelenergiebedarf

Die Grafik unten zeigt das Verbrauchsverhalten an einem typischen Gastag. Bei der Tagesbilanzierung wird die erwartete Einspeisung als Tagesband eingespeist. Der Unterschied zwischen dem Tagesband und der tatsächlichen Ausspeisung ergibt den untertägigen Strukturierungsbedarf. Hinzu kommt ein Prognosefehler auf den Tagesverbrauch, der das Bandeinspeiseprofil entsprechend nach oben oder unten verschiebt.



### Abbildung 27: Illustration des Strukturierungsbedarfs bei Tagesbilanzierung

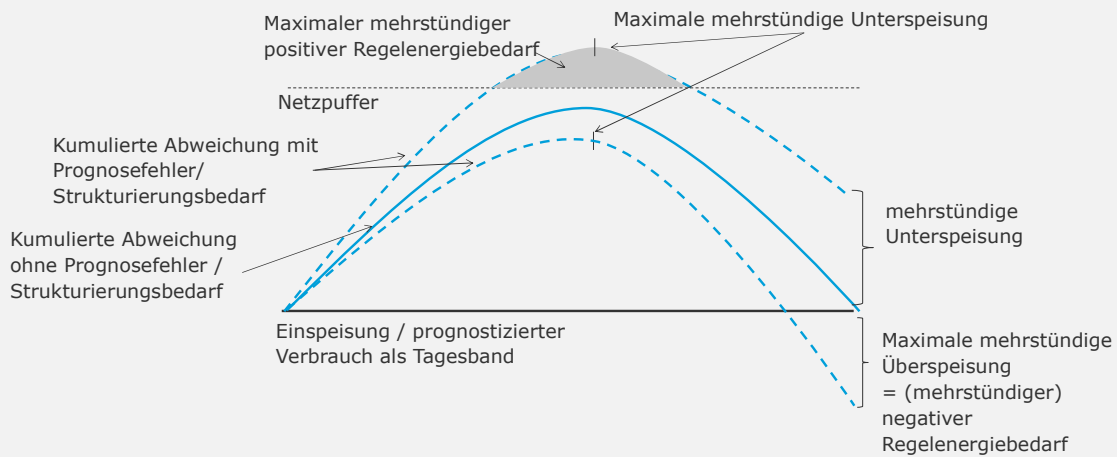
Quelle: DNV GL

Trägt man über den Tag auf, wie sich das Ungleichgewicht zwischen Bandeinspeisung und Profilausspeisung summarisch entwickelt, ergibt sich ein Bild wie in der nachfolgenden Abbildung. Die Differenzsumme steigt stetig an, der Prognosefehler wirkt sich dämpfend oder verstärkend auf den Strukturierungsbedarf. Zu der Stunde, zu der die Ausspeisung unter die durchschnittliche Einspeisung fällt, erreicht der Strukturierungsbedarf in der einen Richtung seinen höchsten Stand. Dieser entspricht der maximalen mehrstündigen Unterspeisung. In den Stunden danach bis zum Tagesende wird diese Differenz wieder abgebaut. Am Tagesende bleibt gerade eine Differenz übrig, die dem Mass des Tagesprognosefehlers entspricht, übrig. Je nachdem, ob der Prognosefehler den Tagesverbrauch über- oder unterschätzt, verbleibt eine Über- bzw. Unterspeisung. Liegt eine Überspeisung vor, erreicht sie in der letzten Tagesstunde ihr (mehrstündiges) Maximum.

Nimmt man einen begrenzten Netzpuffer, kann es sein, dass während die mehrstündige Unterspeisung anwächst, der Netzpuffer ausgeschöpft wird. In den Stunden, in denen dies der Fall ist, wird positive Regelenergie benötigt. Die Summe des Bedarfs in zusammenhängenden Stunden ergibt des maximalen mehrstündigen positiven Regelenergieabruf an. Am Tagesende muss die verbleibende Unter- oder Überspeisung ebenfalls durch Regelenergie ausgeglichen werden. Je geringer der Netzpuffer ist, umso mehr Regelenergie muss innerhalb des Tages abgerufen werden und umso eher werden damit auch schon Prognosefehler ausgeglichen. Zugleich sinkt damit tendenziell der

Bedarf an Regelernergie am Tagesende. Insgesamt wird mehr Regelernergie benötigt bei einem kleinen im Vergleich zu einem grossen Netzpuffer.

Ist der Netzpuffer (unendlich) gross, fällt untermütiglich kein /kaum Regelergiebedarf an. In diesem Fall wird der Strukturierungsbedarf aus der Differenz zwischen Profilausspeisung und Bandeinspeisung durch den Netzpuffer aufgefangen. Am Tagesende verbleibt allerdings der Tagesverbrauchsprognosefehler als Differenz. In diesem Fall entspricht die maximale mehrstündige Unter- bzw. Überspeisung gerade dem Tagesprognosefehler.

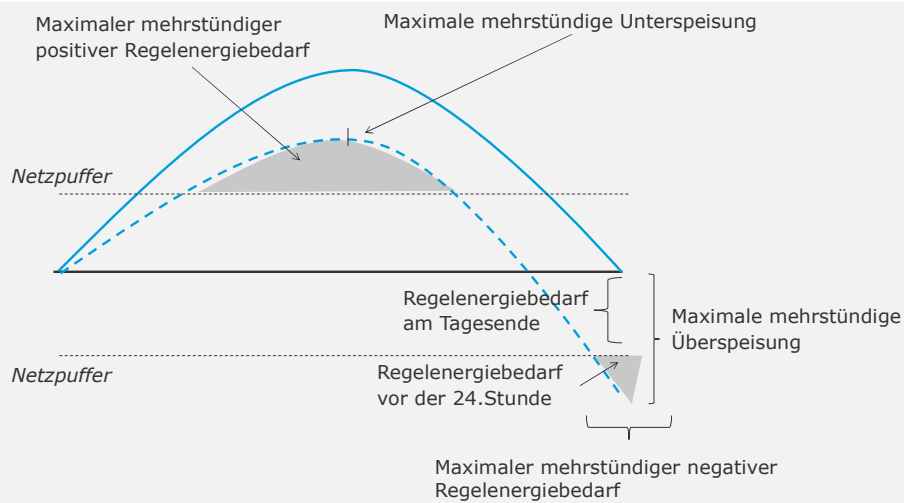


**Abbildung 28: Illustration der summarischen Differenz zwischen Bandeinspeisung und Profilausspeisung bei Tagesbilanzierung**

Quelle: DNV GL

Die Grafik oben illustriert u.a. den Fall, in dem der Tagesverbrauch überschätzt wird, und in der letzten Stunde ein negativer Regelergieabruf notwendig ist, um den Tagesprognosefehler auszugleichen.

Die nachfolgende Grafik illustriert hingegen den Fall, dass die Überspeisung des Systems sich über mehrere Stunden so aufsummieren kann, dass negativer Regelergiebedarf nicht nur in der letzten Stunde auftritt sondern auch schon in den Stunden davor (das Maximum der mehrstündigen positiven Abweichung bleibt weiterhin in der 24. Stunde). Ist der Prognosefehler bedeutend oder der Netzpuffer besonders klein, kann es passieren, dass gegen Tagesende die Überspeisungen den Netzpuffer überschreiten. Dies setzt sich bis zur letzten Stunde fort, da die Differenz zwischen Tagesbandeinspeisung und Profilausspeisung positiv bleibt. Somit kann schon vor der letzten Stunde negative Regelergie notwendig sein. In der letzten Stunde muss die residuale Differenz ausgeglichen werden. Diese setzt auch dem Stand des Netzpuffers in der letzten Stunde und der Differenz zwischen Tagesbandeinspeisung und Profilausspeisung zusammen. Der maximale kumulierte Bedarf an Regelergie setzt sich dann aus der Summe der Regelergieabrufe in den zusammenhängenden Stunden bis zur und in der 24. Stunde zusammen.

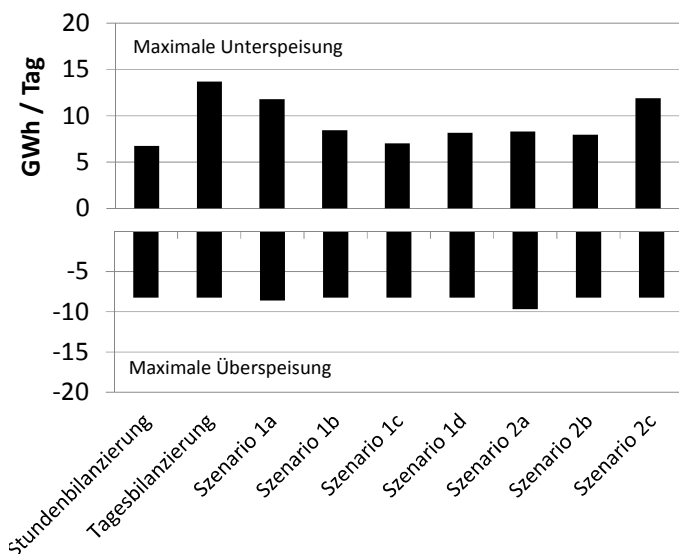


**Abbildung 29: Illustration des beidseitigen Regelenergiebedarfs innerhalb eines Tages bei Tagesbilanzierung**

Quelle: DNV GL

Abbildung 30 unten zeigt die maximale untertägige Unter- bzw. Überspeisung im Jahr 2014 für verschiedene Bilanzierungssysteme. Dieses wird nachfolgend als Referenzjahr bezeichnet. Demnach liegt die maximale untertägige (kumulierte) Unterspeisung je nach Bilanzierungsszenario zwischen 6 und 14 GWh/Tag. Die maximale kumulierte Überspeisung nimmt Werte zwischen 7 und 10 GWh/Tag an. Die höchsten Werte werden bei reiner Tagesbilanzierung und bei (manchen) Mischformen aus Tages- und Stundenbilanzierung erreicht. Dies liegt in der Struktur der jeweiligen Profile begründet, die nach Tages- bzw. nach Stundenbilanzierung bilanziert werden.

Insgesamt ergibt sich ein maximaler Flexibilitätsbedarf von ca. 24 bis 28 GWh/Tag an untertägiger Flexibilität, je nachdem, ob man das notwendige Mass symmetrisch oder asymmetrisch betrachtet. Der Bedarf von 28 GWh / Tag ergibt sich aus der Verdoppelung der maximalen (in diesem Fall) Unterspeisung und entspricht einer pessimistischen Abschätzung. Das somit notwendige Mass an untertägiger Flexibilität entspricht ca. 100% des verfügbaren Netzpuffers von ca. 25 GWh / Tag und ca. 50% der insgesamt verfügbaren Flexibilität in der Schweiz, wenn man interne und grenznahe Speicher hinzurechnet (siehe oben).

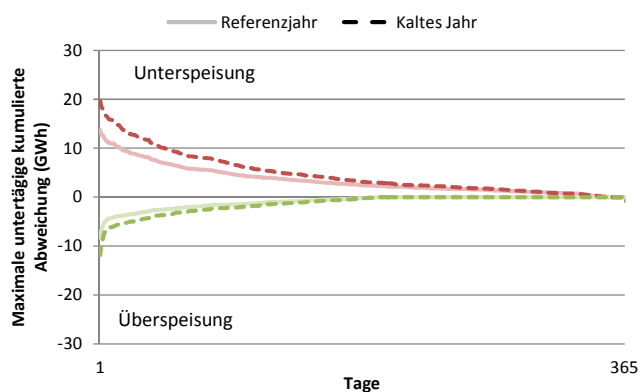


**Abbildung 30: Maximale Unter- bzw. Überspeisung während eines Tages über 1 Jahr**  
 Stündlicher Fehler entsprechend urspr. Daten (100%), Referenzjahr

Quelle: DNV GL

Aus der Erkenntnis heraus, dass die gemischten Bilanzierungssysteme weitestgehend Anforderungen stellen, die zwischen denen der Stunden- und der Tagesbilanzierung liegen, fokussieren wir uns nachfolgend auf die weitere Darstellung der Ergebnisse der reinen Tagesbilanzierung.

Die nachfolgende Grafik zeigt die maximale kumulierte Abweichung bei Tagesbilanzierung, die während eines Tages auftreten kann, für alle Tage des Jahres. Die Werte sind der Höhe nach als Dauerkurve geordnet, wobei die jeweiligen Werte sowohl während des Tages als auch am Tagesende auftreten können. Die Grafik unterscheidet zwischen einem Referenzjahr und einem „kalten Jahr“.



Annahme: Stündlicher Fehler entsprechend ursprünglicher Daten (100%)

**Abbildung 31: Dauerkurve der maximalen täglichen kumulierten Unter- und Überspeisung über ein Jahr (Stündlicher Fehler entsprechend urspr. Daten: 100%)**

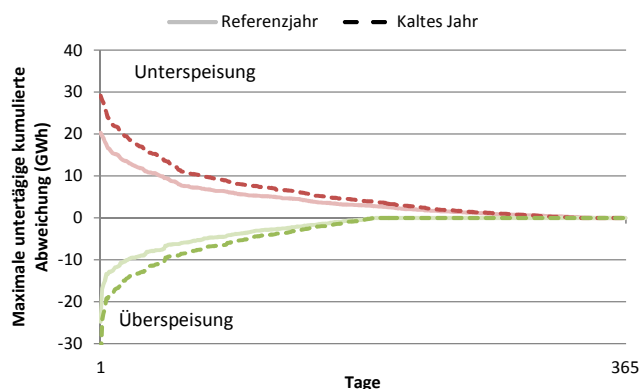
Quelle: DNV GL

Es ist zu beobachten, dass die maximale kumulierte Abweichung, d.h. sowohl eine Überspeisung als auch eine Unterspeisung, an den meisten Tagen des Jahres auf bis zu 10 GWh beschränkt ist und sehr häufig sogar vernachlässigbar klein ist (0-5 GWh). In einem Referenzjahr kommt es nur an wenigen Tagen im

Jahr vor, dass die kumulierte Abweichung einen Wert von über 10 und in der Spitze 15 GWh erreicht. Diese Werte entsprechen den Ergebnissen in Abbildung 30 oben.

Berücksichtigt man ein kaltes Jahr, ergeben sich mehr Tage, an denen die kumulierte Unter- oder Überspeisung gewisse Grenzwerte übersteigt. Die maximale tägliche kumulierte Unterspeisung erreicht knapp 20 GWh in dem von uns unterstellten kalten Jahr im Vergleich zu 15 GWh im Referenzjahr. Die maximale kumulierte Überspeisung bleibt über ein Jahr gesehen bei knapp 10 GWh begrenzt.

Nimmt man einen deutlich grösseren Prognosefehler an, als dies die ursprünglichen Daten enthalten, nimmt der Flexibilitätsbedarf zu. Um dies nachzuweisen, variieren wir die stündliche Abweichung bei gleichbleibendem Verbrauchsprofil (d.h. die relativen Stundenmengen bezogen auf den Tagesverbrauch). Damit simulieren wir grössere Prognoseabweichungen. Hierzu nehmen wir einen Faktor von bis zu 300% der ursprünglichen Prognoseabweichung an, d.h. der Prognosefehler ist um den Faktor 2 höher.<sup>98</sup> Unter diesen Umständen stellt sich für die Tagesbilanzierung ein Flexibilitätsbedarf von 20-30 GWh/Tag ein. Dies verdeutlicht die Abbildung 32 im Vergleich zur Abbildung 31 oben. Demnach wächst die Anzahl der Tage, an denen die mehrstündige kumulierte Unter- oder Überspeisung ein gewisses Mass erreicht sowohl in einem Normal- als auch in einem kalten Jahr.



*Annahme: Stündlicher Prognosefehler 300%*

### **Abbildung 32: Dauerkurve der täglichen maximalen kumulierten Unter- und Überspeisung über ein Jahr**

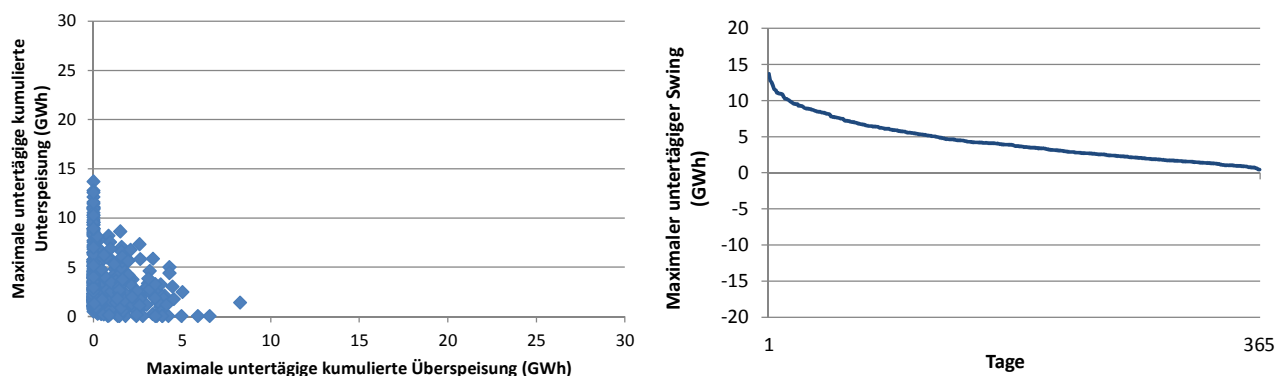
*Quelle: DNV GL*

Das bisherige Vorgehen setzt den Flexibilitätsbedarf mit der maximalen untertägigen Unter- und Überspeisung innerhalb eines Jahres gleich. Dies entspricht einer eher vorsichtigen Annahme und resultiert in einer Maximalabschätzung. Es impliziert, dass der Netzbetreiber sowohl mit einer maximalen Unter- oder Überspeisung rechnen muss. Allerdings muss beides nicht am selben Tag auftreten. In diesem Fall kann der Flexibilitätsbedarf niedriger ausfallen.

So zeigt eine weitergehende Analyse, dass die Schwankung zwischen der höchsten Über- und Unterspeisung innerhalb eines Tages geringer ist als die maximale Über- oder Unterspeisung, die unabhängig voneinander auftreten können. Der so bestimmte Flexibilitätsbedarf sinkt deutlich, wie Abbildung 33 zeigt. Sie stellt für jeden Tag des Jahres 2014 (Referenzjahr) und den einfachen Prognosefehler die maximale kumulierte Unter- und Überspeisung in der Tagesbilanzierung dar. Demnach ist bei Tagesbilanzierung im Jahresverlauf eine maximale Schwankung zwischen höchster Unter- und Überspeisung innerhalb eines Tages von ca. 10-15 GWh/Tag zu beobachten. Die Extremwerte

<sup>98</sup> Diese Erhöhung des Prognosefehlers muss in dem Zusammenhang gesehen werden, dass die Daten aus Österreich einer relativ hohen Prognosegüte entsprechen. Dies muss in der Schweiz nicht gegeben sein.

von bis zu 15 GWh Unterspeisung oder 10 GWh Überspeisung werden erreicht, wenn die Abweichung über den ganzen Tag anwächst. An Tagen, an denen zugleich signifikante Unter- und Überspeisungen auftreten, sind diese dennoch soweit begrenzt, dass der maximale Swing, d.h. die Differenz zwischen maximaler kumulierter Unter- und Überspeisung, über die genannten Werte nicht hinausgeht.



Annahme: Stündlicher Fehler entsprechend ursprünglicher Daten (100%)

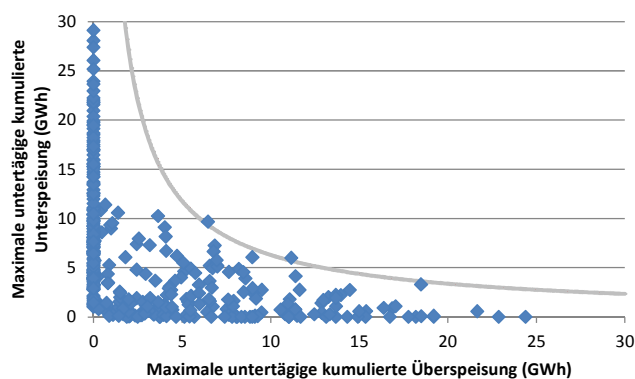
**Abbildung 33: Maximale kumulierte Unter- und Überspeisung (links) und untertägiger Swing (rechts) in der Tagesbilanzierung für alle Tage des Jahres 2014 (einfacher Prognosefehler)**

Quelle: DNV GL

Wie oben erwähnt, liegt den Daten aus 2014 insgesamt ein gemässigter Temperaturverlauf und ein durchschnittlicher bis unterdurchschnittlicher Gasverbrauch zu Grunde. Es stellt sich die Frage, wie hoch der maximale Flexibilitätsbedarf innerhalb eines Tages und zugleich über ein Jahr hinweg ausfällt, wenn man eine pessimistische Erwartung hat. Hierzu kombinieren wir ein kaltes Jahr, d.h. einen hohen durchschnittlichen und Spitzengasverbrauch, mit einer schlechten Prognosequalität.

Wie Abbildung 34 zeigt, führt die Kombination von einem hohen Prognosefehler (300%) und einem kalten Winter an wenigen Tagen dazu, dass das maximale Ungleichgewicht während des Tages den Netzpuffer von knapp 28 GWh nahezu ausschöpft. So gibt es Tage, an denen die Unter- oder Überspeisungen bis auf 25-30 GWh anwachsen. Allerdings werden extreme Abweichungen in der Regel nur an Tagen mit gleichgelagerter Abweichung verursacht, d.h. die maximale Unter- und Überspeisung treten nicht am selben Tag auf. Sie werden v.a. an Tagen beobachtet, wenn die Tagesbandeinspeisung nur sehr unzureichend die erwartete Ausspeisung wiedergibt und die Abweichung über den Tag stark anwächst, z.B. aufgrund einer sehr ungenauen Tagesmitteltemperaturprognose (vgl. die Ausführungen auf S. 87ff.). Auch an Tagen mit einem signifikanten Mass an kumulierter untertägiger Unter- wie auch Überspeisung ist die Flexibilität, die benötigt wird, um die Differenz zwischen beiden Extremwerten innerhalb des Tages aufzufangen, auf unter 20 GWh beschränkt. Die Hyperbel in der Grafik illustriert den Grenzbereich für mögliche Kombinationen von maximaler kumulierter Unter- und Überspeisung innerhalb eines Tages.





Annahme: Stündlicher Prognosefehler 300%

**Abbildung 34: Maximale kumulierte Unter- und Überspeisung in der Tagesbilanzierung für alle Tage in einem kalten Jahr**

Quelle: DNV GL

## Einfluss von Gaskraftwerken auf den Bedarf an Flexibilität

Wie bereits oben erwähnt, berücksichtigt unsere Analyse nicht den möglichen Einfluss (zukünftiger) Gaskraftwerke, deren Betriebsverhalten durch Erlöspotenziale am Strommarkt determiniert wird.

