

GASVG - STUDIE II ZUM NETZZUGANG

27. Juni 2016



Frontier economics

 david.bothe@frontier-economics.com

E-Bridge /FourManagement

 Martin.Ahlert@Fourmanagement.de

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd, mit Büros in Brüssel, Dublin, Köln, London & Madrid) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd, mit Büros in Melbourne & Sydney) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

Studiennehmer

Frontier Economics Ltd.

Kranhaus Süd
Im Zollhafen 24
50678 Köln

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 Begleitgruppe waren:

Florian Kämpfer

Boris Krey

Bruno Le Roy

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

INHALT

Studiennehmer	3
Begleitgruppe beim BFE	3
Abkürzungsverzeichnis	6
Zusammenfassung	8
Résumé	15
1 Einleitung	22
1.1 Kontext	22
1.2 Zielsetzung	22
1.3 Struktur des Berichts	23
2 City-Gate-Modell vs. vollständige vertikale Integration	24
2.1 Bewertung der Ausgestaltungsoptionen	24
2.1.1 City-Gate-Lösung vs. vollständige vertikale Integration – grundsätzliche Unterschiede	25
2.1.2 Ausgestaltungsoptionen einer City-Gate-Lösung	27
2.1.3 Handlungsempfehlung für die Schweiz	32
2.2 Marktrollen-Modelle der beiden Modelle	34
3 Räumliche Grösse des Entry-Exit-Systems	39
3.1 Integration der Transitgaspipeline	40
3.1.1 Effekte einer Integration der Transitgaspipeline	40
3.1.2 Effiziente Nutzung der Transitgaspipeline bei vollständiger Integration	45
3.1.3 Einschätzung der Notwendigkeit von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten bei der Integration der Transitgasleitung	47
3.2 Integration der isolierten Zonen	53
3.2.1 Zentrale Ergebnisse der Netzzugangsstudie 2015 und Vertiefungsbedarf für die Folgestudie 2016	53
3.2.2 Kosten und Nutzen einer Integration der isolierten Zonen	54
3.3 Exkurs: Integration ins NCG-Gebiet	58
3.3.1 Auswirkungen auf Wettbewerb und Gasflüsse	58
3.3.2 Auswirkungen auf Marktrollen und Prozesse	61
4 Kapazitätsbemessung und –vergabe	66
4.1 Kapazitätsbemessung	66
4.1.1 Berechnung und Überprüfung von Kapazitäten	68
4.1.2 Referenzszenarien für die Kapazitätsbemessung	72
4.1.3 Kostenabschläge für Kapazitätsprodukte unterschiedlicher Qualität	76
4.1.4 Bepreisung von Kapazitätsprodukten mit unterschiedlicher Fristigkeit	83
4.1.5 Priorisierung von unterschiedlichen Kapazitätsprodukten	87
4.2 Kapazitätsvergabe	90
4.2.1 Optionen der Kapazitätsvergabe	90
4.2.2 Vergabe von gebündelten und gezonten Kapazitäten	93
5 Marktprozesse und Umsetzungsanforderungen	97
5.1 Marktrollen, Prozessmodell und Marktprozesse	97
5.1.1 Grundlagen des Prozessmodells und Definition von Marktrollen, Gebieten und Objekten	97

5.1.2	Beschreibung des Rollenmodells für den Netzzugang Gas in der Schweiz	100
5.1.3	Übersicht von Marktrollen und Prozessen im Bereich des Netzzugangs	106
5.2	Relevante Anforderungen für das Schweizer Gasgesetz und dessen Durchführungsverordnungen	114
5.3	Gewährleistung von diskriminierungsfreien Prozessen	123
5.3.1	Ursachen für Diskriminierungspotenzial	123
5.3.2	Diskriminierungsanfällige Prozesse	124
5.3.3	Wechselhürden durch Transaktionskosten	126
Anhang A		129
A.1	Übersicht von Marktrollen und Prozessen im Bereich des Netzzugangs	129
A.1.1	Kapazitätsermittlung (City-Gate)	129
A.1.2	Kapazitätsermittlung (2-Vertragsmodell)	131
A.1.3	Zulassung als Transportkunde (City-Gate und 2-Vertragsmodell)	133
A.1.4	Kapazitätsvermarktung (City-Gate)	134
A.1.5	Kapazitätsvermarktung (2-Vertragsmodell)	136
A.1.6	Kapazitätsbuchung (City-Gate)	138
A.1.7	Kapazitätsbuchung (2-Vertragsmodell)	139
A.1.8	Lieferantenwechsel (Version City-Gate)	141
A.1.9	Lieferantenwechsel (2-Vertragsmodell)	143
A.1.10	Freigabe nicht genutzter Kapazitäten (City-Gate und 2-Vertragsmodell)	145
A.1.11	Nominierung und Renominierung (City-Gate und 2-Vertragsmodell)	147
A.1.12	Datenübermittlung an den Transportkunden (City-Gate und 2-Vertragsmodell)	149
A.1.13	Mengenzuordnung Transportvertrag (City-Gate und 2-Vertragsmodell)	151
A.1.14	Abrechnung (City-Gate)	152
A.1.15	Abrechnung (2-Vertragsmodell)	154
A.2	Glossar	156

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

- ACER – (European) Agency for the Cooperation of Energy Regulators
- ANB – Ausspeisebetreiber
- 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
- BKV – Bilanzgruppenverantwortlicher / Bilanzkreisverantwortlicher
- 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
- ENB – Einspeisenetzbetreiber
- fFZK – feste, frei zuordenbare Kapazitäten
- IGEB – Interessengemeinschaft Energieintensive Branchen
- LV – Endverbraucher/Letzterverbraucher
- MG – Marktgebiet
- MGK – Marktgebietskoordinator
- MGV – Marktgebietsverantwortlicher
- NBP – National Balancing Point (Virtueller Handelspunkt in Großbritannien)
- NB – Netzbetreiber (allgemeine Abkürzung für alle Typen von Netzbetreibern)
- NCG – Net Connect Germany
- Nm³ – Normkubikmeter
- OGE – Open Grid Europe (Ein Netzbetreiber (FNB, ENB und ANB) in Deutschland)
- PSV – Punto di Scambio Virtuale (Virtueller Handelspunkt in Italien)
- RLM – Registrierte Leistungsmessung (auf Stundenbasis)
- RSI – Residual-Supply-Index
- SLP – Standardlastprofil
- TaK – Temperaturabhängige Kapazitäten
- TK – Transportkunde
- TSO – Transmission System Operator

TTF – Title Transfer Facility (Virtueller Handelspunkt in den Niederlanden)

uFZK – unterbrechbare, fest zuordenbare Kapazitäten

UIOLI – Use-it-or-lose-it

VAP – Virtueller Austauschpunkt

VHP – Virtueller Handelspunkt

VV1 – Verbändevereinbarung 1

VV2 – Verbändevereinbarung 2

VNB – Verteilnetzbetreiber

VSG – Verband der Schweizerischen Gasindustrie

ZUSAMMENFASSUNG

Zurzeit folgt der unter der Verbändevereinbarung 2012 geregelte Netzzugang in der Schweiz noch einem Kontraktfadmodell. Aktuell wird eine zweite Vereinbarung als Weiterentwicklung der VV1 erarbeitet (VV2), die mit der Einführung von neuen Marktregeln (MACH 2) für den Herbst 2017 die Einführung eines Entry-Exit-Systems (EES) vorsieht. Vor diesem Hintergrund hat das BFE im Jahr 2015 Frontier und E-Bridge damit beauftragt, den Handlungsbedarf zur zukünftigen möglichen gesetzlichen Regelung des Gas-Netzzugangs zu bestimmen. 2016 wurde eine Folgestudie mit dem Ziel der Vertiefung und Ergänzung der Untersuchungen aus 2015 in Auftrag gegeben; mit folgenden Schwerpunkt-Themen:

- Vor- und Nachteile eines City-Gate-Modells im Vergleich zu einer vollständigen vertikalen Integration des Entry-Exit- Systems;
- Ausgestaltung der räumlichen Größe des Entry-Exit-Systems (insbesondere in Bezug auf die Transitgaspipeline und die isolierten Zonen);
- Fragen der Kapazitätsbemessung und –vergabe (z.B. Bepreisung von unterjährigen Kapazitäten sowie Kapazitäten geringerer Qualität);
- Definition von Marktrollen und Prozessen in einem Entry-Exit-System.

City-Gate-Modell vs. vollständige vertikale Integration

Eine der zentralen Fragen bei der Ausgestaltung eines EES bezieht sich darauf, wie weit es in vertikaler Ebene entlang der Lieferkette zum Endkunden reicht. Zwei grundsätzliche Optionen hierbei sind zum einen eine sog. „City-Gate-Lösung“ und zum anderen eine vollständige vertikale Integration bis zum Endkunden:

- **Bei einer City-Gate-Lösung umfasst das EES nur regionale Transportnetze und endet bei der Einspeisung in die lokalen Verteilnetze** - Die City-Gate-Lösung 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 (3-Vertragsmodell).
- **Bei einer vollständigen vertikalen Integration umfasst das EES 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 (2-Vertragsmodell).

Der wesentliche Vorteil einer City-Gate-Lösung läge in geringeren (einmaligen) Umsetzungskosten (im Vergleich zu einer vollständigen vertikalen Integration) bei den Verteilnetzbetreibern, da diese im Fall einer vollständigen vertikalen Integration (und folglich einer zentralisierten, gebündelten Kapazitätsbuchung am Übergang von Transport- zu Verteilnetz durch den Netzbetreiber) entsprechende Prozesse und IT-Infrastrukturen aufbauen müssten. Wir gehen dabei jedoch

davon aus, dass für den Fall einer vollständigen Marktöffnung in jedem Fall Anpassungsbedarf bei den Verteilnetzen bezgl. Buchungs- und Abwicklungsprozessen gibt, und in diesem Fall der inkrementelle Zusatzaufwand geringer ausfallen würde als bei einer Einführung unter Status quo.

Der wesentliche Nachteil der City-Gate-Lösung besteht darin, dass sie Herausforderungen durch Diskriminierungspotenziale und/oder Gefahren kontraktueller Engpässe birgt: Können Netznutzer je nach konkreter Ausgestaltung der City-Gate-Lösung Verschachtelungseffekte nutzen, so haben Lieferanten mit einem großen und diversifizierten Kundenportfolio einen inhärenten Wettbewerbsvorteil, insbesondere gegenüber neuen Lieferanten, die sich erst einen Kundenstamm aufbauen müssen. Eine Möglichkeit, dieses Diskriminierungspotenzial zu umgehen bestünde zwar in einem Einzelbuchungsmodell, d.h. dass Versorger bei der Kapazitätsbuchung keinerlei Verschachtelungseffekte zwischen (wechselberechtigten) Kunden nutzen könnten. In diesem Fall könnte es jedoch wiederum zu kontraktuellen Engpässen kommen (da insgesamt mehr Kapazität gebucht werden muss als bei Berücksichtigung der Verschachtelungseffekte) – diese Gefahr steigt mit dem Grad der Marktöffnung, da für mehr (wechselberechtigte) Kunden Einzelbuchungen durchgeführt werden müssten.

Bei (geplanter) vollständiger Marktöffnung ist es daher empfehlenswert, das EES auf vertikaler Ebene vollständig zu integrieren. Sollte bei (zunächst) unvollständiger Marktöffnung als pragmatische Lösung eine City-Gate-Lösung präferiert werden, sollte das City-Gate-Modell als Einzelbuchungsmodell ausgestaltet werden, um Diskriminierungspotenziale, soweit möglich, zu verhindern.

Räumliche Größe des Entry-Exit-Systems

In Bezug auf die räumliche Größe des Entry-Exit-Systems werden die Themen Transitintegration und Integration der isolierten Zonen vertieft behandelt. Zudem wird sich im Rahmen eines Exkurses den Implikationen einer Integration des schweizerischen Marktgebietes mit dem NCG-Gebiet gewidmet.

- **Integration Transit empfehlenswert, da es Liquidität und Anbieterzahl auf dem schweizerischen Hub steigert** – Der wesentliche Vorteil einer vollständigen Transitgas-Integration liegt in einer Steigerung von Wohlfahrtseffekten durch zunehmenden Großhandelswettbewerb dank einer gesteigerten Liquidität, sowie einer gesteigerten Anbieterzahl und Anbietervielfalt im schweizerischen Marktgebiet. Potenzielle Nachteile einer vollständigen Integration scheinen dagegen kontrollierbar: Zwar ist mit einer vollständigen Integration ein gewisser Umsetzungsaufwand verbunden (z.B. Anpassung von Verzollungsregelungen und Langfristverträgen) - Erfahrungen in anderen Ländern haben jedoch gezeigt, dass solch praktische Herausforderungen bei der Integration bewältigt werden konnten. Zudem ist bei einer vollständigen Integration besondere Sorgfalt bei der Ausgestaltung von Kostenwälzungsmechanismen und der Tarifierung geboten (um zu verhindern, dass schweizerische Endkunden übermäßig am Auslastungsrisiko der Transitgaspipeline beteiligt werden).

Inwieweit eine Integration durch die Verwendung beschränkt zuordenbarer Kapazitäten notwendig ist, um den netzseitigen Aufwand sinnvoll zu begrenzen, können abschließend nur die Netzbetreiber auf Basis von detaillierten Lastflussrechnungen bestimmen. Unter Beachtung der schweizerischen Netztopologie liefern überschlägige Betrachtungen jedoch keinen Hinweis darauf, dass eine systematische Engpass-Gefahr durch eine vollständige Integration besteht. Folglich erscheint eine Verwendung von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten in großem Umfang als nicht erforderlich.

- **Integration der isolierten Zonen mit geringen Zusatzkosten verbunden** – Eine virtuelle (nicht physische) Integration von Kreuzlingen und Tessin in das schweizerische Marktgebiet würde in Summe die jährlichen Kosten eines schweizerischen Endverbrauchers um ca. 0,1% erhöhen. Auf der Nutzenseite würde eine Integration der isolierten Zonen, insbesondere im Falle einer vollständigen Marktöffnung, jedoch sicherstellen, dass alle Endkunden in gleicher Weise von der Liberalisierung des schweizerischen Marktes profitieren können.
- **Integration des schweizerischen Marktgebiets in das NCG-Gebiet würde sich positiv auf die Liquidität auswirken aber auch netzseitige Herausforderungen mit sich bringen** – Eine Integration mit dem NCG-Marktgebiet würde die Entwicklung eines wettbewerblichen Gasmarktes in der Schweiz stark begünstigen. „Auf einen Schlag“ und mit deutlich geringeren Transaktionskosten könnten alle Anbieter im NCG-Marktgebiet auch als Anbieter in der Schweiz auftreten. Konsumenten in der Schweiz hätten umgekehrt eine viel größere Auswahl an Lieferanten. Allerdings könnte die Integration auch zu steigenden Engpässen zwischen Deutschland und der Schweiz (und damit zu höheren Regelenergiekosten) führen: Durch die Marktgebietsintegration fallen Entry- und Exit-Gebühren zwischen der Schweiz und Deutschland weg. Ein Zugriff auf Flexibilität im NCG-Gebiet wäre daher ohne Zusatzkosten möglich und könnte dazu führen, dass die deutschen Speicher bei einer Marktgebietsintegration verstärkt für die Schweiz genutzt werden würden. Des Weiteren würde eine Vollintegration Anforderungen in der Umsetzung analoger Prozesse, wie in Deutschland, an die Schweizer Gasnetzbetreiber stellen. Hier wäre mit erheblichem Umstellungsaufwand zu rechnen.

Eine Integration nach dem Vorbild des österreichischen COSIMA Modells wäre eine mögliche Alternative für eine schnelle Integration des Schweizer Marktes in ein großes Marktgebiet NCG und ließe der Schweiz Gestaltungsmöglichkeiten bei der Ausgestaltung des Marktzugangs für die Schweizer Kunden, die an den Schnittstellen mit den Anforderungen des Marktgebietes NCG harmonisieren muss. Für die Schnittstellenfunktionen, z.B. die Verwaltung der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten zu Deutschland, der Erfassung und Steuerung des Schweizer Regelenergiebedarfes und der täglichen und untertägigen Transportanmeldungen ist eine neue Funktion (ein Marktgebietskoordinator für die Schweiz) einzurichten.

Kapazitätsbemessung und Kapazitätsvergabe

- **Die Kapazitätsbemessung liegt im Kompetenzbereich des (Fern- und Regionalen Fernleitung-) Netzbetreibers** – Ziel der Kapazitätsbemessung sollte sein, möglichst hohe und qualitativ hochwertige verfügbare Kapazitäten auszuweisen. Es ist empfehlenswert, dass grundlegende Prinzipien der Berechnung (z.B., dass der Ausweis von festen, frei zuordenbaren Kapazitäten unter der Beachtung von Sicherheitsvorgaben maximiert werden soll) gesetzlich vorgegeben werden und die Regulierungsbehörde als Missbrauchsaufsicht agiert. Die Verantwortung für die Berechnung sollte jedoch bei den Netzbetreibern liegen, denen auch die notwendigen Informationen für die Berechnung vorliegen und die letztendlich für die Systemstabilität verantwortlich sind.
- **Bepreisung von unterjährigen Kapazitäten und Kapazitäten geringerer Qualität sollte grundlegende ökonomische Prinzipien beachten** – Bei unterbrechbaren Kapazitäten entsteht dem Netznutzer allein schon durch das Risiko der Unterbrechung eine Nutzeneinbuße gegenüber der Nutzung von festen Kapazitäten – deren Bepreisung sollte sich folglich an der Unterbrechungswahrscheinlichkeit der Produkte orientieren. Bei der Bepreisung unterjähriger Kapazitäten besteht ein Trade-off zwischen der Förderung von kurzfristigen Handelsmöglichkeiten (hierfür wären niedrige Preise von Kurzfristprodukten vorteilhaft) und der Kompensation der Netzbetreiber für Unsicherheiten über zukünftige Buchungen bzw. einem Auslastungsrisiko (wenn Kapazitäten nur zu bestimmten Zeitpunkten gebucht werden und zu anderen Zeitpunkten leer stehen).
- **Die Flexibilität von Zweistoffkunden spielt in der Schweiz eine große Rolle bei der Vermeidung von Engpässen und sollte erhalten bleiben** – Grundsätzliche Möglichkeiten zur Integration der (netzseitigen) Flexibilität von Zweistoffkunden wären:
 - Anreize für Zweistoffkunden (bzw. deren Lieferanten) zu schaffen, unterbrechbare Kapazitäten zu erwerben; oder
 - die Flexibilität über den Netzbetreiber einzukaufen (als marktbasierter Maßnahme oder lokale Regelenergie).

Hauptvorteil der zweiten Möglichkeit ist, dass Zweistoffkunden ihre Flexibilität entsprechend ihren individuellen Umstellungskosten anbieten können. Der erste Ansatz (Einbindung der Flexibilität über unterbrechbare Kapazitäten) ist dagegen eher geeignet, falls es durch eine geringe Anbieterzahl von Flexibilitätsprodukten potenzielle Marktmachtprobleme geben könnte. Letztlich ist die Frage der Beanreizung von Nachfrageflexibilität daher eng mit der Organisation des Regelenergiemarktes und der dort zu erwartenden Marktstruktur verknüpft.

- **Priorisierung von Lastflusszusagen oder beschränkt zuordenbaren Kapazitäten** – Zur Vermeidung von (physischen) Engpässen und einer Steigerung der ausgewiesenen Mengen an festen, frei zuordenbaren Kapazitäten können Netzbetreiber im Wesentlichen
 - Lastflusszusagen (LFZ) einkaufen;

- Netzausbaumaßnahmen durchführen; oder
- Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit anbieten.

Eine Abwägung zwischen den unterschiedlichen Maßnahmen zur Vermeidung von physischen Engpässen beruht zum einen auf einem ähnlichen Trade-off, wie die Abwägung zwischen den verschiedenen Möglichkeiten, die Flexibilität von Zweistoffkunden zu integrieren: Beim Einkauf von LFZ können individuelle Kosten der Netzkunden berücksichtigt werden, aber bei einer geringen Anbieterzahl potenziell Marktmachtprobleme entstehen. Bei der Verwendung von Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit würde man die Gefahr einer zu geringen Anbieterzahl umgehen, aber könnte keine Unterschiede in den Zahlungsbereitschaften der Netznutzer berücksichtigen.

Darüber hinaus ist ein Vorteil von Lastflusszusagen, dass sie dem Fernleitungsnetzbetreiber eine höhere Sicherheit über tatsächliche Gasflüsse geben, als das Angebot von Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit. Zudem gilt: Ist eine Engpasssituation nur in wenigen Stunden eines Jahres zu erwarten, kann der Einkauf einer Lastflusszusage für diese spezifische Situation bereits zu der angestrebten Netzentlastung führen. In diesem Fall wäre es nicht notwendig, über Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit die Handelsmöglichkeiten von Netznutzern dauerhaft einzuschränken und somit dem VAP Liquidität zu entziehen.

- **Das Ziel der Kapazitätsvergabe in einem wettbewerblichen Gasmarkt besteht darin, allen Marktteilnehmern einen diskriminierungsfreien Zugang zu Transportkapazitäten zu gewährleisten** – Um einen diskriminierungsfreien, transparenten und marktbasieren Zugang zu Transportkapazitäten zu gewährleisten, empfiehlt sich eine Kapazitätsvergabe an den Grenzübergangspunkten über Auktionen, die zudem über eine zentrale, internet-basierte Plattform erfolgen sollten. Um die Hortung von Kapazitäten zu vermeiden sollten zusätzlich Use-it-or-lose-it-Mechanismen eingeführt werden, sowie die Möglichkeit zur Sekundärvermarktung von Kapazitäten geschaffen werden. Um einen funktionierenden Sekundärhandel zu gewährleisten, sollte die Nominierungspflicht bei einer Weitervermarktung auf den neuen Halter der Kapazität übertragen werden und keine Vorgabe bezüglich der Fristigkeit der sekundär zu vermarkteten Kapazitäten gemacht werden.
- **Gebündelte Kapazitätsvermarktung an den Grenzübergangspunkten umsetzen und mögliche Regionen für die Zonung von Kapazitäten prüfen** - Zur Vereinfachung des Gashandels schreibt der europäische Networkcode CAM die Einführung einer gebündelten Vermarktung von freien Kapazitäten an internationalen Netzkoppelpunkten vor. Die Netzbetreiber werden aufgefordert, Möglichkeiten zur Reduzierung von buchbaren Grenzübergangskapazitäten durch die Zusammenfassung von einzelnen Punkten (ggf. auch Netzbetreiber übergreifenden Zonen) zu prüfen und, wenn möglich, einzuführen. Für die Schweiz empfehlen wir die Vermarktung freier Kapazitäten als gebündelte Kapazitätsprodukte an den Grenzübergangspunkten der Transitleitung zur Unterstützung des europäischen Gashandels. Für die Vereinfachung des Marktzugangs zum

Schweizer Markt empfehlen wir eine Zusammenfassung kleiner regionaler Grenzübergangspunkte in der Region Basel, als auch in der Westschweiz, zu jeweils einer Buchungszone zu prüfen. Somit ließe sich der Aufwand für die Buchung und die Beschäftigung der Grenzübergangspunkte für den Handel reduzieren und gäbe den Netzbetreibern beidseitig der Grenze die Möglichkeit, die Beschäftigung der physischen Grenzübergangspunkte nach ihrem Bedarf zu optimieren.

Marktrolle und Prozesse

- Marktrolle in Anlehnung an die europäischen Prozessmodelle spezifisch für die Schweiz definieren** – Zur Prozessdarstellung greifen wir auf die im europäischen Kontext definierten Marktrolle zurück und interpretieren diese spezifisch für die Schweiz. Die maßgebliche Rolle für die Umsetzung der Prozesse im Entry-Exit-System ist die Rolle des Fernleitungsnetzbetreibers. Diese interpretieren wir für die Schweiz in einem weiteren Sinne und erweitern sie für das City-Gate-Modell um die regionalen Transportnetze. Für die Koordination der Kapazitätsvermarktung führen wir im City-Gate-Modell die Rolle des Marktgebietskoordinators ein. Diese Rolle führt, verantwortlich für alle Fernleitungsnetzbetreiber (Transitgas und regionale Fernleitungsnetzbetreiber), die Ermittlung und Abstimmung der verfügbaren technischen Kapazitäten im Entry-Exit-System der Version City-Gate durch, vermarktet die Kapazitäten an den Entry- und Exit-Punkten und unterstützt den Lieferantenwechsel an den Exit-Punkten des City-Gate-Modells.

Für das Modell einer vollständigen vertikalen Integration sehen wir diese Marktrolle nicht als unbedingt erforderlich an. Hier werden die Entry-Punkte in das System durch die Fernleitungsnetzbetreiber an den Grenzübergangspunkten verwaltet und durch diese die frei zuordenbaren technischen Kapazitäten auf Basis der Kapazitätsbestellungen der nachgelagerten regionalen und lokalen Netzbetreiber ermittelt. Für dieses Modell erfolgt die Bestellung und Zuteilung von Kapazitäten innerhalb des Systems auf Basis eines von der Gaswirtschaft zu entwickelnden Modells für die Kapazitätsbedarfsermittlung.

- Prozesse diskriminierungsfrei für die Marktteilnehmer ausgestalten** – Definierte und standardisierte Marktprozesse legen zum einen Rahmenbedingungen für alle Marktteilnehmer fest und unterstützen zum anderen die Teilnehmer im Gasmarkt auch bei der Ausgestaltung ihrer internen Prozesse. Als ein maßgeblicher Prozess für den Erfolg einer Marktöffnung lässt sich ein einfacher und unkomplizierter Lieferantenwechselprozess für Endkunden festlegen. Hier unterscheiden sich im Detail auch das 3-Vertragsmodell des Netzzugangs über City-Gate gegenüber dem 2-Vertragsmodell eines voll integrierten Netzzugangs maßgeblich. In einem City-Gate-Modell sind im Kundenwechselprozess neben der Ausspeisung beim Ausspeisenetzbetreiber zusätzlich noch Kapazitäten am City-Gate vertraglich zu vereinbaren und sowohl in der Höhe, als auch zeitlich miteinander abzustimmen. Unkoordinierte Lieferantenwechselprozesse bergen hier die Gefahr einer Diskriminierung des neuen Lieferanten durch z.B. blockierte Exit-Kapazitäten am City-Gate. Hier

ist ein Übergang der spezifisch erforderlichen Kapazitäten im Rucksack-Prinzip vom bisherigen Lieferanten auf den neuen Lieferanten und eine entsprechende prozessuale Ausgestaltung erforderlich. Demgegenüber ist ein Lieferantenwechselprozess in einem voll integrierten Netzzugangsmodell allein zwischen den Lieferanten und dem Ausspeisenetzbetreiber umsetzbar und birgt weniger Gefahren einer Diskriminierung, sofern der Ausspeisenetzbetreiber unabhängig vom Vertriebsbereich des integrierten Gasversorgungsunternehmens handelt und für jeden Netzkunden die gleichen vertraglichen Rahmenbedingungen und Anforderungen gelten. Dazu sind für alle zugelassenen Endverbraucher die gleichen Marktbedingungen (z.B. Zuordnung zu Standardlastprofilkunde oder Kunde mit registrierender Leistungsmessung anhand von Schwellwerten, Zugang zu historischen Lastdaten oder gleiche Tarifierung von Netzentgelten) zu schaffen.

RESUME

L'accès au réseau de gaz en Suisse, qui est régi par la convention d'accès au réseau pour le gaz naturel de 2012, suit actuellement encore le modèle du chemin contractuel. Le passage à un système entrée-sortie est déjà prévu avec les nouvelles règles de marché MACH 2 Gaz, qui doit entrer en vigueur en automne 2017. Dans ce contexte, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a chargé Frontier et E-Bridge en 2015 de déterminer les mesures à prendre dans la perspective de la future réglementation légale de l'accès au réseau de gaz. En 2016, l'OFEN a commandé une étude complémentaire sur les thèmes centraux suivants :

- Avantages et désavantages du modèle « City Gate » vis-à-vis une intégration verticale complète ;
- Conception de l'étendue du système entrée-sortie (en particulier par rapport au gazoduc de transit et les zones isolées) ;
- Questions autour de la détermination et de l'attribution des capacités aux points d'entrée et sortie (par exemple tarification des capacités sub-annuelles ou des capacités moindre qualité) ;
- Définition des rôles de marché et des processus dans un système entrée-sortie.

City-Gate ou intégration verticale complète

Une des questions centrales par rapport à la conception d'un système entrée-sortie porte sur l'étendue verticale de ce système, le long de la chaîne d'approvisionnement, jusqu'au client final. Les deux options de base à cet égard sont la « solution City Gate » et l'intégration verticale jusqu'au client final :

- **Dans le cas d'une solution City Gate, le système entrée-sortie intègre seulement les réseaux de transport régionaux et ne pas les réseaux de distribution locaux** – La solution City Gate implique que les négociants/les fournisseurs doivent conclure un contrat supplémentaire avec le gestionnaire de réseau de distribution local pour pouvoir accéder le réseau de distribution (modèle à 3 contrats).
- **Dans le cas d'une intégration verticale complète, le système entrée-sortie intègre tous les réseaux, c'est-à-dire aussi tous les réseaux de distribution locaux** – Dans le cas d'une intégration verticale complète, une réservation de capacités au point d'entrée/sortie entre le réseau de transport régional et le réseau de distribution local n'est pas nécessaire. Du point de vue du fournisseur, le système entrée-sortie s'étend jusqu'au client final, impliquant que la réservation au point de sortie s'effectue seulement « chez le client final » (modèle à 2 contrats).

L'avantage principale de la solution City Gate est que la charge d'adaptation (nécessaire qu'une fois) pour les gestionnaires de réseau de distribution est moins élevé que dans le cas de l'introduction d'un système entrée-sortie

complètement intégré verticalement. Dans ce dernier cas, le gestionnaire de réseau de distribution est responsable de la réservation centralisée et agrégée des capacités de sortie entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Il doit donc mettre en place des processus et des infrastructures numériques, ce qui peut être associé avec des charges d'adaptations importantes. Toutefois, dans le cas d'une ouverture du marché complète pour tous les consommateurs de gaz, ces processus (et les infrastructures numériques) devraient être établis de toute façon, de sorte que les charges incrémentales pour l'adaptation seraient relativement faibles au regard de la charge d'adaptation à laquelle les gestionnaires de réseau de distribution seraient de toute façon confrontés.

Le désavantage principal de la solution City Gate est que cette solution présente le risque de discrimination et/ou un risque de congestion contractuelle : si la solution City Gate est configurée d'une manière qui permette aux utilisateurs du réseau de bénéficier des effets de portefeuille, des fournisseurs avec une grande base de clients bien diversifiée ont un avantage concurrentiel inhérent, en particulier par rapport aux nouveaux fournisseurs qui doivent encore établir une base de client. Une manière d'éviter ces potentiels de discrimination consisterait à complètement empêcher les fournisseurs de bénéficier, lors de leurs réservations de capacités, des effets de portefeuille () entre leurs clients (pouvant changer de fournisseur) par le moyen d'un modèle à réservation individuel. Toutefois, dans ce cas-là, il y a un risque de congestion contractuelle car, sans prendre au compte les effets de portefeuille, un plus grand nombre de capacité est au total nécessaire. Cee risque de congestion contractuelle augmente avec le degré d'ouverture de marché, car des réservations individuelles sont nécessaires en raison du plus grand nombre de clients pouvant changer de fournisseur.

Pour ces raisons, l'intégration verticale complète est donc notamment préférable si la Suisse aspire tôt ou tard à une ouverture de marché complète pour tous les consommateurs de gaz. En cas d'ouverture de marché pour les seuls clients industriel dans un premier temps, l'option City Gate peut être une solution pragmatique. Dans ce cas-là, il serait selon nous préférable de configurer la solution City Gate d'une manière à ce que les fournisseurs doivent faire des réservations individuelles pour chaque client afin d'éviter autant que possible les potentiels de discrimination.

Taille géographique du système entrée-sortie

En ce qui concerne l'étendue du système entrée-sortie, les questions relatives de la thématique de l'intégration de la conduite de transit et de l'intégration des zones isolées ont été traitées en détail. De plus, les implications d'une intégration de la zone gazière suisse avec la zone NCG en Allemagne ont été analysés dans le cadre d'une digression.

- **Une intégration complète du gazoduc de transit est préférable car elle augmente la liquidité et le nombre d'acteurs au point virtuel d'échanges de gaz (PVE)** – L'avantage principal d'une intégration complète du gazoduc de transit est un effet positif sur la prospérité suite à une augmentation de la concurrence sur le marché en gros grâce à une plus grande liquidité ainsi qu'à une augmentation de nombre et de la diversité des acteurs de marché en Suisse. Les désavantages potentiels d'une intégration complète

paraissent en revanche maîtrisables. Certes, une intégration complète des flux de transit est associée à des processus d'adaptation (par exemple l'adaptation des réglementations de dédouanement ou les contrats de long terme). Néanmoins, des expériences dans d'autres pays ont montrées que de tels défis dans la pratique peuvent être relevés. De plus, l'intégration complète exige que les mécanismes d'attributions des coûts ainsi que la tarification soient configurés avec soin (pour éviter que les consommateurs finaux en Suisse ne soient pas exposés de manière excessive au risque d'utilisation du gazoduc de transit).

En fin de compte, seuls les gestionnaires de réseau peuvent déterminer, sur la base de calculs de flux de charge détaillés, dans quelle mesure une intégration sous la forme de l'utilisation de capacités attribuables à titre restreint est nécessaire. En considérant la topologie du réseau suisse, on ne trouve cependant pas d'indice laissant penser qu'une intégration complète induirait un risque systématique de congestion. Par conséquent, une utilisation des capacités à titre restreint à grande échelle ne semble pas être nécessaire.

- **L'intégration des zones isolées induit de faibles coûts supplémentaires**
– Une intégration virtuelle (et non physique) des zones de Kreuzlingen et du Tessin dans la zone de marché suisse augmenterait les coûts annuels d'un client final suisse d'environ 0,1% au total. L'avantage de l'intégration des zones isolées est de garantir – en particulier dans le cas d'une ouverture complète du marché – que tous les consommateurs peuvent profiter de la même manière de la libéralisation du marché gazier suisse.
- **L'intégration de la zone de marché suisse dans la zone NCG aurait des effets positifs par rapport à la liquidité mais entraînerait aussi des charges pour le réseau** – L'intégration avec la zone de marché NCG favoriserait fortement le développement d'un marché gazier compétitif en Suisse. Tous les fournisseurs dans la zone NCG pourraient aussi agir comme fournisseurs en Suisse, « d'un seul coup » et avec des coûts de transaction sensiblement inférieurs. Les consommateurs en Suisse auraient également un plus grand choix de fournisseurs. Toutefois, l'intégration pourrait aussi entraîner des congestions entre l'Allemagne et la Suisse (et donc des coûts d'énergie de réglage plus élevés) : l'intégration dans la zone NCG implique que les charges d'entrée-sortie entre la Suisse et l'Allemagne disparaissent. Par conséquent, un accès à la flexibilité dans la zone de marché NCG serait possible sans charges supplémentaires et les stockages gaziers en Allemagne pourraient donc être plus fortement utilisés pour la Suisse suite à l'intégration du marché. En outre, une intégration complète exigerait que les gestionnaires de réseau suisses adoptent des processus analogues comparables à ceux en Allemagne, ce qui pourrait entraîner des coûts d'adaptations considérables.

Une intégration sur le modèle autrichien COSIMA serait un potentiel alternatif pour une rapide intégration du marché suisse dans la grande zone de marché NCG. De plus, des possibilités de conception de l'accès au réseau de gaz pour les clients suisses subsisteraient avec cette solution (les interfaces entre les conceptions suisse et allemande doivent être harmonisées). Pour les

fonctions à l'interface, comme par exemple la gestion des capacités aux points d'interconnexion avec l'Allemagne, la détermination et la gestion du besoin d'énergie de réglage et les demandes de transport (par jour et moins d'un jour), une nouvelle fonction (un coordinateur de zone de marché pour la Suisse) doit être établit.

Détermination et attribution des capacités

- **La détermination des capacités fait partie des compétences des gestionnaires de réseaux (de transport et de réseaux régionaux)** – Le but de la détermination des capacités devrait être de proposer la plus grande quantité possible de capacités de haute qualité. Il est recommandable que des principes fondamentaux de la détermination soient réglés par la loi (par exemple que la détermination des capacités fermes librement attribuables devrait être maximisée – en tenant compte des exigences en matière de sécurité) et que le régulateur soit chargé de la surveillance contre les abus. La détermination des capacités devrait par contre incomber au gestionnaire de réseau car lui seul dispose des informations nécessaires pour le calcul des capacités et qui porte en fin de compte la responsabilité de la stabilité du système.
- La détermination du prix des capacités à court terme et des capacités de moindre qualité devrait se baser sur des principes économiques de base – Les capacités interruptibles ont une moindre valeur pour les utilisateurs du réseau que les capacités fermes à cause du risque d'interruption associé à ces capacités. La détermination du prix des capacités interruptibles devrait donc être basée sur la probabilité d'interruption des produits. La détermination du prix des capacités à court terme consiste en la pondération entre un encouragement des possibilités de négoce à court terme (pour ceci, des prix bas pour les capacités à court terme seraient favorables) et la compensation des gestionnaires de réseaux pour l'incertitude des réservations futurs et sur les risques liés au taux d'utilisation des capacités (- le risque que les capacités seront seulement réservés à certains moments mais resteront inutilisés pendant d'autres périodes).
- **La flexibilité fournie par des clients bicom bustibles joue un rôle important dans la prévention des congestions et devrait être préservée** – Les possibilités fondamentales d'intégration de la flexibilité (pour le réseau) sont
 - l'incitation des clients bicom bustibles (ou de leurs fournisseurs) à acheter des capacités interruptibles ; ou
 - l'achat de la flexibilité par le gestionnaire de réseau (sous la forme de mesures basées sur le marché ou d'énergie de réglage locale).

L'avantage principale de la deuxième possibilité est que les clients bicom bustibles peuvent offrir leur flexibilité de manière à refléter leurs coûts individuels relatifs au changement de combustible. Par contre, la première possibilité est recommandable dans le cas où il y aurait peu de fournisseurs de flexibilité et donc un risque de pouvoir de marché. En fin de compte, la question d'incitation de la flexibilité de la demande est étroitement liée avec

l'organisation du marché d'énergie de réglage et la structure attendue sur ce marché.

- **Traitement prioritaire des engagements de flux de charge ou des capacités attribuables à titre restreint** – Les gestionnaires de réseau ont essentiellement les possibilités suivantes pour éviter des congestions (physiques) et pour augmenter la quantité des capacités fermes et librement attribuables :
 - l'achat d'engagements de flux de charge ;
 - le développement des réseaux ;
 - l'offre des capacités attribuables à titre restreint.

La pondération entre les différentes mesures pour la prévention des congestions physiques est d'un premier lieu semblable à la pondération entre les différentes possibilités d'intégrer la flexibilité des clients bicom bustibles : l'achat des engagements des flux de charge permet de prendre en compte les coûts individuels des clients du réseau mais comporte le risque de pouvoir de marché dans le cas où il y a peu de prestataires. L'offre des capacités attribuables à titre restreint comporte un risque de pouvoir de marché acceptable mais ne permet pas de prendre en compte la différente mesure dans laquelle les utilisateurs du réseau sont disposés à payer pour des capacités attribuables à titre restreint.

Un autre avantage des engagements de flux de charge est qu'ils donnent un plus haut niveau de sécurité sur les flux de charge effectifs que l'offre de capacités attribuables à titre restreint. En outre, si une situation de congestion est seulement attendue dans peu d'heures pendant une année, l'achat d'un engagement de flux de charge pour cette situation spécifique peut déjà permettre d'alléger le réseau de manière ciblée. Dans ce cas-là, il ne serait pas nécessaire de restreindre les possibilités de négoce des utilisateurs du réseau de façon permanente par des capacités attribuables à titre restreint et de diminuer de cette manière la liquidité au point virtuel d'échanges de gaz.

- **Dans un marché gazier concurrentiel, l'attribution des capacités vise à permettre tous les acteurs du marché d'accéder le réseau d'une manière non discriminatoire** – Pour assurer un accès aux capacités de transport de manière non-discriminatoire, transparente et basée sur des mécanismes de marché, il est recommandable que l'attribution des capacités aux points d'interconnexion transfrontaliers se fasse par le biais d'enchères. De plus, les capacités aux points d'interconnexion devraient être attribuées par le biais d'une plate-forme centrale accessibles sur l'internet. Afin de prévenir l'accumulation des capacités, des obligations d'utilisation sous peine de perte définitive (« Use-it-or-lose-it ») ainsi qu'une possibilité d'attribution secondaire de capacités devraient être introduits. Pour assurer qu'un marché secondaire fonctionne bien, l'obligation de nomination devrait être transférée au nouveau propriétaire de la capacité. De plus, il est important de ne pas créer des dispositions relatives à l'échéance des capacités négociées sur le marché secondaire.

- **Introduire une commercialisation agrégée de capacités aux points transfrontaliers et examiner des régions potentielles pour une agrégation des zones de réservation** – Pour faciliter le négoce de gaz, le code de réseau européen CAM prescrit l'introduction d'une commercialisation agrégée des capacités disponibles aux points d'interconnexion internationaux. De plus, les gestionnaires de réseau doivent analyser et – si possible – à introduire des possibilités de réduction de points d'interconnexion qui peuvent être réservés en agréant des points d'interconnexion dans des zones. Ces points d'interconnexion peuvent aussi être situés dans des réseaux différents. Dans le but de soutenir le négoce européen du gaz, nous préconisons pour la Suisse d'introduire la commercialisation agrégée des capacités disponibles aux points transfrontaliers du gazoduc de transit. Pour faciliter l'accès du marché suisse, nous recommandons d'examiner l'introduction d'une agrégation des petits points transfrontaliers régionaux dans la région de Bâle ainsi que dans la Suisse romande en des zones de réservations uniques. Ainsi, l'effort de réservation et l'opération au niveau de ces points transfrontaliers pourrait être réduit pour les négociants. De plus, les gestionnaires de réseau des deux côtés de la frontière pourraient ainsi optimiser l'opération des points d'interconnexions physiques selon leurs besoins.

Rôles de marché et processus

- **Définir les rôles de marché d'une manière spécifique pour la Suisse en s'appuyant sur les modèles de processus européens** – Pour la représentation des processus, nous recourons aux rôles de marché définis dans le contexte européen et les interprétons spécifiquement pour la Suisse. Le rôle déterminant pour la mise en pratique des processus dans le système entrée-sortie est le rôle du gestionnaire du réseau de transport. Pour la Suisse - et dans le cas du modèle City Gate -, nous interprétons ce rôle dans un sens élargi : dans ce cas, le rôle de gestionnaire de réseau de transport inclut aussi le rôle de gestionnaire de réseau régional. Dans le modèle City Gate, nous introduisons le rôle du coordinateur de zone de marché, lequel coordonne la réservation des capacités. A ce rôle est associée la responsabilité pour tous les gestionnaires de réseau de transport (gazoduc de transit et gestionnaires de réseau régional) de déterminer et de coordonner les capacités techniques disponibles dans le système entrée-sortie dans la version City Gate. De plus, ce rôle commercialise les capacités aux points d'entrée et de sortie et soutient les processus de changements de fournisseurs aux points de sortie dans le modèle City Gate.

Pour le modèle de l'intégration verticale complète, nous ne considérons pas le rôle du coordinateur de la zone de marché comme un rôle absolument nécessaire. Dans ce modèle, les points d'entrée sont gérés et déterminés par les gestionnaires de réseau de transport aux points transfrontaliers. La détermination des points d'entrée se fait sur la base des demandes de capacités provenant des gestionnaires des réseaux régionaux et locaux en aval. Pour le modèle de l'intégration verticale complète, l'industrie gazière doit développer un modèle de détermination du besoin de capacités pour la réservation et l'attribution des capacités dans le système.

- **Les processus devraient être configurés de manière non-discriminatoire pour tous les acteurs de marché** – Des processus de marché définis et standardisés établissent d'un côté les conditions cadres pour tous les acteurs de marché, et de l'autre côté supportent d'autres acteurs dans le marché gazier dans la configuration de leurs processus internes. Un processus qui est déterminant pour le succès d'une ouverture de marché est un processus de changement de fournisseur pour les clients finaux simple et sans complications. A cet égard, les détails du modèle d'accès du réseau à 3 contrats (City Gate) sont fondamentalement distingués du modèle d'accès du réseau à 2 contrats (intégration verticalement complète). Dans le modèle City Gate, le processus de changement de fournisseur nécessite de convenir et coordonner non seulement le soutirage chez le gestionnaire de réseau mais aussi les capacités en sortie du système entrée-sortie. Cette coordination soit se faire non seulement par rapport à la valeur des quantités en jeu mais aussi de manière temporelle. Dans ce cas, des processus de changement de fournisseurs non-coordonnés comportent le risque d'une discrimination du nouveau fournisseur, par exemple par des capacités de sortie bloqués en sortie du système entrée-sortie. Un transfert des capacités spécifiquement nécessaires de l'ancien au nouveau fournisseur selon le « principe du sac à dos » et une organisation processuelle adéquate sont ici nécessaires. Par contre, dans un modèle d'intégration verticale complète, un processus de changement de fournisseur peut être mis en pratique uniquement entre le fournisseur et le gestionnaire du réseau ou se situe le point de soutirage. Ce modèle comporte moins de risques de discrimination, pour autant que le gestionnaire de réseau agisse de manière indépendante par rapport du domaine de distribution de l'entreprise gazière intégré et pour autant que les mêmes conditions cadres contractuelles et exigences s'appliquent à tous les clients du réseau. Pour ceci, il faut créer les mêmes conditions de marché (par exemple différenciation des clients avec profil de courbe de charge normalisé ou aux clients avec systèmes de mesures de la courbe de charge sur la base de valeurs seuils, accès aux données de charge historiques, même tarification pour les rémunérations relatives au réseau) pour tous les clients finaux éligibles.

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 2016-2019 aufzunehmen. Das BFE ist damit betraut, die anfallenden regulatorischen und wettbewerblichen, sowie die Versorgungssicherheit betreffenden Fragestellungen inhaltlich mit Hilfe externer Gutachten, vorzubereiten. Im Jahr 2015 hat das BFE daher in verschiedenen Losen entsprechende Expertisen eingeholt. 2016 wurden Folgestudien mit dem Ziel der Vertiefung der Untersuchungen aus 2015 in Auftrag gegeben.

Der vorliegende Bericht stellt die Ergebnisse der Folge-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)¹ Details regelt. Aktuell wird eine zweite Vereinbarung als Weiterentwicklung der VV1 erarbeitet (VV2), die mit der Einführung von neuen Marktregeln (MACH 2) für den Herbst 2017 u.a. die Einführung eines Entry-Exit-Systems vorsieht.

1.2 Zielsetzung

Ziel der vorangehenden Studie zum Gasnetzzugang I in 2015 war es, Grundlagen für die Erarbeitung eines Gesetzentwurfs zur Festlegung der (regulatorischen) Rahmenbedingungen für den Schweizer Gasmarkt zu schaffen.

¹ Vereinbarung über den Netzzugang bei Erdgas vom 19.06.2012

Kern der Aufgabenstellung war dabei, den Handlungsbedarf zur zukünftigen möglichen gesetzlichen Regelung des Gas-Netzzugangs zu bestimmen.

Die Folgestudie zum Thema Netzzugang II (Los 3) dient der Vertiefung und Komplementierung der im ersten Projekt erarbeiteten Grundlagen. Dieses Folgeprojekt sollte, entlang der im ersten Projekt abgesteckten Rahmenbedingungen und dem Input relevanter Informationen aus anderen Teilprojekten auf Basis der dort festgelegten Prioritäten (z.B. Umsetzungsaufwand vs. Förderung Wettbewerb), einen Umsetzungsentwurf detailliert konkretisieren.

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:

- In **Abschnitt 2** untersuchen wir die Frage der vertikalen Ausgestaltung des Entry-Exit-Systems vertieft (City-Gate-Lösung vs. Vollständige vertikale Integration);
- In **Abschnitt 3** behandeln wir Fragen zur räumlichen Ausgestaltung des Entry-Exit-Systems;
- In **Abschnitt 4** thematisieren wir Aspekte im Bereich Kapazitätsbemessung und Kapazitätsvergabe; und
- In **Abschnitt 5** stellen wir dar, welche Marktrollen und Prozesse im Bereich des Gasnetzzugangs bestehen und welche Prozesse für die Gesetzgebung bei der Einführung eines Entry-Exit-Systems relevant sind.

2 CITY-GATE-MODELL VS. VOLLSTÄNDIGE VERTIKALE INTEGRATION

Eine wichtige Ausgestaltungsdimension eines EES bezieht sich auf die vertikale Grenze des EES, also auf die Frage, wie weit das EES in vertikaler Ebene entlang der Lieferkette zum Endkunden reicht. Zwei grundsätzliche Optionen hierbei sind zum einen die City-Gate-Lösung und zum anderen eine vollständige vertikale Integration²:

- **Bei einer City-Gate-Lösung umfasst das EES nur regionale Transportnetze und endet bei der Einspeisung in die lokalen Verteilnetze** - Die City-Gate-Lösung 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 (3-Vertragsmodell).
- **Bei einer vollständigen vertikalen Integration umfasst das EES 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 (2-Vertragsmodell).

