



# **Gasnetzzugang Schweiz (Los 3)**

STUDIE IM AUFTRAG DES BUNDESAMTS FÜR ENERGIE (BFE)

November 2015



## Studiennehmer

Frontier Economics Ltd.

Kranhaus Süd  
Im Zollhafen 24  
50678 Köln

[www.frontier-economics.com](http://www.frontier-economics.com)

E-Bridge Consulting GmbH

Baumschulallee 15  
53115 Bonn

<http://www.e-bridge.de/>

## Begleitgruppe beim BFE

Die Erarbeitung dieses Gutachtens wurde von Vertretern des BFE kontinuierlich begleitet. Vertreter der Begleitguppe waren:

- Florian Kämpfer
- Boris Krey
- Bruno Le-Roy

Dieser Bericht gibt die Ergebnisse und Empfehlungen von Frontier Economics und E-Bridge Consulting wieder.



## Gasnetzzugang Schweiz (Los 3)

<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>v</b>
<b>Glossar</b>	<b>vii</b>
<b>Executive Summary</b>	<b>1</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>13</b>
1.1 <i>Kontext</i> .....	13
1.2 <i>Zielsetzung</i> .....	13
1.3 <i>Struktur des Berichts</i> .....	14
<b>2 Status Quo und geplante Änderungen des Gasnetzzugangs in der Schweiz</b>	<b>15</b>
2.1 <i>Aktuelle Regelungen zum Gasnetzzugang gemäß Verbändevereinbarung 1</i> .....	15
2.2 <i>Vorschlag zur Änderung des Gasnetzzugangs gemäß „MACH 2 Gas“</i> .....	17
<b>3 Entry-Exit-System</b>	<b>19</b>
3.1 <i>Handlungsuniversum Entry-Exit-System</i> .....	19
3.3 <i>Integration Transit</i> .....	33
3.4 <i>Vertikale Grenze</i> .....	41
3.5 <i>Gesamtkapazität und Qualität der Kapazität</i> .....	46
3.6 <i>Regelenergieaufwand</i> .....	49
3.7 <i>Schlussfolgerung für die Schweiz</i> .....	52
<b>4 Kapazitäten</b>	<b>55</b>
4.1 <i>Kapazitätsprodukte</i> .....	55
4.2 <i>Kapazitätsermittlung</i> .....	63
4.3 <i>Kapazitätsvergabe</i> .....	66
4.4 <i>Engpassmanagement</i> .....	72
4.5 <i>Schlussfolgerungen für die Schweiz</i> .....	76
<b>5 Marktgebiet</b>	<b>79</b>

5.1	<i>Definition von Liquidität und Kriterien zur Messung von Liquidität</i>	79
5.2	<i>Entstehung von Liquidität</i>	81
5.3	<i>Schaffung eines liquiden Gasmarktes in der Schweiz</i>	87
5.4	<i>Exkurs: Möglicher Nutzen einer Marktintegration oder Marktkopplung</i>	90
5.5	<i>Schlussfolgerungen für die Schweiz</i>	91
<b>6</b>	<b>Nominierung</b>	<b>93</b>
6.1	<i>Grundlagen Nominierung</i>	93
6.2	<i>Beschreibung der Nominierungs- und Matchingprozesse in der Schweiz und in der EU</i>	95
6.3	<i>Mengenprognose und Datenbereitstellung</i>	98
6.4	<i>Handlungsempfehlung</i>	101
<b>7</b>	<b>Case Study: Einführung des EES in Österreich</b>	<b>105</b>

## Gasnetzzugang Schweiz

<b>Abbildung 1.</b> Abwägung zwischen Aufwand auf Handels- und Netzebene	21
<b>Abbildung 2.</b> Handlungsuniversum Entry-Exit-System	23
<b>Abbildung 3.</b> Räumliche Größe - Ausgestaltungsoptionen für die Schweiz	24
<b>Abbildung 4.</b> Aufteilung des Gasnetzes in drei Marktgebiete	27
<b>Abbildung 5.</b> Das Marktmodell COSIMA in Österreich	28
<b>Abbildung 6.</b> Das Integrationsmodell für exterritoriale Netze im Marktgebiet NCG	30
<b>Abbildung 7.</b> Schematische Darstellung VV2 Modell: Transite außerhalb des EES	34
<b>Abbildung 8.</b> Schematische Darstellung vollständiger Integration der Transite ins EES	36
<b>Abbildung 9.</b> Schematische Darstellung Integration der Transite ins EES mit Einschränkungen	38
<b>Abbildung 10.</b> Optionen zur Vertikalen Grenze EES	42
<b>Abbildung 11.</b> Vor- und Nachteile einer Integration des Verteilnetzes ins EES	44
<b>Abbildung 12.</b> Maßnahmen zur Vermeidung von physischen Engpässen auf Netz- und Handelsebene	48
<b>Abbildung 13.</b> Klassifizierung von Kapazitätsprodukten in Abhängigkeit ihrer Zuordenbarkeit und Festigkeit	56
<b>Abbildung 14.</b> Vor- und Nachteile unterschiedlicher Kapazitätsprodukte	60
<b>Abbildung 15.</b> Vor- und Nachteile unterschiedlicher Vergabeverfahren	69
<b>Abbildung 16.</b> Nutzung von Kapazitätsplattformen in der EU	71
<b>Abbildung 17.</b> Vertragliche vs. physische Engpässe	73
<b>Abbildung 18.</b> ICIS Heren Tradability Index	82

<b>Abbildung 19.</b> Ein- und Ausspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten des schweizerischen Gasnetzes	an 88
<b>Abbildung 20.</b> Nominierungs- und Matchingprozesse in der EU	94
<b>Abbildung 21.</b> Nominierungsarten und Datenformate	94
<b>Abbildung 22.</b> Sequenzdiagramm Nominierungen in Deutschland	98
<b>Abbildung 23.</b> Bilanzierung in Bilanzkreisen	99
<b>Abbildung 24.</b> Aufteilung des Gasnetzes in drei Marktgebiete	105
<b>Abbildung 25.</b> Schematische Darstellung des Marktes im Marktgebiet Ost	106
<b>Abbildung 26.</b> Rollen und Verträge im Österreichischen Gasmarktmodell	107
<b>Abbildung 27.</b> Netzentgelte je Entry- und Exit-Punkt	108
<b>Tabelle 1.</b> Kundenwechselfpotenzial nach VV1 und VV2	17
<b>Tabelle 2.</b> Kennzahlen von isolierten Zonen in Deutschland, Österreich und der Schweiz	26
<b>Tabelle 3.</b> Vergleich Nominierungsanforderungen EU/Schweiz	96
<b>Tabelle 4.</b> Anforderungen an die Datenbereitstellung	100



## Abkürzungsverzeichnis

ACER	– (European) Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ANB	– Anschlussnetzbetreiber
BFE	– Bundesamt für Energie
BG	– Bilanzgruppe
bFZK	– bedingt feste, frei zuordenbare Kapazitäten
BZK/(u)BZK/(f)BZK	– beschränkt zuordenbare Kapazitäten/ unterbrechbare, beschränkt zuordenbare Kapazitäten/ feste, beschränkt zuordenbare Kapazitäten
BKO	– Bilanzgruppenkoordinator
BKV	– Bilanzgruppenverantwortlicher / Bilanzkreisverantwortlicher
CEGH	– Central European Gas Hub
COSIMA	– Cross-border Operating Strongly Integrated Market Area
CMP	– Congestion Management Procedures
DZK/(u)DZK/(f)DZK	– dynamisch zuordenbare Kapazitäten/ unterbrechbare, dynamisch zuordenbare Kapazitäten/feste, dynamisch zuordenbare Kapazitäten
EES	– Entry-Exit-System
fFZK	– feste, frei zuordenbare Kapazitäten
GABiGas	– Grundmodell für Ausgleichsleistungen und Bilanzierungsregel im Gassektor (Festlegung der Bundesnetzagentur in Deutschland)
GeLiGas	– Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas (Festlegung der Bundesnetzagentur Deutschland)
GTM	– Gas Target Model
HHI	– Herfindahl-Hirschmann-Index
IG Erdgas	– Interessengemeinschaft Erdgas
IGEB	– Interessengemeinschaft Energieintensive Branchen
KSDL	– Koordinationsstelle Durchleitungen
LV	– Letzverbraucher/Endverbraucher
MG	– Marktgebiet
MGV	– Marktgebietsverantwortlicher
NBP	– National Balancing Point (Virtueller Handelspunkt in Großbritannien)
NB	– Netzbetreiber

NCG – Net Connect Germany  
Nm<sup>3</sup> – Normkubikmeter  
OGE – Open Grid Europe (Ein Netzbetreiber in Deutschland)  
PSV – Punto do Scambio Virtuale (Virtueller Handelspunkt in Italien)  
RLM – Registrierte Leistungsmessung (auf Stundenbasis)  
RLT – Registrierende Leistungsmessung (auf Tagesbasis)  
RSI – Residual-Supply-Index  
SLP – Standardlastprofil  
TaK – Temperaturabhängige Kapazitäten  
TK – Transportkunde  
TSO – Transmission System Operator  
TWh – Terrawattstunde  
TTF – Title Transfer Facility (Virtueller Handelspunkt in den Niederlanden)  
uFZK – unterbrechbare, fest zuordenbare Kapazitäten  
UIOLI – Use-it-or-lose-it  
ÜNB – Übertragungsnetzbetreiber  
VAP – Virtueller Austauschpunkt  
VHP – Virtueller Handelspunkt  
VV1 – Verbändevereinbarung 1  
VV2 – Verbändevereinbarung 2  
VGM – Verteilgebietsmanager  
VNB – Verteilnetzbetreiber  
VSG – Verband der Schweizerischen Gasindustrie

## Glossar

Begriff	Erklärung
Allokation	Zuordnung von Gasmengen zu einem Bilanzkreis (Bilanzgruppe).
Anschlussnutzer	Deutschland: Nutzer des Netzanschlusses nach § 1 Abs. 3 NDAV, gilt entsprechend für Mittel- und Hochdrucknetz.
Ausspeisenetzbetreiber ANB oder DSO	Deutschland: Netzbetreiber, mit dem der Transportkunde nach § 3 Abs. 1 Satz 1 GasNZV einen Ausspeisevertrag, auch in Form eines Lieferantenrahmenvertrages, abschließt.
Ausspeisepunkt	Ein Punkt innerhalb eines Marktgebietes, an dem Gas durch einen Transportkunden aus einem Netz eines Netzbetreibers zur Belieferung von Endverbrauchern oder zum Zwecke der Einspeicherung entnommen werden kann bzw. an Marktgebietsgrenzen oder Grenzübergängen übertragen werden kann. Als Ausspeisepunkt gilt im Fernleitungsnetz auch die Zusammenfassung mehrerer Ausspeisepunkte zu einer Zone gemäß § 11 Abs. 2 GasNZV.
Bilanzierungsbrennwert	Der Bilanzierungsbrennwert stellt die Vorausschätzung eines Abrechnungsbrennwertes je Brennwertgebiet dar. Er unterliegt der monatlichen Überprüfung, soweit erforderlich. Das Brennwertgebiet ist ein Netzgebiet, in dem ein einheitlicher Abrechnungsbrennwert angewendet wird.
Bilanzierungsumlage	Ein an die jeweiligen Netznutzer zu zahlendes oder von diesen zu zahlendes Entgelt in Höhe der Differenz zwischen den Beträgen, die ein Fernleitungsnetzbetreiber für seine Bilanzierungstätigkeiten erhalten hat oder zu

	erhalten hat, und den Beträgen, die ein Fernleitungsnetzbetreiber für seine Bilanzierungstätigkeiten gezahlt oder zu zahlen hat.
Bilanzkreis (D) Bilanzgruppe (CH) Bilanzkonto	Die Zusammenfassung von Einspeise- und Ausspeisepunkten, die dem Zweck dient, Einspeisemengen und Ausspeisemengen zu saldieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen.
Bilanzkreisnummer (D)	Eindeutige Nummer, die von dem Marktgebietsverantwortlichen an einen Bilanzkreisverantwortlichen für einen Bilanzkreis vergeben wird und insbesondere der Identifizierung der Nominierungen oder Renominierungen von Gasmengen dient.
Bilanzkreisverantwortlicher	Ist eine natürliche oder juristische Person, die für die Abwicklung des Bilanzkreises verantwortlich ist.
Bilanzzone (CH) Bilanzierungszone (D)	Ein Entry-Exit-System, für das ein spezifisches Bilanzierungssystem gilt und das Verteilernetze oder Teile davon umfassen kann.
Day-Ahead-Kapazität	Kapazität, die am Tag vor dem Liefertag als Tageskapazität gebucht werden kann.
Einspeisenetzbetreiber	Deutschland: Netzbetreiber, mit dem der Transportkunde nach § 3 Abs. 1 Satz 1 GasNZV einen Einspeisevertrag abschließt.
Einspeisepunkt	Ein Punkt innerhalb eines Marktgebietes, an dem Gas durch einen Transportkunden von Grenzübergängen, Marktgebietsgrenzen, inländischen Quellen und Produktionsanlagen, LNG-Anlagen, Biogasanlagen oder aus Speichern an einen Netzbetreiber in dessen Netz übergeben werden kann. Als Einspeisepunkt gilt im Fernleitungsnetz auch die Zusammenfassung mehrerer Einspeisepunkte zu einer Zone gemäß § 11

	Abs. 2 GasNZV.
Endverbraucher	Natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen.
Entry-Exit-System (EES)	In einem Entry-Exit-System (auch Zweivertragsmodell genannt) speist ein Gaslieferant an einem beliebigen Punkt Gas in das System ein (=Entry). Das Gas kann an einem beliebigen Ort (=Exit) wieder aus dem System entnommen werden. Für Entry- und Exit sind jeweils Entgelte zu zahlen. Der Transportweg ist für die Berechnung der Entgelte unerheblich.
Fernleitungsnetzbetreiber	Ein Netzbetreiber, bei dem für den Netzzugang Entry- oder Exit-Kapazitäten gebucht werden müssen. Dieser Netzbetreiber wendet nicht ein Netzpartizipationsmodell an.
GaBi Gas 2.0 (Deutschland)	Festlegung der deutschen Bundesnetzagentur in Sachen Bilanzierung Gas (Az. BK7-14-020) vom 19. Dezember 2014.
Gaswirtschaftsjahr	Der Zeitraum vom 1. Oktober, 06:00 Uhr, eines Kalenderjahres bis zum 1. Oktober, 05:59 Uhr, des folgenden Kalenderjahres.
Gebündelte Kapazität	Ausspeise- und damit korrespondierende Einspeisekapazität, die von einem Transportkunden zusammengefasst gebucht werden kann.
Gebündelte Nominierung	Einheitliche Nominierungserklärung an einem gebündelten Buchungspunkt.
Gebündelter Buchungspunkt	Zusammenfassung eines buchbaren Ausspeisepunktes und eines buchbaren Einspeisepunktes zwischen zwei inländischen oder einem inländischen und einem ausländischen Marktgebiet, an denen Transportkunden gebündelte Kapazität buchen können.
GeLi Gas (Deutschland)	Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate der Bundesnetzagentur (Az. BK7-06-067) vom 20. August 2007.

Grenzübergangspunkt (GÜP)	Netzkopplungspunkt zwischen zwei Netzbetreibern, die unterschiedlichen Ländern zugeordnet sind.
Kapazität	<p>Maximale stündliche Flussrate an einem Ein- oder Ausspeisepunkt, die in kWh/h ausgedrückt wird.</p> <p>Kapazitäten werden als handelbare Produkte zum Transport von Erdgas benötigt und von den Netzbetreibern den Händlern und Lieferanten angeboten.</p> <p>Feste Kapazität:</p> <p>Die feste Kapazität ermöglicht es dem Transportkunden jeden Exitpunkt eines Netzes über den gebuchten Entry-Point zu beliefern. Dabei garantiert der Netzbetreiber einen unterbrechungsfreien Transport über die gebuchte Kapazität</p> <p>Unterbrechbare Kapazität:</p> <p>Die unterbrechbare Kapazität ermöglicht es dem Transportkunden jeden Exitpunkt eines Netzes über den gebuchten Entry-Punkt zu beliefern. Dabei ist der Netzbetreiber berechtigt mit einer vertraglich definierten Vorlaufzeit die Lieferungen über den gebuchten Punkt zu reduzieren oder gänzlich zu unterbrechen. Für die dem Netzbetreiber gewährte Flexibilität zahlt der Netznutzer in der Regel ein geringeres Entgelt für die Kapazität.</p>
KARLA Gas (Deutschland)	Festlegung der Bundesnetzagentur in Sachen Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor (Az. BK7-10-001) vom 24. Februar 2011 oder eine diese Festlegung ergänzende oder ersetzende Festlegung.
Lastflusszusage	<p>Deutschland:</p> <p>Die in § 9 Abs. 3 GasNZV beschriebenen vertraglichen Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und („[...]“ Dritten, die bestimmte Lastflüsse zusichern sowie geeignet und erforderlich sind, die Ausweisbarkeit frei</p>

	zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erhöhen (Lastflusszusagen) <sup>6)</sup> .
Marktgebiet	Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten <b>frei zuordnen</b> , Gas an Endverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können.
Marktgebietsverantwortlicher (MGV) (Deutschland)	Der MGV ist die von den FNB bestimmte natürliche oder juristische Person, die in einem Marktgebiet Leistungen erbringt, die zur Verwirklichung einer effizienten Abwicklung des Gasnetzzugangs in einem Marktgebiet durch eine Person zu erbringen sind. Der MGV besitzt keine physischen Ein- oder Ausspeisepunkte. Allein der virtuelle Handlungspunkt (VHP) befindet sich im Verantwortungsbereich des MGV. Darüber hinaus ist der MGV für die Beschaffung und die Steuerung des Einsatzes von Regelenergie sowie für die Bilanzkreisabwicklung des Marktgebietes zuständig.
Netzbetreiber (NB)	Netzbetreiber, mit dem der Transportkunde einen Ein- oder Ausspeisevertrag bzw. Lieferantenrahmenvertrag abschließt.
Netznutzer	Endverbraucher, Lieferanten und Händler nutzen die Infrastrukturen der Netzbetreiber und werden in Summe als Netznutzer bezeichnet.
Nominierung	Anmeldung über die innerhalb bestimmter Zeitspannen zu übernehmenden bzw. zu übergebenden Gasmenge in kWh/h an einen Handelspartner, Netzbetreiber oder Marktgebietsverantwortlichen für einen Lieferpunkt.
Primärkapazitätsplattform PRISMA	Eine gemeinsame Buchungsplattform der Fernleitungsnetzbetreiber in Europa.
Renominierung	Änderung einer abgegebenen Nominierung oder Handelsmitteilung.
Renominierungszyklus	Das Verfahren, das der

	Fernleitungsnetzbetreiber durchführt, um einem Netznutzer nach dem Erhalt einer Renominierung eine Nachricht über die bestätigten Mengen zukommen zu lassen.
Rest of the Day-Kapazität	Kapazität, die am Liefertag für den Rest des Liefertages gebucht werden kann.
Sub-Bilanzkonto	Das Sub-Bilanzkonto ist ein Konto, das einem Bilanzkreis zugeordnet ist und die Zuordnung von Ein- und Ausspeisemengen zu Transportkunden und/oder die übersichtliche Darstellung von Teilmengen ermöglicht.
Tag D	Tag D ist der Liefertag, welcher um 06:00 Uhr beginnt und um 05:59 Uhr des folgenden Tages endet.
Trade Notification (oder Handelsmitteilung)	Siehe Art. 5 NC Bilanzierung: Anmeldung der Gasübertragung zwischen zwei Bilanzkreisen innerhalb einer Bilanzierungszone als Kauf und Verkaufsmitteilung zwischen zwei Handelspartnern.
Transportkunde	Juristische Person, die mit einem Netzbetreiber einen Ein- oder Ausspeisevertrag „bzw. einen Lieferantenrahmenvertrag“ abschließt.
Unterbrechbare Kapazität	Kapazität, die vom Netzbetreiber auf unterbrechbarer Basis angeboten wird. Die Nutzung der unterbrechbaren Kapazität kann von dem Netzbetreiber unterbrochen werden.
Virtueller Handelspunkt (VHP) Virtueller Austauschpunkt (VAP)	Ist ein Punkt im Marktgebiet, an dem Gas zwischen Bilanzkreisen/-konten/-gruppen gleicher Gasqualität übertragen werden kann, der jedoch keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt im Marktgebiet entspricht.
Within-Day-Kapazität	Kapazität, die am Liefertag für Teile des Liefertages gebucht werden kann.



## Executive Summary

Zurzeit folgt der unter der Verbändevereinbarung 2012 geregelte Netzzugang in der Schweiz noch einem Kontraktpfadmodell. Allerdings ist bereits mit MACH 2 Gas, die zum 01.10.2016 in Kraft treten soll, die Umstellung auf ein Entry-Exit-System (EES) vorgesehen.

Vor diesem Hintergrund hat das BFE Frontier und E-Bridge damit beauftragt, den Handlungsbedarf zur zukünftigen möglichen gesetzlichen Regelung des Gas-Netzzugangs zu bestimmen. Dieser Frage sind wir in vier grundlegenden Themenkomplexen nachgegangen:

- **Entry-Exit** – Wie sollte ein Entry-Exit-System in der Schweiz prinzipiell ausgestaltet sein?
- **Kapazität** – Wie sollten Kapazitäten ermittelt werden und welche Produkte sollten angeboten werden?
- **Marktgebiet** – Wie kann ein liquider wettbewerblicher Handel sichergestellt werden?
- **Nominierung** – Wie erfolgt die operative Umsetzung der Nominierung?

## Ausgestaltung des Entry-Exit-Systems

Ziel der Einführung eines EES ist es, den Wettbewerb zu fördern indem der Gashandel erleichtert wird. In einem EES sind Kapazitätsbuchungen nur noch an Entry- und Exit-Punkten (Zwei-Vertrags-Modell) erforderlich, um Gas im gesamten Marktgebiet zu transportieren. Das EES ist akzeptiert als ein System, dass es erlaubt, den „Handel von Erdgas“ hinreichend von den physikalischen Transportpfaden innerhalb des Gasnetzes zu lösen, sodass sich ein wettbewerblicher Gasmarkt entwickeln kann. Grundsätzlich stellt sich bei der Ausgestaltung des Netzzugangs im Allgemeinen und einem EES im Speziellen immer die Frage nach der Abwägung zwischen

- **Handelseffizienz** – je einfacher der Netzzugang für Versorger/Händler ausgestaltet ist, je mehr Kunden über *einen* Netzzugang erreicht werden können, usw., desto intensiverer Wettbewerb wird sich entwickeln, welcher wiederum Anbieter zu einer effizienten Ressourcenallokation zwingt. Von diesen profitieren Endverbraucher letztlich in Form von wettbewerblichen Preisen für Erdgas am Großhandelsmarkt. Diese Logik ist eine der wesentlichen Treiber hinter den Liberalisierungsbemühungen der EU, die sich u.a. in den diversen Binnenmarktpaketen und den sich daran anschließenden Prozessen ergeben.

- **Geringem Netzaufwand** – je mehr Versorger/Händler beim Netzzugang auch die spezifische physikalische Situation im Netz, d.h. Engpässe, temporäre Bilanzungleichgewichte usw. berücksichtigen, desto geringer ist der Aufwand auf Seiten des Netzbetriebes – Netzbetreiber müssen dann keine hohen Aufwendungen betreiben um potentiell aus Netzsicht ineffizientes Verhalten von Handel und Versorgern zu korrigieren.

Eine Erhöhung der Handelseffizienz geht dabei tendenziell mit einem höheren netzseitigen Aufwand einher, und umgekehrt: Müssen Netznutzer verstärkt die Netzphysik berücksichtigen, hemmt dies den freien Wettbewerb auf der Handelsebene; ist die Handelsebene stärker losgelöst von der Netzphysik, steigt der Aufwand auf der Netzebene und führt u.U. zu steigenden Netzkosten und höherem internen Koordinationsaufwand zwischen den Netzbetreibern.

Wie dieser Trade-off für den schweizerischen Gasmarkt zu bewerten ist, beeinflusst unmittelbar, welche Marktzone im EES gebildet werden sollten (Räumliche Größe des EES), ob und wie die Transitgasleitung in das EES integriert werden sollte, in welchem Umfang qualitativ hochwertige Kapazitäten ausgewiesen werden sollten und welche Bedeutung der benötigte Regelenergieaufwand bei der Ausgestaltung des EES hat. In Bezug auf diese Ausgestaltungsoptionen eines EES ist festzuhalten, dass die Handelseffizienz umso größer (und im Umkehrschluss der netzseitige Aufwand umso mehr steigt), je:

- größer die geographische Ausdehnung der Marktzone ist; und
- je mehr qualitativ hochwertige Kapazitäten ausgewiesen werden.

Die spezifische Situation des schweizerischen Gasmarktes, der gemessen am jährlichen Gasverbrauch im internationalen Vergleich ein kleiner Markt ist (und daher in dieser Hinsicht c.p. eine relativ ungünstigere Ausgangsvoraussetzung für die Schaffung eines liquiden Marktes hat als ein Land mit einem großen inländischen Gassektor), spricht deutlich für eine Priorisierung der Handelseffizienz. Zudem verfügt die Schweiz über ein relativ hohes Regelenergieangebot und physische Netzengpässe sind nach Aussage der Schweizerischen Gaswirtschaft mindestens momentan kein substantielles Problem. Aus diesen Gründen, und da das schweizerische Gassystem im Vergleich mit anderen europäischen Ländern vergleichsweise wenig komplex (gering vermascht) ist, scheint die Rücksichtnahme auf einen möglichen netzseitig zunehmenden Aufwand für die Schweiz von geringerer Priorität zu sein, als die Stärkung der Handelseffizienz. Folglich kommen wir zu folgenden Empfehlungen bezüglich der Ausgestaltung eines schweizerischen EES:

- **Ein EES sollte möglichst schweizweit ausgestaltet werden, idealerweise unter Einbeziehung der isolierten Zonen** – Je größer die Marktzone ist, über desto weitere Gebiete können Händler mit nur einer

Entry- und Exit-Buchung handeln – dies vereinfacht den Netzzugang für Versorger und Händler und stärkt damit die Handelseffizienz. Wir empfehlen folglich mindestens die fünf großen der bestehenden sieben Bilanzonen zu integrieren (wie auch schon in MACH 2 Gas vorgeschlagen). Falls eine vollständige Marktöffnung angestrebt wird, empfehlen wir, auch die zwei isolierten Zonen in das Marktgebiet aufzunehmen. Dies gebietet sich auch vor dem Hintergrund einer Gleichbehandlung aller Schweizer Endverbraucher.

- **Ebenso sollten die Transitleitungen integraler Teil einer Schweizer Bilanzzone sein, ggf. unter Einschränkungen der freien Zuordenbarkeit, sofern dies aus Netzsicht notwendig ist** – Eine vollständige Integration der Transitgasleitung ist besonders deshalb vorzuziehen, um durch die Transitmengen die Liquidität innerhalb des Schweizer EES deutlich zu erhöhen. Eine nicht-Integration (bzw. lediglich die Integration des inländischen Teils der Transite, wie in MACH 2 Gas vorgesehen), wäre daher im Vergleich mit großen Nachteilen für den Wettbewerb im schweizerischen Gasmarkt verbunden. Eine vollständige Integration würde z.B. zu einem erhöhten Angebot an (interner und externer) Regelenergie führen und sicherstellen, dass der schweizerische Gasmarkt von der Einführung des Reverse-Flow-Projekts von Italien nach Deutschland profitieren würde.

Aus einer Integration der Transitmengen sind zudem positive Effekte für die Versorgungssicherheit zu erwarten: Hierdurch ist gewährleistet, dass Transitmengen vollumfänglich (bzw. in dem Maße, wie frei zuordenbare Kapazitäten verfügbar sind) am VAP zur Verfügung stehen, so dass in einer Mangelsituation in der Schweiz unmittelbarer Zugriff auf die Transitmengen gewährleistet ist.

Zudem scheinen potenzielle Nachteile einer vollständigen Integration gering oder zumindest kontrollierbar zu sein: Der netzseitige Aufwand dürfte in der Schweiz durch eine Integration kaum zunehmen, da es laut Aussagen der schweizerischen Gaswirtschaft aktuell nicht zu Engpässen im System kommt und die Transitleitung in der Schweiz im Vergleich zu anderen Ländern kein sehr komplexes System darstellt. Evtl. Aufwände zur Anpassung von Verzollungsregelungen oder bei Umstellung von bestehenden langfristigen Transportbuchungen sind ebenfalls als gering einzuschätzen und in den Nachbarländern für die betroffenen langfristigen Transportverträge bereits umgesetzt.

Eine Einschränkung der vollständigen Integration in Form einer teilweisen Ausweisung von beschränkt zuordenbarer Kapazitäten an den Transit-Übergangspunkten wäre akzeptabel insofern dies netztechnisch notwendig ist, um den netzseitigen Aufwand sinnvoll zu begrenzen – das Ausweisen von

beschränkt zuordenbaren Kapazitäten sollte aber weitestgehend minimiert werden.

- **Ein großer Anteil von hochwertigen fFZK Kapazitäten ist prinzipiell anzustreben** – Das Ziel eines EES, Liquidität und Wettbewerb durch einen vereinfachten, pfadunabhängigen Gasnetzzugang zu stimulieren, wird insbesondere durch die Ausweisung von einem großen Anteil fFZK erreicht, bei denen ein uneingeschränkter Zugang zum virtuellen Handelspunkt besteht.

Da sich Transportkunden bei frei zuordenbaren Kapazitäten aber gerade nicht auf konkrete Lastflüsse festlegen, sind die resultierenden Lastflüsse im Gasnetz mit Unsicherheiten behaftet. Aus diesem Grund ist es in der Regel nicht möglich, fFZK in unbegrenztem Ausmaß auszuweisen, ohne physische Engpässe zu riskieren bzw. weitere Maßnahmen auf Netzebene durchzuführen. Im Zweifelsfall sind daher Abwägungsprozesse notwendig, inwieweit netzseitige Maßnahmen zur Kapazitätsausweitung herangezogen werden sollten.

Zwar ist dabei stets eine Einzelfallentscheidung vorzunehmen. Vor dem Hintergrund, dass die Sicherung einer ausreichenden Handelsliquidität für die Schweiz eine hohe Priorität haben sollte und zudem von einem ausreichenden Regelenergieangebot ausgegangen werden kann, empfehlen wir, im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben zu einem EES als Leitlinie eine prioritäre Ausweisung von möglichst großen fFZK anzustreben. Zur Sicherung netztechnisch erforderlicher Flüsse zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit der Schweiz kann ein Teil der Kapazitäten an den Grenzübergängen als beschränkt fest zuordenbare Kapazität bFZK bei der Umstellung der bestehenden Transportverträge gegen reduziertes Entgelt ausgewiesen werden.

Eine weitere Ausgestaltungsoption bei der Einführung eines EES bezieht sich darauf, wie weit die gemeinsame Bilanzzone in vertikaler Ebene entlang der Lieferkette zum Endkunden reicht. Dabei ist die zentrale Frage, wer für die Bewirtschaftung der Exit-Kapazitäten zwischen der Fern-/Regionalgasebene und dem nachgelagerten Verteilnetz zuständig ist. Während

- bei der im Rahmen von MACH 2 vorgeschlagenen City-Gate Lösung diese Aufgabe jeweils alle an diesem Punkt Gas durchleitenden Händlern und Lieferanten zukommt (mit entsprechendem Koordinierungsaufwand und potentiellen Diskriminierungsproblemen);
- bestünde alternativ die Möglichkeit, im Rahmen einer vollständigen vertikalen Integration diese Aufgabe zentral beim nachgelagerten Verteilnetzbetreiber zu verorten, wo dann jedoch entsprechende Prozesse und Abläufe neu zu implementieren wären.

Die Entscheidung über die vertikale Grenze des EES hängt daher primär von einem Trade-off zwischen der Vermeidung von Aufwand (und potenzieller Wettbewerbsverzerrung) für Lieferanten und Händler auf der einen Seite und der Vermeidung eines hohen Umsetzungsaufwand auf Ebene der Verteilnetzbetreiber auf der anderen Seite ab. Wie groß dieser Trade-off ist, und welche vertikale Abgrenzung des EES daher aus unserer Sicht zu empfehlen ist, hängt dabei insbesondere vom Grad der letztlich angestrebten Marktöffnung und dem in diesem Zuge eh anfallenden Umstellungsaufwand bei den Akteuren ab:

- Ein **vollständig vertikal integriertes EES** wäre insbesondere dann empfehlenswert, wenn eine **weite Marktöffnung für alle Gasverbraucher** in der Schweiz früher oder später angestrebt wird:
  - Inkrementelle Aufwendungen für die Umstellung der Verteilnetzbetreiber wären dann angesichts eines eh anfallenden Umstellungsaufwands relativ gering;
  - Für den Wettbewerb bei einer City-Gate-Lösung nachteilige Portfolioeffekte würden dann besonders schwer wiegen;
  - Eine Poolung des Transaktionsaufwands bei den VNB wäre vermutlich effizienter als eine Individuelle Verortung bei den Lieferanten
- Im Fall einer langfristigen **Marktöffnung nur für Industriekunden** wäre hingegen zu prüfen, ob der Einführungsaufwand in einem solchen Fall nicht den möglichen Wettbewerbsnutzen einer voll integrierten Lösung übersteigt. In diesem Fall könnte eine **City-Gate-Lösung** ein pragmatischer Ansatz sein. Dabei besteht prinzipiell auch die Möglichkeit, zunächst mit einer City-Gate-Lösung zu starten und erst im Zuge einer weiteren Marktöffnung eine vollständige Integration einzuführen.

## Kapazitäten

Im Arbeitspaket „Kapazitäten“ wird detailliert analysiert, wie die jeweiligen Kapazitäten an den Entry und Exit-Punkten zu ermitteln sind und in Form von welchen Produkten diese dann, anhand welcher Vergabemechanismen, an Marktakteure angeboten werden sollten. Zudem wird untersucht, welche Maßnahmen zur Behebung von Engpässen zu ergreifen sind. Wir kommen dabei zu folgenden Schlussfolgerungen für die Schweiz:

- **Die Ausweisung von festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (fFZK) ist zu priorisieren** – Bei dem Ausweisen von verschiedenen Kapazitätsprodukten ist grundsätzlich eine Abwägung zwischen den Belangen des Netzbetriebs und dem Ziel, einen möglichst umfassenden und freien Zugang zum VAP zu gewährleisten, vorzunehmen. Da die

Einführung des EES in der Schweiz nach unserm Verständnis auch aufgrund einer klaren Marktöffnungsintention geplant ist, ist vor diesem Hintergrund das zweite Ziel stärker zu gewichten. Entsprechend wäre bei der Produktgestaltung die Ausweisung von ffZK zu priorisieren, ggf. auch auf Basis erhöhten Aufwands auf Netzseite. Lediglich falls dies nicht mit vertretbarem Aufwand zu leisten ist, sollten hilfsweise Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit eingesetzt werden bzw. feste Kapazitäten in unterbrechbare umgewandelt werden. Zusätzliche unterbrechbare Kapazitäten sollten aus Effizienzgründen angeboten werden. Generell ist nicht damit zu rechnen, dass in der Schweiz ein hoher Bedarf an Produkten mit beschränkter Zuordenbarkeit besteht, da das Schweizerische Gasnetz eine geringere Komplexität als z.B. in Deutschland aufweist und da gemäß Aussage des VSG keine substantiellen (physischen) Engpässe vorliegen.

- **Die Kapazitätsermittlung sollte prinzipiell in der Verantwortung der Netzbetreiber liegen; ein Regulierungs-/Kontrollbedarf besteht jedoch insbesondere, solange Netzbetreiber nicht umfassend entflochten sind** – Die Ermittlung von Kapazitäten sollte prinzipiell die Aufgabe des Netzbetreibers sein, da allein dieser über die benötigten Informationen und das technische Know-how verfügt – und letztlich auch die Systemverantwortung trägt. Letzteres kann zu einem risikoaversen Verhalten führen, so dass Netzbetreiber Kapazitäten tendenziell sehr konservativ und unterhalb der maximalen physischen Leistungsfähigkeit ausweisen. Daher ist es notwendig, durch die Aufsichtsbehörden entsprechende Rahmenbedingungen für eine effiziente Kapazitätsberechnung zu setzen, bzw. durch eine effektive Kontrolle eine solche sicherzustellen. Hierbei ist der des sich in der Schweiz durchsetzenden Grads des Unbundlings der Netzbetreiber zu berücksichtigen. Vereinfacht gesagt gilt: Je stärker das Netz von anderen Wertschöpfungsstufen getrennt wird, desto stärkere Anreize hat das Netzunternehmen seinen Erlös durch ein Ausweisen von hohen sowie qualitativ hochwertigen Kapazitäten zu maximieren. Daher gilt vereinfacht: je umfassender ein Entflechtung durchgeführt wird, desto weniger Kontrolle der Kapazitätsermittlung ist seitens der Regulierungsbehörden erforderlich.
- **Für die Schweiz empfiehlt es sich, auf etablierte Vergabeprozesse- und plattformen zurückzugreifen** – Um Wettbewerb im Gasmarkt sicherzustellen – wie es ja eine der zentralen Motivationen für die Einführung eines EES ist - ist es essentiell, einen diskriminierungsfreien Zugang zu Transportkapazitäten zu gewährleisten. Falls Kapazitäten knapp sind, müssen alle (potentiellen) Interessenten für Kapazitäten Zugriff auf diese zu gleichen Konditionen und Zuteilungschancen erhalten. Aus diesem Grund sollte die Vergabe von Kapazitäten transparent und marktbasierend erfolgen. Gemäß den EU-Vorgaben zur Kapazitätsvergabe hat die



Kapazitätsvergabe an Übergangspunkten zwischen Marktgebieten in der EU ab November 2015 über Auktionen zu erfolgen. Vorteile von Auktionen sind eine hohe Transparenz und Diskriminierungsfreiheit der Vergabe. Zudem erfolgt die Vergabe zu einem marktbasieren Preis, der in der Auktion bestimmt wird. Der Nachteil von Auktionen ist dagegen der vergleichsweise hohe Umsetzungsaufwand.