Allerdings sehen die Energieperspektiven des Bundes in bestimmten Szenarien einen Zubau von gasgefeuerten Kraftwerken vor. Somit stellt sich die Frage, welche Auswirkungen der im Wesentlichen an der flexiblen Einspeisung aus erneuerbaren Energien und den Erlöspotenzialen im Strommarkt ausgerichtete Betrieb von Gaskraftwerken und die damit einhergehenden Schwankungen in der Gasabnahme dieser Kraftwerke auf den Flexibilitätsbedarf im Gasversorgungssystem der Schweiz haben könnte.

Zur Abschätzung verzichten wir auf eine detaillierte Modellierung, da diese eine Vielzahl an zusätzlichen Annahmen und Vereinfachungen bezüglich der stündlichen Stromerzeugung und des Gasverbrauchs von solchen Kraftwerken voraussetzen würden. Vielmehr möchten wir anhand einiger weniger quantitativer Annahmen diesen Effekt illustrieren.

Unter der Annahme, dass ein Kraftwerksbetreiber ein Eigeninteresse an einem zeitnahen Ausgleich grösserer Abweichungen (innerhalb weniger Stunden) hat, ist vorstellbar, dass auch einzelne Gaskraftwerke in ein System der Tagesbilanzierung integriert werden.

Allerdings ergeben sich auch Zweifel, ob unter solchen Umständen der Übergang zur reinen Tagesbilanzierung noch gewährleistet werden kann. Unter der Annahme eines modernen Kraftwerksblocks mit einer elektrischen Leistung von ca. 600 MW und einem Wirkungsgrad von etwa 58%, ist mit einer maximalen stündlichen Gasabnahme von ca. 1.000 MWh/h je Kraftwerk zu rechnen. Dies entspräche mehr als 50% der maximalen stündlichen Abweichung des aktuellen Gesamtverbrauchs, wenn man die Daten Österreichs aus 2014 zugrunde legt. Zugleich entspräche es etwa 2% der gesamten verfügbaren untertägigen Flexibilität von ca. 60 GWh<sup>99</sup>.

<sup>99</sup> Ohne Berücksichtigung von ca. 20 GWh/ Tag zusätzlicher Reserve für „Spitzenverbrauch“ z.B. durch die mögliche Umstellung / Abschaltung industrieller Kunden

**Tabelle 29: Flexibilitätsbedarf eines Gaskraftwerks**

Angenommene elektrische Leistung	600 MW
Wirkungsgrad	58%
maximale stündliche Gasabnahme bei maximaler Stromerzeugung	1034 MW
<ul style="list-style-type: none"><li>Anteil an verfügbarer Flexibilität des Schweizer Versorgungssystems (nur Speicher und Netzpuffer)</li></ul>	1,7%

Quelle: DNV GL

Dieses Szenario führt bereits nach wenigen Stunden zu einer umfangreichen Inanspruchnahme der verfügbaren Flexibilität. Zudem muss das Risiko einer hohen Zeitsynchronität bei stromgeführten Kraftwerken eingerechnet werden. Dementsprechend kann vereinfachend davon ausgegangen werden, dass keine Portfolioeffekte zu erwarten wären und das Volumen der möglichen Abweichungen linear proportional zur Gesamtkapazität stromgeführter Gaskraftwerke wächst. Ferner ist zu berücksichtigen, dass nur begrenzte Möglichkeiten zum „Transport“ von Flexibilität zwischen verschiedenen Netzbereichen bestehen. Dies verdeutlicht die Bedeutung von Schwankungen in der Gasabnahme eines Gaskraftwerks – einen technischen Ausfall der gesamten Leistung zur Spitzenlastzeiten eingeschlossen – und die Schwierigkeit, ausreichend Flexibilität im Gasversorgungssystem zur zusätzlichen Deckung von untertägigen Schwankungen bei Gaskraftwerken vorzuhalten.

Das Ausmass der entsprechenden Abweichungen hängt hierbei nicht nur von der Anzahl bzw. Leistung der Gaskraftwerke ab sondern auch von der Anwendung möglicher untertägiger Restriktionen. Zwar wäre die Einbeziehung von ein oder zwei Kraftwerken in System der reinen Tagesbilanzierung ggf. auch ohne entsprechende Massnahmen möglich, doch sind ohne tieferegehende Analysen, z.B. bezüglich des geplanten Kraftwerkstandorts, keine belastbare Aussagen möglich.

Insofern ist aus unserer Sicht die Einbeziehung stromgeführter Kraftwerke in die Tagesbilanzierung unter den jetzigen Bedingungen und ohne Erweiterung der Instrumente zum Ausgleich untertägiger Schwankungen mit erheblichen Risiken behaftet und nicht zu empfehlen. Dieser Aspekt wäre bei der Ausgestaltung der Preissystematik für Ausgleichsenergie weiter zu berücksichtigen bzw. zu vertiefen.

## Zwischenfazit

Trotz des Fehlens grosser unterirdischer Speicher verfügt das Schweizer Gasnetz in der heutigen Lage über umfangreiche Flexibilität, welche für den Ausgleich untertägiger Verbrauchsschwankungen genutzt werden kann. So liegt allein aus Netzpuffer in überregionalen Gasnetzen und Speichern in der Schweiz und in Etrez eine Flexibilität von ca. 50-60 GWh vor. Hierbei bleiben weitere Flexibilitätsquellen wie Netzpuffer in der Transitleitung und die Umstellung von 2-Stoffkunden unberücksichtigt.

Darauf aufbauend legen unsere Analysen nahe, dass die Anwendung einer reinen Tagesbilanzierung für sämtliche aktuellen Verbraucher möglich wäre. Denn auch unter ungünstigen Annahmen (maximale Unter- und Überspeisung am selben Tag) und pessimistischen Verhältnissen (kalter Winter, sehr schlechte Prognosequalität) bleibt der Flexibilitätsbedarf auf maximal 25-30 GWh beschränkt. Nimmt man hingegen an, dass die Daten aus 2014 einem Referenzjahr entsprechen, übersteigt der Flexibilitätsbedarf den Wert von 15 GWh am Tag nicht.

**Tabelle 30: Übersicht zu Flexibilitätsbedarf bei Tagesbilanzierung**

Verfügbare Flexibilität	ca. 60 GWh <i>(davon je 30 GWh aus Netzpuffer in (über-) regionalen Netzen und Speichern)</i>
Maximaler Flexibilitätsbedarf im Referenzjahr	15 GWh
Maximaler Flexibilitätsbedarf unter extremen Annahmen (kalter Winter, sehr schlechte Prognosequalität)	30 GWh

Quelle: DNV GL

Hierbei kann womöglich ganz auf die Nutzung von untertägigen Produkten verzichtet und stattdessen ganz auf Rest-of-Day Produkten gesetzt werden. Allerdings erfordert die potenzielle Einführung einer Tagesbilanzierung den koordinierten Einsatz der auf verschiedenen Ebenen verfügbaren Flexibilität aus Netzpuffer und eventuell auf die dezentralen Speicher. Denn unserer Erkenntnis nach haben Ferngasnetzbetreiber aktuell nur Zugriff auf ca. 50% der insgesamt verfügbaren Flexibilität, nämlich den Netzpuffer.

Die Umsetzbarkeit der Tagesbilanzierung gilt nur eingeschränkt bei Berücksichtigung des möglichen Zubaus mehrerer (stromgeführter) Kraftwerke gemäss Energieperspektiven 2050. Zudem kann die Frage möglicher örtlicher Restriktionen und die Wirkung der Transitmengen ohne weitergehende Analysen nicht abschliessend beantwortet werden, da sie nicht Gegenstand unserer Untersuchung sind.

### 4.4.3 Bedarf an externer Regelernergie

Die bisherige Analyse bestimmt den gesamten Flexibilitätsbedarf zum Ausgleich von untertägigen Schwankungen ungeachtet der zur Verfügung stehenden Mittel.

Nachfolgend differenzieren wir zwischen interner Regelernergie, und externer Regelernergie. Quellen interner Regelernergie sind die direkt dem Netz zur Verfügung stehenden Instrumente wie Netzpuffer in (über-)regionalen Netzen sowie allenfalls dezentrale Speicher<sup>100</sup>. Hintergrund ist, dass der Netzpuffer in (über-)regionalen Netzen, wie oben gezeigt, begrenzt ist. Externe Regelernergie bezeichnet die Gasmengen, die dem Netz von aussen zusätzlich hinzugefügt (positive Regelernergie) oder entnommen werden müssen (negative Regelernergie), um das Gassystem insgesamt auszugleichen, wenn der Netzpuffer in vorangegangenen Stunden (in eine Richtung) bereits ausgereizt wurde. Diese muss durch den / die FNB zusätzlich beschafft und abgerufen werden. Die Frage woher die externe Regelernergie kommt,<sup>101</sup> wird an dieser Stelle ausgeklammert und in Kapitel 5.2 und 5.3 aufgegriffen.

Zudem sollte man sich vergegenwärtigen, dass mit dem Übergang von der Stunden- zur Tagesbilanzierung die untertägige Strukturierung von den Lieferanten auf die FNB übergeht. Insofern ist es z.B. für eine Abschätzung der zusätzlichen Kosten für die FNB, unerlässlich, zu analysieren, in welchem Mass zusätzlich externe Regelernergie benötigt wird. Zur Abschätzung des externen Regelernergiebedarfs bedienen wir uns des in Kapitel 4.4.1 dargestellten Ansatzes.

Nachfolgend sei die externe Regelernergie vereinfacht mit „Regelernergie“ bezeichnet.

<sup>100</sup> Die Zuordnung von Speichern zur internen bzw. externen Regelernergie ergibt sich damit im Wesentlichen aus dem Eigentumsverhältnissen bzw. dem Nutzungsrecht.

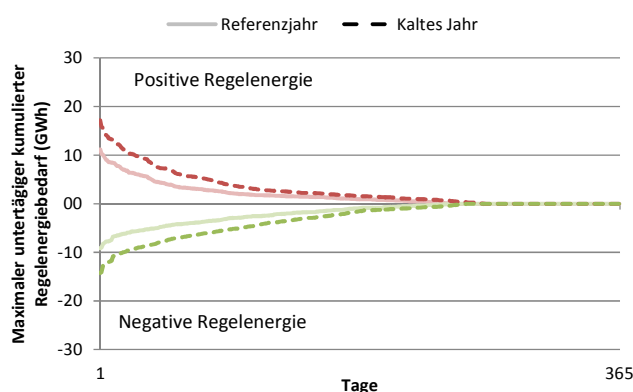
<sup>101</sup> Gasspeicher in der Schweiz (solange sie nicht dem Netz per Regulierungsverordnung zugeordnet sind) oder im Ausland, ebenso wie Flexibilität beim Bezug oder Verbrauch von Gas (abschaltbare Kunden) könnten mögliche Quellen sein.

## Übersicht zum Regelenergiebedarf auf der Datengrundlage 2014

In diesem Abschnitt stellen wir die Ergebnisse zur Analyse des externen Regelenergiebedarfs auf der Grundlage der Daten von 2014 dar, d.h. bei einem Referenzjahr und guter Prognosequalität. Zudem gehen wir auf die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse ein, wonach der Regelenergiebedarf für den Extremfall aus der Kombination eines extrem kalten Winters und schlechter Prognosequalität untersucht wird.

Abbildung 35 zeigt die Dauerkurve des notwendigen maximalen kumulierten untertägigen Abrufs von Regelenergie für das Normal- und das kalte Jahr, wenn man einen symmetrischen Netzpuffer von 2,5 GWh in beide Richtungen unterstellt. Abbildung 35 zeigt, dass der maximale Bedarf an Regelenergie nur an relativ wenigen Tagen auftritt. An sehr vielen Tagen besteht gar kein Bedarf für Regelenergie in einer bestimmten Richtung. Dann wird der verfügbare Netzpuffer nur in der anderen Richtung überschritten, so dass die weiterhin notwendige Strukturierung und die Prognosefehler in nachfolgenden Stunden zusätzlichen Regelenergiebedarf auslösen.

Der maximale Regelenergieabruf über mehrere Stunden hinweg liegt über das Jahr gesehen bei etwa 9-11 GWh, je nachdem, ob es sich um positive oder negative Regelenergie handelt. Dies gilt, wenn man ein Referenzjahr, den ursprünglichen Prognosefehler und einen Netzpuffer von 2,5 GWh unterstellt. Nimmt man dagegen ein kaltes Jahr an, treten häufiger Tage auf, an denen ein gewisses (Mindest-) Mass an Regelenergie über mehrere Stunden hinweg abgerufen werden muss. Auch der notwendige mehrstündige Abruf von Regelenergie steigt im Vergleich zum Referenzjahr auf 14 GWh bei negativer Regelenergie bzw. auf 17 GWh bei positiver Regelenergie.



Annahme: Stündlicher Prognosefehler entsprechend den urspr. Daten (100%); Netzpuffer 2,5 GWh.

### Abbildung 35: Dauerkurve des Bedarfs an externer Regelenergie in der Tagesbilanzierung

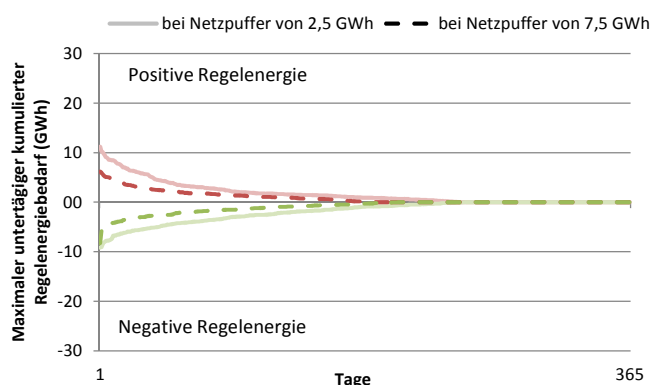
Quelle: DNV GL

Die Abbildung 36 unten verdeutlicht die Wirkung eines grösseren Netzpuffers. Dabei überlagern sich zwei Effekte:

- Je grösser der angenommene Netzpuffer ist, umso eher können die Schwankungen des untertägigen Verbrauchsprofils und die Prognosefehler ohne zusätzliche Regelenergie innerhalb des Tages ausbalanciert werden. Dadurch sinkt der untertägige Bedarf an Regelenergie.
- Der Netzpuffer kann aber nicht Prognoseungenauigkeiten verhindern. Mit grösserem Netzpuffer summieren sich die Prognosefehler über den Tag auf, ohne dass sie notwendigerweise zwischenzeitlich mit Regelenergie ausgeglichen werden müssen. Die Gesamtsumme der

Abweichungen, die auf den Prognosefehler zurückzuführen sind, muss spätestens am Tagesende ausgeglichen werden.

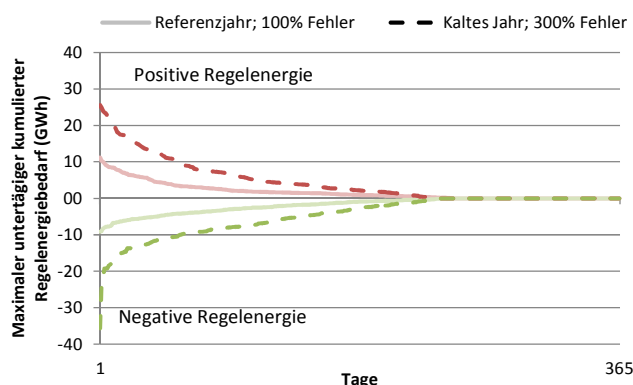
Mit grösserem Netzpuffer sinkt also der Bedarf für den untertägigen Regelenergieeinsatz, erhöht ihn aber am Tagesende. Beides kann als kumulierter Regelenergiebedarf interpretiert werden. In der Abbildung 36 unten wird demnach nicht unterschieden, ob der maximale kumulierte Regelenergiebedarf über mehrere Stunden innerhalb der ersten 23 Stunden oder in der letzten Stunde auftritt. Allerdings ist ersichtlich, dass für einen grösseren Netzpuffer der maximale kumulierte Bedarf an Regelenergie abnimmt. Dies kann so interpretiert werden, dass ein grösserer Netzpuffer zunehmend den untertägigen Ausgleich gegenläufiger Abweichungen vermeidet und somit den Bedarf an externer Regelenergie reduziert.



Annahme: Stündlicher Prognosefehler entsprechend den urspr. Daten (100%); Referenzjahr.

**Abbildung 36: Dauerkurve des Bedarfs an externer Regelenergie in der Tagesbilanzierung im Referenzjahr für verschiedene Grössen des Netzpuffers.**

Abbildung 37 zeigt ergänzend die Ergebnisse für einen pessimistischen Fall mit geringem Netzpuffer, erhöhtem Prognosefehler und einem kalten Jahr. Dieses Szenario führt häufiger zu einem signifikant höheren untertägigen Bedarf an Regelenergie.



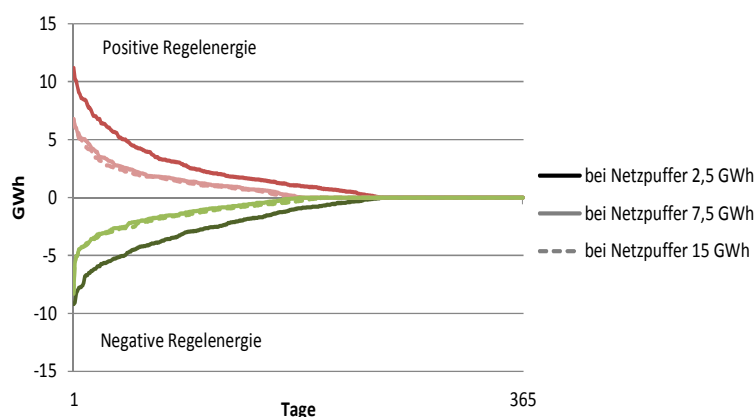
Annahme: Netzpuffer 2,5 GWh.

**Abbildung 37: Dauerkurve des Bedarfs an externer Regelenergie in der Tagesbilanzierung in einem Referenzjahr und in einem pessimistischen Szenario.**

Quelle: DNV GL

Die vorangegangenen Analysen sehen eine Maximalabschätzung vor, um zu prüfen, ob die verfügbaren Flexibilitätsquellen den Übergang zur Tagesbilanzierung zulassen.

Für die Beschaffung von Regelenergie, z.B. im Hinblick auf die Kosten, ist jedoch auch relevant, in welchem Gesamtumfang zusätzlich Regelenergie über das Jahr beschafft werden muss. Die Abbildung 38 unten zeigt die Dauerkurve des täglichen Gesamtregelenergiebedarfs für verschiedene angenommene Grössen des Netzpuffers. Demnach führt ein zunehmender Netzpuffer zu einem abnehmenden Bedarf an Regelenergie. Aus Abbildung 38 kann auch geschlossen werden, dass der relative Nutzen eines grösseren Netzpuffers abnimmt. Denn der Regelenergiebedarf kann bei einem Netzpuffer von 15 GWh kaum noch gesenkt werden im Vergleich zu einem verfügbaren Netzpuffer von 7,5 GWh.



Annahme: Prognosefehler 100%;

**Abbildung 38: Gesamtbedarf an Regelenergie im Referenzjahr bei verschiedenem Netzpuffer**

Quelle: DNV GL

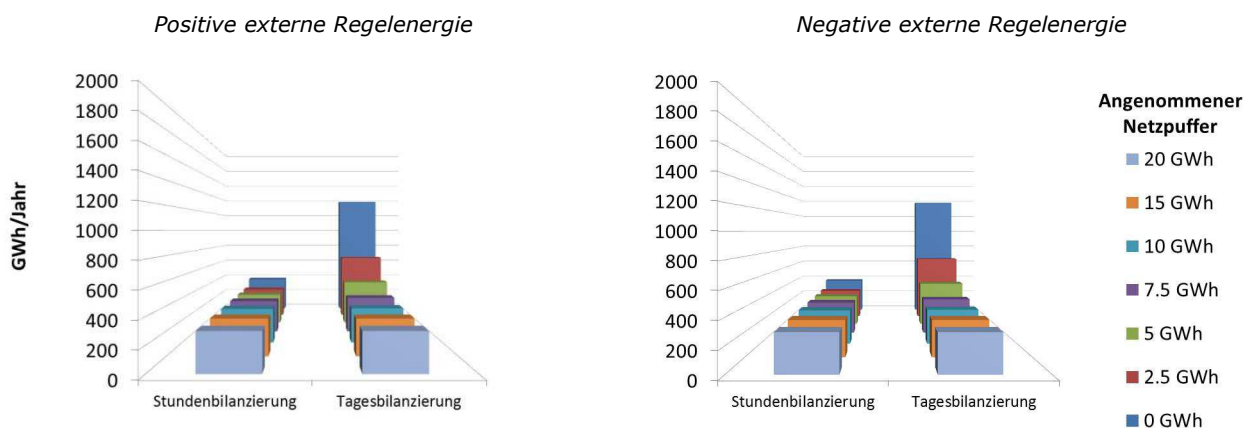
Auf das ganze Jahr bezogen ergibt sich bzgl. des Gesamtregelenergiebedarfs folgendes Bild (siehe Abbildung 39 unten). Bei 2,5 GWh Netzpuffer liegt der Regelenergiebedarf in der Tagesbilanzierung bei 675 GWh pro Jahr für positive Regelenergie und ebenso viel für negative Regelenergie. In der Stundenbilanzierung ist hingegen mit 300 GWh nur die Hälfte davon nötig.

Nimmt man einen grossen Netzpuffer von 20 GWh an, liegt der Bedarf bei Tagesbilanzierung bei ca. 300 GWh /Jahr jeweils für positive und negative Regelenergie. Der Unterschied zwischen Tages- und Stundenbilanzierung verwischt, da bei beiden derselbe Prognosefehler angenommen ist und der untertägige Strukturierungsbedarf bei der Tagesbilanzierung fast vollständig durch den grossen Netzpuffer aufgefangen werden kann, ohne dass zusätzlich Regelenergie nötig wird.

Geht man davon aus, dass der Netzpuffer über das Jahr hinweg schwankt und nicht stetig in hohem Mass zur Verfügung steht, sondern beispielsweise im Schnitt auf insgesamt 10 GWh beschränkt ist (d.h. jeweils 5 GWh positiv und negativ), ergeben sich kaum Unterschiede zu einem noch grösseren Netzpuffer.