In der Gasnetzzugangsstudie I 2015 haben wir diese zwei Optionen bereits grob skizziert und die entsprechenden Vor- und Nachteile der Optionen diskutiert. In diesem Abschnitt vertiefen wir diese Diskussion wie folgt:

- In **Abschnitt 2.1** geben wir einen detaillierten Überblick über die Ausgestaltungsoptionen und die damit verbundenen Vor- und Nachteile; und
- In **Abschnitt 2.2** stellen wir die Marktrollen-Modelle der beiden Optionen dar.

2.1 Bewertung der Ausgestaltungsoptionen

Bei der Ausgestaltung der vertikalen Grenze des EES stellt sich zunächst die Frage, ob eine City-Gate-Lösung oder eine vollständige vertikale Integration gewählt werden soll. Wird eine Entscheidung für eine City-Gate-Lösung getroffen, so stellen sich weitere Fragen bezüglich der konkreten Ausgestaltung der City-Gate-Lösung. Im Folgenden stellen wir zunächst grundsätzliche Unterschiede sowie Vor- und Nachteile zwischen City-Gate-Lösung und vollständiger vertikaler Integration dar und gehen dann auf spezifische Ausgestaltungsmöglichkeiten der City-Gate-Lösung ein.

² Vergleiche Frontier/E-Bridge (2015), Abschnitt 3.4.

2.1.1 City-Gate-Lösung vs. vollständige vertikale Integration – grundsätzliche Unterschiede

Die Wahl der vertikalen Grenze eines EES hat im Wesentlichen folgende Auswirkungen:

- **Die Wahl der vertikalen Grenze beeinflusst die Aufgabenverteilung zwischen Netzbetreibern und Händlern/Versorgern** – Im City-Gate-Modell obliegt die Bewirtschaftung der Exit-Kapazitäten aus dem Regionalnetz, die Organisation des Transports durch das jeweilige Verteilnetz zum Endkunden dem jeweiligen (marktberechtigten) Endkunden bzw. dessen Lieferanten, sowie dem Lieferanten der aggregierten nicht marktberechtigten Endverbraucher. Bei einer vollständigen vertikalen Integration werden die Kapazitätsbuchungen (zwischen regionalem Transportnetz und lokalem Verteilnetz) für alle Kunden in einem Verteilnetz dagegen gebündelt vom Verteilnetzbetreiber beim vorgelagerten Netzbetreiber durchgeführt – aus Sicht des Lieferanten entfällt daher eine Buchung im Vergleich zur City-Gate-Lösung. Auf diese unterschiedliche Aufgabenverteilung gehen wir auch in **Abschnitt 2.2** näher ein.
- **Durch die unterschiedliche Aufgabenverteilung in beiden Modellen werden auch Transaktionskosten in beiden Modellen unterschiedlich verteilt** – Beim City-Gate-Modell trägt ein Endkunde, der seinen Lieferanten wechselt (bzw. der Lieferant selbst), die mit dem Lieferantenwechselprozess verbundenen Transaktionskosten (welche durch den zusätzlich abzuschließenden Transportvertrag mit dem lokalen Verteilnetzbetreiber entstehen), sowie vor allem im Anschluss die „Bewirtschaftungskosten“ durch die notwendigen Buchungen und Nominierungen am City-Gate und im Verteilnetz. Bei einer vollständigen vertikalen Integration fallen dagegen entsprechende Transaktionskosten beim VNB an und werden zwischen allen Kunden sozialisiert
- **Die Einführung eines vollständig vertikal integrierten EES würde zu (einmalig anfallenden) Umsetzungskosten bei den Verteilnetzbetreibern führen** – Der Umsetzungsaufwand bestünde letztlich darin, dass alle im EES integrierten Verteilnetze entsprechende Kapazitätsbewirtschaftung, Buchungsprozesse und letztendlich eine Kommunikation mit Marktakteuren 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 Umsetzungsaufwand ist ggf. substantiell, da es in der Schweiz sehr viele zum Teil kleine Verteilnetze gibt.

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 sowieso, so dass der inkrementelle Aufwand der Umsetzung eines umfänglichen EES nur gering wäre.

- **Die Wahl der vertikalen Grenze beeinflusst wie Verschachtelungseffekte zwischen Marktakteuren verteilt werden** – Die Nachfrage von unterschiedlichen Kunden im Verteilnetz ist nicht perfekt miteinander

korreliert. Besonders große Unterschiede bestehen zwischen den Lastverläufen von Industrie- und Haushaltskunden, aber auch innerhalb dieser Kundengruppen sind individuelle Lastgänge nicht perfekt miteinander korreliert.

Wird daher die Kapazitätsbuchung durch den Verteilnetzbetreiber für das Verteilnetz gebündelt und zentralisiert durchgeführt (wie es bei einer vollständigen vertikalen Integration der Fall wäre), so würden diese Ausgleichs- (oder Verschachtelungs-) effekte bei der Buchung vollständig (auf Netzebene) berücksichtigt: Insgesamt würde weniger Kapazität gebucht, als in Summe bei individuellen Kapazitätsbuchungen (ohne Berücksichtigung der Verschachtelungseffekte) gebucht werden müsste. Im Fall der vollständigen vertikalen Integration würde dieser Nutzen der gebündelten Buchung (genauso wie der Aufwand der Buchung) zwischen allen Netznutzern sozialisiert, da für alle Netznutzer anteilig eine geringere Kapazität gebucht werden muss als bei einer isolierten Buchung für jeden einzelnen Kunden.

Bei einer City-Gate-Lösung können dagegen – je nach konkreter Ausgestaltung, siehe dazu im Folgenden – unterschiedliche Lieferanten je nach Kundenportfolio in einem unterschiedlich hohen Ausmaß von Verschachtelungseffekten profitieren.³ Hierdurch können wettbewerbsverzerrende Effekte entstehen. Zudem werden auch insgesamt geringere Verschachtelungseffekte berücksichtigt, da nicht mehr alle Ausgleichseffekte zwischen allen Kunden in einem Verteilnetz, sondern jeweils nur zwischen den Kunden eines Lieferanten, berücksichtigt werden. Hierdurch kann es zu kontraktuellen Engpässen am City-Gate kommen (siehe hierzu **Abschnitt 2.1.2**).

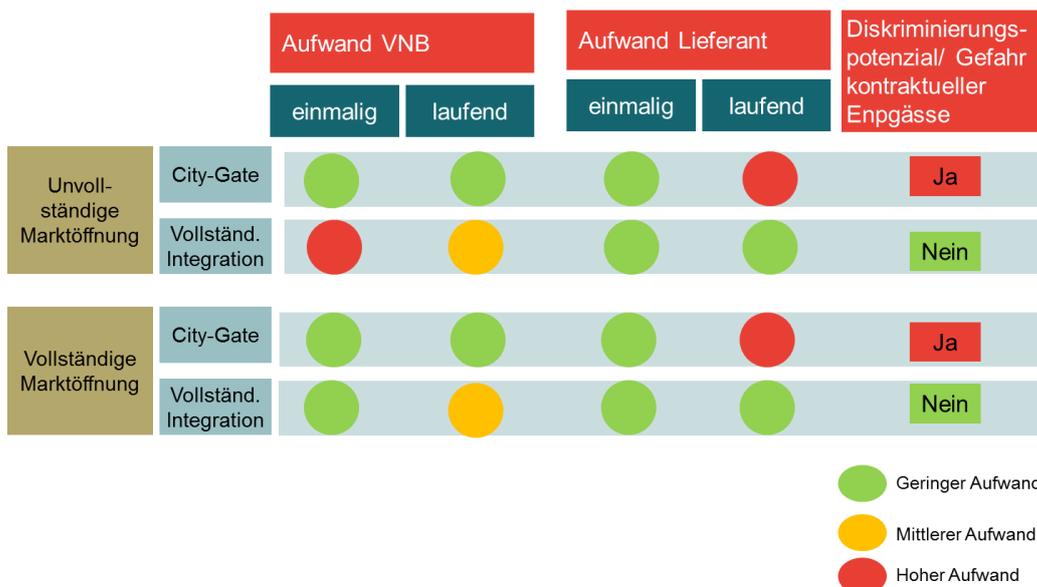
Zusammenfassend stellt sich der Trade-off zwischen City-Gate-Modell und vollständiger vertikaler Integration insbesondere zwischen einer Zentralisierung der Buchungen am Exit in die nachgelagerten Netze und damit einer Sozialisierung von Kosten (durch Aufwand beim VNB) und Nutzen (durch gemeinschaftliche Nutzung der Portfolioeffekte) einerseits, und einer City-Gate-Lösung mit geringerem (einmaligen) Umsetzungsaufwand, jedoch potentiellen Herausforderungen bei der Verteilung von Verschachtelungseffekten, sowie bei der Bewirtschaftung von Engpässen am City-Gate.

Abbildung 1 stellt diese Überlegungen grafisch dar: Bei der City-Gate-Lösung liegt der Buchungsaufwand beim Lieferant (laufend hoher Aufwand), während der Aufwand bei der vollständigen Integration auf den VNB übertragen wird, der die Buchungen gebündelt durchführt (somit entsteht durch die Bündelung der Buchungen auch insgesamt ein geringerer Aufwand als in Summe bei den einzelnen Lieferanten). Bei einer unvollständigen Marktöffnung wäre dies voraussichtlich mit relativ hohen einmaligen Umstellungskosten verbunden, da entsprechende Prozesse und IT-Infrastrukturen erst aufgebaut werden müssten. Sofern eine vollständige Marktöffnung durchgeführt wird, wäre der inkrementelle Aufwand dieser Umsetzung aber vermutlich nur gering (siehe oben). Eine City-

³ Die Verschachtelungseffekte, die ein Lieferant (im Fall, dass eine verschachtelte Buchung zugelassen ist) berücksichtigen kann, sind dabei umso höher, je diversifizierter sein Kundenportfolio bezüglich der Lastkorrelationen der einzelnen Kunden ist. Lieferanten mit Zweistoffkunden im Portfolio könnten auch die Flexibilität von Zweistoffkunden bei der Verschachtelung berücksichtigen.

Gate-Lösung birgt zudem Herausforderungen durch Diskriminierungspotenziale und Gefahren kontraktueller Engpässe. Hierauf gehen wir im Folgenden vertieft ein.

Abbildung 1. Aufwand von City-Gate-Lösung vs. vollständiger vertikaler Integration in Abhängigkeit vom Grad der Marktöffnung und mit den Optionen verbundene Herausforderungen⁴



Quelle: Frontier/E-bridge/4M

2.1.2 Ausgestaltungsoptionen einer City-Gate-Lösung

Bei der Ausgestaltung einer City-Gate-Lösung sind folgende zwei Herausforderungen zu bewältigen, die jedoch in engem Zusammenhang zueinanderstehen:

1. Wie kann ein diskriminierungsfreier Wettbewerb sichergestellt werden?
2. Wie können kontraktuelle Engpässe am City-Gate vermieden werden?

Für einen diskriminierungsfreien Wettbewerb wäre es erforderlich, dass Lieferanten keine Wettbewerbsvorteile (bzw. Nachteile) durch unterschiedlich hohe Verschachtelungseffekte je nach Größe und Zusammensetzung ihres Kundenportfolios haben. Hierfür gibt es theoretisch zwei Lösungsansätze:

- Potenzielle Wettbewerbsvor- oder Nachteile können zum einen dadurch eliminiert werden, dass bei Buchungen überhaupt keine Verschachtelungseffekte berücksichtigt werden können.
- Zum anderen kann man versuchen, die Vorteile der Verschachtelungseffekte zwischen den Lieferanten umzuverteilen.

⁴ Ein integriertes Unternehmen wäre sowohl mit dem Aufwand des VNBs (für den Geschäftsbereich des Netzbetriebs), als auch mit dem Aufwand des Lieferanten (für den Geschäftsbereich Vertrieb) konfrontiert.

Zudem ist es für einen diskriminierungsfreien Wettbewerb erforderlich, dass beim Lieferantenwechsel das sog. Rucksack-Prinzip⁵ angewendet werden kann. Gemäß dem Rucksack-Prinzip kann der Kunde beim Lieferantenwechsel „seine“ Kapazität zum neuen Lieferanten mitnehmen. Wie unten weiter ausgeführt, kann das Rucksack-Prinzip bei der City-Gate-Lösung vor allem dann angewendet werden, wenn es keine signifikanten Verschachtelungseffekte gibt.

Für eine Vermeidung von kontraktuellen Engpässen (also einer Situation, in der die Nachfrage nach Kapazitätsbuchungen höher ist, als die verfügbare buchbare Kapazität) ist es dagegen hilfreich, wenn Verschachtelungseffekte in möglichst hohem Ausmaß bei den Kapazitätsbuchungen berücksichtigt werden, da ansonsten u.U. nicht alle Buchungen berücksichtigt werden können (trotz physisch, aufgrund von Verschachtelungseffekten, verfügbaren Kapazität) und es somit zu Behinderungen im Netzzugang kommt.

Zwischen den Zielen, einen diskriminierungsfreien Wettbewerb zu ermöglichen und kontraktuelle Engpässe zu vermeiden, besteht folglich ein Trade-off: Um das erste Ziel (diskriminierungsfreier Wettbewerb) zu erreichen wäre es hilfreich, wenn Verschachtelungseffekte möglichst keine Berücksichtigung finden. Für das zweite Ziel (Vermeidung kontraktueller Engpässe) ist es notwendig, Verschachtelungseffekte bei den Buchungen zu berücksichtigen.

Im Folgenden stellen wir dar, wie verschiedene Ausgestaltungsoptionen für die City-Gate-Lösung mit diesem Trade-off umgehen und diskutieren, unter welchen Umständen welche Option empfehlenswert wäre.

City-Gate-Grundmodell ohne weitere Ausgestaltung

Ohne weiteren Eingriff bzw. weitere Ausgestaltung des City-Gate-Modells könnten Lieferanten/Händler umso höhere Verschachtelungseffekte generieren, je größer und je diversifizierter ihr Kundenportfolio ist. Hiermit haben angestammte Lieferanten immer einen Wettbewerbsvorteil gegenüber neuen Lieferanten, die sich erst einen Kundenstamm aufbauen.

In einer Situation mit unvollständiger Marktöffnung besteht zudem das Problem, dass der angestammte Lieferant alle nicht-wechselberechtigten Kunden in seinem Portfolio hat und daher Verschachtelungseffekte zwischen nicht-wechselberechtigten und wechselberechtigten Kunden generieren kann.

Zudem wäre in diesem Modell unklar, wie das Rucksack-Prinzip umgesetzt werden kann: Ein Lieferantenwechsel ist nur möglich, wenn der neue Lieferant auch die erforderliche Kapazität erwerben kann, um den wechselwilligen Kunden zu beliefern. Gemäß dem Rucksack-Prinzip könnte der Kunde diese Kapazität beim Wechsel von seinem alten zu seinem neuen Lieferanten mitnehmen.⁶

⁵ In der (deutschen) Gasnetzzugangsverordnung ist das Rucksack-Prinzip wie folgt definiert: „Bei einem Wechsel des Lieferanten kann der neue Lieferant vom bisherigen Lieferanten die Übertragung der für die Versorgung des Kunden erforderlichen, vom bisherigen Lieferanten gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten verlangen, wenn ihm die Versorgung des Kunden entsprechend der von ihm eingegangenen Lieferverpflichtung ansonsten nicht möglich ist und er dies gegenüber dem bisherigen Lieferanten begründet. Als erforderlich gilt die vom Kunden abgenommene Höchstmenge des vorangegangenen Abnahmehjahres, soweit eine entsprechende Höchstabnahmemenge auch weiterhin zu vermuten ist.“ (GasNZV, §42)

⁶ Das Rucksack-Prinzip ist nicht nur bei Lastgangmessung, sondern auch anhand von Standardlastprofilen möglich.

Werden bei den Kapazitätsbuchungen Verschachtelungseffekte berücksichtigt, ist jedoch unklar, wie diese bei der Kapazitätsübertragung zu berücksichtigen wären: Nehmen wir an, dass bei einer Einzelbuchung für die Belieferung des Kunden eine Kapazität in Höhe von 10 benötigt würde. Der angestammte Lieferant hat jedoch fünf Kunden und bucht insgesamt unter Berücksichtigung von Verschachtelungseffekten eine Kapazität in Höhe von 45. Überträgt er bei einem Lieferantenwechsel 9 Kapazitätseinheiten an den neuen Lieferanten, so kann dieser den Kunden bei einer Einzelbuchung nicht beliefern. Werden dagegen 10 Kapazitätseinheiten übertragen, so kann der ursprüngliche Lieferant seine anderen vier Kunden ggf. nicht weiter beliefern.

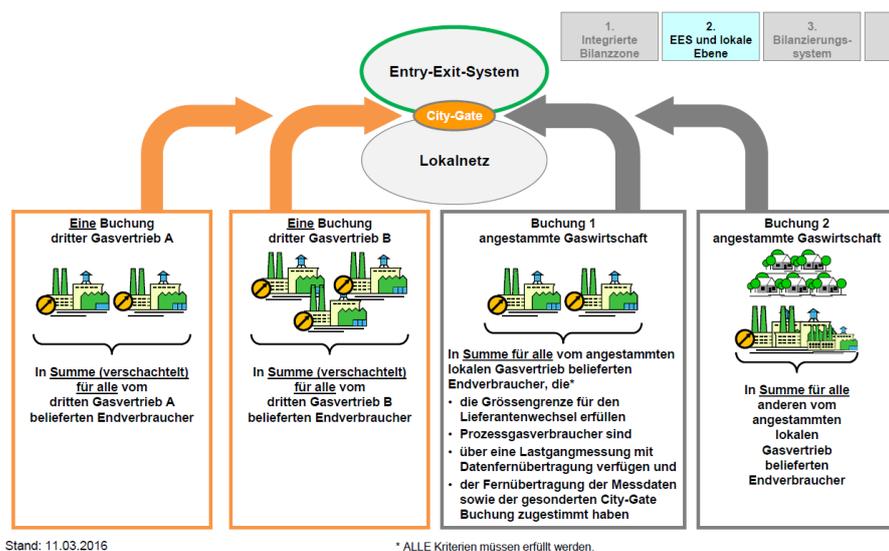
Das Grundmodell der City-Gate-Lösung, ohne weitere Ausgestaltung, ist folglich weder bei partieller noch bei vollständiger Marktöffnung empfehlenswert, da es auf zweifache Weise zu Wettbewerbsverzerrungen führt: einmal direkt durch die Verschachtelungseffekte und einmal durch eine fehlende Umsetzbarkeit des Rucksack-Prinzips, welches für funktionierende Lieferantenwechsel jedoch essentiell ist.

Mach 2 Vorschlag

Der Mach 2 Vorschlag (Stand März 2016) sieht vor, dass zwei Buchungen für die „angestammte Gaswirtschaft“ durchgeführt werden, während Drittlieferanten jeweils eine Summenbuchung für alle von ihnen belieferten Kunden durchführen (**Abbildung 2**). Die „Buchung 1“ für die angestammte Gaswirtschaft umfasst in diesem Vorschlag alle wechselberechtigten Endverbraucher, die vom angestammten lokalen Gasvertrieb beliefert werden, sofern diese „der gesonderten City-Gate-Buchung zugestimmt haben“. „Buchung 2“ umfasst alle anderen vom angestammten Gasvertrieb belieferten Kunden – d.h. einerseits die nicht-wechselberechtigten Kunden, aber andererseits auch diejenigen wechselberechtigten Kunden, die der gesonderten City-Gate-Buchung nicht zugestimmt haben. Folglich kann der angestammte Lieferant in diesem Modell auch von Verschachtelungseffekten zwischen wechselberechtigten und nicht-wechselberechtigten Kunden profitieren (sofern nicht alle wechselberechtigten Kunden der gesonderten City-Gate-Buchung zustimmen) und hat somit einen inhärenten Wettbewerbsvorteil gegenüber Drittlieferanten.

Zusätzlich zu dem Problem der Verschachtelungseffekte zwischen wechselberechtigten und nicht-wechselberechtigten Kunden gilt in diesem Modell auch allgemein, dass Lieferanten/Händler umso höhere Verschachtelungseffekte generieren können, je größer und je diversifizierter ihr Kundenportfolio ist. Angestammte Lieferanten haben folglich immer einen Wettbewerbsvorteil gegenüber neuen Lieferanten, die sich erst einen Kundenstamm aufbauen. Ebenso ist auch in diesem Modell, aufgrund der Berücksichtigung von Verschachtelungseffekten, unklar, wie ein Rucksack-Prinzip umgesetzt werden könnte (siehe oben).

Abbildung 2. Vorschlag zur Ausgestaltung des City-Gate-Modells



Quelle: Mach 2 Gas – Überblick über das neue Marktmodell – März 2016

Einzelbuchungsmodell (keine Berücksichtigung von Verschachtelungseffekten bei wechselberechtigten Kunden)

Diskriminierungspotenziale würden vollständig eliminiert, wenn jeder Lieferant für jeden (wechselberechtigten) Endkunden eine einzelne Kapazitätsbuchung durchführen muss und folglich keinerlei Verschachtelungseffekte berücksichtigt werden. Dieser Ansatz birgt jedoch die Gefahr von kontraktuellen Engpässen: Ohne Berücksichtigung von Verschachtelungseffekten wird insgesamt mehr Kapazität gebucht, als tatsächlich benötigt wird. Je nachdem, wie groß die physischen Kapazitäten an den City-Gates sind und je nachdem, wie hoch die Verschachtelungseffekte wären, kann es folglich zu kontraktuellen Engpässen am City-Gate kommen (und folglich dazu, dass eine Nachfrage nach Kapazitäten nicht gedeckt werden kann).

Eine theoretische Möglichkeit, mit solchen kontraktuellen Engpässen umzugehen, wäre, höhere vertragliche Kapazitäten am City-Gate auszuweisen als physisch verfügbar sind (also Überbuchungen zuzulassen). Auch dies birgt in der Praxis jedoch Herausforderungen: Laut Aussagen des VSG gibt es aktuell keine nennenswerten physischen Engpässe im schweizerischen Gasnetz, weil Zweistoffkunden endkundenseitig entsprechend Flexibilität bereitstellen. Wenn daher am City-Gate entsprechend hohe Kapazitätsbuchungen ermöglicht werden (und kontraktuell entsprechend dem Kunden keine Engpässe signalisiert werden), stellt sich die Frage welchen Anreiz Zweistoffkunden zukünftig hätten, dem Gassystem Flexibilität bereitzustellen. Wie wir in **Abschnitt 4.1.1** näher ausführen, besteht eine Möglichkeit, die Flexibilität von Zweistoffkunden zu erhalten, darin, Zweistoffkunden (bzw. deren Lieferanten) einen Anreiz zu bieten, unterbrechbare Kapazitäten zu buchen oder die Flexibilität dem Netzbetreiber anzubieten.

Trotz der Gefahr der kontraktuellen Engpässen erscheint diese Ausgestaltungsoption empfehlenswert, solange es wenige wechselberechtigte

Kunden gibt: In diesem Fall würden Verschachtelungseffekte bei einem Großteil der Kunden (nämlich den nicht-wechselberechtigten Kunden) berücksichtigt und nur bei wenigen Kunden durch die Einzelbuchungen vernachlässigt. Daher wäre in diesem Fall die Gefahr von kontraktuellen Engpässen entsprechend klein.

Bei einer Entwicklung hin zu einer vollständigen Marktöffnung wäre diese Ausgestaltungsoption dagegen vermutlich als weniger vorteilhaft einzustufen (da in diesem Fall die Gefahr von kontraktuellen Engpässen sehr hoch wäre).

IGE-Vorschlag

Der IGE schlägt eine Ausgestaltung des City-Gates in der Form vor, dass die *„totalen Verschachtelungseffekte eines Entry's und Exits [werden] allen Endverbrauchern mittels eines berechneten Verschachtelungsfaktors in gleichem Masse weitergegeben“* werden.⁷

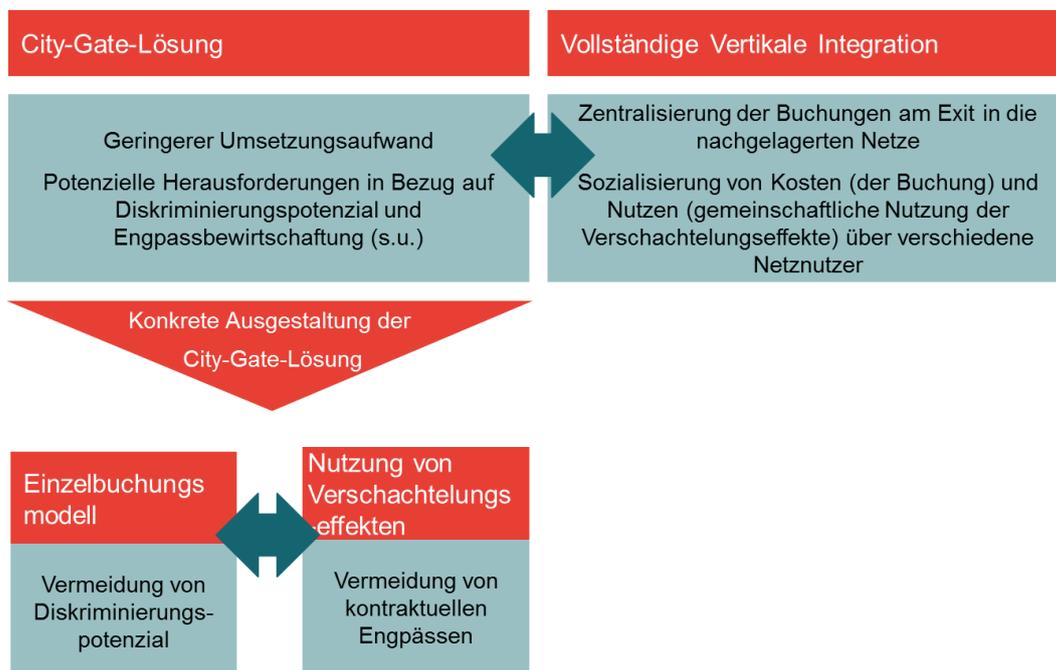
Abbildung 3 skizziert den IGE-Vorschlag für einen sogenannten „Verschachtelungsfaktor“ - bei dem es sich jedoch streng genommen nur um einen Lastfaktor handelt, der nach unserem Verständnis gar keine Informationen zu den Korrelationen der Kundenprofile hinter dem City-Gate liefern kann⁸. Wie im Einzelbuchungsmodell finden auch hier für die wechselberechtigten Kunden Einzelbuchungen ohne Berücksichtigung von Verschachtelungseffekten statt (Buchungen von A und B). Im Gegensatz zu der oben beschriebenen Option wird jedoch auch die Buchung für die wechselberechtigten Kunden ohne Berücksichtigung von Verschachtelungseffekten durchgeführt. Dieses Vorgehen würde mit hoher Wahrscheinlichkeit zu kontraktuellen Engpässen am City-Gate führen.

IGE schlägt zudem für die Kostenverrechnung der Buchungen vor, dass die Kapazitätsbuchungen der einzelnen Lieferanten mit dem sogenannten Verschachtelungsfaktor multipliziert werden. Der Faktor berechnet sich aus dem Verhältnis zwischen Jahresmenge und maximaler Stundenleistung eines Jahres am City-Gate und kann daher nur ex-post berechnet werden, oder über Durchschnittswerte mehrerer Jahre approximiert werden.

⁷ IGE, Foliensatz „Konsensmodell Lösung Industrie“, 23. März 2016

⁸ Dies illustriert ein einfaches Beispiel: So würde der sog. Verschachtelungsfaktor z.B. einen Wert von „1“ annehmen, wenn hinter dem City-Gate nur ein Industrieunternehmen mit 8760h-Bandlieferung läge und es gar keine Verschachtelungseffekte gäbe. Ebenso würde dieser sog. Verschachtelungsfaktor einen Wert von „1“ annehmen, wenn 2 Unternehmen mit der gleichen maximalen Last perfekt negativ korreliert sind und jeweils nur in 4380h Gas nachfragen.

Abbildung 4. Trade-offs zwischen unterschiedlichen vertikalen Ausgestaltungsoptionen des EES



Quelle: Frontier Economics/E-Bridge.

Bezüglich der Grundsatzentscheidung zwischen City-Gate-Lösung und vollständiger vertikaler Integration ist festzuhalten, dass beide Modelle gangbare Umsetzungswege für die Einführung eines schweizerischen EES sind. Für die City-Gate-Lösung spricht vor allem ein geringerer (einmaliger) Umsetzungsaufwand bei den VNB. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die inkrementellen Einführungskosten bei einer vollständigen vertikalen Integration vergleichsweise gering sind, wenn der Markt vollständig geöffnet wird und aus diesem Grund ebenso IT- und Prozess-Umstellungen beim VNB erfolgen müssen. Gegen die City-Gate-Lösung sprechen die damit verbundenen Herausforderungen in Bezug auf Diskriminierungspotenzial und Engpassbewirtschaftung. Diese Herausforderungen nehmen bei einer zunehmenden Marktöffnung zu: Auf der einen Seite steigt die Relevanz der Verschachtelungseffekte mit der Anzahl der marktberechtigten Kunden sowie mit dem Grad, mit dem die betroffenen Abnahmeprofile unkorreliert sind.⁹ Auf der anderen Seite wird es bei zunehmender Marktöffnung schwieriger, potenziell wettbewerbsverzerrende Wirkungen der Verschachtelungseffekte mit Hilfe der Einzelbuchungsmodelle zu umgehen, da in diesem Fall die Gefahr von kontraktuellen Engpässen ansteigt. Darüber hinaus wäre es bei einer zunehmenden Marktöffnung und damit potenziell einhergehender steigender

⁹ 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. Wie oben beschrieben sind insbesondere die Abnahmeprofile zwischen Industrie- und Haushaltskunden unkorreliert. Bei einer vollständigen Marktöffnung, bei der auch Haushaltskunden wechselberechtigt wären, wäre daher die Relevanz der Verschachtelungseffekte entsprechend hoch.

Anzahl von Akteuren vermutlich effizienter, den (laufenden) Transaktionsaufwand der Buchungen bei den VNB zu poolen, als jeweils eine große Anzahl von Lieferanten hiermit zu belasten.

Zusammenfassend wäre ein vollständig vertikal integriertes EES insbesondere dann empfehlenswert, wenn eine weite Marktöffnung für alle Gasverbraucher in der Schweiz früher oder später angestrebt wird. Zwar wäre auch eine City-Gate-Lösung mit einer vollständigen Marktöffnung kompatibel, allerdings wären in diesem Fall die Herausforderungen, die mit einer City-Gate-Lösung in Bezug auf Diskriminierungspotenzial und kontraktuelle Engpässe einhergehen, besonders groß. Gleichzeitig wären bei einer vollständigen Marktöffnung die zusätzlichen Umsetzungskosten der vollständigen vertikalen Integration vergleichsweise gering.

Wird eine City-Gate-Lösung gewählt, z.B. als pragmatischer Ansatz bei Einführung des EES und zunächst unvollständiger Marktöffnung, so stellt sich weiter die Frage, wie die City-Gate-Lösung im Detail ausgestaltet sein sollte. Wie **Abbildung 4** zeigt, besteht hierbei ein grundsätzlicher Trade-off zwischen der Vermeidung von Diskriminierungspotenzial, was effektiv über Einzelbuchungsmodelle erreicht wird, und dem Vermeiden von kontraktuellen Engpässen, was über eine möglichst umfängliche Nutzung von Verschachtelungseffekten erreicht wird. Bei einer unvollständigen Marktöffnung ist aus unserer Sicht ein Modell empfehlenswert, bei dem für wechselberechtigte Kunden Einzelbuchungen durchgeführt werden und für die Summe aller nicht-wechselberechtigten Kunden eine Buchung durchgeführt wird, bei der Verschachtelungseffekte zwischen diesen Kunden berücksichtigt werden. Hierdurch werden wettbewerbsverzerrende Effekte zwischen Lieferanten von wechselberechtigten Kunden vermieden und gleichzeitig wird durch die Summenbuchung für die nicht-wechselberechtigten Kunden die Gefahr von kontraktuellen Engpässen vermindert.

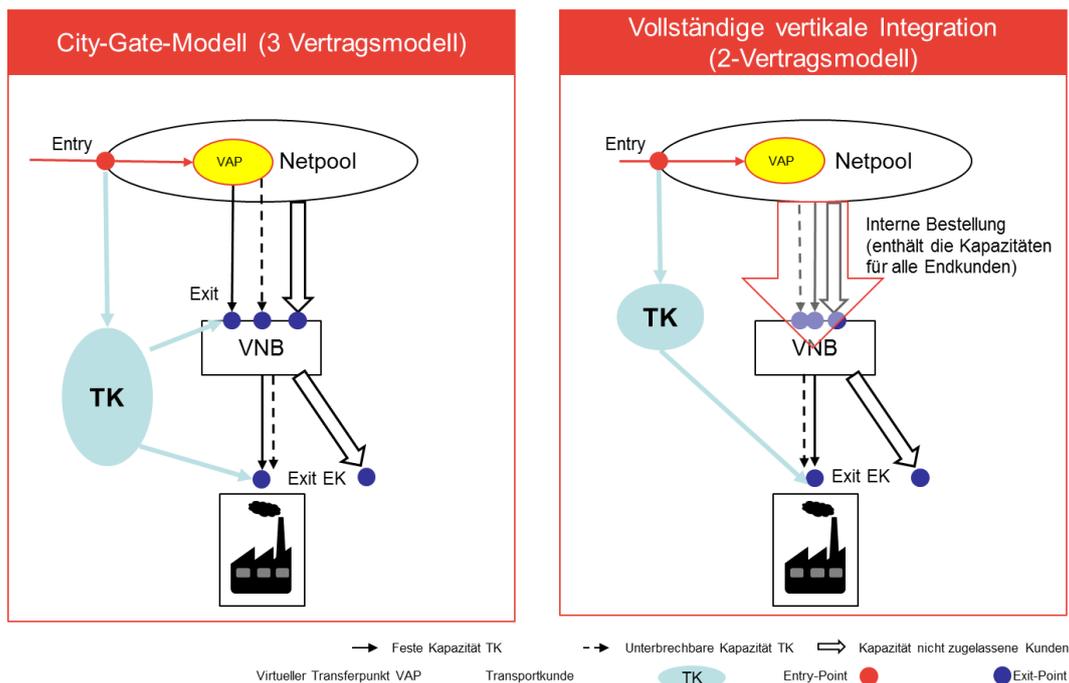
2.2 Markttrollen-Modelle der beiden Modelle

Für die weitere Darstellung der Modelle beschreiben wir die unterlegten Vertragsmodelle und die Markttrollen in den beiden Modellen.

Abbildung 5 zeigt das City-Gate-Modell, oder auch 3-Vertragsmodell genannt, im Vergleich zur vollständigen vertikalen Integration (2-Vertragsmodell).

In beiden Modellen ermöglicht ein Entry-Vertrag dem Transportkunden einen Transport von Gasmengen von einem Einspeisepunkt (Grenzübergangspunkt, ein Speicher oder eine Produktionsanlage (z.B. eine Biogasanlage) zum virtuellen Austauschpunkt (VAP)). An diesem Punkt können Gasmengen zwischen Handelsunternehmen und Lieferanten gehandelt und per „title transfer“ übergeben werden. Für den Handel am VAP ist ein Bilanzgruppenvertrag mit Netpool erforderlich. Um das übertragene Gas von VAP an einen Exit-Punkt des Entry-Exit-Systems zu transportieren wird der Abschluss eines Exit-Vertrags für den Transportkunden erforderlich.

Abbildung 5. City-Gate-Modell vs. vollständige vertikale Integration



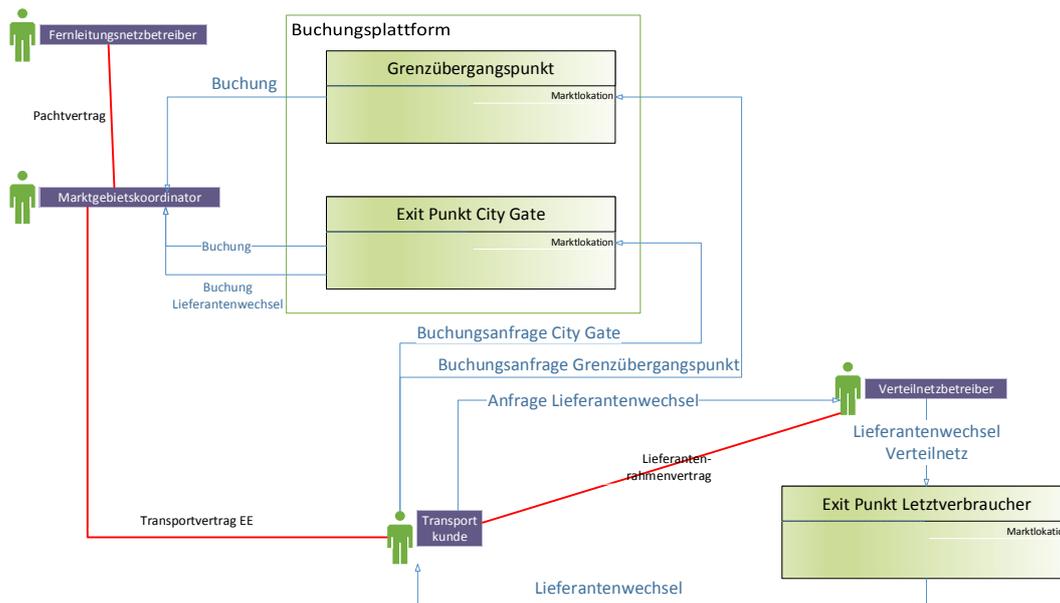
Quelle: Frontier/E-Bridge/4M

Im City-Gate-Modell schließt der Transportkunde einen Exit-Vertrag mit dem regionalen Fernleitungsnetzbetreiber oder dem Marktgebietskoordinator ab um die notwendige Ausspeisekapazität aus dem Bilanzierungsgebiet Netpool und den Zugang an das lokale Verteilnetz zu erhalten. Zusätzlich wird für die Versorgung der Abschluss eines Lieferantenrahmenvertrags mit dem lokalen Verteilnetzbetreiber erforderlich um über das lokale Verteilnetz die Möglichkeit zur Versorgung der Endkunden zu erhalten. In diesem Modell bucht jeder Transportkunde die für sein Kundenportfolio erforderlichen Kapazitäten am Exit-Punkt City-Gate. Verschachtelungseffekte und Engpässe am Exit-Punkt City-Gate können durch die Konkurrenz der Transportkunden auftreten und zu kontraktuellen Engpässen führen.

Im Gegensatz dazu entfällt im Zweivertragsmodell der vollständigen vertikalen Integration die Buchung eines Exit-Punktes City-Gate durch die Transportkunden. Für die Versorgung der Endkunden benötigen die Transportkunden nur den Lieferantenrahmenvertrag mit dem lokalen Verteilnetzbetreiber. Für die Versorgung des lokalen Verteilnetzes bucht der Verteilnetzbetreiber alle erforderlichen Kapazitäten (unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitseffekten und ggf. vorhanden lokalen Puffermöglichkeiten) mittels einer internen Bestellung beim vorgelagerten Fern- oder Verteilnetzbetreiber. Kontraktuelle Engpässe treten hier nicht auf, da der lokale Verteilnetzbetreiber die Nachfrage bündelt.

Nachfolgend beschreiben wir die Marktrollenmodelle für das Modell City-Gate und das Modell vollständige vertikale Integration.

Abbildung 6. Markttrollenmodell City-Gate



Quelle: E-Bridge/4M

Im Markttrollenmodell City-Gate erfolgt der Netzzugang auf zwei getrennten Ebenen. Für alle zugelassenen Kunden haben die Transportkunden sowohl auf der Ebene des EES-Systems als auch beim lokalen Verteilnetzbetreiber eine Netznutzung zu vereinbaren. Dies erfolgt im City-Gate-Modell über eine Kapazitätsbuchung auf einer Plattformlösung sowie im Verteilnetz durch Abschluss eines „Lieferantenrahmenvertrages“ mit dem Verteilnetzbetreiber und der Zuordnung der Lieferstelle zu diesem Rahmenvertrag. Für den Lieferantenwechsel hat sowohl eine Übertragung der Kapazitäten im lokalen Verteilnetz als auch am Exit-Punkt aus dem City-Gate abgestimmt zu erfolgen.

Um das System City-Gate in der Schweiz zu verwalten, hat die Schweizer Gaswirtschaft der „Netpool“ zu Verwaltung der Kapazitäten im Fernleitungsnetz eine neue Marktrolle als Aggregator der beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber vorgeschlagen. Im Folgenden benennen wir diese Marktrolle „Marktgebietskoordinator“. Die Rolle verwaltet die gesamten Entry- und Exit-Kapazitäten im Fernleitungsnetz der Schweiz zu den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern und stellt den Transportkunden Möglichkeiten zur Buchung von Transportkapazitäten sowohl vom Entry- /Exit-Punkt am Grenzübergabepunkt vom/zum VAP als auch zur Buchung von Exit-Kapazitäten am City-Gate vom VAP zur Verfügung. Hierzu hält der Marktgebietskoordinator eine Plattform zur Buchung der Kapazitäten durch die Transportkunden vor.¹⁰

¹⁰ Die Rolle Marktgebietskoordinator verwaltet und optimiert die Kapazitätsbilanz des Marktgebietes im Gegensatz zur Rolle des Marktgebietsverantwortlichen, welche für die Energiemengenbilanzierung des Marktgebietes und deren Ausgleich verantwortlich zeichnet (vgl. hierzu Abschnitt 5).

und kann je nach Ausprägung manuell für eine geringe Anzahl von zugelassenen Endkunden bis vollautomatisiert bei einer Zulassung aller Kunden zur freien Lieferantenauswahl ausgeprägt werden. Detailliert wird dieser Prozess im **Kapitel 5.1.3** beschrieben.

Der Zugang zum Marktgebiet Schweiz erfolgt in diesem Modell über eine Buchung einer Grenzübergangskapazität und dem Abschluss eines Transportvertrages mit dem anbietenden Fernleitungsnetzbetreiber über eine einzurichtende Buchungsplattform nach Zuteilung in einer Auktion. Auf die Einrichtung einer Plattform für die Buchung von Exit-Kapazitäten aus dem Fernleitungsnetz am „City-Gate“ kann hier verzichtet werden.

Empfehlung für die Schweiz:

In **Kapitel 2.1** haben wir die grundsätzlichen Nachteile einer City-Gate-Lösung beschrieben und herausgearbeitet das ein Modell der vollständigen vertikalen Integration für verfügbare Kapazitäten vorteilhaft wirkt. Zusätzlich bietet das Modell der vollständigen vertikalen Integration auch aus prozessualer Sicht Vorteile gegenüber dem City-Gate-Modell. Das Modell City-Gate ist zwar zunächst in der Umsetzung einfacher für die lokalen Ausspeisenetzbetreiber der Schweizer Gaswirtschaft, jedoch birgt dieses Modell einen Systembruch für den Transportkunden zwischen dem Netzzugang im lokalen Verteilnetz und im EES-Modell. Die Prozesse des Lieferantenwechsels müssen aufwendig miteinander synchronisiert und auf zwei unterschiedlichen Vertragsebenen durchgeführt werden. Offen ist im Modell City-Gate aus unserer Sicht die Übergabe von Kapazitäten vom alten Lieferanten auf den neuen Lieferanten sofern hier nicht explizit jedem einzelnen Endkunden eine Kapazität zugewiesen wurde und diese im Rucksack-Prinzip beim Lieferantenwechsel dem neuen Lieferanten zur Buchung übergeben wird.

3 RÄUMLICHE GRÖSSE DES ENTRY-EXIT-SYSTEMS

Wenn in einem Marktgebiet relativ mehr Angebot und Nachfrage aufeinandertreffen, dann wirkt sich dies positiv auf Liquidität und Wettbewerb aus (hohe Handelseffizienz¹²). In einem räumlich großen Marktgebiet ist dies eher der Fall. Ein potentieller Nachteil von großen Marktzentren liegt dagegen darin, dass ggf. auch Engpässe innerhalb dieser Marktzentren entstehen können und es für den Netzbetreiber schwieriger wird, die kommerziell gebuchten Transporte in jeder Netzsituation auch physisch durchzuführen. Hierdurch wird es insbesondere in komplexen und vermaschten Gassystemen schwieriger, hohe (feste) Kapazitäten auszuweisen (niedrige Netzeffizienz^{13, 14}).

Die Schaffung von Liquidität hat für den Schweizer Gasmarkt angesichts der relativ kleinen Größe des Marktes hohe Priorität. Zudem verfügt die Schweiz, zumindest momentan, über ein relativ hohes lokales Regelenergieangebot durch Zweistoffkunden und Zugriff auf lokale Speicher, mit Hilfe dessen Engpässe im momentan existierenden System behoben werden können. Vor diesem Hintergrund haben wir uns in der Gasnetzzugangsstudie 2015 für die Schaffung eines großen räumlichen Entry-Exit-Systems ausgesprochen, d.h. im Einzelnen dafür:

- die 5 großen Bilanzzonen der Schweiz in jeden Fall zu integrieren (wie auch von Mach 2 vorgeschlagen);¹⁵
- die isolierten Zonen aus Gründen der Gleichbehandlung aller schweizerischen Endkunden mindestens dann (virtuell) zu integrieren, wenn es zu einer vollständigen Marktöffnung kommt;¹⁶
- die Transitgasleitung vollständig zu integrieren (und nicht nur den inländischen Anteil wie von Mach 2 vorgeschlagen) – ggf. teilweise unter Nutzung beschränkter Kapazitäten;¹⁷ und
- ggf. eine Marktintegration oder Marktkopplung mit benachbarten Märkten durchzuführen, um die Liquidität des schweizerischen Marktes zusätzlich zu stärken.¹⁸

¹² 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. (Frontier/E-Bridge (2015), Abschnitt 3.1).

¹³ 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. (Frontier/E-Bridge (2015), Abschnitt 3.1).

¹⁴ Vergleiche Frontier/E-Bridge (2015), Abschnitt 3.2.

¹⁵ Vergleiche Frontier/E-Bridge (2015), Abschnitt 3.2.

¹⁶ Vergleiche Frontier/E-Bridge (2015), Abschnitt 3.2.

¹⁷ Vergleiche Frontier/E-Bridge (2015), Abschnitt 3.3.

¹⁸ Vergleiche Frontier/E-Bridge (2015), Abschnitt 5.4.

Im Folgenden vertiefen wir die Frage nach der ökonomisch sinnvollen räumlichen Ausgestaltung eines möglichen zukünftigen schweizerischen Entry-Exit-Systems in Bezug auf folgende Aspekte:

- in **Abschnitt 3.1** vertiefen wir die Untersuchung ökonomischer Auswirkungen einer Integration der Transitgaspipeline;
- in **Abschnitt 3.2** untersuchen wir die Kosten und Nutzen einer Integration der isolierten Zonen; und
- in **Abschnitt 3.3** behandeln wir im Rahmen von einem Exkurs die Frage, welche Auswirkungen eine Kopplung des schweizerischen Marktgebiets an das deutsche NCG-Gebiet hätte.

3.1 Integration der Transitgaspipeline

In der Netzzugangsstudie 2015 haben wir in Bezug auf die Behandlung der Transitgaspipeline folgende drei Optionen diskutiert:

- 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 Transitzapazitäten frei mit Exit-Kapazitäten in der Schweiz kombinierbar.

In **Abschnitt 3.1.1** diskutieren wir, aufbauend auf den zentralen Ergebnissen aus der Netzzugangsstudie 2015, die grundlegenden Vorteile und Herausforderungen einer Integration der Transitgaspipeline. In **Abschnitt 3.1.2** illustrieren wir, dass eine vollständige Integration zu einer effizienten Nutzung der Transitzapazität führt und in **Abschnitt 3.1.3** untersuchen wir die Frage, ob, bzw. in welchem Ausmaß, Transite über beschränkt zuordenbare Kapazitäten integriert werden sollten („eingeschränkte Integration“).

3.1.1 Effekte einer Integration der Transitgaspipeline

Im Folgenden geben wir einen Überblick über die Vorteile einer Integration der Transitgaspipeline sowie über die Herausforderungen, die bei einer Integration zu bewältigen sind. Einen Großteil der Effekte haben wir bereits in der Netzzugangsstudie 2015 erläutert, so dass die dort bereits genannten Argumente hier lediglich zusammengefasst dargestellt werden.¹⁹

¹⁹ Vergleiche Frontier/E-Bridge (2015), Abschnitt 3.3.