Die EU-Vorgaben regeln zudem, dass die Kapazitätsvergabe über Internet-Vermarktungsplattformen erfolgen soll, auf denen es zudem die Möglichkeit zum Sekundärhandel von Kapazitäten geben soll. Als Plattform für die Vergabe von Primär- und Sekundärkapazitäten auf Fernleitungsebene hat sich in der EU bislang vor allem die PRISMA-Plattform durchgesetzt.

Für die Schweiz ist mindestens an den Grenzübergangspunkten eine Adaption an die EU-Vorgaben zur Kapazitätsvergabe und die Nutzung einer internetbasierten, zentralen Plattform für die Kapazitätsvergabe empfehlenswert, um die Vergabe möglichst transparent zu gestalten und um Transaktionskosten für Transportkunden möglichst gering zu halten. Die Vergabe-Plattform könnte auch für die Einführung eines Sekundärmarkts für Kapazitäten in der Schweiz genutzt werden.

- **Bei der Festlegung von Engpassmanagement-Maßnahmen kann sich die Schweiz an den bestehenden umfangreichen EU-Vorgaben orientieren** – Die Einführung von (vertraglichen) Engpassmanagement-Maßnahmen ist bedeutend, um ineffiziente Unterauslastungen und Hortungen der verfügbaren physischen Kapazitäten sicherzustellen. Zum vertraglichen Engpassmanagement existieren mittlerweile folgende einheitliche EU-Vorgaben:
  - **Überbuchung und Rückkauf** – Netzbetreiber sollen einen Anreiz erhalten, Kapazitäten zunächst vertraglich zu überbuchen und im Falle von physischen Engpässen mittels eines marktbasieren Verfahrens zurückzukaufen. Durch die Überbuchung sollen zusätzliche feste Kapazitäten (über die technisch verfügbare Kapazität hinaus) angeboten werden.
  - **Langfristiges Use-it-or-lose-it (UIOLI)** – Systematisch nicht genutzte Kapazitäten sollen Transportkunden entzogen werden, um so ein Horten von Kapazitäten zu vermeiden.
  - **Möglichkeit der Kapazitätsrückgabe** – Transportkunden sollen Kapazitäten an den Netzbetreiber zurückgeben können, der diese dann reallokiert.
  - **Day-Ahead UIOLI** – Ein Day-Ahead UIOLI beschränkt die Renominierungsmöglichkeiten der Marktteilnehmer ab einem gewissen Zeitpunkt und gibt dem Fernleitungsnetzbetreiber dadurch die

Möglichkeit, auf Basis der dann verbindlich feststehenden Nominierungen bei noch verfügbaren physischen Kapazitäten kurzfristig zusätzliche feste Day-Ahead Kapazität anzubieten.

Bei der Festlegung von Engpassmanagement-Maßnahmen kann sich die Schweiz an den bestehenden umfangreichen EU-Vorgaben orientieren. Sofern an Übergangspunkten zwischen Marktgebieten gebündelte Kapazitäten vergeben werden, ist eine Harmonisierung der Engpass-Management-Verfahren sogar zwingend erforderlich. Lediglich eine Einführung der Maßnahme „Überbuchung und Rückkauf“ erscheint mindestens in der kurzen Frist für die Schweiz nicht geeignet, da das EES in der Schweiz neu eingeführt wird und noch keine Erfahrungswerte für die Wahrscheinlichkeit von vertraglichen Engpässen vorliegen.

## Marktgebiet

Zentrales Ziel eines Entry-Exit-Systems ist die Schaffung eines Marktgebietes, innerhalb dem für die Händler-/Vertriebsebene die räumliche Allokation von Mengen nicht länger entscheidungsrelevant ist (im Idealfall), so dass die Effizienz des Gashandels steigt und durch Wettbewerb Vorteile bei Preis und Auswahl für schweizerische Konsumenten schafft.

Um das Niveau an „Wettbewerb“ zu beurteilen, wird typischerweise die Liquidität des Handels herangezogen. Ziel eines EES ist damit insbesondere, positive, wettbewerbsfördernde Liquiditätseffekte zu erzielen (z.B. durch wirtschaftliche Konzentration von physikalisch räumlich getrennten Mengen an einem virtuellen Handlungspunkt). Vor diesem Hintergrund ist eine zentrale Frage bei der Einführung des EES in der Schweiz, ob sich dort ein funktionierender Wettbewerb, gemessen u.a. an einem liquiden Markt, entwickeln kann. Zu diesem Zweck haben wir anhand der Entwicklung der Liquidität an europäischen Gashubs Determinanten von liquiden Gasmärkten identifiziert und anschließend die Voraussetzungen der Schweiz in Bezug auf die Entwicklung eines liquiden VAPs untersucht.

### *Determinanten von liquiden Gasmärkten*

Die Liquidität von Gasmärkten kann einerseits durch regulatorische Maßnahmen und zum anderen durch marktseitige Voraussetzungen gefördert bzw. gehemmt werden:

- Grundsätzlich wirken alle regulatorische Maßnahmen, die den Wettbewerb stärken und den Handel über Marktgebietsgrenzen hinweg erleichtern, liquiditätsfördernd. Beispiele hierfür sind:
  - die **Einführung des Entry-Exit-Systems** an sich als Voraussetzung für die Etablierung eines VAPs;

## Executive Summary



- nicht-diskriminierende Behandlung neuer Anbieter (bspw. durch die Sicherstellung, dass **Bilanzierungsregeln** neue Anbieter mit wenigen Kunden nicht gegenüber Anbietern mit einem großen Kundenstamm benachteiligen);
  - Wirksames Engpassmanagement und **effiziente Kapazitätsallokation**, welche eine bestmögliche Integration/effiziente Nutzung von vorhandener Kapazität erlauben und zu grenzüberschreitendem Wettbewerb über die Grenze des EES beitragen.
- Marktseitige Voraussetzungen für die Etablierung liquider Märkte sind beispielsweise:
  - eine **hohe Anzahl von Akteuren am VAP** – dies kann beispielsweise durch eine geringe Anzahl an Marktgebieten innerhalb eines Landes und durch eine gute **physische Integration von Marktgebieten** gefördert werden;
  - Angebot und Nachfrage dürfen größtenteils **nicht in langfristigen Verträgen** gebunden sein;
  - Zunehmender **Wettbewerb im Endkundenmarkt** – durch zunehmenden Wettbewerb gibt es geringere Portfolioeffekte, wodurch der Markteintritt für neue Akteure vereinfacht wird. Liquidität hat in diesem Fall einen selbstverstärkenden Effekt.

### *Schaffung eines liquiden Gasmarktes in der Schweiz*

Im Kontext der Einführung eines Entry-Exit-Systems in der Schweiz stellt sich die Frage, wie die Ausgangsvoraussetzungen für die Schaffung eines liquiden Gasmarktes in der Schweiz aussehen. Auf der einen Seite ist die Schweiz gemessen am jährlichen Gasverbrauch ein im europäischen Vergleich sehr kleiner Markt, was ceteris paribus eher eine ungünstige Voraussetzung für die Entstehung eines liquiden Marktes ist. Andererseits ist die Schweiz eng mit liquiden Gasmärkten verknüpft, wodurch zwei wesentliche Vorteile für die Schaffung eines funktionierenden, liquiden Gasmarktes in der Schweiz entstehen:

- **Die enge grenzüberschreitende Anbindung des schweizerischen Gasmarktes führt zu einem diversifizierten Bezugsportfolio** – Bereits heute verfügt die Schweiz vor allem durch die Anbindung an Deutschland und Frankreich auf einen Zugriff zu diversifizierten Gasimportmöglichkeiten (z.B. aus den Niederlanden, Norwegen, Russland). Durch die Einführung des geplanten Reverse-Flow-Projektes zwischen Italien, der Schweiz und Deutschland, würde sich das Bezugsportfolio für die Schweiz ab 2018 gegenüber heute noch erweitern: Über Italien hätte die Schweiz dann auch z.B. Zugriff auf Gas aus Aserbaidschan und Afrika.

- **Die enge Anbindung zu benachbarten liquiden Hubs kann dem schweizerischen Markt Liquidität zuführen** – Die enge Anbindung der Schweiz zu benachbarten liquiden Hubs (bzw. Hubs mit zunehmender Liquidität) lässt einen positiven Einfluss auf den Wettbewerb auf dem schweizerischen Gasmarkt erwarten und würde den schweizerischen Gasmarkt auch für Händler aus den benachbarten Märkten, z.B. zur Ausnutzen von Arbitragepotenzialen, attraktiv machen. Vor allem führt die enge Anbindung zu liquiden Nachbarmärkten dazu, dass die Schweiz unmittelbar von etablierten Terminhandelsmärkten profitieren könnte. Auch in anderen europäischen Gasmärkten ist zu beobachten, dass bei ausreichender Anbindung zu Nachbarländern der Handel auf Terminebene in der Regel an liquideren benachbarten VHP erfolgt und sich Händler dann auf dem Day-Ahead-Markt im eigenen Marktgebiet glattstellen. Der Händler trägt dann lediglich das Basisrisiko, so dass auch komplexe Beschaffungsstrategien umgesetzt werden können, selbst wenn am nationalen VHP sich zunächst nur kurzfristige Märkte etablieren konnten.

Zusammenfassend hat die Schweiz trotz ihrer geringen Gasnachfrage durch die gute grenzüberschreitende Anbindung des Gasmarktes ein hohes Potenzial um eine hinreichende Liquidität zu entwickeln.

## Nominierung

Für die Abwicklung von Handelsgeschäften, dem Ausgleich von Bilanzgruppendifferenzen, dem Angebot von Regelenergie und letztendlich der Durchführung von Transporten zur Erfüllung der physischen Lieferverpflichtungen ist eine mit dem umliegenden Ausland kompatible Marktkommunikation zwingend erforderlich um immer kurzfristigere Geschäftsprozesse abwickeln zu können. Die Mengenanmeldungen für physische Gaslieferungen werden über europäisch harmonisierte Prozesse (Nominierung) zwischen Marktpartnern ausgetauscht, bestätigt und durch die Netzbetreiber in physische Gaslieferungen umgesetzt.

Die Schweizer Gaswirtschaft ist in die Entwicklung der europäischen Standards einbezogen und wendet diese an den Grenzübergangspunkten weitestgehend an. Für eine Umsetzung des mit MACH 2 vorgeschlagenen neuen Netzzugangsmodells und auch unserer Vorschläge sind die bestehenden Prozesse in der Schweizer Gaswirtschaft in der Marktkommunikation zwischen Netznutzern und Netzbetreibern den europäischen Anforderungen anzupassen, um zum einen den Lieferanten der Schweizer Endverbraucher die Möglichkeit zu geben um auf Laständerungen ihrer Kunden kurzfristig (auch untertäglich) zu reagieren und zum anderen dem Regelenergiemarkt der Schweizer Netzbetreiber kurzfristig die erforderlichen Regelenergiemengen zur Verfügung zu stellen.

## Executive Summary

Folgende Aspekte erfordern aus unserer Sicht Anpassungen in Schweizer Marktmodell:

- **Vollständige Bilanzierung aller Netzkunden im Marktgebiet** – Um den Regelenergiebedarf des Schweizer Netzes vollständig zu erfassen, und verursachungsgerecht die entstandenen Kosten den verantwortlichen Lieferanten zuzuordnen ist eine vollständige Bilanzierung aller Gaskunden über Bilanzgruppen erforderlich. Dies erfordert die Prognose aller an Endkunden zu liefernden Gasmengen durch ihren Lieferanten und die Bilanzierung der angemeldeten und beschafften Gasmengen, sowie der gemessenen und abgenommenen Gasmengen über Bilanzgruppen der Lieferanten in einem Schweizer Bilanzierungsgebiet (Marktgebiet).
- **Transparenz über den Bilanzgruppenstatus für den Bilanzgruppenverantwortlichen** – Um unter der Prämisse des ausgeglichenen Bilanzkreises Regelenergieaufwände zu vermeiden und eine kostengünstige Belieferung seiner Kunden darzustellen benötigt der bilanzgruppenverantwortliche Lieferant eines Endverbraucherportfolios einen möglichst transparenten Überblick über seine Ein- und Ausspeisungen in der von ihm zu verantwortenden Bilanzgruppe. Die europäischen Anforderungen an die Netzbetreiber definieren eine mindestens zweimal tägliche Mitteilung des Bilanzgruppenstatus, bzw. der Abnahmemengen der in der Bilanzgruppe zusammengefassten Endverbraucher an den Bilanzgruppenverantwortlichen. Damit soll der Lieferant in die Lage versetzt werden auch im Rahmen einer Tagesbilanzierung Ein- und Ausspeisungen in seine Bilanzgruppe innerhalb eines Tages in Ausgleich zu bringen und damit Regelenergie und Kosten zu vermeiden.
- **Anpassung der Fristen an europäische Vorgaben** – Die Schweizer Gaswirtschaft beschreibt in ihren gültigen Netzanschluss- und Bilanzgruppenverträgen Prozessfristen und Zeitpunkte die längere Reaktions- und Antwortzeiten für die Schweizer Gaswirtschaft zulassen als durch die europäischen Verbände der Gaswirtschaft definiert wurden. Dies führt zum einen zu Nachteilen der Schweizer Lieferanten in der Belieferung ihrer Endkunden, da die erforderlichen Anpassungen der Mengenanmeldungen (Renominierung) nicht mit einer ähnlichen Reaktionsgeschwindigkeit wie im benachbarten europäischen Ausland bearbeitet werden. Zum anderen führt dies auch zu Nachteilen in der Regelenergiebeschaffung, da Lieferanten für Regelenergie mit längeren Vorlaufzeiten für die Beschaffung und Bereitstellung von Regelenergie in der Schweiz rechnen müssen.
- **Aufhebung der Restriktionen für die Anzahl der Renominierungen** – In den aktuellen Netzanschluss- und Bilanzgruppenverträgen der Schweizer

Gaswirtschaft wird die Anzahl der möglichen Renominierungen auf 60 bzw. 120 je Monat limitiert, bzw. eine Überschreitung gegen Entgelt angeboten. Dies ist international nicht üblich und erhöht den Transaktionsaufwand für kurzfristig agierende Händler und Lieferanten mit aktivem Management ihrer Bilanzgruppen, bzw. Angeboten im Regelenergiemarkt.

# 1 Einleitung

Der Gasmarkt in der Schweiz ist gesetzlich nur rudimentär geregelt. Der Bundesrat hat jedoch Anfang 2014 erklärt, dass eine Gasmarktöffnung überlegt und in einem geordneten legislatorischen Rahmen erfolgen müsse. Der Bundesrat zieht es in Betracht, die Schaffung eines entsprechenden Gesetzes in die Legislaturperiode 2015-2019 aufzunehmen. Das BFE ist damit betraut, die anfallenden regulatorischen und wettbewerblichen, sowie die Versorgungssicherheit betreffenden Fragestellungen inhaltlich mit Hilfe externer Gutachten, vorzubereiten.

Der vorliegende Bericht stellt die Ergebnisse der Studie zu Los 3 dar. Kern der Aufgabenstellung im Los 3 ist es, den Handlungsbedarf zur zukünftigen möglichen gesetzlichen Regelung des Gas-Netzzugangs zu bestimmen.

## 1.1 Kontext

Der Gasmarkt in der Schweiz unterliegt bisher nur rudimentären gesetzlichen Regelungen. Netzbetreiber sind zwar bereits auf Basis des Bundesgesetzes vom 04. Oktober 1963 über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe (RLG) gemäß Artikel 13 Absatz 1 verpflichtet, Drittzugang gegen angemessene Gegenleistung zu gewähren, falls dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist, und wenn der Dritte eine angemessene Gegenleistung anbietet.

Praktisch wurde bis Anfang 2000 jedoch von diesem Drittzugang kein Gebrauch gemacht. Mit der Entwicklung und Etablierung liberalisierter Gasmärkte in Europa wuchs jedoch auch entsprechendes Interesse in der Schweiz. Da aber weder Rohrleitungs- noch Kartellgesetz Einzelheiten zum Gasnetzzugang regelten, kam es zunehmend zu Unstimmigkeiten, so dass seit 2012 eine privatrechtliche Verbändevereinbarung (VV1)<sup>1</sup> Details regelt. Aktuell wird gerade eine zweite Vereinbarung als Weiterentwicklung der VV1 erarbeitet (VV2), die mit der Einführung von neuen Marktregeln (MACH 2) für den Herbst 2016 die Einführung eines Entry-Exit-Systems vorsieht.

## 1.2 Zielsetzung

Diese Studie soll Grundlagen für die Erarbeitung eines Gesetzentwurfs zur Festlegung der (regulatorischen) Rahmenbedingungen für den Schweizer Gasmarkt schaffen. Kern der Aufgabenstellung ist es, den Handlungsbedarf zur zukünftigen möglichen gesetzlichen Regelung des Gas-Netzzugangs zu

---

<sup>1</sup> Vereinbarung über den Netzzugang bei Erdgas vom 19.06.2012

bestimmen. Hierzu sind folgende Anforderungsdimensionen entscheidungsrelevant:

- Gesetzliche/regulatorische Vorgaben, insbesondere aufgrund der EU-Richtlinien und Verordnungen;
- Konzeptionelle ökonomische Überlegungen – welche Zugangsregime sind Voraussetzung zur Erreichung der angestrebten wettbewerbs- und energiepolitischen Ziele;
- Internationale Erfahrungen (aus dem europäischen Ausland);
- Aktuelle (privat-)wirtschaftliche Vereinbarungen (z.B. Verbändevereinbarungen), an die – soweit zielführend – aus Praktikabilitätsgesichtspunkten ggf. anzuknüpfen wäre;
- Besonderheiten aufgrund der Situation in der Schweiz (z.B. hoher Transitanteil, hoher Anteil Zweistoff-Kunden) bzw. besondere Stakeholder-Belange.

### 1.3 Struktur des Berichts

In diesem Kontext untersuchen wir im Rahmen der vorliegenden Studie den Handlungsbedarf bezgl. der Organisation des Netzzugangs in der Schweiz. Hierzu gliedern wir die Aufgabenstellung in vier grundlegende Themenkomplexe.

1. **Entry-Exit (Abschnitt 3)** – Wie sollte ein Entry-Exit-System in der Schweiz prinzipiell ausgestaltet sein?
2. **Kapazität (Abschnitt 4)** – Wie sollten Kapazitäten ermittelt werden und welche Produkte sollten angeboten werden?
3. **Marktgebiet (Abschnitt 5)** – Wie kann ein liquider wettbewerblicher Handel sichergestellt werden?
4. **Nominierung (Abschnitt 6)** – Wie erfolgt die operative Umsetzung der Nominierung?

Zunächst fassen wir in **Abschnitt 2** aktuelle und geplante Regelungen zum Netzzugang in der Schweiz zusammen und gehen in **Abschnitt 7** auf das Fallbeispiel Österreich ein, wo im Jahre 2013 ein EES eingeführt wurde.

## 2 Status Quo und geplante Änderungen des Gasnetzzugangs in der Schweiz

In diesem Kapitel beschreiben wir,

- welche Regelungen zum Netzzugang zurzeit gemäß der Verbändevereinbarung (VV1) in der Schweiz gelten (**vgl. Abschnitt 2.1**) und
- welche Änderungen die schweizerische Gaswirtschaft mit ihrem Vorschlag gemäß „MACH 2 Gas“ der VV2 vorgelegt hat (**vgl. Abschnitt 2.2**).

In diesem Kapitel beschränken wir uns dabei zunächst auf eine Übersicht der bestehenden und der geplanten Regelungen zum Gasnetzzugang. Eine inhaltliche Bewertung der geplanten Änderungen gemäß MACH 2 Gas erfolgt im Kontext der inhaltlichen Diskussion in den entsprechenden Abschnitten in Kapiteln 3-5.

### 2.1 Aktuelle Regelungen zum Gasnetzzugang gemäß Verbändevereinbarung 1

Seit dem 1. Oktober 2012 ist die „Vereinbarung zum Netzzugang beim Erdgas“ zwischen dem Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) und der Interessengemeinschaft Erdgas (IG Erdgas) sowie der Interessengemeinschaft Energieintensiver Branchen (IGEB) in Kraft. Die VV1 regelt den Netzzugang für „Dritt-Transporte von industriellen Erdgasbezügern“<sup>2</sup>. Ziel der Vereinbarung ist ein diskriminierungsfreier Zugang zum schweizerischen Erdgasnetz. Netzzugangsberechtigte Kunden sind Industriekunden, die Erdgas primär als Prozessgas einsetzen, eine vertragliche Transportkapazität von mindestens 150 Nm<sup>3</sup>/h<sup>3</sup> nutzen und über eine Lastgangmessung sowie Datenfernübertragung verfügen. Im Folgenden fassen wir wesentliche Elemente der VV1 zusammen.

- **Netzzugang gemäß Kontraktfadmodell** – Durch Netznutzungsverträge, die unter der VV1 geschlossen werden, erhalten zugelassene Netzkunden „das Recht, vom definierten Einspeisepunkt zum definierten Ausspeisepunkte Erdgas innerhalb der vereinbarten Kapazität zu transportieren“ (Abschnitt 2.5.1 in der VV1).

<sup>2</sup> Präambel der Vereinbarung zum Netzzugang beim Erdgas.

<sup>3</sup> Per 1. Oktober 2015 erfolgt eine Senkung der Zugangsbeschränkung von 200 auf 150 Nm<sup>3</sup>/h (siehe <http://www.ksdl-erdgas.ch/koordinationsstelle.html>).

- **Transparenz und Koordination durch die „Koordinationsstelle Durchleitungen“ (KSDL)** – Die KSDL soll Transparenz über Informationen zu freien Transportkapazitäten und Netznutzungsentgelte herstellen. Zudem stellt die KSDL Standardverträge zur Verfügung.
- **Verursachungsgerechte Netznutzungsentgelte** – Die Höhe der Netznutzungsentgelte orientiert sich am Verursacherprinzip (Abschnitt 2.1 in der VV1). Die Netzbetreiber verpflichten sich durch ein internes buchhalterisches Unbundling Quersubventionen zu vermeiden und alle Netznutzer (Dritte und bestehende Lieferanten) diskriminierungsfrei mit den gleichen Kosten zu belasten (Abschnitt 6 in der VV1).
- **Planung einer „schweizweiten“ Bilanzzone ab Oktober 2015** – Die VV1 hält bereits fest, dass eine schweizweite Bilanzzone ab dem 1. Oktober 2015 angestrebt werden sollte (Abschnitt 7 in der VV1)<sup>4</sup>.
- **Stündlicher Bilanzausgleich** – In der VV1 ist eine Stundenbilanzierung vorgesehen (Abschnitt 2.5.3 in der VV1).
- **Zugangsbeschränkung der Kunden für den Lieferantenwechsel** – Für den Lieferantenwechsel zugelassene Kunden sind:
  - Industrielle Kunden mit einer vertraglichen Transportkapazität  $\geq 200 \text{ Nm}^3/\text{h}$  (ab 10/2015:  $150 \text{ Nm}^3/\text{h}$ );
  - die zudem Gas primär als Prozessgas einsetzen (und nicht für die Erzeugung von Strom und/oder die Wärmeproduktion); und
  - über eine Lastgangmessung und Datenfernübertragung verfügen (Vergleiche Abschnitt 4 in der VV1 und <http://www.ksdl-erdgas.ch/koordinationsstelle.html>).

Auf Basis dieser Definition von zugelassen Kunden zeigt **Tabelle 1** das Potential für einen Kundenwechsel zugelassener Industriekunden nach VV1/VV2.

---

<sup>4</sup> Die Einführung einer Schweizweiten Bilanzzone sowie eines Entry-Exit-Systems gemäß MACH 2 war ursprünglich für Oktober 2015 vorgesehen, wurde dann aber auf Herbst 2016 verschoben.



**Tabelle 1.** Kundenwechselfpotenzial nach VV1 und VV2

Gültigkeit	Kapazitätsgrenze nach VV1/2	Anzahl Kunden	TWh	% Anteil des Schweizer Gasabsatzes (Stand: 2013)
Bis Oktober 2015	200 m <sup>3</sup> /h	59	5,482	14,7%
Ab Oktober 2015	150 m <sup>3</sup> /h	300	9,097	24,4 %

Quelle: BFE

Unter den Voraussetzungen der VV1 haben bisher 14 Verbraucher<sup>5</sup> ihren Gaslieferanten zumindest einmal gewechselt.

## 2.2 Vorschlag zur Änderung des Gasnetzzugangs gemäß „MACH 2 Gas“

Der vom VSG vorgelegte neue Entwurf eines „Marktmodell Schweiz 2 Gas“ („MACH 2 Gas“) beinhaltet als Bestandteil der VV2 und als Weiterentwicklung der VV1 vor allem die Schaffung eines Entry-Exit-Systems mit Zugang zu einem virtuellen Austauschpunkt (VAP) sowie die Schaffung einer einheitlichen Bilanzzone, die die bestehenden fünf großen schweizerischen Bilanzzonen zusammenfasst. Der Vorschlag „MACH 2 Gas“ beruht auf sechs Pfeilern, die im Folgenden kurz dargestellt werden:

- **Integrierte Bilanzzone Schweiz** – Es ist vorgesehen, eine integrierte Bilanzzone zu schaffen, die die fünf großen Schweizer Bilanzzonen (Ostschweiz, Zentralschweiz, Westschweiz, Mittelland und Bündner Rheintal) zusammenfasst. Zusätzlich ist eine Integration des für den Inlandsverbrauch genutzten Teils der Transitgas Pipeline geplant. Eine Integration der zwei aus dem Ausland gespeisten isolierten Zonen Kreuzlingen und Tessin ist nicht vorgesehen.
- **Entry-Exit-System und lokale Ebene** – Auf der überregionalen und regionalen Ebene soll ein gemeinsames Entry-Exit-System eingerichtet werden, in dem Entry- und Exit-Kapazitäten unabhängig voneinander buchbar sind. Der Netzzugang auf lokaler Ebene erfolgt dagegen getrennt vom Entry-Exit-System über Netznutzungsverträge, die von den Lieferanten

<sup>5</sup> BFE: Interne Informationen

mit den jeweiligen Lokalnetsbetreibern abgeschlossen werden. Die Verbindung zwischen dem Entry-Exit-System und der lokalen Ebene erfolgt über sogenannte City-Gates: Transportkunden können Exit-Kapazität am City-Gate buchen und somit ein City-Gate als Erfüllungsort für Gaslieferungen vereinbaren. Die Buchungen der Exit-Kapazitäten am City-Gate sollen dabei separiert für netzzugangsberechtigte und nicht-netzzugangsberechtigte Endverbraucher im Lokalnetz durch die Lieferanten (Netznutzer) am City-Gate erfolgen.

- **Netzentgelte im neuen Marktmodell** – Auf überregionaler und regionaler Ebene sollen nur an Entry- und Exitpunkten Entgelte erhoben werden während die Entgeltbildung auf lokaler Ebene weiterhin nach den Nemo-Regeln<sup>6</sup> erfolgen soll. Entry- und Exit-Entgelte sollen dabei verursachungsgerecht festgelegt werden: In jeder Region sollen Entry- und Exit-Entgelte die Kosten des regionalen Netzes sowie anteilige Kosten der Transitgas Pipeline enthalten.
- **Vereinheitlichtes Bilanzierungssystem** – Das Bilanzierungssystem soll vereinheitlicht und durch die Einführung einer Tagesbilanzierung mit untertägigen Restriktionen vereinfacht werden.
- **netpool übernimmt zahlreiche Aufgaben im Bereich Gasnetzzugang** – Der Gasnetzzugang wird über „netpool“, eine neu zu gründende Gesellschaft koordiniert. netpool pachtet hierfür die regionalen Netze sowie die für die Inlandsversorgung benötigten Teile der überregionalen Netze gegen ein Pachtentgelt. netpool soll u.a. damit betraut werden, Netzkapazitäten zu vermarkten, die Energiemengenbilanzierung und die Differenzmengenabrechnung sowie das Regelenergiemanagement durchzuführen.
- **Virtueller Austauschpunkt** – Es soll ein virtueller Austauschpunkt eingerichtet werden, an dem Gasmengen zwischen Bilanzkreisen ausgetauscht werden können.

Die im Rahmen der MACH 2 enthaltenen Vorschläge zur Weiterentwicklung des Schweizer Netzzugangsregimes beinhalten somit bereits viele Elemente, die auch im Rahmen des in diesem Bericht zu entwickelnden Netzzugangsmodells von Relevanz sind. Daher greifen wir die einzelnen vorgenannten Punkte in den jeweiligen nachfolgenden Kapiteln zur inhaltlichen Diskussion und Bewertung jeweils auf.

---

<sup>6</sup> Im „Nemo-Manual“ sind die Branchen-Standards für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen festgehalten.

## 3 Entry-Exit-System

Zurzeit folgt der unter der Verbändevereinbarung 2012 vereinbarte Netzzugang in der Schweiz noch einem Kontraktpfadmodell. Allerdings ist bereits mit dem Vorschlag „MACH 2 Gas“, der ursprünglich zum 01.10.2015 in Kraft treten sollte, und nun zum 01.10.2016 umgesetzt werden soll, die Umstellung auf ein Entry-Exit-System (EES) vorgesehen. Ziel der Einführung eines EES ist es, den Gashandel zu erleichtern, indem nur noch Kapazitätsbuchungen an Entry- und Exit-Punkten erforderlich sind, um Gas im gesamten Marktgebiet zu transportieren. Auch in allen relevanten Nachbarländern der Schweiz sind EES implementiert. Das EES ist akzeptiert als ein System, das es erlaubt, den „Handel von Erdgas“ hinreichend von der „Physik des Gasnetzes“ zu lösen, sodass sich ein wettbewerblicher Gasmarkt entwickeln kann.<sup>7</sup> Da die VV2 ohnehin vorsieht, ein EES zu implementieren, scheint die grundsätzliche Einführung eines EES damit offensichtlich in der Branche sowohl von der Gasindustrie als auch von Netznutzern akzeptiert und im Grundsatz nicht umstritten zu sein. Im Rahmen des Themenkomplexes „Entry-Exit-System“ beschäftigt sich dieses Gutachten vor dem o.g. Hintergrund daher mit der Frage, wie ein Entry-Exit-System in der Schweiz ausgestaltet werden sollte (ohne die grundsätzliche Frage ob ein EES eingeführt werden sollte, weiter zu thematisieren). Hierfür

- beschreiben wir in **Abschnitt 3.1** zunächst ein „Handlungsuniversum“ eines EES, das die grundsätzlichen Ausgestaltungsoptionen bei der Einführung eines EES skizziert.
- In den folgenden **Abschnitten 3.2-3.6** gehen wir dann auf die einzelnen Optionen sowie Trade-offs zwischen den Optionen ein; bevor wir
- abschließend in **Abschnitt 3.7** Schlussfolgerungen für die Schweiz zusammenfassen.

### 3.1 Handlungsuniversum Entry-Exit-System

Grundsätzlich stellt sich bei der Ausgestaltung des Netzzugangs im Allgemeinen und einem EES im Speziellen immer die Frage nach der Abwägung zwischen

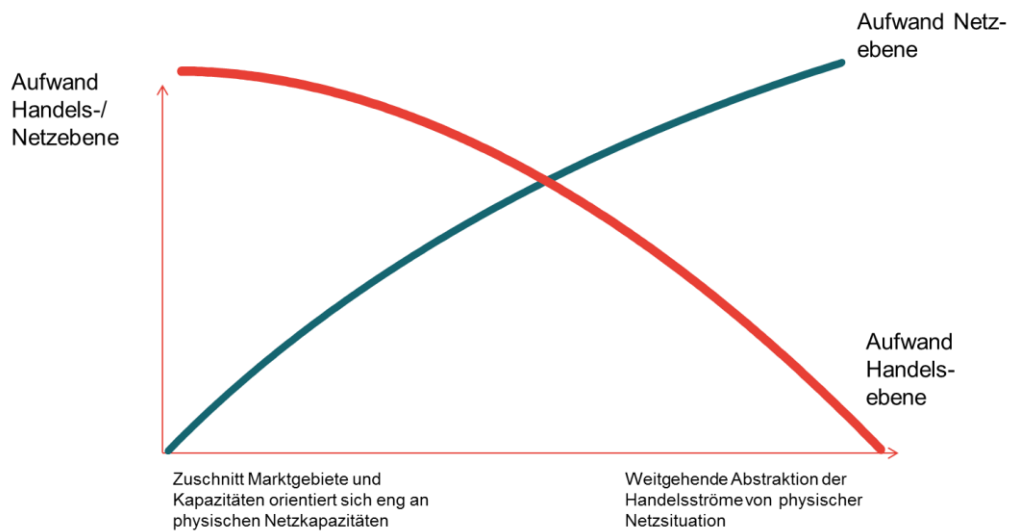
---

<sup>7</sup> Für einen wettbewerblichen Handel ist es notwendig, dass eine Mindestzahl an Akteuren (auf Angebots- und Nachfrageseite) frei miteinander agieren können. Demgegenüber sind Gasnetze in der Vergangenheit häufig gezielt für bestimmte Lieferpfade errichtet worden, so dass sich allein hieraus bereits häufig für bestimmte Akteure Vor- und Nachteile ergeben. Ziel eines EES ist es daher, die kommerziellen Gaslieferungen ein Stück weit unabhängig von den physischen Flüssen zu ermöglichen, um auf diesem Weg ein „Level-playing-field“ für Händler – und damit die Voraussetzungen für mehr Wettbewerb - zu schaffen.

- **Handelseffizienz** – je einfacher der Netzzugang für Versorger/Händler ausgestaltet ist, je mehr Kunden über *einen* Netzzugang erreicht werden können, usw., desto intensiverer Wettbewerb wird sich entwickeln, welcher wiederum Anbieter zu einer effizienten Ressourcenallokation zwingt. Von dieser profitieren Endkonsumenten letztlich in Form von wettbewerblichen Preisen für Erdgas am Großhandelsmarkt. Diese Logik ist eine der wesentlichen Treiber hinter den Liberalisierungsbemühungen der EU, die sich u.a. in den diversen Binnenmarktpaketen und den sich daran anschließenden Prozessen ergeben.
- **Geringem Netzaufwand** – je mehr Versorger/Händler beim Netzzugang auch die spezifische physikalische Situation im Netz, d.h. Engpässe, temporäre Bilanzungleichgewichte usw. berücksichtigen, desto geringer ist der Aufwand auf Seiten des Netzbetriebes – Netzbetreiber müssen dann keine hohen Aufwendungen betreiben um potentiell aus Netzsicht ineffizientes Verhalten von Handel und Versorgern zu korrigieren.

Eine Erhöhung der Handelseffizienz geht dabei tendenziell mit einem höheren netzseitigen Aufwand einher, und umgekehrt: Müssen Netznutzer verstärkt die Netzphysik berücksichtigen, hemmt dies den freien Wettbewerb auf der Handelsebene; ist die Handelsebene stärker losgelöst von der Netzphysik, leidet die Effizienz des Netzbetriebes mit u.U. steigenden Netzkosten.

Diese fundamentale Abwägung zwischen netzseitigem Aufwand und Handelseffizienz, wie sie exemplarisch in **Abbildung 1** skizziert wird, liegt dabei einer Vielzahl von Gestaltungsoptionen eines EES zu Grunde.

**Abbildung 1.** Abwägung zwischen Aufwand auf Handels- und Netzebene

Quelle: Frontier / E-Bridge

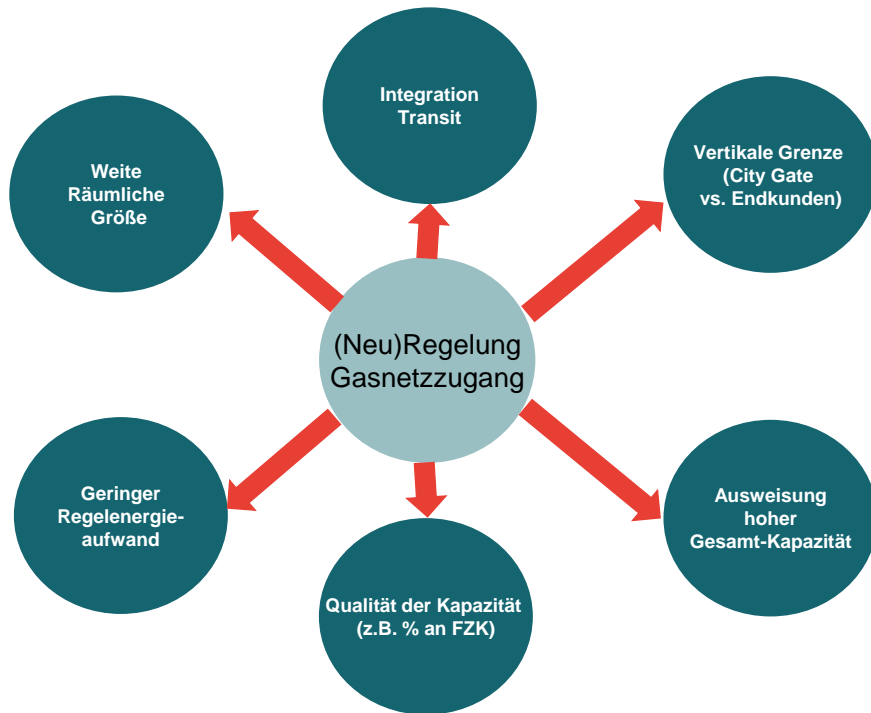
Die Ausgestaltungsoptionen des EES müssen beide Aspekte daher berücksichtigen – und gegebenenfalls gegeneinander abwägen.