Dies bedeutet, dass sich der Einsatz untertägiger externer Regelenergie bereits mit begrenztem Netzpuffer weitgehend vermeiden lässt. Zum Beispiel durch ca. 7,5 GWh Netzpuffer kann bereits 50% der externen Regelenergie eingespart werden, die bei 2,5 GWh Netzpuffer notwendig ist. Bei noch grösserem Netzpuffer konvergiert der Bedarf an untertägiger Flexibilität im Mittel gegen Null und es kann keine Regelenergie zusätzlich mehr eingespart werden, da nur noch am Tagesende Fehlmengen übrig bleiben, die ausgeglichen werden müssen<sup>102</sup>.

<sup>102</sup> Vereinfachend kann angenommen werden, dass diese Ungleichgewichte am Gastagesende idealerweise über End-of-day Produkte behoben werden.



Annahme: Prognosefehler 100%; Referenzjahr

**Abbildung 39: Gesamter Bedarf an externer Regelenenergie (Summe aus dem Bedarf während und am Ende des Tages) im Jahr**

Quelle: DNV GL

Geht man von dem pessimistischen Fall eines kalten Winters und einer um 200% schlechteren Prognosequalität (Skalierungsfaktor 3) aus, steigt der Bedarf allerdings an. Im Vergleich zum Fall mit einem Referenzjahr und guter Prognosequalität ergibt sich ein Anstieg des Gesamtbedarfs an positiver und negativer Regelenenergie von 300 GWh /Jahr auf je 900 GWh/Jahr (bei 20 GWh Netzpuffer). Bei einem Netzpuffer von 10 GWh steigt der Gesamtbedarf von 370 GWh/Jahr auf ca. 950 GWh/Jahr für positive und negative Regelenenergie.

Zudem ergeben erweiterte Auswertungen, dass der maximale stündliche Regelenenergiebedarf bei 1,5 GWh/h bzw. 1,9 GWh/h für positive bzw. negative Regelenenergie innerhalb des Tages liegt (Tagesbilanzierung) bei einem angenommenen Netzpuffer von 2,5 GWh.<sup>103</sup> Bei einem Netzpuffer von 7,5 GWh sinkt der untertägig maximal notwendige Abruf pro Stunde auf 0,65 bzw. 1,2 GWh / h (negative bzw. positive Regelenenergie).<sup>104</sup>

Diese Erkenntnisse bilden die Grundlage für eine quantitative Abschätzung der Kosten für den Einsatz externer Regelenenergie in Kapitel 5.3.2.

## Erweiterte Optionen zum Einsatz von Regelenenergie

Wie oben gezeigt wurde, werden bis zu 25 GWh sowohl an positiver als auch negativer Flexibilität benötigt. Wenn zunächst kein untertägiger Einsatz von Regelenenergie vorgesehen ist, muss diese Flexibilität vollständig aus dem Netzpuffer bereitgestellt werden. Zudem haben wir herausgefunden, dass ein Netzpuffer in dieser Grössenordnung den Bedarf an externer Regelenenergie innerhalb des Tages eliminiert und einen Ausgleich von Prognoseungenauigkeiten auf das Gastagesende verschoben werden kann.

Diese Betrachtung birgt jedoch folgende Ungenauigkeit: Zum einen kann es sein, dass ein so grosser Netzpuffer nicht immer zur Verfügung steht. Zum anderen impliziert der Regelenenergiebedarf in Abhängigkeit eines gewissen Masses an Netzpuffer, dass der Netz-/Systembetreiber antizipieren könnte,

<sup>103</sup> In der letzten Stunde liegt der Bedarf bei maximal 3-3,5 GWh/h sei es für negative oder positive Regelenenergie. Hier kumulieren sich der Ausgleich eines erschöpften Netzpuffers (2,5 GWh) und die Abweichung in der letzten Stunde.

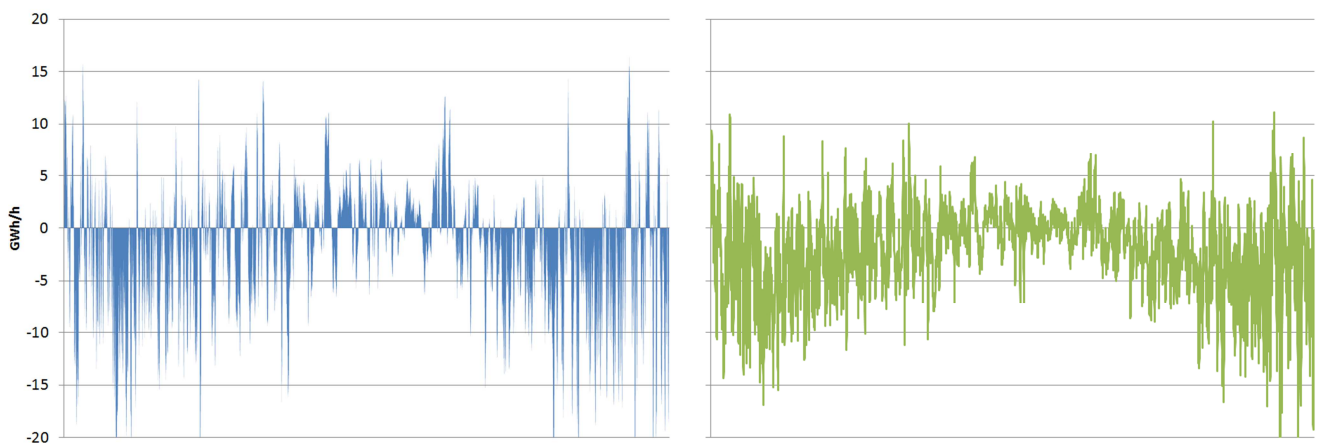
<sup>104</sup> In der letzten Stunde liegt er bei 6-8 GWh/h (negative und positive Regelenenergie).

wie hoch der Flexibilitätsbedarf und bei einem gewissen Netzpuffer wie hoch damit der zusätzliche externe Regellenergiebedarf sein wird. Dieses Wissen hat der Netz-/Systembetreiber allerdings in der Realität nicht.

Von praktischer Relevanz ist insofern die Frage, ob bzw. mit welchem Mass an zusätzlicher externer Regellenergie ein gewisses Mass an Netzpuffer gewährleistet bzw. wieder hergestellt werden kann. Hierzu nehmen wir vereinfachte Einsatzstrategien für externe Regellenergie an.

Abbildung 40 unten zeigt den Bedarf an Netzpuffer bei ein- bzw. mehrmaligem Einsatz von externer Regellenergie während des Tages. Die Grafik links bildet den Netzpuffer ab unter der Annahme, dass das kumulierte Ungleichgewicht der vorangegangenen 12 Stunden des Gastags um 12 Uhr auf die nachfolgenden 18 Stunden verteilt wird (als Rest-of-Day Produkt). Die Abbildung rechts bildet den Netzpuffer für den Fall ab, dass das zwischenzeitlich sich ergebende kumulierte Ungleichgewicht alle 6h (7, 13, 19 Uhr) ausgeglichen wird. Aus dem Vergleich der beiden Abbildungen zeigt sich, dass ohne den untertägigen Einsatz von Regellenergie im Extremfall bis zu 25 GWh an positiver und negativer Flexibilität benötigt werden. Durch den mehrmaligen präventiven Abruf von externer Regellenergie kann in vielen Stunden der Einsatz des Netzpuffers in den nachfolgenden Stunden aber um bis zu 5 GWh vermindert werden im Vergleich zu der Situation, wenn diese Regellenergie nicht abgerufen würde. Damit wird klar, dass ein vorausschauender Einsatz von Regellenergie eine signifikante Reduktion des Bedarfs an Netzpuffer erlaubt, obwohl keine perfekte Kenntnis des sich einstellenden Gasverbrauchsprofils und des zu erwartenden Prognosefehlers vorausgesetzt wird und somit eine einfache Einsatzstrategie angenommen wird.

Denkbar ist dabei, dass der Netzbetreiber zwischenzeitliche Messdaten zum Verbrauch bzw. zum Stand des Netzpuffers nutzt, um sich eine Vorstellung zu bilden, ob es sich um einen Tag handelt, an dem eher eine massive Unter- oder Überschätzung des Verbrauchs durch die Versorger droht.



**Abbildung 40: Stand des Netzpuffers mit zwischenzeitlichem einmaligem (links) und mehrmaligem (rechts) Ausgleich durch Rest-of-Day Produkt (Annahme: kalter Winter, 300% Prognosefehler)**

Quelle: DNV GL



## Fazit

Die Analyse des zusätzlichen externen Regelenergiebedarfs hat gezeigt, dass grosse Abweichungen häufig nur in einer Richtung vorliegen. Dies schliesst häufig aus, dass am selben Tag grosse Mengen an positiver und negativer Regelenergie notwendig sind.

Regelenergie muss untertägig v.a. bei begrenztem Netzpuffer eingesetzt werden. Allerdings sind die Voraussetzungen in der Schweiz so, dass der verfügbare Netzpuffer relativ gross ist (unterjährige Schwankungen nicht betrachtet) und damit der untertägige Bedarf an zusätzlicher externer Regelenergie zum grossen Teil entfallen kann. Der Strukturierungsbedarf kann durch einen grossen Netzpuffer aufgefangen werden und der Bedarf an externer Regelenergie zum Ausgleich des Tagesverbrauchsprognosefehlers kann auf das Tagesende verschoben werden. Dies ermöglicht den Einsatz von Rest-of-day / End-of-day Produkten. Das bedeutet, dass der gesamte untertägige Regelenergiebedarf erst am Ende des Gastags anfällt und z.B. über ein standardisiertes Handelsbandprodukt am nächsten Gastag beschafft werden kann. Dies bietet den Vorteil, auf den untertägigen Einsatz spezifischer Regelenergieprodukte verzichten zu können, und tendenziell geringerer Beschaffungskosten.

**Tabelle 31: Übersicht zu externem Regelenergiebedarf bei Tagesbilanzierung**

Gesamtbedarf, jeweils für positive und negative Regelenergie (bei 20 GWh Netzpuffer). <ul style="list-style-type: none"><li>• unter Normalbedingungen ( Referenzjahr, gute Prognosequalität)</li><li>• unter pessimistischen Bedingungen (kaltes Jahr, schlechte Prognosequalität)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 300 GWh /Jahr</li><li>• 900 GWh/Jahr</li></ul>
Maximaler untertägiger Regelenergiebedarf pro Stunde	2 GWh/h (aufgerundet)

Quelle: DNV GL

Zugleich hat sich gezeigt, dass der vorausschauende untertägige Einsatz von Regelenergie helfen kann, den Netzpuffer den Bedarf an Netzpuffer signifikant zu senken. Dies erlaubt es dem Netzbetreiber besser, den notwendigen / gewünschten Stand des Netzpuffers wiederherzustellen. Der vorausschauende untertägige Einsatz von Regelenergie erhöht zwar wiederum den Bedarf an Regelenergie, allerdings erhöht es die Möglichkeit, die Tagesbilanzierung auch bei einem begrenzten Mass an verfügbarem Netzpuffer aufrechtzuerhalten.

## 4.5 Quantitative Abschätzung der Auswirkungen der Tagesbilanzierung für industrielle Grossverbraucher

In diesem Abschnitt verlassen wir die Systemebene und analysieren stattdessen die Konsequenzen des Wechsels von der Stundenbilanzierung in die Tagesbilanzierung aus der Sicht einzelner Industriekunden. Hierzu nehmen wir eine vereinfachte Abschätzung der möglichen Ausgleichsenergie für Industriekunden vor. Ziel ist es, eine Einschätzung zu geben, wie sich verschiedene Bilanzierungssysteme auf die Ausgleichsenergiemengen für verschiedene Industriekunden auswirken können und wie sich der

mögliche Übergang zur Tagesbilanzierung bemerkbar macht. Ausgleichsenergie bezeichnet das Ungleichgewicht zwischen tatsächlicher und prognostizierter stündlicher Abnahme, die über das Bilanzierungssystem entweder auf stündlicher oder täglicher Basis pönalisiert wird.

### 4.5.1 Methodik und Datengrundlagen

Zur Ermittlung der Ausgleichsenergiemengen nutzen wir mehrere stündliche Abnahmeprofile industrieller Verbraucher.<sup>105</sup> Sie entstammen verschiedenen Branchen, beziehen sich zum Teil auf ein oder mehrere Jahre und haben einen unterschiedlichen Jahresverbrauch.

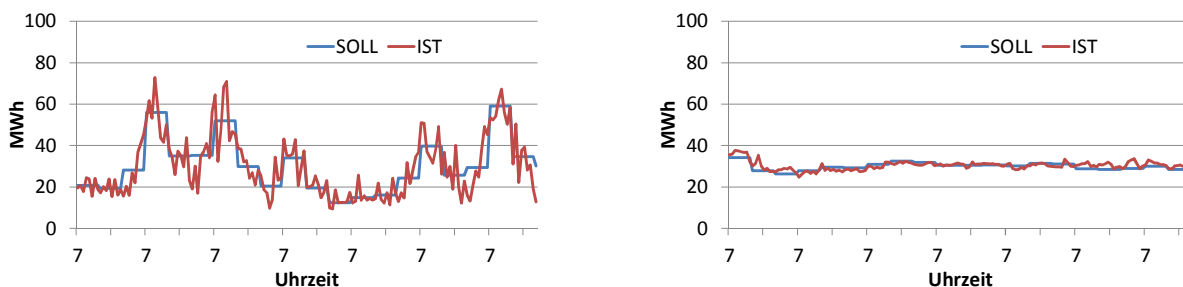
Zum Zweck der Vergleichbarkeit haben wir alle Profile auf einen Jahresverbrauch von 100 GWh normiert.<sup>106</sup> Zur Ermittlung der stündlichen Differenz zwischen tatsächlicher und prognostizierter Abnahme legen wir zwei Unsicherheiten bzw. Fehler zu Grunde:

- Zum einen nehmen wir eine Tagesabweichung an, die z.B. den Gasverbrauch in Abhängigkeit der Temperatur und der damit verbunden Ungenauigkeit in der Vorhersage der Tagesmitteltemperatur repräsentiert. Sie wird durch eine stochastisch verteilte Zufallsvariable simuliert. Diese ist per Annahme normalverteilt mit Mittelwert 0 und Standardabweichung von 5%. Zudem nehmen wir eine maximale Abweichung von 20% an.
- Zum anderen nehmen wir vereinfachend an, dass Prognosen im 8h-Rhythmus erstellt und angepasst werden. Die Prognose soll dabei dem Mittelwert der nachfolgenden 8 Stunden desselben Gastags entsprechen, d.h. z.B. für die ersten acht Stunden wird die Prognose mit der durchschnittlichen Abnahme der ersten acht Stunden gleichgesetzt. Das Vorgehen bei der Prognoseermittlung erscheint aus unserer Sicht ein sinnvoller Kompromiss zwischen einer einmaligen Prognose am Tag und hohen Zyklen zur Anpassung der Prognose innerhalb des Tages. Dies ist insbesondere für Kunden mit einer volatilen Abnahme von Bedeutung, da Kunden mit einem homogenen Abnahmeprofil kaum davon betroffen sind. Hierbei muss bedacht werden, dass zum einen Re-Nominierungsfristen und die Verfügbarkeit von Messdaten eine Einschränkung für häufige Prognoseanpassungen darstellen können. Zum anderen ist bei volatilen Abnahmeprofilen davon auszugehen, dass die Vorhersagbarkeit dieser Schwankungen nur eingeschränkt ist, auch wenn der Lieferant / Kunde sich der Schwankungsintensität grundsätzlich bewusst ist. Zugleich weisen wir darauf hin, dass dieses Vorgehen auch in etwa dem Vorgehen in der Praxis entspricht, welches beim Vergleich von Prognose und tatsächlicher Abnahme für einen Kunden mit einer relativ volatilen stündlichen Abnahme beobachtet werden konnte.

Aus der Kombination beider Ungenauigkeiten ergibt sich eine Differenz zwischen erwarteter und tatsächlicher Abnahme, die sich in jeder Stunde auswirkt. Abbildung 41 unten zeigt 2 Beispiele für unterschiedliche Abnahmeprofile und Prognosewerte über 1 Woche.

<sup>105</sup> Zur Verfügung gestellt durch BFE bzw. die Gasbranche

<sup>106</sup> Wir weisen darauf hin, dass gemäss einer Information durch das BFE es zum Teil noch grössere Gaskunden in der Schweiz gibt. Gemäss unserem Vorgehen handelt es sich bei der angenommenen Grösse dennoch um relativ grosse Einzelkunden.



**Abbildung 41: Lastprofile über 1 Woche für zwei verschiedene Industriekunden**

Quelle: DNV GL, auf Basis von durch das BFE zur Verfügung gestellten Daten

Für alle Profile berechnen wir die Ausgleichsenergie für folgende Szenarien

- Reine Stundenbilanzierung
- Reine Tagesbilanzierung ohne untertägige Einschränkungen
- Tagesbilanzierung mit untertägigen Toleranzen für kumulierte Abweichungen

Das letzte Szenario ist dem Bilanzierungssystem nach MACH 2 Gas nachempfunden. Da dieser Vorschlag zur Weiterentwicklung des Bilanzierungssystems in der Schweiz jedoch keine konkreten Angaben zur Höhe der gewährten Toleranz macht, unterscheiden wir zwischen 3 Fällen bei der Toleranz:

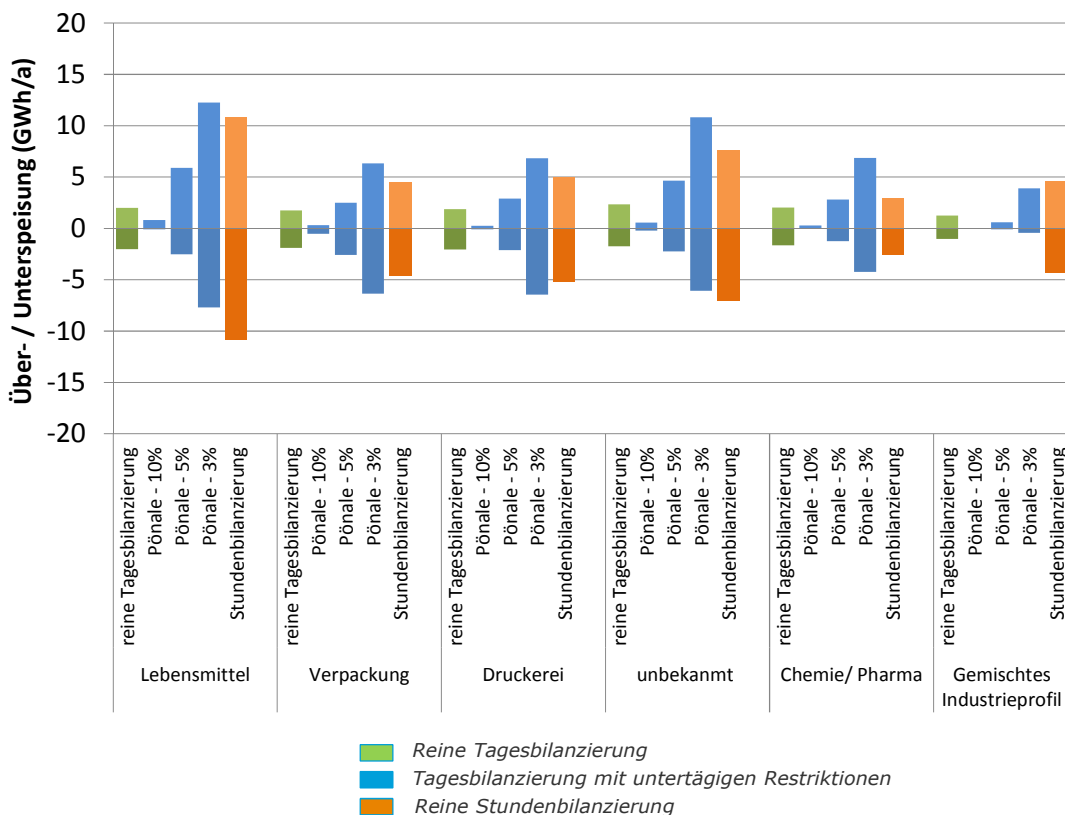
- 3% der täglichen Soll-Einspeisung
- 5% der täglichen Soll-Einspeisung
- 10% der täglichen Soll-Einspeisung

## 4.5.2 Ergebnisse

Abbildung 42 unten illustriert den jährlichen Ausgleichsenergiebedarf für mehrere industrielle Verbraucher unter verschiedenen Bilanzierungssystemen. Insgesamt schwankt der Ausgleichsenergiebedarf für Tages- oder Stundenbilanzierung zwischen ca.  $\pm 1$  und  $\pm 13$  GWh/Jahr.<sup>107</sup> Dies entspricht bei einem normierten Jahresverbrauch von 100 GWh einem Anteil von je 1% bis 13%, jeweils für positive und negative Ausgleichsenergie.

Es sind deutliche Unterschiede zwischen den Branchen zu erkennen, was in Zusammenhang mit der Gleichmässigkeit bzw. Volatilität in der stündlichen Abnahme jedes Profils zu sehen ist. Des Weiteren fällt deutlich mehr Ausgleichsenergie bei der Stunden- als bei der Tagesbilanzierung an. Das heisst, dass sich untertägige Schwankungen bei der Tagesbilanzierung teilweise aufheben, so dass die Ausgleichsenergie, die über die Tagesbilanzierung am Tagesende abgerechnet wird, abnimmt. Allerdings bleibt je nach Profil ein mehr oder weniger grosser Anteil als Ungleichgewicht am Tagesende übrig. Je ausgeglichener das untertägige Profil ist, umso eher wird die Ausgleichsenergie am Tagesende durch den (stochastisch verteilten) Tagesfehler bestimmt, wie z.B. beim gemischten Industrieprofil. Je volatiler im Tagesverlauf das Profil ist, umso eher profitiert der Kunde vom Übergang zur Tagesbilanzierung. So gibt es Kunden, bei denen der Übergang zur Tagesbilanzierung die Ausgleichsenergie um 80% senken könnte.

<sup>107</sup> In der Regel ist der Ausgleichsenergiebedarf relativ symmetrisch, was auf eine unverzerrte Struktur in den stochastischen Einflussfaktoren (Abweichung vom Tagesmittelwert) zurückzuführen ist.