Vorteile einer (vollständigen) Integration der Transitgaspipeline liegen insbesondere in einer Steigerung der Anbietervielfalt und der Liquidität

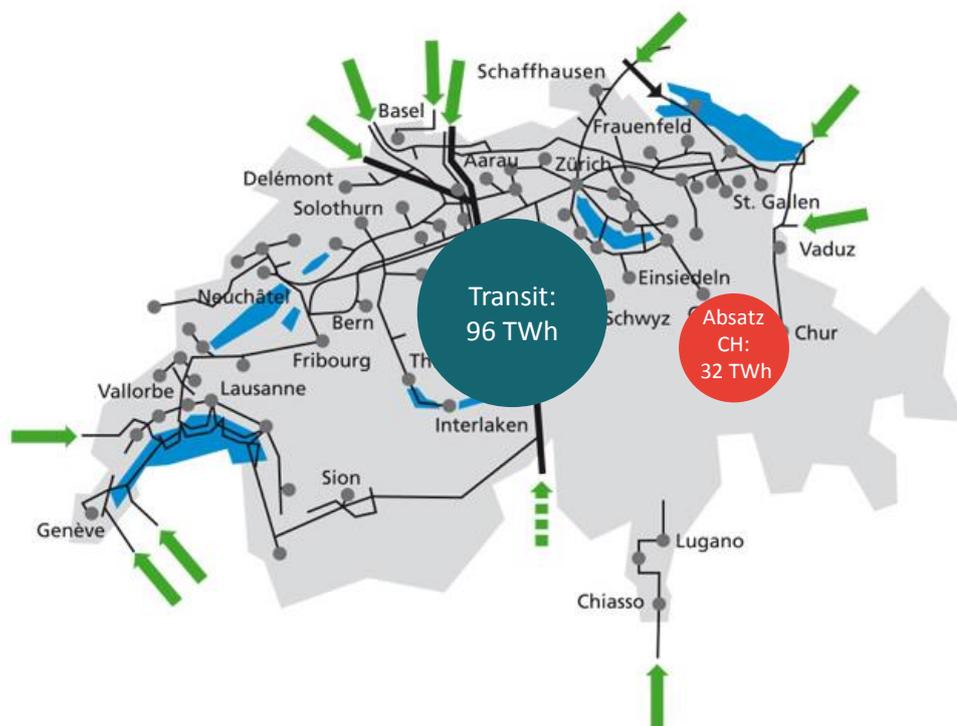
- **Eine (vollständige) Integration hat positive Auswirkungen auf Wettbewerb und Liquidität im schweizerischen Marktgebiet** – Eine Einbindung der Transite würde das Gasaufkommen im schweizerischen EES deutlich steigern (das Transitvolumen beträgt ca. das Dreifache vom innerschweizerischen Gasabsatz – siehe **Abbildung 8**) und zudem die Anbietervielfalt erhöhen. Eine Integration der Transite ist folglich, im Hinblick auf eine Liquiditätssteigerung zur Stärkung des Handels, eine Stärkung der Versorgungssicherheit²⁰ und als Vorbeugung ggü. Wettbewerbseinschränkungen, wichtig.²¹ Letztendlich trägt eine Integration der Transite also dazu bei, dass sich am schweizerischen VAP ein wettbewerbliches Preisniveau etabliert. Zudem kann die Schweiz bei einer Einbindung der Transite in das schweizerische EES insbesondere vom geplanten Reverse Flow von Italien in Form von steigendem Wettbewerb profitieren.

²⁰ Bei einer vollständigen Integration würde gewährleistet, dass Transitmengen vollumfänglich (bzw. in dem Maße, wie Transitmengen über frei zuordenbare Kapazitäten integriert werden) am schweizerischen VAP zur Verfügung stehen. In einer Mangelsituation könnten schweizerische Versorger aus diesen Mengen Gas zukaufen, um so Versorgungsengpässe zu vermeiden.

²¹ Der VSG führt an, dass die Schweizer Endverbraucher auch über Gasmengen versorgt werden können, die „an den liquiden Handelsmärkten der Nachbarländer (...) unter hohem Wettbewerbsdruck beschafft werden. Daran wird sich auch durch eine Integration der Transitgas nichts ändern.“ Zusätzlich werde die Liquidität auf dem Schweizer Gashandelsmarkt „(...) im Wesentlichen durch die Größe des Verbrauchsmarktes Schweiz determiniert werden“ (Stellungnahme VSG (2016): „Stellungnahme zu den Beraterstudien Los 1, 2, 3 und 4“, S.18).

Aus Versorgersicht ist die erste dieser Äußerungen des VSG nachvollziehbar: Um eine Versorgung der schweizerischen Endkunden zu gewährleisten, ist eine Integration der Transitgaspipeline keine notwendige Bedingung. Aus Handlungsperspektive sind die Äußerungen jedoch nicht nachvollziehbar: Die Liquidität eines Handelsplatzes hängt nicht im Wesentlichen von der Größe des Verbrauchsmarktes ab, sondern von den dort gehandelten Mengen – dies zeigt sich z.B. auch daran, dass der niederländische TTF gemeinsam mit dem britischen NBP zu den liquidesten Hubs in Europa gehört (vergleiche hierzu z.B. die ICIS Heren Gas Hub Reports, z.B. in der Version des Update Q4 2015). Gemessen an den Verbrauchszahlen ist der niederländische Markt dagegen deutlich kleiner als der Markt in Großbritannien (der ähnlich liquide ist) oder der italienische Markt (der nur eine geringe Liquidität aufweist) (vergleiche z.B. Eurostat-Daten zum Gasverbrauch).

Abbildung 8. Vergleich zwischen dem Transitvolumen und dem innerschweizerischen Gasabsatz (2012)



Quellen: www.erdgas.ch, BFE (2014): „Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz“ und Daten der Snam Rete Gas http://www.snamretegas.it/en/services/Gas_transportation/2-Trends-since-2005/?formindex=1&archive_year=2013

- **Eine (vollständige) Integration führt zu einer effizienten Nutzung der Transitkapazität** – Bei einer Integration der Transitgaspipeline kann die Leitung dynamisch zwischen Transiten und Flüssen für die schweizerische Inlandsversorgung aufgeteilt werden.
- **Eine Integration der Transitgaspipeline erhöht die 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 – allein durch Einschränkungen bei den Kapazitätsprodukten auch nachträglich noch leicht Anpassungen vornehmen, die einen ähnlichen Effekt wie eine Teilintegration bewirken würden.

Nachteile einer Integration erscheinen kontrollierbar

- **Zusätzlicher netzseitiger Aufwand erscheint gering bzw. kontrollierbar** - Mögliche Nachteile einer Integration durch einen höheren netzseitigen Aufwand hängen von der spezifischen Netzsituation im Gasnetz ab, welche ohne Lastflusssimulation 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 Transitleitungen 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 abgegrenzt 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 gegenüberstehen.

- **Evtl. Nachteile in der Anpassung von Verzollungsregelungen oder bei Anpassungen von bestehenden langfristigen Transportbuchungen sind ebenfalls als gering einzuschätzen** - Praktische Umsetzungsfragen wie Verzollung kann beispielsweise auf Entnahme an nationalen Exit-Punkten umgestellt werden (von Verzollungen beim Eintritt in die Schweiz bzw. bei Entnahme aus der Transitleitung); langfristige Transportbuchungen können auf das EES umgestellt werden (wobei sicherzustellen ist, dass Transiteure weiter ihre eingegangenen Zahlungsverpflichtungen behalten). Diese Herausforderungen gab es in fast allen EU-Ländern bei der Einführung von EES und konnten dort ebenfalls bewältigt werden.
- **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 Netzknoten entgegengewirkt werden (also z.B. – wenn dies infolge der Kostensituation erforderlich sein sollte – durch eine entsprechende Anpassung der Tarifierung des Exit-Punkts bei Passo Griess im Vergleich zum Exit-Punkt für die schweizerische Versorgung). Ein Argument gegen eine höhere Bepreisung des Exit-Punkts bei Passo Griess wäre dagegen die Aufrechterhaltung bzw. Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der Transitgaspipeline (siehe entsprechende Ausführungen zur Kostenallokation von Transitgaskosten in Los 5).
- **Auslastungsrisiko muss bei der Ausgestaltung der Kostenwälzungsmechanismen und der Tarifierung berücksichtigt werden** – Ein genanntes Argument gegen eine vollständige Integration ist die Gefahr, dass bei einer zukünftig potenziell geringen Auslastung der Transitgaspipeline (nach dem Auslaufen der bestehenden Langfristverträge) die schweizerischen Endkunden im Falle einer vollständigen Transitintegration übermäßig stark belastet werden könnten. Bei dieser Argumentation werden jedoch mehrere Punkte übersehen:
 - i. Unabhängig von der Frage der Integration der Transitgaspipeline würde bei einer Transitauslastung von 0% das Auslastungsrisiko auf die Schweizer Endkunden zurückfallen.
 - ii. Bei einer positiven Transitauslastung gilt: Die Verteilung des Auslastungsrisikos zwischen Transiteuren und schweizerischen Versorgern wird nicht durch die Art der Transitgasintegration determiniert, sondern durch die Kostenallokation der Transitgaskosten zwischen den schweizerischen Versorgern und den Transiteuren. Eine Möglichkeit der Kostenallokation, bei der sich sinkende Transite überhaupt nicht auf die Tarife für die Inlandsversorgung auswirken

würden, wäre beispielsweise durch eine Fixierung des Allokationsschlüssels für die Transitzkosten gegeben (vergleiche hierzu die Ausführungen im Parallelprojekt zur Tarifgestaltung „Los 5“ – dort Abschnitt 2.2.4).

- iii. Generell gilt: Wie hoch die Auswirkungen des Auslastungsrisikos auf den Schweizer Endkunden sind, hängt stark von der Laufzeit der Langfristverträge ab und den Abschreibungskosten des Zeitpunktes, an dem die Langfristverträge auslaufen.
- **Gefahr hoher Entry-Tarife durch sog. „Spreadrisiko“ ist gering einzuschätzen** – Eine weitere Befürchtung von Gegnern einer vollständigen Integration ist, dass Versorger der schweizerischen Endverbraucher durch eine direkte Konkurrenz mit den Transiteuren bei Auktionen der Entry-Kapazitäten, in Situationen hoher Preisspreads zwischen Deutschland und Italien, hohe Preise für die Entry-Kapazität bezahlen müssten. Richtig ist, dass bei einer vollständigen Integration eine Konkurrenz um die Nutzung der Kapazität besteht – gerade so wird eine effiziente Nutzung der Kapazität sichergestellt (siehe oben und im Folgenden). Dass sich hieraus hohe Preise für die Entry-Kapazitäten ergeben, ist jedoch aus drei Gründen unwahrscheinlich:
 - i. Entry-Kapazitäten für die Versorgung der schweizerischen Endkunden werden zum größten Teil über langfristige Kapazitätsbuchungen, z.B. Jahresbuchungen erfolgen und nicht kurzfristig über Tagesbuchungen. Im Jahresdurchschnitt ist die Transitzgaspipeline jedoch nur zu ca. 50% ausgelastet, worauf der VSG selbst hinweist.²² Folglich sind Entry-Kapazitäten in der relevanten Fristigkeit nicht knapp, so dass nicht zu erwarten ist, dass sich übermäßig teure Auktionspreise einstellen würden.
 - ii. Die Entry-Kapazität der Transitzgaspipeline (für Transite und Inlandsversorgung: 820 GWh/Tag) ist deutlich größer als die Exit-Kapazität (für Transite: 660,5 GWh/Tag, siehe **Abschnitt 3.1.3**). Selbst bei hohen Spreads würden Transiteure nicht mehr Entry-Kapazität erwerben wollen, als entsprechende Exit-Kapazität bei Passo Griess verfügbar ist. Mit anderen Worten: Selbst bei extrem hohen Spreads hätten Transiteure an knapp 20% der Entry-Kapazitäten in ein integriertes EES kein Interesse. Darüber hinaus kann die Versorgung der schweizerischen Endkunden auch über kleinere Grenzübergangspunkte zwischen Frankreich bzw. Deutschland und der Schweiz erfolgen (siehe ebenfalls **Abschnitt 3.1.3**).
 - iii. Schließlich ist die Höhe des Spread-Risikos auch durch die maximale Zahlungsbereitschaft von Transiteuren begrenzt: Diese würden für die Kapazität maximal einen Preis bezahlen, der dem Preisspread zwischen den Großhandelspreisen in Deutschland bzw. Frankreich und Italien entspricht.

²² Stellungnahme VSG (2016): „Stellungnahme zu den Beraterstudien Los 1, 2, 3 und 4“, S.19.

Vorteile einer Integration scheinen somit deutlich zu überwiegen

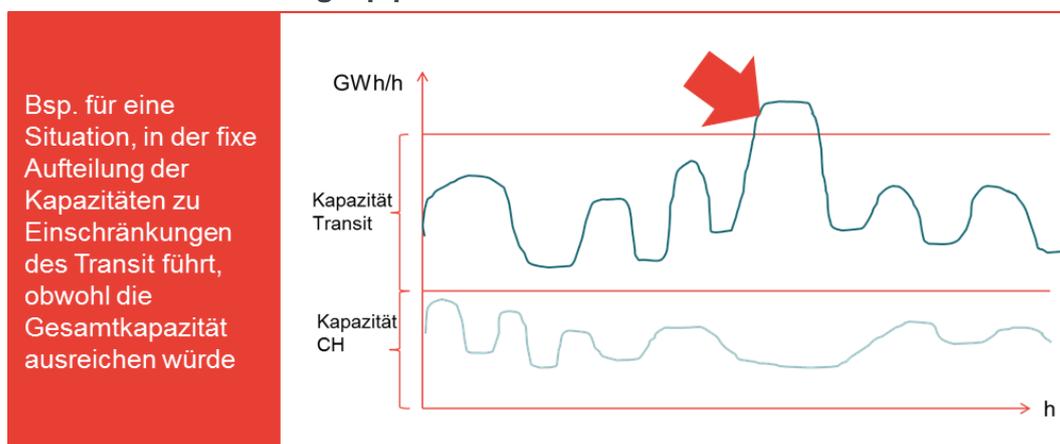
Insgesamt scheinen die Vorteile einer Integration deren potenzielle Nachteile deutlich zu überwiegen. Zwar ist mit einer vollständigen Integration ein gewisser Umsetzungsaufwand verbunden (z.B. Anpassung von Verzollungsregelungen und Langfristverträgen) und besondere Sorgfalt bei der Ausgestaltung von Kostenwälzungsmechanismen und der Tarifierung geboten (um zu verhindern, dass schweizerische Endkunden übermäßig am Auslastungsrisiko der Transitgaspipeline beteiligt werden) - Erfahrungen in anderen Ländern haben jedoch gezeigt, dass solch praktische Herausforderungen bei der Integration bewältigt werden konnten.

Eine Einschränkung der Integration, in Form von beschränkt zuordenbarer Kapazitäten, wäre 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.

3.1.2 Effiziente Nutzung der Transitgaspipeline bei vollständiger Integration

Wie im vorangegangenen Abschnitt dargestellt, hat die Integration der Transitgasleitung positive Auswirkungen auf Liquidität und Wettbewerb sowie auf das Angebot von interner und externer Regelenergie. Zudem führt die Integration der Transitgasleitung zu einer effizienten Ausnutzung der vorhandenen Kapazität. Letzteren Aspekt führen wir im Weiteren vertieft aus. Bei Trennung der Kapazitäten nach Transiten und Inlandsversorgung (fehlende Integration) kann es zu Situationen kommen, in denen Flüsse nicht möglich sind, obwohl die Gesamtkapazität nicht vollständig ausgelastet ist, wie **Abbildung 9** illustriert. In der Grafik ist die Gesamtkapazität der Transitgaspipeline fest aufgeteilt zwischen Transitflüssen und Flüssen, die der schweizerischen Inlandsgasversorgung dienen. Hierbei skizziert **Abbildung 9** eine Situation, in der eine Nachfrage für Transitflüsse besteht, die aufgrund der fixen Aufteilung der Kapazitäten nicht bedient werden kann – obwohl die Gesamtkapazität der Leitung eigentlich ausreichen würde.

Abbildung 9. Schematische Illustration der ineffizienten Kapazitätsausnutzung bei fehlender Integration der Transitgaspipeline



Quelle: Frontier Economics.

Abbildung 10 illustriert die Ineffizienz einer fixen Aufteilung der Kapazitäten anhand von historischen Transitflüssen und dem historischen Inlandsanteil der Transitflüsse im Jahr 2012.

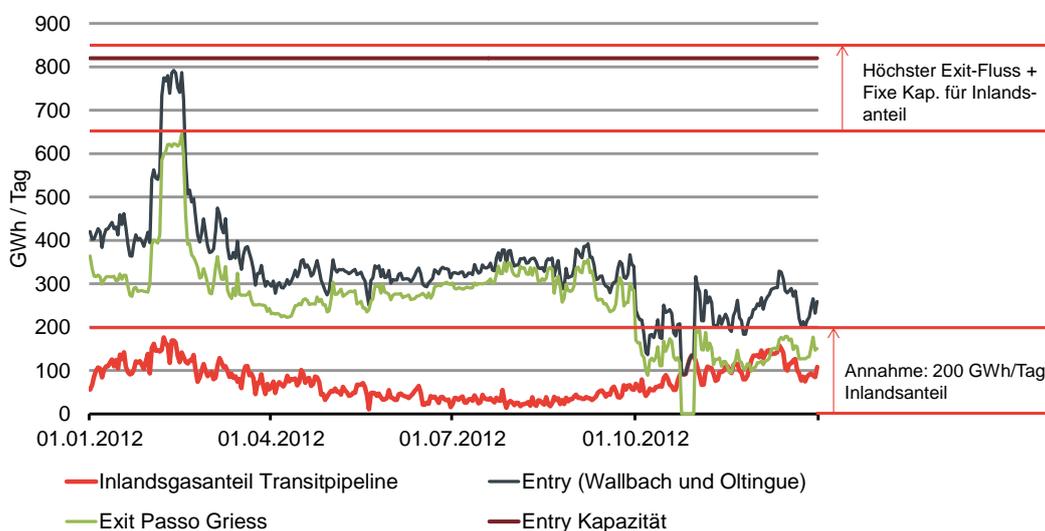
In der Abbildung sind die Einspeisemengen an den Grenzübergangspunkten Wallbach (DE-CH) und Oltingue (FR-CH) (in Summe), die Ausspeisemenge am GÜP Passo Griess (CH-IT) und der Inlandsanteil der Transitflüsse abgebildet. Zudem ist die gesamte Einspeisekapazität der Transitgaspipeline (Summe der Einspeisekapazitäten bei Wallbach und Oltingue, ca. 820 GWh/Tag) eingezeichnet.

Für die Skizzierung der Ineffizienz einer fixen Aufteilung der Kapazitäten wurde exemplarisch die Annahme getroffen, dass eine Kapazität i.H.v. 200 GWh/Tag fest für die Inlandsversorgung der Schweiz reserviert ist. Dieser Wert liegt etwas über dem höchsten täglichen Fluss aus der Transitgaspipeline in die Schweiz im Jahr 2012 (dieser betrug 176 GWh und erfolgte am 7.2.2012). Bei solch einer fixen Aufteilung wären nicht alle tatsächlich erfolgten Transitflüsse des Jahres 2012 möglich gewesen: Der höchste Exit-Fluss bei Passo Griess im Jahr 2012 betrug 645 GWh/Tag (und erfolgte am 16.02.2016). Bei einer Reservierung von 200 GWh/Tag für die Inlandsversorgung der Schweiz wäre dieser Fluss nicht in voller Höhe möglich gewesen, da in diesem Fall die Summe von Ausspeisemenge und fixer Kapazität für die Schweiz größer als die Summe der Einspeisekapazitäten der Transitgaspipeline wäre.^{23 24}

²³ Dies gilt auch, wenn die für die Schweiz reservierte Kapazität genau dem höchsten täglichen Fluss aus der Transitgaspipeline in die Schweiz im Jahr 2012 entsprechen würde.

²⁴ Eine Einspeisung aus dem schweizerischen Lokal-/Regionalnetz in die Transitgaspipeline ist nicht möglich.

Abbildung 10. Illustration der Ineffizienz einer fixen Aufteilung der Kapazitäten anhand von historischen Transitflüssen und Flüssen für die schweizerische Inlandsversorgung aus dem Jahr 2012



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten der Fernleitungsnetzbetreiber.

Ein weiterer Vorteil einer Integration der Transitgaspipeline ist folglich - neben dem wesentlichen Vorteil einer Erhöhung von Liquidität, Anbietervielfalt und Regelenergieangebot – die effiziente Ausnutzung der vorhandenen Kapazität. Aus Handelsgesichtspunkten sollte die Transitgaspipeline daher vollständig in das schweizerische EES integriert werden. Im nächsten Abschnitt untersuchen wir zusätzlich die Frage, ob die Integration aus Netzgesichtspunkten teilweise über die Verwendung von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten erfolgen sollte bzw. müsste.

3.1.3 Einschätzung der Notwendigkeit von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten bei der Integration der Transitgasleitung

Bei einer Integration der Transitgasleitung unter Verwendung von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten würden am Entry-Punkt verschiedene Kapazitätsprodukte angeboten werden – frei zuordenbare und beschränkt zuordenbare Kapazitäten. Über frei zuordenbare Kapazitäten („fzK“) eingespeiste Mengen wären über den virtuellen Austauschpunkt VAP vollständig im EES, über beschränkt zuordenbare Kapazitäten („bzK“) eingespeiste Mengen könnten nur an vordefinierten Exit-Punkten (z.B. zu Italien) aus dem System entnommen werden. Dabei gilt: Je höher der Anteil der beschränkt zuordenbaren Kapazitäten, desto geringer die Transitmengen, die im Schweizerischen EES eine positive Wirkung auf Liquidität und Wettbewerb, sowie auf das Angebot von Regelenergie, entfalten.²⁵

²⁵ Vergleiche Frontier/E-Bridge (2015), Abschnitt 3.3.

Die Frage ob, bzw. in welchem Ausmaß bzK bei der Integration der Transitgasleitung erforderlich sind, können letztendlich nur die Fernleitungsnetzbetreiber mit Hilfe von Lastflussrechnungen und unter Berücksichtigung von detaillierten Netz- und Lastdaten beantworten. Unter Beachtung der schweizerischen Netztopologie lassen sich jedoch einige grundsätzliche Anmerkungen dazu machen, wie wahrscheinlich es ist, dass in hohem Ausmaß bzK eingesetzt werden müssten, um Engpässe zu verhindern.

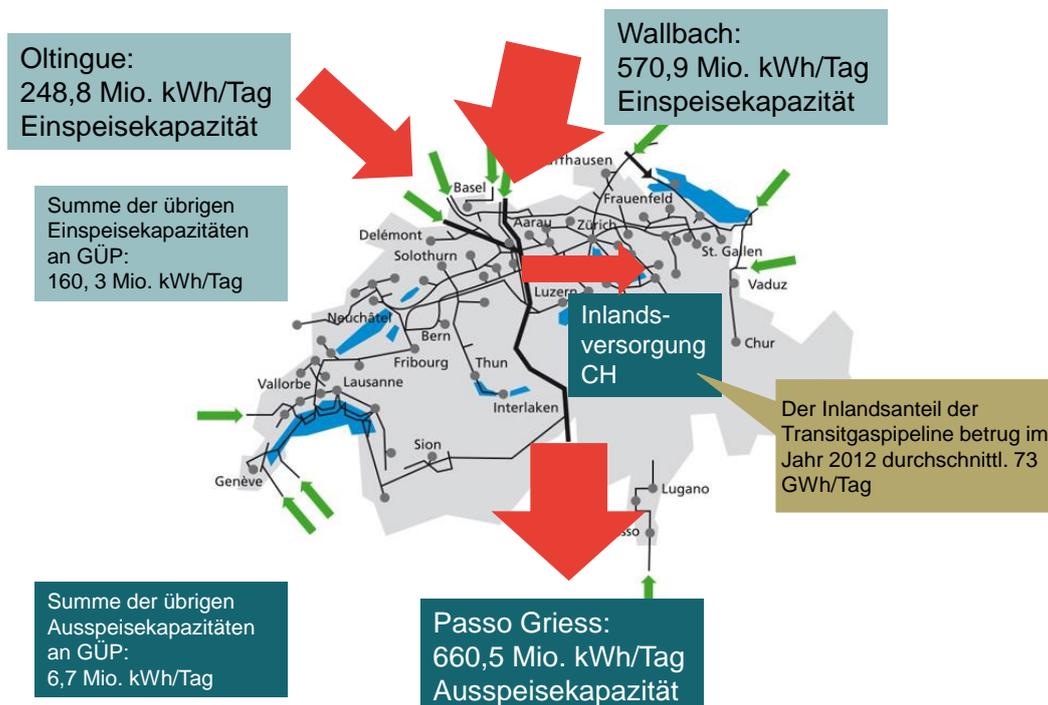
Übersicht über die schweizerische Netztopologie

Abbildung 11 gibt eine stilisierte Übersicht über das schweizerische Transport-Gasnetz und die Höhe der Ein- und Ausspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten.

Die Transitgaspipeline besitzt zwei Einspeise-Punkte mit einer gesamten Kapazität von ca. 820 GWh/Tag (248,8 GWh/Tag über den größten Grenzübergangspunkt zwischen der Schweiz und Frankreich in Oltingue und 570,9 GWh/Tag über den Haupt-Grenzübergangspunkt zwischen der Schweiz und Deutschland in Wallbach). Gas, das über die Transitgaspipeline in die Schweiz fließt, kann entweder für die Inlandsversorgung genutzt werden oder am Grenzübergangspunkt Passo Griess nach Italien weitergeleitet werden. Passo Griess hat dabei eine Ausspeisekapazität von 660,5 GWh/Tag, d.h. i.H. von 80% der gesamten Einspeisekapazität der Transitgaspipeline. Der Inlandsanteil der Transitgaspipeline schwankte z.B. im Jahr 2012 zwischen 11 GWh/Tag und 176 GWh/Tag und betrug im Durchschnitt 73 GWh/Tag.

Die übrigen (nicht mit der Transitgaspipeline verbundenen) Ein- und Ausspeisekapazitäten der Schweiz sind verhältnismäßig klein: Die Summe aller kleineren Einspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten beträgt 160,3 GWh/Tag – der größte dieser Übergangspunkte ist La Cure mit 37,4 GWh/Tag. Neben Passo Griess gibt es kaum nennenswerte Ausspeisekapazitäten – die Summe aller übrigen Ausspeisekapazitäten beträgt knapp 7 GWh/Tag.

Abbildung 11. Netztopologie Schweiz und Ein- und Ausspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten



Quelle: www.erdgas.ch, BFE (2014): „Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz“ und eigene Berechnungen (zum Inlandsanteil der Transitgaspipeline) auf Basis der Daten der Fernleitungsnetzbetreiber.

Denkbare Engpass-Situationen

Theoretisch wären insbesondere zwei unterschiedliche Arten von Engpassituationen denkbar, wobei die zweite der unten skizzierten Beispielsituationen unabhängig von der Frage nach der Integration der Transitgasleitung auftreten kann und daher für die Frage ob, bzw. in welchem Ausmaß bzK bei der Integration der Transitgasleitung erforderlich sind, nicht relevant ist.

- 1. Fehlende Rückspeisemöglichkeiten aus dem Regionalnetz in die Transitroute:** Eine derartige Situation könnte z.B. in folgendem exemplarischen Szenario auftreten: Über Entry-Buchungen an kleineren GÜP wird Gas von Deutschland (z.B. bei Fallentor) oder Frankreich (z.B. bei La Cure) an den schweizerischen VAP gebracht. Gleichzeitig kauft ein anderer Marktakteur Gas am schweizerischen VAP ein und bucht Exit-Kapazität bei Passo Griess, um das Gas nach Italien zu exportieren. Theoretisch könnte es sein, dass die Exit-Buchung bei Passo Griess nicht möglich ist, wenn nicht genügend Gas in der Transitgaspipeline vorhanden ist und der Übergang vom Lokalnetz in die Transitgaspipeline nicht möglich ist.
- 2. Fehlende Ausspeisemöglichkeiten aus der Transitroute in bestimmte Verteilnetze:** Eine derartige Situation könnte z.B. in folgendem exemplarischen Szenario auftreten: Gasmengen kommen über die Transitgasleitung an den schweizerischen VAP. Gleichzeitig kauft ein lokaler Versorger, beispielsweise im Genfer Raum, am VAP Gas zur Versorgung

seiner Kunden. Theoretisch könnte es Engpässe im lokalen Netz zwischen Transitgasleitung und den Kunden im Genfer Raum geben. Diese Engpasssituation kann in einem EES unabhängig von einer Integration der Transitgaspipeline entstehen.

Wahrscheinlichkeit der Engpass-Situationen

Die zwei oben skizzierten theoretischen Engpass-Situationen abstrahieren zunächst, dass es in der Praxis mehr als nur zwei Marktakteure gibt, die Gas am schweizerischen VAP einstellen oder es dort kaufen. Aus diesem Grund müssen tatsächliche Gasflüsse in der Praxis allerdings nicht zwingend von La Cure oder Fallentor nach Passo Griess (Bsp. 1) oder von der Transitgasleitung in den Genfer Raum (Bsp. 2) erfolgen:

- Im Bsp. 1 (fehlende Rückspeisemöglichkeit Regionalnetz → Transitleitung) kann alternativ das Gas, das z.B. über La Cure oder Fallentor in das schweizerische Marktgebiet kommt, zur Versorgung der schweizerischen Endkunden genutzt werden und der Fluss nach Italien am GÜP Passo Griess über Gasmengen in der Transitgaspipeline bedient werden. Voraussetzung hierfür ist:
 - dass die schweizerische Inlandsnachfrage groß genug ist, um die eingespeisten Mengen aufzunehmen;
 - dass ausreichend hohe Gasmengen in der Transitgasleitung sind, um den Fluss nach Italien durchführen zu können

Beide Voraussetzungen sollten zu den meisten Zeitpunkten eines Jahres mit hoher Wahrscheinlichkeit erfüllt sein:

- Die schweizerische Inlandsnachfrage lag, gemessen an den monatlichen Importzahlen²⁶, in den Jahren 2012-2014 bei rd. 2.600 GWh pro Monat bzw. durchschnittlich 85 GWh pro Tag. Die nach dem gleichen Prinzip approximierte minimale tägliche schweizerische Gesamt-Importmenge in dem Dreijahreszeitraum betrug ca. 30 GWh/Tag.

Im Durchschnitt wäre die Schweizerische Nachfrage mit 85 GWh/Tag also mehr als ausreichend um Gasmengen von GÜPs wie La Cure (maximal 37,4 GWh/Tag Einspeisekapazität) und/oder Fallentor (maximal 12 GWh/Tag Einspeisekapazität) aufzunehmen. Nur in Ausnahmesituationen, z.B. zu Zeiten einer niedrigen schweizerischen Nachfrage und/oder einer hohen gleichzeitigen Einspeisung an allen kleineren GÜPs, könnten Engpässe auftreten. Allerdings ist davon auszugehen, dass bei einer niedrigen schweizerischen Nachfrage und entsprechend niedrigem Preis in der Schweiz die kommerziellen Anreize, Gas in die Schweiz zu exportieren, ebenfalls gering wären. Folglich wäre es bei einer niedrigen schweizerischen Nachfrage unwahrscheinlich, dass es zu hohen Einspeisungen an den kleineren GÜPs kommt.

²⁶ Da die Schweiz über keine größeren Speichermöglichkeiten verfügt, können Importzahlen als Proxy für die Inlandsnachfrage herangezogen werden. Importzahlen gemäß Daten der Eidgenössischen Zollverwaltung (<http://www.ezv.admin.ch/themen/04096/05728/index.html?lang=de>, <https://www.swiss-impex.admin.ch/>); Umrechnung der Importzahlen in GWh gemäß <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/publikationen/umrechnungsfaktoren.pdf>.

- Ebenso ist es wahrscheinlich, dass in der Situation des Beispiels 1 genügend Gas in der Transitgasleitung verfügbar wäre, um den Fluss nach Italien durchführen zu können: Hierfür spricht, dass die Ausspeisekapazität der Transitgasleitung nur 80% der entsprechenden Einspeisekapazität beträgt. Sofern kommerzielle Anreize für einen Export nach Italien bestehen (also der Preis in Italien höher ist als am schweizerischen VAP – nur dann würde ein Marktakteur am schweizerischen VAP Gas kaufen, um es nach Italien zu exportieren), haben auch Akteure Anreize, Gas über die Einspeisepunkte der Transitgasleitung in die Schweiz zu leiten um es nach Italien zu exportieren.
- Im Bsp. 2 (fehlende Ausspeisemöglichkeiten aus Transitgaspipeline in bestimmte lokale Netze) muss das Gas nicht zwangsläufig von der Transitgaspipeline in z.B. den Genfer Raum fließen. Alternativ könnte das Gas, das über die Transitgaspipeline in das schweizerische Marktgebiet gelangt, entweder für die Versorgung anderer schweizerischen Endkunden genutzt werden oder über Passo Griess nach Italien exportiert werden. Die Endkunden im Genfer Raum könnten dagegen über Gasflüsse, die aus naheliegenden GÜPs aus Frankreich in das schweizerische Marktgebiet kommen, bedient werden.

Eine Engpasssituation könnte höchstens entstehen, sofern Marktakteure keinen Anreiz haben, Gas über diese GÜPs in der Nähe von Genf in die Schweiz zu exportieren. Dies wäre der Fall, sofern der Preis am französischen VAP zuzüglich den Transportentgelten an diesen GÜPs (Exit-Kosten auf französischer Seite + Entry-Kosten auf schweizerischer Seite) höher als der Preis am schweizerischen VAP wäre. Zusätzlich ist zu beachten, dass im Beispiel 2 Gas über die Transitgasleitung an den schweizerischen Hub angestellt würde – d.h. dass es kommerzielle Anreize hierfür geben muss. Folglich müsste der Preis am deutschen VAP zuzüglich den Transportentgelte am GÜP Wallbach niedriger sein als der Preis am schweizerischen VAP und/oder der Preis am französischen VAP²⁷ zuzüglich den Transportentgelten am GÜP Oltingue niedriger als der Preis in der Schweiz. Zusammenfassend könnte es also zu einer Engpasssituation bei der Versorgung der Kunden im Genfer Raum nur dann kommen, wenn gleichzeitig folgende Bedingungen (i) und (ii) erfüllt sind:

- i. Preis DE + Transportkosten bei Wallbach < Preis CH; und/oder
Preis FR + Transportkosten bei Oltingue < Preis CH
- ii. Preis FR + Transportkosten bei GÜP in der Nähe von Genf > Preis CH

Zusammenfassend zeigen diese exemplarischen Ausführungen, dass es selbst in Situationen wie in Bsp. 1 und 2 skizziert, nicht automatisch zu Engpässen im schweizerischen Gasnetz kommt. Sofern die Gesamtsituation im schweizerischen Netz (und nicht isoliert die Transaktionen von wenigen Marktakteuren) betrachtet werden, sind dabei entsprechend dieser

²⁷ Ab ca. 2018 wird es nur noch einen französischen VAP geben, da die französischen Marktgebiete bis dahin zusammengelegt werden.

exemplarischen Analysen Engpasssituationen tendenziell nur in Ausnahmesituationen zu erwarten. Definitive Auskünfte zu Engpasssituationen können letztlich jedoch nur detaillierte Lastflussberechnungen seitens der Netzbetreiber geben. Zudem gilt: Selbst, wenn Engpasssituationen entstehen sollten muss die Integration der Transite nicht zwangsläufig über bzK eingeschränkt werden, vielmehr könnten auch andere Maßnahmen der Engpassbewirtschaftung eingesetzt werden – siehe hierzu im Folgenden:

Umgangsmöglichkeiten mit potenziellen Engpass-Situationen

Zur Vermeidung von physischen Engpässen können verschiedene Maßnahmen getroffen werden, die entweder eher an der Netz- oder eher an der Handelsebene ansetzen.²⁸ Das Ausweisen von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten setzt an der Handelsebene an: Die Einführung von Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit schränkt die Handelsmöglichkeiten ein (da die über bzK transportierten Gasmengen nicht am VAP gehandelt werden können) und hat somit einen negativen Effekt auf die Liquidität am VAP, aber reduziert aus Sicht des Netzbetreibers Unsicherheiten für zukünftige Lastflüsse.

Maßnahmen zur Vermeidung von physischen Engpässen, die an der Netzseite ansetzen, wären vor allem der Einsatz von Regelenergie oder von Lastflusszusagen²⁹. Bei diesen Maßnahmen entstünden dem Netzbetreiber Kosten, die über die Netzentgelte zwischen allen Netznutzern sozialisiert werden. Eine weitere Maßnahme zur Steuerung von Gasflüssen wäre eine regionale Differenzierung von Entry- und/oder Exit-Tarifen um entsprechende ökonomische Anreize zur Buchung bestimmter Punkte zu setzen.

Welche Maßnahmen (oder Kombination von Maßnahmen) zur Vermeidung von Engpässen am ehesten geeignet sind, hängt u.a. davon ab

- wie wichtig die Sicherung einer hohen Handelsliquidität und Anbietervielfalt am VAP ist;
- wie hoch die Kosten sind, die über Maßnahmen auf der Netzseite entstehen würden, was wiederum abhängt von
 - der Verfügbarkeit von (lokaler) Regelenergie;
 - der Anbieterstruktur auf den Märkten für Regelenergie und Lastflusszusagen;
 - der Häufigkeit der Engpasssituationen.

Hierauf gehen wir in **Abschnitt 4.1.1** und **4.1.5** näher ein.

Empfehlung für die Schweiz

Eine vollständige Integration der Transitgaspipeline hat positive Auswirkungen auf Liquidität und Wettbewerb im schweizerischen Marktgebiet sowie auf das Angebot von interner und externer Regelenergie. Die Verwendung von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten führt Gasmengen am schweizerischen VAP vorbei und mindert somit den positiven Effekt der Transitgasintegration.

²⁸ Vergleiche hierzu Frontier/E-Bridge (2015), Abschnitt 3.5.1.

²⁹ Bei einer Lastflusszusage verpflichtet sich ein Transportkunde vertraglich gegenüber dem Netzbetreiber, bestimmte Gasmengen an Entry- oder Exit-Punkten ein- bzw. auszuspeisen.

Nach unserer Einschätzung besteht eine Engpass-Gefahr durch eine vollständige Integration eher in Ausnahmesituationen und nicht systematisch. Aus diesem Grund sollte der Einsatz von bzK soweit wie möglich beschränkt werden und im Engpassfall auf Maßnahmen auf der Netzebene (z.B. Einsatz von Lastflusszusagen/Regelenergie) zurückgegriffen werden.

Letztendlich kann, wie zu Beginn dieses Absatzes beschrieben, die Frage ob, bzw. in welchem Ausmaß bzK bei der Integration der Transitgasleitung erforderlich sind, jedoch nur durch die Fernleitungsnetzbetreiber mit Hilfe von detaillierten Lastflussrechnungen beantwortet werden. Auf regulatorischer Ebene könnte das Vorgehen der Netzbetreiber überwacht werden.

3.2 Integration der isolierten Zonen

3.2.1 Zentrale Ergebnisse der Netzzugangsstudie 2015 und Vertiefungsbedarf für die Folgestudie 2016

Zentrales Ergebnis der Netzzugangsstudie 2015: Integration der isolierten Zonen nach NCG-Modell für die Schweiz empfehlenswert.

In der Netzzugangsstudie 2015 haben wir bereits die Vor- und Nachteile der Integration der isolierten Zonen Tessin und Kreuzlingen³⁰ diskutiert und zwei mögliche Modelle zu ihrer Einbindung vorgestellt:³¹

- **Einbindung analog zum österreichischen Modell COSIMA für Tirol und Vorarlberg (COSIMA-Modell)** – Bei diesem Modell würden Lieferanten von Kunden in den isolierten Zonen die benötigten Gasmengen im vorgelagerten Marktgebiet beschaffen (also in Deutschland im Falle der Zone Kreuzlingen und in Italien im Falle von Tessin). Dadurch würde sich das Preisniveau (auf Großhandelsebene) an das des vorgelagerten Marktgebietes angleichen, und die isolierten Zonen würden nur teilweise bilanziell und regulatorisch zum schweizerischen Marktgebiet gehören.
- **Einbindung durch virtuelle Integration in das schweizerische Marktgebiet³²** – Bei einer virtuellen Integration der isolierten Zonen in das schweizerische Marktgebiet würde ein einheitliches Preisniveau (auf Großhandelsebene) in der gesamten Schweiz entstehen.

Als zentrales Ergebnis haben wir festgehalten, dass im Falle einer vollständigen Marktöffnung die Einbindung der isolierten Zonen durch virtuelle Integration in das schweizerische Marktgebiet vor dem Hintergrund der Gleichbehandlung aller schweizerischen Endkunden unerlässlich ist (siehe auch Einführung zu **Abschnitt 3** oben). Nur so kann garantiert werden, dass die Endverbraucher in den isolierten Zonen die gleichen Möglichkeiten zum freien Lieferantenwechsel haben wie alle anderen schweizerischen Endkunden und von der Marktöffnung

³⁰ Tessin hat einen Anteil von 3,3% am schweizerischen Gasabsatz, Kreuzlingen einen Anteil von 1% (siehe Frontier/E-Bridge (2015), Tabelle 2.

³¹ Vergleiche Frontier/E-Bridge (2015), Abschnitt 3.2.

³² Ein derartiges Modell wird z.B. von NCG für die Versorgung von Netzkunden in nicht physisch verbundenen Netzgebieten an der deutsch-niederländischen Grenze angewandt.

profitieren.³³ Zudem erhöht die Integration der isolierten Zonen ins Marktgebiet Schweiz, wenn auch unwesentlich, dessen kritische Liquidität. Ein weiterer Vorteil der Einbindung durch virtuelle Integration wäre, dass kein administrativer Mehraufwand für Lieferanten entsteht. Für sie würde es keinen Unterschied mehr machen, ob ihr Kunde in einer isolierten Zone ansässig ist oder im restlichen Bilanzierungsgebiet. Der Abwicklungsaufwand der Integration der isolierten Zonen (der insbesondere aus dem Verkauf von Gas im schweizerischen Marktgebiet und dem Einkauf von Gas im vorgelagerten Marktgebiet besteht - wie unten genauer erklärt und berechnet) läge bei den Netzbetreibern.

Vertiefungsbedarf für die Folgestudie 2016

In dieser Studie befassen wir uns eingehender mit der Frage, welche Kosten durch die Integration der isolierten Zonen entstehen würden und wie diese auf die Marktteilnehmer verteilt werden können.

3.2.2 Kosten und Nutzen einer Integration der isolierten Zonen

Zur Evaluierung der Kosten einer Integration der isolierten Zonen in das Marktgebiet Schweiz betrachten wir zwei Optionen:

- Integration mit Kostensozialisierung über alle Kunden in der jeweiligen isolierten Zone;
- Integration mit Kostensozialisierung über alle schweizerischen Endkunden.

In beiden Fällen gehen wir, entsprechend unserer obigen Empfehlung, von einer Einbindung durch virtuelle Integration in das schweizerische Marktgebiet aus. Im Folgenden

- beschreiben wir die Methodik der Kostenschätzung;
- diskutieren wir die Ergebnisse beider Optionen für Tessin und Kreuzlingen; und
- geben eine Handlungsempfehlung für die Schweiz.

Modell/Methodik der Kostenschätzung

Wie oben beschrieben, besteht bei einer Einbindung der isolierten Zonen durch virtuelle Integration ins schweizerische Marktgebiet für Lieferanten kein Unterschied zwischen Lieferungen in die isolierten Zonen und Lieferungen in das restliche Bilanzierungsgebiet (integrierte Bilanzzone Schweiz). Die Netzbetreiber hingegen müssen sich durch Verkauf im Marktgebiet Schweiz und Kauf im vorgelagerten Marktgebiet (NCG in Deutschland im Falle von Kreuzlingen bzw. PSV in Italien im Falle von Tessin) um den „Transport“ des Gases vom Hauptmarktgebiet in die isolierten Zonen kümmern und die Bilanzierung in der isolierten Zone übernehmen. Damit ist die Preisdifferenz zwischen dem

³³ Wenn hingegen die isolierten Zonen nicht integriert würden, würde es in ihnen kaum Wettbewerb geben, da die kleine Anzahl an Nachfragern für Anbieter nicht attraktiv ist. Dadurch könnte es zu höheren Großhandels- und auch Verbraucherpreisen kommen als im Rest des Marktgebietes Schweiz.

schweizerischen und dem deutschen bzw. italienischen Hub-Preis der wichtigste Kostentreiber der Integration.

Bei beiden Szenarien entstehen neben dieser Preisdifferenz auch weitere (jedoch deutlich geringere) administrative Kosten, Kosten für Regelenergie/Bilanzierung sowie die Buchungskosten für Entry-Kapazitäten in die isolierten Zonen. Da alle diese Kosten jedoch auf jeden Fall anfallen, selbst wenn die isolierten Zonen nicht integriert würden, sind sie für die Beurteilung der Integration unerheblich und werden daher in der nachfolgenden Rechnung außer Acht gelassen.

Da es derzeit noch keine schweizerischen Hub-, Entry- oder Exit-Preise gibt, haben wir für die Berechnung folgende Annahmen getroffen:

- der schweizerische Hub-Preis wird approximiert als Summe aus dem NCG-Preis und den Transportkosten von Deutschland in die Schweiz (also Preis NCG + Exit Deutschland + Entry Schweiz);
- die Kosten für eine Entry-Buchung in die Schweiz werden in gleicher Höhe wie die Exit-Buchung aus Deutschland angesetzt.

Aufgrund der unterschiedlichen Datenverfügbarkeit basieren die Berechnungen für Tessin und Kreuzlingen auf historischen Daten unterschiedlicher Zeiträume, folgen aber derselben Methodik.

- **Kostenschätzung für die Integration der isolierten Zone Tessin** - Für jeden Handelstag im Zeitraum 2014-2015³⁴ wurde die Preisdifferenz zwischen dem italienischen Hub-Preis und dem, wie oben beschrieben, geschätzten schweizerischen Hub-Preis³⁵ berechnet. Diese Differenz wurde mit dem täglichen Gasabsatz in Tessin³⁶ multipliziert, und die Kosten für ein Kalenderjahr aggregiert. Für Option 1 (Kostensozialisierung über alle Tessiner Endkunden) wurden die jährlichen Kosten durch den Tessiner Jahresabsatz geteilt, für Option 2 (Kostensozialisierung über alle schweizerischen Endkunden) durch den schweizerischen Jahresabsatz.³⁷ Ergebnis ist ein Preisaufschlag pro MWh auf das von Endkunden zu zahlende Entgelt durch die Integration der isolierten Zone (für beide Sozialisierungsoptionen).
- **Kostenschätzung für die Integration der isolierten Zone Kreuzlingen** - Für jedes Jahr im Zeitraum 2013-2015 wurden die Transportkosten zwischen Deutschland und der Schweiz³⁸ mit dem Jahresabsatz in Kreuzlingen³⁹

³⁴ Im Fall Tessin haben wir das Jahr 2013 als nicht repräsentativ außer Acht gelassen: Ein ungewöhnlich kalter Winter und leere Speicher in Deutschland ließen die deutschen Preise über die italienischen steigen.

³⁵ Quelle der Hub-Preise: Bloomberg; Quelle für Exit DE: OGE (2015) „Preisblatt der Open Grid Europe GmbH für Ein- und Ausspeiseverträge sowie interne Bestellungen gem. Kooperationsvereinbarung VIII, Gültig für Transporte ab 01.01.2016“

³⁶ Quelle des täglichen Gasabsatzes in Tessin: BFE Daten über Stundenlastgang Tessin 2013-2015

³⁷ Quelle: BFE, „Überblick über den Energieverbrauch der Schweiz im Jahr 2014“, abrufbar unter http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00631/index.html?dossier_id=00867

³⁸ denn gemäß unseren Annahmen gilt: (Preis Schweiz – Preis NCG) = (Preis NCG + Transportkosten – Preis NCG) = Transportkosten

³⁹ Dem "Memo GasVG: Isolierte Zonen" des BFE folgend, berechnet sich die Jahresmengen als Summe aus dem Gesamtabsatz der Technischen Betriebe Kreuzlingen (Quelle: Technische Betriebe Kreuzlingen Geschäftsbericht 2013, S. 6 und Geschäftsbericht 2014, S. 6) und dem Gasabsatz der Stadtwerke Konstanz an Schweizer Endverbraucher (Quelle: VSG Jahresstatistik 2014, S. 8 und VSG Jahresstatistik 2015, S. 8)

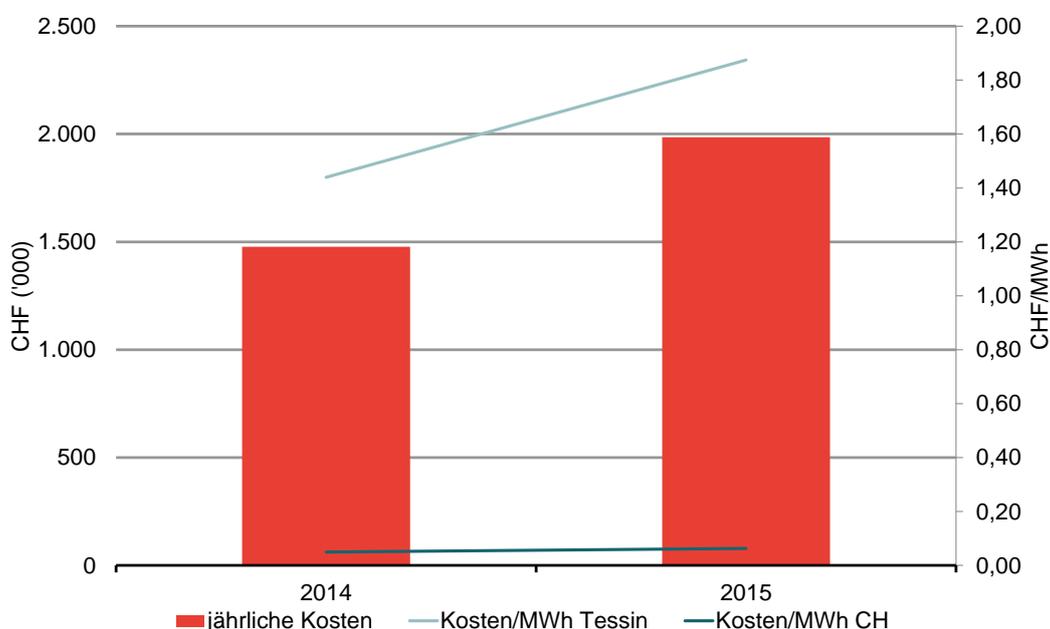
multipliziert. Wie für Tessin wurden diese jährlichen Kosten einmal durch den Jahresabsatz in Kreuzlingen und einmal durch den Jahresabsatz in der Schweiz geteilt, um die Kosten pro MWh für die verschiedenen Kostensozialisierungs-Optionen zu erhalten.