Im Optimalfall erfolgt eine solche Abwägung auf Basis einer detaillierten quantitativen Ermittlung von Kosten und Nutzen, die jedoch in der Praxis üblicher Weise in derartig umfassender Form gar nicht vorliegen. In der Ergebnisstudie zu Los 2 (Marktöffnung) wird der Nutzen einer Marktöffnung überschlägig zwischen 20-80 Mio. CHF p.a. abgeschätzt. Eine analoge Schätzung des notwendigen netzseitigen Aufwands scheidet jedoch daran, dass die relevanten detaillierten Informationen nur bei den jeweiligen Netzbetreibern verfügbar wären und der Aufwand zudem stark davon abhängt, welche Entwicklungen im Rahmen eines Basisszenarios (z.B. MACH 2 Vorschlag) als Referenz unterstellt werden. Ein entsprechender quantitativer Vergleich ist daher auch nicht Gegenstand der folgenden Analysen. Stattdessen fokussieren wir uns im Folgenden auf die Darstellung der Zusammenhänge einzelner Gestaltungsmerkmale mit der jeweiligen netz-/handelsseitigen Effizienz.

**Abbildung 2** skizziert die zentralen Gestaltungsdimensionen bei der Implementierung eines Entry-Exit-Systems:

- **Weite räumliche Größe** – Auf welchen regionalen Raum (physische horizontale Grenze) soll sich das EES beziehen?
- **Integration Transit** – Die Schweiz ist ein bedeutendes Gas-Transitland in Europa. Ob (und wenn ja, wie und wie viele) Transitflüsse sollen in das EES integriert werden sollen?

- **Vertikale Grenze** – Bezieht sich das EES ausschließlich auf die Fernleitungsebene und regionale Verteilnetzebene („City-Gate-Lösung“), oder soll es auch die lokale Verteilnetzebene umfassen (physische vertikale Grenze)?
- **Ausweisung hoher Gesamtkapazität und Qualität der Kapazität** – Das Ziel eines EES, Liquidität und Wettbewerb durch einen vereinfachten, pfadunabhängigen Gasnetzzugang zu stimulieren, wird insbesondere durch ein Ausweisen von hohen Kapazitäten mit einer hohen Qualität unterstützt. Allerdings ist es in der Regel nicht möglich, qualitativ hochwertige Kapazitäten in unbegrenztem Ausmaß auszuweisen, ohne physische Engpässe zu riskieren beziehungsweise weitere Maßnahmen auf Netzebene durchzuführen. Hier stellen sich verschiedene Zielkonflikte, die im Rahmen des grundsätzlichen Designs eines EES gegeneinander abgewogen werden müssen.
- **Geringer Regelenergieaufwand** – Die Ausgestaltung eines EES sollte zudem den entstehenden (lokalen) Regelenergieaufwand berücksichtigen, der unter anderem durch die Wahl der räumlichen Größe des EES, durch die Entscheidung über die Integration von Transitflüssen und durch die Wahl der Höhe und der Qualität der Kapazitäten beeinflusst wird.

**Abbildung 2.** Handlungsuniversum Entry-Exit-System

Quelle: Frontier/E-Bridge

Die Frage der Gestaltung eines EES in der Schweiz erfordert nun eine Positionierung innerhalb dieses grundsätzlichen Handlungsuniversums unter Berücksichtigung der eingangs skizzierten Zielkonflikte. In den nachfolgenden Abschnitten analysieren und bewerten wir daher jeweils die entsprechenden Handlungsoptionen.

### 3.2 Räumliche Größe

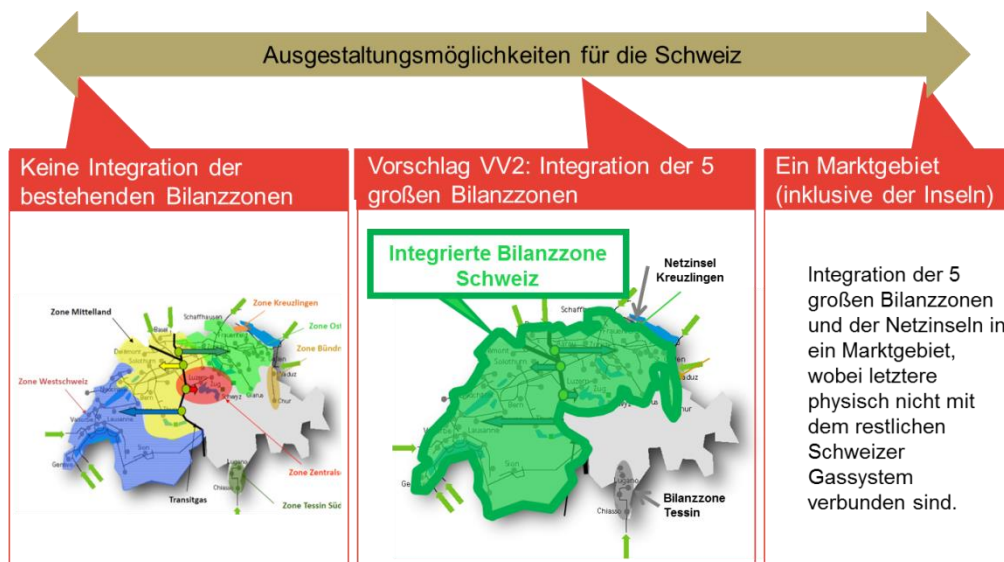
Aktuell gibt es in der Schweiz 7 Bilanzzonen: Westschweiz, Mittelland, Ostschweiz, Bündner Rheintal, Zentralschweiz, Kreuzlingen und Tessin Süd. Die beiden letztgenannten Bilanzzonen sind nicht physisch mit den anderen 5 Bilanzzonen verbunden, sondern bilden sogenannte isolierte Zonen. Die Bilanzzone Kreuzlingen ist mit dem deutschen Gasnetz über die Netzbetreiber Stadtwerke Konstanz und Terranets verbunden, die Zone Tessin Süd mit dem italienischen Netz. Die Zone Tessin Süd besteht aus zwei Teilnetzen, die über ein Verteilungsnetz miteinander verbunden sind. Eingespeist wird die Zone Tessin Süd über Chiasso aus dem italienischen Markt.

Bei der Einführung eines EES in der Schweiz gäbe es grundsätzlich die Möglichkeit,

- die bestehenden Bilanzzonen aus der VV1 beizubehalten,

- einen Teil der Zonen zu integrieren (z.B. die 5 großen Bilanzzonen, wie in MACH 2 vorgesehen) oder
- ein großes schweizerisches Marktgebiet zu schaffen, das alle 7 bestehenden Bilanzzonen umfasst (siehe **Abbildung 3**).

**Abbildung 3.** Räumliche Größe - Ausgestaltungsoptionen für die Schweiz



Quelle: Frontier/E-Bridge

Im Folgenden diskutieren wir die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Optionen (**Abschnitt 3.2.1**) und treffen eine Handlungsempfehlung für die Schweiz (**Abschnitt 3.2.2**).

### 3.2.1 Vor- und Nachteile einer großen Marktzone

Der MACH 2-Vorschlag sieht vor, die großen 5 Bilanzzonen (außer den isolierten Zonen Kreuzlingen und Tessin Süd) zu integrieren. Eine solche umfassende Bilanzzone hat den Vorteil, dass in der dann bestehenden Marktzone über 96 % der schweizerischen Nachfrage gebündelt wäre. So werden Optionen geschaffen, mit wenigen Kapazitätsbuchungen in regional weiten Gebieten zu handeln und viele Nachfrager zu erreichen. Diese Erleichterung des Netzzugangs führt dazu, dass in einer integrierten Marktzone mehr Anbieter und Nachfrager aufeinander treffen und der Wettbewerb im Handelsmarkt intensiviert wird – im Vergleich zu einer Zerstückelung der Nachfrage und der Verteilung der Anbieter auf viele verschiedene Zonen. Eine große Marktzone führt folglich zu einer Steigerung der Handelseffizienz.

Ein Nachteil von großen Marktzone liegt darin, dass es für den Netzbetreiber schwieriger wird, Engpässe abzuschätzen und Transporte in jeder Netzsituation durchzuführen. Hierdurch wird es insbesondere in komplexen und vermaschten

## Entry-Exit-System



Gassystemen schwieriger, hohe (feste) Kapazitäten auszuweisen.<sup>8</sup> Das Schaffen von großen Marktzone führt somit tendenziell entweder dazu, dass den Transportkunden weniger feste, nicht unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden können oder dass ein höherer lokaler Regelenenergiebedarf entsteht, um in einem größeren System feste Kapazitäten auszuweisen. Zudem führt die Schaffung von großen Marktzone dazu, dass regionalen Preissignale, welche zum Beispiel durch Knappheiten von Gas in bestimmten Regionen entstehen können, nicht mehr durch Händler „beobachtbar“ sind, da es aus Handelssicht innerhalb der Marktzone nur einen Preis gibt. Folglich können Händler auch keine regionalen Preissignale berücksichtigen und die Effizienz auf der Netzebene gegenüber kleineren Marktzone sinkt. Die entsprechenden Vor- und Nachteile kleiner Marktzone sind entsprechend spiegelverkehrt: Netznutzer können regionale Preisunterschiede beobachten und effizient darauf reagieren. Allerdings gibt es in den jeweils kleinen Marktzone weniger Anbieter und Nachfrager nach Gas, was die Entstehung von Wettbewerb zum Vorteil der Verbraucher behindern dürfte.

Nach Auskunft der Gaswirtschaft wird beim VV2 Modell jedoch nicht davon ausgegangen, dass signifikante Engpässe zwischen diesen 5 Zonen auftreten würden, sodass die Vorteile im Wettbewerbsbereich mögliche Nachteile auf Seiten des Netzbetriebs deutlich übersteigen dürften.

Umgekehrt stellt sich hingegen die im folgenden Abschnitt diskutierte Frage, ob nicht sogar eine weitere Ausweitung der Bilanzzone auf die beiden isolierten Zonen angestrebt werden sollte.

### 3.2.2 Integration der isolierten Zonen

Um die Vorteile einer Marktliberalisierung allen Kunden in der Schweiz zugänglich zu machen, ist eine Integration der isolierten Zonen Kreuzlingen und Tessin Süd als politisch sinnvoll zu erachten.

Für die Integration nicht physikalisch verbundener Netzregionen in Entry-Exit-Systemen gibt es erfolgreich umgesetzte Beispiele in den Nachbarländern Österreich und Deutschland, die sich jedoch dahin gehend unterscheiden, ob die Integration mit den jeweils vorgelagerten ausländischen Bilanzzone erfolgt (österreichisches Modell) oder eine „virtuelle“ Zuordnung zu einer einheitlichen nationalen Bilanzzone erfolgt (deutsches NCG Modell).

Folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Größe von isolierten Zonen in Deutschland, Österreich und der Schweiz sowie darüber, wie die isolierten Zonen in andere Marktgebiete integriert sind.

---

<sup>8</sup> Die Schweiz mit ihrem großen Transitanteil über die TENP-Leitungen ist nicht als besonders komplex anzusehen.

**Tabelle 2.** Kennzahlen von isolierten Zonen in Deutschland, Österreich und der Schweiz

Land	Region	Jahresabsatzmenge (ca. GWh/a)	% Anteil am nationalen Gasabsatz	Kundengruppen	Art der Integration
<b>Deutschland</b>	Dinxperlo	300	0,4 %	Haushalt	In NCG integriert
	Haanrade			Industrie Haushalt	In NCG integriert
<b>Österreich</b>	Tirol/ Vorarlberg	6.000	ca. 7 %	Haushalt Gewerbe Industrie	Eigenes MG an NCG gekoppelt
<b>Schweiz</b>	Tessin-Süd	1100	ca 3,3%	Haushalt Gewerbe Industrie	Nicht integriert (vorgelagert I PSV)
	Kreuzlingen	350	ca. 1%	Haushalt Gewerbe	Nicht integriert (vorgelagert D NCG)

Quelle: Frontier/E-Bridge eigene Recherche

### *Integration nach dem österreichischen Modell für Tirol und Vorarlberg*

Das österreichische Recht<sup>9</sup> legt für Netze oder Teile von Netzen, welche ausschließlich aus einem angrenzenden Mitgliedstaat versorgt werden und für die es keinen eigenständigen Ausgleichsenergiemarkt gibt, fest, dass die verantwortlichen Netzbetreiber aufgefordert werden können, die Netze so aufeinander abzustimmen, dass eine Teil- oder Vollversorgung aus dem angrenzenden Marktgebiet eines anderen Staates ermöglicht wird.

<sup>9</sup> Österreichisches Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011 §12 Ziffer 6

**Abbildung 4.** Aufteilung des Gasnetzes in drei Marktgebiete

Quelle: E-Control: GWG - die EU-Rahmenbedingungen und die speziellen Herausforderungen für Österreich ([http://www.e-control.at/documents/20903/26149/20111114\\_presentation.ppt/4a484eaa-d9c2-4ff1-a61a-36228205a08b?version=1.0](http://www.e-control.at/documents/20903/26149/20111114_presentation.ppt/4a484eaa-d9c2-4ff1-a61a-36228205a08b?version=1.0))

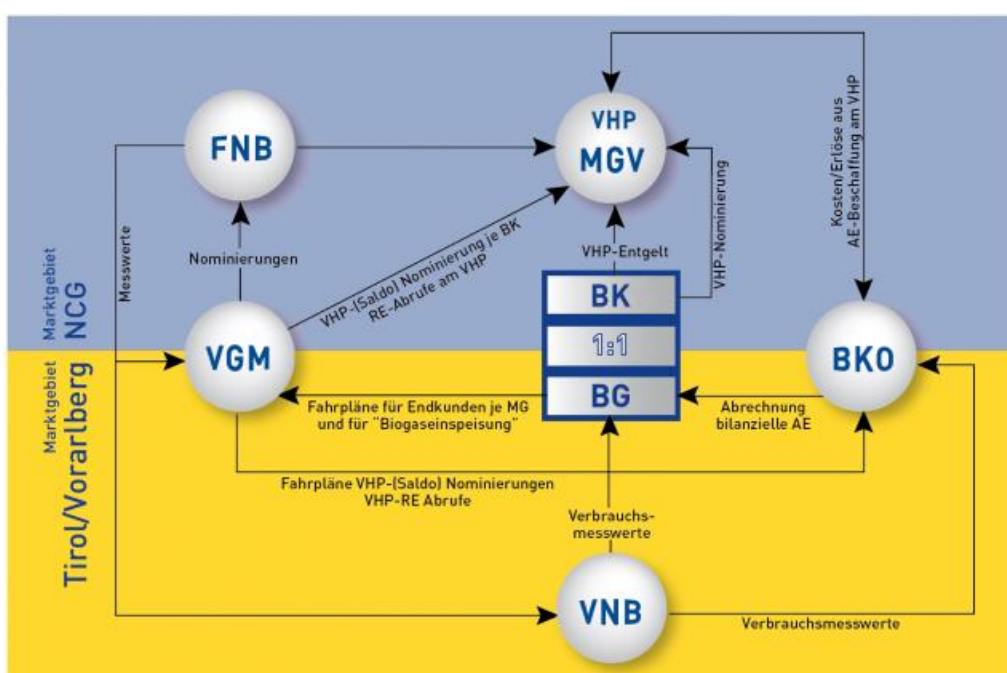
Unter diesen Gesichtspunkten wurde das Gas-Marktmodell COSIMA (Cross-border Operating Strongly Integrated Market Area) zur Verknüpfung der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg mit dem deutschen Marktgebiet NCG entwickelt. Physikalisch erfolgt die Versorgung der österreichischen Marktgebiete Tirol und Vorarlberg über die vorhandenen Pipelineverbindungen an das Netz der Terranetz aus Deutschland.

Für die Lieferanten von Letztkunden stellt sich das COSIMA Modell als eine barrierefreie Verbindung zwischen den Absatzmarktgebieten Tirol und Vorarlberg und dem Beschaffungsmarktgebiet NCG dar. Die Lieferanten haben für die Versorgung von Kunden in den Marktgebieten Vorarlberg und Tirol eine Bilanzgruppe in Österreich einzurichten und diese mit einem Bilanzkreis im Marktgebiet NCG in Deutschland zu verbinden. Die für die Abwicklung der Transporte zwischen Deutschland und Österreich speziell geschaffene Rolle des Verteilgebietsmanagers (VGM) bucht die notwendigen Kapazitäten und transportiert das Gas aus dem Marktgebiet NCG in die Marktgebiete in Österreich.

Für die Belieferung eines Kunden in Österreich werden die Entnahmestellen des Kunden der Bilanzgruppe (BG) des Lieferanten zugeordnet und erhalten Verbrauchsmesswerte vom Verteilnetzbetreiber (VNB) in die Bilanzgruppe allokiert. Die Beschaffung für die zugeordneten Kunden nimmt der Lieferant am virtuellen Handelspunkt (VHP) im Marktgebiet NCG vor. Dort werden die

Beschaffungsmengen nominiert (bestellt) und in den Bilanzkreis des Lieferanten allokiert (wie nominiert). Über die 1:1-Verknüpfung des deutschen Bilanzkreises mit der österreichischen Bilanzgruppe des Lieferanten erfolgt eine direkte Übertragung der Energiemengen in die österreichische Bilanzgruppe des Lieferanten. Differenzmengen zwischen der prognostizierten und beschafften Liefermenge für das Kundenportfolio und der physisch gelieferten Menge an den Endkunden werden über die Abrechnung der bilanziellen Ausgleichsenergie durch den Bilanzgruppenkoordinator (BKO) an den Lieferant verrechnet. Zur Deckung der Ausgleichsenergiemengen beschafft sich der BKO die notwendigen Ausgleichsenergiemengen im Marktgebiet NCG.

**Abbildung 5.** Das Marktmodell COSIMA in Österreich



Quelle: AGGM: Gasmarktmodell COSIMA

Mit diesem Verfahren ist es möglich, die in Österreich geltenden Marktregeln für den Lieferantenwechsel und die Ausgleichsenergieabrechnung einheitlich in Österreich umzusetzen, obwohl die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol physisch nicht mit dem Marktgebiet Ost in Österreich verbunden sind. Das Preisniveau wird sich innerhalb der isolierten Zonen dabei an das Niveau des vorgelagerten NCG-Marktgebiets angleichen (ggf. mit Transportkostenaufschlägen).

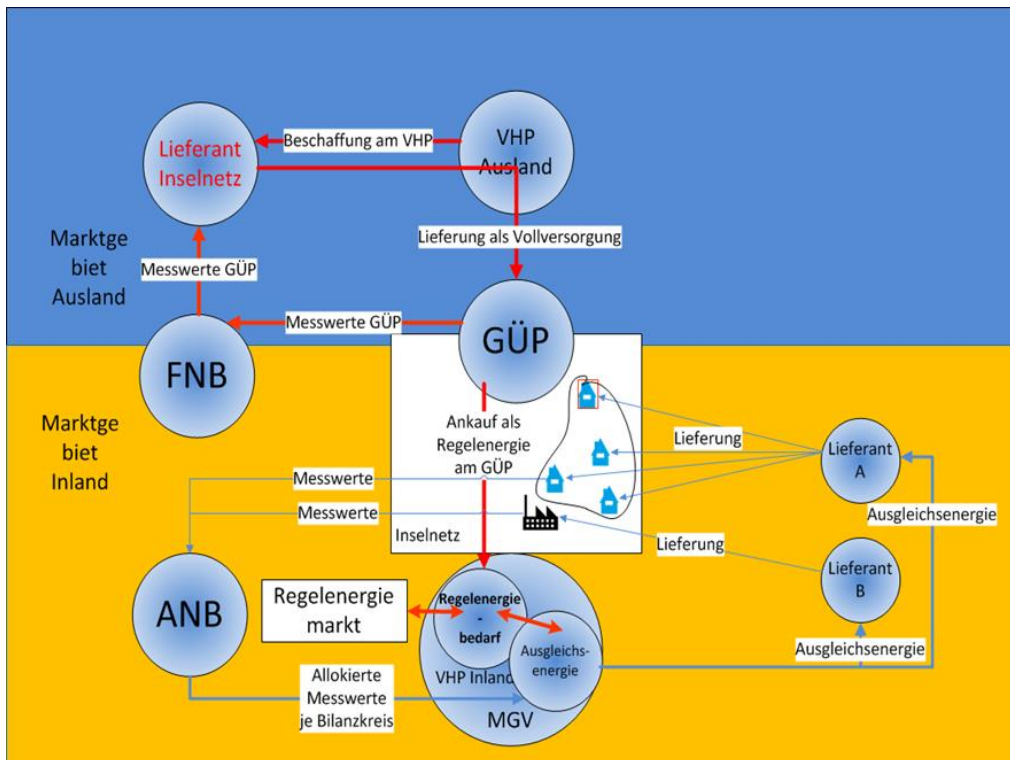
Ein analoges Verfahren sehen wir auch für das Tessin als grundsätzlich umsetzbar an, halten jedoch das nachfolgend skizzierte NCG Modell für zielführender). Die Rollen des VGM und des BKO könnten in einem solchen Modell dazu z. B. durch die netpool übernommen werden. Die Einführung einer zusätzlichen Institution (VGM) sehen wir für den Schweizer Markt als nicht

## Entry-Exit-System

erforderlich an. Dies ist der österreichischen Gaswirtschaft geschuldet, da hier eine koordinierende Stelle alle österreichischen Verteilnetzbetreiber als Kapazitätsverwaltung an der Schnittstelle Fernleitungssystem und regionales Verteilnetzsystem eingerichtet wurde. Diese ist mit der geplanten Pachtlösung der netpool in der Schweiz nicht notwendig. Die Beschaffung durch die Lieferanten in den Nachbarmärkten (Italien oder Deutschland) wäre für die isolierten Zonen in der Schweiz umsetzbar, diese bedarf einer Koppelung der Schweizer Bilanzkreise für die isolierten Zonen mit den Bilanzkreisen im Ausland. Für Lieferanten in der Schweiz ist diese Verfahren aufwendiger als das nachfolgend beschriebene Verfahren gemäß dem NCG-Modell, da zusätzlich Bilanzkreise im Ausland eröffnet werden müssen, ggf. Registrierungsbedingung im Ausland erfüllt werden müssen und eine gemeinsame Bilanzierung mit einem innerschweizer Portfolio in der integrierten Bilanzzone Schweiz nicht möglich ist.

### *Integration nach dem NCG-Modell*

Eine administrativ weniger aufwendige Alternative für den Netznutzer (Lieferanten) stellt die Abwicklung der Versorgung von Netzkunden in nicht physisch verbundenen Netzgebieten an der deutsch-niederländischen Grenze im Marktgebiet NCG dar. Die deutschen Netzzugangsbedingungen unterscheiden nicht zwischen unterschiedlichen Versorgungsquellen der Netze. Zielsetzung für die deutschen Netzbetreiber ist es daher, gemäß der Festlegungen der Bundesnetzagentur allen Netzkunden in Deutschland den Lieferantenwechsel zu ermöglichen und die dazu in den Festlegungen GaBi Gas und GeLi Gas definierten Prozesse zu verwenden.

**Abbildung 6.** Das Integrationsmodell für extraterritoriale Netze im Marktgebiet NCG

Quelle: E-Bridge

In dieser Variante sind die isolierten Zonen Teil des deutschen NCG-Marktgebiets, eine Buchung der Grenzübergangskapazitäten erfolgt jedoch durch den örtlichen Fernleitungsnetzbetreiber. Die Kosten für die Entry-Kapazitäten werden über die Netzentgelte der Kundenverträge auf alle Endkunden im Netz des Fernleitungsnetzbetreibers umgelegt. Die Beschaffung der Commodity Erdgas zur physischen Versorgung der isolierten Zonen wird durch den Marktgebietsverantwortlichen NCG durchgeführt. Dazu schreibt der Marktgebietsverantwortliche einen Vollversorgungsvertrag für die Belieferung der extraterritorialen Gebiete an der Grenze mit einem Lieferpunkt am Grenzübergangspunkt aus. Die Preisfindung erfolgt über eine an den niederländischen Spotmarkt (TTF) indexierte Preisformel<sup>10</sup> des Marktgebietes GTS. Der ausgewählte Lieferant im Ausland (Lieferant Inselnetz) beliefert die NCG am Grenzübergangspunkt zum Inselnetz. NCG nimmt die gelieferten Mengen in ihren Bilanzkreis auf. Für die Steuerung erhält der Lieferant NL vom Fernleitungsnetzbetreiber eine Prognose der Absatzmengen und mehrmals

<sup>10</sup> NCG als Marktgebietsverantwortlicher in Deutschland nutzt die Lieferquelle TTF auch für die Beschaffung von eigener Regelenergie und hat hierfür durch die Bundesnetzagentur eine Genehmigung erhalten.

## Entry-Exit-System



untertägig aktualisierte Messwerte der Grenzübergangsstationen. Der Lieferant Inselnetz übernimmt in dieser Funktion die Rolle eines „Balancing Shippers“ und gleicht die entstehenden Mengendifferenzen aus. Auf der deutschen Seite werden alle Endkunden durch ihren jeweiligen Lieferanten (A/B) beliefert. Die Exitpunkte werden in die jeweiligen Bilanzkreise der Lieferanten (A/B) eingebracht und dort bilanziert. Mit der Einbringung in den Bilanzkreis des Lieferanten (A/B) erhalten die Exitpunkte eine Verbindung zum VHP des Marktgebietes NCG. Der jeweilige Lieferant beschafft seine Liefermengen innerhalb des Marktgebietes NCG und gleicht seine Bilanzkonten aus.

Da das Marktgebiet NCG durch die Beschaffung von Mengen am Grenzübergangspunkt durch NCG und den Ausgleich der Bilanzkreise der Lieferanten innerhalb des Marktgebietes am NCG VHP tendenziell überspeist ist (d.h. die im Inselnetz abgesetzte Menge wurde zweimal beschafft), nimmt NCG die überschüssigen Mengen in ihre Bilanzierung auf und verkauft ggf. überschüssigen Mengen im Regelenenergiemarkt in Deutschland. Die Preisdifferenz zwischen den Beschaffungskosten über den Lieferanten NL und dem Verkaufserlös am Regelenenergiemarkt werden in das Regelenenergiemulagekonto des Marktgebiets NCG verbucht und in die Berechnung der Bilanzierungsumlage einbezogen. Mit dieser Variante ermöglicht NCG allen Kunden in den exterritorialen Netzen die freie Wahl des Lieferanten und erfüllt somit die Anforderungen zum freien Lieferantenwechsel mit den Prozessfestlegungen der Bundesnetzagentur. Die Kosten für die Integration der exterritorialen Gebiete werden über NCG durch die von allen Netznutzern zu zahlende Bilanzierungsumlage für Ausspeisungen an Endverbraucher im Marktgebiet gedeckt. Die Kosten des Netzbetreibers werden durch die Kostenallokation auf alle Exitkapazitäten in dessen Netzgebiet umgelegt und in den umlagefähigen Kosten der Netzbetreiber für die Ermittlung der Netzentgelte berücksichtigt.

Im Gegensatz zum Integrationsmodell nach dem österreichischen Modell sind die isolierten Zonen in diesem Modell für den Lieferanten nicht mehr sichtbar. Der Lieferantenwechsel und die Belieferung von Kunden in den isolierten Zonen können analog der Belieferung aller anderen Kunden im Bilanzierungsgebiet durch die Lieferanten erfolgen. Der Abwicklungsaufwand für die Integration der isolierten Zonen wird auf den zuständigen Netzbetreiber und den Betreiber des Marktgebietes (hier NCG, in der Schweiz netpool) aggregiert. Die Preise für die Endkunden richten sich nach dem allgemeinen Preisgefüge im Schweizer Markt, während im österreichischen Modell die Preisgefüge sich an dem vorgelagerten Marktgebiet ausrichten werden.

Die Integration von isolierten Zonen in Frankreich (Ferney, Pontarlier, les Brennets) über das Schweizer Gasnetz ist bereits seit ca. 30 Jahre gelebte Praxis. Ggf. kann bei der Integration auf Erfahrungswerte aus den Abkommen zwischen GRTgaz und Gasnat zurückgegriffen werden. Details zur Abwicklung dieser

isolierten Zonen über das Netz der Gasnetze wurden für diese Studie nicht ausgewertet.

### 3.2.3 Handlungsempfehlung für die Schweiz

Die optimale Ausgestaltung der Marktzonengröße in der Schweiz hängt im Wesentlichen davon ab, welche Priorität die Schaffung von Wettbewerb für den Schweizer Handelsmarkt im Vergleich zu potenziellen Nachteilen, wie z.B. einem höheren Regelernergieaufwand, hat. Die Sozialisierung einer Integration der isolierten Zonen ist abhängig vom gewählten Modell und würde letztendlich von allen Schweizer Endverbrauchern über Verrechnung der Kosten über die Netzzugangs- und Bilanzierungskosten getragen werden müssen. Auf der anderen Seite entfallen die bisher von den Vertrieben für den Netzzugang in den Inselregionen gezahlten Entgelte in den Kalkulationen der Endverbraucherangebote in diesen Regionen. Aufgrund der Situation in der Schweiz sprechen derartige Überlegungen deutlich für eine möglichst weite geografische Integration des EES:

- **Liquidität für Schweizer Gasmarkt kritisch** - ACER hat 2011 als eines von 5 Kriterien für einen funktionierenden Gashandelsmarkt aufgestellt, dass der Jahres-Gasverbrauch innerhalb einer Marktzone mindestens 215 TWh betragen sollte.<sup>11</sup> Wie wir in Abschnitt 5 weiter diskutieren werden liegt der Jahres-Gasverbrauch der gesamten Schweiz mit 36 TWh (im Jahr 2013) deutlich unter diesem Wert. Die Schaffung von Liquidität sollte hinsichtlich der Schaffung von Wettbewerb für die Schweiz also von hoher Priorität sein.
- **Ausreichendes lokales Regelernergieangebot** - Zudem verfügt die Schweiz zumindest momentan um ein relativ hohes lokales Regelernergieangebot über Zweistoffkunden und Zugriff auf lokale Speicher mit Hilfe dessen Engpässe im momentan existierenden System behoben werden können (vergleiche **Abschnitt 3.6**). Zusätzlich bietet die Transitleitung durch die Schweiz zumindest theoretisch einen hohen Netzpuffer beziehungsweise Gasvolumina, welche einem Systemausgleich dienen können (auch wenn deren Verfügbarkeit für die Schweiz jeweils noch von anderen Faktoren abhängt, siehe dazu **Abschnitt 3.3**).

Eine Zusammenlegung der 5 großen Bilanzzonen ist zudem schon im VV2-Vorschlag enthalten.

Für eine vollständige Marktöffnung ist es auf Dauer unerlässlich, auch die Inselregionen in das Marktgebiet aufzunehmen. Dies gebietet sich auch vor dem Hintergrund einer Gleichbehandlung aller Schweizer Endverbraucher. Abhängig vom Grad der Marktöffnung kann entschieden werden, welche Netzregion

---

<sup>11</sup> Vergleiche Abschnitt 5.



vorrangig zu integrieren ist. Aufgrund der Größe der Region Tessin halten wir es für sinnvoll, diese in das Entry-Exit-Modell aufzunehmen und die entstehenden Kosten je nach gewähltem Modell für alle Schweizer Endverbraucher zu sozialisieren. Für die Region Kreuzlingen sollte die Integration auch vorgenommen werden, sofern beziehungsweise sobald der freie Lieferantenwechsel auch für die privaten Endkunden in der Schweiz ermöglicht wird.

### 3.3 Integration Transit

Eng verbunden mit der Frage der räumlichen Größe ist die Frage der Integration von Transiten durch die Schweiz in das EES.

Im Folgenden

- diskutieren wir die einzelnen Optionen mit ihren Vor- und Nachteilen (**Abschnitt 3.3.1**); bevor
- wir mit einer Handlungsempfehlung schließen (**Abschnitt 3.3.2**).

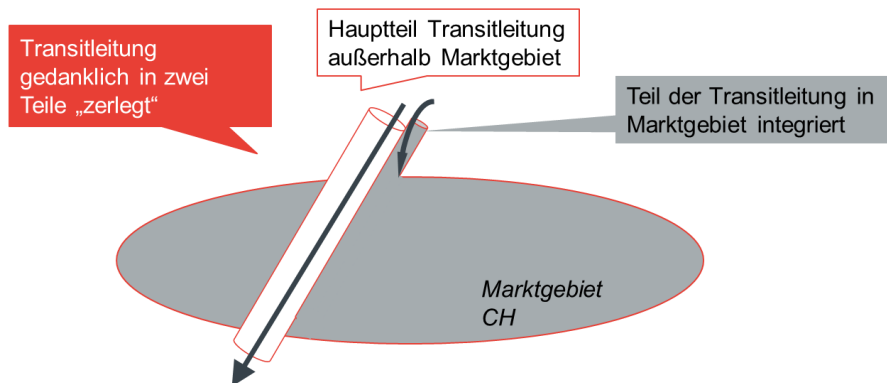
#### 3.3.1 Ausgestaltungsoptionen

Nachfolgend diskutieren wir die folgenden drei Optionen:

- Keine Integration der Transite – in dem Fall würden nur jene Teile der „Transitleitung“ in das EES integriert, welche der Inlandsversorgung dienen. Dies entspricht dem Vorschlag der VV2.
- Vollständige Integration der Transite – alle Gasmengen in der Schweiz wären Teil eines EES.
- Eingeschränkte Integration – auch dabei wären alle Gasmengen Teil eines EES, ggf. wären aber nicht alle Transitzkapazitäten frei in der Schweiz handelbar.

#### *Nicht-Integration der Transite (VV2 Modell)*

Gemäß der VV2 sind sämtliche Transite nicht Teil des EES, die bestehende Transitleitung wird dabei gedanklich in zwei Teile zerlegt: Jene Kapazitäten, welche unter langfristigen Verträgen für Transite reserviert sind, würden an den Entry-Punkten aus Deutschland und Frankreich (bzw. zukünftig auch Italien bei Ausbau der Reverse-Flow Möglichkeiten) nicht Teil des EES werden. Ein Entry in das EES ist nur über die verbleibenden (nicht für Transite gebuchten) Kapazitäten möglich (**Abbildung 7**). Zudem gäbe es keinen Exit-Punkt an den Grenzübergangspunkten in der Schweiz, so dass für Marktakteure in der Schweiz ein Verkauf von Schweizer Gasmengen im Ausland nur eingeschränkt möglich wäre.

**Abbildung 7.** Schematische Darstellung VV2 Modell: Transite außerhalb des EES

Quelle: Frontier/E-Bridge

Aus gesetzgeberischer Perspektive wäre in einem solchen Modell noch zu klären, wie der nicht zum EES gehörende Teil zu behandeln ist (dies ist außerhalb der Sphäre der VV2, in der sich die Schweizer Gaswirtschaft nur mit dem Inlandteil beschäftigt). Optionen dafür wären:

- Transitleitung (Teil für Transite) wird eigenes EES, was den gleichen Regeln unterliegt wie das EES der schweizerischen Bilanzzone; oder
- Transitleitung wird von der Gasmarktgesetzgebung über entsprechende Ausnahmeregelungen ausgenommen. Solche Modelle finden sich vereinzelt innerhalb der EU dort, wo bei Neubauprojekten eine sog. TPA-Exemption gewährt wurde, d.h. wo Investoren in neue Leitungen für eine gewisse Zeit eine Befreiung gewährt wurde, Dritten einen regulierten Netzzugang anzubieten (z.B. die Opal-Leitung in Deutschland, welche direkt den Importpunkt Lubmin (Nordstream) mit Tschechien verbindet und die keinen Exit-Punkt in das deutsche System besitzt). Für die Transitleitung kann dann weiter wie bisher ein Kontraktfadmodell bestehen.

### *Vorteile und Nachteile*

Durch ein Exkludieren aller Transite können

- bestehende Transportverträge auf der Transitleitung unverändert bleiben, auch
- sind keine Anpassungen bei z.B. der Verzollung von importierten Gasmengen nötig (da alle Flüsse im EES eindeutig als Importe zu identifizieren wären im Gegensatz zu allen Flüssen auf der Transitleitung, die ausschließlich ins Ausland (Italien) transportiert werden).

## **Entry-Exit-System**

Demgegenüber stehen jedoch signifikante Nachteile eines Exkludierens:

- Die Transitmengen stünden in der Schweiz gemäß diesem Modell nie in Wettbewerb mit den Lieferungen für die Schweiz, was negativ für die Wettbewerbsintensität wäre.
- Zudem gäbe es dann auch keinen Grenzübergangspunkt zwischen dem Schweizerischen EES und Italien – alle Lieferungen müssten zunächst über Deutschland oder Frankreich abgetauscht (z.B. indem Importe aus Deutschland in die Schweiz reduziert und die Transitflüsse von Deutschland nach Italien in gleichem Maße ausgeweitet würden) oder gar physisch transportiert werden.
- Zudem ist fraglich, ob eine statische Abgrenzung von Kapazitäten für Transit (nicht im EES, bzw. separates EES), und für Transite (im EES) eine ökonomisch effiziente Lösung darstellt. Durch eine solche dauerhaft fixe Aufteilung von Kapazitäten würde die Flexibilität der Gasbeschaffung deutlich eingeschränkt (mit ggf. negativen Folgen für die Versorgungssicherheit in Krisensituationen) gegenüber einer Lösung, in der Kapazitäten je nach Marktentwicklung sowohl für Transit als auch für den Import genutzt werden können.

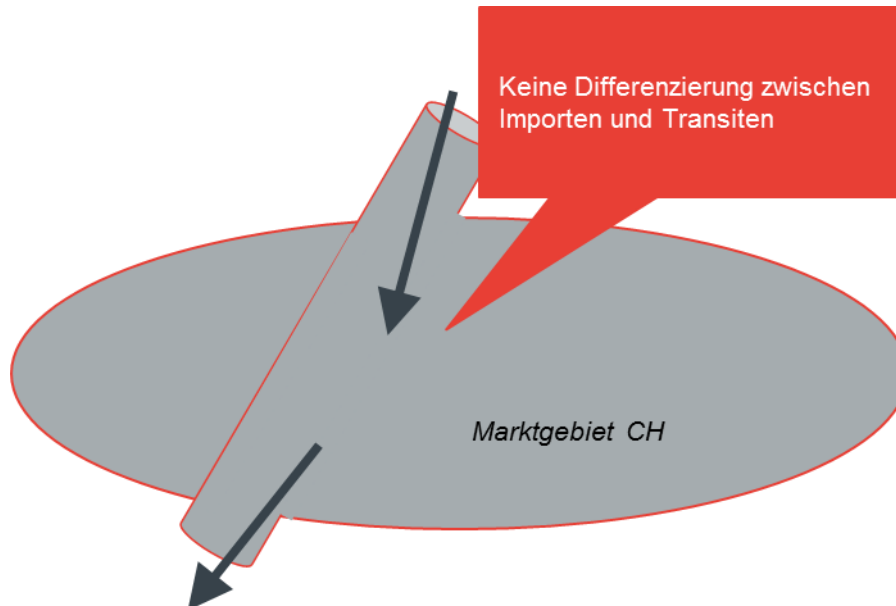
### *Vollständige Integration der Transite*

Die vollständige Integration der Transite in ein schweizerisches EES über feste frei zuordenbare Kapazitäten<sup>12</sup> steht dem als Gegenentwurf gegenüber (**Abbildung 8**). Alle Mengen, egal ob zur Inlandsversorgung oder für den Transit ins Ausland, werden dabei in das EES eingespeist; das EES hätte entsprechend auch einen Exit Punkt nach Italien, was das MACH 2 derzeit nicht vorsieht.