**Abbildung 42: Ausgleichsenergiemengen (gerundet) für verschiedene Industrieprofile unterschieden nach Bilanzierungssystem**

Quelle: DNV GL

Die Tagesbilanzierung mit einer Pönale für kumulierte untertägige Abweichungen, die über 3% bis 10% (je nach Fall) des Tagesverbrauchs hinausgehen, zeigt jedoch, dass die Mengen, die einer Pönalisierung unterliegen würden, bedeutsam sein können. Dies gilt v.a. bei einem kleinen Toleranzbereich. So liegt bei einem Toleranzbereich von 3% der Tagesmenge der Anteil des Gesamtverbrauchs, der untertägige Pönalen nach sich ziehen würde, bei manchen Kunden bei 6% und steigt bei anderen Kunden auf fast 15%. Bei einer Erhöhung der Toleranz auf 10% wird der zu pönalisierende Anteil vernachlässigbar klein (unter 1%)

Daraus lässt sich schliessen, dass untertägige Toleranzen eine ähnliche Wirkung auf die Ausgleichsenergie haben wie die Tagesbilanzierung, wenn die Toleranz relativ grosszügig ist. Bei sehr geringen Toleranzen kann dagegen die abgerechnete Ausgleichsenergie sogar grösser sein als bei der Stundenbilanzierung, auch wenn die Mengenbilanzierung nur am Tagesende erfolgt. Dies ist damit zu erklären, dass in der Stundenbilanzierung Fehlmengen stündlich glattgestellt werden. Hingegen werden bei der untertägigen Pönalisierung kumulierte Fehlmengen, die über die Toleranz hinausgehen, zwar pönalisiert aber nicht „glatt gestellt“. Ist die stündliche Abweichung der tatsächlichen Abnahme von der durchschnittlichen Abnahme des Tages über mehrere Stunden signifikant, kann die kumulierte Fehlmenge schnell anwachsen. Dabei wurde unterstellt, dass eine über die Toleranz hinausragende Fehlmenge solange immer wieder pönalisiert würde, solange sie Bestand hat, d.h. dass nicht nur die neu hinzukommenden, die Toleranz übersteigenden Fehlmengen pönalisiert werden. Zudem wurden keine möglichen Gegenmassnahmen betrachtet, welche ein Kunde im Falle einer signifikanten kumulierten Fehlmenge möglicherweise einleiten würde, indem er z.B. unter Berücksichtigung der bereits aufgelaufenen kumulierten Fehlmenge renominiert.



Offensichtlich ist auch, dass das gemischte Industrieprofil zu einer deutlich geringeren Ausgleichsenergie im Vergleich zu fast allen Einzelprofilen führt. Dies ist dem Durchmischungseffekt zuzurechnen. Lediglich Profil 8 ist allein schon sehr stabil, so dass die Ausgleichsenergie noch geringer ist als beim durchmischten Industrieprofil. Somit bestehen Vorteile für Lieferanten mit einem grossen oder stark durchmischten Portfolio.

Insgesamt bestätigt diese Analyse, dass die reine Tagesbilanzierung aus Sicht der meisten Kunden tendenziell wünschenswert sein dürfte. Vor allem Kunden mit einem volatilen oder schlecht prognostizierbaren Profil haben vom Übergang zur Tagesbilanzierung eine geringere ihnen anzulastende Ausgleichsenergiemenge zu erwarten. Dieser untertägige Ausgleich muss dann vom Netz übernommen werden. Dieser Effekt kann noch dadurch verstärkt werden, dass stündliche Marktpreise für die untertägige Strukturierung und Regelenergie voraussichtlich höher sind als Preise für Rest-of-Day Produkte zum Ausgleich am Tagesende, so dass auch die Ausgleichsenergiekosten bei Tagesbilanzierung noch geringer ausfallen können.

Allerdings möchten wir an dieser Stelle einer möglichen Ausgestaltung des Preissystems für Ausgleichsenergie nicht vorgreifen. Weisen wir lediglich darauf hin, dass die Wirkung auf die Ausgleichsenergiekosten sich von den Ausgleichsenergiemengen unterscheiden kann und nicht linear in Zusammenhang mit der Ausgleichsenergie stehen muss. Hierfür sind verschiedene Eigenschaften des Bilanzierungssystems denkbar, wie z.B. ein 2-Preissystem, zeitlich (z.B. saisonal) unterschiedliche Abrufkosten für externe Regelenergie, o.ä. Somit sind die Aussagen zu der Ausgleichsenergie nur bedingt mit dem zu erwartenden wirtschaftlichen Effekt für die Kunden bzw. Bilanzgruppen bei der Umstellung von Stunden- auf Tagesbilanzierung zu vergleichen.

## 4.6 Multikriterielle Bewertung der Tagesbilanzierung


Nachfolgend nehmen wir eine übergreifende Bewertung der Tagesbilanzierung im Vergleich zur Stundenbilanzierung auf der Grundlage der in der Einleitung aufgeführten Kriterien und der Ergebnisse dieses Arbeitspakets vor.

### Sicherstellung der Versorgungssicherheit

Aus Systemsicht ist die Tagesbilanzierung zunächst nachteilig, da die untertägige Strukturierung vom Netz übernommen werden muss, v.a. bei reiner Tagesbilanzierung ohne untertägige Anreize. Allerdings sind die Auswirkungen vom Kundenprofil abhängig.

Der zusätzliche Flexibilitätsbedarf, der durch SLP-Kunden beim MGV / bei den FNB hervorgerufen wird, kann umfangreich sein. Dies liegt an dem signifikanten Anteil von SLP –Kunden am Gesamtgasverbrauch in der Schweiz und der hohen Korrelation im Verbrauch zwischen einzelnen Portfolien mit einem hohen Anteil an SLP-Verbrauch. Allerdings sind diese Schwankungen und auch die Abweichungen, die aufgrund der Güte der Temperaturprognose unausweichlich sind, gut vorhersagbar bzw. im Tagesverbrauch unter Berücksichtigung aktualisierter Temperaturwerte und eines vorausschauenden Einsatzes von externer Regelenergie kontrollierbar. Zudem verteilt sich diese Wirkung auf das Netz relativ gleichmässig, da SLP-Kunden relativ ausgewogen verstreut sind über die verschiedenen Netzbereiche.

Bei industriellen Abnehmern kann es anders sein, je nachdem welches Verbrauchsprofil vorliegt. Kunden mit einem hohen Heizgasanteil und 1-Schicht-Betriebe sind ähnlich zu betrachten wie SLP-Kunden.



Hingegen nehmen wir an, dass Mehr-Schicht-Betriebe ein relativ ausgeglichenes Profil haben und die Überführung in die Tagesbilanzierung unproblematisch sein wird.

Die Auswertung von Verbrauchsprofilen zeigt zwar ein Risiko grösserer Spitzen (positive und negativ) in verschiedenen Industrien. Diese Risiken werden allerdings durch mehrere Effekte relativiert: Zum einen besteht eine gewisse Durchmischung und Heterogenität der Abnahme zwischen den Industrien. Zudem kann angenommen werden, dass produktionsbedingte ungeplante oder schlecht vorhersehbare Abweichungen, inkl. ungeplanter Ausfälle, weitgehend unabhängig voneinander auftreten. Zudem liegt auch eine gewisse regionale Durchmischung vor. Dies zusammengenommen lässt erwarten, dass der zusätzliche Bedarf an Flexibilität bei Tagesbilanzierung begrenzt ist und durch die regional verfügbare Flexibilität aufgefangen werden kann.

Insgesamt legen unsere quantitativen Abschätzungen oben zu der verfügbaren und notwendigen Flexibilität nahe, dass die Tagesbilanzierung für alle Kunden umsetzbar wäre.

## Komplexität und Kosten des Modells

Bezüglich des Übergangs zur Tagesbilanzierung legen unserer Analysen nahe, dass die Netzbetreiber direkt oder indirekt auf ein ausreichendes Volumen an untertägiger Flexibilität zugreifen können. Zudem kann voraussichtlich überwiegend auf untertägige Produkte verzichtet werden kann, zugunsten des Einsatzes von Rest-of-Day Produkten, die vergleichsweise einfach und kostengünstig beschafft werden können (siehe auch Kapitel 5.2 unten).

Aus diesen Gründen gehen wir davon aus, dass die Umsetzung der Tagesbilanzierung mit begrenzter Komplexität und Kosten verbunden wäre.

## Förderung von Effizienz

Die Tagesbilanzierung vereinfacht den Marktzugang für kleine und neue Lieferanten bzw. Konsumenten. Dies führt zu einem höheren Wettbewerbspotenzial und dient somit grundsätzlich einem effizienteren Markt. Die fehlende Berücksichtigung des untertägigen Profils durch die Netznutzer kann aber umgekehrt auch zu suboptimalen Entscheidungen mit höheren Kosten für die Netzbetreiber und damit indirekt für alle Netznutzer führen.


Welcher dieser Effekte überwiegt, hängt in der Praxis wesentlich von der Ausgestaltung der Regelenergiebeschaffung und der Verrechnung von Ausgleichsenergie ab und kann nicht pauschal beantwortet werden. Mit Blick auf das erhebliche Potenzial untertägiger Flexibilität im Schweizer Gasnetz erscheint es aber wahrscheinlich, dass die positiven Effekte der Tagesbilanzierung überwiegen.

## Förderung von Wettbewerb

Die Förderung von Wettbewerb bezieht sich insbesondere auf den Wettbewerb um die Belieferung von Endkunden. Sie ist damit u.a. von dem Kundensegment und seinem Verbrauchsprofil abhängig. Ein höheres Mass an Wettbewerb geht, entsprechend den von uns aufgestellten Kriterien, auf die Minimierung von Marktzutrittsbarrieren und Gleichbehandlung von Marktakteuren zurück.

### Minimierung von Marktzutrittsbarrieren

Aufgrund der temperatur- und tageszeitlichen Variabilität des Gasverbrauchs von SLP-Kunden ist der Übergang zur Tagesbilanzierung für diese Kundengruppe mit Vorteilen verbunden, da die Lieferanten auf



die Strukturierung des Tagesprofils verzichten können und zum Ausgleich von residualen Abweichungen am Tagesende auf Standardhandelsprodukte wie Rest-of-Day zurückgreifen können. Gleichzeitig wird die Prognose einfacher, da der Verbrauch an sich schon eine hohe Korrelation mit der Temperatur abhängt (Heizgas) und der Tagesverbrauch nur noch in Abhängigkeit von der Tagesprognose gesetzt wird. Dadurch birgt die Belieferung von SLP-Kunden ein geringeres Risiko, setzt nicht mehr eigene Flexibilität zur täglichen Strukturierung voraus und erspart Lieferanten die Kosten der Strukturierung. Daraus leitet sich ein signifikantes Wettbewerbspotenzial bei der Belieferung dieser Kunden ab. Somit erscheint eine Einbeziehung von SLP-Kunden in der Tagesbilanzierung sowohl möglich als auch vertretbar.

Durch die Tagesbilanzierung haben Lieferanten grundsätzlich die Möglichkeit, auf eine untertägige eigenständige Strukturierung des Verbrauchs ihrer Kunden zu verzichten. Die Tagesbilanzierung vereinfacht den Marktzugang für kleine und neue Lieferanten und Konsumenten, da sie alleine auf im Markt verfügbare Standardprodukte zugreifen können. Im Falle der Stundenbilanzierung müssen dagegen zusätzliche Dienstleistungen für die untertägige Strukturierung beschafft werden, beispielsweise durch die Buchung entsprechender Speicherkapazitäten oder vergleichbarer Flexibilitätsprodukte. Dies führt zu zusätzlichen Kosten.

Für industrielle Grosskunden und damit ihre Versorger hängen die Auswirkungen des Übergangs zur Tagesbilanzierung vom individuellen Gasverbrauchsprofil und der Vorhersagbarkeit des Verbrauchs und der entsprechenden Abweichungen ab. Demnach sind aus individueller Sicht erhebliche Vorteile für Kunden mit (stark) schwankendem Verbrauch (inkl. Heizgasanteil) oder ungeplanten Schwankungen im Produktionsprozess zu erwarten. Hingegen werden die Vorteile für Kunden mit sehr gleichmässigem Verbrauch eher gering ausfallen. Aber auch hier sind die Vorteile der Tagesbilanzierung nicht zu unterschätzen sind. Zum Beispiel fallen grosse untertägige Ausfälle viel weniger ins Gewicht als bei Stundenbilanzierung. Diese Erwartung untermauert auch die quantitative Untersuchung für verschiedene reale Verbrauchsprofile von industriellen Grossverbrauchern (siehe oben). Somit ist die Tagesbilanzierung für dieses Kundensegment mit der Erwartung eines gesteigerten Wettbewerbspotenzials bei Lieferanten verbunden.

### Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure

Die Tagesbilanzierung gleicht Unterschiede zwischen Lieferanten / Kunden mit und ohne eigene Flexibilitätsquellen (wie dezentrale Speicher) aus. Bei Stundenbilanzierung sind sie hingegen essentiell, da die untertägige Strukturierung und Vermeidung von Ausgleichsenergie auf dem Einsatz von Flexibilität beruht.

Es sollte hinzugefügt werden, dass das Risiko einer Quersubventionierung von Kunden mit ausgeprägtem Tagesprofil (z.B. SLP-Kunden) durch andere Kunden besteht. Dieses Risiko besteht darin, dass Kunden mit einem relativ ausgeglichenen Profil kaum Vorteile aus der Tagesbilanzierung im Vergleich zur Stundenbilanzierung ziehen könnten, sie aber aufgrund der Tagesbilanzierung, die Kunden mit einem stärker geprägten Profil gewährt wird, einen relativ höheren Anteil der Kosten der Strukturierung, die von den Netzbetreibern über die NNE sozialisiert werden und auf den Gesamtverbrauch umgelegt werden, tragen.

### Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben in der EU

Gemäss NC BAL ist die Tagesbilanzierung verpflichtend und kann allenfalls durch untertägige Restriktionen, Pönalen und Toleranzen ergänzt werden. Der Vorschlag MACH 2 Gas sieht ebenfalls den Übergang zur Tagesbilanzierung (mit untertägigen Anreizen) vor.

## Zusammenfassung

Aus der Bewertung der Tagesbilanzierung auf der Grundlage verschiedener Kriterien heraus kommen wir zu dem Schluss, dass die Tagesbilanzierung grundsätzlich mehrere Vorteile gegenüber der Stundenbilanzierung hat. Sie ist kompatibel mit EU-Vorgaben und verspricht größeren Wettbewerb zwischen Lieferanten um die Endkundenbelieferung. Risiken bezüglich der Versorgungssicherheit lassen sich mit entsprechenden (vorübergehenden) Ausnahmen von der Tagesbilanzierung und untertägigen Restriktionen für bestimmte Netznutzer adressieren.

**Tabelle 32: Abschliessender Vergleich von Tagesbilanzierung zu Stundenbilanzierung**

	Stundenbilanzierung	Tagesbilanzierung
Sicherstellung der Versorgungssicherheit	+	○
Komplexität und Kosten des Modells	+	+
Förderung von Effizienz im Markt	-	(+)
Förderung von Wettbewerb		
a) Minimierung von Marktzutrittsbarrieren	-	+
b) Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure	-	+
Voraussetzungen in der Schweiz	+	+
Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben in EU	-	+

Legende: +: positiv; ○: neutral ; - : negativ

Quelle: DNV GL

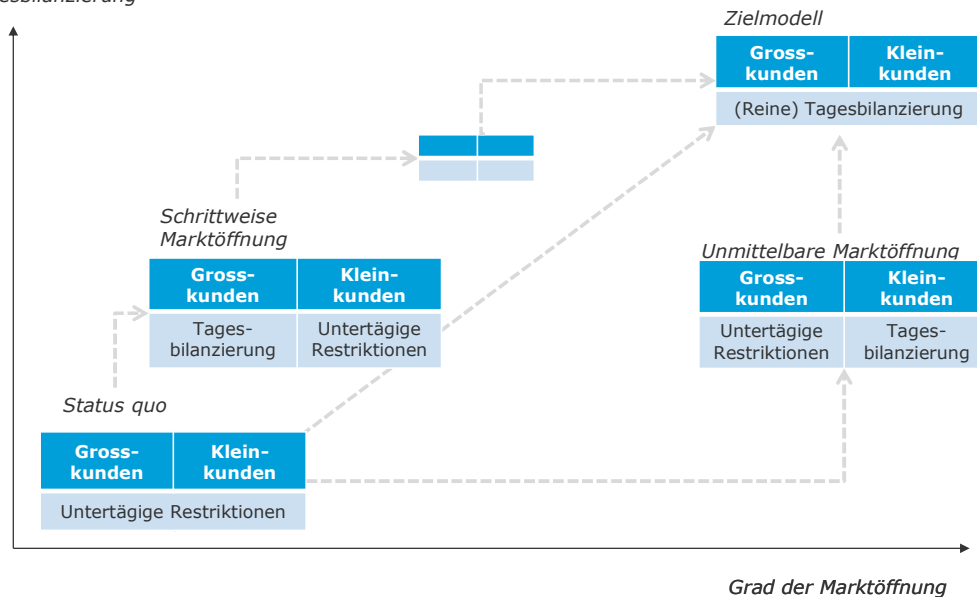
## 4.7 Mögliche Entwicklungspfade für die Umsetzung der Tagesbilanzierung

Derzeit besteht ein System der fortlaufenden Stundenbilanzierung, wobei sich Grosskunden im liberalisierten Marktsegment zusätzlichen untertägigen Restriktionen und Pönalen gegenübersehen. Allerdings haben unsere quantitativen Abschätzungen ergeben, dass der Übergang zur Tagesbilanzierung mit gewissen Einschränkungen heute schon durchführbar ist.

Ziel dieses Abschnitts ist es, mögliche Entwicklungspfade für die Umsetzung der Tagesbilanzierung in Abhängigkeit vom bisher nicht absehbaren weiteren Verlauf der Marktöffnung in der Schweiz aufzuzeigen. Ausgehend vom derzeitigen Stand der Marktöffnung sehen wir die in der Abbildung 43 dargestellten Möglichkeiten zur Umsetzung der Tagesbilanzierung je nach Kundengruppe, die auf zwei denkbare Szenarien zur weiteren Marktöffnung abgestimmt sind, nämlich eine schrittweise oder unmittelbare Marktöffnung.



Grad der Umsetzung  
der Tagesbilanzierung



**Abbildung 43: Mögliche Entwicklungspfade für die Implementierung der Tagesbilanzierung je nach Grad der Marktöffnung**

Quelle: DNV GL


Sollte es im Gassektor zu einer **schrittweisen Marktöffnung** kommen, empfehlen wir, ähnlich wie heute, den Marktzugang lediglich Grossverbrauchern ab einer gewissen Verbrauchsschwelle zu gewähren. Diese Schwelle sollte schrittweise abgesenkt werden. Unter der Voraussetzung einer schrittweisen Marktöffnung würde die Tagesbilanzierung lediglich diese Grossverbraucher umfassen und sukzessive einen grösseren Kreis an Unternehmen aufnehmen. Dabei würden untertägige Restriktionen und Pönalen allerdings für sie entfallen. Dieses Szenario geht damit über den Vorschlag von Mach 2 Gas hinaus, der vorsieht, dass selbst in der Tagesbilanzierung<sup>108</sup> untertägige Pönalen beibehalten werden.

Bei der schrittweisen Marktöffnung sollten unserer Ansicht nach Kleinkunden in der Stundenbilanzierung verbleiben oder in eine Tagesbilanzierung überführt werden - allerdings mit untertägigen Restriktionen. Mit dem Fortschreiten der Marktöffnung, werden Kleinkunden allmählich ebenfalls in die Tagesbilanzierung ohne untertägige Restriktionen überführt.

Alternativ dazu ist es denkbar, dass es mehr oder weniger unmittelbar zu einer **vollständigen Marktöffnung** kommt. Für diesen Fall empfehlen wir einerseits die anfängliche Beibehaltung von untertägigen Restriktionen für Grosskunden und deren sukzessiven Wegfall. Grösstverbraucher oder Kraftwerke könnten hierunter fallen.

Andererseits empfehlen wir die unmittelbare Einführung der reinen Tagesbilanzierung für Kleinkunden. Hintergrund ist, dass der Wettbewerb zwischen Lieferanten um Kleinverbraucher dadurch angeregt werden könnte, dass Kleinkunden direkt nach Tagesbilanzierung abgerechnet werden. Dies würde den untertägigen Strukturierungsbedarf für alle Lieferanten bei der Belieferung von Kunden senken und damit Unterschiede zwischen neuen bzw. nicht mit einem integrierten Unternehmen verbundenen Lieferanten einerseits und integrierten Unternehmen mit eigenen Flexibilitätsquellen andererseits mindern. Zudem profitieren kleinere und mittlere Unternehmen, die vom eigenen Netzzugang

<sup>108</sup> Uns ist aus den derzeitigen Informationen zu MACH 2 Gas nicht klar, ob die Tagesbilanzierung für alle Kunden oder nur ausgewählte Kunden gelten soll.



Gebrauch machen möchten. Es profitieren auch Lieferanten, die nicht über physische oder Beschaffungsflexibilität verfügen, um die untertägige Strukturierung ihres Profils zu gewährleisten.

Aufgrund des Übergangs der kleinen und mittleren Kunden in die reine Tagesbilanzierung würden in der Konsequenz dezentrale Gasspeicher, die heute noch zur untertägigen Strukturierung von den Versorgern eingesetzt werden, von ihnen nicht mehr in demselben Mass zu diesem Zweck gebraucht werden. Diese Verantwortung würde auf die Netzbetreiber und allenfalls auf den MGV als übergeordneten Systembetreiber übergehen. Möglicherweise nimmt die Bedeutung der Speicher als Flexibilitätsquelle somit insgesamt ab, wenn sich herausstellt, dass in der Tagesbilanzierung auf einen Teil der heute verfügbaren Flexibilität aus Speichern verzichtet werden kann. Möglicherweise verschiebt sich jedoch lediglich der Bedarf an Flexibilität von den Lieferanten auf die Netzbetreiber.

Der notwendige Zugang zu Speicherflexibilität durch die Netzbetreiber kann auch damit begründet werden, dass die Speicherflexibilität eher nicht für den Ausgleich von Prognosefehlern und die Vermeidung von Ausgleichsenergie auf Seiten der Versorger am Tagesende bei Tagesbilanzierung gebraucht würde. Sie wäre eher der untertägigen Strukturierung durch die Netzbetreiber dienlich. Denn Kleinkunden sind aufgrund der guten Prognostizierbarkeit der Abnahme und ihrer Gleichartigkeit mithilfe ausgereifter Standardlastprofile in ihrem Gesamtverbrauch gut abbildbar. Prognoseungenauigkeiten fallen somit weniger ins Gewicht als die untertägigen Profilschwankungen in Kombination mit dem hohen Anteil ihres Verbrauchs am Gesamtverbrauch.