Ergebnisse für Tessin und Kreuzlingen

Wie aus **Abbildung 12** hervorgeht, hätten sich die Gesamtkosten für die Integration Tessins in den Jahren 2014 und 2015 auf ca. 1,5 Mio. CHF bzw. 2,0 Mio. CHF belaufen. Verwendet man den Durchschnitt dieser beiden Jahre als Prognose für die tatsächlich zu erwartenden Kosten, so lassen sich für eine Integration Tessins folgende Ergebnisse festhalten:

- die Integration der isolierten Zone Tessin würde, gemäß dieser Abschätzung, zu jährlichen Kosten in Höhe von ca. 1,7 Mio. CHF führen;
- der Preisaufschlag auf alle Tessiner Endkunden bei Kostensozialisierung innerhalb der isolierten Zone (Option 1) würde ca. 1,7 CHF/MWh betragen;
- der Preisaufschlag für alle schweizerischen Endkunden bei Kostensozialisierung innerhalb des gesamten Marktgebietes Schweiz (Option 2) würde ca. 0,06 CHF/MWh betragen.

Abbildung 12. Geschätzte Gesamtkosten und Kosten/MWh je nach Umlage auf Tessiner/schweizerische Endkunden

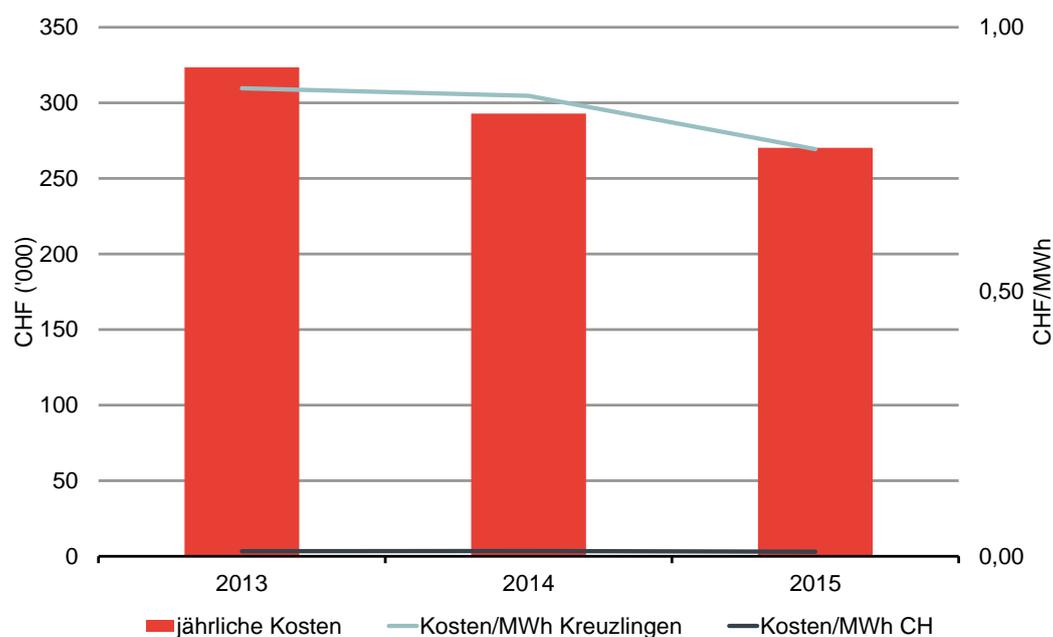


Quellen: Frontier-Berechnung auf Basis von Bloomberg; OGE Preisblatt für 2016; BFE Daten über Stundenlastgang Tessin 2013-2015; BFE, „Überblick über den Energieverbrauch der Schweiz im Jahr 2014“

Die Kosten für eine Integration des (gemessen am Gasabsatz) kleineren Kreuzlingen sind deutlich geringer als die Integration Tessins. Wie in **Abbildung 13** zu sehen ist, hätten sich die Kosten in den letzten drei Jahren zwischen 270.000 CHF und 320.000 CHF pro Jahr bewegt. Aus dem Durchschnitt dieser drei Jahre ergibt sich folgende Kostenabschätzung:

- die Integration von Kreuzlingen wäre mit jährlichen Kosten i.H.v. ca. 300.000 CHF verbunden;
- der Preiszuschlag auf alle Kreuzlinger Endkunden bei Kostensozialisierung innerhalb der isolierten Zone (Option 1) würde ca. 0,84 CHF/MWh betragen;
- der Preiszuschlag auf alle schweizerischen Endkunden bei Kostensozialisierung innerhalb des gesamten Marktgebietes Schweiz (Option 2) würde ca. 0,01 CHF/MWh betragen.

Abbildung 13. Geschätzte Gesamtkosten und Kosten/MWh je nach Umlage auf Kreuzlinger/schweizerische Endkunden



Quellen: Bloomberg; Geschäftsberichte 2013 und 2014 der Technischen Betriebe Kreuzlingen; VSG Jahresstatistik 2014 und 2015; BFE, „Überblick über den Energieverbrauch der Schweiz im Jahr 2014“

Sowohl für die isolierte Zone Tessin als auch für die isolierte Zone Kreuzlingen hängen die genauen zukünftigen Kosten von der Preis- und Nachfrageentwicklung ab. Die auf Basis von historischen Daten durchgeführte Kostenabschätzung erlaubt jedoch eine Einschätzung der zu erwartenden Größenordnung und darauf aufbauende Handlungsempfehlungen.

Empfehlung für die Schweiz

Gemäß unserer Kostenschätzung belaufen sich die Gesamtkosten der Integration beider isolierten Zonen in Summe auf ca. **2,0 Mio. CHF pro Jahr**. Bei einer Sozialisierung der Kosten zwischen allen schweizerischen Endkunden würde die Integration beider Zonen zu einem Preisaufschlag von insgesamt ca. 0,07 CHF/MWh führen. Bei rund 85 CHF/MWh⁴⁰ durchschnittlichen Endverbraucherausgaben für Erdgas (im Jahr 2014) entspricht dies einem **Preisaufschlag von weniger als 0,1%**.

Im Hinblick auf die oben aufgeführten Vorteile der Integration, insbesondere die Gewährleistung der Gleichbehandlung aller schweizerischen Endverbraucher ohne Mehraufwand für Lieferanten, scheint es eindeutig, dass der Nutzen der Integration die Kosten deutlich übersteigen würde. Die Integration der isolierten Zonen nach NCG-Modell ist damit aus Sicht unseres Loses empfehlenswert, sofern es zu einer vollständigen Marktöffnung in der Schweiz kommt. Los 4 untersucht die Auswirkungen einer Integration der isolierten Zonen aus Bilanzierungssicht und kommt dabei zu einer anderen Empfehlung für die Schweiz.

3.3 Exkurs: Integration ins NCG-Gebiet

Im Rahmen der Konsultation zum GasVG wurde auch eine vollständige Integration des schweizerischen Entry-Exit-Systems mit dem deutschen NCG-Marktgebiet in die Diskussion eingebracht.⁴¹ Mögliche Auswirkungen dieses Vorschlags diskutieren wir in diesem Abschnitt im Hinblick auf Effizienzfragen (**Abschnitt 3.3.1**) und Marktprozesse (**Abschnitt 3.3.2**).

3.3.1 Auswirkungen auf Wettbewerb und Gasflüsse

Wie für alle Abwägungen im Kontext einer Erleichterung des Netzzugangs gilt auch für eine mögliche Vollintegration in das NCG-Marktgebiet:

- Stärkung der Handelseffizienz – Eine Marktgebietsintegration würde den Gashandel (im Vgl. zu einer Nicht-Integration) erleichtern und den Wettbewerb in der Schweiz zum Vorteil der Verbraucher stärken.
- Nachteile bei Netzeffizienz – Zugleich gibt es aber Nachteile bei der Netzeffizienz, da sich die kommerzielle Ebene in einem großen Marktgebiet weiter von der tatsächlichen Netzphysik entfernt und es für die Netzbetreiber aufgrund der größeren Vielfalt der Kombinationsmöglichkeiten von Entry- und Exit-Punkten schwieriger wird, Engpässe abzuschätzen.

Handelseffizienz

Eine Vollintegration mit dem NCG-Marktgebiet würde die Entwicklung eines wettbewerblichen Gasmarktes in der Schweiz stark begünstigen. „Auf einen

⁴⁰ Quelle: Frontier-Berechnung auf Basis von Daten der BFS
<http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/08/03/blank/key/verbraucherAusgaben.html> und des BFE: „Überblick über den Energieverbrauch der Schweiz im Jahr 2014“

⁴¹ IGE „Konsensmodell Lösung Industrie“ – Foliensatz vom 23. März 2016.

Schlag“ und mit deutlich geringeren Transaktionskosten könnten alle Anbieter im NCG-Marktgebiet auch als Anbieter in der Schweiz auftreten. Konsumenten in der Schweiz hätten umgekehrt eine viel größere Auswahl an Lieferanten. Die Schweiz „rückt“ dabei im kommerziellen Sinne auch näher an z.B. weitere Gasquellen heran: Anbieter aus den Niederlanden oder Norwegen wären dann jeweils nur noch einen Grenzübertritt (von NL/NO nach NCG (inkl. Schweiz)) von den Schweizer Nachfragern entfernt. Dabei hätten Anbieter für die Schweiz und schweizerische Nachfrager auch Zugang zum liquiden NCG-Gashandelspunkt, welcher nicht nur im Kurz- sondern auch im Terminmarkt eine deutlich höhere Liquidität aufweist, als dies bei optimistischen Prognosen für einen schweizerischen VAP zu erwarten wäre. Da davon auszugehen ist, dass sich eine Beschaffung für die Schweiz auch bei einer Nicht-Integration am deutschen NCG orientieren würde (zumindest Terminmarkt), vermeiden die Versorger dabei zusätzlich Transaktionskosten⁴² (welche aber ggf. durch zusätzliche Regelenenergiekosten kompensiert werden, siehe dazu im Folgenden).

Die genauen Auswirkungen einer vollständigen Integration mit NCG auf die Gasflüsse im Schweizer Gasnetz hängen von der dann konkreten Ausgestaltung der Entry- und Exit-Gebühren in dem „erweiterten (inkl. Schweiz)“ NCG-Gebiet ab: Da Netzentgelte an der „jetzigen“ Marktgebietsgrenze zwischen NCG und Schweiz (Entry-/Exit-Punkt Wallbach OGE und Fluxys Tenp) wegfallen würden, müssten NCG und Schweiz (d.h. Netpool) andere Entry- und Exit-Entgelte anpassen, um weiter die Netzkosten zu decken. Wie dies genau umgesetzt wird, beeinflusst mögliche Auswirkungen auf Gasflüsse. Grundsätzlich lässt sich sagen:

- Keine Auswirkungen auf regionale und lokale Netze in der Schweiz – Diese dienen im Wesentlichen der direkten Befriedigung der Schweizer Nachfrage. Da wir davon ausgehen, dass diese durch eine Integration mit NCG nicht beeinflusst wären, erwarten wir keine Änderungen.
- Keine Nachteile im Sinne geringerer Netzauslastung im Transitbereich zu erwarten – Wenn man von bestehenden Transportbuchungsverträgen einmal abstrahiert (dazu im Folgenden), dann ist es unwahrscheinlich, dass Veränderungen von Netzentgelten zum Nachteil der Gasflüsse in der Schweiz wären. Für den Transit von NCG nach Italien beispielsweise würde ja ein Grenzübertritt wegfallen. Der ungünstigste Fall für einen Transiteur wäre dann, dass das Entgelt in Passo Gries (Grenzübergang zu Italien) genau um den Betrag des entfallenen Entgelts in Wallbach (Grenzübergang NCG zu Schweiz ohne Integration) erhöht wird. Selbst dann ergibt sich aber kein Nachteil für Transiteure im Vergleich zur Nicht-Integration. Da die eben beschriebene Änderung aber nicht wahrscheinlich ist (vermutlich würde ein Teil der weggefallenen Kosten auch auf andere Netzpunkte umgelegt) dürfte

⁴² Bei einer Beschaffung im NCG Terminhandel im Falle einer Nicht-Integration tragen Versorger für die Schweiz ein so genanntes Basisrisiko, d.h. dass die kurzfristigen Preise (Day-Ahead) zwischen NCG und Schweiz VAP divergieren. Die Absicherung dieses finanziellen Risikos ist mit Transaktionskosten verbunden, welche im Falle einer Integration wegfallen (da ja dann per Definition der NCG -Preis auch 1 zu 1 für die Schweiz gilt).

sich für Transiteure von Deutschland nach Italien ggf. sogar ein Vorteil in Form niedriger Entgelte ergeben.⁴³

Eine Herausforderung würde sich ggf. in Bezug auf bestehende langfristige Transportverträge ergeben:

- Langfristige Transportverträge für Importe würden vermutlich ersatzlos wegfallen – Eine unmittelbare (und gewollte) Konsequenz einer Integration ist, dass es Grenzübertritte NCG-Schweiz im buchungstechnischen Sinne bei einer Integration nicht mehr geben würde; Kapazitätshalter würden für existierende Buchungen auch nicht mehr zahlen müssen. Diese Kosten wären dann aber eben auf andere Netzpunkte (Entry-Punkte in NCG oder Exit-Punkte) umzulegen.
- Langfristige Transitverträge ggf. problematisch – Inwiefern eine Umstellung der langfristigen Transitverträge möglich ist, ist eine juristische Frage die im Rahmen dieser Studie nicht beantwortet werden kann. Theoretisch wäre eine Umstellung möglich, die Transiteure genauso stellt wie eine Situation ohne Integration (indem die Schweizer Netzkosten auf den Exit-Punkt nach Italien umgelegt werden). Es ist aber unklar inwiefern dies im Rahmen der bestehenden Verträge rechtlich möglich ist.

Netzeffizienz

Den Vorteilen auf der Handelsebene stehen aber ggf. Nachteile bei der Netzeffizienz gegenüber.

Diese hängen stark von möglichen Engpässen im Netz im Bereich des „wegfallenden“ Marktgebietsübertritts von NCG ab.

- Bestehen Engpässe, die nach einer Integration von den Marktteilnehmern nicht mehr beobachtet werden (da sie den Übertritt nicht buchen müssen), dann besteht die Gefahr, dass Netzbetreiber verstärkt durch den Einsatz von Regelenergie oder anderen Maßnahmen in den Markt eingreifen müssen, um einen effizienten Netzbetrieb herzustellen (mit den entsprechenden Kosten).
- Liegen hingegen kaum, oder nur geringe Engpässe vor, dann bestehen diese Eingriffsnotwendigkeit bzw. Kosten nicht.

Nach unseren Einschätzungen liegen aktuell keine signifikanten Engpässe zwischen NCG und der Schweiz vor, dies lässt sich aber nicht abschließend beurteilen und wäre näher zu untersuchen. Auch könnte es sein, dass Engpässe in Folge einer Integration deutlich zunehmen (siehe dazu im Folgenden).

Von noch entscheidender Rolle bei einer Integration wird daher eine sachgerechte Beanreizung zum Fortbestand der Zweistoffkunden (dazu auch im **Abschnitt 4.1.1** im Folgenden, da sich das Problem grundsätzlich auch schon bei Einführung eines Entry-Exit-Systems in der Schweiz stellt). Im Falle einer Integration befindet sich dann eine Vielzahl von (NCG) Speichern im gleichen Marktgebiet wie Nachfrager in der Schweiz. Diese könnten dann ohne zusätzlichen Marktgebietsübertritt auf Speicher in Deutschland zugreifen (da

⁴³ Die Frage nach Transiten von Frankreich nach Italien ist komplexer und würde vor allem davon abhängen, welche Kapazitätsprodukte letztlich angeboten würden.

diese kommerziell nun günstiger zu nutzen sind). Dies hat zwei bedeutende Implikationen:

- Zweistoffanwendungen als Flexibilitätsquelle werden ggf. weniger attraktiv, da Anbieter versuchen könnten, Flexibilität aus deutschen Speichern verstärkt für die Versorgung in der Schweiz zu nutzen (und Flexibilität aus Speicher offenbar günstiger ist, also Flexibilitätsbereitstellung durch Zweistoffkunden⁴⁴); und
- Engpässe zwischen Deutschland und der Schweiz würden vermutlich deutlich ansteigen und zu höheren Regelergiekosten führen, wenn die deutschen Speicher tatsächlich verstärkt für die Schweiz genutzt werden würden – da die Netzphysik dies ggf. gar nicht erlaubt (sonst würden die deutschen Speicher ggf. schon heute verstärkt in der Schweiz eingesetzt werden). Netzbetreiber müssten dem dann entgegensteuern.

Diese beiden netzseitigen Effekte sind ähnlich zu den Effekten, wie sie auch ohne NCG-Integration in einem Schweizer EES zu erwarten sind – und deshalb im Rahmen der Kapazitätsbemessung und -vergabe und bei der Abwägung einer City-Gate-Lösung ohnehin zu berücksichtigen sind (vgl. **Abschnitt 4.1.1** und **Abschnitt 2**, in denen die Vor- und Nachteile verschiedener Optionen besprochen werden).

3.3.2 Auswirkungen auf Marktrollen und Prozesse

Eine Integration der Schweiz in das Marktgebiet NCG erfordert je nach Ausgestaltung der Integration Vollintegration oder Integration mit einem analogen Modell des österreichischen Cosima Modells unterschiedliche Anpassungen an die in Deutschland eingeführten Marktprozesse. Eine Integration wäre prinzipiell sowohl mit einem Modell einer vollständigen vertikalen Integration als auch mit einem City-Gate-Modell möglich, da die Integration der Marktgebiete maßgeblich auf die Bilanzierung der Energiemengen abzielt. Im Falle einer Integration müsste das jeweils gewählte Netzzugangsmodell in der Schweiz alle Anforderungen des Marktgebietes NetConnect Germany hinsichtlich der für die Gasmengenbilanzierung erforderlichen Prozesse erfüllen. Hier verweisen wir auf die Ausarbeitungen im Los 4 Bilanzierung. In der praktischen Ausgestaltung einer Integration in das Marktgebiet NCG sehen wir jedoch eine Vollintegration als sehr viel aufwändiger für beide beteiligten Marktgebiete, deren Netzbetreiber und des regulatorischen Rahmens an.

Vollintegration

Eine Vollintegration der Schweiz z.B. als weiterer TSO in der Marktgebietskooperation erfordert eine Anpassung der Marktkommunikationsprozesse an die in Deutschland eingeführten Standards. Hierzu müssen alle bilanzierungsrelevanten Prozesse, die in Deutschland über die NetConnect Germany GmbH abgewickelt werden, durch die Schweizer Netzbetreiber beliefert werden. Folgende Anforderungen sind aus unserer Sicht für eine Vollintegration notwendig:

⁴⁴ Sonst würde es in Ländern wie Deutschland mehr Zweistoffkunden statt Speicher geben.

1. Für die Umsetzung wäre voraussichtlich ein Beitritt der Schweizer Netzbetreiber zur Kooperationsvereinbarung der deutschen Gasnetzbetreiber erforderlich. Diese regelt die Interaktion zwischen den Netzbetreibern untereinander und stellt die Basisverträge für den Netzzugang zur Verfügung. Die Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen enthält einen Hauptteil welcher folgende Aspekte regelt:

- Marktgebiete
- Zusammenarbeit der Netzbetreiber/Marktgebietsverantwortlichen
 - i. Interne Bestellung
 - ii. Netzkopplung zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern
 - iii. Gemeinsame Vermarktung von Kapazitäten
- Regelenergie und Bilanzkreise
 - iv. Beschaffung und Einsatz von Regelenergie
 - v. Bilanzkreise
 - vi. Übertragung von Gas zwischen Bilanzkreisen unterschiedlicher Marktgebiete im Ausspeisenetz
- Allgemeine Schlussbestimmungen
 - i. Gasbeschaffenheit, Steuern, Haftungsregelungen, etc.

sowie die Standardangebote der deutschen Netzbetreiber an ihre Kunden

- Geschäftsbedingungen für den Ein- und Ausspeisevertrag (Entry-/Exit-System) (FNB-Netze)
- Ein- und Ausspeisevertrag zwischen Verteilernetzbetreibern mit Entry-Exit- System und Transportkunden (VNB-Netze mit geringen oder keinen Exit-Punkten zu Endverbrauchern)
- Lieferantenrahmenvertrag (VNB-Netze)
- Geschäftsbedingungen für den Bilanzkreisvertrag
- Vereinbarung zur Verbindung von Bilanzkreisen
- Netzanschluss und Anschlussnutzungsvertrag Biogas
- Einspeisevertrag Biogas auf Verteilnetzebene

Und zur Erläuterung und Detailausgestaltung sog. Leitfäden:

- a) Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas,
- b) Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas,
- c) Leitfaden Sicherheitsleistungen und Vorauszahlungen im deutschen Gasmarkt,
- d) Leitfaden Bilanzierung Biogas,
- e) Leitfaden Kostenwälzung Biogas,
- f) Leitfaden Marktraumumstellung,
- g) Leitfaden Krisenvorsorge Gas und
- h) Leitfaden Prozessbeschreibung Netzbetreiberwechsel.

Die entsprechenden Regelungen sind gemeinsam mit der deutschen Gaswirtschaft für eine Ausweitung des Marktgebietes auf die Schweiz zu

überarbeiten und zu adaptieren. Für die entsprechenden gesetzlichen Grundlagen auf die in den Vertragswerken verwiesen wird, müssten für die Schweiz gültige Regelungen hinterlegt werden, ggf. neu gefasst werden.

2. Die Weiterentwicklung der Netze müsste über einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan abgestimmt werden. Engpässe innerhalb des gemeinsamen Marktgebiets Deutschland/Schweiz sollten möglichst beseitigt werden. Um möglichst hohe frei zuordenbare Kapazitäten ausweisen zu können, sind die Transitzkapazitäten in der Schweiz in das Entry-Exit-Modell aufzunehmen. Diese sind in Deutschland bereits integriert.
3. Ein maßgeblicher Aspekt einer Bilanzierungszone ist die gemeinschaftliche Beschaffung von Regelenergie zum Ausgleich von Bilanzungleichgewichten durch die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber. Um dieses gewährleisten zu können müssen die involvierten Netzbetreiber harmonisierte Prozesse für die Ermittlung des Regelenergiebedarfs, deren Beschaffung und deren Verrechnung an die Bilanzkreisverantwortlichen, bzw. an die Netzbetreiber, implementieren. Die Rahmenbedingungen hierzu sind in der Kooperationsvereinbarung beschrieben. Die wichtigsten Aspekte sind aus unsere Sicht:
 - **Gemeinsame Bilanzkreisbewirtschaftung** für alle Kunden eines Bilanzkreisverantwortlichen im Marktgebiet. Ausgleich von Bilanzkreisdifferenzen auf Marktgebietsebene mit dem Bilanzkreisverantwortlichen.
 - **Die Zuordnung von Kunden zu den Kundengruppen SLP** (Standartlastprofil) und RLM (Registrierende Leistungsmessung) und der hiermit einhergehenden Verpflichtungen für Ein- und Ausspeisenetzbetreiber und Lieferanten hinsichtlich Stammdatenaustausch, Datenübermittlung, Lastprognose und Allokationsprozessen. Hierzu wäre die Einführung ähnlicher Grenzwerte zur Abgrenzung zwischen SLP und RLM Kunden wie in Deutschland erforderlich. RLM Kunden werden hier durch eine maximale stündliche Ausspeiseleistung größer als 500 Kilowattstunden pro Stunde und einer maximalen jährlichen Entnahmemenge der Verbrauchsstelle von größer als 1,5 Millionen Kilowattstunden definiert und sind zwingend mit einer registrierenden Leistungsmessung auszustatten.
 - **Einführung der standardisierten Marktkommunikationsprozesse** im Rollenmodell mit den hinterlegten Datenformaten
 - i. Automatisierte Lieferantenwechselprozesse (Massenkundenprozesse);

- ii. Automatisierte Datenmeldeprozesse und definierte Meldezeitpunkte an den Schnittstellen zwischen den Markttrollen und zwischen den Netzbetreibern und dem Marktgebietsverantwortlichen;
 - iii. Definierte Allokationsprozesse und Clearingprozesse für die Bereinigung von Fehlern;
 - iv. Abrechnungsprozesse für die Differenzen zwischen Prognose und Allokation (die sog. Mehr-/Minderungenabrechnung);
 - v. Monitoring-Prozesse für Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche zur kontinuierlichen Verbesserung der Qualität mit dem Ziel einer möglichst ausgeglichenen Bilanzierungszone;
 - vi. Anreizsysteme zu Verbesserung der Prognosequalität;
 - vii. Weitgehend automatisierter elektronischer Datenaustausch bis zur Erstellung von Abrechnungen zwischen allen Beteiligten.
- **Gemeinschaftliche Beschaffung von Regel- und Ausgleichsenergie** für das Marktgebiet durch den Marktgebietsverantwortlichen im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber und verursachungsgerechte Verrechnung auf die Kostenverursacher (BKV's oder Netzbetreiber)
 - **Definierte Monitoring Prozesse** durch die Regulierungsbehörden

Um diese Anforderungen umsetzen zu können bedarf es für die Schweiz ähnlicher Anstrengungen der Netzbetreiber wie es die Netzbetreiber in Deutschland in den letzten zehn Jahren vorgenommen haben. Eine Vollintegration mit einer Übernahme der deutschen Marktprozesse hinsichtlich des Anpassungsbedarfs in beiden Ländern und der Abstimmung der gesetzlichen Anforderungen und der Umsetzungsvorschriften wären sehr aufwendig. Die Schweiz und Deutschland wären aufgefordert ihre Regelungen für den Netzzugang aufeinander abzustimmen, bzw. die Schweiz müsste die Regelungen Deutschlands übernehmen. Zusätzlich müsste die Schweizer Gaswirtschaft der Kooperationsvereinbarung der deutschen Gasversorgungsunternehmen beitreten und hier Anpassungen auf die Schweizer Anforderungen durchsehen. Dies ist insbesondere für das City-Gate -Modell sehr aufwendig, da die Kooperationsvereinbarung als Prämisse auf die vollständige vertikale Integration der Netze abzielt und die Standardverträge mit den Netzkunden als auch die interne Kapazitätsbeschaffung und Kostenverrechnung auf dieses Modell ausgerichtet hat.

Mittelbare Integration

Als sinnvoller erachten wir eine Integration ähnlich des COSIMA Modells in Österreich. Eine Modellbeschreibung des COSIMA Modells ist in der Gasnetzzugangsstudie 2015 (dort in **Abschnitt 3.2.2**) enthalten.

Empfehlung für die Schweiz

Sofern die Schweiz eine Entscheidung zur Integration des Gasmarktgebietes Schweiz in das Marktgebiet NCG trifft, empfehlen wir eine Integration analog der österreichischen Netzgebiete Vorarlberg und Tirol für die Schweizer Inlandsversorgung über einen zentralen Marktgebietskoordinator. Dieser übernimmt für alle Schweizer Netzbetreiber die zentrale Funktion der Regelenenergiebeschaffung über NCG und koordiniert den Netzzugang der Schweizer Gaskunden, sowie das Kapazitätsmanagement für den Schweizer Inlandsmarkt an der deutschen Grenze. Als Vorteile einer solchen Integration wären der unmittelbare Marktzugang der Lieferanten der Schweizer Gaskunden an den liquiden Großhandelsmarkt NCG, sowie eine relativ schnelle Umsetzbarkeit bei gleichzeitiger Gestaltungshoheit der Schweiz in der Gestaltung des Marktzugangs für die Schweizer Gaskunden zu nennen. Der Aufwand für eine Vollintegration mit einer Übernahme aller Vorschriften des deutschen Gasmarkts wäre aus unserer Sicht um ein Vielfaches höher.

4 KAPAZITÄTSBEMESSUNG UND – VERGABE

In diesem Abschnitt behandeln wir Fragestellungen rund um die Themen Kapazitätsbemessung (**Abschnitt 4.1**) und Kapazitätsvergabe (**Abschnitt 4.2**).

4.1 Kapazitätsbemessung

Im Folgenden diskutieren wir,

- welche Aspekte bei der Berechnung und Überprüfung von Kapazitäten zu berücksichtigen sind und wie Anreize zum Erhalt von Zweistoffkunden gesetzt werden können (**Abschnitt 4.1.1**);
- welche Vor- und Nachteile unterschiedliche Referenzszenarien für die Kapazitätsbemessung haben (**Abschnitt 4.1.2**);
- welche Kostenabschläge für Kapazitätsprodukte unterschiedlicher Qualität auf europäischer Ebene vorgesehen und in verschiedenen EU-Ländern gewährt werden (**Abschnitt 4.1.3**);
- wie Kapazitätsprodukte mit unterschiedlicher Fristigkeit bepreist werden sollten (**Abschnitt 4.1.4**); und
- wie unterschiedliche Kapazitätsprodukte bei der Kapazitätsbemessung zu priorisieren sind (**Abschnitt 4.1.5**).

Da in diesem Abschnitt vielfach unterschiedliche Arten von Kapazitätsprodukten diskutiert werden, werden in untenstehender Textbox zunächst die grundlegenden Ausgestaltungsdimensionen von Kapazitätsprodukten zusammengefasst.

ÜBERSICHT UNTERSCHIEDLICHER KAPAZITÄTSPRODUKTE⁴⁵

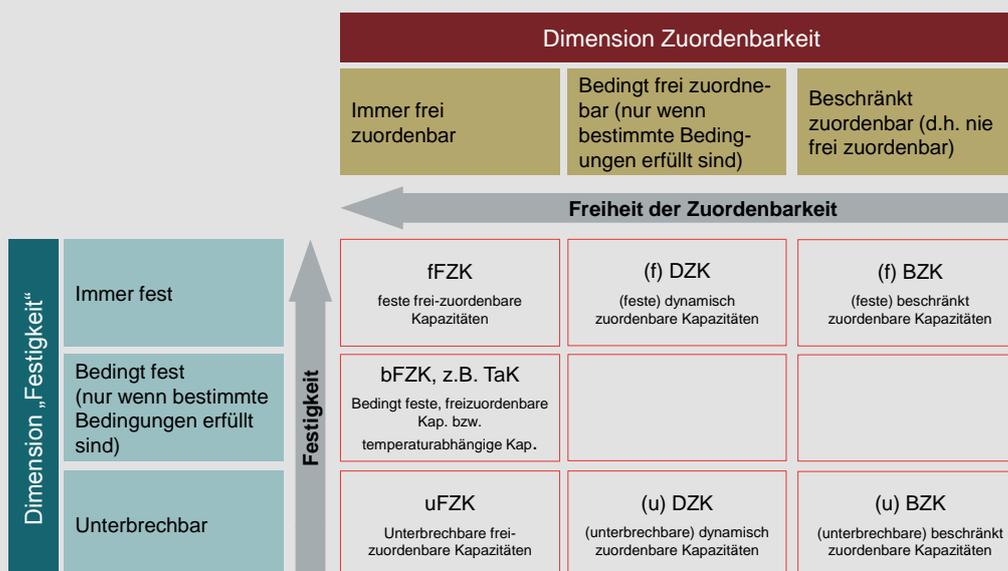
Kapazitätsprodukte unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich der „Festigkeit“ (feste vs. unterbrechbare Kapazitäten), der Zuordenbarkeit und der Fristigkeit.

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) angeboten. Diese Kapazitäten stehen fest zur Verfügung, sofern entweder bestimmte Temperaturen nicht unter- oder überschritten werden oder bestimmte Gasfluss-Bedingungen erfüllt sind (siehe **Abbildung 14**).

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 Exit-Punkten 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 in der EU mit unterschiedlichen Fristigkeiten vergeben, z.B. als Jahres-, Quartals-, Monats- oder Tagesprodukte.

Abbildung 14. Klassifizierung von Kapazitätsprodukten in Abhängigkeit ihrer Zuordenbarkeit und Festigkeit



Quelle: Frontier/E-Bridge.

⁴⁵ Vergleiche Frontier/E-bridge (2015), Abschnitt 4.1.1.

4.1.1 Berechnung und Überprüfung von Kapazitäten

Berechnung und Prüfung von Kapazitäten

Die Ermittlung der Kapazitäten im Rahmen des Netzzugangs erfolgt auf Basis der technischen Kapazitäten sowohl an den Grenzübergangspunkten, als auch an den Exit-Punkten im Fernleitungsnetz. Die Datengrundlage hierfür stammt aus den technischen Parametern der Übergabeanlagen an den Marktgebietsübergabepunkten bzw. Übergabepunkten zu direkt angebotenen Endkunden oder am Übergabepunkt City-Gate zu den nachgelagerten lokalen Verteilnetzbetreibern. Der Übergabepunkt City-Gate stellt den Summenkapazitätspunkt zwischen dem regionalen Fernleitungsbetreiber im Entry-Exit-System und der **Summe der Ausspeisekapazitäten aller Endverbraucher** in den nachgelagerten lokalen Verteilnetzen dar. Für die Absicherung des Kapazitätsbedarfs als feste frei zuordenbare technische Kapazität stehen dem Fernleitungsnetzbetreiber Maßnahmen zur Absicherung zur Verfügung (Beschaffung von regionalen Speicherprodukten, Abschaltkapazitäten von Großverbrauchern im vor- und nachgelagerten Netz) zur Verfügung. Nicht abgesicherte Kapazitäten werden als unterbrechbare Kapazitäten ausgewiesen und können mit einem gemäß der Unterbrechbarkeit gewichteten Preis als Abschlag zum Jahresprodukt vermarktet werden (siehe **Abschnitt 4.1.3**).

Involvierte Akteure sind die Schweizer Fernleitungsnetzbetreiber (oder deren Vertreter in Form des Marktgebietskoordinators) sowie vor-/nachgelagerte Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber. Eine kontrollierende Funktion übernehmen innerhalb dieser Prozesse die Regulierungsbehörde und die Transportkunden.

- **Die Kapazitätsermittlung erfolgt Bottom-Up auf Basis der Kapazitätsbedarfe für die Kundenversorgung** – Die Berechnung der Kapazitäten für die Vermarktung im Entry-Exit-System erfolgt in der Regel über einen Bottom-Up Ansatz mittels der prognostizierten Abnahmemengen und Lasten der beteiligten Ausspeisenetzbetreiber. Für die Ermittlung der vermarktbareren Kapazitäten werden aufbauend auf den Kapazitätsbedarfen der lokalen und regionalen Verteilnetzbetreiber sowie der Transitbedarfe auf der Ferngasstufe unter Anwendung von im Vorfeld definierten Versorgungsszenarien erforderlichen Lasten berechnet. Für die Ermittlung sollen die bei Verteilnetzbetreibern vorhandene kapazitätsbedarfsmindernden Instrumente (wie z.B. lokale Speicher, abschaltbare Kunden, Netzpuffer) berücksichtigt werden. Hierzu hat die Gaswirtschaft ein Berechnungstool (wie z.B. das BDEW Tool zur internen Bestellung⁴⁶) zu entwickeln. Die kapazitätsmindernden Instrumente sind in den Abfragen der Verteilnetzbetreiber zu inkludieren und für die Berechnungen zu berücksichtigen. Diese Abfrage sollte im Rahmen der Einbeziehung der Schweizer Gaswirtschaft regelmäßig aktualisiert (jährlich bzw. zweijährlich

⁴⁶ Vgl. https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Ermittlung-der-Bestellkapazitaet-im-Rahmen-der-Internen-Bestellung

nach Festlegung durch den Regulator) werden. Als Prognosezeitraum wird sinnvollerweise ein Zeitraum von mindestens zehn Jahren gewählt. Mit der Einrichtung einer zentralen Vermarktungsstelle für den Netzzugang (Marktgebietskoordinator (MGK)) wird dieser mit der Durchführung und Koordination des Prozesses beauftragt und ist verantwortlich für die Zusammenarbeit der Netzbetreiber in diesem Prozess.

- **Kapazitätsermittlung hat das Ziel eines möglichst hohen Ausweises von verfügbaren Kapazitäten** – Die Berechnungen der Fernleitungsnetzbetreiber haben das Ziel, möglichst hohe, aufeinander abgestimmte technische Kapazitäten in den verbundenen Netzen ausweisen zu können. Die erforderlichen Berechnungen erfolgen in der Regel auf Basis von Lastflusssimulationen nach dem Stand der Technik mit dem Ziel, den Bedarf der Transportkunden möglichst weitgehend zu decken und die verfügbaren technischen Kapazitäten zu maximieren.
- **Prüfung der Berechnungen durch die Regulierungsbehörden und die Netznutzer** – Die für die Berechnung der frei zuordenbaren Kapazitäten verwendeten Methoden, Modelle, Parameter und Szenarien sollten im Vorfeld von den Fernleitungsnetzbetreibern mit dem Regulator abgestimmt werden und die Ergebnisse dieser Kapazitätsprognose mit den Netzzugangsberechtigten konsultiert werden. Ableitend aus dem Konsultationsprozess und den ggf. im Modellierungsprozess auffälligen Netzbereichen sind Maßnahmen zur Beseitigung von Engpässen, sowie zur Deckung von prognostizierten Zusatzbedarfen abzuleiten und in einen Netzentwicklungsplan zu überführen.
- **Maßnahmen zur Erweiterung der verfügbaren fest frei zuordenbaren Kapazitäten** – Sofern im Rahmen der Berechnungen ein nicht ausreichend verfügbares Angebot frei zuordenbarer Kapazität ermittelt wird, sollen von den Fernleitungsnetzbetreibern mit der Regulierungsbehörde mögliche Maßnahmen abgestimmt werden, die einen Ausweis möglichst maximaler frei zuordenbarer Kapazitäten ermöglichen. Als mögliche Maßnahmen können z.B. die Beschaffung von lokalen Flexibilitätsprodukten (Lastflussszusagen, Speicherprodukte, abschaltbare Kunden bzw. Zweistoffkunden) durch den MGK evaluiert werden und die Beschaffung der Produkte nach diskriminierungsfreien und transparente Verfahren (z.B. Ausschreibung) veranlasst werden. Die Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber für die Absicherung frei zuordenbarer fester Kapazitäten werden im Rahmen der Entgeltermittlung für die Kapazitäten als umlegbare Kosten berücksichtigt.
- **Ausweis von technisch verfügbaren Kapazitäten** – An Übergabepunkten zu vor- oder nachgelagerten Marktgebieten, sowie an den Übergabepunkten aus dem Entry-Exit-System in die lokalen Verteilnetze, haben die vor- und nachgelagerten Netzbetreiber einheitliche technische Kapazitäten auf den Vermarktungsplattformen auszuweisen. Sofern divergierende Kapazitätsangaben aus den technischen Parametern der Übergabeanlagen und den Transportkapazitäten der vor- bzw. nachgelagerten Netze ausgewiesen werden, sollten die Netzbetreiber einen einheitlichen Ausweis anstreben. Für den veröffentlichten Ausweis der technisch verfügbaren

Kapazität eines Netzkopplungspunktes ist die geringere der von den beiden beteiligten Netzbetreibern ermittelte Kapazität zu veröffentlichen.

- **Ausweis von Kapazitätsprodukten** – Für den Ausweis von Kapazitäten dient als Basis die technisch verfügbare Kapazität. Diese sollte, soweit darstellbar in der Lastsimulation, als feste frei zuordenbare Kapazität durch die Fernleitungsnetzbetreiber bzw. dem Marktgebietskoordinator vermarktet werden können. Sofern in der Lastsimulation nur eine teilweise eingeschränkte Nutzungsmöglichkeit ermittelt werden kann, sollten zunächst alle wirtschaftlich zumutbaren Möglichkeiten ausgeschöpft werden um die freie Zuordenbarkeit der Kapazitäten herzustellen, bevor geringer wertige Kapazitätsprodukte ausgewiesen werden. Ggf. können auch langfristige Produkte auf unterbrechbarer Basis zur Vermarktung gebracht werden.
- **Zusätzliche Kapazitäten** – Zusätzliche Kapazitäten können die Fernleitungsnetzbetreiber bzw. der Marktgebietskoordinator auf kurzfristiger Basis entweder als feste oder unterbrechbare Produkte durch die in den europäischen Networkcodes vorgesehenen Maßnahmen zur Vermarktung freigeben oder die Netznutzer können die nicht genutzten Kapazitäten wieder zur Vermarktung freigeben (Use-it-or-loose-it (UIOLI) bzw. Übervermarktung und Rückkauf oder auch die Übernominierung). Alle drei Varianten ermöglichen es den Fernleitungsnetzbetreibern interessierten Transportkunden die erforderlichen Kapazitäten entweder als feste bzw. unterbrechbare Kapazitäten (UIOLI/Übervermarktung) oder nur auf unterbrechbarer Basis (Übernominierung) bereitzustellen und die verfügbaren Transportkapazitäten besser auszulasten.

Anreize zum Erhalt der Flexibilität von Zweistoffkunden

In der Schweiz spielen Zweistoffkunden, also Kunden die zwischen Gas- und Öl wechseln können, eine große Rolle für die Flexibilität des Gassystems: 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.⁴⁷ Laut Aussage des VSG tragen Zweistoffkunden stark dazu bei, dass es im schweizerischen Gassystem momentan keine signifikanten Engpässe gibt.

Im aktuellen schweizerischen Gassystem erhalten Zweistoffkunden Anreize zur Bereitstellung von Flexibilität durch unterbrechbare Lieferverträge, die zu günstigeren Konditionen angeboten werden, als nicht unterbrechbare. Diese Art der Einbindung von Flexibilität ist im heutigen, nicht-liberalisierten schweizerischen Gasmarkt möglich, da es keine Entflechtung zwischen Lieferanten und Netzbetreibern gibt. Bei einer Entflechtung zwischen Netzbetrieb und Kundenversorgung stellt sich die Frage, wie die im System vorhandene

⁴⁷ Für die Zukunft wird jedoch damit gerechnet, dass der Anteil an Zweistoffanlagen sinkensinkt und die Bedeutung dieser Flexibilitätsquelle daher abnehmen wird. (Vergleiche BFE (2014): „Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz – Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010“.)

Flexibilität erhalten und insbesondere unter Berücksichtigung der aktuellen Netzsituation eingesetzt werden kann.⁴⁸

Hierfür gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten:

- **Zweistoffkunden (bzw. deren Lieferanten) erhalten Anreize, unterbrechbare Kapazitäten zu erwerben** – Um Zweistoffkunden einen Anreiz zu setzen, statt fFZK unterbrechbare Kapazitäten (uFZK) zu kaufen, (bzw. anteilig durch den zuständigen Lieferanten im Fall nachgelagerter Netze) müsste die Kostenreduktion von uFZK gegenüber fFZK die Zweistoffkunden für die zusätzlichen Kosten, die mit der Flexibilitätsbereitstellung (über die Vergünstigung von unterbrechbaren Lieferverträgen hinaus) verbunden sind, kompensieren.
- **Fernleitungsnetzbetreiber kaufen (lokale) Regelenergieprodukte bzw. Flexibilitätsprodukte bei Zweistoffkunden ein** – Ebenso können Netzbetreiber erforderliche Flexibilitätsprodukte bei den Lieferanten der Zweistoffkunden im Rahmen der Anfragen von Marktprodukten zur Steigerung der Verfügbarkeit fester technischer Kapazitäten anfragen. Somit können die Anlagen der Zweistoffkunden in den Netzmodellen für die Berechnung der verfügbaren festen technischen Kapazität berücksichtigt werden.

Ein Vorteil des zweiten Ansatzes (Einbindung der Flexibilität über Flexibilitätsprodukte oder lokale Regelenergie) besteht zum einen darin, dass Zweistoffkunden ihre Flexibilität zu ihren jeweiligen Umstellungskosten anbieten können und der Abruf der Flexibilität dann auch entsprechend dieser individuellen Umstellungskosten, und somit volkswirtschaftlich effizient, erfolgen könnte. Zum anderen können die Fernleitungsnetzbetreiber den erforderlichen Bedarf an lokalen Regelenergieprodukten über Ausschreibungen decken und sind nicht gezwungen unwirtschaftliche Anlagen zu kontrahieren. Bei der Integration der Zweistoffkunden, über unterbrechbare Kapazitäten (erster Ansatz), wäre es dagegen nicht möglich, Unterschiede zwischen den Umstellungskosten einzelner Zweistoffkunden zu berücksichtigen.

Für den zweiten Ansatz spricht zudem eine Nutzung der netzdienlichen Flexibilität durch den Fernleitungsnetzbetreiber. Hierbei kann der Fernleitungsnetzbetreiber und/oder der Marktgebietskoordinator zur Absicherung der technisch verfügbaren festen Transportkapazitäten über marktliche Ausschreibungen im notwendigen Umfang beschaffen und die Kosten über die Netzentgelte im Marktgebiet umlegen. Dazu sind von den Fernleitungsnetzbetreibern Produkte zu entwickeln, die eine Bereitstellung der Flexibilität entweder direkt durch den Lieferanten des Endverbrauchers oder durch den Endverbraucher direkt im erforderlichen Teilnetz ermöglichen. Verbleibende nicht vom Fernleitungsnetzbetreiber akquirierte Flexibilitätsreserven können die Lieferanten/Endverbraucher über den zweiten

⁴⁸ Zweistoffkunden können zum einen Flexibilität im Bereich der Gaslieferung bereitstellen, da Gaslieferungen z.B. bei Lieferengpässen oder sehr hohen Gasgroßhandelspreisen unterbrochen oder reduziert werden könnten (Flexibilität auf Versorgenseite). Zum anderen können Zweistoffkunden Flexibilität auf der Netzseite bereitstellen, wenn Gaslieferungen aufgrund von Netzengpässen unterbrochen werden können (Flexibilität auf Netzseite). Sofern Netzbetreiber und Versorger nicht entflochten sind, kann die Bereitstellung beider Arten von Flexibilität über eine entsprechende Bepreisung der Gaslieferung vergütet werden. Bei einer Entflechtung zwischen Netzbetrieb und Kundenversorgung müsste jedoch auch die Vergütung beider Flexibilitätskomponenten separat erfolgen.

Ansatz am Regelenergiemarkt vermarkten. Diese Möglichkeit kann auch für die Beschaffung von Flexibilität durch den Fernleitungsnetzbetreiber aus in Lokalnets vorhandenen Speichern genutzt werden.

Der Ansatz, die Flexibilität von Zweistoffkunden über Flexibilitätsprodukte oder lokale Regelenergie zu integrieren, hätte dagegen Nachteile, falls es durch eine geringe Anbieterzahl von Flexibilitätsprodukten potenziell Marktmachtprobleme und damit einhergehend Preise über dem wettbewerblichen Niveau geben könnte. In diesem Fall wäre der Ansatz der Einbindung über unterbrechbare Kapazitäten vorteilhaft, da in diesem Fall der Preis für die unterbrechbaren Kapazitäten von den Netzbetreibern festgelegt wird (und reguliert ist). Zudem wäre insbesondere bei einer City-Gate-Lösung zu diskutieren, wie der Einkauf und Abruf von lokaler Regelenergie zwischen den Netzbetreibern koordiniert würde, falls hierdurch sowohl Engpässe im vor- als auch nachgelagerten Netz kompensiert werden sollen.