---

<sup>12</sup> Für eine Definition der verschiedenen Kapazitätsprodukte, siehe Abschnitt 4.1.

**Abbildung 8.** Schematische Darstellung vollständiger Integration der Transite ins EES



Quelle: Frontier/E-Bridge

### *Vor- und Nachteile*

Als klarer Vorteil ist bei einer Integration

- die wettbewerbliche Wirkung von Transiten auf den Gashandel in der Schweiz zu nennen. Transiteure können auch als Anbieter im schweizerischen EES auftreten – alleine diese Möglichkeit erhöht den Wettbewerbsdruck auf Anbieter im Inland (potentieller Wettbewerb).
- Der Exit Punkt nach Italien würde zudem die Integration mit den benachbarten EES verbessern.
- Eine Integration der Transite würde zudem die netzphysikalische Realität widerspiegeln, in der Transite und Importe parallel transportiert werden.
- Darüber hinaus hätte eine Integration der Transite Vorteile für das Angebot an Regelenergie. Der Netzpuffer der Transitleitung könnte die Verfügbarkeit interner Regelenergie erhöhen und somit für die Schweiz genutzt werden; Transiteure könnten zudem als Anbieter externer Regelenergie auftreten (siehe dazu **Abschnitt 3.6**).
- Letztlich sind aus einer Integration der Transitmengen zudem positive Effekte für die Versorgungssicherheit zu erwarten: Hierdurch würde

## **Entry-Exit-System**

gewährleistet, dass Transitmengen vollumfänglich (bzw. in dem Maße, wie frei zuordenbare Kapazitäten verfügbar sind) am VAP zur Verfügung stehen, so dass in einer Mangelsituation in der Schweiz unmittelbarer Zugriff auf die Transitmengen gewährleistet ist.

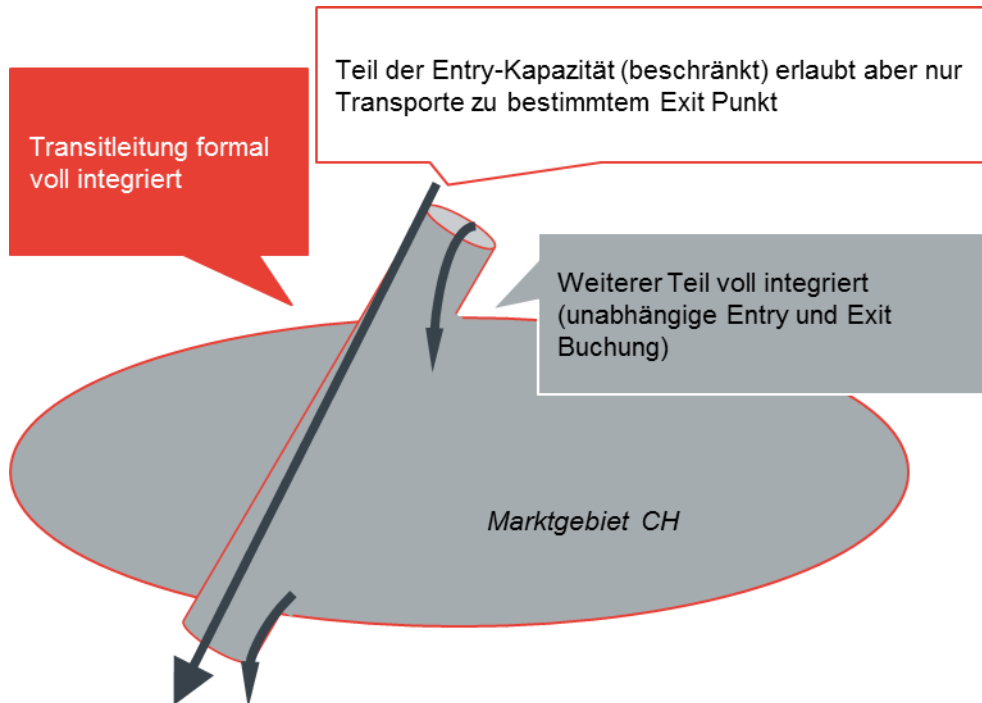
Demgegenüber würde

- eine Integration der Transite Anpassungen in bestehenden Verträgen und Verfahren erfordern, dies betrifft die Verzollung von Importen und die bestehenden langfristige Transitbuchungen.

### *Vollständige Integration mit Einschränkungen bei Kapazitäten*

Denkbar wäre zudem eine Integration, allerdings in Verbindung mit einer Beschränkung der Zuordenbarkeit der Kapazitäten. Dabei würden am Entry Punkt verschiedene Kapazitätsprodukte angeboten werden – frei zuordenbare und beschränkt zuordenbare Kapazitäten. Über frei zuordenbare Kapazitäten eingespeiste Mengen wären vollständig im EES, über beschränkt zuordenbare Kapazitäten eingespeiste Mengen könnten nur an vordefinierten Exit Punkten (z.B. zu Italien) aus dem System entnommen werden.

**Abbildung 9.** Schematische Darstellung Integration der Transite ins EES mit Einschränkungen



Quelle: Frontier/E-Bridge

Das Modell stellt somit einen Zwischenweg zwischen den zuvor dargestellten Optionen dar – bzw. kann auch ähnlich zu diesen kalibriert werden:

- Ein besonders hoher Anteil freier Kapazitäten entspricht im Prinzip einer vollständigen Integration der Transite.
- Bei einem hohen Anteil beschränkt zuordenbarer Kapazitäten können die Transitmengen nur eingeschränkt im Schweizerischen EES eine Wirkung entfalten („nicht integriert“).

### *Vor- und Nachteile*

Das Modell kombiniert dann bei einer ausgewogenen Aufteilung von frei und beschränkt zuordenbaren Kapazitäten entsprechend die Vor- und Nachteile der zuvor dargestellten Optionen:

- Jene Transite, die über frei zuordenbare Kapazitäten transportiert werden, üben einen Wettbewerbsdruck auf Inlandsversorger aus, bzw. allein die Möglichkeit impliziert bereits potentiellen Wettbewerb. Zudem stehen die Transite in Mangelsituationen am VAP im Zugriff

## **Entry-Exit-System**

der Schweiz (mit entsprechenden positiven Effekten auf die Versorgungssicherheit).

- Auch das interne und externe Regelenergieangebot würde ansteigen.
- Gleichzeitig können aber mögliche physische Engpässe abgebildet werden, indem beschränkt zuordenbare Kapazitäten ausgewiesen werden.

Nachteilig wäre entsprechend

- der fehlende Wettbewerbsdruck von den über beschränkt zuordenbare Kapazitäten transportierten Mengen; und
- evtl. Anpassungsaufwand für Änderung an den bestehenden Regeln zu Verzollung und an bestehenden langfristigen Transportverträgen auf der Transitleitung. Hierzu wäre voraussichtlich eine gesetzliche Regelung erforderlich.

### 3.3.2 Handlungsempfehlung

Die o.g. Vor- und Nachteile gelten im Allgemeinen für EES in verschiedenen Ländern. Welche Option für die Schweiz letztlich die geeignetste ist, hängt daher letztlich davon ab, wie gewichtig die verschiedenen Vor- oder Nachteile für die Schweiz sind. Dies wird im Folgenden erörtert:

- **Nicht-Integration ließe große Potentiale für eine Steigerung der Anbietervielfalt und zusätzlicher Liquidität ungenutzt**, die sowohl im Hinblick auf eine Stärkung der Versorgungssicherheit als auch als Vorbeugung ggü. Wettbewerbseinschränkungen wichtig sind - Die negativen Wettbewerbseffekte einer Nicht-Integration der Transitmengen sprechen klar gegen diese Option. Dies ist besonders deshalb relevant, weil die Transite das Gasaufkommen im schweizerischen EES deutlich steigern würden. Eine Integration scheint daher angebracht.
- **Nachteile einer Integration wohl gering oder zumindest kontrollierbar**  
Mögliche Nachteile einer Integration durch einen höheren netzseitigen Aufwand hängen von der spezifischen Netzsituation im Gasnetz ab, welche an dieser Stelle nicht abschließend beurteilt werden kann. Eine erste Einschätzung ergibt jedoch: Der netzseitige Aufwand dürfte in der Schweiz bei einer Integration kaum zunehmen. Negative Effekte würden vor allem dann auftreten, wenn es (i) viele Engpässe im System gibt, und/oder (ii) wenn die Transitleitung ineinander oder mit dem „Inlandsnetz“ sehr eng vermascht sind. (i) trifft nach Aussagen der schweizerischen Gaswirtschaft nicht zu. Zu (ii) ist festzuhalten, dass die Transitleitungen in der Schweiz relativ klar von Deutschland/Frankreich nach Italien verlaufen (bzw. ggf. zukünftig auch in umgekehrter Richtung) und somit – im Vergleich zu

anderen Ländern wie z.B. Deutschland - kein sehr komplexes System darstellen. Somit dürften den signifikanten Vorteilen in der Integration nur geringe Nachteile gegenüber stehen.

Evtl. Nachteile in der Anpassung von Verzollungsregelungen oder bei Anpassungen von bestehenden langfristigen Transportbuchungen sind ebenfalls als gering einzuschätzen: Verzollung kann beispielsweise auf Entnahme an nationalen Exit Punkten umgestellt werden (von Verzollungen beim Eintritt in die Schweiz); langfristige Transportbuchungen können auf das EES umgestellt werden (wobei sicherzustellen ist, dass Transitreue weiter ihre eingegangenen Zahlungsverpflichtungen behalten). Diese Herausforderungen gab es in fast allen EU-Ländern bei der Einführung von EES, und konnten da bewältigt werden.

Aus diesen Gründen ist bereits eine Integration der Transitmengen in ein zukünftiges Schweizer EES, ggf. in Verbindung mit eingeschränkten Kapazitäten, zu empfehlen.

- **Mehr Flexibilität für zukünftige Anpassungen** – Eine Nicht-Integration der Transite würde den Status-quo zementieren, bzw. Gesetzesänderungen erfordern, um dies später zu ändern. Bei einer vollständigen Integration ließen sich jedoch – soweit überhaupt notwendig – wie oben dargestellt allein durch Einschränkungen bei den Kapazitätsprodukten auch nachträglich noch leicht Anpassungen vornehmen, die einen ähnlichen Effekt wie eine Teilintegration bewirken würden.
- **Grundsätzliche volkswirtschaftliche Effizienzgewinne** – Mögliche Nachteile können wie vorangehend beschrieben durch eine Erhöhung der beschränkt zuordenbaren Kapazitäten auch später noch leicht minimiert werden. Selbst wenn dies nötig wäre (wovon aktuell nicht auszugehen ist), ergäben sich weiterhin die genannten Vorteile für internes und externes Regenergieangebot und durch potentiellen Wettbewerb (z.B. auch mit Exit Punkt nach Italien, den es sonst nicht gäbe), so dass ein solches Modell der Integration mit großen Einschränkungen immer noch als überlegen gegenüber einer Nichtintegration anzusehen ist.
- **Differenzierte Entry-/Exit-Entgelte** können Verteilungseffekte steuern – Eine Befürchtung der Gaswirtschaft könnte sein, dass der hohe Anteil der Transitmengen bei Ungleichgewichten in der Transitbilanz zu einer Belastung für das Schweizer EES führen könnte (da es deutlich mehr Transite als einheimischen Verbrauch gibt), so dass eine implizite Subventionierung der Transitmengen durch die Schweizer Verbraucher erfolgen würde. Einer solchen Entwicklung kann jedoch durch gezielte Differenzierung von Entry- und Exit-Entgelten an den jeweiligen Netzpunkten entgegengewirkt werden.

## Entry-Exit-System



- **Keine Sonderregelungen** – Zudem kann bei einer Integration auf eine gesetzliche Sonderbehandlung der Transite verzichtet werden (ein neues Gasversorgungsgesetz müsste die Transite ja in jedem Fall regulatorisch abdecken) – so dass insgesamt von einem geringeren Regelungsaufwand auszugehen ist.

Die Vorteile einer Integration scheinen somit deutlich zu überwiegen. Einschränkungen in Form beschränkt zuordenbarer Kapazitäten sind dabei akzeptabel insofern sie notwendig sind, um den netzseitigen Aufwand sinnvoll zu begrenzen. Sie sollten aber aus Gründen der Liquiditätsförderung und im Hinblick auf Versorgungssicherheit nach Möglichkeit minimiert werden.

## 3.4 Vertikale Grenze

Neben der räumlichen Abgrenzung stellt sich im Zuge der Einführung eines EES die Frage, wie weit die gemeinsame Bilanzzone in vertikaler Ebene entlang der Lieferkette zum Endkunden reicht.

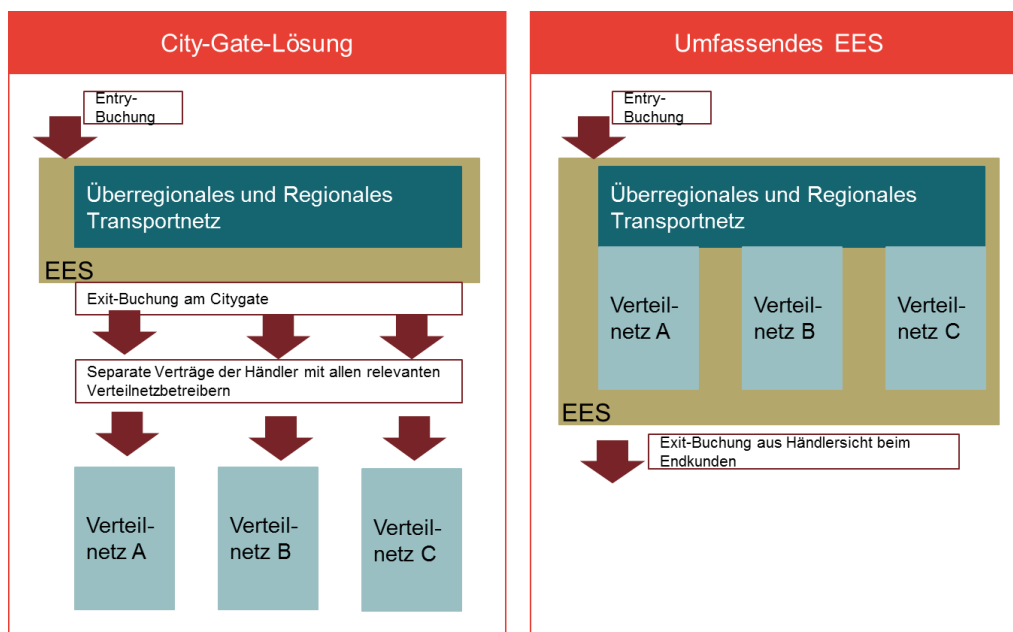
Nachfolgend

- Diskutieren wir die beiden grundsätzlichen Optionen (vgl. **Abschnitt 3.4.1**);
- und leiten anschließend eine Handlungsempfehlung für die Schweiz ab (**Abschnitt 3.4.2**).

### 3.4.1 Ausgestaltungsoptionen

Bezüglich der vertikalen Grenze des EES gibt es prinzipiell zwei Optionen (vgl. **Abbildung 10**):

Abbildung 10. Optionen zur Vertikalen Grenze EES



Quelle: Frontier / E-Bridge

- **EES umfasst nur überregionale Transportnetze und endet bei der Einspeisung in die lokalen Verteilnetze** - Eine solche sog. „City-Gate-Lösung“ entspricht auch dem Vorschlag in der VV2. Sie impliziert, dass das Verteilnetz nicht ins EES integriert wird und Händler/Versorger einen zusätzlichen Vertrag mit dem Verteilnetzbetreiber abschließen müssen, um Zugang zum Verteilnetz zu erhalten. Für die City-Gate-Lösung spricht vor allem, dass die Umstellungskosten insbesondere für kleine Verteilnetzbetreiber gering gehalten werden können.
- **EES umfasst alle Netze bis zum Endkunden, d.h. auch alle lokalen Verteilnetze** - In einem umfassenden EES erfolgt keine separate Buchung am Entry/Exit Punkt zwischen regionalem Transportnetz und lokalem Verteilnetz; aus Lieferantensicht erstreckt sich das EES vielmehr bis zum Endkunden, so dass eine Exit-Buchung allein „am Endkunden“ erfolgt.

Beide Optionen sind grundsätzlich geeignete Umsetzungsformate, die sich jedoch insbesondere im Hinblick auf ihren Einführungsaufwand und ihre Wettbewerbseffekte unterscheiden:

- **Einführungsaufwand:** Im City-Gate Modell obliegt die Bewirtschaftung der Exit-Kapazitäten aus dem Regionalnetz sowie die Organisation des Transports durch das jeweilige Verteilnetz zum Endkunden dem jeweiligen (marktberechtigten) Endkunden bzw. dessen Lieferanten sowie dem

## Entry-Exit-System

Lieferanten der aggregierten nicht marktberechtigten Endverbraucher. Hierdurch fallen entsprechende Transaktionskosten allein im wettbewerblichen Segment an, haben hier jedoch eine gewisse wettbewerbsbehindernde Wirkung (da ein entsprechender Lieferantenwechselprozess eben mit diesen Transaktionskosten belastet ist). Zusätzlich entstehen für den Lieferanten der berechtigten Endverbraucher im Lieferantenwechselprozess durch den zusätzlich abzuschließenden Transportvertrag mit dem lokalen Verteilnetzbetreiber weitere Transaktions- und Regiekosten.

Wird hingegen das EES bis zu den Endkunden ausgeweitet, fällt diese Bewirtschaftung des Transportweges zwischen Regionalnetz und Endkunden vollständig in die Aufgabe des Verteilnetzbetreibers, wobei dieser Aufwand dann anfallen würde, unabhängig vom Umfang, in dem Lieferantenwechsel tatsächlich in diesem Verteilnetz stattfinden. Diese Kosten würden letztlich über alle Netzkunden sozialisiert.

- **Portfolioeffekt:** Da die Bewirtschaftung der Exit-Kapazitäten im City-Gate Modell jeweils bei den Lieferanten anfällt, ist hier von gewissen Skalenerträgen (Lieferanten mit vielen Kunden können entsprechende Prozesse ggf. effizienter organisieren als „Neue“ Anbieter) auszugehen. Zudem ist von Portfolioeffekten („Verschachtelungseffekten“) bei der Kapazitätsbuchung auszugehen – werden über einen „City-Gate“-Exit mehrere Endkunden durch einen Lieferanten beliefert, kann dieser u.U. durch Portfolioeffekte gewissen Kapazitätsbuchungen einsparen, während Lieferanten mit nur einzelnen Kunden stets die maximale Kapazität vorhalten müssten.<sup>13</sup>





Letztlich stellt sich somit hier auch die bereits in **Abschnitt 3.1** dargestellte prinzipielle Abwägung zwischen netzseitigem Aufwand (in diesem Fall im Hinblick auf die notwendige Übertragung von Koordinierungs- und Buchungsaufgaben auf das Verteilnetz im Fall einer vertikalen Integration) und Handelseffizienz (in diesem Fall durch die Verhinderung der Wettbewerbsverzerrungen bei einer City-Gate-Lösung).

Folgende **Abbildung 11** fasst die Vor- und Nachteile einer Integration des Verteilnetzes ins EES zusammen.

---

<sup>13</sup> Da das MACH 2 Modell separate Buchungen am Exit-Punkt (und im Verteilnetz) für die Versorgung von Kunden, die nicht im Wettbewerb stehen, vorsieht, wird eine Diskriminierung von Versorgern ohne solche Kunden vermieden.

**Abbildung 11.** Vor- und Nachteile einer Integration des Verteilnetzes ins EES

Integration des Verteilnetzes ins E-E-S	Keine Integration des Verteilnetzes ("City-Gate-Lösung")
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es ist keine separate Kapazitätsbuchung notwendig, um Zugang zum Verteilnetz zu erhalten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Händler müssen einen zusätzlichen Vertrag abschließen, um Zugang zum Verteilnetz zu erhalten; dies kann für kleine Händler zu höheren Kosten führen als für große Händler, da letztere Portfolioeffekte ausnutzen können</li> </ul>
 Erleichtert Wettbewerb auf Endkundenebene	 Geringere Transaktionskosten für Netzbetreiber
 Ggf. hohe Transaktionskosten für Netzbetreiber	 Potenzielle Diskriminierung von kleinen Händlern

Quelle: Frontier/E-Bridge

### 3.4.2 Internationale Erfahrungen

Unter den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union gibt es sowohl Länder, in denen das Entry-Exit-System bis zum Endkunden integriert ist und Länder, in denen eine separate Kapazitätsbuchung am City Gate erfolgt:

- **In vielen EU-Ländern ist die Verteilnetzebene ins EES integriert** – So ist z.B. in Österreich, Deutschland, Belgien, Großbritannien, den Niederlanden und Irland die Verteilnetzebene ins EES integriert. Hierbei wird die Kapazitätsbuchungen zwischen den Netzebenen in manchen Ländern aggregiert vom Verteilnetzgebietsmanager (Österreich) bzw. vom Verteilnetzbetreiber (Deutschland) vorgenommen. In anderen Ländern wird die Exit-Kapazität zum Verteilnetz den Netznutzern gemäß ihrem Marktanteil im Endkundenmarkt zugewiesen (Belgien und Großbritannien sowie implizit auch in den Niederlanden und Irland).<sup>14</sup>
- **In anderen EU-Ländern findet eine separate Buchung am City-Gate statt** – Eine separate Buchung am City-Gate ist z.B. in Ungarn, Rumänien, der Slowakei, Dänemark und Italien erforderlich.

### 3.4.3 Handlungsempfehlung

Eine Abwägung hat hier letztlich zwischen dem Aufwand der Umsetzung eines umfassenden EES, und deren Vorteilen zu erfolgen:

<sup>14</sup> KEMA (2013): "Study on Entry-Exit Regimes in Gas - Part A: Implementation of Entry-Exit Systems".

- Der Aufwand bestünde letztlich darin, dass alle im EES integrierten Verteilnetze entsprechende Kapazitätsbewirtschaftung, Buchungsprozesse und eine Marktkommunikation auf Einzelkundenebene einführen müssten, damit eine bilanzielle Abrechnung von Gasflüssen eines Versorgers vom VAP oder einem Entry Punkt zu jedem Endkunden im Verteilnetz ohne zusätzliche Buchung erfolgen kann. Dieser Aufwand ist ggf. substantiell, da es in der Schweiz sehr viele zum Teil kleine Verteilnetze gibt. Zusätzlich fiel bei den VNBs der – allerdings geringe – Aufwand zur Kapazitätsbewirtschaftung in den vorgelagerten Netzen an.

Falls jedoch langfristig generell eine umfassende Marktöffnung in der Schweiz angestrebt wird, stellt sich die Aufgabe einer Einführung entsprechender Prozesse und IT Infrastrukturen bei den VNB eh, so dass der inkrementelle Aufwand der Umsetzung eines umfänglichen EES nur gering wäre.

- Zusätzlich hängt die Größenordnung möglicher Wettbewerbsvorteile eines integrierten EES auch von der Relevanz der oben beschriebenen Portfolioeffekte (Verschachtelungseffekte) ab: Diese steigen grundsätzlich mit der Anzahl der marktberechtigten Kunden sowie mit dem Grad, mit dem die betroffenen Abnahmeprofile unkorreliert sind. In diesen Fällen ist für eine Gruppe von Kunden relativ gesehen jeweils weniger Kapazität zu buchen (da mit einer statistischen Wahrscheinlichkeit ein Kunde gerade dann Gas abnimmt, wenn der andere Kunde kein Gas abnimmt), als wenn lediglich ein Kunde beliefert (dann muss man in jedem Fall die volle Spitzenlast vorhalten) wird. Folglich ist davon auszugehen, dass diese Aspekte an Relevanz gewinnen, je weiter die Marktöffnung voranschreitet und je unterschiedlicher die marktberechtigten Kunden in ihren Abnahmeprofilen sind.
- Zusätzlich existieren weitere Vorteile, welche unabhängig vom Portfolioeffekt eintreten. Insbesondere bei einer Vielzahl von Akteuren ist es z.B. vermutlich effizienter, den Transaktionsaufwand bei den VNB zu poolen, als jeweils eine große Anzahl von Lieferanten hiermit zu belasten.

Zusammenfassend lässt sich damit folgende Handlungsempfehlung ableiten:

- Ein **vollständig vertikal integriertes EES** wäre insbesondere dann empfehlenswert, wenn eine **weite Marktöffnung für alle Gasverbraucher** in der Schweiz früher oder später angestrebt wird:
  - Inkrementelle Aufwendungen für die Umstellung der Verteilnetzbetreiber wären dann angesichts eines eh anfallenden Umstellungsaufwands relativ gering;

- Für den Wettbewerb bei einer City-Gate-Lösung nachteilige Portfolioeffekte würden dann besonders schwer wiegen;
  - Eine Poolung des Transaktionsaufwands bei den VNB wäre vermutlich effizienter als eine Individuelle Verortung bei den Lieferanten
- Im Fall einer langfristigen **Marktöffnung nur für Industriekunden** wäre hingegen zu prüfen, ob der Einführungsaufwand in einem solchen Fall nicht den möglichen Wettbewerbsnutzen einer voll integrierten Lösung übersteigt. In diesem Fall könnte eine **City-Gate-Lösung** ein pragmatischer Ansatz sein. Dabei besteht prinzipiell auch die Möglichkeit, zunächst mit einer City-Gate-Lösung zu starten und erst im Zuge einer weiteren Marktöffnung eine vollständige Integration einzuführen.

### 3.5 Gesamtkapazität und Qualität der Kapazität

Das Ziel eines EES, Liquidität und Wettbewerb durch einen vereinfachten, pfadunabhängigen Gasnetzzugang zu stimulieren, wird insbesondere durch ein Ausweisen von hohen Kapazitäten mit einer hohen Qualität unterstützt. Aus Händlersicht sind die qualitativ hochwertigsten Kapazitäten feste, frei zuordenbare Kapazitäten (fFZK). Die Nutzung dieser Kapazitäten wird durch den Netzbetreiber unabhängig von konkreten Lastfluss-Situationen garantiert („fest“). Zudem sind fFZK frei zuordenbar, d.h. dass gemäß der Grundidee eines EES nur Kapazitäten an Entry- und Exit-Punkten gebucht werden müssen und mit der Buchung einer Entry-Kapazität freier Zugang zum virtuellen Handlungspunkt besteht.

Da sich Transportkunden bei frei zuordenbaren Kapazitäten aber gerade nicht auf konkrete Lastflüsse festlegen, sind die resultierenden Lastflüsse im Gasnetz mit Unsicherheiten behaftet. Aus diesem Grund ist es in der Regel nicht möglich, fFZK in unbegrenztem Ausmaß auszuweisen, ohne physische Engpässe zu riskieren bzw. weitere Maßnahmen auf Netzebene durchzuführen. Hier stellen sich verschiedene Zielkonflikte zwischen dem Ausweisen möglichst großer qualitativ hochwertiger Kapazitäten und der Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs, die im Rahmen des grundsätzlichen Designs eines EES gegeneinander abgewogen werden müssen.

Im Folgenden beschreiben wir,

- welche grundsätzlichen Möglichkeiten zur Vermeidung von physischen Engpässen es zum einen auf der Netz- und zum anderen auf der Handelsebene gibt (**Abschnitt 3.5.1**).
- Anschließend fassen wir erste Implikationen für das grundsätzliche Design eines EES für die Schweiz zusammen (**Abschnitt 3.5.2**).

### Entry-Exit-System

Eine ausführliche Analyse zum Thema „Kapazitäten“ findet sich dann in **Abschnitt 4**.

### 3.5.1 Maßnahmen zur Vermeidung von physischen Engpässen auf Netz- und Handelsebene

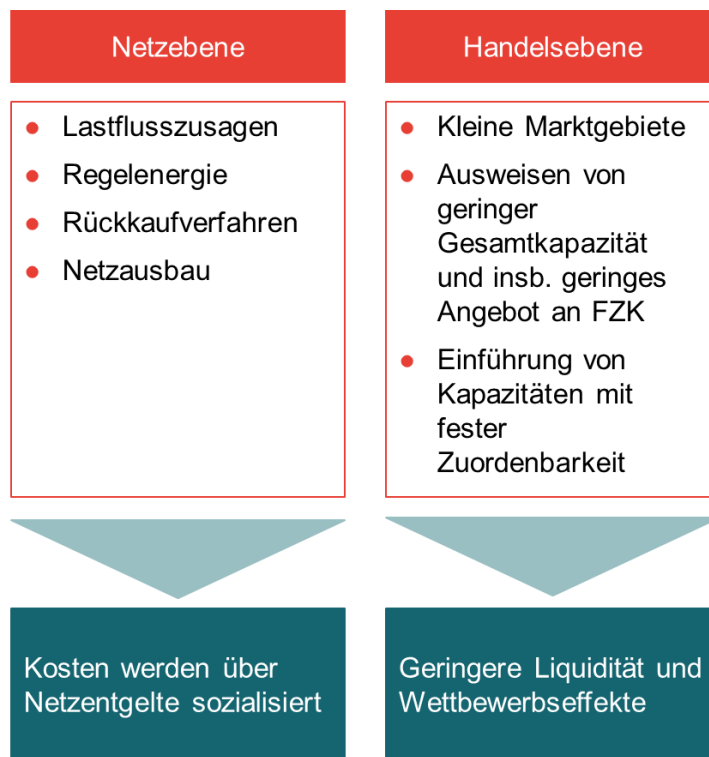
Maßnahmen zur Vermeidung von (physischen) Engpässen können auf Netz- und/oder auf Handelsebene getroffen werden, wie in **Abbildung 12** dargestellt ist. Durch Maßnahmen auf der Netzebene wäre es prinzipiell möglich, ffZK in praktisch unbegrenztem Ausmaß auszuweisen. Hierfür wäre es nötig, entweder Regelernergie einzusetzen, Lastflusszusagen<sup>15</sup> einzukaufen, Rückkaufverfahren<sup>16</sup> einzusetzen oder das Gasnetz auszubauen. Die Kosten hierfür würden i.d.R. über die Netzentgelte bzw. über die Bilanzierungsumlage auf die Endkunden umgelegt (sozialisiert).

---

<sup>15</sup> Bei einer Lastflusszusage verpflichtet sich ein Transportkunde vertraglich gegenüber dem Netzbetreiber, bestimmte Gasmengen an Entry- oder Exitpunkten ein- bzw. auszuspeisen.

<sup>16</sup> Die Idee von Rückkaufverfahren ist, dass Netzbetreiber eine größere Menge an Kapazitäten anbieten, als sie eigentlich auf Basis ihrer Lastflussberechnung (und dem zugrundeliegenden Sicherheitsniveau) tun würden. In dem Fall, dass tatsächlich ein Engpass eintritt, setzen Netzbetreiber dann marktbasierete Verfahren ein, um Kapazitäten von den Marktteilnehmern zurückzukaufen.

**Abbildung 12.** Maßnahmen zur Vermeidung von physischen Engpässen auf Netz- und Handelsebene



Quelle: Frontier/E-Bridge

Auf der anderen Seite können physische Engpässe dadurch vermieden werden, dass kleine Marktgebiete gebildet werden und dass wenig Kapazität und insbesondere wenig qualitativ hochwertige Kapazität ausgewiesen werden. Zudem kann die Einführung von Kapazitäten mit fester Zuordenbarkeit aus Sicht des Netzbetreibers Unsicherheiten über zukünftige Lastflüsse reduzieren (- da der Netzbetreiber in dem Fall weiß, zwischen welchen Punkten Gasflüsse entstehen), so dass (an anderer Stelle) eine größere Menge an fFZK angeboten werden können. All diese Maßnahmen gingen jedoch zu Lasten eines möglichst umfassenden und liquiden Handels innerhalb des Marktgebietes.

### 3.5.2 Handlungsempfehlungen für die Schweiz

Letztlich ähnelt sich die vorzunehmende Abwägung mit dem Zielkonflikt bezgl. der Festlegung des räumlichen Umfangs eines EES (vgl. **Abschnitt 3.2**). Insofern kommen wir hier zu einer ähnlichen Schlussfolgerung wie in **Abschnitt 3.2.3**:

- Da die Sicherung einer ausreichenden Handelsliquidität für die Schweiz eine hohe Priorität haben sollte (vgl. **Abschnitt 5**); und

## Entry-Exit-System



- zudem von einem ausreichenden (und ggf. in Zukunft durch die Einführung eines EES noch steigenden) Regelenergieangebot ausgegangen werden kann (vgl. **Abschnitt 3.6**)

empfehlen wir, im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben zu einem EES zunächst eine Ausweisung von möglichst großen fFZK anzustreben. Hierfür spricht auch die Aussage der schweizerischen Gaswirtschaft, dass physische Engpässe momentan kein substantielles Problem im schweizerischen Gasnetz darstellen.

## 3.6 Regelenergieaufwand

Die Ausgestaltung des EES beeinflusst den benötigten lokalen Regelenergieaufwand. Dieser Aspekt ist insofern relevant, da die Kosten, die mit dem Einsatz von externer Regelenergie verbunden sind, von den Endkunden getragen werden müssen (häufig über eine Umlage der Regelenergiekosten auf die Netzentgelte). Den lokalen Regelenergieaufwand zu begrenzen ist daher insbesondere relevant, wenn es auf dem Regelenergiemarkt potenziell zu Marktmachtproblemen kommen könnte, die zu hohen Preisen für Regelenergie führen würden.

Die Überlegungen im Folgenden fokussieren insbesondere auf den Bedarf und Einsatz von **lokaler Regelenergie**, d.h. den Einkauf von Serviceleistungen, die an definierten Stellen im Netz zum Einsatz kommen, um Gasflüsse und damit die Verfügbarkeit von angebotenen Kapazitäten abzusichern. Hierzu zählt bspw. der Einkauf von Lastflusszusagen. Hiervon abzugrenzen ist der **systemweite Regelenergiebedarf**, der insbesondere durch die Frage der Bilanzierungstoleranz (z.B. im Rahmen der Umstellung von einer Stunden- auf eine Tagesbilanzierung) bestimmt wird, und der insbesondere Gegenstand der Analysen zu Los 4 (Bilanzierung) ist.

Nachfolgend

- Identifizieren wir zunächst die Einflussfaktoren für den anfallenden Regelenergieaufwand (vgl. **Abschnitt 3.6.1**); und
- analysieren grob das grundsätzliche Regelenergieangebot in der Schweiz (vgl. **Abschnitt 3.6.2**); bevor wir
- abschließend eine Handlungsempfehlung ableiten (vgl. **Abschnitt 3.6.3**).

### 3.6.1 Einflussfaktoren Regelenergieaufwand

Der Aufwand an externer Regelenergie wird zum einen von dem Gesamt-Regelenergieaufwand und zum anderen von der Verfügbarkeit interner Regelenergie determiniert:

- **Einflussfaktoren Gesamt-Regelenergieaufwand** – Der benötigte Regelenergieaufwand in einem EES ist – wie bereits mehrfach in den vorangehenden Abschnitten ausgeführt - ceteris paribus umso größer, je
  - größer das Marktgebiet ist;
  - höher die ausgewiesenen Kapazitäten relativ zu den technisch verfügbaren Kapazitäten sind;
  - je höher der Anteil der festen, frei zuordenbaren Kapazitäten ist; und
  - je schlechter die Prognosequalität der Lieferanten ist

Diese Faktoren, die zu einem hohen lokalen Regelenergieaufwand führen, sind aber auch gerade die Faktoren, die dazu führen, dass der Gasnetzzugang erleichtert wird, eine Vielzahl von Handlungsoptionen ermöglicht werden und sich ein liquider, wettbewerblicher Handel einstellt.

- **Abweichung kommerzieller und physischer Flüsse** – Ob und inwieweit sich der Regelenergieaufwand in einem zukünftigen EES gegenüber dem Status Quo (in dem offensichtlich ein ausreichend stabiler Netzbetrieb sichergestellt werden kann und insofern von einem ausreichenden impliziten Regelenergieangebot auszugehen ist) ändert, hängt letztlich davon ab, inwieweit die durch ein EES mit hohem Anteil von ffZK kommerziell bestehenden Möglichkeiten tatsächlich für Gasflüsse abweichend von der physischen Auslegung der Netze führen. Angesichts der recht klaren (Baum-)Struktur des Schweizer Netzes mit nur 6 Entry-Punkten in der Transitleitung (plus 12 Einspeisepunkte in der Verteilnetzebene) ist hiervon aus unserer Sicht per se nicht auszugehen. Falls es zu derartigen Situationen käme, könnten die Netzbetreiber jedoch durch zusätzliche Regelenergieprodukte (insbes. den Einkauf von Lastflusszusagen) hier gegensteuern.
- **Verfügbarkeit interner Regelenergie** - Da interne Regelenergie seitens der Netzbetreiber nicht eingekauft werden muss, entstehen durch den Einsatz interner Regelenergie keine zusätzlichen Kosten, die auf die Endverbraucher umgelegt würden. Interne Regelenergie wird z.B. über den Netzpuffer und über lokale Speicher kostenfrei für den Netznutzer bereitgestellt.