Zudem kann argumentiert werden, dass die bestehenden Speicher bereits heute v.a. dafür genutzt werden, kurzfristige Schwankungen oder Netzunterbrüche (z.B. bei Leitungswartung) auszugleichen. Die Speicherung erfüllt damit primär die Aufrechterhaltung der Versorgung und des Netzbetriebs. Nur darüberhinausgehende Speicherleistung könnte anderen Zwecken wie der Notversorgungsreserve, dem Ausgleich saisonaler Schwankungen, der Einkaufsoptimierung zugeordnet werden.<sup>109</sup>


Insofern sollten Mechanismen eruiert werden, die den Netzbetreibern mindestens anteilig Zugriff auf die Speicherflexibilität als weitere Flexibilitätsinstrument neben dem Netzpuffer gewähre. Damit können sie die untertägige Strukturierung für einen wesentlichen Anteil der Verbraucher bewerkstelligen. Denn je nach Ausgestaltung der Tagesbilanzierung, wären darin 40%, wenn man nur Haushalte berücksichtigt, bis zu ca. 70% des Schweizer Gesamtverbrauchs betroffen, wenn man zusätzlich auch kleine und mittelgrosse, gewerbliche Verbraucher einbezieht. Dieser Zugang zu Speichern könnte Netzbetreibern bzw. dem MGV auf verschiedenen Wegen eröffnet werden:

- regulatorische Zuordnung der Speicher zum Netz (vollständig oder anteilig);
- garantierter direkter Zugriff auf die Speicherflexibilität durch den Netzbetreiber, selbst wenn der Betrieb weiterhin durch den Speicherbetreiber erfolgt;
- verpflichtende oder freiwillige Stellung von Regelernergiegeboten z.B. über eine spezifische Regelernergieplattform (siehe dazu auch Kapitel 5.2 unten).

Ähnlich der Entwicklung in anderen europäischen Ländern sehen unsere Entwicklungsszenarien auch die Vorstellung der reinen Tagesbilanzierung für alle Kundengruppen bei Umsetzung der vollständigen Marktöffnung vor. Allerdings können sich dazu durchaus Einschränkungen ergeben. Zum einen kann es sinnvoll sein, weiterhin Grösstkunden oder Kraftwerke von der reinen Tagesbilanzierung ohne untertägige Restriktionen auszunehmen. Zum anderen ist aus heutiger Sicht nicht klar, ob die Schweiz

---

<sup>109</sup> Siehe „Recht und Politik des Wettbewerbs“, Ausgabe 2012/3, Wettbewerbskommission Bern, Schlussbericht vom 8. Mai 2012 in Sachen Vorabklärung gemäss Art. 26 KG betreffend Erdgas Zentralschweiz AG wegen allenfalls unzulässiger Verhaltensweise gemäss Art. 7 KG, S.465f.



eine vollständige Marktöffnung anstreben wird bzw. bis zu welchem Zeitpunkt (siehe hierzu die parallelen Arbeiten unter Los 2).

## **4.8 Zusammenfassung und Empfehlungen für die mögliche Ausgestaltung des zukünftigen Bilanzierungssystems**

Trotz des Fehlens grosser unterirdischer Speicher verfügt das Schweizer Gasnetz über eine umfangreiche Flexibilität, welche für den Ausgleich untertägiger Verbrauchsschwankungen genutzt werden kann. Unsere weitergehenden Analysen zum Flexibilitätsbedarf legen nahe, dass allenfalls auch die Anwendung einer reinen Tagesbilanzierung für sämtliche aktuellen Verbraucher möglich wäre, insbesondere wenn die Netzbetreiber auf die gesamte Flexibilität in Etrez (Frankreich) sowie aus dezentralen Speichern in der Schweiz zugreifen könnten.

Aufgrund der verfügbaren untertägigen Flexibilität kann selbst im Falle der Tagesbilanzierung allenfalls auf die Nutzung von spezifischen untertägigen Produkten verzichtet und stattdessen ganz auf Rest-of-Day Produkte gesetzt werden. Allerdings erfordert die potenzielle Einführung einer Tagesbilanzierung den koordinierten Einsatz der auf verschiedenen Ebenen verfügbaren Flexibilität aus dem Netzpuffer sowie allenfalls dezentralen Speichern. Dies ist eine Voraussetzung, da mit dem Übergang zur Tagesbilanzierung die Verantwortung für den Ausgleich untertägiger Schwankungen von den Lieferanten auf die Netzbetreiber übergeht.

Die Umsetzbarkeit der Tagesbilanzierung gilt nur eingeschränkt bei Berücksichtigung des möglichen Zubaus mehrerer (stromgeführter) Kraftwerke gemäss Energieperspektiven 2050. Zudem kann die Frage möglicher örtlicher Restriktionen ohne weitergehende Analysen nicht abschliessend beantwortet werden.

Dieses Ergebnis deckt sich grundsätzlich mit dem Vorschlag der Gasbranche zur Weiterentwicklung des Schweizer Gasmarkts und Bilanzierungssystems (MACH 2 Gas). Allerdings sieht dieser Vorschlag weiterhin die Anwendung untertägiger Restriktionen vor. Die Untersuchungen im Rahmen dieser Studie legen dagegen nahe, dass die Anwendung derartiger Restriktionen – von wenigen Ausnahmen abgesehen (z.B. Gastransitmengen und grosse Kraftwerke) – nicht notwendig wäre, sondern dass auch eine reine Tagesbilanzierung zur Anwendung kommen könnte. Wir schlagen vor, diese Frage im Zusammenhang mit allfälligen weiteren Untersuchungen zur möglichen Ausgestaltung einer Preissystematik für Ausgleichsenergie weiter zu vertiefen.

Ein Übergang zur Tagesbilanzierung würde auch die Kompatibilität mit EU-Vorgaben gewährleisten. Zudem wäre im Falle der Tagesbilanzierung ein gesteigertes Wettbewerbspotenzial zwischen Lieferanten um die Endkundenbelieferung zu erwarten.

Die Auswirkungen auf das Gasnetz sollten gemäss unserer quantitativen Analysen beherrschbar sein, d.h. die technische Machbarkeit der Tagesbilanzierung wäre mit hoher Wahrscheinlichkeit gewährleistet. Zusätzlich sind etwaige Kostenimplikationen aus Sicht der Netzbetreiber sowie der Konsumenten zu berücksichtigen; für eine Analyse der Beschaffungskosten von externer Regelenergie verweisen wir auf Abschnitt 5.2.

## 5 ORGANISATION UND WETTBEWERBLICHE AUSGESTALTUNG DER BESCHAFFUNG VON REGELENERGIE

Wie im vorigen Kapitel dargelegt, gehen wir davon aus, dass die untertägige Bilanzierung der Schweizer Gasnetze selbst im Falle einer reinen Tagesbilanzierung für die meisten Konsumenten weitgehend mit Hilfe des verfügbaren Netzpuffer sowie allenfalls dem Rückgriff auf dezentrale Speicher in der Schweiz gewährleistet werden kann. Externe Regelernergie würde demnach primär zum Ausgleich der täglichen Abweichungen benötigt, was eine Beschaffung auf Grundlage von Standardprodukten im allgemeinen Grosshandelsmarkt erleichtert.

Vor diesem Hintergrund liegt der Schwerpunkt dieses Kapitels darauf, Vorschläge für die effiziente Beschaffung externer Regelernergie und einen effektiven Einsatz der internen Regelernergie (Netzpuffer und dezentrale Flexibilität) auszuarbeiten. Denn den FNB / dem MGV muss ein ausreichendes Mass an Flexibilität aus Netzpuffer und externer Regelernergie zur Verfügung stehen. Beide sind von essentieller Bedeutung, wenn der Übergang zur Tagesbilanzierung gelingen soll.

Ein erhebliches Mass an Netzpuffer ist auf regionaler Ebene in den Fernleitungsnetzen gegeben. Er muss insbesondere in einer integrierten Bilanzzone bestmöglich eingesetzt werden, um den Herausforderungen der Tagesbilanzierung in allen Gebieten gerecht zu werden. Insofern muss eine effektive Koordination zwischen den FNB und allenfalls einem übergeordneten Marktgebietsverantwortlichen stattfinden.

Neben dem Netzpuffer müssen die FNB / der Marktgebietsverantwortliche auch auf externe Regelernergie zurückgreifen, insbesondere zum Ausgleich von residualen Ungleichgewichten am Ende des Gastages. Unter Umständen fällt externer Regelernergiebedarf auch untertäglich an, wenn der Netzpuffer ausgereizt ist oder wieder hergestellt werden soll. Daher skizzieren wir verschiedene Beschaffungsoptionen, die in der Schweiz denkbar und aus unserer Sicht auch zeitnah umsetzbar sind, und erörtern ihre Vorzüge und Implikationen. Dabei gehen wir auch auf das Potenzial von Marktmacht und wie damit allenfalls umgegangen werden könnte ein. Zudem ergänzen wir die Analyse des notwendigen externen Regelernergiebedarfs aus dem vorangegangenen Kapitel mit einer groben Abschätzung der Kosten, wenn die verschiedenen Beschaffungsoptionen in Betracht gezogen werden. Darauf aufbauend geben wir Empfehlungen zur Beschaffung von externer Regelernergie.

Abschliessend gehen wir kurz auf infrastrukturelle Anforderungen bei der Erfassung und des (koordinierten) Einsatzes von Flexibilität ein.

Zur besseren Einordnung insbesondere der Ausführungen zur Beschaffung von externer Regelernergie leiten wir dieses Kapitel mit einer Übersicht zu denkbaren Regelernergieprodukten sowie den Vorgaben zur Beschaffung und zum Einsatz nach NC BAL ein.

### 5.1 Einführung und Hintergrund

Für die Bilanzierung sind eine Vielzahl an Produkten und Dienstleistungen denkbar, die sich nach dem spezifischen Bedarf eines FNB/MGV und den spezifischen Gegebenheiten in seinem Bilanzierungsgebiet orientieren. Diese Produkte können nach mehreren Merkmalen unterschieden und klassifiziert werden. Hierzu gehören:

- Grad der Standardisierung der Produkte

- Dauer der Bereitstellung, d.h. 1-24 h je nach Bedarf, z.B. durch in einem spezifischen Zeitfenster, bis zum Ende des Gastags (Rest-of-Day), oder während des gesamten Gastags
- Fristigkeit, z.B. Day-Ahead oder Intraday
- Form der Energiestellung, z.B. Band oder Profil
- Lieferpunkt, z.B. am VAP (im selben oder benachbarten Marktgebiet) oder in definierten physischen Zonen, Netzen oder Netzpunkte (d.h. mit lokaler Beschränkung)
- Form der Bereitstellung, d.h. Energielieferung oder Option zum Energieabruf
- Vertragslaufzeit, von 1h (d.h. nur solange Energie geliefert wird) bis zu mehreren Jahren (z.B. Flexibilitätsoptionen zur Vorhaltung).

Wesentliche Vorgaben zur Beschaffung von Regelenergieprodukten ergeben sich aus dem NC BAL, diese werden im nachfolgenden Abschnitt 5.1.1 kurz dargestellt. Anschliessend stellen wir in Abschnitt 5.1.2 kurz das deutsche Zielmodell für die Beschaffung externer Regelenergie vor, um die praktischen Auswirkungen zu verdeutlichen. In Abschnitt 5.1.3 schliesslich gehen wir kurz auf mögliche Produkte und Quellen in der Schweiz ein.

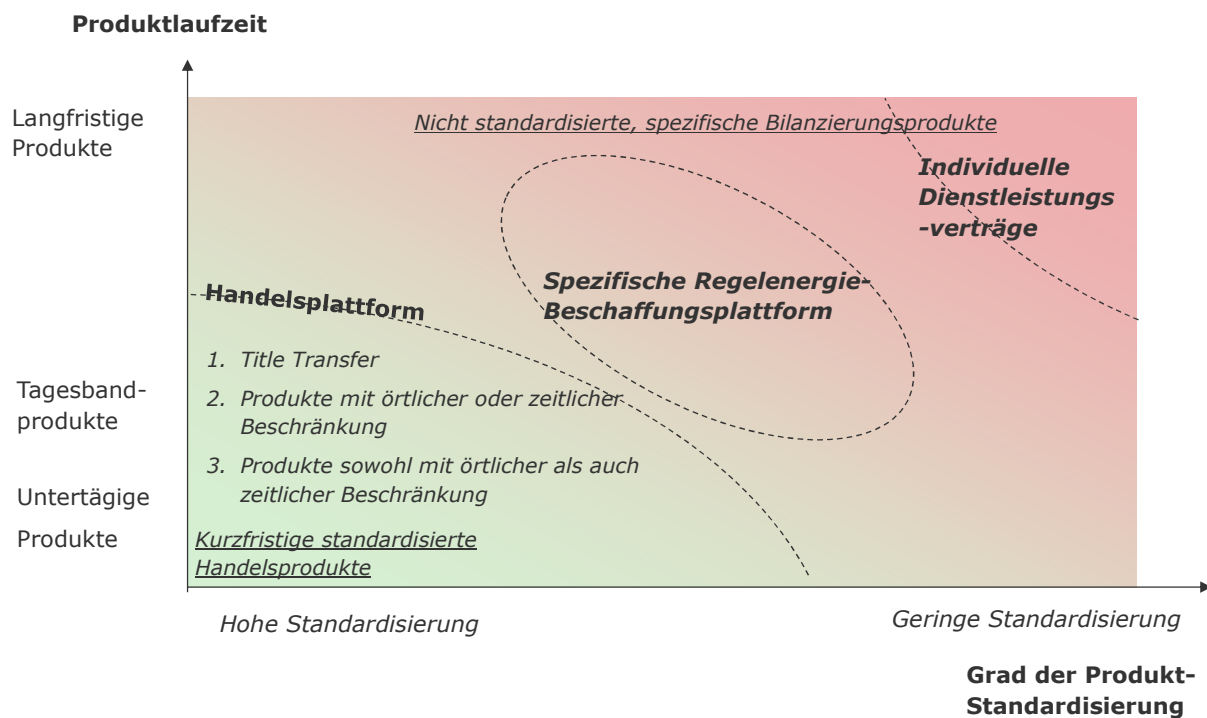
### 5.1.1 Regulatorische Vorgaben auf europäischer Ebene

Wesentliche Vorgaben zur Bilanzierung und zur Beschaffung von Regelenergieprodukten werden auf europäischer Ebene durch den NC BAL gemacht. Darin wird dem Transportkunden die primäre Verantwortung für den Ausgleich des eigenen Belieferungsportfolios gegeben. Zugleich soll der FNB für den Bilanzausgleich auf Systemebene Sorge tragen.

Zur Bilanzierung auf Systemebene mit Hilfe von Netzpuffer und externer Regelenergie macht der NC BAL unterschiedlich genaue Vorgaben. So ist der Einsatz von Netzpuffer zum Systemausgleich gar nicht geregelt. Beim Einsatz von externer Regelenergie hingegen sind die Vorgaben ausführlich. Hier muss der FNB gewisse Prinzipien bezüglich der Auswahl an Produkten und Beschaffungskanälen befolgen. Diese Auswahl ist in Abbildung 44 illustriert. Dabei ist es möglich, unter den entsprechenden Voraussetzungen, verschiedene Produkte und Beschaffungsalternativen zu kombinieren.

Der FNB muss soweit wie möglich kurzfristige, standardisierte Handelsprodukten gegenüber anderen, spezifischen Bilanzierungsprodukten vorziehen. Bei den kurzfristigen standardisierten Produkten sollen Title Transfers anderen Produkten mit örtlichen oder zeitlichen Produkten vorgezogen werden. Zudem sollen untertägige Produkte eher eingesetzt werden als Day Ahead Produkte. Kurzlaufende, standardisierte Produkte sind vorzugsweise an einer Handelsplattform innerhalb der eigenen Bilanzzone zu beschaffen. Sofern die Preise für Title Transfer oder Produkte mit örtlicher Beschränkung in einer benachbarten Bilanzierungsgebiet jedoch häufig vorteilhafter sind, kann mit Erlaubnis der eigenen Regulierungsbehörde die Regelenergie auch in einem benachbarten Bilanzierungsgebiet beschafft und in die eigene Bilanzzone transferiert werden. Diese Alternative sollte jedoch nicht den Zugang von Transportkunden zu Transportkapazität an Netzübergangspunkten einschränken.

Der Regulierer kann zusätzliche Anreize einführen, um die effiziente Beschaffung an der Handelsplattform sowie den Einsatz von standardisierten Produkten durch den FNB anzureizen, so dass die Ausbildung von Liquidität des Kurzfristhandels im Bilanzierungsgebiet gefördert wird.



**Abbildung 44: Übersicht zu Produkten und Beschaffungskanälen für die Bilanzierung durch FNB nach dem ENTSO-G Network Code on Balancing (Gas)**


Quelle: DNV GL

Die Nutzung einer Handelsplattform für die Regelenergiebeschaffung ist an gewisse Voraussetzungen gebunden. Hierzu gehören u.a. der transparente und diskriminierungsfreie Handelszugang, die Wahrung der Anonymität, die durchgehende Möglichkeit (technisch, Liquidität), standardisierte Produkte (mit oder ohne Beschränkungen) zum Zweck des Portfolioausgleichs durch Transportkunden und des Systemausgleich durch den FNB zu handeln, sowie die Anmeldung der Geschäfte beim FNB (VAP).

Sofern diese Voraussetzungen nicht (ausreichend) erfüllt sind, kann der FNB spezifische Regelenergieprodukte/-dienstleistungen beschaffen bzw. ausschreiben. Die Beschaffung und der Einsatz müssen zweckgebunden sein, bestimmte Bedingungen erfüllen, die bessere Alternative zu kurzfristigen standardisierten Produkten sein (Beschaffungskosten) bzw. komplementär dazu sein (z.B. örtlich, zeitlich, Reaktionszeit, Gasqualität). Dabei sollen die Auswirkungen auf den Grosshandel berücksichtigt werden. Allerdings kann dies wiederum mehr oder weniger standardisierte Produkte beinhalten. Die Beschaffung darf keine Verträge mit einer Laufzeit von mehr als 1 Jahr vorsehen.

Zur Beschaffung dieser spezifischen Produkte können sie eine spezifische Regelenergie-Beschaffungsplattform aufsetzen und betreiben. Dabei sollte in Betracht gezogen werden, mit anderen FNB aus benachbarten Bilanzierungsgebieten eine gemeinsame Plattform zu betreiben, sofern z.B. Effizienzgewinne aus dem gemeinsamen Betrieb zu erwarten sind und genügend Transportkapazität zwischen den Gebieten verfügbar ist.

Als letzte, nachgelagerte Option steht dem FNB offen, bilaterale Dienstleistungsverträge zur Bereitstellung von Regelenergieprodukten abzuschliessen. Diese Option ist daran gebunden, dass der FNB nachweisen kann, dass ausgehend von einem unzureichenden Mass an Transportkapazität zwischen Bilanzierungsgebieten eine spezifische Regelenergie-Plattform nicht die Liquidität beim Kurzfristhandel steigern kann und der FNB die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie unter den Gegebenheiten nicht effizient gestalten und gewährleisten kann. Diese Verträge können sich allein auf die Bereitstellung



von Energie beziehen, sehen in der Praxis aber häufig die *Vorhaltung* von Flexibilität / Regelenenergie vor. Dabei liegt es im Ermessen des FNB, die notwendigen Produkte zu definieren, wie z.B. Laufzeit, etc. Zur Umsetzung dieser Alternative benötigt der FNB allerdings das Einverständnis des Regulierers bezüglich Laufzeit, Preisen und anderen Lieferbedingungen.

Schliesslich ist der FNB an das Prinzip der finanziellen Neutralität gebunden, d.h. dass die Einnahmen aus der Verrechnung von Pönalen und der Ausgleichsenergie und die Ausgaben für die Beschaffung und den Einsatz von (externer) Regelenenergie sowie die Vergütung von Ausgleichsenergie sich die Waage halten müssen. Soweit dies durch die Zahlungsströme bei Regel- und Ausgleichsenergie nicht erreicht wird, kann ein zusätzliches Ausgleichsentgelt<sup>110</sup> verrechnet werden.

## 5.1.2 Übersicht zu Regelenenergieprodukten

Zur Illustration möglicher Produktmerkmale stellen wir nachfolgend das Zielmodell für die standardisierte Beschaffung von Regelenenergie in den Marktgebieten GASPOOL und NCG in Deutschland vor, das 2012 entworfen wurde. Demnach werden Regelenenergieprodukte grundsätzlich wie folgt unterschieden:

- Standardisierte Kurzfristprodukte
- Standardisierte Langfristprodukte
- Nicht-standardisierte Langfristprodukte

### Kurzfristige Standardprodukte

Standardisierte Kurzfristprodukte bezeichnen alle Produkte, die am Grosshandels-Spotmarkt angeboten und gehandelt werden können. In den deutschen Marktgebieten werden „Within-Day“ und „Day-Ahead“ Produkte eingesetzt. Zu der ersten Kategorie zählen Produkte, die den Abruf von Gasmengen als konstantes Band während eines spezifischen Zeitfensters (Zeitscheibe) oder ab dem Zeitpunkt der Handelsbestätigung für den Rest des Gastags (Rest-of-Day) einschliessen. Day-Ahead Produkte beziehen sich auf Gasmengen, die am vorherigen Gastag gehandelt werden und mit Beginn des nachfolgenden Gastags als Band geliefert werden. In beiden Fällen ist entweder die (bilanzielle) Übergabe am VAP oder die physische Übergabe an einem spezifischen Ein- oder Ausspeisepunkt des Marktgebietes vorgesehen.


Grundsätzlich kann die Beschaffung über Börsen im eigenen oder einem benachbarten Marktgebiet oder über eine bilaterale Plattform erfolgen.

### Standardisierte Langfristprodukte

Für Marktbedingungen, in denen der Spotmarkt nicht ausreichend liquide ist und im Sinne der Sicherung der Netzstabilität ein Back-Up an Flexibilität vorgehalten werden muss, sieht das Zielmodell zusätzlich die Nutzung standardisierter Langfristprodukte vor. Dabei beruht die Bilanzierung wiederum auf dem Abruf von kurzfristigen Standardprodukten, die jedoch im Voraus als Abrufoption über eine spezifische Beschaffungsplattform kontrahiert werden und einen definierten Lieferzeitraum und einen definierten Lieferort vorsehen.

---

<sup>110</sup> Sog. Balancing Neutrality Charge



Mögliche Kriterien für die Nutzung dieser Produkte sind z.B. die mangelnde Liquidität am Grosshandelsmarkt, die Häufigkeit der Ausgleichserfordernisse und die damit verbundenen Kosteneffizienz, die schnelle Reaktionszeit sowie lokale Beschränkungen. In diesen Fällen kann die Möglichkeit zum Bilanzausgleich mit Kurzfristprodukten mit Lieferung am VAP eingeschränkt sein.