Empfehlung für die Schweiz

Eine klare Empfehlung für einen der beiden Ansätze ist angesichts der unterschiedlichen oben beschriebenen Vor- und Nachteile beider Ansätze an dieser Stelle nicht möglich. Aufgrund des Aspekts, dass ein Nachteil der Flexibilitätsintegration über Flexibilitätsprodukte oder lokale Regelenergie das Entstehen von potenziellen Marktmachtproblemen bei einer geringen Anbieterzahl ist, ist die Frage der Beanreizung von Nachfrageflexibilität letztlich eng mit der Organisation des Regelenergiemarktes und der dort zu erwartenden Marktstruktur verknüpft. Für eine endgültige Beurteilung sind daher die in der Parallelstudie („Los 4“) analysierten Empfehlungen zur Organisation der Bilanzierung und des Regelenergieeinsatzes in der Gesamtschau mit zu berücksichtigen

4.1.2 Referenzszenarien für die Kapazitätsbemessung

Zentrale Ergebnisse der Netzzugangsstudie 2015 und Vertiefungsbedarf für die Folgestudie 2016

In der Netzzugangsstudie 2015 haben wir festgehalten, dass die Verantwortung für die Kapazitätsberechnung prinzipiell bei den (Fernleitungs- und den regionalen Fernleitungs-) Netzbetreibern liegen sollte, da nur dort die entsprechenden Informationen über das Gesamtsystem vorliegen, sowie der (Fernleitungs- bzw. regionale Fernleitungs-) Netzbetreiber auch letztlich für die Systemstabilität die Verantwortung trägt. Letzteres kann jedoch - insbesondere im Fall fehlender kommerzieller Anreize (z.B., weil durch eine entsprechende Erlösregulierung konstante Umsätze sichergestellt sind) – zu einem risikoaversen Verhalten führen. Für Fernleitungsnetzbetreiber 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 im Extremfall – falls von einem solchen Vorgehen mit

dem Ausspeisenetzbetreiber verbundene Unternehmen bzw. Lieferanten weniger betroffen wären – zudem zu Marktzutrittschürden führen.⁴⁹

Daher ist es notwendig, durch den Regulator entsprechende Rahmenbedingungen 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. Das Setzen von Rahmenbedingungen durch die Regulierungsbehörde kann dabei u.a. folgende Aspekte berücksichtigen:

- Vorgabe des Sicherheitsniveaus – Soll 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)?
- 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?

In dieser Studie untersuchen wir vertiefend die Frage, welche Gründe für eine Orientierung der Kapazitätsberechnung an Most-likely-Szenarien, und welche für eine Orientierung an Worst-case-Szenarien, sprechen. Hierfür stellen wir zunächst dar, welche Vorgaben es auf EU-Ebene zur Kapazitätsberechnung gibt und beschreiben anschließend die gesetzlichen Vorschriften in ausgewählten europäischen Ländern. Darauf aufbauend treffen wir eine Schlussfolgerung für die Schweiz.

Vorgaben auf Europäischer Ebene

Für die Berechnung der Netzkapazitäten gibt es keinen EU-weit harmonisierten Ansatz; sie unterscheidet sich je nach Land (und teilweise je nach Netzbetreiber innerhalb eines Landes).

Eine Harmonisierung der Berechnungsmethoden und Inputparameter hätte zwar den Vorteil, dass die Berechnung „aus einem Guss“ erfolgen würde. Unterschiedliche Inputparameter und Methoden führen gegenwärtig häufig zu unterschiedlichen Ergebnissen auf beiden Seiten eines Grenzübergangspunktes, so dass in diesen Fällen i.d.R. der niedrigere Wert ausgewiesen wird und der grenzüberschreitende Handel so beschränkt wird.⁵⁰ Gegner einer europäischen Harmonisierung der Berechnungsmethoden haben dagegen darauf hingewiesen, dass Netzcharakteristika und statistisch relevante Lastflüsse sich je nach Land sehr stark voneinander unterscheiden. Eine Harmonisierung könnte daher

⁴⁹ Vergleiche Frontier/E-Bridge (2015), Abschnitt 4.2.1.

⁵⁰ Vergleiche ACER (2012): „Initial Impact Assessment accompanying the document Framework Guidelines on Interoperability and Data Exchange Rules for European Gas Transmission Networks“.

ebenfalls zu Effizienzverlusten führen, da in diesem Fall nicht in allen Ländern die länderspezifisch optimale Methode verwendet werden könnte.⁵¹

Der in Bezug auf die Berechnung von Kapazitäten relevante europäische Network Code, der NC CAM, legt daher nicht fest, wie oder unter Berücksichtigung welcher Rahmenbedingungen die Berechnung der Kapazitäten erfolgen soll. Artikel 6 des NC CAM gibt jedoch – für die Berechnung der Kapazität an Grenzübergangspunkten - vor, dass

- die ausgewiesene Kapazität unter Berücksichtigung von Sicherheitsaspekten maximiert werden soll⁵²;
- von den angrenzenden (Fernleitungs-)Netzbetreibern gemeinsame Methoden anzuwenden sind⁵³; und dass
- sich die angrenzenden Netzbetreiber zu den bei der Berechnung verwendeten Szenarien abzustimmen haben.⁵⁴

Folglich müssen sich laut EU-Vorgabe die Netzbetreiber angrenzender Länder bei der Kapazitätsberechnung an Grenzübergangspunkten abstimmen, hierbei können jedoch an unterschiedlichen Grenzübergangspunkten jeweils individuelle Abstimmungen getroffen werden.

Nationale Vorgaben in ausgewählten europäischen Ländern

Die nationalen gesetzlichen Vorgaben zur Kapazitätsbemessung unterscheiden sich je nach Land und lassen zudem den Fernleitungsnetzbetreibern relativ große Handlungsspielräume. Im Folgenden skizzieren wir die Vorgaben in Deutschland, Österreich, Großbritannien und Tschechien.

In **Deutschland** werden Vorgaben zur Kapazitätsberechnung in der GasNZV getroffen. Hier heißt es in §9 Abs. 2:

*„Die erforderlichen Berechnungen von Ein- und Ausspeisekapazitäten in einem Marktgebiet erfolgen **auf der Grundlage von Lastflusssimulationen nach dem Stand der Technik**, die auch netz- und marktgebietsüberschreitende Lastflüsse berücksichtigen. Die Fernleitungs-netzbetreiber berücksichtigen dabei insbesondere die **historische und prognostizierte Auslastung der Kapazitäten** sowie die historische und prognostizierte Nachfrage nach Kapazitäten sowie Gegenströmungen auf Basis der wahrscheinlichen und realistischen Lastflüsse.“* (Markierung hinzugefügt)

⁵¹ Vergleiche ENTSO-G (2012): „Analysis of ENTSO-G decisions for the CAM Network Code“.

⁵² Vergleiche NC CAM, Artikel 6, Absatz 1: „The maximum technical capacity shall be made available to network users, taking into account system integrity, safety and efficient network operation“

⁵³ Vergleiche NC CAM, Artikel 6, Absatz 1 (a): „...the transmission system operators shall establish and apply a joint method, setting out the specific steps to be taken by the respective transmission system operators to achieve the required optimization“.

⁵⁴ Vergleiche NC CAM, Artikel 6, Absatz 1 (b): „... the transmission system operators shall jointly assess at least the following parameters and where appropriate adjust them: (1) pressure commitments; (2) all relevant demand and supply scenarios, including details on reference climatic conditions and network configurations associated with extreme scenarios; (3) calorific value“

Diese Vorgaben lassen relativ viele Fragen offen, z.B. wie genau der Stand der Technik anzusetzen ist und welche historischen Daten (mit welcher Gewichtung) berücksichtigt oder auf welcher Basis Prognosen vorgenommen werden. Hierauf weist auch ein deutscher Fernleitungsnetzbetreiber in einer Erläuterung zur Ermittlung der technischen Kapazität hin: *„Für die Durchführung einer solchen Berechnung (...) existiert bislang kein branchenweit standardisiertes Verfahren. Dementsprechend obliegt es den einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern, den Stand der Technik für solche Berechnungen weiter zu entwickeln.“*⁵⁵

Eine eindeutige Klassifizierung der Vorgaben in „Most-likely“ oder „Worst-case“ ist daher schwierig – im Vergleich zu Vorgaben wie in Tschechien (siehe unten) entspricht die deutsche Regelung zwar eher einer Most-likely-Vorgabe, allerdings können „wahrscheinliche“, „realistische“ und „historische“ Auslastungen und Kapazitäten auch sehr kritische Szenarien beinhalten.

In **Österreich** werden entsprechende Vorgaben im GWG getroffen.⁵⁶ Wie in Deutschland beinhalten die österreichischen Vorgaben ähnliche Formulierungen in Bezug auf *„Lastflusssimulationen nach dem Stand der Technik“*, die weitere Definition benötigen. Auch in Bezug auf die zu verwendenden Lastflusssimulationen ist die Regelung eher vage (*„...eine auf unterschiedlichen Lastflussszenarien basierende gemeinsame Prognose“*), so dass wie in Deutschland eine eindeutige Klassifizierung in entweder „Most-likely“ oder „Worst-case“ schwierig ist.

In **Großbritannien** muss sich die Kapazitätsberechnung am „1-in 20 peak day demand“ orientieren, was eher in die Richtung eines „Worst-case“-Ansatzes geht.⁵⁷ Der „1-in-20 peak day demand“ ist dabei als der Tag mit der höchsten Nachfrage in 20 Wintern definiert.

Eine eindeutige Vorgabe zur Verwendung von Worst-case-Szenarien besteht in **Tschechien**. Hier wird eindeutig festgelegt, dass jede theoretisch denkbare Lastflusssituation bewältigt werden muss:

„Worst case scenarios are defined for each border point; maximum entry and exit capacities are discovered by establishing the best possible management of the system and compressor stations, given the pressure conditions at each transfer point. Any theoretically possible combination of

⁵⁵ Gascade: „Berechnung der technischen Kapazität“ (https://www.gascade.de/fileadmin/downloads/kapazitaetsplanung/GASCADE_Berechnung_technische_Kapazitaet_120302.pdf)

⁵⁶ GWG § 34. (1) Der Marktgebietsmanager ermittelt unter Mitwirkung der Fernleitungsnetzbetreiber sowie des Verteilergebietsmanagers **eine auf unterschiedlichen Lastflussszenarien basierende gemeinsame Prognose** für den Bedarf an Kapazitäten und die Belastung der Netze des Marktgebiets für die nächsten zehn Jahre. (...)

(2) Fernleitungsnetzbetreiber, die über Netzkopplungspunkte verbundene Netze betreiben, (...), haben bei der Berechnung und Ausweisung von technischen Kapazitäten mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, in möglichst hohem Umfang aufeinander abgestimmte Kapazitäten in den miteinander verbundenen Netzen ausweisen zu können. **Die erforderlichen Berechnungen der Kapazitäten erfolgen auf Basis von Lastflusssimulationen nach dem Stand der Technik mit dem Ziel, den in der gemeinsamen Prognose nach Abs. 1 ermittelten Bedarf möglichst weitgehend zu decken.** (...“ (Markierung hinzugefügt)

⁵⁷ „Network capability at each entry point was defined as the maximum capacity that could be released at that entry point on a 1 in 20 peak demand given the base network infrastructure and without triggering the need for network reinforcement.“ (ACER (2012): „Initial Impact Assessment accompanying the document Framework Guidelines on Interoperability and Data Exchange Rules for European Gas Transmission Networks“)

transmission must be feasible and transmission must be feasible at any off take for domestic consumption“⁵⁸

Empfehlung für die Schweiz

Zusammenfassend gibt es auf europäischer Ebene keine klare Vorgabe zur Kapazitätsbemessung und auch die Vorgaben in den einzelnen europäischen Mitgliedsstaaten lassen zum Teil Handlungsspielräume offen. Zudem lassen sich die gesetzlichen Vorgaben in den untersuchten Länderbeispielen teilweise schwer als eindeutigen Worst-case-Ansatz oder eindeutigen Most-likely-Ansatz einordnen. Beide Ansätze haben in einer extremen Ausprägung auch Nachteile:

- Eine Kapazitätsbemessung auf Basis von allen theoretisch denkbaren möglichen Worst-case-Szenarien führt zu einem ineffizient niedrigen Ausweisen von FZK und damit zu Handelshemmnissen;
- Bei einer Most-likely-Berechnung, die sich nur an durchschnittlichen oder „sehr wahrscheinlichen“ Szenarien orientiert, besteht die Gefahr, dass der Qualitätsstandard von FZK sinkt, was wiederum negative Auswirkungen auf den Handel haben könnte.

Insgesamt erscheint es daher für die Schweiz empfehlenswert, einen Mittelweg zwischen einem reinen Worst-case- und einem reinen Most-likely-Ansatz vorzugeben.

Bezüglich der Rollenverteilung wäre es empfehlenswert, dass lediglich grundlegende Prinzipien der Berechnung gesetzlich vorgegeben werden (z.B., dass der Ausweis von fFZK maximiert werden sollte, unter Beachtung von Sicherheitsvorgaben), die Verantwortung für die Berechnung aber bei den (Fernleitungs- und regionale Fernleitungs-) Netzbetreibern liegt: Diese haben letztendlich die für die Berechnung notwendigen Informationen vorliegen und sind für die Systemstabilität verantwortlich. Die Regulierungsbehörde würde lediglich als Missbrauchsaufsicht agieren (siehe **Abschnitt 4.1.1:** „Prüfung der Berechnungen durch die Regulierungsbehörde und die Netznutzer“).

4.1.3 Kostenabschläge für Kapazitätsprodukte unterschiedlicher Qualität

Zentrale Ergebnisse aus der Netzzugangsstudie 2015 und Vertiefungsbedarf für die Folgestudie

In der Netzzugangsstudie 2015 haben wir die Vor- und Nachteile verschiedener Kapazitätsprodukte gegeneinander abgewogen und folgende Handlungsempfehlung für die Schweiz getroffen:⁵⁹

- um einen möglichst umfassenden und freien Zugang zum VAP für viele Händler zu gewährleisten, ist die großzügige Ausweisung von fFZK zu priorisieren;

⁵⁸ ACER (2012): „Initial Impact Assessment accompanying the document Framework Guidelines on Interoperability and Data Exchange Rules for European Gas Transmission Networks“; siehe auch http://www.net4gas.cz/en/media/Calculation_technical_capacities.pdf.

⁵⁹ Vergleiche Frontier/E-Bridge (2015) Abschnitt 4.1

- aus Netzgesichtspunkten (z.B. der Notwendigkeit, Engpasssituationen zu verhindern) kann es jedoch sinnvoll sein, vereinzelt neben fFZK auch Kapazitäten mit eingeschränkter Zuordenbarkeit und/oder eingeschränkter Festigkeit anzubieten.

In dieser Studie befassen wir uns vertieft mit der Frage, zu welchen Kosten die Kapazitätsprodukte unterschiedlicher Qualitäten in der Schweiz angeboten werden sollten. Dazu

- geben wir eine kurze Übersicht über die Kostenabschläge, die in europäischen Vergleichsländern derzeit auf Produkte mit eingeschränkter Zuordenbarkeit oder Festigkeit gewährt werden;
- beschreiben wir die europäischen Vorgaben sowie relevante Länderbeispiele zur Bepreisung von unterbrechbaren Kapazitäten;
- untersuchen wir Länderbeispiele zur Bepreisung von dynamisch/beschränkt zuordenbaren Kapazitäten; und
- ziehen wir ein kurzes Fazit für die Schweiz.

Übersicht über Kostenabschläge in europäischen Vergleichsländern

Abbildung 15 gibt einen Überblick über die in vier europäischen Vergleichsländern (Österreich, Deutschland, Belgien, Niederlande) gewährten Preisabschläge gegenüber fFZK auf Produkte geringerer Qualität - sowohl in Bezug auf die Festigkeit der Kapazität und/oder in Bezug auf die Zuordenbarkeit der Kapazität.

Abbildung 15. Preisabschläge von Kapazitätsprodukten (ggü. fFZK) in Vergleichsländern 2016

		Dimension Zuordenbarkeit		
		Immer frei zuordenbar	Bedingt frei zuordenbar (nur wenn bestimmte Bedingungen erfüllt sind)	Beschränkt zuordenbar (d.h. nie frei zuordenbar)
		← Qualität		
Dimension „Festigkeit“	Immer fest	fFZK 0%	(f) DZK ▪ AT: 11% – 85%* ▪ DE: 5% - 10%	(f) BZK ▪ BE: OCUC (siehe Erklärung unten) ▪ DE: 5% - 10%
	Bedingt fest (nur wenn bestimmte Bedingungen erfüllt sind)	bFZK ▪ DE: 1%		
	Unterbrechbar	uFZK ▪ BE: 20% ▪ DE: 10% - 12% ▪ NL: 30% ▪ AT: 0% (aber Komp.)	(u) DZK Ergibt sich durch entsprechende Multiplikation (sofern angeboten)	(u) BZK Ergibt sich durch entsprechende Multiplikation (sofern angeboten)

Quelle: Frontier Economics auf Basis von den Preisblättern von Fluxys Belgium SA 2016, Thyssengas GmbH 2016, OGE GmbH 2016, GASCADE Gastransport GmbH 2016, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH 2016, GRTgaz Deutschland GmbH 2016, der österreichischen GSNE-VO 2013 und Appendix 1a und 1b des TSC 2016-1 der niederländischen Gasunie Transport Services.

Hinweis: * Preisabschläge in allen Ländern mit Ausnahme von (f) DZK in AT bei Ein- und Ausspeisetarifen identisch. Bandbreite bei österreichischen Ausspeisetarifen : 11% - 95%.

Diese Übersicht lässt sich in drei zentrale Aussagen zusammenfassen:

- In Deutschland, Belgien und den Niederlanden werden für Produkte mit eingeschränkter Festigkeit (also bedingt feste oder unterbrechbare Produkte) Preisabschläge gewährt. Diese Abschläge liegen zwischen ca. 1% und 30%. Allein in Österreich gibt es keine ex-ante Preisabschläge, dafür aber ex-post Kompensationen für Unterbrechungen (auf die wir unten genauer eingehen).
- Bei eingeschränkt zuordenbaren Kapazitäten ist die Spanne der Preisabschläge mit 5% - 95% (siehe Hinweis zur Tabelle) deutlich breiter. Die Gründe hierfür führen wir anhand der Beispiele Österreich und Belgien unten weiter aus.
- Der Preisabschlag für eine Kapazität, die sowohl unterbrechbar als auch eingeschränkt zuordenbar ist, ergibt sich aus der Multiplikation des Preisabschlags für die entsprechende unterbrechbare Kapazität mit dem Preisabschlag für die entsprechende eingeschränkt zuordenbare Kapazität.

In den folgenden beiden Unterabschnitten gehen wir näher auf ausgewählte Beispiele zur Bepreisung von unterbrechbaren Kapazitäten sowie zur Bepreisung von dynamisch/beschränkt zuordenbaren Kapazitäten ein.

Bepreisung von unterbrechbaren Kapazitäten

Auf europäischer Ebene gibt der Network Code zur Netztarifierung (TAR NC), der voraussichtlich Ende 2016 in Kraft treten wird⁶⁰, die Berechnung des Abschlags für unterbrechbare Kapazitäten vor. Laut Artikel 26 soll für unterbrechbare Kapazität gegenüber fester Kapazität ein ex-ante Preisabschlag gewährt werden, der sich nach der Unterbrechungswahrscheinlichkeit richtet:

$$DI_{\text{ex_ante}} = \text{PRO} \times 100\%;$$

Die Unterbrechungswahrscheinlichkeit berücksichtigt Erwartungen zur Unterbrechungsdauer und unterbrochenen Menge des Kapazitätsproduktes und setzt diese entsprechend ins Verhältnis zur gesamten Dauer bzw. Kapazität des Produktes:

$$\text{PRO} = N \times \frac{D_{\text{int}}}{D} \times \frac{\text{CAP}_{\text{av, Int}}}{\text{CAP}}$$

wobei

- N = die erwartete Anzahl von Unterbrechungen während D,
- D_{int} = die durchschnittliche Unterbrechungsdauer (in Stunden),
- D = die Gesamtdauer des unterbrechbaren Kapazitätsproduktes,

⁶⁰ 1-2 Jahre nach Inkrafttreten, also zwischen Ende 2017 und Ende 2018, sollen die Vorgaben dann bindend sein. Wir merken an, dass bisher nur vorläufige Versionen des TAR NC veröffentlicht wurden, sich die in diesem Bericht diskutierten Angaben also noch ändern können. Dieser Bericht beruft sich auf die Version „TAR NC for Re-Submission to ACER TAR0500-15, 31.07.2015“

- $CAP_{av,Int}$ = die erwartete durchschnittliche unterbrochene Kapazitätsmenge bei jeder Unterbrechung und
- CAP = die gesamte Kapazitätsmenge des unterbrechbaren Kapazitätsproduktes.

Auf nationaler Ebene unterscheiden sich die Festlegungen bezüglich der Bepreisung von unterbrechbaren Kapazitäten derzeit (noch) deutlich, wie die folgenden beiden Beispiele zeigen.

- **Das Beispiel Deutschland zeigt, wie die bald in Kraft tretenden europäischen Vorgaben auf nationaler Ebene umgesetzt werden können** – In der Gasnetzentgeltverordnung §13 Absatz 3 wird festgelegt, dass sich die Entgelte für unterbrechbare Kapazitäten an der Unterbrechungswahrscheinlichkeit orientieren müssen:

„Die Entgelte für unterbrechbare Kapazitäten müssen bei der Buchung die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung angemessen widerspiegeln.“⁶¹

Die Festlegung „Beate“⁶² präzisiert, dass diese Unterbrechungswahrscheinlichkeit auf Basis von Daten, der am 30.Juni des Vorjahres endenden drei Jahre, berechnet werden soll. Dabei sollen die maximal unterbrochenen unterbrechbaren Kapazitäten in diesem Zeitraum ins Verhältnis zur gesamten während dieses Zeitraums vermarkteten unterbrechbaren Kapazitäten gesetzt werden. Schließlich soll der so ermittelte Abschlag auf den vollen Prozentwert aufgerundet und um einen Sicherheitszuschlag in Höhe von 10 Prozentpunkten erhöht werden. Außerdem legt „Beate“ fest, dass sonstige Kapazitätsprodukte nicht günstiger sein dürfen als unterbrechbare Kapazitäten⁶³. Die Begründung ist folgende:

„Andere Produkte wie z.B. beschränkt zuordenbare Kapazitäten haben immer auch einen festen „Anteil“ und sind somit als höherwertig einzustufen“⁶⁴

Wie aus **Abbildung 15** hervorgeht, haben alle deutschen Fernleitungsnetzbetreiber mit diesen Vorgaben ähnliche Preisabschläge berechnet: Der Preis für unterbrechbare Kapazitäten in Deutschland liegt 10-12% unter dem für fFZK.

- **In Österreich dagegen gibt es statt ex-ante Reduktionen derzeit ex-post Kompensationen für Unterbrechungen** – Das bedeutet, dass das Entgelt für unterbrechbare Kapazitäten grundsätzlich dem für feste Kapazitäten gleicher Leistung entspricht. Nur im Falle von Unterbrechungen erhält der Händler Kompensationszahlungen, die wie folgt berechnet werden:⁶⁵

⁶¹ Helmut Fuß, „Von KARLA zu BEATE – Sachgerechte Entgeltfindung zur verbesserten Kapazitätsnutzung“, BNetzA Workshop zum Energierecht, 08.05.2015

⁶² Beate“ BK9-14/608 ist die Festlegung der BNetzA zur Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten (erstmalig bei Entgeltbildung zum 1.1.2016 relevant) als Ergänzung zu § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV

⁶³ Einzige Ausnahmen sind Kurzstreckentarife nach §20 Absatz 1 GasNEV und Entgelte an Gasspeichern sowie feste Produkte

⁶⁴ Fuß, BNetzA Workshop 2015

⁶⁵ siehe Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, Anlage 1

$$E_{RM} = \left(\frac{E_m * rf}{h_m * q} \right) \times \left(\sum_{R=1}^{h_R} q_{diffR} * h_R \right) \leq E_m$$

wobei

- E_{RM} = der zu refundierende Betrag pro Monat,
- E_m = das Entgelt pro Monat,
- rf = der Refundierungsfaktor, wobei $rf \leq 1$,
- h_m = die Gesamtanzahl der Stunden des Monats, in dem die Transportdienstleistung unterbrochen wird,
- q = die angebotene Stundenrate,
- h_R = die Anzahl der Stunden, für deren Dauer die Transportdienstleistung innerhalb des Leistungsmonats unterbrochen wird und
- q_{diffR} = die Differenz zwischen angebotener Stundenrate und der zur Verfügung gestellten Stundenrate je unterbrochener Stunde.

Das österreichische Model der nachträglichen Kompensation, anstelle von Preisabschlägen, ist nicht kompatibel mit den oben beschriebenen, bald in Kraft tretenden, EU-Vorgaben (TAR NC). Außerdem ist das Modell nicht ökonomisch sinnvoll, da das Risiko einer Unterbrechung bei der Tarifgestaltung nicht berücksichtigt wird und allein das Risiko unterbrochen zu werden, schon eine Wertminderung aus Sicht des Netznutzers darstellt.

Bepreisung von Kapazitäten mit bedingt freier Zuordenbarkeit

Während in Deutschland von allen Fernleitungsnetzbetreibern Abschläge zwischen 5-10% für dynamisch oder beschränkt zuordenbare Kapazitäten gewährt werden, zeigen die folgenden beiden Beispiele, dass in anderen Ländern verbindungsabhängig auch deutlich höhere Abschläge gelten:

- **Große Bandbreite von DZK-Tarifen in Österreich** – Wie **Abbildung 16** zeigt, liegen die Preisabschläge auf DZK⁶⁶ in Österreich teilweise nah an der in Deutschland üblichen Spanne und teilweise deutlich darüber. Der Grund hierfür ist, dass die garantierten Transportrouten in ihrer Attraktivität und/oder Länge der Transportstrecke stark variieren. Z.B. fällt ein Preisabschlag von 85% auf das Kapazitätsprodukt an, bei dem der Transport vom Einspeisepunkt Oberkappel nur in Kombination mit dem Ausspeisepunkt Überackern garantiert wird. Da Oberkappel und Überackern recht nah aneinander liegende Grenzübergangspunkte an der österreichisch-deutschen Grenze sind, ist die Nutzung dieser Verbindung aus Netzsicht mit vergleichsweise geringen Kosten verbunden (und für die meisten Händler eher unattraktiv gegenüber einem freien Zugang zum VAP in Österreich).

⁶⁶ DZK in Österreich sind Produkte, bei denen der Transport der vereinbarten Einspeiseleistung nur in Kombination mit einem bestimmten Ausspeisepunkt garantiert wird. Ob der Transport zu anderen Ausspeisepunkten möglich ist, hängt von der aktuellen Netzsituation ab.

Abbildung 16. Bepreisung von dynamisch zuordenbaren Kapazitäten in Österreich

Entry	Exit für den der Transport garantiert wird	Reduktion Entry-Entgelt
Baumgarten	Oberkappel	11%
Baumgarten	Überackern	11%
Oberkappel	Überackern	85%
Oberkappel	Baumgarten	11%
Arnoldstein	Murfeld	6%

Exit	Entry für den der Transport garantiert wird	Reduktion Exit-Entgelt
Baumgarten	Oberkappel	35%
Oberkappel	Überackern	95%
Oberkappel	Baumgarten	11%
Überackern	Oberkappel	29%

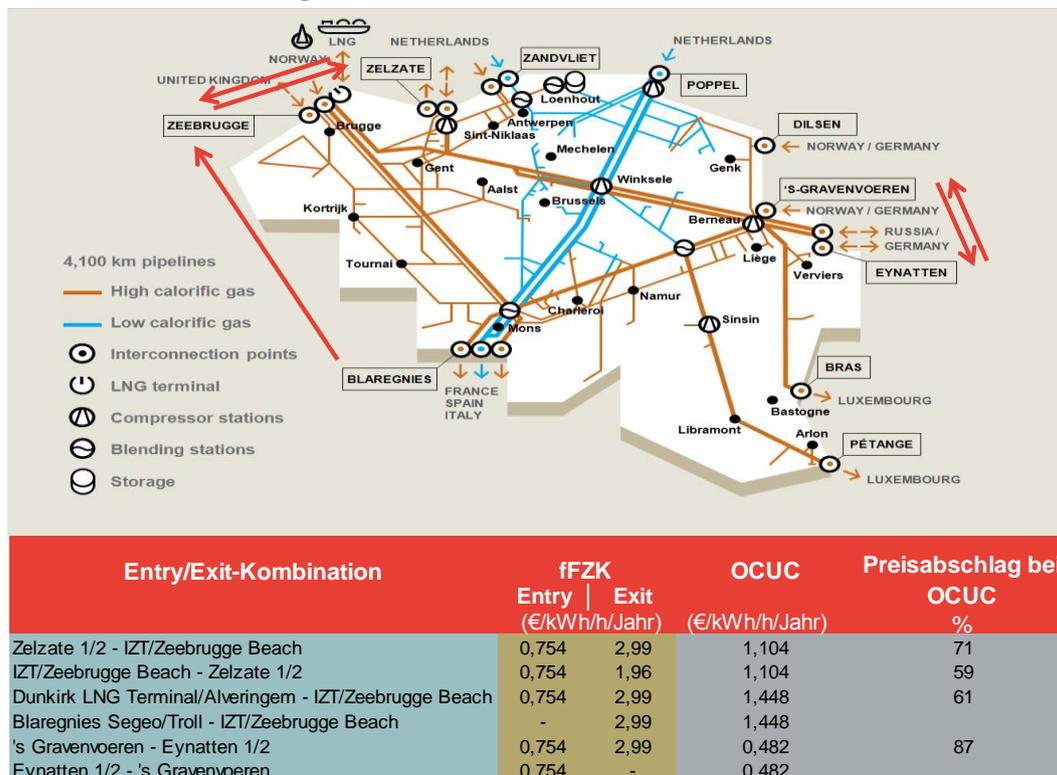
Quelle: Frontier Economics auf Basis von Österreichische Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013

- **Zur Netzentlastung werden in Belgien auf bestimmten Strecken günstige OCUC-Tarife angeboten** – Ähnlich den BZK in Deutschland existieren in Belgien sogenannte Operational Capacity Usage Commitments (OCUC), um Kapazitätsengpässe im Übertragungsnetz zu vermeiden. Diese sind eine Vereinbarung zwischen Netznutzern und TSO, eine bestimmte Kombination von Entry- und Exit-Punkten zu nutzen, und werden nur auf bestimmten Kombinationen von Entry- und Exit-Punkten angeboten.⁶⁷ In der nachfolgenden **Abbildung 17** sind diese Verbindungen rot eingezeichnet. Da OCUCs keinen Zugang zum Bilanzierungsgebiet oder zum Zeebrugge-Hub erlauben⁶⁸, wurden sie – ähnlich wie einige der DZK in Österreich – mit relativ hohen Preisabschlägen versehen (im Vergleich zu der Summe aus Entry- und Exit-Tarifen für feste Kapazitäten an den korrespondierenden Ein-/Ausspeisepunkten).

⁶⁷ Vergleiche KEMA (2013) Country factsheets “Entry-Exit Regimes in Gas, a project for the European Commission – DG ENER under the Framework Service Contract for Technical Assistance TREN/R1/350-2008 Lot 3”

⁶⁸ KEMA (2013) Country factsheets

Abbildung 17. OCUC-Tarife entlang der Grenzen des belgischen Marktgebietes



Quelle: Karte: KEMA (2013) Country factsheets; rote Pfeile und Tabelle: Frontier Economics auf Basis von Fluxys 2016 Preisblatt über Netzentgelte

Empfehlung für die Schweiz

Die Schweiz kann sich an den oben genannten Beispielen orientieren, sollte aber vor allem sicherstellen, dass die Preise der unterschiedlichen Kapazitätsprodukte mit beschränkter Zuordenbarkeit und/oder beschränkter Festigkeit so genau wie möglich ihren ökonomischen Nutzen widerspiegeln – d.h. dass die Preise die vermiedenen Kosten auf Netzebene (gegenüber den Kosten, die bei einem Angebot von fZK entstehen würden) reflektieren sollten. Gleichzeitig sollten die Preisabschläge, soweit möglich, aus Netznutzersicht den geringeren Nutzen dieser Kapazitäten ggü. fZK abbilden (vergleiche hierzu **Abschnitt 4.1.5**).

Im Fall von unterbrechbaren Kapazitäten lässt sich die Wertminderung aus Netznutzersicht gegenüber fZK gut anhand des geschätzten Unterbrechungsrisikos quantifizieren, wie auf EU-Ebene vorgegeben und in Deutschland bereits praktiziert wird. Im Fall von DZK/BZK wird die Wertminderung aus Netznutzersicht dadurch bestimmt, dass der Netzkunde keinen (garantierten) Zugang zum VAP hat und somit bestimmte Geschäfte nicht tätigen kann(siehe hierzu ebenfalls **Abschnitt 4.1.5**).

4.1.4 Bepreisung von Kapazitätsprodukten mit unterschiedlicher Fristigkeit

Im Rahmen unserer Behandlung von Kapazitätsprodukten in der Netzzugangsstudie 2015 (dort Abschnitt 4.1) haben wir beschrieben, dass sowohl auf EU-Ebene als auch in den Vergleichsländern Deutschland und Österreich Kapazitätsprodukte verschiedener unterjähriger Fristigkeiten angeboten werden (müssen):

- gemäß der EU-Verordnung 984/2013 sollen Jahres-, Quartals-, Monats-, Tages- und untertägige Produkte angeboten werden;
- gemäß der Gasnetzzugangsverordnung müssen in Deutschland mindestens Jahres-, Quartals-, Monats- und Tagesprodukte angeboten werden (§11 GasNZV); und
- in Österreich werden ebenfalls Jahres-, Quartals-, Monats- und Tagesprodukte angeboten.

In dieser Studie befassen wir uns mit der Frage, zu welchen Preisen diese Kapazitätsprodukte angeboten werden sollen und welche Gesichtspunkte bei der Preisbestimmung zu berücksichtigen sind. Dazu

- stellen wir die EU-Vorgaben zur Bepreisung von unterjährigen Kapazitäten vor;
- geben wir anhand von Deutschland ein Beispiel, wie die Festsetzung der Bepreisung in der Praxis erfolgen kann;
- bieten wir einen Überblick über die Höhe der Multiplikatoren, die gemäß EU-Vorgabe, in Deutschland und in Österreich für den Preisabschlag angewendet werden; und
- ziehen wir ein kurzes Fazit für die Schweiz.

EU-Vorgaben zur Bepreisung von unterjährigen Kapazitäten

Die Verfügbarkeit von Kapazitäten mit unterjährigen Fristigkeiten ist notwendig, damit kurzfristige Handelstransaktionen unabhängig von langfristigen Buchungen durchgeführt werden können und sich ein liquider und diskriminierungsfreier Wettbewerb etablieren kann. Gleichzeitig kann ihre Vergabe für Netzbetreiber leicht zu Unsicherheit über zukünftige Buchungen und sogar zu Leerständen führen (wenn Kapazitäten z.B. nur im Winter gebucht werden). Um Netzbetreiber für dieses Risiko (bzw. diesen Verlust) zu entschädigen, ist es daher ökonomisch sinnvoll, kurzfristige Kapazitäten proportional höher zu bepreisen als langfristige Kapazitäten. Zu diesem Zweck werden, wie im Folgenden beschrieben, in der EU typischerweise Multiplikatoren und saisonale Faktoren⁶⁹ verwendet.

⁶⁹ **Saisonale Faktoren** spiegeln die Variation der Nachfrage im Jahresverlauf wider und können in Kombination mit Multiplikatoren zum Einsatz gebracht werden. Z.B. könnten saisonale Faktoren dazu verwendet werden, den Preis für kurzfristige Produkte im Winter über den für entsprechende Produkte im Sommer zu setzen.

Der europäische Network Code zur Netztarifizierung (TAR NC) macht in den Artikeln 18 und 22-25 folgende Vorgaben zur Bepreisung von unterjährigen Kapazitäten.

- **Umrechnung von Jahrespreisen in Preise für unterjährige Kapazitäten**⁷⁰
 - In Abwesenheit von saisonalen Faktoren⁷¹ erfolgt die Umrechnung von Jahrespreisen in Preise für unterjährige Kapazitäten durch einfache Skalierung des Preises, wie er proportional zum Jahresleistungspreis wäre, mit einem Multiplikator:

$$P = \left(M * \frac{T}{365} \right) * D$$

bzw.

$$P = \left(M * \frac{T}{8760} \right) * H$$

(bei untertägigen Produkten),

wobei

- M = der relevante Multiplikator,
- T = der Referenzpreis (des Jahresproduktes) und
- D bzw. H = die Dauer in Tagen bzw. Stunden des Kapazitätsproduktes.

In Anwesenheit von saisonalen Faktoren werden die nach obigen Formeln berechneten Referenzpreise zusätzlich mit dem entsprechenden saisonalen Faktor multipliziert.

- **Höhe der Multiplikatoren** – TAR NC überlässt es jedem Mitgliedstaat die Höhe der Multiplikatoren und saisonalen Faktoren innerhalb der vorgegebenen Bandbreiten (s. **Abbildung 18** unten) selbst zu bestimmen. Die gewählte Höhe, und im Fall von saisonalen Faktoren sogar die Anwendung selbst, muss jedoch begründet und die Begründung zusammen mit den Multiplikatoren und saisonalen Faktoren jedes Mal vor der jährlichen Auktion von Kapazitäten veröffentlicht werden. Die Multiplikatoren und saisonalen Faktoren dürfen auf jeden einzelnen, einige oder alle Grenzübergangspunkte angewendet werden.
- **Richtlinien zur Bestimmung der Multiplikatoren und saisonalen Faktoren**
 - In Artikel 22, Ziffer 4 gibt der TAR NC vor, dass die jeweiligen nationalen Regulierungsbehörden zur Ermittlung der Höhe der Multiplikatoren und saisonalen Faktoren sowohl die Regulierungsbehörden benachbarter Länder als auch die relevanten Marktteilnehmer konsultieren sollen. Neben den eingeholten Meinungen sollen folgende Aspekte bei der Bestimmung von Multiplikatoren berücksichtigt werden:
 - Balance zwischen der Ermöglichung kurzfristiger Handelstransaktionen (begünstigt durch niedrige Multiplikatoren) und dem Setzen von

⁷⁰ Diese Formel gilt für Kapazitätsprodukte minderer Qualität genauso wie für FZK. Für T kann also statt dem Preis einer FZK auch z.B. der Preis einer uFZK eingesetzt werden.

⁷¹ Da saisonale Faktoren optional sind, gemäß TAR NC einer zusätzlichen Rechtfertigung bedürfen und bisher in den beiden relevantesten Vergleichsländern Deutschland und Österreich nicht angewendet werden (s. unten), liegt der Fokus dieses Abschnittes auf Multiplikatoren.

langfristigen Signalen für effiziente Investitionen ins Übertragungsnetz (eher begünstigt durch hohe Multiplikatoren);

- Verhinderung von Quersubventionierungen zwischen Netznutzern und Verbesserung der Preisgestaltung hinsichtlich dem Kriterium „Verursachungsgerechtigkeit“;
- physische und vertragliche Engpässe.

Bei der Bestimmung von saisonalen Faktoren hingegen geht es vor allem darum, die Beanreizung zur effizienten Nutzung der Netzinfrastruktur mit einer möglichst verursachungsgerechten Preisgestaltung in Einklang zu bringen.

Während die meisten dieser Punkte für die Bepreisung von Kapazitäten im Allgemeinen gelten, ist der erste Punkt (Balance zwischen der Ermöglichung kurzfristiger Handelstransaktionen und langfristiger Signale für effiziente Investitionen) spezifisch und entscheidend für die Höhe von Multiplikatoren und saisonalen Faktoren für unterjährige Kapazitäten. Einerseits ermöglichen niedrige Multiplikatoren kurzfristige Handelstransaktionen kostengünstig durchzuführen, andererseits sind hohe Multiplikatoren erforderlich, um Netzbetreiber in ausreichendem Maß für die oben erwähnte Unsicherheit oder sogar den durch die Vergabe von kurzfristigen Kapazitäten verursachten Leerstand zu entschädigen. Und nur bei ausreichender Entschädigung und somit auch bei der Vergabe von kurzfristigen Kapazitäten garantiertem Profit besteht für Netzbetreiber ein ausreichender Anreiz langfristig ins Übertragungsnetz zu investieren.

Folgende Textbox zeigt exemplarisch, wie in Deutschland Multiplikatoren bestimmt werden.⁷²

⁷² Die genauen Schritte zur Bestimmung von saisonalen Faktoren dagegen sind im TAR NC, Art. 25 vorgegeben.

PRAXIS-BEISPIEL: VORGEHEN DER BUNDESNETZAGENTUR BEI DER BESTIMMUNG DER MULTIPLIKATOREN FÜR UNTERJÄHRIGE KAPAZITÄTEN⁷³

Die Bestimmung der Multiplikatoren für unterjährige Kapazitäten, die ab 2016 zur Anwendung gebracht wurden, erfolgte in vier Schritten:

1. Konsultation der Marktteilnehmer (insb. der Fernleitungsnetzbetreiber).
2. Ermittlung des durchschnittlichen Multiplikators für unterjährige Kapazitätsprodukte aus
 - den durch unterjährige Buchungen verursachten Leerständen und
 - den gebuchten unterjährigen Kapazitäten.

Die Berechnung erfolgte auf Basis von historischen (2013) Vertragsdaten der Fernleitungsnetzbetreiber. Als Leerstand wurde die Differenz (= ungenutzte Kapazität) zwischen dem gebuchten Tagesminimum und dem gebuchten Tagesmaximum über alle Netze im Jahr 2013 definiert.

3. Korrektur des so ermittelten durchschnittlichen Multiplikators um einen Sicherheitsabschlag zur Vorwegnahme möglicher, kurzfristiger Marktreaktionen auf den erwarteten Preisanstieg.
4. Berechnung der Multiplikatoren für die verschiedenen Kapazitätsprodukte in einer Weise, dass der in den Schritten 1-3 ermittelte Multiplikator (1,25) durchschnittlich über die verschiedenen Kapazitätsprodukte realisiert wird.

Abbildung 18. Europäische Vorgaben und Länder-Praxis zur Höhe der Multiplikatoren und saisonalen Faktoren

	Europäische Vorgaben (TAR NC, Art. 23)	Gesetz DE („Beate“ 2015, Ziffer 2)	Gesetz AT (GSNE-VO 2013, §3, Ziffer 9)
Multiplikatoren für			
Quartals-Produkte	1 - 1,5	1,1	1,25
Monats-Produkte	1 - 1,5	1,25	1,5
Tages-Produkte	1 - 3**	1,4	1,75
Untertägige Produkte*	1 - 3**	1,4	1*
Saisonale Faktoren	s. Hinweis***	–	–

Quellen: ENTSOG (2015) TAR NC for Re-Submission to ACER; „Beate“ BK9-14/608 (Festlegung der BNetzA zur Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten (erstmalig bei Entgeltbildung zum 1.1.2016 relevant) als Ergänzung zu § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV); Österreichische GSNE-VO 2013

Hinweis: * In Österreich handelt es sich bei untertägigen Produkten um Rest of the Day- und Within-Day Produkte. Der Multiplikator wurde hier auf 1 gesetzt, um die kostengünstige Bereitstellung von Regelernergie zu gewährleisten; ** Ab voraussichtlich Ende 2022 darf der Multiplikator für Tages- und untertägige Produkte maximal 1,5 betragen; ***Im Falle der Anwendung von saisonalen Faktoren muss das arithmetische Mittel des Produktes des relevanten Multiplikators und der jeweiligen saisonalen Faktoren übers Gasjahr in der oben beschriebenen Spanne des relevanten Multiplikators liegen,

⁷³ Quelle: Helmut Fuß (2015) „Von KARLA zu BEATE – Sachgerechte Entgeltfindung zur verbesserten Kapazitätsnutzung“, BNetzA Workshop zum Energierecht, 08.05.2015

Empfehlung für die Schweiz

Wie bereits in Vergleichsländern üblich und bald auf EU-Ebene vorgegeben, empfiehlt es sich auch für die Schweiz (insbesondere aufgrund der Balance zwischen der Ermöglichung kurzfristiger Handelstransaktionen und der Anreizsetzung für langfristige Investitionen ins Übertragungsnetz), unterjährige Kapazitäten mit Hilfe von Multiplikatoren und saisonalen Faktoren proportional höher zu bepreisen als Jahresprodukte.⁷⁴

Die Multiplikatoren sollten einheitlich durch die zuständige Regulierungsbehörde vorgegeben werden, wie dies bspw. in Deutschland (Bundesnetzagentur) oder Österreich (E-Control) der Fall ist. Eine Berechnung der für die Kompensierung der Netzbetreiber nötigen Multiplikatoren, die sich z.B. an dem Vorgehen Deutschlands orientiert, erscheint ökonomisch sinnvoll.⁷⁵ In jedem Fall jedoch sollte die Höhe der Multiplikatoren nach ihrer Einführung regelmäßig auf ihre Angemessenheit hin überprüft werden, wie auch im TAR NC auf europäischer Ebene vorgesehen.

4.1.5 Priorisierung von unterschiedlichen Kapazitätsprodukten

Zur Vermeidung von (physischen) Engpässen und einer Steigerung der ausgewiesenen Mengen an festen, frei zuordenbaren Kapazitäten können Netzbetreiber im Wesentlichen

- Lastflusszusagen (LFZ) einkaufen;
- Netzausbaumaßnahmen durchführen; oder
- Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit anbieten.

Im Folgenden diskutieren wir, auf welcher Basis eine Abwägung zwischen dem Ausweisen von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten (BZK) und dem Einkauf von Lastflusszusagen (LFZ) erfolgen sollte.

Eingeschränkte Handelsmöglichkeiten der Netznutzer

Aus Sicht der individuellen Netznutzer, die entweder BZK erwerben, oder LFZ anbieten, führen beide Maßnahmen zur Einschränkung von Handelsmöglichkeiten:

- **Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit haben einen geringeren Wert für Händler als fFZK** – Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit (BZK/DZK) haben aus Händlersicht einen geringeren Wert als Kapazitäten mit freier Zuordenbarkeit (fFZK), da der Zugang zum VAP über diese Kapazitäten entweder gar nicht möglich ist (BZK) oder nicht garantiert

⁷⁴ Es schien nicht mit dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit vereinbar, dass Leerstandskosten des Netzes von allen Netzkunden getragen werden, insbesondere von solchen, die als Bucher von langfristigen Kapazitäten nicht für sie verantwortlich waren. (Vgl. Fuß (2015) „Von KARLA zu BEATE – Sachgerechte Entgeltfindung zur verbesserten Kapazitätsnutzung“)

⁷⁵ Da es bisher in der Schweiz keine Entflechtung von Netzbetreibern und Lieferanten/Händlern und folglich keine Buchungen bei den Netzbetreibern und somit definierbare Leerstände gibt, müssten hier ggf. statt der historisch gebuchten Tagesminima und Tagesmaxima alternative Indikatoren herangezogen werden (z.B. historische Gasflüsse oder Orientierung an Werten in Nachbarländern).

möglich ist (DZK). Wenn z.B. die Transitmengen in der Schweiz (teilweise) über BZK integriert würden, so könnten Händler mit diesen Kapazitäten nur Gasmengen direkt von Deutschland (oder Frankreich) nach Italien exportieren, aber nicht von Deutschland in die Schweiz. Folglich entgeht diesen Händlern, in dem sie fFZK buchen können, ein Nutzen in Stunden, in denen der Preis am schweizerischen VAP höher ist, als in Italien.

- **Für die Bereitstellung von Lastflusszusagen erhält der Netzkunde eine Zahlung vom Netzbetreiber** - Bei einer Lastflusszusage verpflichtet sich ein Transportkunde vertraglich gegenüber dem Netzbetreiber, bestimmte Gasmengen an Entry- oder Exit-Punkten ein- bzw. auszuspeisen. Für diese Verpflichtung erhält der Netzkunde eine Kompensationszahlung. Sofern Lastflusszusagen wettbewerblich bereitgestellt werden, würde ein Netzkunde eine Lastflusszusage zu den Kosten, die ihm durch diese Festlegung entstehen (z.B. Opportunitätskosten von entgangenen Handelsmöglichkeiten oder Speichernutzungskosten in dem Fall, dass eine Lastflusszusage durch einen Speichernutzer angeboten werden), anbieten.

Abwägungen zwischen LFZ und BZK

Bei der Abwägung zwischen LFZ und BZK spielen zum einen die Aspekte der Preisbildung eine Rolle und zum anderen das Ausmaß an Sicherheit über Gasflüsse, was durch die beiden Maßnahmen erreicht wird.

- **Lastflusszusagen können zu hohen Kosten führen, wenn es ein zu geringes Angebot von LFZ gibt** - Sofern keine Marktmacht besteht, bieten Netznutzer LFZ zu Preisen an, die sie gerade für die Kosten (bzw. den entgangenen Nutzen) entschädigen, die durch die Festlegung auf bestimmte Lastflüsse entstehen. In diesem Fall gibt es individuelle Preise für LFZ, die den individuellen Opportunitätskosten der einzelnen Netzbetreiber entsprechen. Die Netznutzer werden folglich genau im Umfang ihrer Kosten kompensiert. Die Kosten der Maßnahme werden über die Netzentgelte auf alle Netznutzer umgelegt. Eine geringe Anzahl von LFZ-Anbietern kann jedoch dazu führen, dass LFZ zu Preisen oberhalb der Nutzeneinbußen/Kosten der LFZ angeboten werden.
- **Bei der Bepreisung von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten ist keine Preisdifferenzierung je nach Nutzeneinbuße des Netznutzers möglich** - Der Netzbetreiber bietet BZK/DZK mit einem Kostenabschlag an, der die vermiedenen Kosten im Netz gegenüber fFZK reflektiert (sofern Tarife verursachungsgerecht umgelegt werden). Bei der Bepreisung von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten können unterschiedliche Nutzeneinbußen verschiedener Netznutzer nicht berücksichtigt werden. Der Netzbetreiber unterliegt folglich einer Unsicherheit, inwieweit das Angebot von BZK von den Netznutzern angenommen wird. Sofern beispielsweise der Preisabschlag niedriger ist als die Wertminderung von BZK/DZK im Vergleich zu FZK (aus Händlersicht), werden Netznutzer BZK nur kaufen, sofern keine FZK (mehr) verfügbar sind und der Kauf einer Kapazität insgesamt aus ihrer Sicht dennoch wirtschaftlich vorteilhaft ist.