### 3.6.2 Regelenergieangebot in der Schweiz

Das Regelenergieangebot in der Schweiz wird sowohl durch Flexibilitätsmöglichkeiten in der Schweiz selbst, als auch durch Zugriffsmöglichkeiten auf Flexibilität im Ausland beeinflusst. Letztere hängen

## Entry-Exit-System

dabei von der physischen Anbindung des schweizerischen Gasnetzes an die Netze von Nachbarländern ab.

- **Flexibilitätsmöglichkeiten innerhalb der Schweiz** – Die wesentlichen Flexibilitätsmöglichkeiten innerhalb der Schweiz sind Speicher, Netzpuffer und Zweistoffanlagen:
  - **Speicher** – In der Schweiz gibt es lokale Röhrenspeicher und Kugelspeicher mit insgesamt rund 4.8 Mio. Nm<sup>3</sup>.<sup>17</sup> Weiterhin gibt es staatsvertraglich gesicherten Zugriff auf Anteile am Speicher Etrez in Frankreich.
  - **Netzpuffer** – Aktuell, „unter heutigen Nutzungsbedingungen“ des Gasnetzes verfügt die Schweiz um ein Leitungspuffervolumen von rund 2.4 Mio. Nm<sup>3</sup>.<sup>18</sup> Hierbei wird die Transitleitung noch nicht berücksichtigt. Die Integration der Transitgasleitung ins EES könnte folglich den Netzpuffer in der Schweiz erhöhen.
  - **Zweistoffanlagen** – Je nach Temperatur lassen sich aktuell bis zu 30% des Jahres-Gasverbrauchs in der Schweiz durch die Umstellung von Gas auf Heizöl in Zweistoffanlagen ersetzen. Für die Zukunft wird jedoch damit gerechnet, dass der Anteil an Zweistoffanlagen sinken und die Bedeutung dieser Flexibilitätsquelle daher abnehmen wird.<sup>19</sup> Zudem ist es essentiell, dass Anreize geschaffen werden, damit das Flexibilitätspotenzial durch Zweistoffkunden auch nach einem möglichen Unbundling dem Netz weiter zur Verfügung steht. Gemäß dem VSG soll im VV2-Modell Regelenergie über eine Plattform von den Netzbetreibern eingekauft werden.
- **Zugriff auf Flexibilität im Ausland** – Hierunter fällt z.B. Zugriff auf ausländische Speicher und flexible Lieferverträge. Die Nutzung dieser Flexibilitätsoption hängt maßgeblich davon ab, inwieweit grenzüberschreitende Kapazitäten zur Beschaffung von Regelenergie genutzt werden können. Generell gilt: Je mehr Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten für den Transit vorgehalten werden, desto weniger können für die Beschaffung von Regelenergie genutzt werden.

---

<sup>17</sup> BFE (2014): „Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz – Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010“.

<sup>18</sup> BFE (2014): „Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz – Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010“.

<sup>19</sup> BFE (2014): „Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz – Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010“.

### 3.6.3 Handlungsempfehlung für die Schweiz

Der VSG sieht keine grundsätzlichen Probleme mit Engpässen in der Schweiz, allerdings ist die Existenz von Zweistoffkunden ein Indiz dafür, dass nicht alle Kunden zu jenem Zeitpunkt mit Gas versorgt werden können. Aus diesem Grund ist zwar keine Einschränkung der Kapazitätsausweisung aus Gründen des erforderlichen Regelenergieaufwands zu empfehlen, jedoch sollten Maßnahmen zur Erhöhung des Regelenergieangebots genutzt werden. Im Einzelnen sind folgende Maßnahmen zur Aufrechterhaltung bzw. Erhöhung des Regelenergieangebots empfehlenswert:

- Röhren- und Kugelspeicher sollten diskriminierungsfrei als Netzspeicher verwendet werden;
- die Netzpufferkapazität der Transitleitung kann das (interne) Regelenergieangebot in der Schweiz massiv erhöhen. Folglich sollte die Transitleitung vollständig in das EES integriert werden;
- eine Integration der Transitleitung würde zudem auch das Angebot an externer Regelenergie erhöhen, da Transiteure Regelenergie in der Schweiz anbieten könnten.

## 3.7 Schlussfolgerung für die Schweiz

Im Rahmen der Diskussionen zu den einzelnen Ausgestaltungsdimensionen eines EES in der Schweiz in den vorangehenden Abschnitten wurde deutlich, dass der zentrale Zielkonflikt häufig auf die folgende Abwägung hinausläuft:

- in welchem Maße die Netzkunden von der physikalischen Ebene mit möglichen Engpässen und Einschränkungen „abgeschirmt“ werden sollen um ein möglichst umfassendes „Level-playing-field“ für alle Akteure sicherzustellen, und hierüber ein Höchstmaß an Wettbewerb und Handelsliquidität anzustreben; sowie
- einem möglichst effizienten Netzbetrieb mit einer verursachungsgerechten Bepreisung, in dem die Netznutzer Anreize erhalten, ihre Netznutzung möglichst „Netzkonform“ auszugestalten und so die zu sozialisierenden Netzkosten gering zu halten.

Zwar handelt es sich bei dieser Entscheidung letztlich um eine politische Frage der Priorisierung. Wie in den einzelnen Abschnitten bereits ausgeführt ist aus unserer Sicht jedoch in der Schweiz davon auszugehen, dass die Etablierung eines liquiden Handels gegenüber einer größtmöglichen Verringerung des netzseitigen Aufwands priorisiert werden sollte.

## Entry-Exit-System

Unter dieser Prämisse gelangen wir daher bezgl. der einzelnen Gestaltungsdimensionen zu folgenden Empfehlungen:

- Ein EES sollte möglichst schweizweit ausgestaltet werden, idealerweise unter Einbeziehung der isolierten Zonen (**vgl. Abschnitt 3.2**);
- Ebenso sollten die Transitleitungen integraler Teil einer Schweizer Bilanzzone bzw. des EES sein (**vgl. Abschnitt 3.3**);
- Falls mittel- bis langfristig eine weitergehende Marktöffnung angestrebt wird, überwiegen aus unserer Sicht zudem die Vorteile einer vollständigen Integration der Verteilnetze in das EES. Nur falls die Marktöffnung absehbar auf wenige Kunden beschränkt bleibt und daher der damit verbundene Aufwand unverhältnismäßig hoch wäre, könnte eine City-Gate Lösung einen pragmatischen Kompromiss darstellen.
- Dabei sollte ein möglichst hoher Anteil von hochwertigen ffZK Kapazitäten angestrebt werden (**vgl. Abschnitt 3.5**); selbst
- falls dies durch einen höheren Regelennergieaufwand führt (**vgl. Abschnitt 3.6**).



## 4 Kapazitäten

Nachdem im vorangegangenen Abschnitt die grundsätzlich vorzunehmenden Abwägungen bei der Ausgestaltung eines Entry-Exit-Systems für die Schweiz diskutiert wurden, gehen wir nachfolgend darauf ein, wie die jeweiligen Kapazitäten an den Entry und Exit-Punkten zu ermitteln sind und in Form von welchen Produkten diese dann an Marktakteure anzubieten sind. Hierzu geben wir

- zunächst eine Übersicht über die Kapazitätsprodukte, die im Rahmen eines Entry-Exit-Systems angeboten werden sollten (**Abschnitt 4.1**);
- stellen wir anschließend die Grundsätze dar, nach denen die jeweiligen Entry- und Exitkapazitäten zu ermitteln sind (**Abschnitt 4.2**); und
- nach denen diese Kapazitäten vergeben werden sollten (**Abschnitt 4.3**).
- Im Anschluss diskutieren wir, wie Engpasssituationen vermieden werden können bzw. wie damit umzugehen wäre (**Abschnitt 4.4**); bevor wir
- abschließend unsere Schlussfolgerungen für die Schweiz zum Thema „Kapazitäten“ zusammenfassen (**vgl. Abschnitt 4.5**).

### 4.1 Kapazitätsprodukte

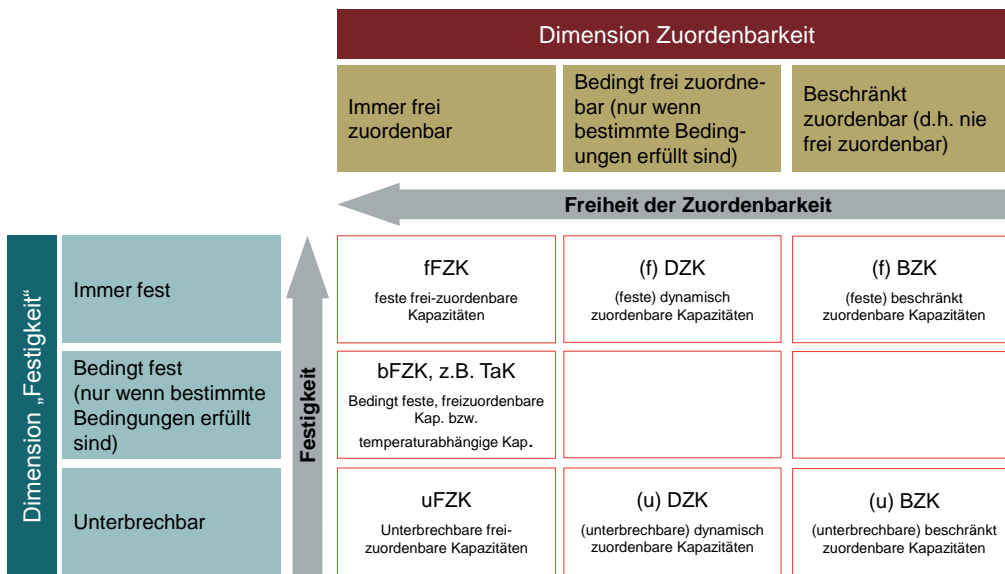
Kapazitätsprodukte unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich der Unterbrechbarkeit, der Zuordenbarkeit und der Fristigkeit sowie dahingehend, ob sie gebündelt oder ungebündelt angeboten werden. Aus Sicht der Netznutzer sind daher die verschiedenen Kapazitätsprodukte für bestimmte Versorgungsaufgaben unterschiedlich geeignet, während aus Netzbetreibersicht verschiedene Produkte mit unterschiedlichem Aufwand angeboten werden können. Daher ist es notwendig, im Rahmen des Marktdesigns entsprechende Vorgaben zur Gestaltung der Kapazitätsprodukte zu machen. Nachfolgend

- stellen wir daher zunächst die verschiedenen Ausgestaltungsdimensionen von Kapazitätsprodukten in einer Übersicht dar (**vgl. Abschnitt 4.1.1**);
- diskutieren wir anschließend die jeweiligen Vor- und Nachteile (**vgl. Abschnitt 4.1.2**);
- geben wir anschließend eine Übersicht über EU-Vorgaben und ausgewählte internationale Praxis (**vgl. Abschnitt 4.1.3**); bevor wir
- ein kurzes Fazit im Hinblick auf die Schweizer Situation ziehen (**vgl. Abschnitt 4.1.4**).

### 4.1.1 Übersicht Ausgestaltungsdimensionen

Kapazitätsprodukte unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich der „Festigkeit“ (feste vs. unterbrechbare Kapazitäten), der Zuordenbarkeit und der Fristigkeit sowie dahingehend, ob sie gebündelt oder ungebündelt angeboten werden. Im Folgenden beschreiben wir die unterschiedlichen Ausgestaltungsdimensionen von Kapazitätsprodukten, beginnend mit den Dimensionen „Zuordenbarkeit und „Festigkeit“ (vgl. **Abbildung 13**).

**Abbildung 13.** Klassifizierung von Kapazitätsprodukten in Abhängigkeit ihrer Zuordenbarkeit und Festigkeit



Quelle: Frontier/E-Bridge

- **Feste vs. unterbrechbare Kapazitäten** – Erwirbt ein Netznutzer feste Kapazitäten, so erhält er damit die Garantie, diese Kapazitäten immer nutzen zu können – unabhängig von der konkreten Netzsituation zum Zeitpunkt der Nutzung. Unterbrechbare Kapazitäten können dagegen vom Netzbetreiber in bestimmten Netzsituationen (z.B. bei niedrigen Temperaturen oder bei einer aus anderen Gründen besonders starken Netzauslastung) mit Ankündigung unterbrochen werden. Darüber hinaus sind Zwischenprodukte möglich: In Deutschland werden bspw. zusätzlich bedingt feste Kapazitäten (bFZK – „bedingt feste, frei zuordenbare Kapazität“) angeboten. Diese Kapazitäten stehen fest zur Verfügung, sofern entweder bei a) „bFZK mit Temperaturbedingung“ bestimmte Temperaturen nicht unter- oder überschritten werden oder bei b) „bFZK mit Flussbedingung“ bestimmte Bedingungen der Gasflüsse im Netz erfüllt sind.

## Kapazitäten



- **Zuordenbarkeit der Kapazitäten** – Die grundsätzliche Intention eines EES sollte sein, dass Kapazitäten frei zuordenbar sind, d.h. dass jeder Entry-Punkt mit jedem Exit-Punkt frei verbunden werden kann um einen möglichst liquiden und freien Austausch von Gas am VAP zu ermöglichen. Um Netzrestriktionen zu berücksichtigen werden zusätzlich zu frei zuordenbaren Kapazitäten in manchen Ländern auch Kapazitäten angeboten, die beschränkt oder dynamisch zuordenbar sind. Sowohl bei festen, bedingt zuordenbaren Kapazitäten (BZK) als auch bei festen, dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK) ist die Kapazität zwischen einem oder mehreren Entry- und Exitpunkten fest zuordenbar. Bei DZK wird zusätzlich zu der festen Kapazität zwischen den festgelegten Netzpunkten Zugang zum VAP auf unterbrechbarer Basis gewährt.
- **Fristigkeit der Kapazitäten** – Kapazitäten werden mit unterschiedlichen Fristigkeiten vergeben, z.B. als Jahres-, Quartals-, Monats- oder Tagesprodukte.
- **Bündelung von Kapazitäten** – An Grenzübergangspunkten oder Übergangspunkten zwischen Marktgebieten innerhalb eines Landes können (bzw. sollen gemäß EU-Regulierung ab November 2015) Kapazitäten gebündelt vergeben werden. Werden Kapazitäten gebündelt, so können Transportkunden die Exit-Kapazität in einem Marktgebiet gleichzeitig („gebündelt“) mit der Entry-Kapazität im angrenzenden Marktgebiet erwerben. Auf diesem Weg werden Transaktionskosten der Netznutzer reduziert. Zudem sind Netznutzer beim Kauf von gebündelten Kapazitäten nicht dem Risiko ausgesetzt, dass sie z.B. bei Kauf einer Exit-Kapazität in Marktgebiet A möglicherweise nicht die entsprechende Entry-Kapazität in Marktgebiet B erwerben könnten.

#### 4.1.2 Vor- und Nachteile unterschiedlicher Kapazitätsprodukte

Kapazitätsprodukte unterschiedlicher Qualitäten (fest, unterbrechbar oder bedingt fest) sowie unterschiedlicher Zuordenbarkeit haben aus Sicht von Netznutzern und aus Sicht der Netzbetreiber verschiedene Vor- und Nachteile, die wir im Folgenden beschreiben.

##### *Vor- und Nachteile von festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (fFZK)*

Feste, frei zuordenbare Kapazitäten (fFZK) sind die qualitativ hochwertigsten Kapazitäten und schaffen eine Vielzahl von Handlungsoptionen. Dadurch, dass fFZK den Zugang zum VAP garantieren, wirkt ein hoher Anteil von fFZK generell Liquiditätserhöhend am VAP. Im Hinblick auf die Intention eines Entry-Exit-Systems, durch die Schaffung eines von physischen Netzengpässen abstrahierendes Marktgebiets, an dem Marktteilnehmer möglichst barrierefrei

handeln und interagieren können, sind daher ffZK die anzustrebenden Kapazitätsprodukte.

Die hohe Qualität der festen (also garantierten) Kapazitäten führt aber gleichzeitig auch dazu, dass Netzbetreiber insbesondere in komplexen Gasnetzen nur eine begrenzte Menge an ffZK ausweisen können, ohne das Gasnetz weiter auszubauen oder in großem Umfang lokale Regelernergie einzusetzen, um den festen Charakter der Kapazität zu gewährleisten.<sup>20</sup>

### *Vor- und Nachteile von unterbrechbaren Kapazitäten (uFZK)*

Im Gegensatz zu festen FZK garantieren unterbrechbare frei zuordenbare Kapazitäten (uFZK) den Zugang zum Netz nicht: Der Netzbetreiber kann diese unterbrechen wenn er die Kapazitäten in einer konkreten Situation nicht anbieten kann.

Erwerben Netznutzer uFZK, können sie sich nicht vollständig auf deren Verfügbarkeit verlassen. Liegen Erfahrungswerte vor, beispielsweise wie oft eine unterbrechbare Kapazität in der Vergangenheit tatsächlich unterbrochen wurde, kann sich ein Netznutzer aber eine entsprechende Erwartung darüber bilden, mit welcher Wahrscheinlichkeit ihm die Kapazität evtl. zur Verfügung stehen wird. Zu einer Versorgung von schätzenswerten Endkunden wie Haushalten mögen unterbrechbare Kapazitäten daher nur beschränkt geeignet sein: Ein Versorger bräuchte immer noch eine „Ausweioption“ für den Fall dass die uFZK unterbrochen werden. Da unterbrechbare Kapazitäten in der Regel günstiger angeboten werden als feste Kapazitäten (in Deutschland ist bspw. die Vorgabe, dass derartige Kapazitäten min. 10% günstiger anzubieten sind, unter Berücksichtigung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit), können sie aber interessant sein wenn zum Beispiel alternative feste Kapazitäten ohnehin bestehen, oder wenn es auch auf Nachfrageseite Flexibilität gibt, zum Beispiel bei Zweistoffkunden (die auf eine Unterbrechung entsprechend reagieren können). Aus Sicht der Netznutzer sind uFZK und ffZK nur dann gleichwertig, sofern die Einsparung bei der Kapazitätsbuchung die „Kosten“-Nachteile, die durch evtl. Unterbrechungen entstehen, ausgleichen.

Aus Netzbetreiber-Sicht ist der grundlegende Vorteil von unterbrechbaren Kapazitäten, dass sie unterbrochen werden können, um physische Engpässe ohne den Einsatz anderer Instrumente zu vermeiden (**vgl. Abschnitt 4.4**). Auch können unterbrechbare Kapazitäten dann angeboten werden, wenn der Netzbetreiber eine hohe Unsicherheit darüber hat, ob die Transportdienstleistung letztlich erbracht werden kann: Dies einem Transportkunden dann fest zu

---

<sup>20</sup> Bspw. kann der Netzbetreiber trotz einem physischen Engpass ffZK ausweisen, aber gleichzeitig durch Einkauf einer Lastflusszusage an diesem Punkt sicherstellen, dass die Kapazität nur in „netzdienlicher“ Weise genutzt wird. Eine Alternative hierzu wäre, die Kapazität nur beschränkt zuordenbar auszuschreiben, damit wäre jedoch dem VAP wieder Liquidität entzogen.

versprechen wäre zu „riskant“, ein unterbrechbares Angebot ist aber möglich. Unterbrechbare Kapazitäten zusätzlich zu festen Kapazitäten anzubieten erhöht somit auch die Effizienz der Nutzung des Gasnetzes – aus diesem Grund ist sie in der EU nach Vorgaben der Kommission auch anzustreben (siehe nächster Abschnitt).

### *Vor- und Nachteile von weiteren Kapazitätsprodukten (BZK, DZK, bFZK)*

Kapazitäten, die nicht frei zuordenbar (BZK, DZK) oder bedingt fest sind, sind nur für bestimmte Netznutzer bzw. Transportfälle attraktiv. So können BZK- oder DZK-Kapazitäten beispielsweise für reine Transitflüsse häufig problemlos genutzt werden, da ein (garantierter) Zugang zum VAP für diese Flüsse nicht erforderlich sind (allerdings könnte ein Transiteur dann auch nicht am VAP agieren und ein VAP dann auch nicht von der Liquidität der Transitmengen profitieren). Aus demselben Grund sind BZK und DZK für Händler dagegen häufig nicht geeignet. Bedingt feste Kapazitäten mit Temperaturbedingung können z.B. für die Belieferung von Endverbrauchern mit temperaturabhängigem Verbrauch genutzt werden (sofern die Temperaturbedingung und der temperaturabhängige Verbrauch entsprechend aufeinander abgestimmt sind).

Aus Sicht der Netzbetreiber bietet das Ausweisen von Kapazitäten mit fester Zuordenbarkeit eine Möglichkeit, Netzengpässe zu vermeiden und so das Ausweisen von festen, frei zuordenbaren Kapazitäten zu erhöhen, ohne auf die Alternative eines zusätzlichen Regelenergieeinsatzes zurückgreifen zu müssen.

**Abbildung 14** fasst die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Produkte zusammen.

**Abbildung 14.** Vor- und Nachteile unterschiedlicher Kapazitätsprodukte

Basierend auf Erfahrungen in anderen Ländern (Sicht von Händlern und Incumbents kann sich unterscheiden)		Feste, frei zuordenbare Kapazitäten	Unterbrechbare Kapazitäten	Weitere Produkte (BZK, DZK, bFZK)
Sicht Netznutzer	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Qualitativ hochwertigsten Kapazitäten</li> <li>• Schaffen eine Vielzahl von Handlungsoptionen (erhöhen damit die Liquidität am VHP)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erlauben Netzzugang wenn keine fFZK (mehr) verfügbar, aber Risiko der Unterbrechung</li> <li>• Für Netznutzer nur dann gleichwertig zu fFZK, wenn entsprechender Preisabschlag ggü. fFZK mindestens so hoch ist, wie die Zusatzkosten, die ihm aus dem Unterbrechungsrisiko entstehen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nur für bestimmte Netznutzer attraktiv (z.B. BZK/DZK für Transitflüsse oder bFZK zur Belieferung transportabhängiger Endverbraucher)</li> <li>• BZK/DZK für Händler nicht nutzbar, da kein Zugang zum VHP</li> </ul>	
Sicht Netzbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Können insb. in eng vermaschten Netzen nur begrenzt ausgewiesen werden</li> <li>• Ausweis von fFZK erfordert ggf. Regelenergieeinsatz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Können genutzt werden, um Engpässe zu vermeiden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Werden eingesetzt, um Netzengpässe zu vermeiden</li> <li>• Erweitern die Möglichkeiten zur Ausweisung von fFZK</li> </ul>	

Quelle: Frontier/E-Bridge

### 4.1.3 EU-Vorgaben und Praxis in ausgewählten europäischen Ländern

Im Folgenden beschreiben wir,

- welche Vorgaben es seitens der EU bezüglich der Definition von Kapazitätsprodukten gibt sowie
- welche Kapazitätsprodukte momentan in Deutschland, Österreich und Belgien angeboten werden.

#### *EU-Vorgaben*

Vorgaben zu Kapazitätsprodukten seitens der EU werden in der Verordnung 984/2013 zusammengefasst, die ab November 2015 Gültigkeit für marktgebietsüberschreitende Kapazitäten in der EU haben wird (länderspezifische Regelungen stellen wir in den folgenden Abschnitten vor). Die Vorgabe enthält Regelungen zur Fristigkeit von Kapazitäten, zum Ausweisen von festen und unterbrechbaren Kapazitäten, sowie zur Bündelung von Kapazitäten:

- **Fristigkeit** – Gemäß der EU-Verordnung sollen Jahres-, Quartals-, Monats- und Tagesprodukte sowie untertägige Produkte angeboten werden.
- **Feste und unterbrechbare Kapazitäten** – Die EU-Verordnung legt fest, dass sowohl feste und unterbrechbare Kapazitäten angeboten

## Kapazitäten

werden sollen. Unterbrechbare Kapazitäten sollen dabei nicht auf Kosten von festen Kapazitäten ausgewiesen werden<sup>21</sup>.

- **Bündelung von Kapazitäten** – Die EU-Verordnung legt fest, dass feste Kapazitäten an Grenzübergangspunkten als gebündelte Kapazitäten vergeben werden sollten. Netznutzer, die bestehende Verträge für ungebündelte Kapazitäten besitzen, sollen so schnell wie möglich eine Vereinbarung zur Bündelung der Kapazitäten treffen. Altverträge mit ungebündelter Kapazität können nicht erneuert oder verlängert werden.

### *Kapazitätsprodukte in Deutschland*

Deutschland weist im Vergleich zu anderen europäischen Ländern eine hohe Anzahl an verschiedenen Kapazitätsprodukten aus. Im Einzelnen sind Kapazitätsprodukte in Deutschland für folgt charakterisiert:

- **Fristigkeit** – Gemäß der Gasnetzzugangsverordnung müssen in Deutschland mindestens Jahres-, Quartals-, Monats- und Tagesprodukte angeboten werden (§11 GasNZV).
- **Feste und unterbrechbare Kapazitäten** – Die GasNZV macht lediglich die Vorgabe, dass sowohl feste, als auch unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden müssen (§11 GasNZV) und dass möglichst viele Kapazitäten frei zuordenbar sein sollen (§ 9 GasNZV). In der Praxis wird jedoch eine Vielzahl von unterschiedlichen Produkten angeboten:
  - Feste, frei zuordenbare Kapazität (FZK)
  - Bedingt feste, frei zuordenbare Kapazität (bFZK)
  - Feste, dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK)
  - Feste beschränkt zuordenbare Kapazität (BZK)
  - Unterbrechbare, frei zuordenbare Kapazität (uFZK)
- **Bündelung von Kapazitäten** – In Deutschland müssen Kapazitäten für Neuverträge bereits ab dem 01. August 2011 gebündelt vergeben werden, sofern der angrenzende ausländische Fernnetzbetreiber die Bündelung ebenfalls ermöglicht.

---

<sup>21</sup> Vergleiche Art 21, Absatz 2 von Verordnung EU 984/2013: „Falls unterbrechbare Kapazität angeboten wird, darf sich dies nicht nachteilig auf die angebotene Menge verbindlicher Kapazität auswirken. Die Fernnetzbetreiber dürfen Kapazität, die als verbindliche Kapazität angeboten werden kann, nicht zurückhalten, um sie als unterbrechbare Kapazität anzubieten.“

### *Kapazitätsprodukte in Österreich*

Die in Österreich angebotenen Kapazitätsprodukte sind ähnlich zu denen, die in Deutschland angeboten werden, allerdings gibt es im Wesentlichen nur drei unterschiedliche Kapazitätsprodukte. Im Einzelnen sind Kapazitätsprodukte in Österreich für folgt charakterisiert:

- **Fristigkeit** – Es werden Jahres-, Quartals-, Monats- und Day-Ahead-Kapazitäten angeboten.
- **Feste und unterbrechbare Kapazitäten** – In Österreich werden im Wesentlichen drei unterschiedliche Produktqualitäten angeboten:
  - Frei zuordenbare Kapazität (FZK)
  - Dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) mit unterbrechbarem Zugang zum VHP
  - Unterbrechbare Kapazitäten klassifiziert gemäß ihren Unterbrechungswahrscheinlichkeiten
- **Bündelung von Kapazitäten** – In Österreich ist eine Buchung von ungebündelten Kapazitäten nur noch für Altverträge bis zum Ende deren Laufzeit möglich.

### *Kapazitätsprodukte in Belgien*

In Belgien ist die Länge der Kapazitätsbuchungen individuell gestaltbar (kurz bis langfristig mit kontinuierlichen Laufzeiten). Es werden überwiegend frei zuordenbare Kapazitäten angeboten, jeweils fest und unterbrechbar.

Um der großen Bedeutung der Transitflüsse in Belgien gerecht zu werden, werden zudem in Belgien noch in signifikantem Maße Punkt-zu-Punkt-Buchungen ohne Zugang zum VAP zwischen einzelnen Entry-Exit-Punkten genutzt.<sup>22</sup> Diese ähneln dabei den BZK/DZK in Deutschland und Österreich. Kapazitäten an den Grenzen mit Frankreich, den Niederlanden und Deutschland werden zudem gebündelt angeboten.

---

<sup>22</sup> Punkt-zu-Punkt-Buchungen in Belgien finden unter dem Namen „Operational Capacity Usage Commitment“ (OCUC) zwischen ausgewählten E-E-Punkten statt: Zelzate - IZT/Zeebrugge Beach, IZT/Zeebrugge Beach - Zelzate, Alveringem/Blaregnies - IZT/Zeebrugge Beach, 's Gravenvoeren - Eynatten and Eynatten - 's Gravenvoeren. Die OCUC beinhaltet eine Zusage des Shippers gegenüber dem TSO zum Einsatz einer bestimmten Kapazität an einem bestimmten Entry und einem bestimmten Exit (ähnlich zu Lastflusszusagen); für diese Kapazitäten gibt es keinen Zugang zum Bilanzierungsmarkt oder VAP.

#### 4.1.4 Fazit für die Schweiz

Grundsätzlich gilt es auch bei der Aufteilung auf verschiedene Kapazitätsprodukte die grundsätzliche Abwägung (vgl. **Abschnitt 3.1**) vorzunehmen zwischen:

- den Belangen des Netzbetriebs – aufgrund von in bestimmten Netzsituationen möglichen Engpässen spiegeln dabei häufig eingeschränkte Produkte (unterbrechbar bzw. beschränkt zuordenbar) die physischen Netzsituation eher wieder
- und dem Ziel, einen möglichst umfassenden und freien Zugang zum VAP für einen Großteil der Akteure und Gasmengen zu gewährleisten – dies spricht eher für eine großzügige Ausweisung von ffZK, die netzseitig ggf. durch zusätzlichen Regelennergie-Einkauf, andere marktbasierende Maßnahmen sowie ggf. Netzausbau abgesichert werden müsste.

Da die Einführung des EES in der Schweiz nach unserem Verständnis auch aufgrund einer klaren Marktöffnungsintention geplant ist, sollte vor diesem Hintergrund das zweite Ziel stärker gewichtet werden. Entsprechend wäre bei der Produktgestaltung die Ausweisung von FZK zu priorisieren, ggf. auch auf Basis erhöhten Aufwands auf Netzseite. Lediglich falls dies nicht mit vertretbarem Aufwand zu leisten ist – wovon aufgrund des wenig verzweigten schweizerischen Gasnetzes sowie der Aussage des VSGs, dass im schweizerischen Gasnetz aktuell nicht mit signifikanten Engpässen zu rechnen ist-, sollten hilfsweise BZK/DZK eingesetzt werden bzw. feste Kapazitäten in unterbrechbare *umgewandelt* werden. Dies könnte z.B. der Fall sein, falls der im Rahmen der Energiestrategie 2050 angedachte massive Ausbau von GUD-Kraftwerken zu weiteren Engpasssituationen führen würde. Außerdem sollten an den Grenzübergangspunkten, mindestens wenn diese ausgebucht sind, *zusätzlich* zu den (dann ausgebuchten) festen Kapazitäten auch unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden.

## 4.2 Kapazitätsermittlung

Bei der Einführung eines EES stellt sich neben den angebotenen Kapazitätsprodukten auch die Frage, wie die Quantität der angebotenen Kapazitäten zu bemessen ist. Im Rahmen des Projektes wurde sich dabei bemüht, seitens der Branche Auskunft zu erhalten, wie die derzeitigen (technischen) Transport- und Verteilnetzkapazitäten in der Schweiz generell zu berechnen sind bzw. welche Einflüsse hierbei jeweils bei der Berechnung zu berücksichtigen sind. Da bei Erstellung des Berichts entsprechende Rückmeldungen nicht vorlagen, kann hierauf im Folgenden nicht direkt Bezug genommen werden. Dies ist jedoch auch nicht zwingend notwendig, da die Details der Ermittlung von Kapazitäten ohnehin grundsätzlich die Aufgabe des



Netzbetreibers sein sollte, da allein dieser über die benötigten Informationen und das technische Know-how verfügt – und letztlich auch die Systemverantwortung trägt.

Auf regulatorische Ebene kann jedoch z.B. Einfluss auf zu verwendende Rahmeninputdaten und auf die Überprüfung der Ergebnisse genommen werden.

Im Folgenden

- stellen wir zunächst dar, zu welchen Aspekten regulatorische Vorgaben gemacht werden können bzw. sollten (**vgl. Abschnitt 4.2.1**);
- anschließend zeigen wir exemplarisch, wie der Ablauf der Kapazitätsermittlung in Deutschland erfolgt (**vgl. Abschnitt 4.2.2**); und
- leiten hieraus in **Abschnitt 4.2.3** abschließend eine Handlungsempfehlung für die Schweiz ab.

#### 4.2.1 Ausgestaltungsoptionen bei der Kapazitätsermittlung

Die Verantwortung für die Kapazitätsberechnung sollte prinzipiell bei den Netzbetreibern liegen, da nur dort die entsprechenden Informationen vorliegen sowie der Netzbetreiber auch letztlich für die Systemstabilität die Verantwortung trägt. Letzteres kann - insbesondere im Fall fehlender kommerzieller Anreize (z.B. weil durch eine entsprechende Erlösregulierung konstante Umsätze sichergestellt sind) – zu einem risikoaversen Verhalten führen. Für Netzbetreiber wäre es in diesem Fall rational, Kapazitäten tendenziell sehr konservativ und unterhalb der maximalen physischen Leistungsfähigkeit auszuweisen. Dies könnte zu Ineffizienzen in der Netznutzung führen und könnte im Extremfall – falls von einem solchen Vorgehen mit dem Netzbetreiber verbundene Unternehmen bzw. Lieferanten weniger betroffen wären– zudem zu Marktzutrittschürden führen.

Daher ist es notwendig, durch die Aufsichtsbehörden entsprechende Rahmenbedingungen (und ggf. Anreize) für eine effiziente Kapazitätsberechnung zu setzen, bzw. durch eine effektive Kontrolle (z.B. eine Missbrauchsaufsicht oder eine Kontrolle durch einen externen Gutachter) eine solche sicherzustellen:

- **Rahmenbedingungen für die Berechnung** – Aufsichtsbehörden können z.B. zu folgenden Rahmenbedingungen Vorgaben machen:
  - Vorgabe des Sicherheitsniveaus – Sollen sich die Kapazitätsberechnung an „Most-likely-“, oder an „Worst-case-“, Szenarien orientieren?
  - Vorgaben zu Inputs bei der Berechnung – Welche Inputs sollen bei der Berechnung der Kapazitäten berücksichtigt werden (ggf. auf Basis einer Konsultation der Marktteilnehmer)?

## Kapazitäten



- Vorgaben, welche Maßnahmen ergriffen werden können, um die ausgewiesenen Kapazitäten zu maximieren – Inwieweit können/sollten Lastflusszusagen, bedingt zuordenbare Kapazitäten und/oder Rückkaufverfahren genutzt werden, um höhere feste Kapazitäten auszuweisen?
- **Genehmigung bzw. Kontrolle der Ergebnisse** – Die Ergebnisse der Kapazitätsberechnung können prinzipiell entweder ohne weitere Kontrolle übernommen werden (ggf. mit einer formalen Genehmigungspflicht), durch einen externen Gutachter überprüft werden und/oder einer Missbrauchsaufsicht unterliegen.
- **Anreize** – Zusätzlich sollte bei der Ausgestaltung der Regulierung darauf geachtet werden, dass Netzbetreiber Anreize für eine effiziente Ausweisung aller verfügbaren Kapazitäten erhalten.

#### 4.2.2 Kapazitätsermittlung in Deutschland

Exemplarisch für ein solches System ist der Prozess der Kapazitätsermittlung in Deutschland: Die Vorgaben zur Kapazitätsberechnung in Deutschland sind in §§ 9 und 10 GasNZV verankert. Demnach berechnen die Fernleitungsnetzbetreiber zunächst die technischen Kapazitäten an Entry- und Exitpunkten auf Basis von Lastflusssimulationen. Die Ermittlung der Kapazitäten in einem Marktgebiet erfolgt in Kooperation zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den Betreibern von nachgelagerten Netzen unter Berücksichtigung von marktgebietsüberschreitenden Lastflüssen.

Sofern Kapazitäten nicht „in ausreichendem Maß“ frei zuordenbar angeboten werden können, sollen Maßnahmen zur Erhöhung der frei zuordenbaren Kapazitäten getroffen werden, z.B.:

- Lastflusszusagen; oder
- Angebot von Entry- und Exitkapazitäten, die mit Zuordnungsaufgaben verknüpft sind (BZK oder DZK).
- Netzausbau – Ausbauvorhaben sind dazu in einem regelmäßig zu erstellenden Netzentwicklungsplan (diese werden zunächst jährlich zu erstellen, die Frequenz soll aber gesenkt werden) zu dokumentieren und mit der Branche zu konsultieren.

Die Höhe der ermittelten technischen Kapazitäten muss anschließend von der BNetzA genehmigt werden. Über die ermittelten technischen Kapazitäten hinaus können Rückkaufverfahren eingesetzt werden, um das Angebot an frei zuordenbarer Kapazität weiter zu erhöhen.

### 4.2.3 Fazit für die Schweiz

Die Verantwortung für die Ermittlung der Kapazitäten sollte grundsätzlich bei den Netzbetreibern liegen. Da sich Gasflüsse zwischen (horizontal und vertikal) angrenzenden Netzen gegenseitig beeinflussen, ist bei der Ermittlung der Kapazitäten eine enge Koordination der Netzbetreiber erforderlich. Die Koordination könnte ggf. durch eine zentrale Koordinationsstelle (z.B. durch einen Marktgebietsverantwortlichen) erleichtert werden. Die scheint nach unserem Verständnis auch der Ansatz im Rahmen von MACH 2 zu sein, wo netpool eine zentrale Kapazitätsmodellierung vorzunehmen scheint.