Standardisierte Ausgleichsleistungen sind durch standardisierte Bedingungen hinsichtlich wesentlicher Produktparameter gekennzeichnet, wie z.B. der Gasmenge, Vorlaufzeit für die Gaslieferung oder die Dauer der Anwendbarkeit der Vertrags- und Ausspeiseleistung in das System.<sup>111</sup>

Diese Produkte können mit verschiedener Laufzeit zwischen einer Woche und einem Jahr beschafft werden. Vergütet wird den ausgewählten Anbietern sowohl die Vorhaltung der Leistung / Gasmengen (über eine Optionsprämie in €/MW) und der Commodity-Preis (als Fixpreis in €/MWh) für die bei Bedarf abgerufene Gasmenge.

### Nicht-standardisierte Langfristprodukte

Nicht-standardisierte Ausgleichsleistungen sind massgeschneidert für Situationen, in denen die oben genannten standardisierten Ausgleichsleistungen als unzureichend erachtet werden. Mögliche Beispiele umfassen z.B.:

- Option, ein bestimmtes untertägiges Profil 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.

Diese Produkte sehen die Nutzung durch den MGV ohne feste Schrittgrössen je nach Bedarf innerhalb des zur Verfügung stehenden Rahmens vor. Hierbei kann je nach Vertragsausgestaltung der FNB direkten Zugriff auf die Flexibilität haben oder den Abruf anordnen.

Daneben sind auch profilierte Produkte denkbar, die als zeitlicher Tausch definiert sind, bei dem die bis zum Ende des Gastags fließende Gasmenge unverändert bleibt (kein Transfer von Gas), aber die Leistung des entnommenen oder abgegebenen Gases einem vorab vereinbarten Verlauf folgt. Diese können als eher standardisierte oder als nicht-standardisierte Leistungen definiert werden.

Neben diesen Produktmerkmalen definiert das deutsche Zielmodell eine Merit Order, nach der die Produkte abgerufen werden sollen,<sup>112</sup> und Plattformen / -kanäle, wo die Produkte und Dienstleistungen beschafft werden sollen. Die nachfolgende Grafik gibt einen Überblick über die Produkte und die wesentlichen Merkmale.

---

<sup>111</sup> Mögliche Beispiele zur Gestaltung der Produkte und Verträge umfassen u.a. die langfristig gültige Möglichkeit, flexibel Gas zu kaufen oder zu verkaufen zu können, ein vor Vertragsabschluss festgelegter Arbeitspreis, oder die Limitierung der Anzahl von Abrufen während des Optionszeitraums.

<sup>112</sup> Die Merit Order hat sich ab 1.10.2015 geändert.



RE-Produktgruppe	RE-Produkt	Markt	Merit-Order Rangfolge	Lieferpunkte	Fristigkeit	Beschreibung	Losgröße/ Menge	Lieferintervall	Vertragslaufzeit
Short Term Standardized Balancing Products	Title Market Transactions	Eigenes Marktgebiet über Börse	<b>1</b>	VHP	dayahead RoD	Title über Börse	Losgrößen der Börse	1 - 24 Stunden	Lieferintervall
	Locational Market Transactions	Eigenes Marktgebiet über bilaterale Plattform	<b>2</b>	definierte physische Zonen, Netze bzw. Netzpunkte	dayahead RoD	Handel über bilaterale Plattform mit physischer Erfüllung	analog der max. Losgröße der Börse (aktuell 10 MW)	1 - 24 Stunden	Lieferintervall
		Eigenes Marktgebiet über Börse		definierte physische Zonen, Netze bzw. Netzpunkte	dayahead RoD	Handel über Börse mit physischer Erfüllung	Losgrößen der Börse	1-24 Stunden	Lieferintervall
		Benachbarte Marktgebiete über Börse		VHP im benachbarten Marktgebiet	dayahead RoD	Title über Börse im benachbarten Marktgebiet	Losgrößen der Börse	1 - 24 Stunden	Lieferintervall
Long Term standardized Balancing Services	Long Term Option	Eigenes Marktgebiet über bilaterale Plattform		<b>3</b>	definierte physische Zonen, Netze bzw. Netzpunkte	dayahead RoD	Beschäftigung von Ein- und Verkaufsverträgen, die in Form von Optionen sicher zur Verfügung stehen, über bilaterale Plattform	analog zur Locational Market Transaction	1 - 24 Stunden
Long Term non-standardized Balancing Services	Flexibility Services	Eigenes Marktgebiet über bilaterale Plattform	<b>4</b>	definierte physische Zonen, Netze bzw. Netzpunkte	untertägig	Parken und Leihen mit Ad-Hoc Leistung ggf. nach Können und Vermögen (KuV) über bilaterale Plattform	Nutzung durch den MGV ohne feste Schrittgrößen je nach Bedarf; innerhalb des zur Verfügung stehenden Rahmens	0 - n Stunden innerhalb Laufzeit	Quartal/Halbjahr/Jahr

**Abbildung 45: Auszug aus dem Zielmodell für die standardisierte Beschaffung von Regelenergie in den Marktgebieten GASPOOL und NCG**

Quelle: Net Connect Germany

### 5.1.3 Mögliche Produkte und Quellen in der Schweiz

Tabelle 33 unten fasst die Hauptquellen von Flexibilität und ihre Eigenschaften und Beschränkungen zusammen. Diese Übersicht rekapituliert die Erkenntnisse insbesondere aus Kapitel 4.3.2 zur Flexibilität des schweizerischen Gasversorgungssystems.

Der Netzpuffer in den (über-)regionalen Netzen zeichnet sich durch eine relevante Grösse von ca. 25 GWh aus. Wir gehen davon aus, dass der Netzpuffer keiner zeitlichen Einschränkung (Verfügbarkeit und Wiederholbarkeit) unterliegt und seine Nutzung zu geringen oder sogar vernachlässigbaren zusätzlichen Kosten führt. Zudem ist eine ausreichende regionale Verfügbarkeit gegeben.


Der anrechenbare Netzpuffer in der Transitleitung, der der Inlandsversorgung zugerechnet werden kann, ist mit ca. 5 bis 15 GWh (eigene Berechnungen, siehe Kapitel 4.3.2) nicht ganz so gross wie in den (über-)regionalen Netzen, aber hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit, Wiederholbarkeit und der Kosten vergleichbar. Durch die gute Anbindung aller überregionalen Netze (ausser Bündner Rheintal, Tessin, Kreuzlingen) kann der Netzpuffer allen Netzbereichen zugutekommen und dazu verwendet werden, Flexibilität in diese Netze zu „transportieren“. Allerdings ist der Netzpuffer von der Auslastung der Leitung und damit saisonabhängig.

**Tabelle 33: Übersicht zu Flexibilitätsquellen und ihren Eigenschaften**

	<b>Netzpuffer in überregionalen Netzen</b>	<b>Netzpuffer in der Transitleitung</b>	<b>Speicher (in der Schweiz und Etrez, Frankreich)</b>	<b>Umstellung von 2-Stoffkunden</b>
<b>Grösse</b>	Gross (ca. 25 GWh)	Mittel (ca. 5-15 GWh)	Gross, (ca. 30 GWh), aber jeweils nur Stunden- bzw. Tagesspeicher	Sehr gross (bis zu 100 GWh)
<b>Zeitliche Verfügbarkeit</b>	Sehr schnell/ sofort	Sehr schnell/ sofort	Schnell	Mittel (Annahme: mehrere Stunden Vorlaufzeit)
<b>Wiederholbarkeit</b>	Sehr häufig (inkl. mehrmals am Tag)	Sehr häufig (inkl. mehrmals am Tag)	Sehr häufig (inkl. mehrmals am Tag)	gering
<b>Regionale Verfügbarkeit bzw. Beschränkung</b>	Ja: Regional beschränkt / ausreichend verfügbar	Nicht regional beschränkt und gut zugänglich für alle überregionalen Netze für den „Bezug“ von Flexibilität	Ja: Regional beschränkt / ausreichend verfügbar	Ja: Regional beschränkt / ausreichend verfügbar
<b>Kosten des Einsatzes</b>	Keine/ gering	Keine/ gering	Gering /mittel	Mittel / hoch
<b>Voraussetzungen</b>	Koordination zwischen FNB	regulatorische Vorgaben zur Integration in das Bilanzierungssystem und Koordination zwischen FNB	- Regulatorische Vorgaben zur Nutzbarmachung durch FNB, oder - Produktdefinition und wettbewerbliche Anreize	Vorliegen eines Markts, einer Produktdefinition und wettbewerblicher Anreize

Quelle: DNV GL

Die Speicher in der Schweiz und in Etrez haben eine beachtliche Grösse und bieten eine geringe Reaktionszeit. Obwohl es Stunden- bzw. Tagesspeicher sind, sollten sie zum Zwecke der täglichen Bilanzierung ausreichend gross und schnell einsatzbereit sein. Unterschiede in der Reaktionszeit zwischen Schweizer Röhrenspeichern und dem Speicher Etrez bestehen darin, dass bei Röhrenspeichern



wir von einer unverzüglichen Nutzbarkeit der Flexibilität ausgehen, wohingegen bei der Speichernutzung in Etrez eine vom Transportkunden gewünschte Änderung seines Ein-/ Ausspeicherfahrplans mit einem Verzug von 3 Stunden greift.<sup>113</sup> Bezüglich der zeitlichen Verfügbarkeit, der Wiederholbarkeit der Nutzung und der regionalen Verfügbarkeit sind die Speicher vergleichbar zum Netzpuffer in den überregionalen Netzen, weisen aber höhere Kosten auf.

Die Speicher unterliegen jedoch zwei Einschränkungen. Nach unserem Wissen wird ein Anteil der Kapazität aus dezentralen Speichern zur Versorgungssicherheit und zur Spitzenverbrauchsdeckung reserviert. Zudem setzt der Einsatz als Regelenergiequelle voraus, dass sie entweder regulatorisch den Netzen zugeordnet werden und damit ähnlich wie Netzpuffer gesteuert werden können, oder bei Einsatz in einem marktlichen Umfeld eine geeignete Produktdefinition und wettbewerbliche Anreize zur Darbietung der Flexibilität vorliegen.

Die Umstellung von 2-Stoffkunden bietet theoretisch ein enormes Potenzial. Wir gehen aber davon aus, dass die derzeitigen vertraglichen Regelungen keinen Einsatz als Regelenergie vorsehen. Zudem erscheint es fraglich, ob die entsprechende Flexibilität zu einem nennenswerten Angebot auf freiwilliger Basis führen würde. Denn aus Sicht der Unternehmen hat vermutlich die Kontinuität und Uneingeschränktheit ihrer primären Produktionsprozesse Priorität. Es würden daher zunächst nur Potenziale in unkritischen Prozessen als Regelenergie für den Gassektor angeboten. Zudem ist die zeitliche Verfügbarkeit und Wiederholbarkeit des Einsatzes als Regelenergiequelle eingeschränkt, da oft mehrere Stunden Vorlaufzeit eingeplant werden müssen. Die Umstellung kann nur stufenweise, mit begrenzter Häufigkeit und mit mittleren bis hohen Kosten umgesetzt werden.

## 5.2 Regelungen zum Einsatz von Netzpuffer

Wie die Analyse in Kapitel 4 gezeigt hat, ist der Übergang zur Tagesbilanzierung für alle Kunden grundsätzlich aus Systemsicht möglich. Es setzt allerdings die umfängliche Nutzung des verfügbaren Netzpuffers voraus. Dieser macht ca. 40-50 % an der verfügbaren Flexibilität aus dezentralen Speichern und Netzpuffer aus, ungeachtet weiterer Alternativen wie der Netzpuffer der Transitleitung. Der Netzpuffer wird benötigt, um untertägige Schwankungen des lokalen Verbrauchs sowie die untertägige Strukturierung zwischen Einspeisung und Abnahme beim Übergang zur Tagesbilanzierung durch das Netz zu gewährleisten. Dabei ist zu beachten, dass die Flexibilität über verschiedene Netzbereiche und FNB verteilt ist.


Zudem wäre in einem System mit einer teilweisen Marktöffnung bzw. mit paralleler Tages- und Stundenbilanzierung für verschiedene Kundengruppen zu gewährleisten, dass der verfügbare Netzpuffer (sowie allenfalls Speicher) angemessen durch beide Kundengruppen genutzt werden kann. Insbesondere bei unvollständiger Marktöffnung und ohne ausreichende Entflechtung wären hierbei Vorkehrungen zu treffen, um einen möglichen Missbrauch zu vermeiden.<sup>114</sup>

Soll die Tagesbilanzierung gelingen, muss daher eine effektive Koordination des Einsatzes des verfügbaren Netzpuffers sowie ein vorausschauender Einsatz von externer Regelenergie, z.B. zur untertägigen Wiederherstellung eines gewünschten Netzpuffers, gewährleistet werden. In Anlehnung an

---

<sup>113</sup> Information laut „Operational Procedures“ zu allen französischen Speichern. des Speicherbetreiber Storengy.

<sup>114</sup> Denkbar wäre beispielsweise eine verzögerte Reaktion eines vertikal integrierten Lieferanten auf mögliche Abweichungen von Kunden in der Tagesbilanzierung oder aber eine übermäßige Nutzung der internen Regelenergie durch einen Netzbetreiber. Beide Fälle könnten zu einem Abruf von externer Regelenergie führen und damit allenfalls zu zusätzlichen Erlösen für den Lieferanten (aus der Lieferung von externer Regelenergie) und/oder höheren Ausgleichsenergiepreisen und -kosten für Wettbewerber im Markt.



das MACH 2 Gas Konzept oder die Nutzung des Netzpuffers auf Verteilernetzebene in Österreich schlagen wir vor, eine zentrale Instanz, wie z.B. den MGV, damit zu beauftragen, den Netzpuffer bestmöglich zu koordinieren und in Abstimmung mit den FNB zu bewirtschaften.

Dabei sollte mindestens der Anteil des Netzpuffers, der dem Anteil des Verbrauchs der tagesbilanzierten Kunden am Gesamtverbrauch entspricht, wenn nicht sogar der gesamte Netzpuffer, primär für den Zweck der untertägigen Strukturierung für Kunden in der Tagesbilanzierung verwendet werden. Da für die Kunden in der Tagesbilanzierung der Lieferant nicht mehr auf stündlicher Basis Sorge zu tragen hat, kann bzw. sollte diese Flexibilität dem Netz zur Verfügung gestellt werden. Für (Klein-) Kunden, die z.B. bei unvollständiger Marktöffnung weiterhin nach Stundenbilanzierung abgerechnet werden, ist weiterhin der lokale Versorger mit der Belieferung betraut. Er sollte zum stündlichen Ausgleich aus den verfügbaren lokalen Speichern ausreichend Flexibilität ziehen können.

Ähnlich zu anderen Ländern sollte der Einsatz des Netzpuffers, soweit wie möglich und sinnvoll, dem Einsatz von externer Regelenergie vorgezogen werden. Allerdings kann der Einsatz von externer Regelenergie notwendig sein, um Fehlmengen am Tagesende auszugleichen oder wenn der verbleibende Netzpuffer / Druck bereits oder voraussehbar bestimmte Grenzen übersteigt.

Der bestimmungsgemässe Einsatz des Netzpuffers kann durch zusätzliches Monitoring durch eine Regulierungsbehörde überwacht werden. Die Kosten des Netzpuffers sollten über die allgemeinen Netznutzungsentgelte sozialisiert werden. Von der Vermarktung eines Teils des überschüssigen Netzpuffers an Netznutzer gemäss NC BAL sollte bis auf Weiteres abgesehen werden. Denn wir davon aus, dass der Netzpuffer vollständig zur Bilanzierung benötigt wird und überschüssiger Netzpuffer nicht vorliegen wird.

Zudem sollte in Betracht gezogen werden, auch dezentrale Speicher inklusive Etrez anteilig dem Netz / dem MGV zugänglich zu machen. Denn sie werden eventuell ebenfalls zur Absicherung der Tagesbilanzierung benötigt und stellen eine sinnvolle Erweiterung der Flexibilität für die FNB / den MGV dar. Die gemischte Nutzung durch den MGV und die lokalen Versorger kann nötig sein, sofern diese weiterhin Kunden innerhalb der Stundebilanzierung versorgen und damit auch Flexibilität benötigen. Mit zunehmender Marktöffnung gehen wir allerdings davon aus, dass auch für diese Kunden die Tagesbilanzierung eingeführt wird. Dann wird die Flexibilität aus dezentralen Speichern kaum noch durch die Lieferanten zur untertägigen Strukturierung benötigt und sollte daher in die Verantwortung des Netzbereichs übertragen werden. Während die Speicher weiterhin im Besitz der lokalen Unternehmen verbleiben könnten, könnten der MGV / die FNB über eine Anmietung oder ein Pacht-Modell den Betrieb übernehmen. Die Vergütung der Speichernutzung könnte zu regulierten Kosten oder Opportunitätskosten erfolgen.

### **5.3 Beschaffung von externer Regelenergie**

Zur Beschaffung externer Regelenergie stehen verschiedene Produkte und Kanäle zur Verfügung. Unter Berücksichtigung der gegebenen Voraussetzungen in der Schweiz und der Ergebnisse der Analysen in Kapitel 4 erläutern und bewerten wir nun verschiedene Beschaffungsoptionen. Dabei gehen wir im Zusammenhang mit den Beschaffungskosten auf den Aspekt der Marktmacht ein. Zudem nehmen wir eine grobe Abschätzung der Beschaffungskosten vor.

Hierbei merken wir an, dass MACH 2 Gas nichts dazu sagt, wie die Beschaffung und der Einsatz von Regelenergie, unter Regie von netpool als MGV und in Abstimmung mit den FNB, erfolgen könnten.

### 5.3.1 Übersicht zu den wesentlichen Beschaffungsoptionen

In Übereinstimmung mit den oben dargelegten Überlegungen und Ergebnissen gehen wir von einer zentralen Koordination der Beschaffung und des Einsatzes von externer Regelenergie durch den MGV aus. Aufgrund eines relativ grossen Netzpuffers und einer der Höhe und der regionalen Verteilung nach beträchtlichen Flexibilität aus Netzpuffer und Speichern erscheint es möglich, bei der Tagesbilanzierung auf spezifische Regelenergieprodukte zu verzichten und stattdessen lediglich Rest-of-Day und Tagesbandprodukte einzusetzen. Hierbei fällt auch ins Gewicht, dass offensichtlich bisher keine Netzengpässe innerhalb der Fernleitungsnetze aufgetreten sind.<sup>115</sup>

Zudem gehen wir davon aus, dass jederzeit ausreichende physische Importkapazitäten zur Verfügung stehen sollten, um auch im Ausland externe Regelenergie zu besorgen. Dies deshalb, da das Schweizer Leitungsnetz samt Transitleitung auf extremen Verbrauch ausgelegt ist und auch unter extremen Bedingungen keine Kapazitätsengpässe erwartet werden<sup>116</sup>. Im Zweifelsfall kann immer zumindest unterbrechbare Kapazität zugewiesen und falls nötig überbucht werden. Zudem entlastet die Umstellung von 2-Stoffkunden bei extremen Kälteperioden das Gassystem. Ferner erleichtert die radiale Anordnung und Anbindung der Fernleitungsnetze an die Transitleitung den Systemausgleich mithilfe von Regelenergie.

Vor diesem Hintergrund untersuchen wir die nachfolgend genannten Beschaffungsoptionen.

- Beschaffung am VAP Schweiz (Standardprodukte, Intraday- und Day Ahead Produkte)
- Spezifische Regelenergieplattform in der Schweiz
- Beschaffung an VAPs im Ausland (Standardprodukte, Intraday- und Day Ahead Produkte)

Die Beschaffung am VAP Schweiz bedeutet, dass der MGV ausschliesslich Standardprodukte (wie RoD, Tagesband) beschaffen würde. Eine notwendige untertägige Strukturierung lässt sich auch mit diesen Produkten dadurch bewerkstelligen, dass zunächst ein RoD Produkt in einer Richtung zu einem gewissen Zeitpunkt eingesetzt wird und zu einer späteren Stunde, wenn der Einsatz nicht mehr notwendig wird, ein Gegengeschäft mit einem RoD Produkt in gleicher Höhe getätigt wird.

Die Beschaffung über eine Regelenergieplattform setzt die Errichtung und den Betrieb einer spezifischen Plattform durch den MGV voraus. Bestandteil dessen ist eine genaue Prozedur und ein Regelwerk zur Produktspezifikation, Ausschreibung, Gebotsabgabe, Gebotsauswahl und Aktivierung von Geboten.


Die Beschaffung von Regelenergie an einem ausländischen VAP impliziert, dass der MGV direkt als Handelspartner auftritt und entsprechende Standardprodukte beschafft.

### 5.3.2 Abschätzung der Kosten von externer Regelenergie

Nachfolgend schätzen wir unter erheblichen Vereinfachungen und unter verschiedenen Annahmen die Kosten für die Beschaffung und den Einsatz von externer Regelenergie bei Tagesbilanzierung in der Schweiz ab. Um diese Kosten besser zu veranschaulichen, setzen wir sie in Bezug zu den Kosten einer alternativen Stundenbilanzierung.

<sup>115</sup> Laut des VSG im Gespräch vom 28.7.2015

<sup>116</sup> Vgl. „Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz“, Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 vom 10. Januar 2014, BFE



Hierbei sollte auch beachtet werden, dass diese Kosten bereits heute im System enthalten sind, jedoch aufgrund der spezifischen Bilanzierungsregime nicht explizit dargestellt und für Aussenstehende somit nicht zu erfassen sind. Insofern handelt es sich bei den von uns abgeschätzten Kosten nicht um zusätzliche Kosten.

Da bisher weder eine spezifische Regelenergie-Plattform noch ein VAP vorhanden sind und auch keine Erfahrungen hinsichtlich möglicher Beschaffungskosten von Regelenergie in der Schweiz vorliegen, legen wir alternativ Preisdaten des Regelenergieeinsatzes aus anderen Marktgebieten zugrunde. Aufgrund der hinreichenden Verfügbarkeit von Daten zu verschiedenen Produkten haben wir hierzu NCG als Datengrundlage ausgewählt.

## Annahmen

### Kosten des Einsatzes von Regelenergie

Die erste Option geht davon aus, dass der gesamte Regelenergiebedarf allein aus Angeboten im Schweizer Markt gedeckt werden kann und die Beschaffung am VAP abgewickelt wird. Wir nehmen zudem vereinfachend an, dass im Zeitverlauf, wie z.B. ein Jahr, der Einsatz externer Regelenergie symmetrisch erfolgt, d.h. positive und negative Regelenergiemengen sich ausgleichen und netto keine Gasmengen zusätzlich bereitgestellt oder dem System entnommen werden. Daher bestehen die Kosten des Regelenergieeinsatzes aus dem Unterschied der Kosten für negative / positive Regelenergie einerseits und dem Marktpreis des Gases andererseits.