- **Lastflusszusagen sind ggf. nur in wenigen Stunden erforderlich und können zu einer Ausweitung des Angebots an fFZK für alle Netzkunden führen** – Wenn eine Engpasssituation nur in wenigen Stunden eines Jahres oder sogar nur in Ausnahmesituationen zu erwarten ist, kann der Einkauf einer Lastflusszusage für diese spezifische Situation bereits zu der angestrebten Netzentlastung führen. In diesem Fall wäre es nicht notwendig, über BZK die Handelsmöglichkeiten von Netznutzern dauerhaft einzuschränken und somit dem VAP Liquidität zu entziehen.
- **Lastflusszusagen geben dem Netzbetreiber eine höhere Sicherheit über tatsächliche Gasflüsse als das Ausweisen von BZK** – Bei einer Lastflusszusage erhält der Netzbetreiber Sicherheit über tatsächliche Gasflüsse und dies bereits zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung. Bietet der Netzbetreiber BZK an, so unterliegt er Unsicherheiten darüber, in welchem Maß die Kapazitäten gebucht und in welchem Maß die Kapazitäten in bestimmten Situationen genutzt werden. Lastflusszusagen tragen daher stärker dazu bei, Unsicherheiten über zukünftige Gasflüsse zu reduzieren, als das Ausweisen von BZK.⁷⁶

Das Ziel, das Ausweisen von fFZK zu erhöhen, erscheint folglich über Lastflusszusagen leichter zu erreichen, als über das Ausweisen von BZK. So regelt auch in Deutschland die GasNZV im §9 Absatz 3, dass Netzbetreiber bei einem unzureichenden Ausmaß von fFZK, prüfen sollen, ob das Angebot von fFZK durch „wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen“ erhöht werden kann. Hierbei sind Lastflusszusagen zunächst zu ergreifen, bevor Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit ausgewiesen werden.

Empfehlung für die Schweiz

Eine Abwägung zwischen unterschiedlichen Maßnahmen zur Vermeidung von physischen Engpässen hängt auf der einen Seite von der Frage ab, wie die Gefahr eines Marktmachtpotenzials auf dem Markt für Lastflusszusagen eingeschätzt wird. Hierbei ist zu beachten, dass z.B. Lastflusszusagen jeweils für ganz bestimmte Entry-Exit-Verbindungen benötigt werden und jeweils nur die Anbieter von Lastflusszusagen auf jeder individuellen Verbindung miteinander konkurrieren. Vor diesem Hintergrund ist nicht auszuschließen, dass es in einem relativ kleinen Gasmarkt wie der Schweiz nur wenige Anbieter für bestimmte Lastflusszusagen gibt. Mit der Verwendung von BZK oder DZK würde man die Gefahr einer zu geringen Anbieterzahl umgehen. Auf der anderen Seite kann eine Verwendung von BZK und DZK individuelle Unterschiede in den Zahlungsbereitschaften verschiedener Netznutzer nicht berücksichtigen (siehe auch **Abschnitt 4.1.1**).

Insofern empfehlen wir, keine starre rechtliche Vorgabe bezüglich der Frage zu treffen, welche Maßnahmen zur Vermeidung von physischen Engpässen und einer Steigerung der ausgewiesenen Mengen an fFZK ergriffen werden sollten. Eine Feinjustierung zwischen beiden Ansätzen sollte flexibel unter Berücksichtigung erster Markterfahrungen erfolgen können.

⁷⁶ Vergleiche hierzu auch <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/7ca69d8e-782b-4ad9-a797-66a3c67a91ab>

4.2 Kapazitätsvergabe

In diesem Abschnitt diskutieren wir zunächst, welche Optionen der Kapazitätsvergabe für die Schweiz geeignet sind, um allen Marktteilnehmern einen diskriminierungsfreien Zugang zu Transportkapazitäten zu gewährleisten (**Abschnitt 4.2.1**). Anschließend gehen wir spezifisch auf die Frage ein, ob eine Vergabe von gebündelten und/oder gezonten Kapazitäten empfehlenswert ist (**Abschnitt 4.2.2**).

4.2.1 Optionen der Kapazitätsvergabe

Das Ziel der Kapazitätsvergabe in einem wettbewerblichen Gasmarkt besteht darin, allen Marktteilnehmern einen diskriminierungsfreien Zugang zu Transportkapazitäten zu gewährleisten. Zu diesem Zweck sollte die Kapazitätsvergabe folgende Bedingungen erfüllen:

- die Kapazitätsvergabe sollte **transparent** sein, um insbesondere neuen Marktteilnehmern den Markteintritt zu erleichtern;
- die Kapazitätsvergabe sollte **diskriminierungsfrei** erfolgen, damit alle Marktteilnehmer zu den gleichen Bedingungen und unter den gleichen Voraussetzungen Zugang zum Gasnetz erhalten;
- die Kapazitätsvergabe sollte **marktbasiert** erfolgen, um eine effiziente Zuteilung von knappen Kapazitäten zu gewährleisten.

Zudem ist zur Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu Transportkapazitäten zu gewährleisten, dass eine Hortung von Kapazitäten verhindert wird. Hierfür muss zum Einen die Möglichkeit zur Weitervermarktung von nicht genutzten Kapazitäten gegeben sein (Sekundärhandel) und zum Anderen ein Unterlassen der Weitervermarktung von nicht genutzten Kapazitäten unterbunden werden (über sogenannte Use-it-or-lose-it-Mechanismen).

Im Folgenden gehen wir zunächst darauf ein, welche Aspekte bei der Wahl der Vergabemechanismen und der Vergabeplattform zu berücksichtigen sind, um die oben genannten Anforderungen einer Kapazitätsvergabe in einem wettbewerblichen Gasmarkt zu erfüllen. Im Anschluss diskutieren wir, wie ein Horten von Kapazitäten verhindert werden kann und wie vertragliche Engpasssituationen vermieden werden können.

Vergabemechanismen und Vergabeplattform

In der Studie zum Gasnetzzugang 2015 haben wir bereits erläutert, dass eine Kapazitätsvergabe über Auktionen alle oben genannten Kriterien erfüllt: Auktionen ermöglichen eine transparente, diskriminierungsfreie und marktbasierende Vergabe.⁷⁷ Ein Nachteil von Auktionen ist dagegen, dass sie mit einem höheren Umsetzungsaufwand verbunden sein können als andere Vergabemechanismen wie z.B. ein „First-come-first-serve“-Mechanismus, bei

⁷⁷ Frontier/E-bridge (2015), Abschnitt 4.3.

dem der Zuschlag allein nach dem Kriterium der Reihenfolge der Kapazitätsanfrage erfolgt. In der EU gilt gemäß Verordnung 984/2013, dass an den Übergangspunkten zwischen Marktgebieten Kapazitäten verauktioniert werden sollen.

Für die Schweiz empfehlen wir ebenfalls eine Verauktionierung von Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten, um eine transparente, diskriminierungsfreie und marktbasierende Vergabe zu gewährleisten. Zudem ist eine Harmonisierung der Vergabeverfahren an den Grenzübergangspunkten mindestens dann erforderlich, wenn gebündelte Kapazitäten vergeben werden sollen (siehe **Abschnitt 4.2.2** unten).

Für die Vergabe von Exit-Kapazitäten im Inland (am City-Gate bei Wahl der City-Gate-Lösung bzw. bei der internen Kapazitätsvergabe zwischen den Netzbetreibern auf Regional- und Lokalnetzebene bei Wahl der vollständigen vertikalen Integration) kann dagegen auf einfachere Vergabeverfahren (wie z.B. First-come-first-serve) zurückgegriffen werden. In diesem Fall ist zum einen keine Harmonisierung mit Nachbarländern erforderlich und zum anderen bekommt der potentiell höhere Umsetzungsaufwand der Auktionslösung eine höhere Gewichtung, als bei der Vergabe von Grenzübergangskapazitäten: Im Vergleich zu der Anzahl der Grenzübergangspunkte gibt es relativ viele Exit-Punkte im Lokalnetz, an denen jeweils wenige Marktakteure Kapazitäten nachfragen.

Das Ziel einer transparenten Kapazitätsvergabe wird zudem über die Nutzung von zentralen, leicht zugänglichen Vergabeplattformen erreicht. Für die Verwendung von Kapazitätsplattformen schreibt der NC CAM den europäischen Fernleitungsnetzbetreibern die Verwendung einer begrenzten Anzahl gemeinsamer internetgestützter Buchungsplattformen vor. An den Grenzübergangspunkten zur Schweiz werden alle Kapazitäten, durch die ausländischen Fernleitungsnetzbetreiber, über die Auktionsplattform PRISMA⁷⁸ vermarktet. Wir empfehlen diese Plattform auch für die Verwendung zur Vermarktung der Grenzübergangskapazitäten an den Schweizer Grenzen zur Vermeidung von zusätzlichen Kosten zum Aufbau einer eigenen Kapazitätsplattformlösung oder bei der Implementierung von Schnittstellen (z.B. für die Vermarktung von sog. gebündelten Kapazitätsprodukten zwischen den ausländischen und dem Schweizer Fernleitungsnetzbetreiber). Für die Vermarktung von inländischen Kapazitäten gibt es keine EU-Vorschriften, es hat sich jedoch die Plattformlösung Prisma auch für diese Vermarktung z.B. in Deutschland, den Niederlanden und einigen anderen europäischen Fernleitungsnetzen durchgesetzt. Zur Vermeidung von zusätzlichen Kosten zum Aufbau einer eigenen Plattform empfehlen wir auch hier die Verwendung von Prisma zu prüfen.

Sekundärhandel und Engpassmanagement-Maßnahmen

Ein diskriminierungsfreier Zugang zu Transportkapazitäten basiert neben einer diskriminierungsfreien Primärvergabe von Kapazitäten darauf, dass eine Hortung von Kapazitäten verhindert wird. Hierfür müssen Marktteilnehmer zunächst einmal die Möglichkeit bekommen, nicht genutzte Kapazitäten

⁷⁸ <https://corporate.prisma-capacity.eu/>

weiterzuvermarkten – entweder direkt über einen Verkauf auf einem Sekundärmarkt oder indirekt über eine Rückgabe an den Netzbetreiber, der dann den Weiterverkauf durchführt. Zudem ist durch Maßnahmen des vertraglichen Engpassmanagements sicherzustellen, dass Marktakteure nicht aus wettbewerbseinschränkenden Motiven eine Weitervermarktung von ungenutzten Kapazitäten unterlassen.

Um eine wirksame Sekundärvermarktung zu etablieren sollte der mit einer Vermarktung verbundene Aufwand möglichst geringgehalten werden, z.B. durch folgende Maßnahmen:

- **Kapazitäten sollten in verschiedenen Fristigkeiten weitervermarktet werden können** – Um Anreize zum Sekundärhandel zu erhöhen, sollte die Fristigkeit, in der Primärkapazität weitervermarktet werden kann, nicht vorgegeben werden. So würde es beispielsweise den Sekundärhandel einschränken, wenn langfristige Kapazitäten nur für die gesamte Restlaufzeit der Kapazitäten weitervermarktet werden können.
- **Bei einer Weitervermarktung sollte die Nominierungspflicht auf den neuen Halter der Kapazität übergehen** – Wenn dies nicht der Fall ist (also der ursprüngliche Rechthehalter weiter die Nominierungspflicht hat), zeigt die praktische Erfahrung, dass sich ein neuer Erwerber von Sekundärkapazität nur ungern vom ursprünglichen Inhaber der Transportrechte „in die Karten schauen lässt“. Der Erwerber des Sekundärrechts wäre wohl ein konkurrierender Shipper, der dann seine Nominierung und mithin Informationen zur eigenen Handelsaktivität an den Halter des Primärrechts weitergeben müsste. Hierdurch würden sekundäre Kapazitätsrechte einen deutlich qualitativen Abschlag gegenüber Primärkapazitäten erfahren, mit entsprechenden Vermarktungshürden.
- **Maßnahmen des vertraglichen Engpassmanagements verhindern eine wettbewerbseinschränkende Hortung von Kapazitäten** – Aus diesem Grund ist insbesondere die Einführung von kurz- und langfristigen Use-it-or-lose-it (UIOLI) Regelungen zu empfehlen. Das langfristige UIOLI dient dazu, Transportkunden systematisch nicht genutzte Kapazität zu entziehen (bzw. ihnen durch die Androhung des Kapazitätsentzugs einen Anreiz zu geben, ungenutzte Kapazitäten weiterzuvermarkten). Gemäß der EU-Verordnung 715/2009 (CMP-Anhang) gelten Kapazitäten, die innerhalb eines Jahres um durchschnittlich weniger als 80% genutzt werden, als systematisch ungenutzte Kapazitäten. Das Day-ahead UIOLI schränkt kurzfristige Renominierungsmöglichkeiten der Marktteilnehmer ein und gibt dem Fernleitungsnetzbetreiber dadurch die Möglichkeit bei bestehenden verfügbaren physischen Kapazitäten kurzfristige zusätzliche Day-ahead-Kapazität anzubieten.⁷⁹
- **Keine Entbindung der Zahlungspflicht bei Rückgabe von Kapazitäten** – Um eine Hortung von Kapazität zu verhindern, sollte der primäre Kapazitätshalter keine Sicherheit haben, für zurückgegebene oder entzogene Kapazität von der Zahlungspflicht entbunden zu werden. Ansonsten hätten

⁷⁹ Vergleiche Frontier/E-bridge (2015), Abschnitt 4.4 zu einer detaillierteren Übersicht von unterschiedlichen Engpassmanagement-Verfahren.

Netznutzer einen Anreiz, mehr Kapazitäten zu buchen, als tatsächlich benötigt (da diese Buchung in diesem Fall mit keinerlei finanziellem Risiko verbunden wäre).

Empfehlung für die Schweiz

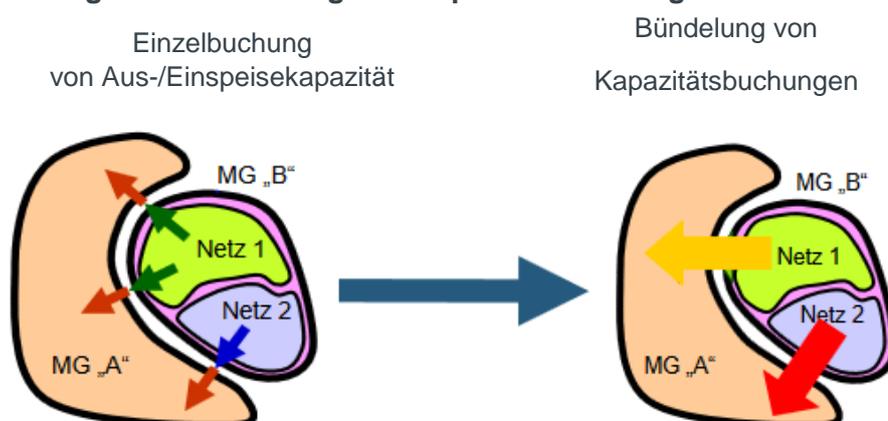
Um einen diskriminierungsfreien, transparenten und marktbasierten Zugang zu Transportkapazitäten zu gewährleisten, empfehlen wir eine Kapazitätsvergabe an den Grenzübergangspunkten über Auktionen, die zudem über eine zentrale, internet-basierte Plattform erfolgen sollten. Um die Hortung von Kapazitäten zu vermeiden sollten zusätzlich Use-it-or-lose-it-Mechanismen eingeführt werden, sowie die Möglichkeit zur Sekundärvermarktung von Kapazitäten geschaffen werden. Um einen funktionierenden Sekundärhandel zu gewährleisten, sollte die Nominierungspflicht bei einer Weitervermarktung auf den neuen Halter der Kapazität übertragen werden und keine Vorgabe bezüglich der Fristigkeit der sekundär zu vermarkteten Kapazitäten gemacht werden.

4.2.2 Vergabe von gebündelten und gezonten Kapazitäten

Gebündelte Kapazitäten

Der Network Code CAM schreibt für die Fernleitungsnetzbetreiber den Übergang zu einer Vermarktung von gebündelten Kapazitäten an Grenzübergangspunkten vor, d.h. beidseitig eines Grenzübergangspunktes sind nicht vermarktete Kapazitäten als gebündeltes Kapazitätsprodukt mit dem benachbarten ausländischen Netzbetreiber gemeinsam anzubieten. Zu diesem Zwecke werden die Fernleitungsnetze pro Flussrichtung die Kapazitäten zu jeweils einem gebündelten Buchungspunkt zusammenfassen und ein Produkte als feste und/oder unterbrechbare Kapazität vermarkten.

Abbildung 19. Überführung von Kapazitätsbuchungen



Quelle: Bundesnetzagentur.

Über das angebotene Produkt erwirbt der Transportkunde sowohl Entry-Kapazität im Marktgebiet A als auch Exit-Kapazität im Marktgebiet B und die Möglichkeit diesen Kapazitätsvertrag mit einer gebündelten Nominierung zu beschäftigen. Für die Abwicklung des Transportes dieser gebündelten Kapazität als auch der darauf abgegebenen Nominierung sind die anbietenden Netzbetreiber verantwortlich. Dieses erfordert für die anbietenden Netzbetreiber zum einen die Abstimmung der verfügbaren technisch festen Kapazitäten aufeinander und zum anderen die Abstimmung der operativen Prozesse miteinander. Hier sind die Vertragsmanagement- und Abrechnungsprozesse aufeinander abzustimmen sowie die Abwicklungsprozesse zur Annahme und Umsetzung der Nominierung, der Durchführung des Transports und zur Allokation in die abgebenden und aufnehmenden Bilanzkreise am Grenzübergangspunkt.

Das Angebot gebündelter Kapazitäten vereinfacht den Transportkunden das Handling der Kapazitätsbeschaffung und reduziert gleichzeitig das Potential über einseitige Kapazitätsbuchungen auf einem Grenzübergangspunkt den Markt für neue Anbieter zu verschließen. Der Transaktionsaufwand der Transportkunden für den Transport zwischen Marktgebieten soll sich maßgeblich reduzieren und somit die Märkte besser verbinden.

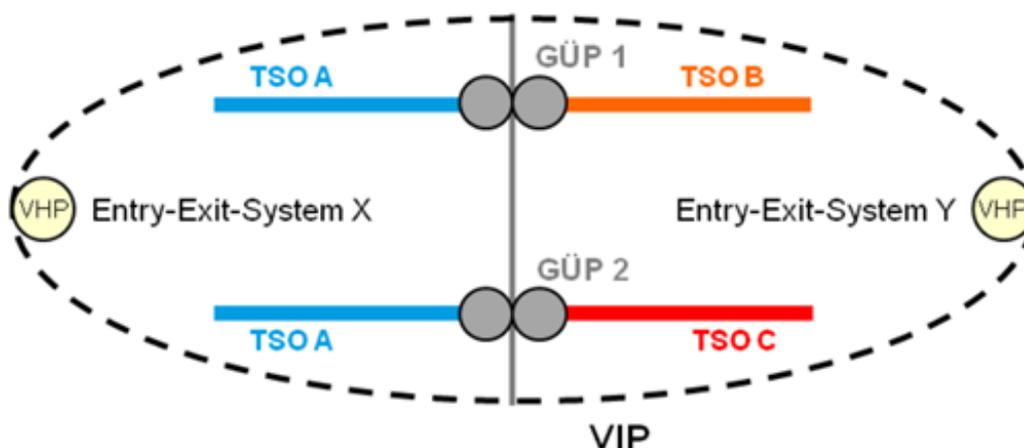
In einer Übergangsphase sind innerhalb der EU an den Grenzpunkten noch Vermarktungen von einseitigen Kapazitätsverträgen möglich, sofern auf einem Grenzübergangspunkt keine freien Kapazitäten für eine gebündelte Vermarktung vorhanden sind. Mittelfristig verpflichten die europäischen Network Codes die Fernleitungsnetzbetreiber jedoch alle Kapazitäten in gebündelte Kapazitäten zu überführen, bzw. ermöglichen es auch den Netznutzern beidseitig eines Grenzübergangspunktes gebuchte Kapazitäten in einen gebündelten Kapazitätsvertrag zu überführen. Im Hinblick auf die Integration des Schweizer Marktes in das europäische Umfeld erscheint es hier sinnvoll dem Trend zu automatisierter und einheitlicher Abwicklung von Kapazitätsbuchungen zu folgen und freie Kapazitäten an den Schweizer Grenzübergangspunkten in gebündelte Kapazitätsprodukte zu überführen.

Gezonte Kapazitäten

Die Grenzübergangspunkte des Schweizer Marktgebietes verbinden den Schweizer Markt mit den vor- und nachgelagerten Marktgebieten Deutschland, Frankreich, Österreich und Italien. Die Grenzübergangspunkte liegen sowohl auf der Transitebene als auch auf der Ebenen lokaler Netzbetreiber in der Zonen Mittelland, Westschweiz, Ostschweiz, Bündner Rheintal und Tessin.

Zur Vereinfachung des Gashandels zwischen zwei angrenzenden Entry-Exit Zonen sieht der Network Code CAM die Bildung von gezonten Übergabepunkten vor. Dazu sind unter den Bedingungen der strömungsmechanischen Möglichkeiten und der Wirtschaftlichkeit auch netzbetreiberübergreifend virtuelle Übergabepunkte zu bilden.

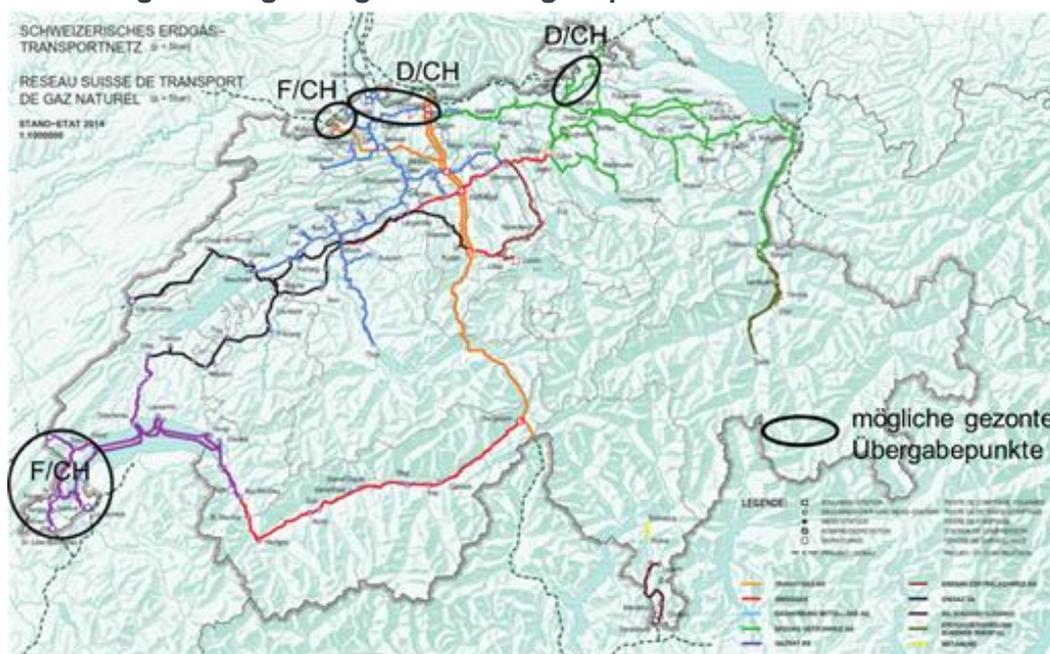
Abbildung 20. Bildung eines virtuellen gezonten Übergabepunktes



Quelle: Bundesnetzagentur

Für das Schweizer Gasnetz sehen wir mögliche Übergabepunkte in den Netzzonen Mittelland in einen gezonten Übergabepunkt Wallbach/Basel und einem Punkt Rondersdorf/Basel jeweils in das Schweizer Transportnetz, bzw. bei einer Integration des Transitnetzes in das Schweizer Entry-Exit-System. Des Weiteren könnten in der Region Westschweiz die vorhandenen Übergabepunkte an das französische Netz in einen buchbaren Punkt zusammengefasst werden, sowie ggf. in der Region Ostschweiz zwei kleine Punkte an der Deutsch-Schweizer Grenze (vgl. **Abbildung 21**).

Abbildung 21. Mögliche gezonte Übergabepunkte



Quelle: Frontier/E-Bridge/4M

Empfehlung für die Schweiz

Wir empfehlen zur Umsetzung des Netzwerk Codes CAM an den Grenzübergangspunkten der Transitleitung die Einführung gebündelter Kapazitätsprodukte zur Vermarktung freier Kapazitäten, sowie eine Prüfung kleinere Grenzübergangspunkten zwischen Marktgebieten Deutschland und Schweiz in der Region Basel, als auch zwischen den Marktgebieten Frankreich und Schweiz in der Region Genf zur Vereinfachung des Handlings für Transportkunden zu wenigen Buchungszonen (ggf. vier) zusammenzufassen und diese über buchbare gezonte Grenzübergangspunkte zu vermarkten.

5 MARKTPROZESSE UND UMSETZUNGSANFORDERUNGEN

In diesem Abschnitt behandeln wir Fragestellungen rund um die Themen Marktrollenmodell (**Abschnitt 5.1**) und relevante Objekte für die Gesetzgebung (**Abschnitt 5.1.3**) und die Anforderungen zur Gewährleistung von Diskriminierungsfreiheit (**Abschnitt 5.3**).

5.1 Marktrollen, Prozessmodell und Marktprozesse

In diesem Abschnitt beschreiben wir die Grundlagen des verwendeten Rollenmodells (**Abschnitt 5.1.1**), beschreiben anschließend die Zusammenhänge im Rollenmodell für die Modelle City-Gate und vollständige vertikale Integration (2-Vertragsmodell) (**Abschnitt 5.1.2**) und abschließend die Prozesse im Netzzugang Gas (**Abschnitt 5.1.3**). Die Prozessdarstellungen (Use Cases) sind im **Anhang A.1** dargestellt.

5.1.1 Grundlagen des Prozessmodells und Definition von Marktrollen, Gebieten und Objekten

Für die Beschreibung der Prozesse haben wir uns an das europäische Rollenmodell für die Marktkommunikation angelehnt und diese für die Prozesse im Netzzugang der Schweiz adaptiert.

Das Rollenmodell für die Marktkommunikation wurde auf europäischer Ebene von ENTSO-E, ebix und EFET mit dem Ziel entwickelt, die Kommunikation zwischen den Marktpartnern der Energiewirtschaft zu erleichtern⁸⁰.

In einem Rollenmodell werden Rollen, Gebiete und Objekte definiert, die typischerweise Anwendung in der Marktkommunikation des Energiemarktes finden und deren Beziehungen untereinander dargestellt.

Rollenmodelle folgen gesetzlichen, regulatorischen und technischen Vorgaben und werden in Abhängigkeit dieser weiterentwickelt und an die Erfordernisse des Marktes angepasst. Mit der Anwendung von Rollenmodellen wird eine sachliche und interpretationsfreie Basis für die Ausgestaltung von Marktprozessen und Datenformaten geschaffen.

Begriffsbestimmungen⁸¹

a. Rollen

Aufgaben und Verantwortlichkeiten von natürlichen bzw. juristischen Personen werden Rollen zugeordnet. **Jede einzelne Aufgabe und jede Verantwortung, die in der Marktkommunikation benötigt wird, sind genau einer Rolle zugeordnet.**

⁸⁰ http://www.ebix.org/dropbox/harmonised_role_model_2014_01_approved.pdf

⁸¹ [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/57272D357B9CD8E3C1257E000045445D/\\$file/2016-03-09_Anwendungshilfe_Rollenmodell-MAK_v1.0oAP.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/57272D357B9CD8E3C1257E000045445D/$file/2016-03-09_Anwendungshilfe_Rollenmodell-MAK_v1.0oAP.pdf)

Natürliche oder juristische Personen können mehrere Rollen einnehmen.

b. Gebiete und Objekte

Aufgaben und Funktionen werden Gebieten und Objekten zugeordnet. **Gebiete und Objekte kennzeichnen sich durch strukturelle Merkmale (Zuordnung bestimmter Attribute).**

Gebiete (z. B. Marktgebiete) und Objekte (z. B. Netzkoppelpunkte) werden von Rollen verwaltet und genutzt. Im europäischen Sprachgebrauch werden Gebiete und Objekte unter dem Begriff Domains zusammengefasst.

Für die Definition von Anforderungen an gesetzliche Regelungen ist es sinnvoll, die Aufgaben und Rollen im Markt im Vorfeld zu definieren, um bei der Ausgestaltung der Prozesse auf Basis der gesetzlichen Grundlagen bereits ein einvernehmliches Bild für die Ausgestaltung der Zuständigkeiten zu schaffen.

Folgende Markttrollen und Akteure sind aus unserer Sicht im Entry-Exit-Modell der Schweiz vorzusehen. Die Beschreibung der Rollen ist konform mit der europäischen Definition der Markttrollen und lässt eine Integration des Schweizer Entry-Exit-Modells in den europäischen Kontext zu.

In der folgenden **Tabelle 1** werden die Markttrollen⁸² beschrieben, die für die Prozesse im Entry-Exit-System verwendet werden.

Tabelle 1. Übersicht der Markttrollen im Entry-Exit-System

Fernleitungsbetreiber (FNB)
Ist der Betreiber eines Netzes, welches einen Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkt aufweist, welcher die Einspeisung in das Schweizer Fernleitungsnetz gewährleistet. Für das Marktgebiet Schweiz werden die regionalen Fernleitungsnetzbetreiber der zweiten Netzebene der Rolle FNB zugeordnet.
Marktgebietskoordinator (MGK) (aggregierte Rolle für FNB im City Gate Modell)
Ist eine von den Fernleitungsnetzbetreibern und von den in das Marktgebiet integrierten Verteilnetzbetreibern benannte natürliche oder juristische Person, die in einem Marktgebiet Leistungen erbringt, die zur effizienten Abwicklung des Netzzugangs erforderlich sind. Für das Marktgebiet Schweiz könnte als Marktgebietskoordinator eine eigenständige Gesellschaft die Aufgaben zur Abwicklung des Netzzugangs im für die im Marktgebiet tätigen Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber abwickeln. Der MGK koordiniert die Ermittlung der technischen Kapazitäten mit den NB, prüft und führt Maßnahmen zur Ausweitung des Angebots fester frei zuordenbarer Kapazitäten durch und beschafft die notwendigen Produkte. Der MGK ist verantwortlich für die effiziente Bereitstellung und Nutzung der zur Verfügung stehenden Kapazitäten und er steuert den Netzentwicklungsplan zur Beseitigung von Kapazitätsengpässen. Für zu vermarktende technische Kapazitäten ermittelt der MGK ex-ante die Preisstellung auf der Basis von genehmigten Kosten und allokiert die Erlöse aus der Vermarktung auf die beteiligten NB. Diese Rolle könnte auch Netpool übertragen werden.

⁸² Rollendefinition auf Basis der Begriffsdefinitionen der Kooperationsvereinbarung der deutschen Gasnetzbetreiber, erweitert und ergänzt auf Schweizer Belange für diese Studie

Verteilnetzbetreiber (VNB)

Ist ein Betreiber eines Gasverteilnetzes, welcher die Aufgabe der Verteilung von Gas wahrnimmt und verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie den erforderlichen Ausbau in einem bestimmten Gebiet und ggf. für die Verbindungsleitungen zu anderen vor- und nachgelagerten Netzen.

Einspeisenetzbetreiber (ENB)

Ist der Betreiber eines Gasnetzes, in welches Gasmengen über Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkte, Speicher- oder Produktionsanlagen (z. B. Biogasanlagen) eingespeist wird.

Ausspeisenetzbetreiber (ANB)

Ist der Betreiber eines Gasnetzes, aus welchem Gasmengen an Ausspeisepunkten (Grenzübergangspunkten, Marktgebietsübergangspunkten, Ausspeisepunkten zu Speicheranlagen oder nachgelagerten, nicht dem Entry-Exit-System zugehörigen Verteilnetzbetreibern oder Endkunden) ausgespeist werden.

Transportkunde (TK)

Im Gasbereich Großhändler, Gaslieferanten (einschließlich der Handelsabteilung eines vertikal integrierten Unternehmens) und Endverbraucher. Der Transportkunde bucht Transportkapazitäten im Entry-Exit-System für den Handel und/oder die Versorgung von Kunden und Endverbrauchern.

Endverbraucher (LV)

Natürliche oder juristische Personen, welche Erdgas für den eigenen Verbrauch kaufen.

Messstellenbetreiber (MSB)

Erbringt Dienste zur Lieferung, Installation und Instandhaltung von Messeinrichtungen sowie Dienste zur Messung der Energieverbräuche.

Messdienstleister (MDL)

Dienstleister, welcher für die Ablesung von Messgeräten sowie ggf. für andere Leistungen für die Kunden (z. B. Weiterverarbeitung der Daten, Abrechnung) verantwortlich ist.

Lokalnetzbetreiber (LNB) (nur im City-Gate-Modell)

Ist der Betreiber eines lokalen Verteilnetzes, welches im City-Gate-Modell nicht Bestandteil des Entry-Exit-Systems ist und in welches Gasmengen über einen Lieferpunkt aus dem Entry-Exit-System direkt oder indirekt über weitere Lokalnetzbetreiber an einen Endverbraucher transportiert werden.

Netzbetreiber (NB)

Ist die zusammengefasste Rolle für die möglichen Ausprägungen eines Netzbetreibers als Fernleitungs- oder (lokaler) Verteilnetzbetreiber, bzw. als Einspeise- oder Ausspeisenetzbetreiber

Die vorgenannten Rollen werden im Weiteren für die Prozessbeschreibungen im **Anhang A.1** verwendet. Ein Unternehmen oder eine Person kann in den Prozessbeschreibungen eine oder mehrere Rollen wahrnehmen.

Zusätzlich werden sogenannte Domänen für die Beschreibungen der Prozesse verwendet. Diese werden in der folgenden **Tabelle 2** beschrieben.

Tabelle 2. Übersicht der Gebiete und Objekte

Marktgebiet/Bilanzierungszone
Zusammenfassung gleich gelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Gasmengen am virtuellen Handelspunkt zwischen Bilanzkreisen übertragen werden.
Netzgebiet
Ein Netzgebiet ist ein zähltechnisch abgegrenztes Gebiet, das in einem Marktgebiet mehrere Druckstufen umfassen kann. Auch ein Übertragungs- oder Ferngasnetz gliedert sich in ein oder mehrere Netzgebiete.
Fernleitungsnetz (oder Transportnetz)
Ein Fernleitungsnetz ist ein Netzgebiet, das einen Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkt aufweist, welcher die Einspeisung in das Schweizer Fernleitungsnetz gewährleistet. Für das Marktgebiet Schweiz wird die regionale Transportnetzstufe dem Fernleitungsnetz zugeordnet.
Lokales Verteilnetz
Ein Verteilnetz ist ein Netzgebiet, welches der Verteilung von Erdgas zwischen dem Übergabepunkt aus dem Fernleitungsnetz (Marktlokation City-Gate) und der Messstelle des Endkunden dient. Es können mehrere lokale Verteilnetze hintereinander geschaltet agieren.
Marktlokation
In einer Marktlokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Das Objekt ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Ein Übergabepunkt ist eine Marktlokation und existiert in den Ausprägungen Einspeise- oder Ausspeisepunkt
Messstelle
Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und gegebenenfalls Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. Zusatzinformation: In einer Messlokation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt.

5.1.2 Beschreibung des Rollenmodells für den Netzzugang Gas in der Schweiz

Die **Abbildung 22** und **Abbildung 23** zeigen die Zusammenhänge zwischen den Rollen, Gebieten und Objekten in den beiden behandelten Markt-zugangsmodellen.

Grundsätzlich besteht der Unterschied zwischen den beiden Modellen in der Zuständigkeit für die Vermarktung der Fernleitungstransportnetze (Grenzübergangspunkte, Einspeisepunkte, direkt an das Fernleitungsnetz angebundene Endkunden und City-Gate-Exit-Punkte, welche im Marktmodell City-Gate über die Rolle Marktgebietskoordinator an die Transportkunden vermarktet werden, während in dem Modell vollständige vertikale Integration diese Rolle nicht erforderlich ist). Hier erfolgt die Vermarktung der geringen Anzahl von vermarktbaeren Punkten (wenige Grenzübergangspunkte, Einspeisepunkte von Erzeugungsanlagen und direkt an das Fernleitungsnetz angebundene Endkunden) direkt über die Fernleitungsnetzbetreiber. Zusätzlich ist im Modell City-Gate ein Objekt „Lokales Verteilnetz“ erforderlich, welches über

den Lieferantenrahmenvertrag vom Netzbetreiber des Verteilnetzes an den Transportkunden vermarktet wird.

Folgende Objekte werden in Modell City-Gate (vgl. **Abbildung 22**) verwendet:

- **Messlokation:**
Entspricht einer Messstelle oder einem Zähler
Messlokationen sind Netzgebieten oder lokalen Verteilnetzen zugeordnet
- **Marktlokation:**
Entspricht einem Ein- oder Ausspeisepunkt im Netz.
Einer Marktlokation sind 1-n Messlokationen zugeordnet. Über eine Marktlokation wird ein Endkunde vom Transportkunden beliefert.
- **Lokales Verteilnetz:**
Lokale Verteilnetze sind Netze außerhalb des Entry-Exit-Systems im Modell City-Gate. Ihnen zugeordnet sind Messlokationen, der Zugang zum lokalen Verteilnetz wird von Verteilnetzbetreibern mittels eines Lieferantenrahmenvertrags dem Transportkunden ermöglicht.
- **Netzgebiet:**
Ein Netzgebiet gehört zu einem Marktgebiet und besteht aus 0-n lokalen Netzgebieten (im Modellfall City-Gate) und besteht aus 0-n Messlokationen. Der Zugang zu einem Netzgebiet wird dem Transportkunden über einen Lieferantenrahmenvertrag gewährt.
- **Marktgebiet:**
Ein Marktgebiet besteht aus 0-n Netzgebieten und 0-n Messlokationen. Das Marktgebiet wird durch den Fernleitungsnetzbetreiber kontrolliert. Bilanzgruppenverantwortliche erhalten Zugang zum Marktgebiet durch Abschluss eines Bilanzgruppenvertrags mit dem Marktgebietsverantwortlichen.
- **Bilanzkreis (oder Bilanzgruppe):**
Eine Bilanzgruppe gehört zu einem Marktgebiet und wird von einem Bilanzgruppenverantwortlichen verantwortet. Der Transportkunde ordnet Transportverträge und Exit-Punkte eines Lieferantenrahmenvertrags einer Bilanzgruppe für die Ein- und Ausspeisung zu.

In Modell City-Gate werden folgende Rollen verwendet:

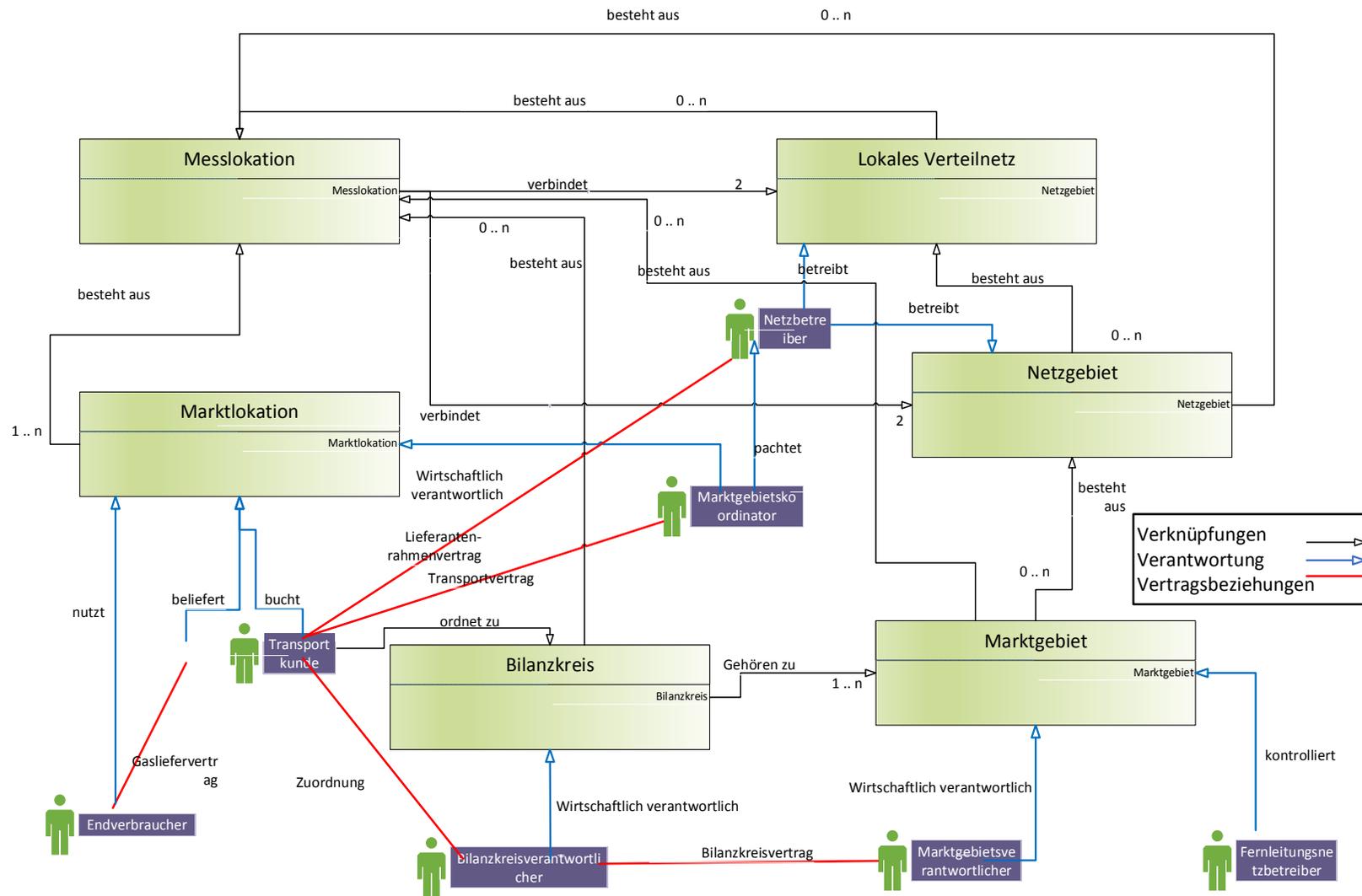
- **Marktgebietskoordinator:**
Der Marktgebietskoordinator pachtet die Fernleitungsnetze von den überregionalen und regionalen Fernleitungsnetzbetreibern und vermarktet die Kapazitäten im Fernleitungsnetz an die Transportkunden. Der Marktgebietskoordinator ist verantwortlich für die Ermittlung und Bereitstellung⁸³ von Kapazitäten im Fernleitungsnetz (inkl. der regionalen Fernleitungsnetze) bis zum City-Gate in Abstimmung mit den Netzbetreibern.
- **Marktgebietsverantwortlicher:**
Der Marktgebietsverantwortliche betreibt den virtuellen Austauschpunkt und das Marktgebiet. Der Marktgebietsverantwortliche ist verantwortlich für den Bilanzausgleich eines Marktgebietes und beschafft Regelenergie zum

⁸³ Die Verantwortung für die Kapazitäten im lokalen Verteilnetz liegt beim Betreiber der lokalen Verteilnetze

Ausgleich der Bilanzgruppen. Der Marktgebietsverantwortliche schließt mit den Bilanzgruppenverantwortlichen Bilanzgruppenverträge für den Zugang zum Marktgebiet und zum virtuellen Austauschpunkt ab.

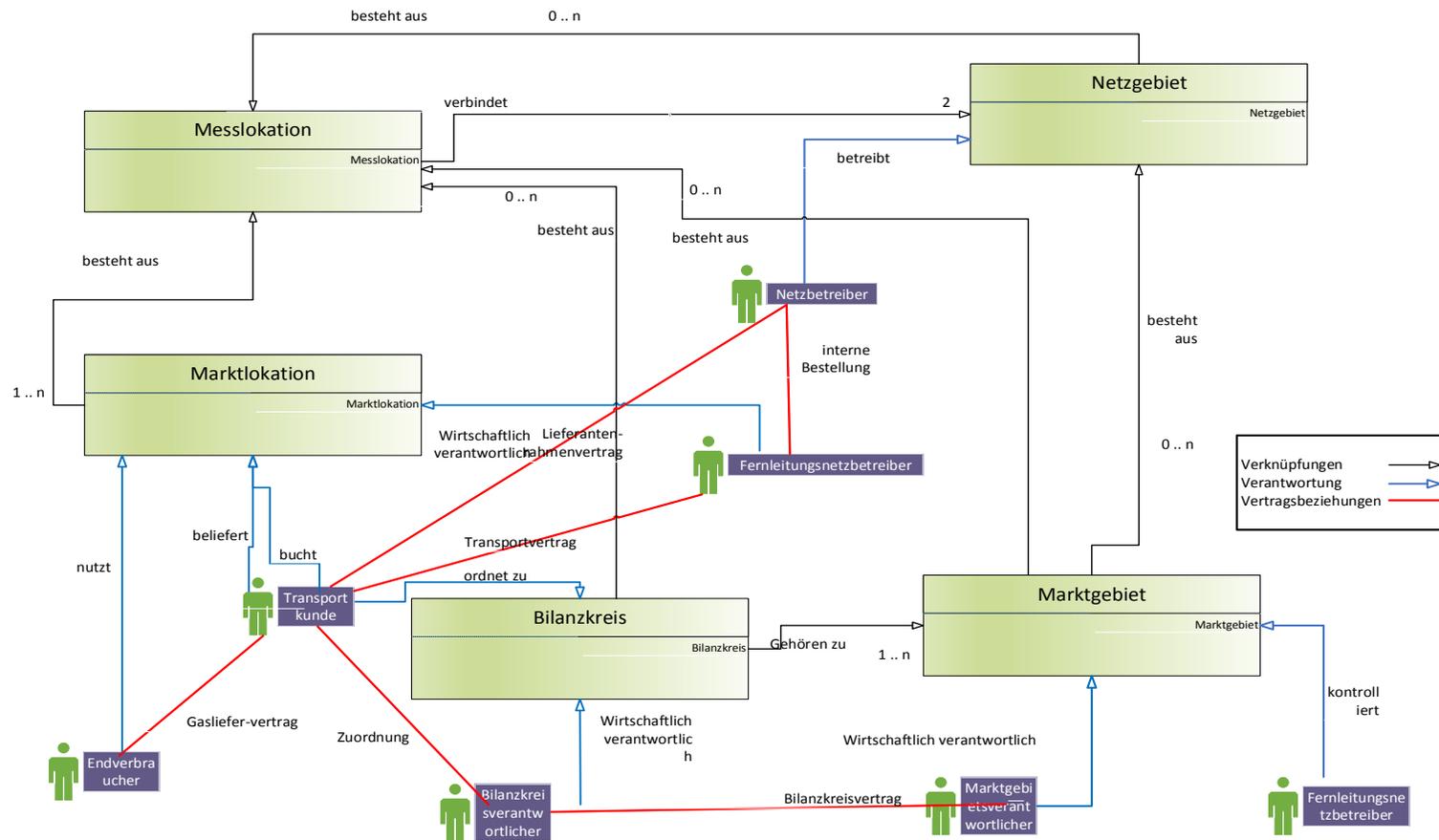
- **Netzbetreiber:**
Die Netzbetreiber betreiben Fernleitungsnetze oder lokale Verteilnetze. Lokale Verteilnetze werden von lokalen Netzbetreibern an Transportkunden vermarktet. Fernleitungsnetze werden über den Marktgebietskoordinator mittels einer Buchungsplattform vermarktet.
- **Fernleitungsnetzbetreiber**
Die Fernleitungsnetzbetreiber kontrollieren das Marktgebiet und sind für die Systemstabilität des Marktgebietes verantwortlich.
- **Transportkunden:**
Transportkunden beliefern Endkunden mittels eines Gasliefervertrages und buchen zur physischen Belieferung mittels eines Transportvertrages beim Marktgebietskoordinator Entry-/oder Exit-Kapazitäten beim Marktgebietskoordinator und mittels eines Lieferantenrahmenvertrages Kapazitäten im lokalen Verteilnetz. Die Kapazitäten werden vom Transportkunden einer Bilanzgruppe zugeordnet, um die Kapazitäten in der Bilanzierung für die Ein- und Ausspeisung zu nutzen.
- **Endverbraucher:**
Nutzen die Marktlokation Exit-Punkt aus einem Netz und werden vom Transportkunden mit Erdgas beliefert
- **Bilanzgruppenverantwortlicher:**
Bilanzgruppenverantwortliche schließen einen Bilanzgruppenvertrag mit dem Marktgebietsverantwortlichen und sind wirtschaftlich verantwortlich für eine Bilanzgruppe. Sie sind verantwortlich für den Ausgleich einer Bilanzgruppe und werden vom Marktgebietsverantwortlichen mittels Ausgleichsenergie für Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisung abgerechnet.