Zudem ist es wichtig, die Anreize von Netzbetreibern zum Ausweisen von Kapazitäten in Abhängigkeit des sich in der Schweiz durchsetzenden Grads des Unbundlings der Netzbetreiber zu berücksichtigen. Vereinfacht gesagt gilt: Je stärker das Netz von anderen Wertschöpfungsstufen (insbes. Vertrieb) getrennt wird, desto stärkere Anreize hat das Netzunternehmen seinen Erlös durch ein Ausweisen von hohen sowie qualitativ hochwertigen Kapazitäten zu maximieren. Ein vollständig entflochtenes Netzunternehmen berücksichtigt bei seinen unternehmerischen Entscheidungen nicht zwangsläufig, welche Auswirkungen die Kapazitätsausweisung, z.B. auf den Markteintritt von Unternehmen auf der Lieferantenebene, haben könnten. Daher gilt vereinfacht: je umfassender eine Entflechtung durchgeführt wird, desto weniger Kontrolle der Kapazitätsermittlung ist seitens der Regulierungsbehörden erforderlich.

## 4.3 Kapazitätsvergabe

Um Wettbewerb im Gasmarkt sicherzustellen – wie es ja eine der zentralen Motivationen für die Einführung eines EES ist - ist es essentiell, einen diskriminierungsfreien Zugang zu Transportkapazitäten zu gewährleisten. Falls Kapazitäten knapp sind, müssen alle (potentiellen) Interessenten für Kapazitäten Zugriff auf diese zu gleichen Konditionen und Zuteilungschancen erhalten. Aus diesem Grund sollte die Vergabe von Kapazitäten transparent und marktbasierend erfolgen. Im Folgenden beschreiben wir

- zunächst die generellen Möglichkeiten zur Kapazitätsvergabe (**vgl. Abschnitt 4.3.1**);
- welche gesetzlichen Vorgaben es auf EU-Ebene<sup>23</sup> (**vgl. Abschnitt 4.3.2**) gibt;

---

<sup>23</sup> Die Vorgaben auf EU-Ebene beziehen sich lediglich auf Kapazitäten an Übergangspunkten zwischen Marktgebieten.

- und wie diese Vorgaben durch Etablierung und Nutzung von zentralen, internetbasierten Kapazitätsvergabeplattformen umgesetzt werden (**Abschnitt 4.3.3**);
- bevor wir abschließend ein Fazit für die Schweiz ziehen. (**vgl. Abschnitt 4.3.4**).

#### 4.3.1 Möglichkeiten der Kapazitätsvergabe

Prinzipiell handelt es sich bei Kapazitäten um ein knappes Gut, so dass Mechanismen etabliert werden müssen, die in Situationen angewendet werden, in denen die Nachfrage das Angebot übersteigt. Grundsätzliche Möglichkeiten der Kapazitätsvergabe sind Auktionen, First-come-first-serve-Verfahren, Anfrageverfahren und eine gemeinsame Vergabe von Transportkapazitäten und z.B. Speicher- oder LNG-Kapazitäten.

- **Auktionen** – Gemäß den EU-Vorgaben zur Kapazitätsvergabe (**siehe Abschnitt 4.3.2**) hat die Kapazitätsvergabe an Übergangspunkten zwischen Marktgebieten in der EU ab November 2015 über Auktionen zu erfolgen. Vorteile einer Kapazitätsvergabe über Auktionen sind eine hohe Transparenz und Diskriminierungsfreiheit der Vergabe. Zudem erfolgt die Vergabe zu einem marktbasierten Preis, der in der Auktion bestimmt wird. Der Nachteil von Auktionen ist der vergleichsweise hohe Umsetzungs- und Koordinationsaufwand.
- **First-come-first-serve** – Bei dem First-come-first-serve-Verfahren (FCFS) werden Kapazitäten zu einem fixen pre-definierten Preis nach Reihenfolge der Kapazitätsnachfrage zugeteilt. Ein Beispiel für die Nutzung von FCFS-Verfahren ist die Vergabe von Kapazitäten an Entry- und Exitpunkten an Gasspeichern in Deutschland. Das FCFS-Verfahren ist ein transparentes Vergabeverfahren, das in der Regel eine diskriminierungsfreie Vergabe erlaubt. Lediglich in Situationen mit Netzengpässen kann das FCFS-Verfahren dazu führen, dass neue Marktteilnehmer Informationsnachteile haben (z.B. mangelnde Vertrautheit mit Vergabeverfahren und Fristen) und somit potentiell diskriminiert werden. Da die Vergabe gemäß FCFS zu einem fixierten Preis erfolgt, erlaubt das Verfahren keine marktbasierte Kapazitätszuteilung. Ein Vorteil des Verfahrens ist dagegen, dass der Umsetzungsaufwand verhältnismäßig gering ist.
- **Anfrage-Prüfungs-Verfahren** – Ein Anfrage-Prüfungsverfahren wird z.B. in Deutschland für die interne Bestellung, also die Kapazitätsvergabe an

Netzpunkten zu nachgelagerten Netzen, genutzt.<sup>24</sup> Eine Vergabe per Anfrage-Verfahren ist weder transparent noch marktbasiert, zudem ist eine diskriminierungsfreie Vergabe nicht garantiert. Aus diesem Grund eignet sich dieses Vergabeverfahren lediglich in Situationen, in denen diese Kriterien eine geringere Bedeutung haben. Da im Fall der internen Bestellung die Vergabe lediglich an den jeweiligen nachgelagerten Netzbetreiber erfolgt und somit kein direkter Wettbewerb unter verschiedenen Netznutzern um die Nutzung von Kapazität besteht, ist dies bspw. in Deutschland gewährleistet.

- **Gemeinsame Vergabe von Transport- und Infrastrukturkapazitäten** – Eine weitere Möglichkeit zur Vergabe von Transportkapazitäten an Entry- und Exit-Punkten zu logisch zugeordneten Assets wie Speichern oder LNG-Terminals besteht in der gemeinsamen Vergabe von Transport- und Infrastrukturkapazitäten. Diese Möglichkeit wird beispielsweise in Großbritannien genutzt. Dieses Vergabeverfahren ist transparent, diskriminierungsfrei, potenziell marktbasiert (je nach Ausgestaltung der gemeinsamen Vergabe) und mit geringem Umsetzungsaufwand durchführbar. Allerdings ist es für die Schweiz keine relevante Vergabeoption, da die Schweiz nicht über entsprechende Anlagen wie LNG-terminals oder größere Speicher verfügt<sup>25</sup>.

**Abbildung 15** fasst die Vor- und Nachteile der vier Vergabeoptionen zusammen.

---

<sup>24</sup> Im Rahmen der internen Bestellung teilen die nachgelagerten Netzbetreiber einmal pro Jahr den vorgelagerten Netzbetreibern ihre maximal vorzuhaltenden festen Kapazitäten am Exit der vorgelagerten Netze mit bzw. fragen Kapazität in dieser Menge an.

<sup>25</sup> Wie in Abschnitt 3.6 beschrieben, verfügt die Schweiz lediglich über Röhren- und Kugelspeicher. Solche Speicher sind in Ländern mit liberalisierten Erdgasmärkten meist nicht entflochtenen Speicherunternehmen zugeordnet - von denen sie von Händlern/Versorgern gebucht werden könnten. Stattdessen werden sie eher dem Netz zugeordnet. (Im Netz dienen sie dann zur Deckung von Lastspitzen oder dem untertägigen Ausgleich (bei einer Tagesbilanzierung).)

Abbildung 15. Vor- und Nachteile unterschiedlicher Vergabeverfahren

	transparent?	Diskriminierungsfrei?	marktbasiert?	Geringer Umsetzungsaufwand?
Auktionen	✓	✓	✓	✗
First-come-first-serve	✓	(✓)	✗	✓
Anfrageverfahren	✗	✗	✗	✓
Gemeinsame Vergabe von Transportkapazitäten und Speicher- oder LNG-Kapazität	✓	✓	(✓)	✓

Wichtig, um Marktzutritt zu erleichtern

Wichtig, um effiziente Zuteilung der Kapazitäten zu gewährleisten – relevantes Kriterium, sofern Kapazitäten knapp sind

Für Schweiz nicht relevant

Quelle: Frontier/E-Bridge

### 4.3.2 EU-Vorgaben zur Kapazitätsvergabe an Marktgebiets-Übergangspunkten

EU-Vorgaben zur Kapazitätsvergabe werden in der Verordnung 984/2013 gemacht und sollen bis November 2015 umgesetzt werden. Die EU-Vorgaben beziehen sich auf die Kapazitätsvergabe an Übergangspunkten zwischen Marktgebieten.<sup>26</sup> Im Wesentlichen beinhalten die Vorgaben zwei Aspekte:

- Kapazitäten sollen über Auktionen vergeben werden; und
- die Vergabe soll über Internet-Vermarktungsplattformen erfolgen.

Mit der ersten Vorgabe, dass Kapazitäten über Auktionen vergeben werden sollen, legt die EU-Verordnung ein marktbasierendes Vergabeverfahren fest. Zudem definiert die EU-Verordnung genau, welche Produkte wie oft, zu welchem Zeitpunkt und gemäß welchen Auktionsalgorithmen vergeben werden sollen.<sup>27</sup>

<sup>26</sup> Sie bezieht sich ausdrücklich nicht auf die Kapazitätsvergabe an Exit-Punkten zu Endverbrauchern und Verteilnetzen, Entry-Punkten für LNG-Terminals und Produktionsanlagen sowie Entry- und Exit-Punkten für Speicher.

<sup>27</sup> So soll es einmal im Jahr eine Auktion für Jahres- und Quartalsprodukte geben. Monatsprodukte sollen einmal im Monat für den nächsten Montag verauktioniert werden und Tagesprodukte einmal am Tag für den kommenden Tag. Untertägige Kapazitäten sollen einmal pro Stunde vergeben werden. Die Vergabe von Jahres- Quartals- und Monatsprodukten soll nach dem „ascending clock

In den Nachbarländern der Schweiz nutzen die Übertragungsnetzbetreiber die Plattform PRISMA um ihre Kapazitäten zu vermarkten (siehe unten).

Diese Standardisierung der Vergabe sowie die Vorgabe, dass die Auktionen auf Internet-basierten Vermarktungsplattformen stattfinden sollen, sorgen dafür, dass die Kapazitätsvergabe für die Marktteilnehmer transparent erfolgt. Zudem legt die Verordnung fest, dass auf den Plattformen auch die Möglichkeit zum Sekundärhandel (also der Weitervermarktung der Kapazitäten von Netznutzern an andere Netznutzer an Grenzübergangspunkten) mit Kapazitäten gegeben werden soll und somit auch der Sekundärhandel für alle Marktteilnehmer transparent erfolgt.

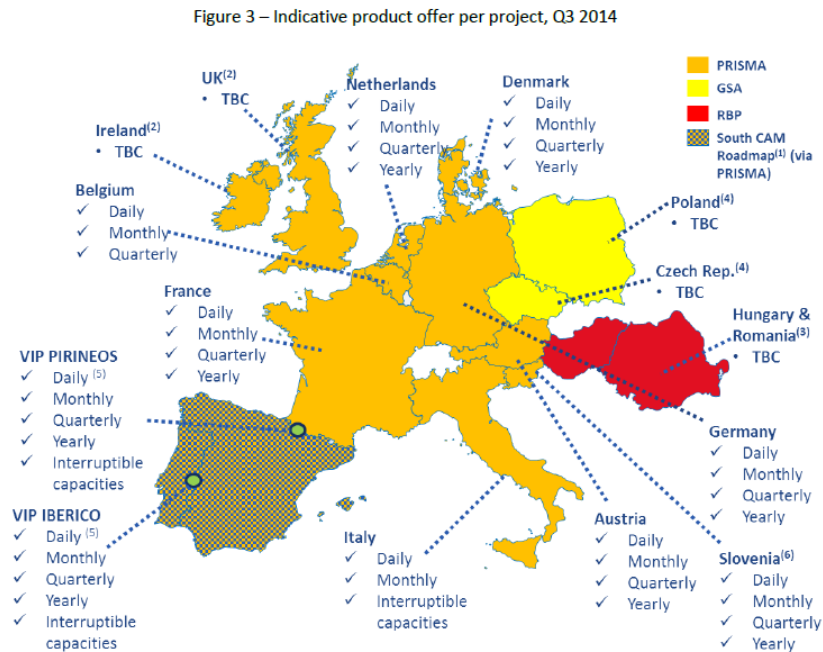
### 4.3.3 Plattformen zur Kapazitätsvergabe in Europa

Die meistgenutzte Plattform zur Kapazitätsvermarktung in der EU ist die Plattform „PRISMA“. Auktionen für Primärkapazitäten wurden im April 2013 auf PRISMA eingeführt und der Sekundärhandel startete 2014. Shareholder der Vermarktungsplattform sind 22 Fernleitungsnetzbetreiber aus 8 EU-Ländern. Bislang finden Primärkapazitätsauktionen für Jahres-, Quartals-, Monats- und Tagesprodukte statt – sowohl für grenzüberschreitende Kapazitäten als auch für Kapazitäten innerhalb der einzelnen Länder. Zusätzlich können über PRISMA auch Primärkapazitäten, die nicht verauktioniert werden, nach dem first-come-first-serve-Prinzip gebucht werden. **Abbildung 16** gibt einen Überblick über die Nutzung von Kapazitätsvergabeplattformen in Europa. Alle Nachbarländer der Schweiz sowie Belgien, die Niederlande, Großbritannien, Irland, Spanien, Portugal und Slowenien nutzen die PRISMA-Plattform. Die deutschen Netzbetreiber weisen in ihren Netzentgelten auch die Kosten für die Nutzung von PRISMA aus. OGE weist beispielsweise 0,00003 EUR/(kWh/h)/d für die Nutzung der Buchungsplattform aus, was ca. 0,35% des Exit-Entgeltes von OGE im Jahr 2016 ausmacht. Ungarn und Rumänien sowie Polen und Tschechien nutzen andere Plattformen (RBP in Ungarn und Rumänien, GSA in Polen und Tschechien).

---

auktion“ Algorithmus erfolgen, die Vergabe von Tagesprodukten und untertägiger Kapazität soll über eine Einheitspreisauktion erfolgen.

Abbildung 16. Nutzung von Kapazitätsplattformen in der EU



- (1) Capacity in the South CAM Roadmap project is currently allocated via the PRISMA platform  
 (2) Allocation of capacities on PRISMA in Ireland and UK will start in 2015  
 (3) Allocation of cross-border capacities on the RBP is foreseen to start in Dec. 2014  
 (4) Allocation of cross-border capacities on the GSA is foreseen to start in 2015  
 (5) These products are available on a FCFS basis  
 (6) Allocation of capacities on PRISMA in Slovenia will start in Nov. 2015

Quelle: ACER/ENTSO-G (2014): „Roadmap for the early implementation of the Capacity Allocation Mechanisms Network Code – Update of October 2014.“

#### 4.3.4 Fazit für die Schweiz

In der EU erfolgt durch die Vorgaben der Verordnung 984/2013 eine Harmonisierung der Kapazitätsvergabeverfahren an Übergangspunkten zwischen Marktgebieten. Grundsätzlich empfiehlt es sich daher für die Schweiz, ebenfalls auf etablierte Prozesse aufzubauen und Kapazitäten über eine zentrale internet-basierte Vergabe-Plattform zu vermarkten, um so die Transparenz der Vergabeverfahren zu erhöhen und Transaktionskosten für in- und ausländische Händler zu minimieren.

Aus Diskriminierungs Gesichtspunkten und unter Berücksichtigung der EU-Vorgaben sollte dabei an den Grenzübergangspunkten vorzugsweise eine Vergabe über Auktionen erfolgen. Im Inland stellen sich entsprechende Fragen lediglich bei den Exit-Punkten zu den Verteilnetzen (bei Implementierung des City-Gate-Modells). Da hier von keiner physischen Knappheit auszugehen ist (und solange vertragliche Knappheiten auszuschließen sind, s.u.), kann hier auf einfachere Verfahren (FCFS oder Anfrage/Prüfungsverfahren) zurückgegriffen werden.



Der VSG-Vorschlag zur Kapazitätsvergabe am City-Gate birgt bezgl. der o.g. Einschränkung zu Knappheiten gewisse Risiken. Im VSG-Vorschlag ist vorgesehen, dass am City-Gate Überbuchungen (über die technischen Kapazitäten hinaus) möglich sein sollen. Ziel der Möglichkeit zur Überbuchung ist es, das neue Lieferanten bei einem Lieferantenwechsel auch in jedem Fall die erforderliche Kapazität am City-Gate erhalten und der alte Lieferant keinen Anreiz hat, Kapazitäten zu blockieren. Dieser Vorschlag erscheint prinzipiell sinnvoll – allerdings nur solange kein physischer Engpass am City-Gate existiert.<sup>28</sup>

In Knappheitssituationen würde die Überbuchungsmöglichkeit dazu führen, dass Marktteilnehmer keine Knappheitssignale erhalten und folglich z.B. die Anreize für Zweistoffkunden zum Gas-Öl-Wechsel gering wären. Eine Alternative zur Kapazitätsvergabe am City-Gate wäre daher das Rucksack-Prinzip, gemäß dem bei einem Lieferantenwechsel die Kapazität automatisch an den neuen Lieferanten übergeht. Bei einer City Gate Lösung stellt sich dann aber die Herausforderungen, was genau die „per Rucksack“ zu übertragende Kapazität“ zur Versorgung eines konkreten Lieferanten-wechselnden Kunden ist, wenn dieser von einem Anbieter mit mehreren Verträgen versorgt wird: Dieser Anbieter hat dann eine Kapazität für alle seine Abnehmer gebucht, und realisiert damit auch Portfolio-/Verschachtelungseffekte (siehe dazu **Abschnitt 3.4**). Daher kann er ggf. nicht auf die volle Kapazität des wechselnden Kunden verzichten (weil er diese im Portfolio auch für seine anderen Kunden mit nutzt); der neue Lieferant des Kunden braucht allerdings die volle Kapazität um eine Versorgung zu gewährleisten.

Bei einer Einbeziehung des Verteilnetzes in das EES stellt sich diese Problematik nicht.

## 4.4 Engpassmanagement

Bei der Diskussion von Engpassmanagement-Maßnahmen ist es zunächst wichtig zu definieren, welche Engpässe das Engpassmanagement adressieren soll. Hierbei

- sind wie in **Abschnitt 4.4.1** dargestellt, zunächst vertragliche von physischen Engpässen zu unterscheiden.
- Die Beseitigung von vertraglichen Engpässen steht im Fokus der EU-Regelungen zum Engpassmanagement, die wir in **Abschnitt 4.4.2** darstellen.

---

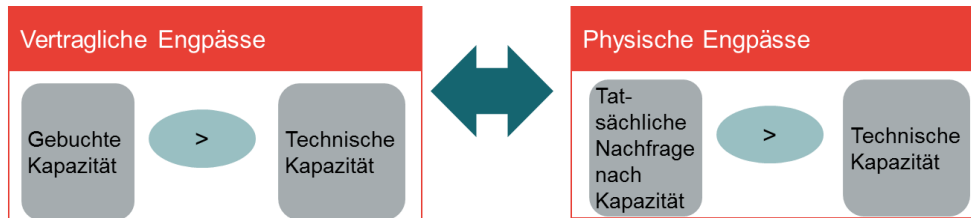
<sup>28</sup> Zudem wäre zur Entgeltbildung mindestens eine Annahme zur (überbuchbaren) Kapazitätsgrenze erforderlich.



#### 4.4.1 Vertragliche vs. physische Engpässe

Wie in **Abbildung 17** dargestellt, unterscheiden sich vertragliche von physischen Engpässen.

**Abbildung 17.** Vertragliche vs. physische Engpässe



Quelle: Frontier/E-Bridge

- **Physische Engpässe** liegen vor, wenn zu einem Zeitpunkt die tatsächliche Nachfrage an Kapazität höher ist als die technische Kapazität. Prinzipiell soll das Auftreten von physischen Engpässen schon bei der Berechnung der technischen Kapazität vermieden werden. Physische Engpässe sollten daher mindestens nicht langfristig bestehen – kurzfristig können sie jedoch z.B. bei selten auftretenden Temperaturbedingungen oder bei unvorhergesehenen Nachfrageänderungen entstehen. Zudem hängt die Wahrscheinlichkeit von physischen Engpässen auch davon ab, wie konservativ die Berechnung der Kapazitäten erfolgt (Optimierung an worst-case-Szenarien oder an Most-likely-Szenarien – **siehe Abschnitt 4.2**). Sofern physische Engpässe auftreten, können Netzbetreiber z.B. folgende kurzfristige Maßnahmen ergreifen, um diesen entgegenzuwirken:

- Einsatz des Netzpuffers (unter Berücksichtigung etwaiger Anforderungen an den Netzpuffer für den Bilanzausgleich, vgl. hierzu das Gutachten zu Los 4 (Bilanzierung));
- Fahrwegsänderungen;
- Einkauf lokaler Regelenergie;
- Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitäten;
- Rückkauf von Kapazitäten.

Grundsätzlich ist diese Art der Engpässe daher eng mit der Kapazitätsermittlung und Netzplanung verbunden, und sollte daher auch in den entsprechenden Prozessen integriert behandelt werden.

- **Vertragliche Engpässe** hingegen liegen vor, sobald die Nachfrage nach Kapazitätsbuchungen die verfügbaren, buchbaren Kapazitäten übersteigen.

Da die bloße Buchung von Kapazitäten noch nicht zu einer auch physischen Nutzung der Kapazitäten führt, drohen in diesem Fall ineffiziente Unterauslastung von Kapazitäten trotz eigentlich vorhandener Nachfrage. Derartige Engpässe können z.B. dadurch entstehen, dass Kapazitäten häufig schon lange vor der geplanten Nutzung der Kapazitäten gebucht werden und die tatsächliche Nutzung zum Zeitpunkt der Kapazitätsbuchung noch unklar ist. Zudem werden viele langfristige Kapazitätsprodukte (z.B. Jahresprodukte) per se nicht zu jedem Zeitpunkt vollständig genutzt. Des Weiteren können vertragliche Engpässe auch entstehen, wenn einzelne Marktteilnehmer Kapazitäten mit dem Ziel horten, den Wettbewerb einzuschränken.

Maßnahmen des vertraglichen Engpassmanagements sind daher notwendig, um auch in derartigen Situationen – so lange noch keine physischen Engpässe bestehen - die Nutzung der vorhandenen Kapazität zu optimieren.

Hierzu existieren mittlerweile einheitliche EU-Vorgaben, die im nachfolgenden Abschnitt beschrieben werden.

#### 4.4.2 EU-Vorgaben zur Vermeidung von vertraglichen Engpässen

EU-Vorgaben zu Prozeduren des (vertraglichen) Engpassmanagements an Übergangspunkten zwischen Marktgebieten sind im CMP<sup>29</sup>-Anhang zur Verordnung 715/2009 festgelegt. Die Vorgaben beschreiben vier Engpassmanagement-Maßnahmen, von denen drei bis zum Oktober 2013 eingeführt werden sollten.<sup>30</sup> Eine vierte Maßnahme (Day-ahead Use-it-or-lose-it) ist als Alternative zur Maßnahme „Überbuchung und Rückkauf“ zu sehen. Diese Maßnahme ist ab Juli 2016 in dem Fall einzuführen, dass die Maßnahme „Überbuchung und Rückkauf“ nicht zum gewünschten Ergebnis geführt hat. Umgekehrt kann auf die Maßnahme „Überbuchung und Rückkauf“ verzichtet werden, sofern ein Day-ahead use-it-or-lose-it implementiert ist. Im Folgenden beschreiben wir die vier Maßnahmen.

- **Überbuchung und Rückkauf** – Netzbetreiber sollen einen Anreiz erhalten, Kapazitäten zunächst vertraglich zu überbuchen und im Falle von physischen Engpässen mittels eines marktbasierten Verfahrens zurückzukaufen. Durch die Überbuchung sollen zusätzliche feste Kapazitäten (über die technisch verfügbare Kapazität hinaus) angeboten werden. Die Überbuchungsrate soll dabei in Abhängigkeit der

<sup>29</sup> CPM steht für “congestion management procedures”.

<sup>30</sup> ACER konstatiert im Bericht “Implementation Monitoring Report on Congestion Management Procedures 2014” jedoch, dass die Maßnahmen noch unzureichend umgesetzt sind. Z.B. gab es zum Zeitpunkt der Untersuchung die Maßnahme „Überbuchung und Rückkauf“ erst in einem Teil der Mitgliedsstaaten und häufig nicht für alle Produkte.

Wahrscheinlichkeit von vertraglichen Engpässen festgelegt werden. Die Herausforderung bei der Umsetzung dieser Engpassmanagement-Maßnahme besteht darin, ein geeignetes Baseline-Szenario festzulegen, auf das sich die Überbuchung bezieht. Zudem kann es in komplexen Netzsystemen schwierig sein, die Wahrscheinlichkeit von vertraglichen Engpässen zu bestimmen. Sofern durch „Überbuchung und Rückkauf“ also kaum zusätzliche Kapazitäten angeboten werden können, kann das Day-ahead Use-it-or-lose-it (siehe unten) zu besseren Ergebnissen führen.<sup>31</sup>

- **Langfristiges UIOLI** – Systematisch nicht genutzte Kapazitäten sollen Transportkunden entzogen werden, um so ein Horten von Kapazitäten zu vermeiden. Gemäß der EU-Vorgabe können nationale Regulierungsbehörden Fernleitungsnetzbetreiber auffordern, Transportkunden Kapazitäten teilweise oder vollständig zu entziehen, sofern diese gebuchte ungenutzte Kapazitäten nicht unter zumutbaren Bedingungen weiterkauft haben und gleichzeitig seitens anderer Transportkunden Nachfrage nach Kapazitäten bestand. Als systematisch ungenutzte Kapazitäten gelten Kapazitäten die innerhalb eines Jahres um durchschnittlich weniger als 80 % genutzt wurden.
- **Möglichkeit der Kapazitätsrückgabe** – Transportkunden sollen Kapazitäten (mit einer Laufzeit über einem Tag) an den Netzbetreiber zurückgeben können, der diese dann realloziert. Aus Sicht des Netznutzers handelt es sich hierbei um eine Alternative zur Sekundärvermarktung der Kapazitäten, die, statt über den Markt, über den Netzbetreiber abgewickelt wird. Bei der Rückgabe der Kapazitäten haben Transportkunden allerdings wie auch am Sekundärmarkt keine Sicherheit, dass sie einen finanziellen Ausgleich für die Kapazitäten erhalten.
- **Day-ahead Use-it-or-lose-it (UIOLI)** – Ein Day-ahead UIOLI beschränkt die Renominierungsmöglichkeiten der Marktteilnehmer ab einem gewissen Zeitpunkt und gibt dem Fernleitungsnetzbetreiber dadurch die Möglichkeit, auf Basis der dann verbindlich feststehenden Nominierungen bei noch verfügbaren physischen Kapazitäten kurzfristig zusätzliche feste Day-ahead Kapazität anzubieten. Dabei bleiben jedoch recht breite Toleranzbereiche.<sup>32</sup>

33

---

<sup>31</sup> Vergleiche Europäische Kommission (2014): „Guidance on best practices for congestion management procedures in natural gas transmission networks“

<sup>32</sup> Im Detail bezieht sich die Renominierungsbeschränkung nur auf Transportkunden die mindestens 10% der technischen Kapazität an einem Grenzübergangspunkt gebucht haben. Zudem behalten Transportkunden das Recht, im Renominierungsverfahren ihre Nominierung auf bis zu 90% ihrer Kapazität zu erhöhen bzw. auf bis zu 10% ihrer Kapazität zu senken. Sofern Transportkunden in der primären Nominierung über 80% ihrer Kapazität nominiert haben, so, können sie die Hälfte der

### 4.4.3 Fazit für die Schweiz

Die Einführung von Engpassmanagement-Maßnahmen ist wichtig, um ineffiziente Unterauslastungen der verfügbaren physischen Kapazitäten sicherzustellen. Bei der Festlegung von Engpassmanagement-Maßnahmen kann sich die Schweiz an den bestehenden umfangreichen EU-Vorgaben orientieren. Sofern an Übergangspunkten zwischen Marktgebieten gebündelte Kapazitäten vergeben werden, ist eine Harmonisierung der Engpass-Management-Verfahren sogar zwingend erforderlich. Lediglich eine Einführung der Maßnahme „Überbuchung und Rückkauf“ erscheint mindestens in der kurzen Frist für die Schweiz nicht geeignet, da das EES in der Schweiz neu eingeführt wird und noch keine Erfahrungswerte für die Wahrscheinlichkeit von vertraglichen Engpässen vorliegen.<sup>34</sup>

Generell ist die Möglichkeit der Rückgabe von Kapazitäten, sei es über einen Sekundärmarkt oder über den Netzbetreiber, der diese Kapazitäten dann weitervermarktet, essentiell, um Engpässe zu vermeiden. Bei einer Rückgabe von Kapazitäten sollten Transportkunden keine Sicherheit haben, dass sie von Zahlungspflichten entbunden werden. Wäre dies der Fall, hätten sie einen Anreiz, mehr Kapazitäten zu buchen, als sie eigentlich benötigen und damit Kapazitäten zu blockieren. Dies gilt dabei an allen Entry-/Exitpunkten, an denen die vertraglichen Kapazitäten beschränkt sind.

## 4.5 Schlussfolgerungen für die Schweiz

Im Folgenden fassen wir Handlungsempfehlung für die Schweiz zum Themengebiet „Kapazitäten“ zusammen.

Bei dem Ausweisen von verschiedenen **Kapazitätsprodukten** ist grundsätzlich eine Abwägung zwischen den Belangen des Netzbetriebs und dem Ziel, einen möglichst umfassenden und freien Zugang zum VAP zu gewährleisten, vorzunehmen. Da die Einführung des EES in der Schweiz nach unserem Verständnis auch aufgrund einer klaren Marktöffnungsintention geplant ist, ist vor diesem Hintergrund das zweite Ziel stärker zu gewichten. Entsprechend wäre bei der Produktgestaltung die Ausweisung von ffZK zu priorisieren, ggf. auch auf Basis erhöhten Aufwands auf Netzseite. Lediglich falls dies nicht mit

---

nicht-nominierten Kapazität im Renominierungsverfahren noch zusätzlich nominieren. Sofern sie weniger als 20% nominiert haben, dürfen Transportkunden ihre Nominierung um bis 50% ihrer primär nominierten Kapazität senken.

<sup>33</sup> Für eine beispielhafte Skizzierung dieser Renominierungsbeschränkungen siehe <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/85896/cmpjointopenletterfinal140205.pdf>.

<sup>34</sup> In Österreich wurde die Maßnahme „Überbuchung und Rückkauf“ nicht eingeführt, da das EES erst 2013 eingeführt wurde und zu wenig Erfahrung bestand, um die Risiken von vertraglichen Engpässen abzuschätzen.

vertretbarem Aufwand zu leisten ist, sollten hilfsweise BZK/DZK eingesetzt werden bzw. feste Kapazitäten in unterbrechbare umgewandelt werden. Zusätzliche unterbrechbare Kapazitäten sollten aus Effizienzgründen angeboten werden. Generell ist nicht damit zu rechnen, dass in der Schweiz ein hoher Bedarf an Produkten mit beschränkter Zuordenbarkeit besteht, da das Schweizerische Gasnetz eine geringere Komplexität als z.B. in Deutschland aufweist und da gemäß Aussage des VSG keine substantiellen (physischen) Engpässe vorliegen.

Die **Berechnung von Kapazitäten** liegt in der Verantwortung der Netzbetreiber. Aufsichtsbehörden sollten daher lediglich Vorgaben zu den Rahmenbedingungen der Berechnung machen und ggf. die ermittelten Kapazitäten kontrollieren. Im Fall der Schweiz erscheint eine Kontrolle der Kapazitäten (z.B. im Rahmen einer Missbrauchsaufsicht) insbesondere sinnvoll, solange in der Schweiz (noch) kein Unbundling durchgeführt ist. Integrierte Unternehmen könnten z.B. einen Anreiz haben, Entry-Kapazitäten gering auszuweisen, um so den Marktzutritt von nicht verbundenen Lieferanten zu erschweren – dies sollte vom Regulierer verhindert werden.

Zudem ist bei der Ermittlung der Kapazitäten eine enge Koordination der Netzbetreiber erforderlich, da sich Gasflüsse zwischen (horizontal und vertikal) angrenzenden Netzen gegenseitig beeinflussen. Die Koordination könnte ggf. durch eine zentrale Koordinationsstelle (z.B. durch einen Marktgebietsverantwortlichen) erleichtert werden.

Eine transparente und marktbasierende **Vergabe von Transportkapazitäten** ist essentiell, um freien Zugang zum Markt zu ermöglichen und damit den Wettbewerb zu fördern. Für die Schweiz ist mindestens an den Grenzübergangspunkten eine Adaption an die EU-Vorgaben zur Kapazitätsvergabe und die Nutzung einer zentralen, Internet-basierten Vergabeplattform empfehlenswert, um die Vergabe möglichst transparent zu gestalten und um Transaktionskosten für Transportkunden möglichst gering zu halten.<sup>35</sup> Die Vergabe-Plattform könnte auch für die Einführung eines Sekundärmarkts für Kapazitäten in der Schweiz genutzt werden. Die Möglichkeit einer Weitervermarktung von ungenutzten Kapazitäten ist wichtig, um eine effiziente Nutzung von Kapazitäten zu gewährleisten. Des Weiteren ist auch die Übernahme der EU-Vorgabe sinnvoll, dass ein Teil der Kapazitäten für kurzfristige Kapazitätsprodukte reserviert werden soll, um den Handel und damit die Liquidität zu fördern.<sup>36</sup> An den innerschweizerischen Exit-Punkten zu den

---

<sup>35</sup> Wie bereits beschrieben sind z.B. die Kosten der Nutzung von PRISMA im Verhältnis der Netznutzungstarife gering. So machen z.B. die von OGE ausgewiesenen Nutzungskosten nur ca. 0,35 % der Exit-Entgelte für 2016 aus.

<sup>36</sup> So soll gemäß Artikel 8 Absatz 7 der Verordnung EU-984/2013 mindestens 10% der technischen Kapazität an jedem Kopplungspunkt frühestens in der jährlichen Auktion für Jahreskapazität

nachgelagerten Verteilnetzen kann – so lange keine physikalischen und vertraglichen Engpässe erwartet werden – ein vereinfachtes Verfahren (First-come-first-serve oder Anfrage/Prüfung) zur Anwendung gelangen.

Die Einführung von **Engpassmanagement-Maßnahmen** ist wichtig, um ineffiziente Unterauslastungen der verfügbaren physischen Kapazitäten sicherzustellen. Bei der Festlegung von Engpassmanagement-Maßnahmen kann sich die Schweiz an den bestehenden umfangreichen EU-Vorgaben orientieren. Sofern an Übergangspunkten zwischen Marktgebieten gebündelte Kapazitäten vergeben werden, ist eine Harmonisierung der Engpass-Management-Verfahren sogar zwingend erforderlich. Lediglich eine Einführung der Maßnahme „Überbuchung und Rückkauf“ erscheint mindestens in der kurzen Frist für die Schweiz nicht geeignet, da das EES in der Schweiz neu eingeführt wird und noch keine Erfahrungswerte für die Wahrscheinlichkeit von vertraglichen Engpässen vorliegen.<sup>37</sup>

Generell ist die Möglichkeit der Rückgabe von Kapazitäten, sei es über einen Sekundärmarkt oder über den Netzbetreiber, der diese Kapazitäten dann weitervermarktet, essentiell, um Engpässe zu vermeiden. Bei einer Rückgabe von Kapazitäten sollten Transportkunden keine Sicherheit haben, dass sie von Zahlungspflichten entbunden werden. Wäre dies der Fall, hätten sie einen Anreiz, mehr Kapazitäten zu buchen, als sie eigentlich benötigen und damit Kapazitäten zu blockieren.

---

angeboten werden. Weitere mindestens 10% der technischen Kapazität sollen frühestens in der jährlichen Auktion für Quartalsprodukte angeboten werden.

<sup>37</sup> In Österreich wurde die Maßnahme „Überbuchung und Rückkauf“ nicht eingeführt, da das EES erst 2013 eingeführt wurde und zu wenig Erfahrung bestand, um die Risiken von vertraglichen Engpässen abzuschätzen.

## 5 Marktgebiet

Zentrales Ziel eines Entry-Exit-Systems, welches auch in der VV2 vorgesehen ist, ist die Schaffung eines Marktgebietes, innerhalb dem für die Händler-/Vertriebsebene die räumliche Allokation von Mengen nicht länger entscheidungsrelevant ist (im Idealfall), so dass die Effizienz des Gashandels steigt und durch Wettbewerb Vorteile bei Preis und Auswahl für schweizerische Konsumenten schafft.

Das Niveau an „Wettbewerb“ selbst lässt sich jedoch naturgemäß schwer messen, oder auch umschreiben, sodass oft die Eigenschaft der Liquidität betrachtet wird. Ziel eines EES ist damit auch, positive, wettbewerbsfördernde Liquiditätseffekte zu erzielen (z.B. durch wirtschaftliche Konzentration von physikalisch räumlich getrennten Mengen an einem virtuellen Handelspunkt). Vor diesem Hintergrund ist eine zentrale Frage bei der Einführung des EES in der Schweiz, ob sich dort ein funktionierender Wettbewerb, gemessen u.a. an einem liquiden Markt, entwickeln kann. Diese Frage haben wir im Rahmen des Themenkomplexes „Marktgebiet“ untersucht:

- In **Abschnitt 5.1** definieren wir zunächst, was Liquidität in diesem Zusammenhang beinhaltet und anhand welcher Kriterien sie wiederum gemessen werden kann.
- Daran anschließend stellen wir in **Abschnitt 5.2** dar, inwieweit diese Kriterien an den europäischen Gas-Hubs erfüllt werden und wie sich die Liquidität dort entwickelt hat. Hieraus leiten wir zentrale Voraussetzungen für liquide Gas-Hubs ab.
- In **Abschnitt 5.3** untersuchen wir die Ausgangsvoraussetzungen der Schweiz in Bezug auf die Bildung eines liquiden Gashandelsplatzes und fassen Faktoren zusammen, die wichtig sind, damit sich in der Schweiz ein liquider Markt bildet.