Unter der Annahme, dass die Beschaffungskosten an einer Regelenergieplattform -ausreichenden Wettbewerb vorausgesetzt- in einer ähnlichen Höhe wie diejenigen einer Beschaffung am VAP liegen sollten, umfasst dies prinzipiell auch die zweite Option (spezifische Regelenergieplattform in der Schweiz).

Wie erläutert, greifen wir für die Preisannahmen bzgl. Regelenergie auf Daten des Marktgebiets NCG in Deutschland seit 2014 zurück. Konkret berücksichtigen wir die Differenzkosten zwischen den Kosten des Abrufs positiver und negativer Regelenergie und dem D-1 EEX Marktpreis für ein Tagesband. In den Kosten für den Abruf von Regelenergie werden nur H-Gasmengen ohne Lieferortbeschränkung sowie RoD und Tagesband-Produkte ohne weitere Unterscheidung berücksichtigt.<sup>117</sup>

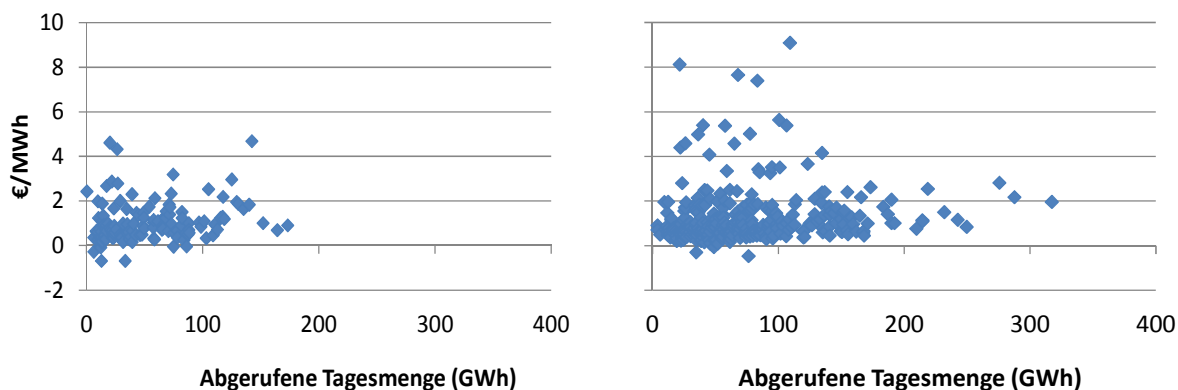
Die Auswertung in Abbildung 46 zeigt, dass der Unterschied zwischen Regelenergie-Abruf zum D-1 Marktpreis für Gas in den meisten Stunden auf den Bereich zwischen 0 und 2 €/MWh begrenzt ist.<sup>118</sup> Um dem Risiko höherer Preise zu tragen, insbesondere in einem weniger liquiden Markt, berücksichtigen wir jedoch die gesamte beobachtete Bandbreite von bis zu 10€/MWh.

Zudem nehmen wir einen Bedarf von  $\pm 300$  bzw.  $\pm 900$  GWh im Jahr (bei guter bzw. schlechter Prognosequalität) an, entsprechend einem verfügbaren Netzpuffer von 10-20 GWh (siehe Kapitel 4.4.3).

---

<sup>117</sup> Insgesamt wurden in dem Zeitraum seit 2014 ca. 7050 GWh positive Regelenergie und 25.036 GWh negative Regelenergie abgerufen.

<sup>118</sup> Ähnliche Differenzkosten ergeben sich auch auf der Grundlage der Daten für den französischen Markt.



**Abbildung 46: Differenz zwischen Kosten des positiven (links) und negativen (rechts) Regelenenergieabrufs und dem Marktpreis in Deutschland**

Quelle: DNV GL, Daten von NCG

Bei der Stundenbilanzierung gehen wir anhand der Ergebnisse aus Kapitel 4.4.3 von einem externen Regelenenergiebedarf von maximal 300 GWh/a jeweils für positive und negative Regelenenergie aus. Dies entspricht ungefähr 1/3 des Bedarfs bei Tagesbilanzierung. Wir weisen auch darauf hin, dass die spezifischen Kosten für Within-Day / Stundenprodukte, die zur untertägigen Strukturierung bei einer Stundenbilanzierung notwendig wären, voraussichtlich höher lägen. Zudem erhöht die häufigere Beschaffung dieser Produkte allenfalls die Transaktionskosten. In Ermangelung an Informationen dazu nehmen wir als untere Abschätzung an, dass die spezifischen Kosten ebenso hoch sind wie die für die Tagesbilanzierung.

### Kosten für Transportkapazität

Die oben erwähnten Annahmen gelten grundsätzlich nur für die Beschaffung direkt am VAP NCG. Um diese Mengen am VAP Schweiz anbieten zu können, müssen sie jedoch noch in die Schweiz transportiert werden, so dass unter Umständen zusätzlich Transportkosten zu berücksichtigen sind.

Für den Import von Flexibilität aus dem Ausland und die entsprechenden Kapazitätskosten gehen wir von den in Tabelle 34 aufgeführten Kapazitätspreisen aus. Bei dem notwendigen Kapazitätsprodukt nehmen wir einen optimistischen / kostengünstigen und einen pessimistischen Fall an:

- Im optimistischen Fall nehmen wir, dass für die Bereitstellung von Regelenenergie lediglich unterbrechbare Tageskapazität notwendig ist. Der Umfang der Tageskapazität ergibt sich äquivalent zu der entsprechenden Anzahl an Regelenenergieabrufen, wenn man den Jahresbedarf an Regelenenergie und 6h Regelenenergieerbringung pro Abruf unterstellt.
- Im pessimistischen Fall nehmen wir an, dass feste Jahreskapazität im Umfang von 2 GW benötigt wird. Dies entspricht dem maximalen untertägigen Bedarf an externer positiver oder negativer Regelenenergie je Stunde (siehe Kapitel 4.4.3).

In einer unteren Abschätzung kombinieren wir den günstigsten Kapazitätspreis für unterbrechbare Kapazität mit der bedarfsorientierten Buchung von Tageskapazitäten. In einer oberen Abschätzung setzen wir die höchsten Kosten für feste Jahreskapazität an.

**Tabelle 34: Preisannahmen für Kapazitätsprodukte für den Import von Regelernergie**

	Einheit	Untere Abschätzung	Obere Abschätzung
<b>Feste Exit-Kapazität OGE/Fluxys am Ausspeisepunkt Wallbach</b>	€/kWh/h/a	1,6849 <sup>a)</sup>	2,8251 <sup>b)</sup>
<b>Unterbrechbare Kapazität<sup>a), b)</sup></b>		73%	
<b>Entry-Kapazität in die Schweiz<sup>c)</sup></b>	CHF/nm3/h/a	12	23
<b>Gesamtkosten</b>	€/MW/d	7,33	13,98

<sup>a)</sup> Preisblatt von Fluxys auf TENP Leitung, gültig ab 01. Januar 2015, Entgelte für die Buchung eines festen Kapazitätsproduktes für die Dauer eines Jahres; <sup>b)</sup> Preisblatt der Open Grid Europe GmbH für Ein- und Ausspeiseverträge sowie interne Bestellungen gem. Kooperationsvereinbarung VII vom 29.09.2014, gültig für Transporte ab 01.01.2015; <sup>c)</sup> Anteil der Fernleitungsebene / des überregionalen Netzbetreibers Swissgas am Netznutzungsentgelt für die Nutzung von Wallbach bzw. Oltingue; Netznutzungsentgelt am Beispiel des Netzbereichs Zürich, siehe <http://www.ksdl-erdgas.ch/>

Quelle: DNV GL

Für die Stundenbilanzierung gehen wir vereinfachend davon aus, dass der Bedarf für Kapazitätsprodukte nicht mehr als 1/3 dessen entspricht, was bei Tagesbilanzierung notwendig wäre.

### Kosten für ein Optionsprodukt

Angesichts der derzeit fehlenden Liquidität in der Schweiz besteht ein Risiko, dass nicht zu jedem Zeitpunkt genügend Regelernergie über Standardprodukte beschafft werden könnte. Zur Absicherung könnten die FNB / der MGW ein Flexibilitätsprodukt ausschreiben und kontrahieren. Dies stellt lediglich eine Option zum Abruf von Regelernergie im Bedarfsfall dar. Das Volumen dieses Optionsprodukts wäre hierbei so zu bemessen, dass die FNB / der MGW jederzeit genügend Regelernergie abrufen könnten. Hierfür entstehen Vorhaltungskosten, die zu den Kosten des Abrufs von Regelernergie hinzukommen.

Für die Abschätzung möglicher Kosten für die Flexibilitätsoption legen wir ebenfalls Kostendaten von NCG für die Beschaffung verschiedener Produkte zugrunde.

Zum einen beschafft NCG quartalsweise das Produkt Long Term Option. Es sieht die Bereithaltung von Flexibilität und den möglichen Abruf von Regelernergie als RoD oder Day Ahead Bandleistung vor. Wir berücksichtigen hier lediglich die Vorhaltungskosten. Insgesamt wurden seit 2014 je Quartal zwischen 3100 – 3900 MW jeweils an positiver und negativer Flexibilität (d.h. Möglichkeit Regelernergie abzurufen) kontrahiert.<sup>119</sup> Dabei haben sich im Schnitt Beschaffungskosten von 0,28 €/MWh/h je Richtung ergeben.

Für unsere Analysen nehmen wir an, dass der MGW / die FNB dieses Produkt in einem Umfang von 500-1000 MW kontrahieren. Diese Annahme beruht auf der Erkenntnis, dass bei Tagesbilanzierung mit 10 GWh Netzpuffer nur noch ca. 0.5 bis 1 GW an externer Regelernergie als Bedarf verbleiben.

Zudem kontrahiert NCG ein untertägliches Strukturierungsprodukt mit langfristigem Horizont, allerdings nur für L-Gas. Es bietet NCG die Möglichkeit, in Form einer direkten Zugriffsmöglichkeit durch den MGW, eine im Marktgebiet fehlende Gasmenge Gas vorübergehend vom Anbieter zu übernehmen bzw. eine überschüssige Gasmenge vorübergehend an den Anbieter physisch zu übergeben. NCG kontrahiert dieses Produkt seit 2014, in einem Umfang von 4.200 MW. Die Vorhaltungskosten lagen im Durchschnitt

<sup>119</sup> Anmerkung: Es lagen je Regelrichtung nur für 3 der letzten 6 Quartale Daten vor.



bei 2,5 €/MW/h. Wir gehen für die folgenden Abschätzungen davon aus, dass der MGV / die FNB dieses Produkt in einem Umfang von bis zu 500 MW kontrahieren.

## Ergebnisse

Tabelle 35 fasst die Ergebnisse der quantitativen Abschätzungen zusammen, die sich auf Grundlage der dargelegten Annahmen ergeben. Für die Tagesbilanzierung ergeben sich Nettokosten für den Abruf von Regelenergie (abzüglich des Marktpreises der gelieferten Energie) im Bereich von 1,3 - 19,8 Millionen CHF. Zusätzlich könnten Kosten für Kapazitätsbuchungen in Höhe von 0,6 - 20,8 Millionen CHF anfallen, wenn die Beschaffung von Regelenergie aus dem Ausland erfolgt. Dadurch ergeben sich Gesamtkosten von 2 - 40 Millionen CHF. Im Falle einer vorherigen Kontrahierung garantierter Flexibilität könnten noch zusätzliche Kosten von 2,7 - 5,4 Millionen CHF entstehen. Dies würde die Gesamtkosten auf 5 bis 45,4 Millionen CHF ansteigen lassen.

Allerdings ist selbst bei Gesamtkosten von 45 Millionen CHF pro Jahr der Einfluss auf die Endkumentarife vergleichsweise gering. Denn die Gesamtkosten würden relativ zum Gesamtjahresverbrauch in der Schweiz von ca. 30 TWh maximal bei 0.15 Rp/kWh liegen. Diese Abschätzung verdeutlicht zudem, dass die Kosten des Abrufs und der Buchung der entsprechenden Transportkapazität voraussichtlich den grössten Anteil an den Gesamtkosten haben könnten.

**Tabelle 35: Abschätzung von Kosten zur Beschaffung externer Regelenergie in der Schweiz**

		Gesamtkosten (Millionen CHF)		Durchschnittliche Kosten bezogen auf den Gesamtverbrauch (Rp/kWh)	
		Tages- bilanzierung	Stunden- bilanzierung	Tages- bilanzierung	Stunden- bilanzierung
<b>Kosten des Regelenergieeinsatzes</b>	Untere Abschätzung	1,3	1,3	0,004	0,004
	Obere Abschätzung	19,8	6,6	0,066	0,022
<b>Kosten für grenzüberschreitende Transportkapazität</b>	Untere Abschätzung	0,6	0,2	0,002	0,002
	Obere Abschätzung	20,8	6,9	0,069	0,023
<b>Kosten für Flexibilitätsoptions- produkt</b>	Untere Abschätzung	2,7	0,9	0,009	0,003
	Obere Abschätzung	5,4	11,0	0,018	0,037

*Quelle: Berechnung durch DNV GL; Datengrundlage NCG*

Vergleicht man dies mit den Kosten für die alternative Stundenbilanzierung, ergeben sich auf den ersten Blick deutliche Kostenunterschiede zwischen beiden Bilanzierungssystemen.

So gehen wir zum einen davon aus, dass die spezifischen Kosten für die Beschaffung von Regelenergie am VAP Schweiz und für die Buchung von Transportkapazität mindestens ebenso hoch wie im Falle der Tagesbilanzierung sind. Allerdings ist der Umfang der benötigten Regelenergie deutlich geringer bei Stundenbilanzierung (ca. 300 GWh/a statt bis zu 900 GWh/a). Insofern schätzen wir, dass die Gesamtkosten für den Regelenergieabruf bei maximal 6,6 Mio. CHF liegen könnten, also in der Spitze etwa 1/3 der Kosten bei Tagesbilanzierung.

Die Kosten für die Buchung von Kapazitätsprodukten an den Grenzübergangspunkten liegen per Annahme bei 1/3 der Kosten zum Import von Regelenergie aus dem Ausland, also bei 0,2-6,9 Millionen CHF pro Jahr.

Allerdings ergeben sich deutlich höhere Kosten (0,9-11 Millionen CHF) für die Beschaffung eines allenfalls notwendigen Optionsprodukts auf Jahresbasis, aufgrund der etwa zehn Mal höheren spezifischen Kosten

für die Vorhaltung. Insgesamt liegen die Kosten für die Netzbetreiber im Falle der Stundenbilanzierung damit in einem Bereich von etwa 2,4 Mio bis 24,5 Mio CHF.

Dieser Kostenunterschied wird allerdings umso mehr relativiert, wenn man die folgenden Aspekte berücksichtigt:

- Der vermutlich häufigere aber kurze Abruf von untertägigen Band- oder Stundenprodukten für die Stundenbilanzierung führt allenfalls zu höheren spezifischen Kosten als der Abruf von Bandprodukten für die Stundenbilanzierung.
- Bei der Stundenbilanzierung erscheint es weniger realistisch, dass bei Beschaffung am ausländischen VAP allein die Nutzung unterbrechbarer Kapazität je nach Bedarfsfall ausreichend wäre. Durch den vermutlich häufigeren Abruf von Regelenergie während des Tages bei Stundenbilanzierung, wird die Buchung fester Kapazität an den Grenzübergangspunkten auf dauerhafter Basis unerlässlich sein. Die kurzfristige, bedarfsorientierte Buchung von (unterbrechbarer) Tageskapazität erscheint dann kaum praktikabel. Die Buchung von fester Jahreskapazität würde die Kosten der Stundenbilanzierung um etwa 10 Millionen CHF erhöhen und damit den Kostenvorteil gegenüber der Tagesbilanzierung verringern.
- Die Kosten der Stundenbilanzierung können bis zu 50 % der Kosten, die bei der Tagesbilanzierung anfallen, ausmachen. Diese Zahlen berücksichtigen nicht die Kosten, welche auf Seiten der Lieferanten für den eigenständigen Ausgleich des untertägigen Profils anfallen. Es ist davon auszugehen, dass der Zugriff auf entsprechende Produkte, welche nicht generell im Markt verfügbar sind, zu mindestens ebenso hohen Kosten wie für die Netzbetreiber führen würde.


### 5.3.3 Organisatorische Ausgestaltung der Beschaffungsalternativen

#### Beschaffung am VAP in der Schweiz

Da es bisher weder einen VAP in der Schweiz noch eine (übergreifende) Regelenergieplattform gibt, bestehen keine Erfahrungen damit und ihre Anwendbarkeit ist zunächst eingeschränkt. Allerdings ist ein VAP ein impliziter aber auch integraler Bestandteil eines vollumfänglichen EES, wie in Kapitel 3 erläutert wurde. Insofern sollte / wird die Einführung des EES in der Schweiz die Möglichkeit zur Nominierung von Geschäften am VAP vorsehen.

Für den VAP spricht auch die Tatsache, dass es sich dabei um die im NC BAL bevorzugte Beschaffungsform handelt. Denn zunächst sollen sich Transportkunden soweit wie möglich selbst ausgleichen; nur verbleibende Systemungleichgewichte sollen durch den / die FNB über Standardhandelsprodukte ausgeglichen werden. Hierzu ist der VAP unabdingbar. Seine Umsetzbarkeit wird jedoch durch die Tatsache eingeschränkt, dass in der Schweiz keine Handelsplattform besteht, die VAP Geschäfte anbahnen, die Preisfindung ermöglichen und durch Clearing absichern könnte. Somit sind die Handelspartner und der MGV auf OTC Geschäfte beschränkt.

Unter der Annahme der Einführung eines effektiven Entry/Exit-Systems mit einem nur geringen variablen Entgelt für die Nutzung des VAP und einfache Zugangsvoraussetzungen (siehe Empfehlungen zu Kapitel 3) kann sich allenfalls ausreichende Liquidität entwickeln. Dies versetzt den MGV ebenfalls in die Lage, dort Regelenergie zu beschaffen.



Mit Blick auf die geringe Grösse des Schweizer Gasmarkts und die noch ausstehende Marktöffnung erscheint jedoch nicht gesichert, dass der MGV jederzeit einen Handelspartner für den Tausch von Gasmengen bzw. Ungleichgewichten fände. Selbst wenn der VAP bestünde, besteht die Gefahr unzureichender Liquidität, der Ausübung von Marktmacht seitens der Anbieter und letztlich hoher Beschaffungskosten. Zum einen ist die Anbieterzahl auf Transportkunden mit Kapazität auf der Transitleitung bzw. den Ferngasleitungen und die dezentralen Speicherbetreiber begrenzt. Dies gilt insbesondere, wenn die Transitleitung / Transitmengen gar nicht oder nur teilweise in das EES integriert ist. Zugleich erlaubt der VAP zwar in einfacher Weise die Einbindung von lokalen Angeboten aus der Schweiz, jedoch kann die Angebotsseite dadurch beschränkt sein, dass dezentrale Speicher eventuell nur lokale Regelenergieangebote erlauben oder ihre Kapazität nicht ganz zur Verfügung steht, z.B. wenn Versorger sie weiterhin zur Stundenbilanzierung und untertägigen Strukturierung benötigen. Zudem sind zusätzliche Angebote aus dem Ausland nur bei relativ hohen Preisen zu erwarten, die neben dem Wert des Gases auch die Bereitstellung der Flexibilität, Kapazitätskosten und Transaktionskosten decken müssen.

Andererseits muss jedoch angemerkt werden, dass die Beschaffung von Regelenergie am VAP gerade als Katalysator für die Entwicklung von Liquidität wirken kann, wie die Erfahrung in anderen europäischen Ländern zeigt.

Dies ist auch bezüglich des Wettbewerbs von Bedeutung. Der MGV reizt durch Beschaffung am VAP den Wettbewerb zwischen etablierten Versorgern sowie Flexibilitätsanbietern an. Zudem führt ein höheres Mass an Liquidität zu besseren Möglichkeiten für Versorger und Transportkunden, Ungleichgewichte zwischen Einspeisung und Abnahme durch ihre Kunden kurzfristig auszugleichen. Das erhöht das Wettbewerbspotenzial auch im Endkundenbereich. Zudem sollten durch die Beschaffung von Standardprodukten mehr Anbieter in der Lage sein, ein Angebot zu stellen, als bei Produkten mit Einschränkungen z.B. Lieferort.

Aufgrund der Beschaffungsrisiken, die zumindest bei unzureichender Liquidität bestehen, ist bei der Beschaffung über den VAP die Versorgungssicherheit nicht gesichert, so dass ggfs. weitere Regelenergie-Instrumente zur Absicherung der Bedarfsmenge an Regelenergie verfügbar gemacht werden müssen. Somit ist die ausschliessliche Beschaffung am VAP Schweiz zwar wünschenswert, aufgrund fehlender Voraussetzungen aktuell aber fraglich.

Auf der Grundlage der vorgetragenen Argumente bewerten wir die Beschaffung von Regelenergie am VAP Schweiz wie in Tabelle 36 unten gezeigt.

**Tabelle 36: Bewertung der Beschaffung von Regelenergie über den VAP Schweiz**

Sicherstellung der Versorgungssicherheit	-
Komplexität und Kosten des Modells	○
Förderung von Effizienz im Markt	+
Förderung von Wettbewerb	
a) Minimierung von Marktzutrittsbarrieren	+
b) Gleichbehandlung d. Marktakteure	+
Voraussetzungen und Umsetzbarkeit in der Schweiz	○
Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben und der Praxis in der EU	+

Legende: +: positiv; ○: neutral ; -: negativ

Quelle: DNV GL

## Spezifische Regelenergieplattform in der Schweiz

Während eine Regelenergieplattform derzeit in der Schweiz nicht existiert, wäre die Implementierung relativ einfach. Obwohl zwar hierfür Produkte definiert und ein gesamtes Regelwerk zur Beschaffung aufgesetzt werden müssen, was zunächst mit einem erheblichen Aufwand verbunden ist, ergeben sich einige Erleichterungen während der Betriebszeit. Beispielsweise muss die Erreichbarkeit der Plattform keineswegs zu jeder Zeit sondern nur während der Angebotsphase garantiert werden. Damit sind die dynamischen Anforderungen deutlich geringer einzuschätzen als beim VAP, wo die Erreichbarkeit und die Datenverarbeitung durchgehend gewährleistet werden muss. Zudem ist die Abwicklung nicht an weitere Voraussetzungen wie eine Handelsplattform gebunden. Insgesamt ist davon auszugehen, dass die Beschaffung über die Plattform ähnlich effizient ablaufen kann, wie über den VAP.