Abbildung 22. Übersicht der Rollen, Gebiete und Objekte im City Gate Modell (3-Vertragsmodell)



Quelle: E-Bridge/4M

Abbildung 23. Übersicht der Rollen, Gebiete und Objekte im Volle vertikale Integration (2-Vertragsmodell)



Quelle: E-Bridge/4M

Folgende Objekte werden im Modell volle vertikale Integration (2-Vertragsmodell) (vgl. **Abbildung 23**) verwendet:

- **Messlokation:**
Entspricht einer Messstelle oder einem Zähler.
Messlokationen sind Netzgebieten oder lokalen Verteilnetzen zugeordnet.
- **Marktlokation:**
Entspricht einem Ein- oder Ausspeisepunkt im Netz.
Einer Marktlokation sind 1-n Messlokationen zugeordnet. Über eine Marktlokation wird ein Endkunde vom Transportkunden beliefert.
- **Netzgebiet:**
Ein Netzgebiet gehört zu einem Marktgebiet und besteht aus 0-n lokalen Netzgebieten (im Modellfall City-Gate) und aus 0-n Messlokationen.
Der Zugang zu einem Netzgebiet wird dem Transportkunden über einen Lieferantenrahmenvertrag gewährt.
- **Marktgebiet:**
Ein Marktgebiet besteht aus 0-n Netzgebieten und 0-n Messlokationen.
Das Marktgebiet wird durch den Fernleitungsnetzbetreiber kontrolliert.
Bilanzgruppenverantwortliche erhalten Zugang zum Marktgebiet durch Abschluss eines Bilanzgruppenvertrags mit dem Marktgebietsverantwortlichen.
- **Bilanzkreis (oder Bilanzgruppe):**
Eine Bilanzgruppe gehört zu einem Marktgebiet und wird von einem Bilanzgruppenverantwortlichen verantwortet. Der Transportkunde ordnet Transportverträge und Exit-Punkte eines Lieferantenrahmenvertrags einer Bilanzgruppe für die Ein- und Ausspeisung zu.

In dem Modell volle vertikale Integration werden folgende Rollen verwendet:

- **Fernleitungsnetzbetreiber:**
Die Fernleitungsnetzbetreiber kontrollieren das Marktgebiet und sind für die Systemstabilität des Marktgebietes verantwortlich.
Fernleitungsnetzbetreiber vermarkten Entry- und Exit-Kapazitäten im Fernleitungsnetz an Transportkunden und mittels interner Bestellung an nachgelagerte Netzbetreiber.
- **Netzbetreiber:**
Die Netzbetreiber betreiben Netzgebiete. Verteilnetze werden von Netzbetreibern an Transportkunden vermarktet.
- **Transportkunde:**
Transportkunden beliefern Endkunden mittels eines Gasliefervertrages und buchen zur physischen Belieferung mittels eines Transportvertrages beim Marktgebietskoordinator Entry-/oder Exit-Kapazitäten beim Fernleitungsnetzbetreiber und mittels eines Lieferantenrahmenvertrages Kapazitäten im Verteilnetz. Die Kapazitäten werden vom Transportkunden einer Bilanzgruppe zugeordnet, um die Kapazitäten in der Bilanzierung für die Ein- und Ausspeisung zu nutzen.
- **Endverbraucher:**
Nutzen die Marktlokation Exit-Punkt aus einem Netz und werden vom Transportkunden mit Erdgas beliefert.

- Bilanzgruppenverantwortlicher:
Bilanzgruppenverantwortliche schließen einen Bilanzgruppenvertrag mit dem Marktgebietsverantwortlichen und sind wirtschaftlich verantwortlich für eine Bilanzgruppe. Sie sind verantwortlich für den Ausgleich einer Bilanzgruppe und werden vom Marktgebietsverantwortlichen mittels Ausgleichsenergie für Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisung abgerechnet.
- Marktgebietsverantwortlicher:
Der Marktgebietsverantwortliche betreibt den virtuellen Austauschpunkt und das Marktgebiet. Der Marktgebietsverantwortliche ist verantwortlich für den Bilanzausgleich eines Marktgebietes und beschafft Regelenergie zum Ausgleich der Bilanzgruppen. Der Marktgebietsverantwortliche schließt mit den Bilanzgruppenverantwortlichen Bilanzgruppenverträge für den Zugang zum Marktgebiete und zum virtuellen Austauschpunkt ab.

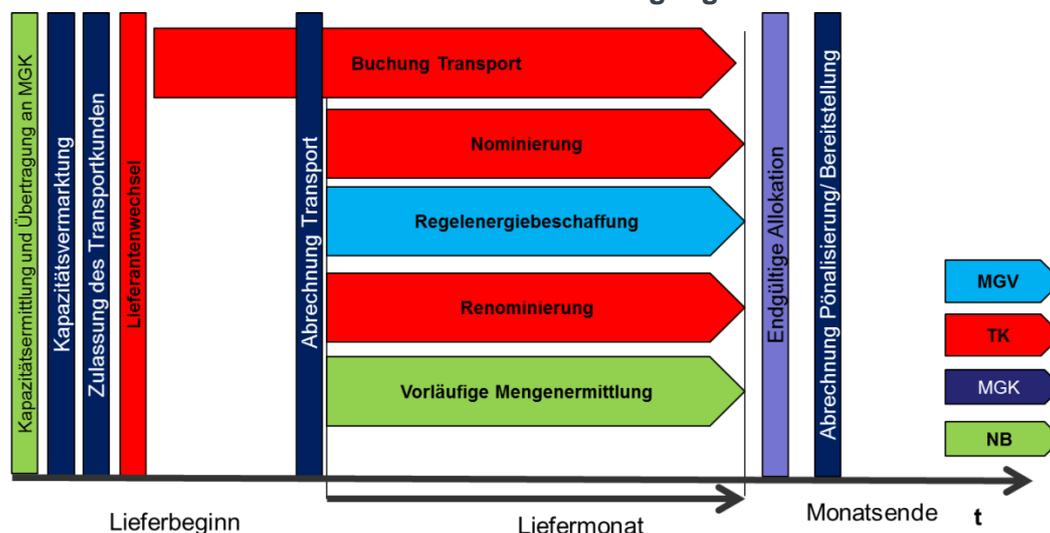
5.1.3 Übersicht von Marktrollen und Prozessen im Bereich des Netzzugangs

In **Anhang A.1** beschreiben wir die erforderlichen Prozesse im Bereiche des Netzzugangs auf der ersten Prozessebene in der jeweiligen Ausprägung für einen Marktzugang City -Gate und volle vertikale Integration (2-Vertragsmodell).

Die Reihenfolge der Prozessdarstellung richtet sich nach ihrer Position im Lieferprozess in einem Entry-Exit-Modell.

Für die Darstellung haben wir die gebräuchliche Darstellung als UML Use case mit den jeweils beteiligten Marktrollen und einer beschreibenden Tabelle gewählt. Zusätzlich werden bei den Prozessen Hinweise für die Ausgestaltung und Umsetzung dargestellt.

Abbildung 24. Zeitlicher Zusammenhang und Verantwortlichkeiten der relevanten Prozesse im Netzzugang

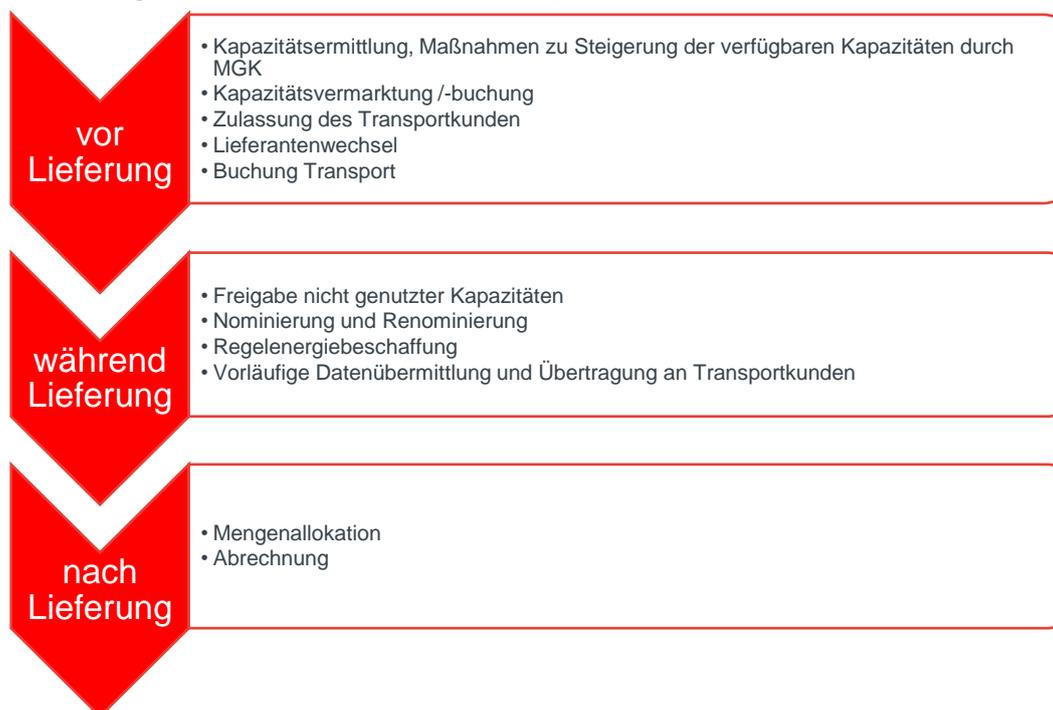


Quelle: E-Bridge/4M

Die Prozesse im Netzzugang lassen sich in erster Näherung in Prozesse vor der Lieferung, Prozesse während der Lieferung und Prozesse nach der Lieferung gliedern.

Zu den Prozessen vor der Lieferung zählen:

Abbildung 25. Prozessablauf der Hauptprozesse



Quelle: E-Bridge/4M

Als wichtigste Prozesse für den Marktzugang in der Differenzierung zwischen den Modellen City-Gate und voll integrierter Netzzugang sind die Prozesse und Verantwortungen in der Ermittlung der vermarktbaren Kapazitäten (vgl. **A.1.1** und **A.1.2**), der Kapazitätsvermarktung (vgl. **A.1.4** und **A.1.5**), der Kapazitätsbuchung (vgl. **A.1.6** und **A.1.7**) und der Lieferantenwechsel (vgl. **A.1.8** und **A.1.9**).

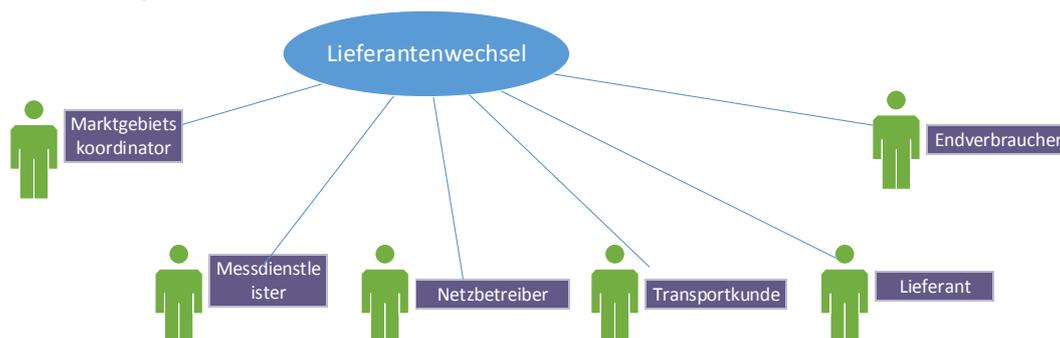
Insbesondere der Prozess Lieferantenwechsel zeigt die Probleme des Netzzugangsmodells City-Gate auf. Hier ist die Synchronisierung der Kapazitätsübertragung vom Lieferanten Alt auf den Lieferanten Neu im lokalen Verteilnetz mit der Kapazitätsübertragung (ggf. Buchung) am City-Gate erforderlich. Aufgrund der Vielzahl von Beteiligten und Verträgen in diesem Prozess ist eine massengeschäftstaugliche Ausgestaltung dieses Prozesses aus unserer Sicht nur sehr aufwendig realisierbar.

Nachfolgend beschreiben wir einmal in der UML Notation die Prozesse des Lieferantenwechsels in beiden Ausprägungen des Marktzugangs und beschreiben die grundlegenden Differenzen und Umsetzungsanforderungen zwischen den Modellen City-Gate (3-Vertragsmodell) und volle vertikale Integration (2-Vertragsmodell).

Lieferantenwechsel (City Gate)

Grundlegendes Kennzeichen im Marktzugangsmodell City-Gate nach MACH II ist die separate Buchung von Kapazitäten durch den Transportkunden am Ausspeisepunkt des Fernleitungsnetzes mit dem Fernleitungsnetzbetreiber und an den Ausspeisepunkten im Verteilnetz mit dem Ausspeisenetzbetreiber über zwei unabhängige Verträge. Hier ist auf die Synchronisierung des Wechsels und der Übertragung von Kapazitäten zu achten.

Abbildung 26. Lieferantenwechsel (City Gate)



Quelle: E-Bridge/4M

Tabelle 3. Prozessbeschreibung „Lieferantenwechsel (City Gate)“

Prozessbeschreibung	Lieferantenwechsel (City Gate)
Eingangsbedingung	Endverbraucher hat Liefervertrag mit neuem Lieferanten (TK Neu) abgeschlossen Liefervertrag mit Altlieferant ist terminiert TK Neu ist Transportkunde im nachgelagerten Verteilnetz (Lieferantenrahmenvertrag)
Auslöser des Prozesses	TK Neu wünscht Übertragung der Kapazitäten für den Endkunden vom Altlieferanten auf neuen Lieferanten
Ziel des Prozesses	TK neu erhält Exit-Kapazität im Regionalnetz für die Versorgung des Endverbrauchers Alter Lieferant (TK alt) wird endabgerechnet

<p>Prozessablauf</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. TK neu erstellt Angebot für einen Gasliefervertrag an Endverbraucher (LV) 2. Endverbraucher (LV) schließt Liefervertrag mit neuen Lieferanten (TK Neu) ab 3. Kündigung des bestehenden Liefervertrages des Altlieferanten durch TK Neu im Auftrag des Endverbrauchers unter Einhaltung der Kündigungsfristen des Endverbrauchers 4. TK Neu beantragt Kapazitätsübertragung auf Webplattform Lieferantenwechsel vom Lieferant Alt (TK alt), sofern integrierter Liefervertrag gewünscht ist (das Rucksack-Prinzip sollte anwendbar sein). 5. TK Alt prüft ob Kündigung des Gasliefervertrages durch den TK alt rechtmäßig ist? 6. MGK prüft ob TK Neu als Transportkunde im nachgelagerten Verteilnetz in dem der Messlokation des Endverbrauchers liegt zugelassen ist. 7. ANB des Endverbrauchers bestätigt TK neu 8. TK alt bestätigt Kündigung und gibt Kapazitätsübertragung frei 9. MGK überprüft gebuchte Kapazitätsprodukte, Lieferantenkonkurrenz und Termine der Übertragung 10. Bei positiver Prüfung: Übertragung der gebuchten Kapazitätsprodukte vom TK Alt auf TK Neu 11. Bei negativer Prüfung: Clearingprozess für Lieferantenwechsel erforderlich, z.B. Lieferantenwechsel nach Ablauf der vertraglichen Kündigungsfrist beim TK Alt 12. MGK informiert nachgelagerter NB und den ANB über die Kapazitätsübertragung 13. Neue Bilanzgruppenzuordnung des Endverbrauchers zur Bilanzgruppe des TK Neu ab Beginn der Belieferung (vgl. Prozesse zur Bilanzierung) 14. ANB führt Zwischenablesung durch und allokiert Messdaten ab Stichtag auf TK Neu 15. Mit der Übertragung geht die Zahlungspflicht für die gebuchte Kapazität auf TK Neu zum Stichtag über 16. Endabrechnung an TK alt wird veranlasst 17. Analog sind die Kapazitäten im lokalen Verteilnetz durch den lokalen Verteilnetzbetreiber auf den neuen Lieferanten zu übertragen
<p>Fristen</p>	<p>Anmeldung zur Kapazitätsübertragung (4.) spätestens 1 Monat vor Lieferbeginn, alle anderen Prozessschritte kurzfristig innerhalb des Fristenmonats durch die Gaswirtschaft (Taktung ist weiter zu definieren)</p>
<p>Datenformate</p>	<p>Webplattform oder standardisierte Datenformate (z. B. Edifact Formate)</p>
<p>Bemerkungen</p>	<p>Voraussetzung: Lieferant muss auch Transportkunden sein, bzw. Endkunde muss Transportkunde sein. Der Prozesslieferantenwechsel ist noch nicht massengeschäftstauglich. Bei Ausweitung der zugelassenen Kunden ist der Prozess voll digitalisiert maschinell umzusetzen.</p>

In dem Modell City-Gate haben wir schon in allen Prozessen der Kapazitätsermittlung (Vgl. **A.1.1**) und Kapazitätsvermarktung (vgl. **A.1.4**) die Rolle des Marktgebietskoordinators integriert. Im Lieferantenwechselprozess City-Gate wird der Marktgebietskoordinator neben der Kapazitätsbuchung (vgl. **A.1.6**) auch mit der Koordination der erforderlichen Kapazitätsübertragung zwischen alten Lieferanten und dem neuen Lieferanten beauftragt. Dies ist erforderlich damit für den neuen Lieferanten auch die erforderliche Kapazität am Ausspeisepunkt des Fernleitungsnetzes zur Verfügung steht. Wir gehen für die Prozessausgestaltung von einer größeren Zahl wechselberechtigter Kunden aus als es MACH II zurzeit vorsieht und versuchen den Prozessablauf für einen massengeschäftstauglichen Fall zu beschreiben.

Voraussetzung für diesen Prozess ist, dass entweder der Lieferant des Endverbrauchers Transportkunde ist oder als nachfolgende nicht dargestellte Alternative, der Endverbraucher selber die Rolle des Transportkunden (z.B. große Industriekunden mit eigenem Energieportfoliomanagement) übernimmt.

Der Prozessablauf startet mit der Angebotserstellung der neuen Lieferanten für einen Gasliefervertrag (siehe **Tabelle 1** und **Tabelle 3** Ziff. 1-3). Die internen Prozesse des neuen Lieferanten zur Erstellung eines Angebots werden hier nicht betrachtet. Wir gehen auch zukünftig von einem integrierten Liefervertrag aus. Hierbei wird der Transport durch den Lieferanten gebucht und integriert mit der Energielieferung über den Liefervertrag dem Kunden verrechnet. Ein gesonderter Ausweis der beinhaltenen Transportkosten scheint uns hier als sinnvoll zur Wahrung der Transparenz. In diesem Fall kündigt der neue Lieferant den bestehenden Liefervertrag beim bisherigen Lieferanten unter Einhaltung der Kündigungsfristen des Vertrags (3.) und beantragt eine Kapazitätsübertragung vom bisherigen Lieferanten in sein Kapazitätsportfolio am City-Gate über z.B. eine einzurichtende Webplattform (4.). Der bisherige Lieferant prüft die Kündigung des Liefervertrags auf Rechtmäßigkeit (5.) und der MGK fragt beim Ausspeisenetzbetreiber in dessen Netz die Ausspeisestelle des Endverbrauchers an ob TK Neu im Netz des ANB als Transportkunde zugelassen ist. Dieses prüft und bestätigt der ANB (7.). Der TK alt bestätigt die Kündigung dem ANB, dem MGK und dem TK neu und gibt die Kapazitätsübertragung frei (8.). Der MGK überprüft die gebuchten Kapazitätsprodukte für den Endverbraucher, prüft eine eventuelle Lieferantenkonkurrenz (für den Fall dass ein Endkunde mehrere Lieferverträge abgeschlossen hätte) und die Termine zur Übertragung der Kapazitäten (9.). Bei positiver Prüfung werden die für den Endverbraucher am City-Gate benötigten Kapazitäten vom TK alt auf den TK neu übertragen (10.). Sofern die Prüfung negativ ausfällt, wird ein Clearingprozess gestartet, welcher die schematisch möglichen Differenzen auflöst und als Abschluss einen von allen Seiten akzeptierten Status für die Kapazität des Endkunden ergibt.

Sofern die Kapazitätsübertragung zum Stichtag des Lieferbeginnes positiv beschieden ist, informiert der MGK den nachgelagerten Netzbetreiber am City-Gate (und dieser ggf. in einer Lieferkaskade nachgelagerte

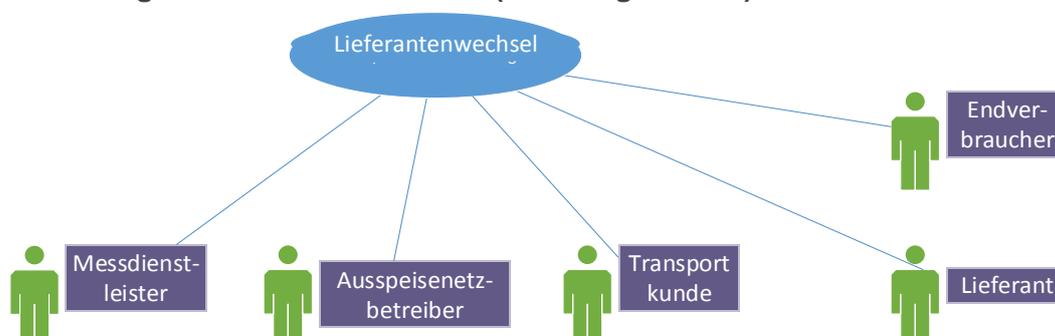
Netzbetreiber) und den Ausspeisenetzbetreiber in dessen Netz über die Übertragung und den Stichtag (12.) Gleichzeitig wird die Messlokation des Endverbrauchers zum Stichtag der Bilanzgruppe des TK Neu zugeordnet (13.). Der Ausspeisenetzbetreiber veranlasst eine Zwischenablesung (entweder physisch oder durch Abgrenzungsverfahren) zum Stichtag und allokiert die Messwerte ab Stichtag auf die Bilanzgruppe des TK neu (14.). Mit der Übertragung der Kapazitäten geht die Zahlungspflicht für die Kapazitäten sowohl am City-Gate als auch im Verteilnetz vom TK alt auf den TK neu über (15.). Die Endabrechnung für die Lieferstelle des Endverbrauchers erfolgt sowohl durch den MGK für die Kapazität am City-Gate als auch durch den ANB für die Kapazitätsnutzung im Verteilnetz (16.).

Lieferantenwechsel (2-Vertragsmodell)

Im Gegensatz zum Modell City-Gate wickelt den Lieferantenwechselprozess im 2-Vertragsmodell alleine der Ausspeisenetzbetreiber, in dessen Verteilnetz die Messlokation des Endverbrauchers liegt, den Prozess ab. Die Übertragung von Kapazitäten am City-Gate ist nicht erforderlich, da sich durch den Lieferantewechsel eines Endverbrauchers an der netzseitigen Kapazitätsbuchung am vorgelagerten Netz keine Kapazitätsänderungen ergeben.

Nachfolgend beschreiben wir den Prozess in einem voll integrierten Entry-Exit Modell oder 2-Vertragsmodell.

Abbildung 27. Lieferantenwechsel (2-Vertragsmodell)



Quelle: E-Bridge/4M

Tabelle 4. Prozessbeschreibung „Lieferantenwechsel 2-Vertragsmodell“

Prozessbeschreibung	Lieferantenwechsel (2-Vertragsmodell)
Eingangsbedingung	Endverbraucher hat Liefervertrag mit neuem Lieferanten (TK neu) abgeschlossen Liefervertrag mit Altlieferant (TK Alt) ist terminiert TK Neu ist Transportkunde im Verteilnetz (Lieferantenrahmenvertrag liegt vor)
Auslöser des Prozesses	TK neu wünscht Übertragung der Kapazitäten für den Endkunden vom Altlieferanten auf neuen Lieferanten
Ziel des Prozesses	TK neu erhält Exit-Kapazität im Verteilnetz für die Versorgung des Endverbrauchers Alter Lieferant (TK alt) wird endabgerechnet

Prozessablauf	<ol style="list-style-type: none"> 1. Neulieferant (TK neu) erstellt Angebot für einen Gasliefervertrag an Endverbraucher (LV) 2. Endverbraucher (LV) schließt Liefervertrag mit neuen Lieferanten ab 3. Kündigung des bestehenden Liefervertrages des Altlieferanten durch TK neu im Auftrag des Endverbrauchers unter Einhaltung der Kündigungsfristen des Endverbrauchers 4. Prüfung Kündigung des Gasliefervertrages durch den Altlieferanten 5. ANB prüft ob TK Neu als Transportkunde im Verteilnetz in dem der Messlokation des Endverbrauchers liegt bereits zugelassen ist. 6. Ggf. Ablehnung: Lieferantenrahmenvertrag liegt nicht vor. TK neu hat zunächst Lieferantenrahmenvertrag abzuschließen 7. TK Alt bestätigt Kündigung zum Kündigungstermin 8. ANB überprüft Lieferantenkonkurrenz und Termine der Übertragung 9. Bei positiver Prüfung: Übertragung der Kapazitätsnutzung vom TK Alt auf TK Neu im Verteilnetz zum Stichtag 10. Bei negativer Prüfung: Clearingprozess Lieferantenwechsel erforderlich, Lieferantenwechsel nach Ablauf der vertraglichen Kündigungsfrist beim TK Alt, bzw. Klärung von Lieferantenkonkurrenz bei Mehrfachanmeldung 11. Neue Bilanzgruppenzuordnung des Endverbrauchers zur Bilanzgruppe des TK Neu ab Beginn der Belieferung (vgl. Prozesse zur Bilanzierung) 12. ANB führt Zwischenablesung durch und allokierte Messdaten ab Stichtag auf TK Neu 13. Mit der Übertragung der Kapazitätsnutzung geht die Zahlungspflicht für die genutzte Kapazität auf TK Neu zum Stichtag über 14. Endabrechnung an TK alt wird veranlasst
Fristen	Anmeldung zur Kapazitätsübertragung (4.) spätestens 1 Monat vor Lieferbeginn, alle anderen Prozessschritte kurzfristig innerhalb des Fristenmonats sind durch die Gaswirtschaft (Taktung ist weiter zu definieren)
Datenformate	Standardisierte Datenformate (z. B. Edifact Formate)
Bemerkungen	Voraussetzung Lieferant muss auch Transportkunden sein, bzw. Endkunde muss Transportkunde sein. Die massengeschäftstaugliche Ausgestaltung des Prozesses Lieferantenwechsel ist abhängig von der Anzahl der zugelassenen Kunden. Für den Massenprozess bei Ausweitung der zugelassenen Kunden auf Haushaltskunden ist der Prozess voll digitalisiert umzusetzen.

Der Prozess Lieferantenwechsel hat analoge Voraussetzungen wie der Lieferantenwechselprozess in der Version City-Gate. Von diesem unterscheidet sich der Prozess ab dem fünften Prozessschritt (5.). Die Prüfschritte des MGV entfallen, alle Prüfungen werden vom ANB vorgenommen. Dieser prüft zunächst

ob der neue Lieferant bereits als Transportkunde im Netz des ANB zugelassen ist (5.) und schließt mit diesem, sofern kein Lieferantenrahmenvertrag vorliegt, zunächst einen solchen auf Basis des veröffentlichten Standardvertrags ab. Sofern der TK neu diesen nicht abschließt, wird der Kundenwechsel abgelehnt (6.). Der TK alt bestätigt die Kündigung des Liefervertrags mit dem Endverbraucher und den Kündigungstermin (7.). Der ANB prüft weiterhin ob ggf. eine Lieferantenkonkurrenz vorliegt und ob die Termine bestätigt wurden (8.). Bei positiver Prüfung wird Kapazitätsnutzung vom TK alt auf TK neu zum Stichtag übertragen. Bei negativer Prüfung wird ein Clearingprozess zwischen den Beteiligten ANB, TK alt und TK gestartet, welcher die schematisch möglichen Differenzen auflöst und als Abschluss einen von allen Beteiligten akzeptierten Status für die Lieferung an den Endkunden ergibt (10.). Die Messlokation des Endverbrauchers wird zum Stichtag der Bilanzgruppe des TK neu zugeordnet (11.) und zum Stichtag führt der ANB eine Zwischenablesung (oder Abgrenzung) durch und allokiert ab Stichtag die Messdaten auf die Bilanzgruppe des TK neu (12.). Die Kapazitätsnutzung des TK alt wird mit den Werten aus der Zwischenablesung endabgerechnet (14.) und die Zahlungspflicht für die Kapazitätsnutzung geht auf den TK neu über (13.).

Empfehlung für die Schweiz:

Der als Beispiel beschriebene Prozess des für den Marktzugang wichtigsten Prozesses Lieferantenwechsel enthält im 2-Vertragsmodell weit weniger Schnittstellen und Abstimmungsbedarf als der vorgehend beschriebene Prozess des Lieferantenwechsels City-Gate. Der Lieferantenwechsel im 2-Vertragsmodell ist mit etablierten IT Systemen massengeschäftstauglich umsetzbar, da dieser ähnlichen Prozessen in Nachbarländern weitgehend entspricht. Der Prozess Lieferantenwechsel City-Gate ist unserer Ansicht nach aufwändiger in der Umsetzung in einen Massenprozess und nur mit einer Einzelbuchungsvariante, bzw. Rücksacklösung für Kapazitäten des Endverbrauchers massengeschäftstauglich umsetzbar. Daher empfehlen wir auch aus prozessualer Sicht die Einführung des 2-Vertragsmodells für die Schweiz.

5.2 Relevante Anforderungen für das Schweizer Gasgesetz und dessen Durchführungsverordnungen

Im Folgenden beschreiben wir die aus Sicht des Marktzugangs relevanten Anforderungen, welche in einem zukünftigen Schweizer Gesetzgebungsverfahren über das Gasgesetz und Durchführungsverordnungen zu regeln sind:

- **Verbot von Diskriminierung** – Allen Anbietern von Infrastrukturdienstleistungen (Netzbetrieb, Speicherbetrieb, Betrieb des Virtuellen Austauschpunktes, Marktgebietsmanagement, Bilanzgruppenmanagement) ist eine Diskriminierung von natürlichen oder juristischen Personen, die die Dienstleistungen nutzen oder beabsichtigen zu

nutzen, zu untersagen. Dies gilt insbesondere für vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen.

- **Auskunfts- und Einsichtsrechte** – Anbieter von Infrastrukturdienstleistungen haben den Behörden, insbesondere der Regulierungsbehörde, jederzeit auf Verlangen Einsicht in alle relevanten Unterlagen und Aufzeichnungen zu gewähren sowie Auskünfte über die den jeweiligen Bereich betreffenden Sachverhalte zu erteilen. Dies gilt auch für die Anfragen zur Klärung entscheidungsrelevanter Sachverhalte und zur Vorbereitung solcher in zukünftigen Verfahren.
- **Marktgebiet** – Das Schweizer Marktgebiet umfasst das Leitungsnetz der Transitgas (Anteil für die Schweizer Inlandsversorgung oder komplett je nach Ausgestaltung), die Fernleitungsnetze der zweiten Ebene (Regionalnetze) und die Netze der Verteilnetzbetreiber (nur bei vollständiger vertikaler Integration).
Netze oder Teile von Netzen können mit angrenzenden Netzbetreibern angrenzender Staaten ein Marktgebiet bilden. Den Schweizer Kunden dieser Marktgebiete sollen mindestens die gleichen Rechte gewährt werden wie einem Kunden im Schweizer Marktgebiet.
- **Festlegung der Aufgabe Marktgebietskoordinator** (Bei Einführung eines City-Gate-Modells oder bei der Integration Schweizer Netze in ausländische Marktgebiete analog des COSIMA Modells in Österreich) -

Der Marktgebietskoordinator sollte unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen aufgestellt werden, die nicht mit der Ausübung von Tätigkeiten für einen Fernleitungsnetzbetreiber bzw. einen Marktgebietskoordinator zusammenhängen. Mit Genehmigung durch die Regulierungsbehörden können die Aufgaben des Marktgebietskoordinators mit den Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen (Bilanzgruppenkoordinator) zusammengefasst werden.

Im Modell City-Gate übernimmt der Marktgebietskoordinator alle mit der Bereitstellung des Netzzugangs erforderlichen Aufgaben von den Fernleitungsnetzbetreibern, insbesondere die Aufgaben zur:

- Bereitstellung eines Standardvertrages für den Netzzugang an Entry- und/oder Exit-Punkten zum Schweizer Marktgebiet. Der Standardvertrag ist von der Regulierungsbehörde zu genehmigen;
- Erstellung eines einheitlichen Berechnungstools zur Ermittlung und Ausweisung von Kapazitäten für die Ein- und Ausspeisepunkte des Marktgebietes. Das Berechnungsmodell bedarf der Genehmigung der Regulierungsbehörde;
- Erstellung einer auf unterschiedlichen Lastflussszenarien basierenden gemeinsamen Prognose für den Bedarf an Kapazitäten und der Belastung der Fernleitungsnetze unter Mitwirkung der Fernleitungsnetzbetreiber und der Verteilnetzbetreiber für die nächsten zehn Jahre;

- Erstellung und Weiterentwicklung eines gemeinsamen Netzentwicklungsplans mit den Netzbetreibern des Schweizer Gasnetzes und vorgelagerter Betreiber ausländischer Gasnetze;
- Koordination zur Beseitigung von physischen Engpässen im Schweizer Gasnetz;
- Beschaffung von erforderlicher Flexibilität zur Steigerung der Verfügbarkeit von festen Kapazitäten im Marktgebiet über marktliche Produkte und Ausschreibung dieser;
- Bepreisung von Kapazitäten an den Entry- und Exit-Punkte sowie der Systemdienstleistungen auf Basis der von der Regulierungsbehörde genehmigten Kosten für das Netz und die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen, wie Speicherbuchungen, Kapazitätsreservierung bei Zweistoffkunden oder abschaltbaren Kunden;
- Organisation und Betrieb einer Onlineplattform für das Angebot von Kapazitäten und die Veröffentlichung von Informationen zu den buchbaren Punkten im Marktgebiet, Bereitstellung und Betrieb einer Plattform für die Sekundärvermarktung von Kapazitäten für Transportkunde;
- Abwicklung der Buchung von Kapazitäten durch die Transportkunden für die Entry- und Exit-Punkte mit Nominierungspflicht;
- Entgegennahme von Nominierungen für Entry- und Exit-Punkte des Schweizer Marktgebietes und Weiterleitung zum Marktgebietsverantwortlichen zum Zwecke des Bilanzausgleichs;
- Überwachung des Netzzustandes gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern und Kenntnis des Netzzustandes zu jedem Zeitpunkt;
- Koordination und Management des Lieferantenwechsels zwischen Exit-Punkten im Marktgebiet und Exit-Punkten im Netz lokaler Verteilnetzbetreiber;
- Koordination der Transportleistungen und Optimierung der Nutzung mit den Netzbetreibern vor- und nachgelagerter Netze,;
- Verwaltung von Kapazitäten und gegebenenfalls Entzug von lang- und kurzfristig ungenutzter Kapazitäten (UIOLI) und Vermarktung freigeordener Kapazitäten im Kurzfristmarkt;
- Ermittlung und Veröffentlichung von Brennwerten auf Basis der von den Netzbetreibern ermittelten Daten,;
- Veröffentlichung von Daten über den Netzzustand, die Auslastung und die verfügbaren Kapazitäten für jeden Buchungspunkt. Weitere Datenveröffentlichungsanforderungen können durch den Regulierer festgelegt werden;

- Abrechnung von der Kapazitätsnutzung an Transportkunden.;
 - Weitere Aufgabenbereiche, wie z. B. die Bereitstellung von Systemdienstleistungen) können in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde in den Aufgabenbereich des Marktgebietskoordinators übertragen werden und
 - Das Entgelt für den Betrieb eines Marktgebietskoordinators ist von der Regulierungsbehörde kostenorientiert zu ermitteln und durch die Regulierungsbehörde zu prüfen. Die genehmigten Kosten sind in den Netzzugangsentgelten zu berücksichtigen.
- **Festlegung der Aufgaben und Pflichten eines Fernleitungsnetzbetreibers (u.a.):**

- **Netzzugang:**
Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, Netzzugangsberechtigten den Zugang zu den Bedingungen des Standardvertrags und mit den genehmigten Nutzungsentgelten zu gewähren.
- Der Zugang zu Fernleitungsnetzen erfolgt grundsätzlich durch die Buchung von frei zuordenbaren und handelbaren Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten in bzw. aus dem Fernleitungsnetz und durch Einbringung der Kapazitäten in eine Bilanzgruppe.
- Kapazitätsrechte an Einspeisepunkten berechtigen zur Einspeisung von Gasmengen in das Fernleitungsnetz und zum Transport von Gasmengen zum virtuellen Austauschpunkt des Marktgebietes. Kapazitätsrechte an Ausspeisepunkten berechtigen zum Transport von Gasmengen vom virtuellen Austauschpunkt zum Ausspeisepunkt und zur Ausspeisung.

- Organisation Netzzugang im Fernleitungsnetz:

Im Falle einer Umsetzung des **Modells City-Gate** übertragen die Fernleitungsnetzbetreiber die erforderlichen Aufgaben zur Bereitstellung und Organisation des Netzzugangs verantwortlich an den Marktgebietskoordinator.

Im Fall der Umsetzung des Modells **einer vollständigen vertikalen Integration** ist die Einrichtung eines Marktgebietskoordinators nicht erforderlich. Die Aufgaben des vorgenannt beschriebenen Marktgebietskoordinators können in diesem Fall auch von den Fernleitungsnetzbetreibern in gemeinschaftlicher Verantwortung übernommen werden.

Gegenüber den Aufgaben im Modell City-Gate entfallen die Punkte Koordination des Lieferantenwechsels und das Entgelt des Marktgebietskoordinators, gemäß Aufgabendefinition des Marktgebietskoordinators.

Zusätzlich gegenüber dem Modell City-Gate bieten die Fernleitungsnetzbetreiber den Verteilnetzbetreiber die Buchung von festen und unterbrechbaren Kapazitäten an den Netzkoppelpunkten zwischen Fernleitungsnetz und Verteilnetz an. Die Buchung der erforderlichen Kapazitäten erfolgt auf Basis einer Kapazitätsbedarfsmeldung der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber. Für diesen Prozess haben die Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber ein gemeinsam entwickeltes standardisiertes Berechnungstool zu entwickeln.

- Versorgungssicherheit - Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verantwortlich für die Systemsicherheit des Gasversorgungsnetzes in der Schweiz und müssen die Möglichkeiten erhalten Maßnahmen zur Einhaltung der Versorgungssicherheit treffen.
- Festlegung der Aufgaben und Pflichten eines Verteilnetzbetreiber (u.a.):
 - Netzzugang:
Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, Netzzugangsberechtigten den Zugang zu den Bedingungen des Standardvertrags (Lieferantenrahmenvertrag) und mit den genehmigten Nutzungsentgelten zu gewähren. Dazu schließen Verteilnetzbetreiber einen Lieferantenrahmenvertrag mit demjenigen Transportkunden ab, welcher Zugang zum Netz des Verteilnetzbetreibers wünscht. Über diesen Lieferantenrahmenvertrag werden alle dem Transportkunden zugeordneten Lieferstellen im Netz des Verteilnetzbetreibers abgewickelt.
 - Im Falle der Umsetzung vollständigen vertikalen Integration der Netze:
Der Verteilnetzbetreiber ermittelt einmal jährlich den aggregierten Kapazitätsbedarf des Verteilnetzes auf Basis eines durch die Gaswirtschaft zu entwickelnden Berechnungstools und bestellt berechneten Kapazitätsbedarf beim jeweils vorgelagerten Netzbetreiber. Dieser, sofern der Netzbetreiber ebenfalls Verteilnetzbetreiber ist, aggregiert den Bedarf nachgelagerter Netzbetreiber zu einer gemeinsamen Bestellung beim vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber. Der Kapazitätsbedarf der Verteilnetzbetreiber wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber überprüft und in der jährlich durchzuführenden Berechnung des Kapazitätsbedarfs der Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigt. Der Verteilnetzbetreiber erhält vom jeweils vorgelagerten Netzbetreiber ein Kapazitätsangebot zum gewünschten Kapazitätsbedarf, welches innerhalb einer zu definierenden Frist verbindlich anzunehmen oder abzulehnen ist. Sofern der vorgelagerte Netzbetreiber anteilig unterbrechbare oder zeitlich beschränkte Kapazitäten anbietet, sind Maßnahmen zwischen den Netzbetreibern zu vereinbaren, die diesen Engpass zukünftig beseitigen. Die zugeteilten Kapazitäten werden vom jeweils vorgelagerten Netzbetreiber dem nachgelagerten Netzbetreiber in Rechnung gestellt und sind von diesem im Ausweis der Netzentgelte als vorgelagerte Netzentgelte zu berücksichtigen.

- **Festlegung der allgemeinen Pflichten eines Netzbetreibers (u.a.)**
 - Allgemeine Pflichten der Netzbetreiber sind u.a.:
 - Vertrauliche Behandlung von Daten
 - Jegliche Diskriminierung von Netznutzern, insbesondere zugunsten ihrer verbundenen Unternehmen zu unterlassen
 - Ermöglichen des Netzzugangs Lieferanten für zugelassene Endverbraucher
 - Prüfen der Netzzugangsbegehren und der Transportkunden nach von der Regulierungsbehörde vorzugebenden Kriterien
 - Verantwortlich für den sicheren, zuverlässigen Betrieb der Netze, deren Erhaltung und Ausbau
 - Sie sind verpflichtet, ihre Anlagen unter Beachtung der Koordinationsfunktion des Marktgebietskoordinators bzw. der Fernleitungsnetzbetreiber zu steuern.
 - Sie sind verpflichtet zur Mitwirkung zu den gemeinsamen Netzprognosen und dem gemeinsamen Netzentwicklungsplan.
 - Sie sind verantwortlich für die Messung in ihrem Netz und für den Datenaustausch mit den vor- und nachgelagerten Netzen, dem Marktgebietsverantwortlichen und den Transportkunden.
 - Sie sind verpflichtet, den Lieferantenwechsel innerhalb der von der Regulierungsbehörde vorgesehenen Fristen in ihrem Netz diskriminierungsfrei durchzuführen.
 - Diese Pflichten gelten sowohl für den Fernleitungsnetzbetreiber als auch für den Verteilnetzbetreiber.

- **Verpflichtung zur Entwicklung von Standardverträgen für den Netzzugang zum Entry-Exit-System und zu den lokalen Verteilnetzen**
 - Standardverträge sind verbindlich für den Netzzugang für alle Marktpartner anzuwenden. Der Vertrieb eines integrierten Gasversorgungsunternehmens ist rechtlich für den Netzzugang einem externen Vertrieb gleichzusetzen und hat ebenfalls einen Lieferantenrahmenvertrag mit dem Ausspeisenetzbetreiber abzuschließen.
 - Für den Zugang zum Entry-Exit-System ist durch die Branche ein Standardnetzzugangsvertrag Entry-Exit zu entwickeln und durch die Regulierungsbehörde zu genehmigen. Die Verwendung unternehmensspezifischer allgemeiner Geschäftsbedingungen ist auf die von der Regulierungsbehörde zugelassenen Klauseln und Sondertatbestände zu reduzieren.
 - Für den Zugang zu Verteilnetzen ist durch die Branche ein einheitlicher Lieferantenrahmenvertrag zu entwickeln und durch die

Regulierungsbehörde zu genehmigen. Die Verwendung unternehmensspezifischer allgemeiner Geschäftsbedingungen ist auf von der Regulierungsbehörde zugelassene Klauseln und Sondertatbestände zu reduzieren.

- In integrierten Gasversorgungsunternehmen sind Vertrieb und Netz organisatorisch zu trennen.
- **Zulassungsvorschriften für Transportkunden**
 - Die Mindeststandards für den Nachweis der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit (Bonitätsprüfung durch Marktgebietskoordinator und Netzbetreiber) sind durch die Netzbetreiber in nichtdiskriminierender Weise zu definieren und durch die Regulierungsbehörde zu genehmigen. Transportkunden, welche die Standards erfüllen, sind im Markt zuzulassen. Die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit ist regelmäßig zu überprüfen. Bei fehlendem Nachweis der Leistungsfähigkeit ist ein Entzug der Zulassung in Abstimmung mit dem Regulator zu prüfen und bei Entfall der Zulassungsgrundlage zu entziehen. Im Falle eines Entzugs sind die betroffenen Kunden für einen zu definierenden Übergangszeitraum vom dem größten Lieferanten (sog. Grundversorger) in die Versorgung zu übernehmen und weiter zu versorgen. Innerhalb dieses Zeitraums müssen die Kunden dem Netzbetreiber einen neuen Lieferanten für die Versorgung mitteilen. Sollte dieses unterlassen werden, erhält der Netzbetreiber das Recht, die Versorgung des Endkunden nach Ankündigung einzustellen.
- **Kapazitätsermittlung**
 - Die Fernleitungsnetzbetreiber (bzw. der Marktgebietskoordinator) ermitteln unter Mitwirkung aller Netzbetreiber eine auf unterschiedlichen Lastflussszenarien basierende gemeinsame Prognose des Kapazitätsbedarfs und der Belastung der Netze für die nächsten zehn Jahre. Bei der Berechnung und Ausweisung von Kapazitäten haben die Netzbetreiber mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, möglichst hohe aufeinander abgestimmte technische Kapazitäten auszuweisen. Die erforderlichen Berechnungen sind auf Basis von Lastflusssimulationen auf dem Stand der Technik umsetzen.
 - Führt die Ermittlung der Kapazitäten zum Ergebnis, dass das Kapazitätsangebot nicht ausreichend zur Deckung der Nachfrage und der Prognose ist, haben die Fernleitungsnetzbetreiber (bzw. der Marktgebietskoordinator) zunächst Maßnahmen zur Steigerung des Ausweises fester Kapazitäten über marktliche Beschaffung von lokalen Flexibilitätsprodukten vorzunehmen. Dabei ist die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen zu beachten. Für langfristige Unterdeckungen an technisch fester Kapazität sind Maßnahmen zum Netzausbau zu prüfen und in einem Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen.
 - Für jeden teilnahmeberechtigten Endkunden am Entry-Exit-System sind die erforderlichen Kapazitäten am Ausspeisepunkt des Endkunden einzeln zu ermitteln und auszuweisen. Für Massendatenprozesse sind

diese Daten in elektronischer Form dem Lieferanten zur Verfügung zu stellen. Für das City-Gate-Modell hat der Ausweis auf der Kapazitätsplattform in geeigneter Form zu erfolgen.

■ Kapazitätsbuchung

- Kapazitätsbuchung über eine von den Fernleitungsnetzbetreibern bereitgestellte Plattform - hier ist keine Festlegung auf eine Plattform im Gesetz notwendig. Im Fall eines vollständig integrierten Entry-Exit-Systems ist eine Kapazitätsbuchung nur für die Grenzübergangspunkte in das Schweizer Gasnetz erforderlich und für direkte am Fernleitungsnetz angeschlossene Endkunden⁸⁴.
- Für jeden teilnahmeberechtigten Endkunden am Entry-Exit-System in der Version City-Gate sind Kapazitäten einzeln zu buchen. Diese können in einem Kapazitätsportfolio zusammengefasst werden. Die für einen Endkunden getätigten Kapazitätsbuchungen dürfen nur für die Laufzeit des Liefervertrags abgeschlossen werden. Bestehende für die Belieferung eines Endkunden abgeschlossene Kapazitätsbuchungen am Exit-Punkt des Entry-Exit-Systems müssen im Falle eines Lieferantenwechsels freigegeben bzw. auf den neuen Lieferanten übertragen werden.
- Kapazitäten für die Versorgung von Endkunden im Verteilnetz werden im Rahmen des Lieferantenwechselprozesses dem Transportkunden zugewiesen und über den Lieferantenrahmenvertrag abgerechnet. Die Berechnungsmethodik für Kapazitätsnutzung und Systemdienstleistungsentgelte im Verteilnetz ist durch die Regulierungsbehörde einheitlich festzulegen.

■ Lieferantenwechsel

- Lieferantenwechsel soll für alle zugelassenen Kunden diskriminierungsfrei ermöglicht werden. Rechte an Kapazitäten im lokalen Netz und am Exit des Entry-Exit-Systems (nur in Modell City-Gate) gehen beim Kundenwechsel vom Altlieferanten auf den Neulieferanten über.
- Als Basis für den Lieferantenwechsel soll den Endkunden ein Recht an ihren Daten eingeräumt werden. Der Netzbetreiber soll verpflichtet werden auf Anfrage dem Endkunden Lastgangdaten über einen Zeitraum von mindestens einem Jahr zur Verfügung zu stellen.