### 5.1 Definition von Liquidität und Kriterien zur Messung von Liquidität

Handelsliquidität ist von hoher Bedeutung für funktionierende Gasmärkte, da Liquidität Transaktionskosten senkt (- da ohne hohen Aufwand und in kurzer Zeit passende Transaktionspartner gefunden werden können) und Markteintritte fördert, wodurch der Wettbewerb gestärkt wird. Liquidität kann definiert werden als die Möglichkeit von Marktakteuren, jederzeit Kauf- und Verkaufsgeschäfte einzugehen, ohne dass sich durch ihre eigenen Transaktionen oder durch die Transaktionen Dritter eine wesentliche Verschiebung des Preisniveaus ergibt. Liquidität zeigt also an, wie schnell und unter wie hohen oder geringen Kosten es möglich ist, bestehende offene Positionen, die mit erheblichen Risiken



verbunden sind, durch weitere Vertragsabschlüsse zu schließen. Strukturelle Voraussetzungen für Handelsliquidität sind:

- ausreichende Handelsvolumina; und
- eine hinreichende Anzahl von Akteuren im Markt, die bereit sind Kauf-, bzw. Verkaufsgeschäfte einzugehen.

Im Rahmen des Gas Target Models 1 („GTM-1“) wurden durch ACER 2011 fünf Kriterien für einen „funktionierenden“ Gasmarkt aufgestellt, von denen zwei explizit auf die Liquidität abzielen:

- Churn Rate - die Churn Rate misst das Handelsvolumen im Vergleich zum physischen Volumen und gibt also an, wie oft Gasmengen gehandelt werden.<sup>38</sup> Als Zielwert für ausreichende Liquidität wird von ACER eine Churn-Rate von 8 angegeben.
- Größe der Marktzone – sie kann als Proxy dafür verwendet werden, ob in einem Markt potenziell ausreichende Handelsvolumina entstehen können. Laut ACER liegt die Mindestgröße hier bei 20 Mrd. m<sup>3</sup> bzw. ca. 215 TWh jährlicher Gasnachfrage in einer Bilanzzone.

Darüber hinaus definiert ACER drei weitere Kriterien, die mittelbar als Indikator für eine ausreichende Handelsliquidität dienen:

- Zugriff auf mindestens drei Angebotsquellen für Gas;
- eine Marktkonzentration mit einem Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) von maximal 2000; sowie
- einen Residual-Supply-Index (RSI) von mindestens 110%.

Diese Kriterien sind jedoch nur als Proxy zu sehen, da Liquidität entsprechend der eingangs dargestellten Definition letztlich deutlich vieldimensionaler ist und auch stark von dem individuellen Verhalten der Marktakteure bestimmt wird. Dennoch sind diese international etablierten Kriterien ein hilfreicher Indikator, insbesondere für Länder, in denen bislang noch kein signifikanter Gashandelsmarkt etabliert werden konnte – so auch die Schweiz.

Für jene Länder, in denen es einen Gashandelsmarkt gibt, hat ACER in seinem Review des GTM<sup>39</sup> weitere, objektiv messbare Kriterien benannt, wie z.B. einen

---

<sup>38</sup> Ein Kritikpunkt an diesem Kriterium liegt an der Abgrenzung des Zeitraums, für die die Churn Rate bestimmt wird. Wird z.B. die Churn Rate eines Jahres betrachtet, so umfasst sie sowohl physische Mengen, die schon vor dem Jahr gehandelt wurden, als auch gehandelte Mengen, deren physische Erfüllung erst nach dem Jahr stattfinden wird.

<sup>39</sup> ACER (2015): „European Gas Target Model review and update“.



niedrigen Bid-Ask-Spread oder eine hohe Anzahl von getätigten Handelsgeschäften.

Auch der ICIS Heren Tradability Index, auf den wir im nächsten Abschnitt eingehen werden, misst Liquidität anhand von Bid-Ask-Spreads (den Spreads zwischen Kauf- und Verkaufspreisen) von Handelsprodukten unterschiedlicher Fristigkeit.

## 5.2 Entstehung von Liquidität

In diesem Abschnitt betrachten wir,

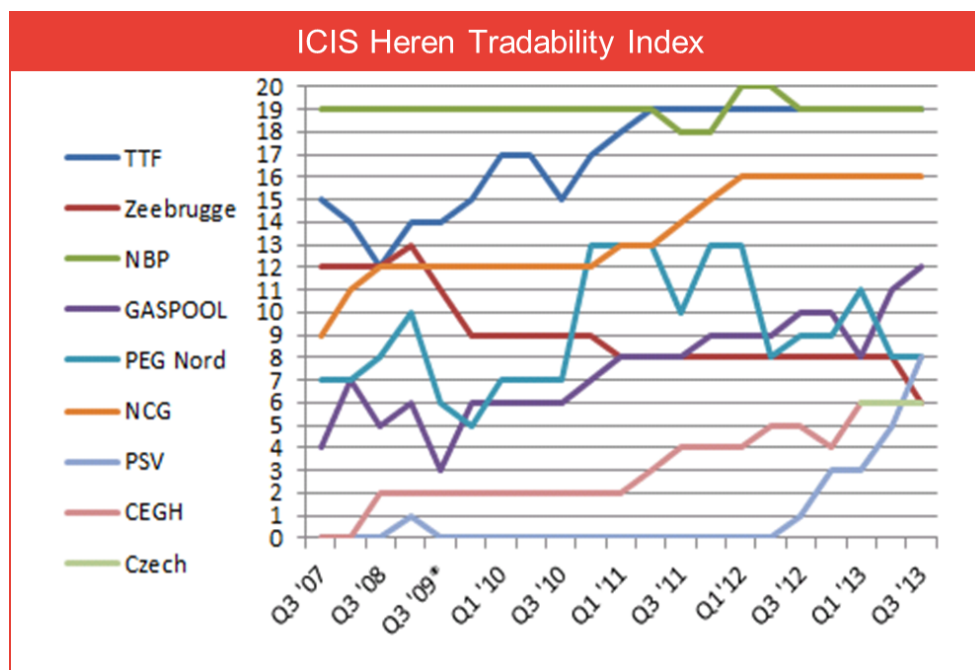
- wie sich die Liquidität in anderen europäischen Ländern entwickelt hat, bzw. wie diese entstanden ist (**Abschnitt 5.2.1**); und
- leiten daraus Faktoren ab, die offenbar ein Entstehen von Liquidität begünstigen (**Abschnitt 5.2.2**).

### 5.2.1 Entwicklung von Liquidität im europäischen Ausland

Eine Untersuchung für das Jahr 2013 hat gezeigt, dass die ACER-GTM1-Kriterien in den meisten EU-Ländern noch nicht erfüllt wurden. Eine Churn Rate von mindestens 8 erreicht nur der Gasmarkt in Großbritannien, der niederländische Hub TTF ist mit einer Churn Rate von 7 jedoch nahe am Zielwert. Das Kriterium einer Marktzonegröße von mindestens 215 TWh wird nur von den großen europäischen Gasmärkten Großbritannien, Niederlande, Spanien, Deutschland, Frankreich und Italien erfüllt. Auch andere Liquiditätsmaße zeigen, dass der Großbritannische Hub NBP und der niederländische Hub TTF von einer sehr hohen Liquidität gekennzeichnet sind, während andere europäische Hubs noch Nachholbedarf haben.

In **Abbildung 18** ist die Entwicklung des ICIS Heren Tradability Index dargestellt.

Abbildung 18. ICIS Heren Tradability Index



Quelle: Louise Boddy (2013): Hub price formation and the role of price reporting, Berlin 27 November 2013, E-Mart Conference;

TTF = Hub in den Niederlanden; Zeebrugge = ein Hub in Belgien; NBP = Hub in Großbritannien; GASPOOL = Hub in einem der beiden deutschen Marktgebiete; PEG Nord = ein Hub in Frankreich; NCG = Hub in einem der beiden deutschen Marktgebiete; PSV = Hub in Italien; CEGH = Hub in Österreich; Czech = Hub in der Tschechischen Republik

Der ICIS Heren Index gibt an, für wie viele von 20 betrachteten Handelsprodukten mit unterschiedlicher Fristigkeit der Bid-Ask Spread geringer ist als ein Wert, den ICIS Heren als unkritisch betrachtet. Hierbei ist es wichtig zu betonen, dass der ICIS Heren Tradability Index folglich eine durchschnittliche Liquidität an Spot- und Terminmärkten angibt. In einigen Ländern ist der Indexwert vor allem durch eine geringe Liquidität in den Terminmärkten niedrig.<sup>40</sup>

Eine Betrachtung des ICIS Heren Tradability Indexes seit 2007 zeigt zum einen, dass die Liquidität der meisten europäischen Hubs seit 2010 tendenziell ansteigend ist und zum anderen, dass sich das Niveau der Liquidität an den unterschiedlichen Handelsplätzen in Europa bis heute stark unterscheidet:

- **Liquidität der meisten europäischen Hubs tendenziell seit 2010 steigend** – sowohl die marktlichen als auch die regulatorischen

<sup>40</sup> Vergleiche hierzu ACER (2015): „European Gas Target Model review and update“. ACER hat den Bid-Ask-Spread in 2013 sowohl für den Day-Ahead-Markt, als auch für Forward-Märkte ausgewiesen.

Bedingungen haben sich an einer Vielzahl der europäischen Handelsmärkte seit 2010 liquiditätsfördernd entwickelt. Die Gründe hierfür sind:

- Aufgrund eines Nachfragerückgangs in Folge der Finanz-/Wirtschaftskrise und Angebotsausweitungen („Shale Gas Revolution“/USA, Ausbau der LNG- und Pipelineimport-Infrastruktur in Europa) kam es 2009/10 in Europa zu einem Überangebot an Gas;
  - Durch das hohe Gasangebot fielen Hub-Preise unter die Gaspreise in langfristigen ölpreisindexierten Verträgen: Sofern möglich, bestand ein hoher Anreiz, sich am Hub einzudecken;
  - Zeitgleich gab es in vielen Ländern regulatorische Änderungen, die den Wettbewerb und Handel gestärkt haben (z.B. Einführung von EES, Änderung Bilanzierungssysteme).
- **Starker Unterschied beim Niveau der Liquidität der einzelnen Handelsplätze** – Trotz des allgemeinen Liquiditätsanstiegs an den meisten Hubs, bestehen nach wie vor starke Differenzen zwischen den Liquiditätsniveaus der einzelnen europäischen Handelsplätze:
    - Die Marktplätze in den Niederlanden (TTF) und Großbritannien (NBP) haben seit 2012 einen Wert von 19 (aus 20) und sind demnach voll liquide.
    - NCG ist ein Beispiel für einen Hub, der sich dem Liquiditätsniveau von TTF und NBP annähert.
    - PSV und CEGH sind zwei Hubs, die eine vergleichsweise geringere Liquidität aufweisen und erst in den letzten Jahren merkbar an Liquidität gewonnen haben.

Im Folgenden stellen wir dar, welche Faktoren die Liquiditätsentwicklung an einem hochliquiden Hub (TTF), an einem Hub, der sich der Liquidität von NBP und TTF annähert (NCG) und an zwei Hubs mit einer im Europäischen Vergleich noch eher niedrigen Liquidität (PSV und CEGH) beeinflusst haben.

### *Entwicklung der Liquidität am TTF*

Der TTF hat sich zu einem hochliquiden VHP entwickelt. Gründe hierfür sind zum einen eine frühe Liberalisierung und liquiditätsfördernde regulatorische Maßnahmen und zum anderen die Tatsache, dass der niederländische Gasmarkt sehr gut mit angrenzenden Gasmärkten verbunden ist, sowie dass die Niederlande eine bedeutende inländische Gasproduktion haben und ein wichtiges Gasimportland sind, u.a. über das seit 2011 bestehende LNG-Terminal.

- **Regulatorische Entwicklungen** – Die Niederlande haben als eins der ersten EU-Länder ein Entry-Exit-System mit dem virtuellen Handelspunkt

TTF eingeführt. Eine Vergrößerung des Marktgebietes wurde 2009 dadurch erreicht, dass die Entscheidung getroffen wurde, Kosten für die Konversion zwischen H- und L-Gas zu sozialisieren. Durch diese Entscheidung spielt die Qualität des Gases für Händler am TTF keine Rolle mehr und die H- und L-Gasmarktgebiete wurden dadurch aus Händlersicht zusammengelegt. Eine weitere wichtige regulatorische Änderung erfolgte 2011 als ein neues Bilanzierungsregime eingeführt wurde und jeder Marktakteur sein Portfolio über Käufe oder Verkäufe am TTF ausgleichen musste. Hierdurch wurde TTF zur zentralen Bilanzierungsplattform (u.a. für den Kauf von Ausgleichsenergie für die BGV und für den Kauf von externer Regelenergie für den Netzbetreiber) in den Niederlanden.

- **Anbindung zu Nachbarländern** – Der niederländische Gasmarkt ist physisch mit den Gasmärkten Deutschland, Belgien und Großbritannien verbunden und damit eng in den europäischen Gasmarkt eingebettet. Über das LNG-Terminal bestehen Anbindungen zu weiteren Gasmärkten.

### *Entwicklung der Liquidität am NCG*

Am NCG haben folgende Faktoren eine Entwicklung von Liquidität begünstigt:

- **Zusammenführung von Angebot und Nachfrage durch Zusammenlegung von Marktgebieten** – Die Liquidität am NCG ist vor allem durch eine sukzessive Reduktion der Marktgebiete in Deutschland (von ursprünglich 28 auf letztlich 2 (NCG ist eins davon)) angestiegen;
- **Aufbrechen langfristiger Vertragsbeziehungen** – Wettbewerb wird auch gehemmt, wenn alle Nachfrager in Verträgen gebunden sind und keine Wechselmöglichkeiten haben. 2006 hat das Bundeskartellamt die Entscheidung gefällt, dass Langzeitverträge für bestimmte Kundengruppen untersagt werden (wenn sie einen hohen Anteil der Nachfrage eines Abnehmers deckten), wodurch Angebot und Nachfrage auf dem Markt erhöht wurden;
- **Vereinfachter Lieferantenwechsel** – 2008 wurde mit der Einführung von GeLiGas Prozesse beim Lieferantenwechsel vereinfacht, wodurch der Wettbewerb und die Liquidität gestärkt wurden und
- **Tagesbilanzierung vermindert Skalenvorteile großer Anbieter** – ebenfalls 2008 wurde mit GABiGas die reine Tagesbilanzierung (anstelle einer Stundenbilanzierung) für einen Teil der Endkunden (Kunden < 1,5 GWh/a oder 500kWh/h) eingeführt. Für Kunden mit registrierender Leistungsmessung wurde ein stündliches Anreizsystem innerhalb der Tagesbilanzierung vorgeschrieben.

## **Marktgebiet**

In Summe und in Kombination mit der nach der Wirtschaftskrise 2008/09 angestiegenen Verfügbarkeit von Erdgas führte dies zu einem Anstieg der Liquidität an den deutschen Handelspunkten, die jedoch weiter hinter den Niederlanden und UK zurückbleibt.

### *Entwicklung der Liquidität am PSV*

PSV, der virtuelle Handlungspunkt in Italien, wurde bereits 2003 gegründet aber hatte bis Ende Mitte 2012 einen Liquiditätswert von „0 von 20“ gemäß des ICIS Heren Tradability Index. Ab Mitte 2012 ist die Liquidität des PSV leicht angestiegen. Der Hauptgrund für die niedrige Liquidität bis Mitte 2012 war, dass hohe Hürden für den Marktzugang neuer Marktteilnehmer existierten, u.a. durch eine vergleichsweise dominante Position der nationalen Incumbents<sup>41</sup>.

Seit dem 01. März 2012 hat eine verbesserte Integration durch eine effizientere Gestaltung von Engpassmanagement/Kapazitätsallokation mit dem Ausland zu einem Anstieg der Liquidität geführt: Seit 2012 gibt es eine Day-ahead Kapazitätsauktion für einen Teil der TAG-Pipeline, wodurch sich der Marktzugang etwas erleichtert hat.<sup>42</sup> Ein weiterer liquiditätsfördernder Faktor ist das neue Bilanzierungssystem, das ab dem 01.12.2011 eingeführt wurde.

### *Entwicklung der Liquidität am CEGH*

In Österreich wurden das Entry-Exit-System und der VHP CEGH erst am 01.01.2013 und damit vergleichsweise spät eingeführt. Gemäß dem ICIS Heren Tradability Index ist die Liquidität am CEGH von 2 Punkten in 2007 auf 6 Punkte in 2013 angestiegen und damit im europäischen Vergleich verhältnismäßig niedrig. Gründe hierfür können zum Einen sein, dass Österreich aufgrund der späten Einführung des EES noch Aufholbedarf gegenüber anderen europäischen Gasmärkten hat und zum Anderen, dass der österreichische Gasmarkt auch verhältnismäßig klein ist – so liegt die Gasnachfrage deutlich unter dem ACER-Marktgrößen-Grenzwert (81 TWh Gasnachfrage in 2013 vs. 215 TWh ACER-Grenzwert).

Allerdings ist auch zu betonen, dass die Liquidität in Österreich insbesondere im langfristigen Bereich niedrig ist, während die Liquidität im Day-ahead-Bereich im mittleren Bereich liegt.<sup>43</sup>

---

<sup>41</sup> Vergleiche Heather, P. (2012): „Continental European Gas Hubs: Are they fit for purpose?“ Working Paper. Oxford Institute for Energy Studies.

<sup>42</sup> Zudem gab es 2009 eine Erweiterung der TAG-Pipeline um 6 bcma. Diese zusätzlichen Kapazitäten waren für eine Vielzahl von Händlern zugänglich. Vergleiche hierzu Heather, P. (2012).

<sup>43</sup> Vergleiche hierzu ACER (2015): „European Gas Target Model review and update“, S.24.

### 5.2.2 Schlussfolgerung: Determinanten von liquiden Gasmärkten

Zusammenfassend gibt es auf der einen Seite regulatorische Maßnahmen die liquiditätsfördernd wirken und auf der anderen Seite marktliche Voraussetzungen für liquide Märkte:

- Regulatorische Maßnahmen, die den Wettbewerb stärken und den Handel über Marktgebietsgrenzen hinweg erleichtern wirken liquiditätsfördernd. Beispiele hierfür sind:
  - die **Einführung eines Entry-Exit-Systems** als Voraussetzung für die Etablierung eines VHPs;
  - Sicherstellen, dass neue Anbieter nicht benachteiligt werden (bspw. durch die Sicherstellung, dass **Bilanzierungsregeln** neue Anbieter mit wenigen Kunden nicht gegenüber Anbietern mit einem großen Kundenstamm benachteiligen);
  - Wirksames Engpassmanagement und effiziente Kapazitätsallokation, welche eine bestmögliche Integration/effiziente Nutzung von vorhandener Kapazität erlauben und zu grenzüberschreitendem Wettbewerb über die Grenze des EES beitragen.
- Voraussetzungen für liquide Märkte im Markt sind beispielsweise:
  - eine **hohe Anzahl von Akteuren am VHP** – dies kann beispielsweise durch eine geringe Anzahl an Marktgebieten innerhalb eines Landes und durch eine gute **physische Integration von Marktgebieten** gefördert werden;
  - Angebot und Nachfrage sollten **nicht in langfristigen Verträgen** gebunden sein – solche könnten z.B. analog zum Vorgehen in Deutschland ggf. durch (wettbewerbs-)rechtliche Vorgaben aufzuheben;
  - Zunehmender **Wettbewerb im Endkundenmarkt** – durch zunehmenden Wettbewerb gibt es geringere Portfolioeffekte und folglich einen größeren Bedarf, Schwankungen auszugleichen. Zudem gibt es einen größeren Bedarf, Preisrisiken zu hedgen. Aus diesen Gründen und der einfachen Tatsache, dass bei zunehmendem Wettbewerb mehr Anbieter und Nachfrager am VHP zusammentreffen, steigt die Liquidität durch einen Wettbewerbsanstieg. Liquidität hat dann einen selbstverstärkenden Effekt: Ein liquider Handelsplatz ist attraktiv für die o.g. Bedürfnisse von Händlern, zieht damit weiteren Handel an, und wird dadurch noch liquider.
  - **Verfügbares Angebot** – Nicht zuletzt ist es auch hilfreich, Anbieter von Gas im Markt zu haben, also keine Konzentration auf der

## Marktgebiet

Produktionsseite. Die hohe Anzahl britischer Produzenten hat die frühe Entwicklung von Liquidität dort bekräftigt; in Ländern wie Deutschland stieg die Liquidität z.B. nach 2008 auch deshalb weiter an, weil viele Importeure nicht-benötigte Mengen aus Langfristverträgen im Markt absetzten (also auf einmal auch als Anbieter auftraten).

- **Verfügbarkeit effizienter Handelsplattformen** – Zwar kann Handel zwischen Akteuren grundsätzlich auch bilateral („OTC“) erfolgen, für ein effizientes Handlungsergebnis ist es jedoch bei zunehmenden Akteurszahlen notwendig, entsprechende Handelsplattformen zu etablieren. Da diese jedoch bereits europaweit zahlreich verfügbar sind (z.B. Börsen und private Brokerplattformen) ist davon auszugehen, dass sobald die regulatorischen Rahmenbedingungen in der Schweiz einen signifikanten Handel erwarten lassen (z.B. Etablierung eines VAP), die entsprechenden Plattformen auch entsprechende Handelsaktivitäten für die Schweiz vermitteln werden.

### 5.3 Schaffung eines liquiden Gasmarktes in der Schweiz

Im vorangegangenen Abschnitt haben wir Faktoren aufgezeigt, die dazu beitragen, dass sich liquidere Gasmärkte entwickeln. Eine dieser Voraussetzungen ist eine hohe Anzahl von Akteuren am VHP, die beispielsweise durch eine geringe Anzahl an Marktgebieten innerhalb eines Landes und durch eine gute physische Integration von Marktgebieten gefördert werden kann. Ein möglichst großes schweizerisches Marktgebiet sowie eine gute Anbindung des schweizerischen Gasmarktes an benachbarte Märkte sind daher wichtige Voraussetzungen für die Schaffung eines liquiden Gasmarktes in der Schweiz. Im Folgenden untersuchen wir die Ausgangsvoraussetzungen der Schweiz für die Entstehung eines liquiden Gasmarktes in Bezug auf Größe des Marktgebiets und die grenzüberschreitende Anbindung.

Eines der ACER-Kriterien für einen funktionierenden Gasmarkt (GTM1-Kriterien – **vgl. Abschnitt 5.1**) ist das Kriterium einer großen Marktzone mit einer Gasnachfrage von mindestens 215 TWh. Dieses Kriterium kann die Schweiz auch dann nicht erfüllen, wenn alle momentan bestehenden Marktzone ins Entry-Exit-System integriert werden: Mit einer jährlichen Gasnachfrage von 36 TWh (in 2013) liegt die schweizerische Gasnachfrage selbst deutlich unter derjenigen von Belgien (167 TWh) und Österreich (81 TWh). Allerdings ist die Schweiz eng mit liquiden Gasmärkten verknüpft – **Abbildung 19** zeigt die Ein- und Ausspeisekapazitäten zwischen den schweizerischen und benachbarten Gasmärkten.



**Abbildung 19.** Ein- und Ausspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten des schweizerischen Gasnetzes

	Einspeisekapazität (GWh/Tag)	Ausspeisekapazität (GWh/Tag)
DE	621	0
FR	313	7
IT	27	720
AT	14	1

Einführung Reverse-Flow geplant ab 2018: Erweiterung des Bezugsportfolios für die Schweiz (über IT Zugriff auf Gas z.B. aus Aserbaidschan und Afrika)

Quelle: Frontier/E-Bridge basierend auf BFE (2014): „Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz – Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010

Diese enge Verknüpfung hat zwei wesentliche Vorteile für die Schaffung eines funktionierenden, liquiden Gasmarktes in der Schweiz:

- **Die enge grenzüberschreitende Anbindung des schweizerischen Gasmarktes führt zu einem diversifizierten Bezugsportfolio** – Bereits heute verfügt die Schweiz vor allem durch die Anbindung an Deutschland und Frankreich auf einen Zugriff zu diversifizierten Gasimportmöglichkeiten (z.B. aus den Niederlanden, Norwegen, Russland). Durch die Einführung des geplanten Reverse-Flow-Projektes zwischen Italien, der Schweiz und Deutschland, würde sich das Bezugsportfolio für die Schweiz ab 2018 gegenüber heute noch erweitern: Über Italien hätte die Schweiz dann auch z.B. Zugriff auf Gas aus Aserbaidschan und Afrika.
- **Die enge Anbindung zu benachbarten liquiden Hubs (bzw. Hubs mit zunehmender Liquidität) kann dem schweizerischen Markt Liquidität zuführen** – Die enge Anbindung der Schweiz zu benachbarten liquiden Hubs hat erwartungsgemäß einen positiven Einfluss auf den Wettbewerb auf dem schweizerischen Gasmarkt und kann den schweizerischen Gasmarkt auch für Händler aus den benachbarten Märkten, z.B. zur Ausnutzung von Arbitragepotenzialen, attraktiv machen. Vor allem führt die enge Anbindung zu liquiden Nachbarmärkten dazu, dass sich in der Schweiz nicht

## Marktgebiet



notwendigerweise ein Terminhandel etablieren muss, um einen funktionierenden Gashandel für Händler in der Schweiz zu ermöglichen. Auch in anderen europäischen Gasmärkten ist zu beobachten, dass bei ausreichender physischer Anbindung zu einem liquideren VHP in einem Nachbarland der Handel auf Terminebene in der Regel am liquideren benachbarten VHP erfolgt und sich Händler dann auf dem Day-ahead-Markt im eigenen Marktgebiet glattstellen. Der Händler trägt dann lediglich das Basisrisiko, das darin besteht, dass sich die Day-ahead-Preise in den zwei Marktgebieten unterschiedlich entwickeln.<sup>44</sup>

Für die Nutzung von benachbarten VHPs ist folglich eine möglichst starke physische Anbindung zwischen den Marktgebieten erforderlich. Die Anbindung des schweizerischen Gasmarktes an benachbarte Gasmärkte erfolgt im Wesentlichen über die Transitleitung. Aus diesem Grund ist eine vollständige Integration der Transitleitung ins EES wichtig, um dem schweizerischen Markt Liquidität zuzuführen. Die Integration des Transits würde auch erlauben, dass der Schweizer Gasmarkt von der Einführung des Reverse-Flows zwischen Italien und Deutschland (über die Schweizerische Transitleitung) profitiert.

Zudem ist eine Harmonisierung von Marktregeln hilfreich, um einerseits in der Schweiz Liquidität von außen anzuziehen und zum anderen, um Händlern aus der Schweiz die Nutzung von ausländischen VHPs zu erleichtern. Ein Beispiel für eine hilfreiche Harmonisierung wäre eine Anpassung der schweizerischen Kapazitätsvergabeverfahren an die entsprechenden EU-Vorgaben.

Zusammenfassend hat die Schweiz trotz ihrer geringen Gasnachfrage durch die gute grenzüberschreitende Anbindung des Gasmarktes ein gutes Potenzial um eine hinreichende Liquidität zu entwickeln, die einen funktionierenden Gashandel in der Schweiz ermöglicht. Zwar ist voraussichtlich nicht davon auszugehen, dass sich ein liquider Terminmarkt in der Schweiz entwickelt – allerdings ist dies keine zwingende Einschränkung der Marktteilnehmer, Gas wettbewerblich zu beschaffen: Sofern der Zugang zu den Hubs in Nachbarländern sichergestellt ist, können sich Marktteilnehmer langfristig an benachbarten Hubs eindecken und ihre Positionen dann an einem schweizerischen VAP glattstellen. Wichtig ist daher, dass die Transite vollständig ins EES integriert werden und dass physische und vertragliche Engpässe vermieden werden (**vgl. Abschnitt 4.4**). Sofern es dennoch Liquiditäts- und Wettbewerbsprobleme geben sollte, könnten Maßnahmen zu einer stärkeren

---

<sup>44</sup> Day-Ahead würde der Händler dann die am Terminmarkt gekauften Mengen am benachbartem VHP verkaufen (er ist dann dort glattgestellt und hat keine offenen Positionen: Terminkauf und Day-Ahead Verkauf), und würde die gleiche Menge im Zielmarktgebiet, also z.B. der Schweiz Day-Ahead kaufen. Nachteile entstehen nur dann, wenn Bid-Ask Spreads hoch sind (also der Day-Ahead Markt nicht liquide ist), oder es Preisdifferenzen zwischen den Day-Ahead VHP Preisen gibt.

Kopplung des schweizerischen Gasmarktes mit anderen VHPs getroffen werden – hierauf gehen wir im folgenden Exkurs ein.

## Exkurs: Möglicher Nutzen einer Marktintegration oder Marktkopplung

Eine Marktintegration oder eine Marktkopplung könnte die Liquidität des schweizerischen Gasmarktes potenziell erhöhen. Im ACER-Bericht „European Gas Target Model – review and update. Annex 6. Tools for market integration and connection“ werden unterschiedliche Marktintegrations- und kopplungsmöglichkeiten vorgeschlagen, die im Folgenden kurz skizziert werden.

- **Market Merger oder Trading Region** – Beim Market Merger und der Trading Region werden zwei oder mehr Märkte zusammengelegt und haben nur einen gemeinsamen VHP. Der Unterschied zwischen den beiden Optionen besteht darin, dass die Marktgebiete, die sich zu einem Market Merger zusammenschließen dann auch eine gemeinsame Bilanzzone bilden, während bei der Trading Region Bilanzierungssysteme getrennt bleiben. Beide Modelle erfordern eine starke Harmonisierung von regulatorischen Vorgaben und eine starke physische Verbindung der beteiligten Länder bzw. Marktgebiete. Beispiele für Market Merger ist z.B. der geplante Merger zwischen Belgien und Luxemburg oder die verschiedenen Marktzonenzusammenschlüsse innerhalb von Deutschland.
- **Satellite Region** – Eine Satellitenregion hat keinen eigenen VHP sondern nutzt den VHP einer sogenannten „feeder zone“ mit. Der gesamte Gasimport in der Satellitenregion läuft dann über den VHP in der „feeder zone“. Ein Beispiel hierfür ist das COSIMA-Projekt, durch das die österreichischen Marktgebiete Tirol und Voralberg an das deutsche Marktgebiet NCG gekoppelt sind (vgl. **Abschnitt 3.2.2**). Dieses Modell ist für die Schweiz nicht geeignet, da die Schweiz nicht nur aus einem Land Gasimporte bezieht.
- **Marktkopplung (implizite Auktion)** – Die Grundidee einer Marktkopplung durch Durchführung von impliziten Auktionen ist, dass Netzkapazitäten und Gas gleichzeitig vermarktet werden. Gemäß dem Vorschlag zur impliziten Auktion aus dem ACER-Bericht wird die Day-ahead Kapazität (i.W. die Kapazität, die noch nicht langfristig gebucht oder wieder zurückgegeben wurde) innerhalb des kontinuierlichen Gashandels an beiden VHPs zu einem fixen Preis je MWh vermarktet. Zudem werden alle Gebote des einen Marktgebiets auch beim Handel im anderen Marktgebiet (unter Berücksichtigung des fixen Kapazitätspreises) einbezogen. Bei Zustandekommen eines grenzüberschreitenden Handles wird die Kapazität implizit allokiert. Der Hauptvorteil der impliziten Auktion ist, dass Liquidität

## Marktgebiet

in benachbarten Marktgebieten sichtbarer und leichter zugänglich wird. Zudem erleichtert die implizite Auktion es den Händlern, ihre Gebote in unterschiedlichen Märkten zu koordinieren. Allerdings erfolgt durch das Modell der impliziten Auktion keine Integration von Forwardmärkten, die bei ausreichend integrierten Spotmärkten jedoch auch nicht zwingend notwendig ist. Zudem ist der Preis der Kapazität fixiert, so dass es selbst ohne Engpässe nie zu einer vollständigen Preiskonvergenz zwischen den Märkten kommen würde.

## 5.5 Schlussfolgerungen für die Schweiz

Die Ausgangsvoraussetzungen des schweizerischen Gasmarktes zur Entwicklung eines Hubs mit ausreichender Liquidität um einen funktionierenden Gashandel zu ermöglichen, sind trotz der geringen Gasnachfrage gut: Die enge Anbindung der Schweiz zu benachbarten (zunehmend) liquiden Hubs hat erwartungsgemäß einen positiven Einfluss auf den Wettbewerb auf dem schweizerischen Gasmarkt und führt dazu, dass sich in der Schweiz nicht notwendigerweise ein Terminhandel etablieren muss, um einen funktionierenden Gashandel für Händler in der Schweiz zu ermöglichen.

Um eine gute Anbindung eines schweizerischen VAPs an benachbarte Hubs zu gewährleisten, könnte eine vollständige Integration der Transite ins EES sowie die Implementierung von Engpassmanagement-Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen (vgl. **Abschnitt 4.4**) eine wichtige Rolle spielen. Zudem kann eine Harmonisierung der schweizerischen Regulierung mit den europäischen Vorgaben (z.B. zu Kapazitätsvergabe) den Marktzutritt von ausländischen Händlern erleichtern.



## 6 Nominierung

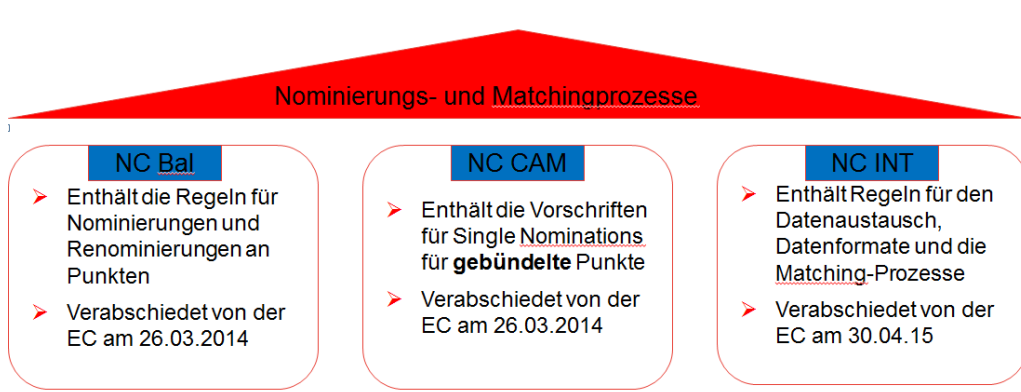
In diesem Abschnitt zeigen wir grundlegende Anforderungen für die Nutzung der Transportbuchungen für die Lieferung von Erdgas auf. Als Basis für die Lieferung von Energie über gebuchte Entry-Exit Punkte dient die Mengenanmeldung der Lieferung, die „Nominierung“, die wir in diesem Abschnitt wie folgt untersuchen:

- In **Abschnitt 6.1** beschreiben wir die grundlegenden Nominierungsprozesse und deren Grundlagen in den europäischen Network Codes und europäischen Branchenvereinbarungen;
- In **Abschnitt 6.2** erläutern wir die Unterschiede zwischen den aktuellen europäischen Anforderungen und dem Status Quo im bestehenden Schweizer Netzzugangsmodell sowie den grundlegenden Marktprozess zwischen den beteiligten Markttrollen zur die Anmeldung einer Lieferung;
- **Abschnitt 6.3** beschreibt die möglichen Fallausprägungen für die Bilanzierungssysteme nach dem Network Code Balancing und die daraus abgeleiteten Anforderungen an Datenbereitstellung und Mengenprognosen an die beteiligten Markttrollen. Diese sind erforderlich, um den Händlern und Lieferanten den Ausgleich ihres Bilanzkontos im Marktgebiet zu ermöglichen;
- Abschließend treffen wir in **Abschnitt 6.4** Handlungsempfehlungen für die Schweiz in Bezug auf die Mengenbilanzierungs- und Nominierungsprozesse.

### 6.1 Grundlagen Nominierung

Als Nominierung wird die Abgabe einer Willenserklärung zwischen den Marktteilnehmern zur Übertragung von Gasmengen zwischen Handelspartnern in der Gaswirtschaft definiert. Dabei unterscheidet die Gaswirtschaft zwischen Nominierungen (Nominations-) und Handelsnachrichten (trade notifications). Auf der Basis von abgegebenen Nominierungen führen Netzbetreiber eine Übertragung von Gasmengen zwischen Bilanzierungskonten durch. Auf der Basis der Summe aller Nominierungen für einen Netzkoppelpunkt (Grenzübergangspunkt oder Marktgebietsübergabepunkt) führen Netzbetreiber abschließend den physischen Transport zwischen zwei Netzgebieten durch. Die Basis für die Nominierungsprozesse bilden in Europa die nachfolgend dargestellten Netzkodizes.

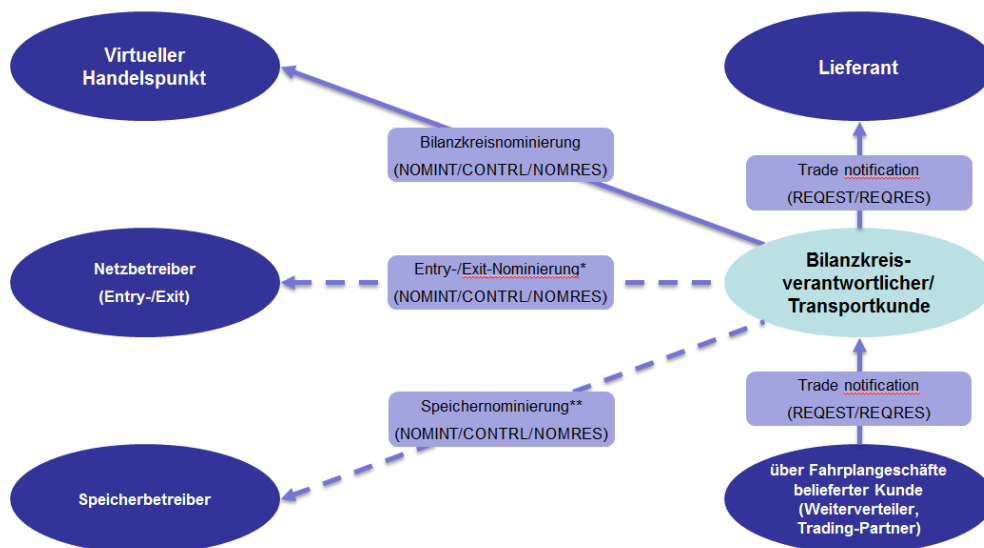
**Abbildung 20.** Nominierungs- und Matchingprozesse in der EU



Quelle: E-Bridge Consulting

Adressaten einer Nominierung können unterschiedliche Markttrollen in den gaswirtschaftlichen Marktprozessen sein. Nominierungen werden in der Regel von einem Netzkunden (Transportkunden) an einen Netzbetreiber abgegeben, während Handelsmitteilungen (trade notifications) der Kommunikation zwischen Handelspartnern dienen. **Abbildung 21** zeigt die Kommunikationspartner und die verwendeten Datenformate für die Nominierungen in den Standardverträgen der Gaswirtschaft.