Zugleich erlaubt die Nutzung der Plattform eine bedarfsgerechte Produktauswahl und Beschaffung. Dadurch können Transaktionskosten eines alternativen Einkaufs von Standardprodukten zur Strukturierung vermieden werden, z.B. durch Vermeidung von Geschäften in eine Richtung und zeitlich versetzter Gegengeschäften in die Gegenrichtung. Allerdings wären spezifische Produkte voraussichtlich mit höheren Kosten verbunden.

Zudem ergeben sich in Zusammenhang mit Wettbewerbsaspekten Risiken unzureichender Liquidität, Wettbewerbseinschränkungen und hoher Beschaffungskosten. Während prinzipiell Schweizer Anbieter einfach eingebunden werden können, wird der Wettbewerb unter Flexibilitätsanbietern umso eher behindert, je spezifischer die Produktdefinition auf der Plattform und je kürzer die Fristen zur Lieferung sind. Es drohen eine geringe Angebotsvielfalt, die Ausnutzung von Marktmacht und hohe Beschaffungskosten auf der Grundlage ähnlicher Überlegungen wie bei einem illiquiden VAP.

Durch die Trennung vom VAP entzieht die Plattform zudem dem VAP Liquidität, weil ein Anbieter nicht ein und dasselbe Angebot (Gasmenge, Kapazität) sowohl am VAP als auch auf der Plattform einstellen kann. Dadurch stehen Transportkunden am VAP tendenziell geringere Möglichkeiten zum selbständigen Ausgleich zur Verfügung.

Zudem muss in Erinnerung gerufen werden, dass eine spezifische Plattform an gewisse Auflagen und Voraussetzungen nach NC BAL gebunden ist und erst andere Instrumente ausgeschöpft werden müssen. Allerdings könnten diese Voraussetzungen aufgrund des Fehlens einer Handelsplattform und eines

liquiden VAP in der Schweiz die Implementierung einer spezifischen Regelenenergieplattform ausreichend legitimieren.

Aus ähnlichen Gründen wie beim VAP besteht zudem das Risiko, dass der MGV nicht zu jeder Zeit seinen Bedarf an Regelenenergie decken kann und damit zur Absicherung weitere Instrumente notwendig wären. Dies beeinträchtigt prinzipiell die Versorgungssicherheit. Diesem Mangel kann der MGV beispielsweise durch eine zusätzliche Beschaffung einer Flexibilitätsoption begegnen, welche der MGV zu einem jederzeitigen Abruf von Regelenenergie befähigt. Diese Option wird jedoch mit deutlich höheren Kosten verbunden sein (siehe Kapitel 5.3.2).

Tabelle 37 fasst die vorgenannten Argumente zusammen. Es kann festgehalten werden, dass eine eigene Regelenenergie-Plattform eine mögliche Anfangslösung darstellt, die aber ähnlichen Risiken wie die Beschaffung am Schweizer VAP unterliegt.

**Tabelle 37: Bewertung der Beschaffung von Regelenenergie über eine spezifische Regelenenergieplattform in der Schweiz**

Sicherstellung der Versorgungssicherheit	-
Komplexität und Kosten des Modells	○
Förderung von Effizienz im Markt	○
Förderung von Wettbewerb	
a) Minimierung von Marktzutrittsbarrieren	○
b) Gleichbehandlung d. Marktakteure	○
Voraussetzungen und Umsetzbarkeit in der Schweiz	+
Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben und der Praxis in der EU	○

Legende: +: positiv; ○: neutral ; - : negativ

Quelle: DNV GL

## Beschaffung am VAP im Ausland

Die Beschaffung von Regelenenergie über Standardprodukte direkt durch den MGV an ausländischen VAPs vermeidet den Aufbau einer eigenständigen Beschaffungsplattform und die entsprechenden Kosten. Dem steht der, wenn auch begrenzte Aufwand für den Zugang zum Markt im Ausland gegenüber. Der MGV müsste als Händler auftreten und dementsprechend alle Zugangsvoraussetzungen erfüllen, die entsprechenden Systeme und Prozesse implementieren.

Bezüglich der Beschaffungskosten ergeben sich Vorteile aus der Tatsache, dass prinzipiell aus mehreren ausländischen Märkten ausgewählt werden kann und ausreichend Wettbewerb und Liquidität dort gegeben sind. Dadurch werden Preisrisiken gesenkt. Zugleich wird das Potenzial für die Ausübung von Marktmacht aufgrund der grossen Angebotsseite gemindert.

Auch der Bedarf wird voraussichtlich immer gedeckt werden, da er gegenüber der ausländischen Marktgrösse relativ gering ist und der MGV jederzeit einen Handelspartner finden sollte. Damit ist die Versorgungssicherheit eher gewährleistet. Dies wird auch dadurch nicht behindert, dass zusätzlich Transportkapazität gebucht werden muss. Denn diese sollte auch unter extremen Bedingungen immer verfügbar sein – auch während des Tages und im Zweifel in unterbrechbarer Form.

Allerdings müsste der MGV auch Exit-Kapazität z.B. in Oltingue oder Wallbach buchen. Dies erhöht die Kosten. Die direkten Kosten könnten ggfs. dadurch gesenkt werden, dass der MGV z.B. einen Dienstleistungsvertrag mit einem ausländischen Händler abschliesst, worin die Beschaffungsbedingungen geregelt sind und der die verpflichtende Angebotsstellung anhand des Referenzmarkts vorsieht. Damit wäre der Dienstleister auch zur Buchung von Export und Importkapazität an Grenzübergangspunkten verpflichtet, da er die Lieferung vom ausländischen VAP zum Schweizer VAP sicherstellen muss. Diese Alternative böte ebenfalls eine hohe Versorgungssicherheit.

Unter Wettbewerbsaspekten ist die Beschaffung am ausländischen VAP mit Nachteilen verbunden. Der MGV würde zum einen Händlern und Transportkunden bei der Exportkapazität z.B. in Wallbach oder Oltingue Konkurrenz machen. Dadurch wird dem Markt potenziell wichtiges Potenzial für den lokalen Handel bzw. Nutzung von Transportkapazitäten entzogen. Zudem wird dadurch die Ausbildung von Liquidität in der Schweiz sowie die Angebotsstellung durch lokale oder ausländische Anbieter tendenziell untergraben, solange sie nicht anderweitig eingebunden werden.

Zu klären wäre schliesslich, ob diese Option dauerhaft kompatibel mit dem NC BAL ist. Demnach wird dem FNB die Möglichkeit eröffnet, die regulatorische Zustimmung zu ersuchen, Regelernergie in angrenzenden Bilanzzonen einzukaufen, wenn andernfalls die Beschaffung kurzfristiger standardisierter Produkte (ohne oder mit lokaler Beschränkung) nicht gewährleistet ist und die Preise im heimischen Markt häufig höher sind. Dies ist allerdings an die Bedingung geknüpft, dass dadurch die Verfügbarkeit von Transportkapazität am Netzübergangspunkt für Transportkunden nicht eingeschränkt wird.

**Tabelle 38: Bewertung der Beschaffung von Regelernergie über einen/mehrere VAP(s) im Ausland**

Sicherstellung der Versorgungssicherheit	+
Komplexität und Kosten des Modells	○
Förderung von Effizienz im Markt	+
Förderung von Wettbewerb	
a) Minimierung von Marktzutrittsbarrieren	-
b) Gleichbehandlung d. Marktakteure	-
Voraussetzungen und Umsetzbarkeit in der Schweiz	○
Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben und der Praxis in der EU	○


Legende: +: positiv; ○: neutral ; - : negativ

Quelle: DNV GL

Zusammenfassend ist die eigenständige Beschaffung durch den MGV im Ausland voraussichtlich eine kostengünstige und sichere Option, zugleich ist sie aber tendenziell nachteilig für die Entwicklung von Liquidität und Wettbewerb in der Schweiz.

### 5.3.4 Empfehlungen

Unter Abwägung der Vor- und Nachteile der vorgestellten Beschaffungsoptionen kommen wir zu dem Schluss, dass ein Instrument allein nicht allen Kriterien in zufriedenstellender Weise genügt. Daher



schlagen wir einen stufenweisen Ansatz unter Berücksichtigung aller Beschaffungsoptionen vor, die oben dargestellt wurden. Dieser Ansatz trägt der Tatsache Rechnung, dass bisher kein funktionierender, liquider Grosshandelsmarkt in der Schweiz besteht (aber angestrebt wird) und daraus Risiken bezüglich der Beschaffungskosten und Bedarfsdeckung erwachsen.

Der MGV sollte, erstens, angehalten werden, Regelenergie soweit wie möglich am VAP Schweiz zu beschaffen. Dadurch wird Bedarf signalisiert und Anreize zum Handel gesetzt, so dass der Entwicklung von Liquidität Vorschub geleistet wird. Dies sollte durch eine geeignete Gebühren-Struktur für die Nutzung des VAP und einfache Zugangsvoraussetzungen unterstützt werden.

Allerdings ist anfänglich fraglich, ob der MGV den Bedarf allein am VAP decken kann. Da dies auch nicht über eine spezifische Plattform sichergestellt ist, schlagen wir zweitens vor, Regelenergie auch am VAP im Ausland zu beschaffen. Dabei sollten Modelle genutzt werden, die günstig sind, geringe Wettbewerbsbeschränkungen beinhalten und die Einbindung von weiteren lokalen und ausländischen Anbietern in einfacher Weise ermöglichen. Diese Option dient als Absicherung für eventuell fehlende Flexibilitätsangebote in der Schweiz. Zugleich wird dadurch das Risiko hoher Beschaffungskosten durch die Ausübung von Marktmacht durch Marktteilnehmer vermindert. Mit zunehmender Liquidität am VAP und / oder ausreichender Angebote auf einer spezifischen Beschaffungsplattform (siehe unten) kann diese Alternative auslaufen.

Drittens sollte eine spezifische Regelenergieplattform in der Schweiz als ein zusätzliches effektives Instrument und als „Markttest“ in Betracht gezogen werden. Hier kann sowohl kurzfristig Regelenergie als auch eine Flexibilitätsoption zur Vorhaltung ausgeschrieben werden. Aufgrund der Preis- und Mengenrisiken sollte hier jedoch mit Vorsicht vorgegangen werden und der Bedarf nur soweit unbedingt notwendig über ein solches Plattform gedeckt werden.

Als weitere Option sollte grundsätzlich auch geprüft werden, inwieweit der MGV direkt Zugang zu den Speichern in der Schweiz und in Etrez gewährt werden kann (z.B. durch anteilige oder vollständige Zuordnung zum Netz bei Umstellung auf Tagesbilanzierung), oder der MGV sich auf vertraglicher Basis Zugriff auf bestehende Flexibilität in lokalen grenznahen Speichern im Ausland sichern kann. Würden dezentrale Speicher anteilig oder vollständig dem Netz zugeordnet und damit für den MGV nutzbar, würden sie äquivalent zum Netzpuffer als interne Regelenergiequelle betrachtet werden können. Beim Zugriff auf Speicherscheiben auf vertraglicher Basis könnte hingegen die Einschränkung bestehen, dass solche Dienstleistungen gemäss NC BAL als spezifische Regelenergieprodukte, die auf individuellen Vereinbarungen beruhenden, zu betrachten wären und damit lediglich nachrangig einsetzbar wären.

Sofern mehrere Instrumente für die Beschaffung von externer Regelenergie eingesetzt werden, ist auf die Koordination der Instrumente zu achten.

## **5.4 Notwendige Infrastruktur und Schnittstellen zum Einsatz von Regelenergie**

Eine Schlüsseleigenschaft in einer integrierten Bilanzzone in der Schweiz wird sein, den Einsatz von Netzpuffer und zusätzlicher externer Regelenergie unter Leitung einer zentralen Instanz und in Abstimmung mit den FNB zu koordinieren. Diese und die anderen Empfehlungen zu organisatorischen Anpassungen bei der Beschaffung und dem Einsatz von interner und externer Regelenergie werfen die Frage auf, inwieweit zusätzliche Anforderungen z.B. bei der Messinfrastruktur und Informationssystemen erfüllt werden müssen. Dahinter steht die Frage, ob die bestehenden Mess- und Informationssysteme

ausreichend sind, um den Bedarf und den Einsatz an Flexibilität jederzeit erkennen, steuern und kontrollieren zu können.

Beim koordinierten Einsatz des Netzpuffers sollten die Anforderungen sich nicht grundsätzlich von den heutigen Gegebenheiten unterscheiden. Aufgrund der eher radialen Struktur des Schweizer Netzes und des Fehlens eigener Verdichterstationen in den Netzen zur Inlandsversorgung gehen wir davon aus, dass der Bilanzausgleich primär durch eine Anpassung der Einspeisung aus der Transitleitung, dem Ausland sowie ggf. grosser (Tages-)Speicher (z.B. Urdorf) erfolgt. Allfällige Abweichungen machen sich unmittelbar durch Druckschwankungen an den wesentlichen Einspeisepunkten bemerkbar (mit bestehenden Messpunkten). Der effiziente und sichere Netzbetrieb unter Zuhilfenahme von Flexibilität, wie z.B. eine Anpassung der Abnahme aus Transitleitung oder der Abruf externer Regelenergie, erfordert primär Informationen über die aktuellen bzw. erwarteten Abweichungen und Reserven an (wenigen) ausgewählten Punkten im Netz. Aufgrund der Trägheit des Gasnetzes gehen wir davon aus, dass ein regelmässiger Informationsaustausch ausreichend ist, d.h. dass die Einführung zusätzlicher Echtzeitsysteme nicht erforderlich ist.

Beim Einsatz externer Regelenergie ist es ähnlich. Der vorgeschlagene Ansatz impliziert grundsätzlich nur begrenzte mess- und kommunikationstechnische Anforderungen, die nur wenig über das hinausgehen, was heute verfügbar ist. Denn auch schon heute Mess- und Informationsinfrastruktur vorhanden sein, so dass Druck – und Durchflusswerte an Netzübergängen sowie Werte zur Auspeisung bei RLM-Kunden und zur Ein- und Ausspeicherung an dezentralen Speichern erfasst werden.

Zudem beruht der vorgeschlagene Ansatz beruht auf der Nutzung von Standardprodukten am VAP und/oder Importen aus dem Ausland. Für beide Instrumente gilt die Regel „allokiert wie nominiert“, da es sich um Fahrplangeschäfte handelt. Eine physische Messung ist hierbei weder notwendig noch möglich. Generell besteht aus unserer Sicht daher keine Notwendigkeit für eine messtechnische Erfassung der Lieferung von externer Regelenergie.

Insofern beschränken sich mögliche mess- und kommunikationstechnische Anforderungen im Wesentlichen auf folgende Elemente:

- Standardisierte Schnittstellen für den Zugang zum VAP Zugang (und eventuell Kapazitätsbeschaffung, idealerweise unter Nutzung der im europäischen Ausland üblichen Schnittstellen und Formate
- Monitoring des verfügbaren Netzpuffers durch den MGV in Abstimmung mit den FNB
- Messtechnische Erfassung des Verhaltens der vertikal integrierten Versorger im nicht geöffneten Markt, um „netzschädliches“ Verhalten identifizieren bzw. allenfalls pönalisieren zu können
- Allenfalls Aufbau einer eigenen Regelenergie-Plattform

Daneben wäre zu prüfen, wie die Anforderungen des NC BAL zur Bereitstellung von untertägigen Informationen an die Transportnetzkunden über ihr Bilanzkonto gewährleistet werden kann, damit diese den Ausgleich ihres Bilanzkontos bis zum Tagesende selbst bestmöglich vornehmen können.

Die Tabelle 39 zeigt exemplarisch die verschiedenen Prozessschritte, den notwendigen Datenaustausch und die beteiligten Marktteilnehmer beim Einsatz von Regelenergie.



**Tabelle 39: Beispiel zum Datenaustausch zwischen Marktparteien zum Einsatz von Regelernergie**

Prozess	Zeitpunkte	Daten	Beteiligte
Kontrahierung von Optionsprodukt für Regelernergie über spezifische Plattform (optional)	Gewisse Vorlaufzeit vor Beginn des Leistungszeitraums (z.B. 1 Jahr, 1 Monat)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Entgegennahme, Prüfung und Auswahl von Angeboten</li> </ul>	Regelernergieanbieter , MGV/ FNBS
Nominierung / RE-Nominierung (+Bestätigung durch MGV)	Nominierung täglich/ D-1;  Re-Nominierung entsprechend erlaubten Fristen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Summenfahrpläne getrennt nach Ein-/Auspeisung und Handelsgeschäften</li> <li>Allenfalls einzelne Fahrpläne für grösste RLM-Kunden, Speicher und Grenzübergangspunkten                             <ul style="list-style-type: none"> <li>evtl. unterschieden nach Kunden in Tages-/ Stundenbilanzierung</li> </ul> </li> </ul>	BGV / Lieferant an MGV/ FNBS
		<ul style="list-style-type: none"> <li>SLP-Prognose (bei dezentralem Ansatz)</li> </ul>	Prognoselieferant an MGV / FNBS
Austausch untertäglicher betrieblicher Daten und Prognosedaten	Hohe Granularität/ Fortlaufend (z.B. 5 min.)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Durchfluss- und Druckwerte an Ein-/ Auspeisepunkten im Übergang zwischen                             <ul style="list-style-type: none"> <li>Transitleitung zu Regionalnetzen</li> <li>Zwischen Regionalnetzen</li> <li>Allenfalls Regional- zu Lokalnetzen</li> </ul> </li> <li>Ein- / Ausspeicherung</li> </ul>	VNBs, FNBS/MGV
	Mehrmals / mind. 2 mal täglich	<ul style="list-style-type: none"> <li>Betriebliche Messwerte des Verbrauchs von RLM-Kunden</li> </ul>	Endkunden/VNBs an FNBS/MGV
	Mehrmals / mind. 2 mal täglich	<ul style="list-style-type: none"> <li>Untertägige Kurzfristprognosen für SLP-Kunden</li> </ul>	Prognoselieferant an MGV / FNBS
	Mehrmals / mind. 2 mal täglich	<ul style="list-style-type: none"> <li>SLP-Prognose je Transportkunde bzw. Anteil an Abnahme aller SLP-Verbrauch auf Basis gemessener Daten (optional, je nach informatorischen Voraussetzungen gemäss NC BAL)</li> </ul>	MGV / FNBS an Transportkunden / BGV
Regelernergie-Einsatz	Je nach Bedarf, fortlaufend	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sollwerte für Durchflussmengen und Drücke</li> <li>Evtl. Speichereinsatz</li> </ul>	MGV an FNBS/ VNBs
	Je nach Bedarf; einmal bis mehrmals täglich	<ul style="list-style-type: none"> <li>Angebot von Regelernergie (sofern spez. Plattform vorhanden)</li> </ul>	Regelernergieanbieter an MGV/FNBS
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Einkauf Handelsprodukt und Abwicklung am VAP bzw. Abruf Regelernergiebereitstellung</li> </ul>	MGV/FNBS an Regelernergieanbieter/ BGV/ VAP-Betreiber
Abrechnung	Ex post, einmalig	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verbrauchswerte für (unter-) täglich gemessene Endkunden</li> </ul>	VNBs an FNBS/MGV
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Allokation von abrechnungsrelevanten Ausgleichsenergiemengen</li> </ul>	MGV / FNBS an Transportkunden / BGV

Quelle: DNV GL

## LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

1. "Network Code on Balancing (Gas) of Transmission Networks", ENTSO-G, 2013
2. "Study on Entry-Exit Regimes in Gas - Part A: Implementation of Entry-Exit Systems", KEMA/ COWI, im Auftrag von DG ENER, 2013
3. „Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems“, ACER, 2011
4. Allgemeine Netznutzungsbedingungen für die schweizerischen Erdgasnetze (ANB), gültig ab 1. Januar 2015, Version 1.5
5. BDEW/VKU/GEODE, Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas Teil 1, 30.06.2014
6. Beschluss der Bundesnetzagentur BK7 11-003, Festlegung zur Erhebung von Entgelten zur Nutzung des virtuellen Handelspunktes (VHP-Entgelte), 23.08.2011
7. Beschreibung des neuen Gasmarktmodells 2013, AGGM, Abruf unter <http://www.aggm.at/rechtsrahmen/marktmodelle>
8. Bilanzgruppenvertrag, VV BGV v1.5
9. Bundesgesetz über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe (Rohrleitungsgesetz, RLG1) vom 4. Oktober 1963 (Stand am 13. Juni 2006)
10. Energieverbrauch der Schweizer Kantone Endenergieverbrauch und Mittelabfluss durch den Energie Import, Lea Eymann et al., Forschungsgruppe Erneuerbare Energie ZHAW Wädenswil, 2014
11. European Gas Hub Development Study, EFET, 2014-2015, verfügbar unter [http://www.efet.org/dev~EFET/EnergyMarkets/VTP\\_assessment](http://www.efet.org/dev~EFET/EnergyMarkets/VTP_assessment)
12. gem. Kooperationsvereinbarung VII, gültig für Transporte ab 01.01.2015, 2014
13. Guide on the Features of a Successful Virtual Trading Point, EFET, 2013
14. MACH 2 Gas - Marktmodell Schweiz 2 Gas Grundkonzept, VSG, September 2015
15. Netznutzungsvertrag, VV NNV V 1.5
16. Preisblatt der Open Grid Europe GmbH für Ein- und Ausspeiseverträge sowie interne Bestellungen
17. Preisblatt gültig ab 01. Januar 2015, Fluxys
18. Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz - Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010, BFE, 10. Januar 2014 bzw. 20. August 2014.
19. Zielmodell für die standardisierte Beschaffung von Regelernergie in den Marktgebieten GASPOOL und NCG, 2012
20. [www.ksdl-erdgas.ch/](http://www.ksdl-erdgas.ch/)
21. [www.storengy.com/de](http://www.storengy.com/de)
22. <https://www.net-connect-germany.de>
23. <https://transparency.entsog.eu/>
24. [www.energymonitor.at](http://www.energymonitor.at)



## **ÜBER DNV GL**

DNV GL - Energy gehört zur DNV GL Group, die mit ihrem Geschäftszweck zum Schutz von Leben, Eigentum sowie der Umwelt in bedeutenden industriellen Bereichen beiträgt. Im Vordergrund stehen unabhängige wirtschaftliche und technische Dienstleistungen in den Bereichen Risikomanagement, Klassifizierung, Zertifizierung und Testung für die Schiffs-, Öl- und Gasindustrie sowie die Energiebranche. Darüber hinaus erbringen wir auch Zertifizierungsleistungen für Kunden aus vielen weiteren Branchen. Das Unternehmen wurde 1864 gegründet und ist mit 16.000 Beschäftigten in mehr als 100 Ländern unter dem Leitmotto 'safer, smarter, greener' aktiv.