**Abbildung 21.** Nominierungsarten und Datenformate



Quelle: E-Bridge

Da es sich bei der Nominierung um einen Standardprozess in der europäischen Gaswirtschaft für die Abwicklung von Gastransporten handelt, wurden bereits frühzeitig europäische Standards für die Abwicklung des Prozesses durch die

## Nominierung

Gaswirtschaft entwickelt. Hierbei unterscheidet man nach den Anforderungen der Prozessabwicklung, beschrieben in den Common-Business-Practice-Dokumenten der EASEE-Gas<sup>45</sup>, und den Anforderungen für die Datenformate in der Kommunikation zwischen den Prozessbeteiligten, definiert in den Edig@s-Datenformaten. Bei beiden Anforderungen handelt es sich um Branchendokumente, die bei der Umsetzung nationaler Abwicklungsprozesse und Datenformate berücksichtigt werden können, aber nicht verpflichtend sind. Die meisten europäischen Netzbetreiber und Handelsunternehmen haben inzwischen ihre Prozesse und die Datenverarbeitungssysteme an diese Anforderungen ausgerichtet und nutzen diese für die Kommunikation im Markt. Der Umsetzungsgrad wird in regelmäßigen Abständen von der EASEE-Gas überprüft und zeigte 2012 bis auf wenige regionale Besonderheiten eine europaweite Anwendung der definierten Prozesse nach den „Common Business Practice 2003-002/02 “Harmonisation of the Nomination and Matching Process”<sup>46</sup>. Für die Schweiz wurde hier noch über Probleme in der Umsetzung der harmonisierten Nominierungszeitpunkte berichtet, welche durch die unterschiedlichen Zeitpunktdefinitionen in den Transportverträgen nach Italien hervorgerufen werden. Ansonsten sind die CBP 2003-002 in der Schweiz für den internationalen Transport von Gas umgesetzt und werden angewendet.

Bedingt durch die Implementierung des Netzwirkkodex CAM und der darin geforderten Umsetzung einer Single-sided-Nominierung musste die CBP 2003-002 überarbeitet werden und wurde ergänzt durch die CBP 2014-001-01-„Harmonisation of the nomination and matching-process for double-sided-and-single-sided-nominations“ und die entsprechenden Formaterweiterungen in den Edig@s Formaten. Diese Prozessbeschreibungen sind für alle Netzkoppelpunkte relevant, an denen Fernleitungsnetzbetreiber zukünftig „gebündelte“ Kapazitäten anbieten müssen. Sofern die Schweizer Gaswirtschaft an den Grenzübergangspunkten zum EU-Ausland zukünftig auch diese Produkte anbieten möchte, wird eine Anpassung der Prozesse an die CBP 2014-001 erforderlich werden.

## 6.2 Beschreibung der Nominierungs- und Matchingprozesse in der Schweiz und in der EU

Basierend auf dem Bilanzgruppenvertrag, den Anschlussbedingungen der Schweizer Gaswirtschaft und den Bedingungen der Common Business Practice Codes 2003-002 und CBP 2014-001 ergibt sich folgende Gegenüberstellung maßgeblicher Parameter für den Nominierungsprozess:

---

<sup>45</sup> European Association for the Streamlining of Energy Exchange - gas

<sup>46</sup> EASEE-GAS: Implementation progress of the EASEE-gas Common Business Practices, 2012 Review

**Tabelle 3.** Vergleich Nominierungsanforderungen EU/Schweiz

Anforderungen	EASEE-Gas	Bilanzgruppen- vertrag Schweiz  Netznutzungs-vertrag Schweiz
Definition Tag	06:00 - 06:00	06:00 - 06:00
Mengenanmeldung initial (in Lokalzeit)	D-1 14:00 Uhr	D-1 12:00 Uhr
Erste "Matching Notice" zwischen FNB	D-1 15:00 Uhr	
Erste Bestätigungsmeldung an Transportkunde	D-1 16:00 Uhr	D-1 18:00 Uhr
Renominierungsmöglichkeit	kontinuierlich bis D 03:00 Uhr	
Vorlaufzeit für Nominierungen	2 Stunden bis zur Fahrplanänderung	3 Stunden bis zur Fahrplanänderung
Zeitraum für das Matching zwischen den FNB	1 Stunde	2 Stunden
Zeitraum für den Versand der Bestätigung an den Netzkunden	2 Stunden	nicht definiert
Vorlaufzeit für Nominierungen am VHP	30 Minuten bis zur Fahrplanänderung	%
Letzte mögliche Renominierung	D 03:00 Uhr	D 03:00 Uhr
Abweichungen zwischen Nominierungen am Punkt	Lesser-Rule	Lesser-Rule
Anzahl Renominierungen monatlich	Unbegrenzt	120 pro Monat (Bilanzgruppenvertrag)  60 pro Monat (Netznutzungsvertrag"
Längster Zeitraum für die Abgabe einer Nominierungsnachricht	bis 6 Monate vor dem Liefertag D	bis 2 Monate vor dem Liefertag D
Datenaustausch	EDIG@S über AS2 (AS4)	EDIG@S über AS2

## Nominierung



alternativ	Portallösungen, Fax, ISDN-FTP	ISDN-FTP
		KISSGas (Excel)

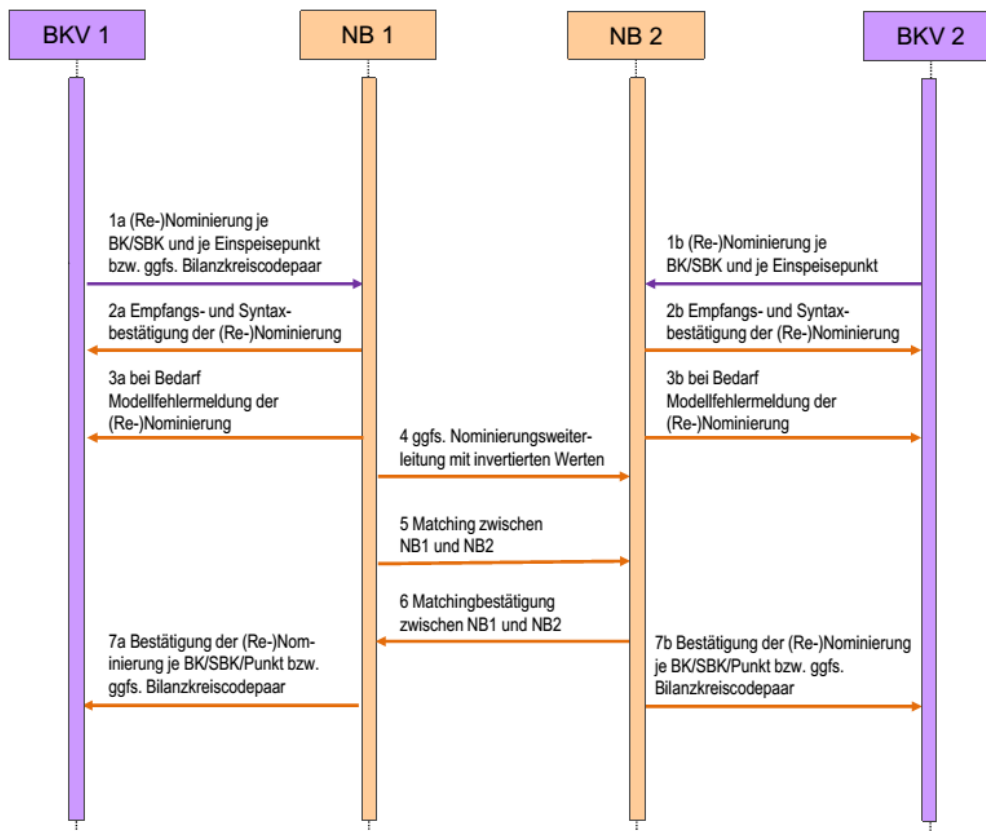
Quelle: E-Bridge, eigene Evaluierung auf Basis des Bilanzgruppenvertrags (VV BGV 1.5) und der Allgemeinen Nutzungsbedingungen für die Schweizer Erdgasnetze (ANB V 1.5)

Es zeigt sich, dass die Schweizer Gaswirtschaft gegenüber den in den CBP definierten Vorlaufzeiten bisher eine längere Vorlaufzeit für die Verarbeitung von Nominierungen benötigt und die Renominierung zur Einhaltung des Bilanzgleichgewichts je nach Vertragstyp einer Restriktion von 60 Renominierungen ANB V1.5, bzw. 120 Renominierungen im BGV 1.5 restriktiv behandelt. Es sind zwar weitere Renominierungen möglich, jedoch werden diese entgeltlich verrechnet.

Die Vorlauf- und Antwortzeiten der Schweizer Gaswirtschaft entsprechen noch nicht dem europäischen Standard. Die verwendeten Prozesse und Datenformate sind gemäß unserer Evaluierung kompatibel.

Der Nominierungs- und Matchingprozess für die Mengenanmeldung an Grenzübergangspunkten gemäß der CBP 2014-001 beschreibt mehrere Phasen des Nominierungsprozesses (siehe **Abbildung 22**). In Phase 1 des Nominierungsprozesses senden die beteiligten Transportkunden oder Bilanzkreisverantwortlichen (BKV 1, BKV 2) ihre Mengenanmeldung an die jeweilig zuständigen Netzbetreiber (NB1, NB2). Der Netzbetreiber prüft die empfangenen Meldungen auf Syntax und bestätigt den Empfang der Meldung. Im Fehlerfall erhält der Transportkunde eine Rückmeldung über die fehlerhafte Nominierung. Im nächsten Schritt vergleichen die Netzbetreiber NB 1 und NB 2 die erhaltenen Meldungen mit der Kombination BKV1 und BKV 2 hinsichtlich der verwendeten Bilanzkreisnummern und des stündlichen Lastgangs für die Nominierung. Für diesen Vergleich haben die Netzbetreiber eine Stunde ab Empfang der Nominierung zur Verfügung. Sofern die Nominierungen bei beiden Netzbetreibern übereinstimmen, erfolgt eine Matchingbestätigung durch den nachgelagerten Netzbetreiber an den vorgelagerten Netzbetreiber (in Flussrichtung des Transportes). Sofern die Mengenanmeldungen nicht übereinstimmen, wird der niedrigere Wert der angemeldeten Mengen je Stunde zurückgemeldet (Lesser-Rule-Regel). Nach spätestens zwei Stunden (in der Schweiz 3 Stunden) erhalten der BKV 1 und der BKV 2 jeweils von ihrem Netzbetreiber, zu dem sie die Mengenanmeldung versandt haben, eine Bestätigung der Nominierung. Die bestätigten nominierten Werte werden als Istwerte in die Bilanzkreise allokiert (allokiert wie nominiert). Diese Art der Allokation von Istwerten ist der Regelfall für europäische Grenzübergangspunkte, auf denen Entry-Exit-Kapazitäten vermarktet werden.

Abbildung 22. Sequenzdiagramm Nominierungen in Deutschland

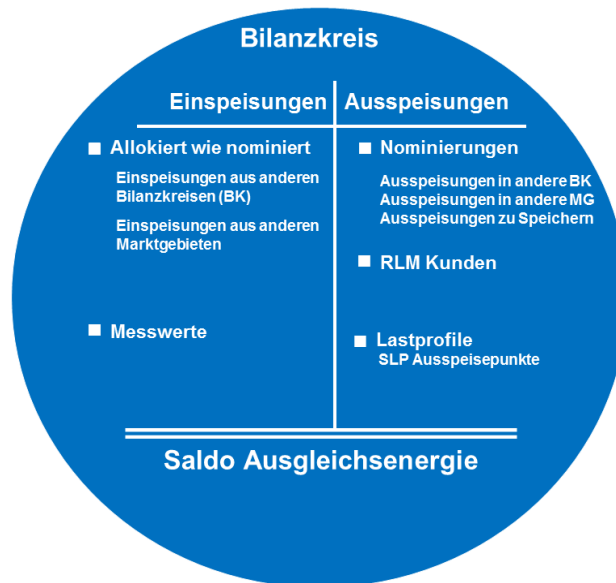


Quelle: Kooperationsvereinbarung Gas, Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas Teil 2 vom 30.06.2015

### 6.3 Mengenprognose und Datenbereitstellung

Grundsätzlich sind Bilanzkreisverantwortliche in einem Marktgebiet für einen ausgeglichenen Saldo des Bilanzkreises beziehungsweise für den Ausgleich zwischen Ein- und Auspeisung eines Netznutzungsvertrages innerhalb der zulässigen Toleranzen<sup>47</sup> verantwortlich. Details zu den möglichen Bilanzierungsmodellen für den Schweizer Markt werden innerhalb von Los 4 Bilanzierungen behandelt und sind nicht Gegenstand dieses Berichts.

<sup>47</sup> Vgl. Netznutzungsbedingungen ANB V1.5 Kapitel 6 Ziff. 1

**Abbildung 23.** Bilanzierung in Bilanzkreisen

Quelle: E-Bridge

Um dem Bilanzkreisverantwortlichen die Führung des Bilanzkreises zu ermöglichen, haben die Netzbetreiber dem Bilanzkreisverantwortlichen ausreichende Informationen zur Führung des Bilanzkreises zur Verfügung zu stellen. Der Network Code Balancing definiert mögliche Ausprägungen für die Ausgestaltung der Bilanzierung (**vgl. Tabelle 4**). Grundsätzlich sieht der Network Code dabei eine mindestens zweimal tägliche Informationsbereitstellung für die stündlich (bzw. täglich) gemessenen Kunden an den Lieferanten vor. Für die Datenbereitstellung für Standardlastprofilkunden (SLP) liegt die Verantwortung für die Erstellung und Aktualisierung der Abnahmeproggnose in der Regel beim Netzbetreiber. Abhängig von der gewählten Ausprägung der Standardlastprofilprognose gestalten sich dann die Anforderungen an die Anpassung von Einspeisenominierungen in den Bilanzierungssystemen. Für Kunden mit stündlich registrierter Leistungsmessung (RLM) oder täglich registrierter Leistungsmessung (RLT) liegt die Prognoseverantwortung bei dem Lieferanten des Endverbrauchers. Abhängig von der für das Marktgebiet gewählten Variante der Datenbereitstellung definieren sich die Anforderungen für die Bilanzierungssysteme und die abrechenbaren Umlagen für die Sozialisierung von Kosten der Marktgebietsverantwortlichen für die Beschaffung und das Management von Regelenergie. Als Beispiel sei die Bilanzierung nach Variante 2 (umgesetzt in Deutschland) genannt, bei der die Netzbetreiber für die Erstellung der Lastprognosen für Standardlastprofilkunden am Tag D-1 vor der Lieferung verantwortlich zeichnen und die Lieferanten für die Prognose der Industriekunden und Kraftwerke (RLM-Kunden). Da in diesem Fall die SLP-

Lastprognosen nicht mehr aktualisiert werden und Differenzen zwischen Prognose und Ist-Absatz zunächst einmal vom Netzbetreiber zu tragen sind und über Regelenergie ausgeglichen werden, ist für das deutsche System verursachungsgerecht eine getrennte Bilanzierungsumlage für Standardlastprofilkunden und lastganggemessenen Kunden vorzusehen. In anderen europäischen Ländern werden die Prognosewerte für Standardlastprofilkunden mindestens zweimalig am Tag aktualisiert und den Lieferanten die Möglichkeit gegeben, ihre Einspeisung an den Lastbedarf anzupassen. In diesen Systemen ist keine Trennung der Bilanzierungsumlage vorgesehen.

Grundsätzlich ist aber für alle Bilanzierungssysteme in der EU eine zweimalige untertägige Datenübermittlung der gemessenen Istwerte vom Transportnetzbetreiber an den Lieferanten vorgeschrieben. Dies ist die Grundlage für den Lieferanten, seine Lastprognose anzupassen und die Bilanzkreise ausgeglichen zu halten.

**Tabelle 4.** Anforderungen an die Datenbereitstellung

Anforderung	Basisfall	Variante 1 Prognose durch TK	Variante 2 Prognose durch NB
Definition des Informationsflusses zu Kundengruppen RLM (untertägig gemessene Kunden) RLT (täglich gemessene Kunden) SLP (nicht täglich gemessen Kunden)	TSO - <b>Prognose der der nicht täglichen Ausspeisungen und untertägige Aktualisierung</b> der Prognose für SLP (z.B: UK)	TSO übermittelt Informationen über die <b>Verteilung der Mengen während des Gastages auf RLT und SLP Kunden</b> (z.B: NL)	TSO erstellt <b>Prognose für den Folgetag SLP Kunden</b> (z.B. Deutschland)
Datenbereitstellung RLT- Kunden		Mind. Zwei Aktualisierungen der gemessenen Mengen erstes Update bis 16:00 CET (06-12Uhr) und Zweites Update (12-X) nach Festlegung der Regulierung	
Datenbereitstellung RLM-Kunden	%	Mindestens zwei untertägige Aktualisierungen des anteiligen gemessen Gasflusses	%
Datenbereitstellung SLP-Kunden	Bereitstellung einer Prognose D-1 und mind.	Mindestens zwei untertägige Aktualisierungen	Bereitstellung einer Prognose D-1 für SLP

## Nominierung

	zweimalige Aktualisierung der Prognose	des an-teiligen gemessen Gasflusses	
Ein-und Ausspeisungen nach dem Gastag	Allokation der gesamten in das Verteilnetz eingespeisten Menge in den Bilanzkreis	Allokation der gesamten in das Verteilnetz eingespeisten Menge. Vorläufigen Mengen-zuweisungen sind für die Ausgleichsenergie relevant	D-1 Prognose Mengen für SLP Kunden wird unverändert allokiert.
Bilanzierungs-umlage			Getrennte Umlagen für RLM und SLP

Quelle: Frontier/E-bridge basierend auf NC Balancing

## 6.4 Handlungsempfehlung

Die Ausrichtung der Nominierungsprozesse in der Schweiz ist bisher auf die Abwicklung von Punkt-zu-Punkt-Transporten (ggf. unter Einbeziehung eines Bilanzgruppenvertrages) für eine geringe Anzahl von Transportkunden mit einer hohen Benutzungsstundenstruktur (Prozessgas) ausgerichtet. Daraus abgeleitet ist die Ausrichtung für einen Ausgleich zwischen Ein- und Ausspeisungen auf einer definierten Transportroute oder in einer Bilanzgruppe mit einigen weiteren zugelassenen Kunden. Für diese Abwicklung war die Bilanzierung und die Abrechnung einzelner Transportkunden oder Bilanzgruppen ausreichend und die Nominierungsprozesse an den nationalen Bedingungen für die Versorgung weniger Transportkunden ausgerichtet. Eine Bilanzierung des gesamten Marktgebietes Schweiz wurde in diesem Stadium der Markttöffnung nicht erforderlich.

Mit den Vorschlägen des MACH 2-Modells innerhalb der VV2 ergeben sich grundlegend neue Anforderungen an das Bilanzierungsmodell der Schweiz, den berechtigten Informationsbedarfen der Lieferanten zu ihrem aktuellen, ggf. zu präzisierendem Bilanzkreisstatus und daraus abgeleitet als Handlungsmaßnahme zum erforderlichen Bilanzausgleich der Bilanzgruppe Anpassung der Reaktionsgeschwindigkeit der Nominierungsprozesse an die Anforderungen eines Regelenergiemarktes und des Bilanzausgleichs. Das MACH 2-Modell sieht die Einrichtung einer Tagesbilanzierung mit einem stündlichen Anreizsystem, eines virtuellen Austauschpunktes und eines Regelenergiemarktes vor. Diese Kernaspekte des neuen Schweizer Bilanzierungsmodells bedingen eine

Anpassung der Prozesse an eine untertägige Abwicklung, welche mit den Märkten in den Nachbarländern harmonisiert ist. Dies bedeutet für die Akteure im Schweizer Gasmarkt, dass folgende Punkte umgesetzt werden müssen:

- a) **Aufbau einer Prognose für alle Kunden in der Schweiz**  
Diese ist gemäß MACH 2 für das Portfolio eines Lieferanten für alle zugelassenen Kunden als auch für das Portfolio aller nicht zugelassenen Kunden jedes Lieferanten zu erstellen. Die Verantwortung für die Prognose der zugelassenen Kunden sollte beim Lieferanten liegen, die Verantwortung für die Prognose der noch nicht zum Markt zugelassenen Kunden am City-Gate kann entweder beim Vertrieb des Lieferanten der Letztkunden oder bei dessen Vorlieferanten angesiedelt werden. Wir empfehlen die Verantwortung dem Lieferanten der Endverbraucher zu übertragen oder analog des Modells in Deutschland die Prognose der nicht zugelassenen Kunden durch die Netzbetreiber durchführen zu lassen.
- b) **Nominierung aller Beschaffungsmengen in Bilanzgruppenname VAP der netpool beziehungsweise an den Grenzübergangspunkten**  
Die Prognosen für die zugelassenen und nicht zugelassene Kunden sind vom Lieferanten als Beschaffungsmengen für die Übertragung aus dem Bilanzkreis des Vorlieferanten an den Lieferanten als Einspeisung am VAP, Speicher oder Grenzübergangspunkt bei der netpool zu nominieren und als Beschaffungsmenge in den Bilanzkreis des Lieferanten zu allokalieren.
- c) **Ermittlung des Regelenergiebedarfs und des Bilanzierungsstatus des Schweizer Gasnetzes durch netpool**  
Netpool ermittelt auf Basis der Ein- und Ausspeisungen in die Bilanzgruppen am VAP und an den Grenzpunkten den Regelenergiebedarf und den stündlichen Bilanzierungsstatus des Systems.
- d) **Kurzfristiger Vorlaufzeiten für Renominierungen zur Beschaffung von Regelenergie durch netpool am Schweizer Regelenergiemarkt oder an Regelenergiemärkten im benachbarten Ausland**  
Netpool oder der jeweilige Regelenergielieferant müssen kurzfristig Regelenergie per Renominierung in den Schweizer Markt transportieren können. Die Vorlaufzeit für Nominierungen sollte analog zu den internationalen Märkten auf 30 Minuten für den VAP und 2 Stunden für die Grenzübergangspunkte reduziert werden. Die Beschränkung der Anzahl von Renominierungen ist aufzuheben, da mit jedem Regelenergiegeschäft der netpool der/die Lieferanten ihre Nominierungen an den Grenzpunkten und am VAP aktualisieren müssen.
- e) **Renominierungsmöglichkeiten für den Bilanzausgleich des Bilanzkreisverantwortlichen**

## Nominierung

Die Bilanzgruppenverantwortlichen sollen zukünftig für eine auf Tagesbasis ausgeglichene Bilanzgruppe verantwortlich zeichnen und zusätzlich einen kumulierten Grenzwert für die Abweichung der Bilanzgruppen einhalten. Dazu benötigen die Bilanzgruppenverantwortlichen ausreichende Informationen über den Stand des Bilanzgruppenkontos von netpool, um bei Bilanzabweichungen untätig korrigierend handeln zu können. Dies bedeutet zum einen, dass netpool dem Bilanzgruppenverantwortlichen mehrfach untätig den Bilanzgruppenstatus mitteilen muss (mindestens zweimal täglich nach Vorgabe des Network Code Balancing) und zum anderen, dass der Bilanzgruppenverantwortliche in die Lage versetzt werden muss, seine erforderlichen Renominierungen vorzunehmen. Hierbei ist das Ziel einer Regelernergievermeidung durch ausgeglichene Bilanzkonten höher anzusehen als die Kostenersparnis für netpool durch eine Begrenzung der Anzahl freier Renominierungen. Die bisherige Begrenzung der Renominierungen ist aufzuheben und die ggf. entstehenden zusätzlichen Kosten gegenüber dem bisherigen Modell angemessen in den Kosten des Betriebs des EES Modells durch netpool zu berücksichtigen.

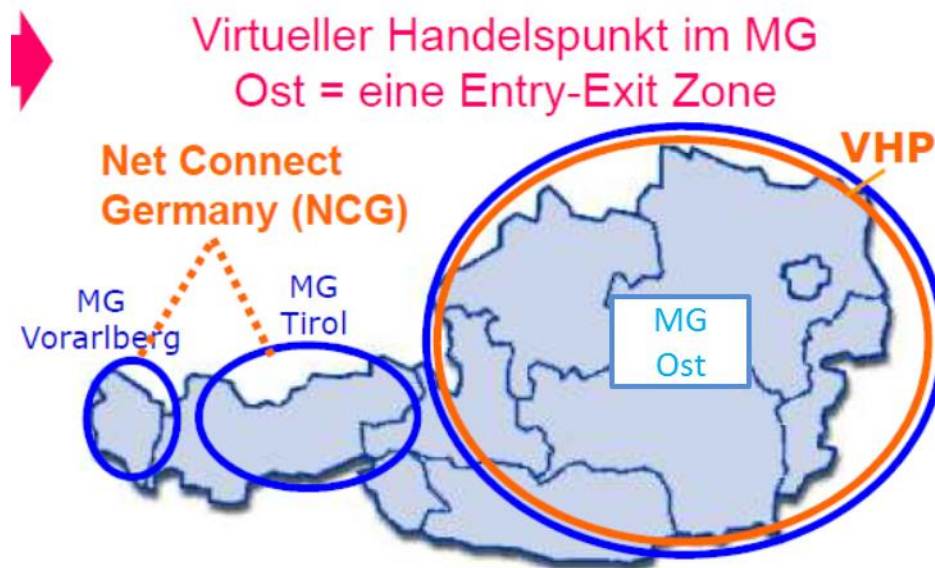




## 7 Case Study: Einführung des EES in Österreich

Die Vorgaben zur Einführung eines Entry-Exit Modells in Österreich wurden mit in Krafttreten des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 (BGBl INr 138/2009) und der Gas-Markt Verordnung 2012 umgesetzt. Durch die Einführung wurde der Österreichische Gasmarkt in drei Marktgebiete (MG) unterteilt: MG Ost, MG Vorarlberg und MG Tirol. Die Marktgebiete Ost und Vorarlberg sind reine Verteilernetze, die direkt an das deutsche NCG-Marktgebiet angeschlossen und integriert sind. Grund hierfür ist v.a. die fehlende Verbindung der MG untereinander. Die MG Tirol und Vorarlberg werden ausschließlich aus dem deutschen Marktgebiet versorgt, zu dem die einzige Grenzübergangsverbindung besteht. Das MG Ost hingegen hat mehrere Grenzübergangspunkte zu ausländischen Marktgebieten. Für das MG Ost wurde daher auch eine Entry-Exit Zone auf Fernleitungsebene eingerichtet. Der Handel für dieses Marktgebiet wird auf dem virtuellen Handelspunkt (VHP) konzentriert.

**Abbildung 24.** Aufteilung des Gasnetzes in drei Marktgebiete

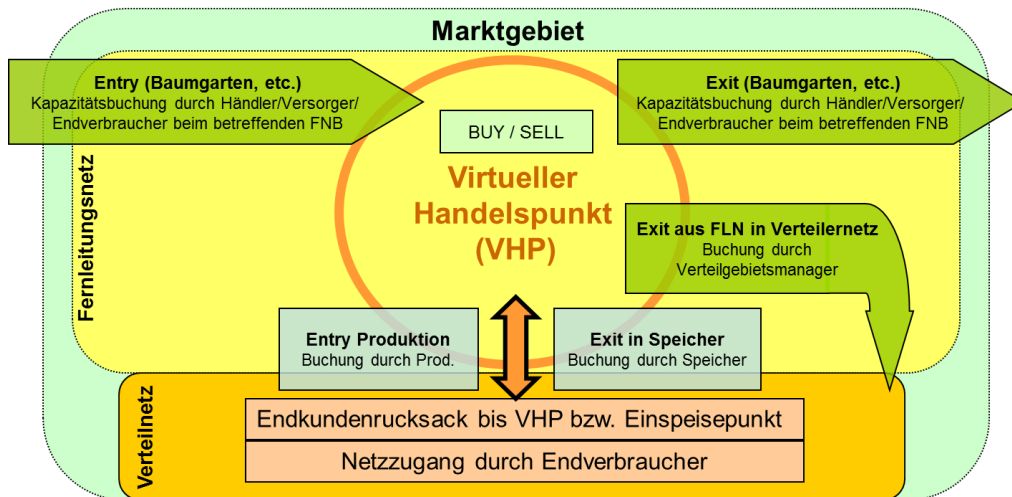


Quelle: E-control

Schematisch gestaltet sich das MG Ost gemäß **Abbildung 25**. Auf der Fernleitungsnetzebene ist ein VHP eingerichtet, über den der Handel abgewickelt werden soll. Dazu können die Händler Entry und Exitkapazitäten an den jeweiligen Punkten buchen. Die Kapazitäten für die Versorgung von Endkunden erfolgt gebündelt über Verteilgebietsmanager (VGM). Die Endkundenkapazitäten werden vom Endkunden gemäß des Rucksackprinzips

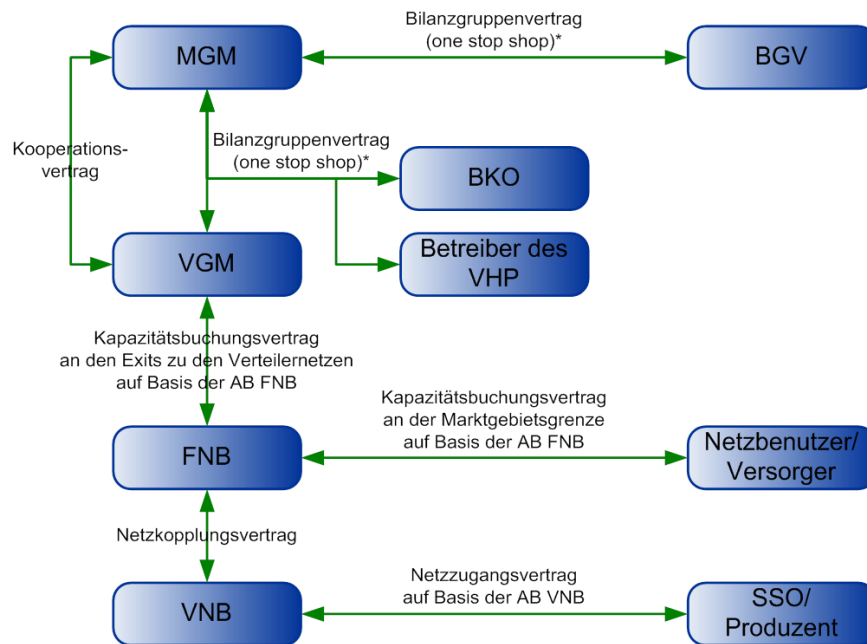
vom Einspeisepunkt bis zum Fernleitungsnetz und anschliessend zum Verteilernetz übertragen.

**Abbildung 25.** Schematische Darstellung des Marktes im Marktgebiet Ost



Quelle: E-control

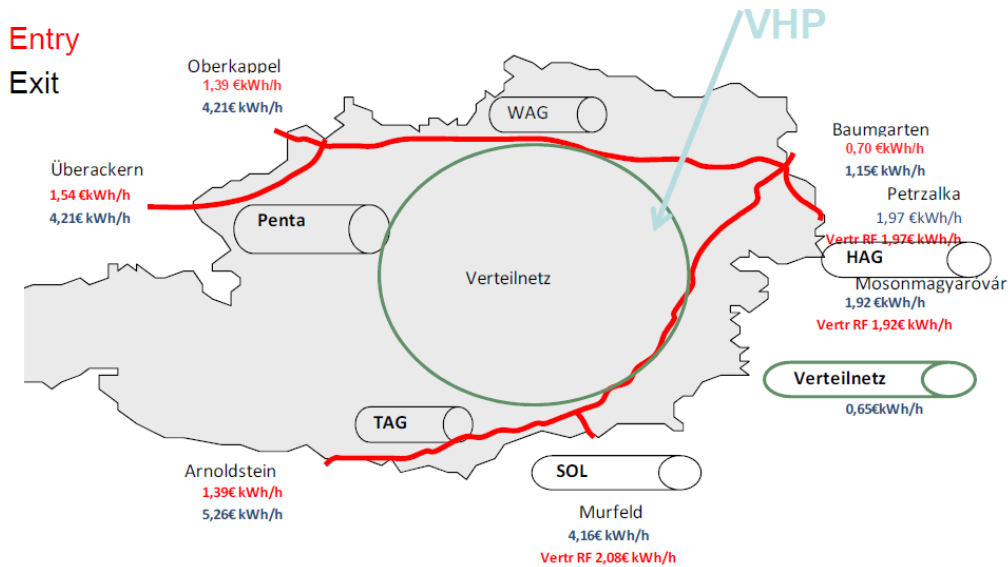
Der Marktgebietsmanager koordiniert die Arbeit der Fernleitungsnetzbetreiber und wird von diesen gemeinsam benannt (AGGM). Der MGM benennt den Betreiber des VHP (CEHG). Zudem gibt es für jedes Verteilernetzgebiet einen Verteilungsmanager (VGM). Aufgrund der Schnittstelle vom Fernleitungsnetz zum Verteilernetz besteht ein hoher Abstimmungsbedarf zwischen MGM und VGM in Bezug auf Kapazitätsmanagement und Infrastrukturplanung. Die Rollen und deren Beziehungen untereinander sind in **Abbildung 26** dargestellt.

**Abbildung 26.** Rollen und Verträge im Österreichischen Gasmarktmodell

\* inkludiert den Vertrag mit MGM, VHP und ggf. VGM und BKO

Quelle: E-control

Die Netzentgelte für das MG Ost ergeben sich aus einer festgelegten Kostenmethodik, die für alle Netzbetreiber angewendet wird. Die Kosten und Mengengerüste werden von der Regulierungsbehörde für jeden Netzbetreiber festgelegt (siehe § 82 GWG). Die Summe der Kosten wird zur Berechnung der Netzentgelte an den Entry- und Exitpunkten verwendet. An den Netzkopplungspunkten gibt es im Entry-Exit-System keine Entgelte; gleichwohl finden zwischen den österreichischen Fernleitungsnetzbetreibern Ausgleichszahlungen statt. Die Netzentgelte je Entry und Exit-Punkt im MG Ost sind in **Abbildung 27** dargestellt.

**Abbildung 27.** Netzentgelte je Entry- und Exit-Punkt

Quelle: E-control

Die Kapazitätszuweisung erfolgt gemäß Vorgaben der europäischen Netzkodizes auf marktbasierendem, transparentem und nichtdiskriminierendem Verfahren (§ 6 und 7 Gas-Marktmodell Verordnung). Seit dem 1.4.2013 werden die Leitungskapazitäten sogar über die Online-Kapazitätsplattform Prisma versteigert. Die Kapazitätslaufzeiten sollen nachfragegerecht erfolgen, wobei mindestens 10% der technischen Kapazität für kurzfristige Laufzeiten (<1 Jahr) reserviert sind und maximal 65% länger als 4 Jahre Vertragslaufzeit haben dürfen (§ 8 Gas-Marktmodell-VO). Zur Steigerung der Effizienz der Kapazitätsnutzung gibt es sowohl ein kurz- als auch ein langfristiges UIOLI-System. Kurzfristig werden dabei die Nominierungsrechte der Händler eingeschränkt (§ 11 Gasmarkt VO). Langfristig können langfristig gebuchte, aber systematisch nicht genutzte Kapazitäten dem Händler entzogen werden (§ 12 Gasmarkt VO). Als weitere Möglichkeit zur Steigerung der Kapazitäten können die Netzbetreiber die Übergabepunkte überbuchen lassen und im Engpassfall Kapazitäten vom Markt zurückkaufen.

Die Bilanzierung im Verteilernetz hängt vom Verbrauch des Endverbrauchers ab. SLP-Kunden mit einem Verbrauch bis 10.000 kWh/h vertraglich vereinbarter Höchstleistung werden auf Tagesbasis bilanziert, während Kunden mit einem Verbrauch von über 50.000 kWh/h einer Stundenbilanzierung unterliegen. Kunden zwischen diesen beiden Grenzen können eine Tagesbilanzierung wählen, wenn ihre Messwerte online verfügbar sind. Die Strukturierung erfolgt im Wesentlichen über den Netzpuffer im gesamten Netzgebiet und wird vom Verteilernetzmanager (VGM) koordiniert. Der VGM beschafft auch die

## Case Study: Einführung des EES in Österreich

Ausgleichsenergie im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators (BKO) über die Börse am VHP oder eine Merit Order List. Eine Merit Order List findet immer dann Anwendung, wenn Ausgleichsenergie zeit- und ortsabhängig beschafft werden muss, oder nicht ausreichend Liquidität am VHP vorhanden ist.

Der Marktgebietsmanager (MGM) prüft die Tagesmengen der Bilanzgruppen und informiert die Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) über etwaige Ungleichgewichte. Sollten BGVs ihre Bilanzgruppen nicht selber ausgleichen, werden sie täglich vom MGM ausgeglichen. Darüber hinaus ist der MGM für die untertägige Strukturierung des Fernleitungsnetzes zuständig. Dazu ermittelt er stündlich das Saldo des gesamten MG. Sofern der Netzpuffer nicht ausreicht, beschafft er die physikalische Ausgleichsenergie über den VHP.



Frontier Economics Limited in Europe is a member of the Frontier Economics network, which consists of separate companies based in Europe (Brussels, Cologne, London & Madrid) and Australia (Melbourne & Sydney). The companies are independently owned, and legal commitments entered into by any one company do not impose any obligations on other companies in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Limited.

FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | DUBLIN | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA

Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 [www.frontier-economics.com](http://www.frontier-economics.com)