■ Engpassmanagement

- Es sollte untersagt werden, Kapazitäten längerfristig ungenutzt zu buchen. Die Netzbetreiber haben die Verpflichtung, an den Übergangspunkten zwischen Marktgebieten die Nutzung der Kapazitäten zu überwachen und gegebenenfalls längerfristig nicht

⁸⁴ Im Modell Vollständig integriertes EES werden die Netzkoppelpunkte zwischen Fernleitungs- und Verteilnetzen, bzw. in kaskadierenden Netzkonstrukten jeweils durch den nachgelagerten Netzbetreiber beim vorgelagerten Netzbetreiber gebucht. Für Endkundenbuchungen sind keine Auktionsverfahren erforderlich.

genutzte Kapazitäten dem Transportkunden (TK) zu entziehen sowie kurzfristig nicht genutzte Kapazitäten über kurzfristige Kapazitätsprodukte (Day-Ahead und Intraday) dem Markt zu Verfügung zu stellen. Dem Transportkunden bleibt es freigestellt, nicht genutzte Kapazitäten anderen Marktteilnehmern über einen Sekundärmarkt zu vermarkten oder dem Netzbetreiber die Kapazitäten zurückzugeben. Im Falle einer Rückgabe von Kapazitäten erhält der TK im Falle einer erneuten Vermarktung der Kapazitäten sein gezahltes Kapazitätsentgelt maximal bis zum Minimum aus dem Vermarktungserlöses der Neuvermarktung je Kalendertag und den bisherigen Kapazitätskosten je Kalendertag vergütet.

■ Grenzwerte für registrierende Leistungsmessung

- Verpflichtender Einbau von registrierender Leistungsmessung für alle zugelassenen Kunden (stufenweise Einbauverpflichtung durch die Netzbetreiber (NB) nach Marktöffnungsschritten). Nicht vorhandene Leistungsmessung muss durch NB nachgerüstet werden. Für RLM-Messungen sind gesonderte Messentgelte, die den höheren Aufwand für stündliche Auslesung, Datenübermittlung und Gerätetechnik reflektieren, zulässig. Diese sind mit den Netzentgelten im Preisblatt auszuweisen.
- Der Grenzwert für den Einbau einer registrierenden Leistungsmessung ist an die Entwicklung der Zugangsvoraussetzungen zum Entry-Exit-System anzupassen. Als Zielschwellwert für den Einbau von registrierenden Leistungsmessungen sind Schwellwerte durch die Regulierungsbehörde festzulegen und entsprechende Messgeräte mit einem angemessenen Umsetzungszeitraum durch den Messstellenbetreiber einzubauen. Kunden die diese Schwellwerte nicht erreichen, werden in der Bilanzierung mittels Standardlastprofilen erfasst. Unabhängig von dieser Festlegung können weitere Anforderungen des Gesetzgebers, z. B. zum Einbau sogenannter Smart Meter, vorgegeben werden.

■ Definition von geschützten Kunden

- Ausweisung von geschützten Kunden im Fall einer Engpasssituation erfolgt auf Basis von EU-Vorschriften⁸⁵. Die Versorgung geschützter Kunden hat Vorrang vor der Versorgung anderer Kundengruppen im Marktgebiet.
- Als geschützte Kunden⁸⁶ werden mindestens definiert:
Alle Haushaltskunden mit Koch- und Warmwasser und Heizung,

⁸⁵ Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32010R0994:DE:NOT>

⁸⁶ Der Begriff der „geschützten Kunden“ wird in Artikel 2, Absatz 1 der SoS-Verordnung definiert. Der Begriff ist für die Schweiz bisher nicht definiert. Es besteht jedoch eine klare Abgrenzung der nicht unterbrechbaren Endkunden (d.h. Einstoffkunden). Die Haushaltskunden machen einen grossen Anteil dieser Kundengruppe aus (Schätzungen reichen von 50–80 %). Weil es in der Schweiz faktisch schwierig wäre, bei der Umsetzung von Notmassnahmen Haushaltskunden gegenüber sonstigen Einstoffkunden zu privilegieren, wurden im Risikobericht die geschützten Kunden als die nicht unterbrechbaren Endkunden (d.h. Einstoffkunden) definiert, sie entsprechen demnach der gesamten Gasnachfrage abzüglich des Verbrauchs

alle Kunden für die öffentliche Versorgung (Fernwärmeversorgung von Haushaltskunden und öffentlichen Bedarfen) sowie öffentliche Bedarfe (Krankenhäuser, Polizei, etc.).

- Für die Bedarfe der Stromproduktion sind gesonderte Abstimmungen zwischen den Netzbetreibern der Strom- und Gasnetze erforderlich, die der Systemrelevanz der einzelnen Kraftwerke entsprechen. Für systemrelevante Gaskraftwerke müssen feste Kapazitäten gebucht werden.
- **Kapazitätserweiterung/Neuanschlüsse für Kraftwerke und Industrie**
 - Kraftwerksprojekte und Industrieprojekte sowie Netzbetreiber können im Kapazitätsplanungsprozess Kapazitätsbedarfe, bzw. Ausbaubedarfe anmelden und reservieren. Die Netzbetreiber entscheiden, ob ein Ausbau für den Bedarf erforderlich ist. Für die Reservierung von Kapazitäten durch Großprojekte (Kraftwerke bzw. Industrieprojekte) wird eine Reservierungsgebühr für den Reservierungszeitraum erhoben. Die reservierten Kapazitäten sind in der Kapazitätsermittlung sowie in der Netzausbauplanung mit konkretem Umsetzungstermin zu berücksichtigen.

5.3 Gewährleistung von diskriminierungsfreien Prozessen

Damit Endkunden von der Liberalisierung des Gasmarktes profitieren können, muss sichergestellt werden, dass neue Marktakteure gegenüber etablierten Anbietern nicht diskriminiert werden und sich so ein effektiver Wettbewerb entwickeln kann. Im Folgenden

- erläutern wir zunächst allgemein, unter welchen Bedingungen Diskriminierungspotenzial entstehen kann (**Abschnitt 5.3.1**);
- beschreiben wir, welche Prozesse diskriminierungsanfällig sind und ggf. einer Regulierung oder Überwachung durch eine Regulierungsbehörde bedürfen (**Abschnitt 5.3.2**); und
- gehen wir auf das spezifische Diskriminierungspotenzial ein, dass durch die momentan vorgesehene Definition von marktberechtigten Kunden besteht (**Abschnitt 5.3.3**).

5.3.1 Ursachen für Diskriminierungspotenzial

Die Entstehung eines effektiven Wettbewerbs erfordert, dass (insbesondere auch neue) Marktteilnehmer diskriminierungsfrei das Netz als Infrastruktur/natürliches Monopol nutzen können, d. h., dass auch der Netzzugang diskriminierungsfrei

von Zweistoffkunden. Somit wurde im Bericht eine konservativere Abgrenzung der geschützten Kunden verwendet als in der SoS-Verordnung vorgesehen (Quelle: Fussnote 4 Seite 6 Präventions- und Notfallpläne der Schweiz für Gas vom 02. Februar 2016).

ausgestaltet wird und Drittlieferanten gegenüber den bisherigen Versorgern nicht schlechter gestellt werden.

Die Diskriminierungsfreiheit aller Lieferanten könnte insbesondere gefährdet sein, sofern folgende Umstände vorliegen:

- **Quersubventionierung** – Sofern ein Teil der Lieferanten in anderen Geschäftsbereichen aufgrund der Situation als bisheriger Versorger (Monopol-) Gewinne macht und damit den Geschäftsbereich „Gaslieferung von Kunden“ quer subventioniert, bestünde Diskriminierungspotenzial gegenüber anderen (neu eintretenden) Lieferanten. Dies kann der Fall sein, wenn keine wirksame Entflechtung der bestehenden vertikal integrierten Unternehmen erfolgt: Für diese Unternehmen wäre es z. B. möglich, auf der Netzseite (wobei das Netz ein natürliches Monopol darstellt) Gewinne zu generieren, mit denen der Geschäftsbereich Gaslieferung subventioniert wird, um einen wirksamen Wettbewerb zu verhindern. Dieses Diskriminierungspotenzial besteht in beiden diskutierten Netzzugangsmodellen auf der Verteilnetzebene. Eine Lösung hierfür zumindest eine buchhalterische Entflechtung aller integrierten Versorgungsunternehmen und eine Überwachung der Netzentgelte für alle Ausspeisungen aus dem Netz.
- **Informationsnachteile** – Ein weiterer potenzieller Diskriminierungsgrund neuer Anbieter läge vor, sofern sie Informationsnachteile gegenüber etablierten Anbietern hätten. Aus diesem Grund ist es erforderlich, den Gasnetzzugang möglichst transparent auszugestalten, z. B. dadurch, Transportkapazitäten über zentrale Plattformen zu vermarkten und Informationen möglichst diskriminierungsfrei allen Marktakteuren in gleicher Weise zugänglich zu machen.
- **Skalenerträge/Verschachtelungseffekte** – Sofern Lieferanten mit einem großen Kundenstamm signifikante Skalenerträge oder Verschachtelungseffekte generieren können, haben sie einen inhärenten Wettbewerbsvorteil gegenüber kleineren Anbietern (und insbesondere gegenüber neuen Anbietern, die sich erst einen Kundenstamm aufbauen müssen) – hierauf sind wir in **Abschnitt 2** bereits im Detail eingegangen.
- **Transaktionskosten** – Diskriminierungspotenzial würde ebenfalls bestehen, wenn neue Lieferanten hohe Transaktionskosten haben (z. B. durch komplexe Netzzugangsprozesse, die einen hohen IT- und/oder Organisationsaufwand benötigen). Ebenso besteht Diskriminierungspotenzial, sofern der Lieferantenwechsel aus Kundensicht mit Transaktionskosten verbunden ist – siehe hierzu **Abschnitt 5.3.3**.

5.3.2 Diskriminierungsanfällige Prozesse

Bei einem Wechsel des Netzzugangsmodells treten erfahrungsgemäß eine Vielzahl von Prozessen auf, die Diskriminierungspotenzial für neu in den Markt eintretende Marktteilnehmer bergen. Im Folgenden beschreiben wir einige Aspekte, die in der Ausgestaltung des Schweizer Netzzugangs zu beachten sind und deren Diskriminierungspotenzial minimiert werden muss.

Das größte direkte Diskriminierungspotenzial bringen die Kundenakquise und der Kundenwechselprozess durch den Lieferantenwechsel eines zum Markt zugelassenen Endkunden. Der Wechselwunsch des Endkunden kann durch den Altlieferanten insbesondere in Verbindung mit einem integrierten Netzbetreiber oder einer fehlenden Verbindung zwischen Liefervertrag und Kapazitätsbuchung am City-Gate und der Netznutzung im Verteilnetz maßgeblich behindert werden. Es sollte dem Endkunden die Möglichkeit eingeräumt werden, bestehende Lieferverträge mit einer definierten Kündigungsregelung zu terminieren und dieses zeitgleich für die Energielieferung und den Netzzugang auf allen Netzzugangsebenen zwischen virtuellem Austauschpunkt und lokalem Exit-Punkt zur Belieferung des Endkunden durchführen zu können. Sofern die Vertragslaufzeiten und Kündigungsregelungen nicht übereinstimmen, kann es gerade im City-Gate-Modell zu vertraglichen Engpässen kommen, sofern der bisherige Lieferant die notwendigen Kapazitäten für den neuen Lieferanten nicht freigibt oder die Kündigungsregelungen für Exit-Kapazitäten am Exit-Punkt City-Gate zu langfristig ausgelegt sind.

Ein weiterer Aspekt ist der Informationsvorsprung des Altlieferanten gegenüber dem Endkunden bzw. dessen möglichen Lieferanten durch nicht ausreichende Transparenz über historische Lastgänge der Energielieferung, zum einen durch unzureichende Ausstattung durch Messgeräte und zum anderen durch fehlende Lastgänge für die Kalkulation des Kunden beim Endkunden. Hier könnten ein Anspruch des Endkunden an die Übergabe von Lastgangdaten Abhilfe schaffen.

Eine weitere wichtige Voraussetzung für einen funktionierenden Wettbewerb ist die Gewährleistung eines **diskriminierungsfreien Zugangs zu Transportkapazitäten**. Wie in **Abschnitt 4.1.2** beschrieben ist es hierfür (neben der Wahl eines diskriminierungsfreien und transparenten Kapazitätsvergabeverfahren) entscheidend, dass eine Hortung von Kapazitäten verhindert wird. Aus diesem Grund ist die Schaffung von Sekundärhandlungsmöglichkeiten sowie die Einführung von Maßnahmen, mittels derer eine Weitervermarktung von nicht genutzten Kapazitäten unterbunden wird (Use-it-or-lose-it-Mechanismen), erforderlich.

Auch die Zulassung von neuen Transportkunden zum Markt kann diskriminierend wirken. Die Anforderungen an den Nachweis der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit, der Hinterlegung von Sicherheiten und weitere Aspekte für die Zulassung als Netznutzer sollten für alle Netznutzer gleich gestaltet werden und neue Markteintritte gegenüber Incumbants nicht benachteiligen.

Auch die Ausgestaltung der Prozesse kann diskriminierend wirken. Ein hohes Maß an Standardisierung und Automatisierung für alle Marktprozesse zwischen den beteiligten Unternehmen und Rollen ist zielführend für die diskriminierungsfreie Gestaltung des Marktzugangs. Dazu ist es erforderlich, die verwendeten Verträge zwischen Infrastrukturnutzern und Infrastrukturanbietern zu standardisieren und individuelle Vertragsgestaltungen auf das unbedingt Notwendige zu reduzieren. Die Prozessausgestaltung sollte sich an den eingeführten Prozessen in anderen Energiemärkten orientieren, um die Markteintrittskosten für neue Lieferanten zu reduzieren. Für den Datenaustausch sind europäische standardisierte Datenformate zu verwenden.

Neben dem Netzzugang können auch im Bereich Netzanschluss diskriminierende Effekte auftreten. Hier sollte darauf geachtet werden, dass alle Netznutzergruppen, wie die Möglichkeit ihren Bedarf mittelbar (Haushalt, Gewerbe und Industrie über die Ausbauplanung der Verteilnetze) oder unmittelbar (für Kraftwerke und industrielle Großanlagen mit Anschluss an das Fernleitungsnetz) ihren Bedarf in die Netzentwicklungspläne verbindlich einbringen zu können. Für Kraftwerke und industrielle Großanlagen sollte ein verbindlicher Reservierungsprozess für Kapazitätsbedarfe geschaffen werden. Reservierte Kapazitäten sind entgeltlich über einen zu definierten Zeitraum (z.B: 5 Jahre) bestellbar, im Falle der Umwandlung einer Reservierung in eine Buchung, sollte die Reservierungsgebühr zumindest anteilig auf den Netzanschluss oder Netznutzung angerechnet werden können.

5.3.3 Wechselhürden durch Transaktionskosten

Gemäß dem Vorschlag von Mach 2 sollen Kunden marktberechtigt sein, sofern sie:

- Erdgas primär als Prozessgas einsetzen;
- über eine registrierte Lastgangmessung mit Datenfernübertragung verfügen;
- der Bereitstellung der Messdaten des Anschlusses an Netpool zustimmen;
- bei bereits installierter Lastgangmessung im letzten vollständigen Kalenderjahr in mind. 100 Stunden eine Ausspeiseleistung von mind. 150 Nm³/h erreicht haben; bzw.
- bei noch nicht installierter Lastgangmessung im letzten vollständigen Kalenderjahr einen Jahresverbrauch von mind. 10 GWh oder einen Monatsverbrauch von mind. 1 GWh erreicht haben.⁸⁷

Alle vorgenannten Punkte behindern den freien Lieferantenwechsel von Endkunden im Schweizer Gasnetz und somit das Entstehen eines liquiden Gasmarktes. .

Zusätzlich ist für die Erlangung einer Wechselberechtigung für Kunden ohne installierte Lastgangmessung diese daran gekoppelt, dass sie eine entsprechende Installation vornehmen lassen müssen. Gemäß dem Vorschlag von Mach 2 müssten entsprechende Kosten vom Kunden übernommen werden.⁸⁸

Die Kopplung der Wechselberechtigung an den Einbau einer Lastgangmessung mit Kostenübernahme durch den Kunden führt jedoch zu Wechselhürden:

- **Der Wechsel ist für den Kunden mit Kosten verbunden** - Sofern Kunden noch nicht über eine Lastgangmessung mit Datenfernübertragung verfügen (aber die übrigen Kriterien für die Marktberechtigung erfüllen), ist der Lieferantenwechsel an den Einbau einer Lastgangmessung gekoppelt. Dies ist für den Kunden mit Kosten verbunden, was dem angestammten Lieferanten im Ergebnis einen Wettbewerbsvorteil verschafft (da für den

⁸⁷ Vergleiche Mach 2 Gas: „Überblick über das neue Marktmodell“, März 2016, Folie 3232.

⁸⁸ Vergleiche Mach 2 Gas: „Überblick über das neue Marktmodell“, März 2016, Folie 32.

Verbleib beim Incumbent keine entsprechenden Investitionen seitens des Kunden notwendig sind).

- **Der bisherige Versorger hat ein zusätzliches Interesse daran, dass Kunden nicht wechselberechtigt werden, da er dann (bei Umsetzung des aktuellen Mach 2 Vorschlags) die vollen Verschachtelungseffekte nutzen kann** – Nach dem Vorschlag des Mach 2 sollen die Anforderungen des Incumbent an die einzuhaltenden Markt- und Bilanzierungsregeln danach

differenziert werden, ob Kunden „wechselberechtigt“ sind oder nicht. Hierdurch kann der Incumbent somit einen doppelten Vorteil (vermiedene Umrüstkosten sowie vereinfachte Marktregeln) generieren, so lange kundenseitig auf eine entsprechende Zählerumrüstung verzichtet wird.

Vor diesem Hintergrund empfehlen wir, dass der Netzbetreiber zum Einbau einer registrierenden Leistungsmessung bei allen Kunden, die die anderen Kriterien für eine Marktberechtigung (insbesondere Höhe der Gasabnahme) erfüllen, verpflichtet wird. Um einen effektiven Wettbewerb zu gewährleisten sollte der Wechselprozess für den Kunden mit möglichst niedrigen Transaktionskosten verbunden sein.

ANHANG A

A.1 Übersicht von Marktrollen und Prozessen im Bereich des Netzzugangs

Nachfolgend beschreiben wir die erforderlichen Prozesse im Bereich des Netzzugangs auf der ersten Prozessebene in der jeweiligen Ausprägung für einen Marktzugang City-Gate (3-Vertragsmodell) und der vollständigen vertikalen Integration (2-Vertragsmodell).

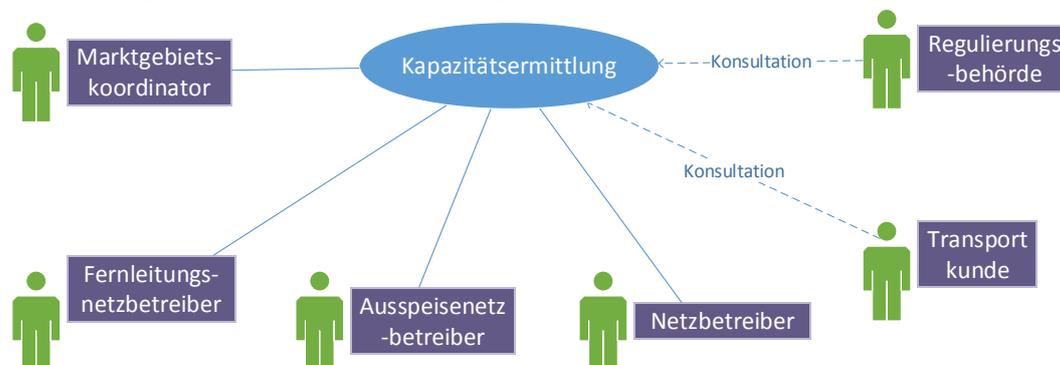
Die Reihenfolge der Prozessdarstellung richtet sich nach ihrer Position im Lieferprozess in einem Entry-Exit-Modell.

Für die Darstellung haben wir die gebräuchliche Darstellung als UML Use case mit den jeweils beteiligten Marktrollen und einer beschreibenden Tabelle gewählt. Zusätzlich werden bei den Prozessen Hinweise für die Ausgestaltung und Umsetzung dargestellt.

a. Prozesse vor der Lieferung

A.1.1 Kapazitätsermittlung (City-Gate)

Abbildung A1. Kapazitätsermittlung (City -Gate)



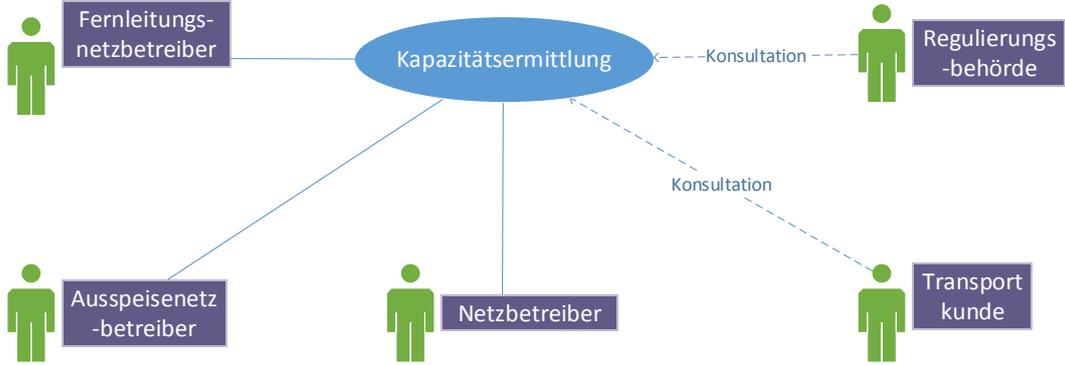
Quelle: E-Bridge/4M

Tabelle A1. Prozessbeschreibung „Kapazitätsermittlung (City-Gate)“

Prozessbeschreibung	Kapazitätsermittlung und Maßnahmen zur Steigerung der verfügbaren technischen Kapazität durch den MGK
Eingangsbedingung	Jährlicher Stichtag für die Ermittlung der technischen Kapazitäten
Auslöser des Prozesses	Kapazitätsengpässe geänderte Lastprognosen auslaufende Maßnahmen zur Kapazitätssteigerung
Ziel des Prozesses	Die festen und unterbrechbaren Kapazitäten für die Entry- und Exit-Punkte des EES sind ermittelt und abgestimmt Preisanpassung für die Basiskapazität ist freigegeben
Prozessablauf	<ol style="list-style-type: none"> 1. MGK fragt die technischen Parameter der Übergabepunkte bei den ENB/ANB ab 2. MGK wertet die angefragten Netzkapazitäten aus (Buchungen, Anfragen) 3. MGK passt das Netzmodell mit Netzbaumaßnahmen des Jahres an 4. MGK wertet Lastgänge inkl. der letzten X Jahre (ggf. 10 Jahre) aus 5. MGK überprüft die Simulationsrechnungen 6. MGK stimmt den Kapazitätsausweis mit den beteiligten Netzbetreibern (ENB/ANB) ab 7. MGK prüft Maßnahmen zur Erhöhung des Angebots frei zuordenbarer Kapazitäten 8. Prüfung der zu verrechnenden Kosten und der Erlöse (u.a. Pachtverträge, Überträge Vorjahr, IT, etc.) des MGK durch Regulierer (Kostenprüfung) 9. MGK stimmt das Angebot der verfügbaren frei zuordenbaren Kapazitäten und der erforderlichen Maßnahmen mit der Regulierungsbehörde ab 10. Ausschreibung/Anfrage der erforderlichen Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung durch den MGK legt die Höhe der technischen Kapazitäten fest und stimmt diese mit der Regulierungsbehörde ab 11. Abstimmung der ggf. erforderlichen jährlichen Preisanpassung zwischen MGK und Regulierungsbehörde 12. MKG aktualisiert die Kapazitätsdaten und Preise auf der Vermarktungsplattform
Fristen	Jährlich, zweijährig zu Ende Oktober (mit ausreichendem Vorlauf zur Auktionen für z. B. Jahres- bzw. Quartalskapazitäten)
Datenformate	Keine
Bemerkungen	Der Prozess Kapazitätsermittlung ist an den Grenzübergangspunkten mit den ausländischen Netzbetreibern abzustimmen

A.1.2 Kapazitätsermittlung (2-Vertragsmodell)

Abbildung A2. Kapazitätsermittlung (2-Vertragsmodell)



Quelle: E-Bridge/4M

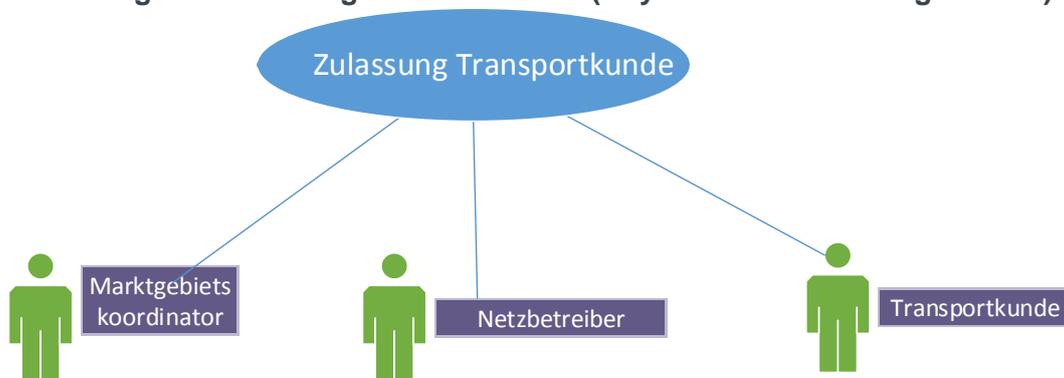
Tabelle A2. Prozessbeschreibung „Kapazitätsermittlung (2-Vertragsmodell)“

Prozessbeschreibung	Kapazitätsermittlung und Maßnahmen zur Steigerung der verfügbaren technischen Kapazität durch den FNB
Eingangsbedingung	Jährlicher Stichtag für die Ermittlung der technischen Kapazitäten
Auslöser des Prozesses	Kapazitätsengpässe geänderte Lastprognosen auslaufende Maßnahmen zur Kapazitätssteigerung
Ziel des Prozesses	Die festen und unterbrechbaren Kapazitäten für die Entry- und Exit-Punkte des EES sind ermittelt und abgestimmt Preis Anpassung für die Basiskapazität ist freigegeben

Prozessablauf	<ol style="list-style-type: none"> 1. FNB fragt die der technischen Parameter der Übergabepunkte bei den ENB/ANB ab 2. FNB fragt bei den nachgelagerten Netzbetreibern den jährlichen Kapazitätsbedarf (kurz- und mittelfristig für das nächste Jahr und für einen Planungszeitraum von 10 Jahren) ab 3. FNB wertet die angefragten Netzkapazitäten (Buchungen, Anfragen) an den Grenzübergangspunkten aus 4. FNB passt das Netzmodell mit Netzbaumaßnahmen des laufenden Jahres an 5. FNB wertet Lastgänge incl. der letzten Jahre (ggf. über 10 Jahre) aus und überprüft die Simulationsrechnungen 6. FNB prüft Maßnahmen zur Erhöhung des Angebots frei zuordenbarer Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten und den Übergabepunkten an nachgelagerte Netzbetreibern 7. Prüfung der zu verrechnenden Kosten und der Erlöse des FNB durch Regulier (Kostenprüfung) 8. FNB stimmt das Angebot der verfügbaren frei zuordenbaren Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten und die erforderlichen Maßnahmen mit der Regulierungsbehörde ab 9. Ausschreibung/Anfrage der erforderlichen Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung durch den FNB 10. FNB legt die Höhe der festen technischen verfügbaren Kapazitäten fest und stimmt diese mit der Regulierungsbehörde ab 11. Abstimmung der ggf. erforderlichen jährlichen Preisanpassung zwischen FNB und Regulierungsbehörde 12. FNB bestätigt die Kapazitätsbestellungen nachgelagerten NB als feste, unterbrechbare oder zeitlich beschränkte fest oder unterbrechbare Kapazität 13. FNB aktualisiert die Kapazitätsdaten und Preise auf der Vermarktungsplattform
Fristen	Jährlich, zweijährig zu Ende Oktober (mit ausreichendem Vorlauf zur Auktionen für z.B. Jahres- bzw. Quartalkapazitäten)
Datenformate	Keine
Bemerkungen	<p>Der Prozess Kapazitätsermittlung ist an den Grenzübergangspunkten mit den ausländischen Netzbetreibern abzustimmen</p> <p>Die Schweizer FNB's haben sich über ein abgestimmtes Vorgehen zu verständigen</p>

A.1.3 Zulassung als Transportkunde (City-Gate und 2-Vertragsmodell)

Abbildung A3. Zulassung als Transkunde (City-Gate und 2-Vertragsmodell)



Quelle: E-Bridge/4M

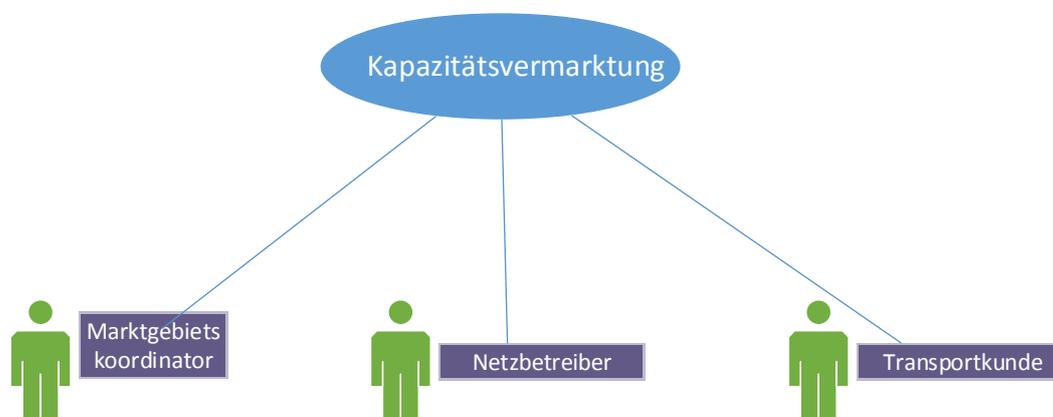
Tabelle A3. Prozessbeschreibung „Zulassung als Transportkunde“

Prozessbeschreibung	Zulassung als Transportkunde
Eingangsbedingung	
Auslöser des Prozesses	TK meldet Zugangswunsch auf Kapazitätsplattform an TK möchte Lieferantenrahmenvertrag mit ANB abschließen

Prozessablauf	<p>a) Prozess über die Kapazitätsplattform</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. TK meldet über die Kapazitätsplattform an 2. Kapazitätsplattform überträgt die Anfrage an MGK/FNB und MGV (Plattform) 3. MGK/FNB prüft Zugangsbegehren positiv oder fordert ggf. zusätzliche Sicherheiten ein. 4. MKG/FNB richtet TK in den Systemen ein und gibt TK für die Buchung auf Kapazitätsplattform frei. 5. Zugangsbestätigung für TK durch MGK 6. MKG unterrichtet die NB und MGV über eingerichteten TK 7. Die NB richten TK in ihren Systemen ein <p>b) Prozess im Verteilnetz</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. TK wünscht Abschluss eines Lieferantenrahmenvertrags mit dem ANB 2. ANB prüft das Zugangsbegehren positiv oder fordert ggf. zusätzliche Sicherheiten ein. 3. ANB versendet Lieferantenrahmenvertrag an TK 4. TK unterzeichnet Lieferantenrahmenvertrag und sendet diese an ANB zurück. 5. ANB richtet TK in seinen Systemen ein.
Fristen	Fristen sind zu definieren, mindesten 1 Monat Vorlauf
Datenformate	Antragsformular (über Vermarktungsplattform)
Bemerkungen	<p>Die Zulassung als TK im EES beim MGK sollte auch als Basis für die Zulassung als TK im lokalem Verteilnetz dienen</p> <p>Die Prüfbedingungen für die Zulassung eines Transportkunden sollten mit der Regulierungsbehörde abgestimmt sein.</p>

A.1.4 Kapazitätsvermarktung (City-Gate)

Abbildung A4. Transportkapazitätsvermarktung (City-Gate)



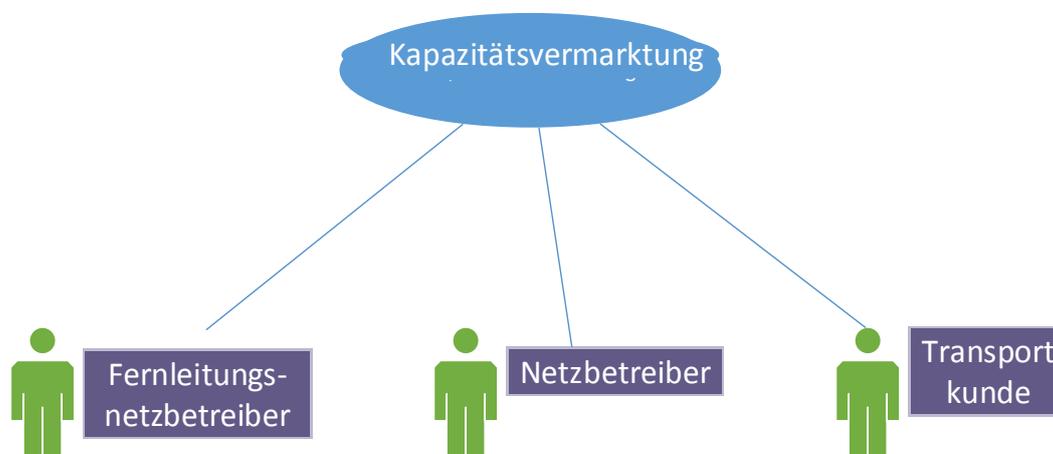
Quelle: E-Bridge/4M

Tabelle A4. Prozessbeschreibung „Transportkapazitätsvermarktung City-Gate“

Prozessbeschreibung	Transportkapazitätsvermarktung
Eingangsbedingung	TK ist zugelassener Transportkunde Entry-/Exit-Punkt ist Grenzübergabepunkt des EES Kapazität verfügbar TK ist einem Bilanzkreis zugeordnet
Auslöser des Prozesses	TK hat Bedarf an Transportkapazitäten
Ziel des Prozesses	Vermarktung über Auktionierung von kurz-, mittel- und langfristiger Transportkapazität an Markt- und Grenzübergangspunkten über eine Vermarktungsplattform (z. B. Prisma)
Prozessablauf	a) Auktion <ol style="list-style-type: none"> 1. Auktionierung von Transportkapazitäten an Grenzübergangspunkten durch den MGK und die beteiligten ausländischen FNB (entweder als gebündeltes Produkt oder einseitige Produkt) (MGK, ausländischer FNB) 2. TK gibt Gebot für die zu verauktionierende Kapazität innerhalb des Auktionsfensters ab (ggf. mehrfach) bis Zuschlag erteilt wird 3. MGK bringt erworbene Kapazität in den Bilanzkreis des TK ein. (MGK)
Fristen	Vorgegeben nach Auktionskalender der Vermarktungsplattform (längerfristige Produkte bis Day Ahead)
Datenformate	Vermarktungsplattform
Bemerkungen	Für den Prozess wird die Nutzung einer Vermarktungsplattform für die Auktionierung von Grenzübergangskapazitäten als auch für die Vermarktung von Entry-/Exit-Kapazitäten im regionalen Netz vorausgesetzt

A.1.5 Kapazitätsvermarktung (2-Vertragsmodell)

Abbildung A5. Transportkapazitätsvermarktung (2-Vertragsmodell)



Quelle: E-Bridge/4M

Tabelle A5. Prozessbeschreibung „Transportkapazitätsvermarktung“

Prozessbeschreibung	Transportkapazitätsvermarktung
Eingangsbedingung	TK ist zugelassener Transportkunde Entry-/Exit-Punkt ist Grenzübergabepunkt im EES Kapazität ist verfügbar TK ist einem Bilanzkreis zugeordnet
Auslöser des Prozesses	TK hat Bedarf an Transportkapazitäten Nachgelagerter NB hat Bedarf an zusätzlichen Transportkapazitäten
Ziel des Prozesses	Vermarktung über Auktionierung von kurz-, mittel- und langfristiger Transportkapazität an Markt- und Grenzübergangspunkten über eine Vermarktungsplattform (z. B. Prisma) Vermarktung von freien Kapazitäten an Übergangspunkten innerhalb des EES an NB

Prozesslauf	<p>a) Auktion</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Auktionierung von Transportkapazitäten an Grenzübergangspunkten durch den Schweizer FNB und die beteiligten ausländischen FNB (entweder als gebündeltes Produkt oder einseitige Produkt) (Schweizer FNB, ausländischer FNB) 2. TK gibt Gebot für die zu verauktionierende Kapazität innerhalb des Auktionsfensters ab (ggf. mehrfach) bis Zuschlag erteilt wird ab (ggf. mehrfach) bis Zuschlag erteilt wird 3. FNB bringt erworbene Kapazität in den Bilanzkreis des TK ein. <p>b) Zusatzbuchung durch nachgelagerte NB im EES</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. NB fragt beim FNB zusätzlichen Kapazitätsbedarf an einem Übergabepunkt innerhalb des EES Systems an 2. FNB prüft freie Kapazitäten und bietet NB freie verfügbare Kapazität (fest, unterbrechbar und/oder zeitlich beschränkt an) 3. NB nimmt ggf. Angebot an 4. FNB passt die interne Bestellung des NB an
Fristen	<p>Vorgegeben nach Auktionskalender der Vermarktungsplattform</p> <p>Monatlich, täglich in einer von den Netzbetreibern zu bestimmenden Frist</p>
Datenformate	<p>Vermarktungsplattform (a)</p> <p>Freies Format (b)</p>
Bemerkungen	<p>Für den Prozess wird die Nutzung einer Vermarktungsplattform für die Auktionierung von Grenzübergangskapazitäten vorausgesetzt.</p> <p>Für die Vermarktung von Kapazitäten zwischen Netzbetreibern wird keine Lösung über eine Plattformlösung vorausgesetzt</p>

Für die Vermarktung von Kapazitäten an Grenzübergangspunkten ist im europäischen Netzwerkcode 984-2013 eine Auktion für die Grenz- und Marktgebietsübergangskapazitäten vorgesehen. Für das Marktgebiet Schweiz sind hiervon nur die Marktgebietsübergangspunkte an den Grenzen zu Deutschland, Frankreich, Österreich und Italien betroffen, sofern diese auf der Ebene der Fernleitungsnetze eingeordnet sind. Für alle anderen Punkte (Buchungen an Entry-/Exit-Punkte im City-Gate als auch für die Vermarktung von Kapazitäten an nachgelagerte Netzbetreiber in einem vollständig integrierten EES) wird keine Auktionierung vorgesehen. Buchungspunkte zwischen dem Fernleitungsnetzbetreiber und dem Transportkunden, bzw. nachgelagerten Netzbetreibern sind nicht dem Auktionsmechanismus unterworfen, sondern können frei vermarktet werden.

Für die Vermarktung von Kapazitäten im Modell City-Gate ist der Lieferantenwechselprozess zu beachten. Es müssen immer ausreichend Kapazitäten am City-Gate für einen Lieferantenwechsel eines berechtigten

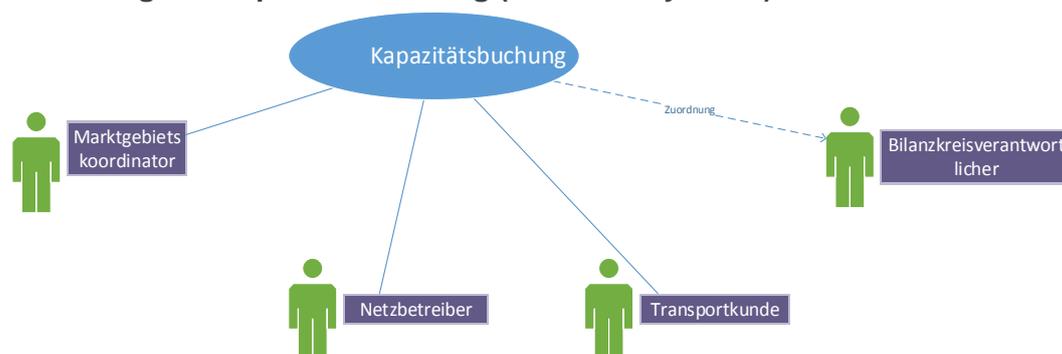
Kunden zur Verfügung stehen. In der Regel erfolgt diese über die Freigabe der vom bisherigen Lieferanten für den berechtigten Endkunden genutzten Kapazität im Prozess durch den Alt-Lieferanten und wird vom MGK überwacht.

Kapazitätsplattform:

Für die Verwendung von Kapazitätsplattformen schreibt der NC CAM den europäischen Fernleitungsnetzbetreibern die Verwendung einer begrenzten Anzahl gemeinsamer internetgestützter Buchungsplattformen vor. An den Grenzübergangspunkten zur Schweiz werden alle Kapazitäten durch die ausländischen Fernleitungsnetzbetreiber über die Auktionsplattform PRISMA⁸⁹ vermarktet. Wir empfehlen diese Plattform auch für die Verwendung zur Vermarktung der Grenzübergangskapazitäten an den Schweizer Grenzen zur Vermeidung von zusätzlichen Kosten zum Aufbau einer eigenen Kapazitätsplattformlösung oder bei der Implementierung von Schnittstellen (z. B. für die Vermarktung von sog. gebündelten Kapazitätsprodukten zwischen ausländischem und Schweizer Fernleitungsnetzbetreiber). Für die Vermarktung von inländischen Kapazitäten am City-Gate (EES Version City-Gate) gibt es keine EU-Vorschriften, es hat sich jedoch die Plattformlösung Prisma auch für diese Vermarktung z. B. in Deutschland, den Niederlanden und einigen anderen europäischen Fernleitungsnetzen durchgesetzt. Zur Vermeidung von zusätzlichen Kosten zum Aufbau einer eigenen Plattform empfehlen wir auch hier die Verwendung von Prisma zu prüfen.

A.1.6 Kapazitätsbuchung (City-Gate)

Abbildung A6. Kapazitätsbuchung (Version City -Gate)



Quelle: E-Bridge/4M

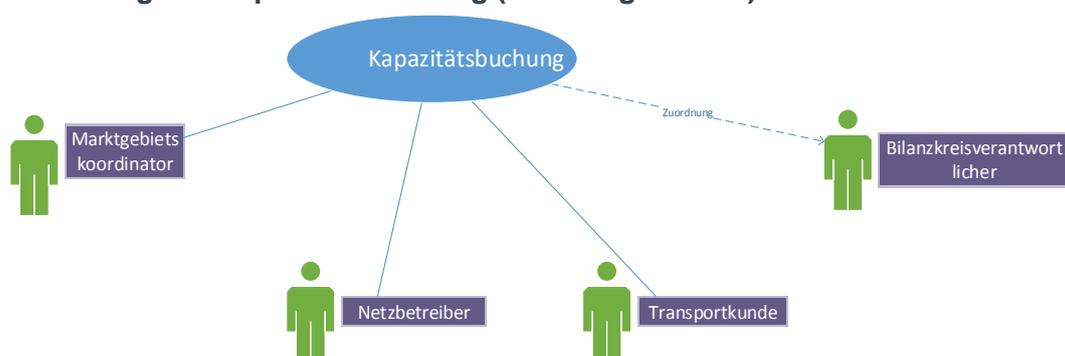
⁸⁹ <https://corporate.prisma-capacity.eu/>

Tabelle A6. Prozessbeschreibung „Kapazitätsbuchung City-Gate“

Prozessbeschreibung	Kapazitätsbuchung
Eingangsbedingung	TK ist zugelassener Transportkunde (siehe A 1.3) Entry-/Exit-Punkt ist Übergabepunkt im EES Kapazitäten verfügbar TK ist einem Bilanzkreis zugeordnet
Auslöser des Prozesses	TK wünscht freie Transportkapazität im ESS Lieferantenwechselprozess
Ziel des Prozesses	Gebuchte Kapazität am Exit-Punkt (City-Gate oder Endkunde im regionalen Netz)
Prozessablauf	Buchung freier Kapazität <ol style="list-style-type: none"> TK bucht freies Kapazitätsprodukt am Entry-/Exit-Punkt über die Plattform beim MGK. MGK bringt die erworbene Kapazität in den Bilanzkreis des TK ein. MGK informiert nachgelagerten Netzbetreiber über die erworbene Kapazität Die Buchung von Kapazitäten im Rahmen Lieferantenwechsel wird im Prozess Lieferantenwechsel beschrieben
Fristen	Buchung freier Kapazitäten Täglich bis zur einer vorgegebenen Uhrzeit (bis 18:00 Uhr des Kalendertages vor Lieferbeginn des Transportproduktes) Buchungen im Rahmen Lieferantenwechsel: Monatlich mit den Vorlaufzeiten des Prozess Lieferantenwechsel
Datenformate	Vermarktungsplattform
Bemerkungen	Für den Prozess wird die Nutzung einer Vermarktungsplattform für die Auktionierung von Grenzübergangskapazitäten als auch für die Vermarktung von Entry-/Exit-Kapazitäten im regionalen Netz vorausgesetzt

A.1.7 Kapazitätsbuchung (2-Vertragsmodell)

Abbildung A7. Kapazitätsbuchung (2-Vertragsmodell)



Quelle: E-Bridge/4M

Tabelle A7. Prozessbeschreibung „Kapazitätsbuchung“

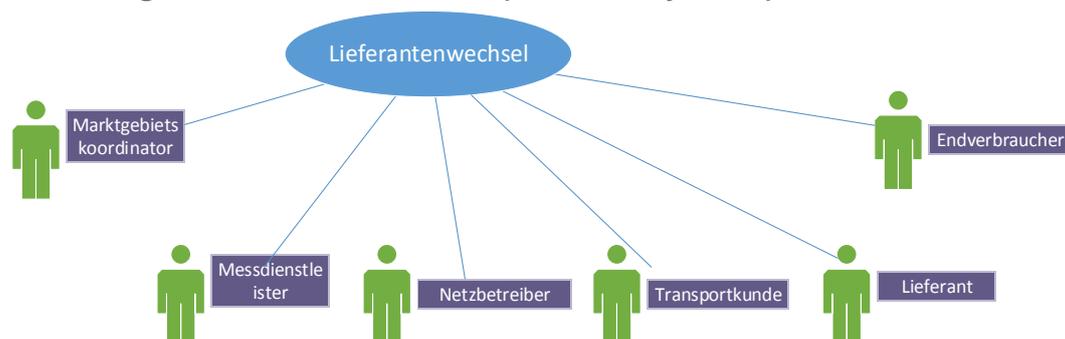
Prozessbeschreibung	Kapazitätsbuchung
Eingangsbedingung	TK ist zugelassener Transportkunde Entry-/Exit-Punkt ist Übergabepunkt Fernleitungsnetz des EES Kapazität am Entry-/Exit-Punkt ist verfügbar TK ist einem Bilanzkreis zugeordnet
Auslöser des Prozesses	TK wünscht freie Transportkapazität an einem Anschlusspunkt im Fernleitungsnetz
Ziel des Prozesses	Gebuchte Kapazität am Exit-Punkt für einen Endkunden oder Speicher im Fernleitungsnetz oder am Grenzübergangspunkt
Prozessablauf	Buchung freier Kapazität 1. TK bucht freies Kapazitätsprodukt am Entry-/Exit-Punkt über die Plattform beim FNB. FNB bringt die erworbene Kapazität in den Bilanzkreis des TK ein
Fristen	Buchung freier Kapazitäten Täglich bis zur einer vorgegebenen Uhrzeit (bis. 18:00 Uhr des Kalendertages vor Lieferbeginn des Transportproduktes)
Datenformate	Vermarktungsplattform
Bemerkungen	Für den Prozess wird die Nutzung einer Vermarktungsplattform für die Auktionierung von Grenzübergangskapazitäten als auch für die Vermarktung von Entry-/Exit-Kapazitäten im Fernleitungsnetz vorausgesetzt

Der Prozess Kapazitätsbuchung wird in der Version City-Gate für die Buchung von Transportkapazität für alle zugelassenen Endkunden benötigt. In der Version 2-Vertragsmodell kann auf diesen Prozess weitestgehend verzichtet werden. Die Kapazitätsbuchung an Exit-Punkten am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber wird in dieser Ausprägung nur für direkt am Fernleitungsnetz angeschlossene Endkunden, sowie ggf. Speicheranschlusspunkte sowie Buchungen an Grenzübergangspunkten benötigt. Der Lieferantenwechsel wird über den Prozess Lieferantenwechsel abgewickelt.

A.1.8 Lieferantenwechsel (Version City-Gate)

Zur Vollständigkeit wird dieser Prozess hier noch einmal dargestellt. Dieser Prozess ist bereits in **Kapitel 5.1.3** ausführlich beschrieben worden

Abbildung A8. Lieferantenwechsel (Version City -Gate)



Quelle: E-Bridge/4M

Tabelle A8. Prozessbeschreibung „Lieferantenwechsel“

Prozessbeschreibung	Lieferantenwechsel (Version City Gate)
Eingangsbedingung	Endverbraucher hat Liefervertrag mit neuem Lieferanten (TK Neu) abgeschlossen Liefervertrag mit Altlieferant ist terminiert TK Neu ist Transportkunde im nachgelagerten Verteilnetz (Lieferantenrahmenvertrag)
Auslöser des Prozesses	TK Neu wünscht Übertragung der Kapazitäten für den Endkunden vom Altlieferanten auf neuen Lieferanten
Ziel des Prozesses	TK neu erhält Exit-Kapazität im Regionalnetz für die Versorgung des Endverbrauchers Alter Lieferant (TK alt) wird endabgerechnet

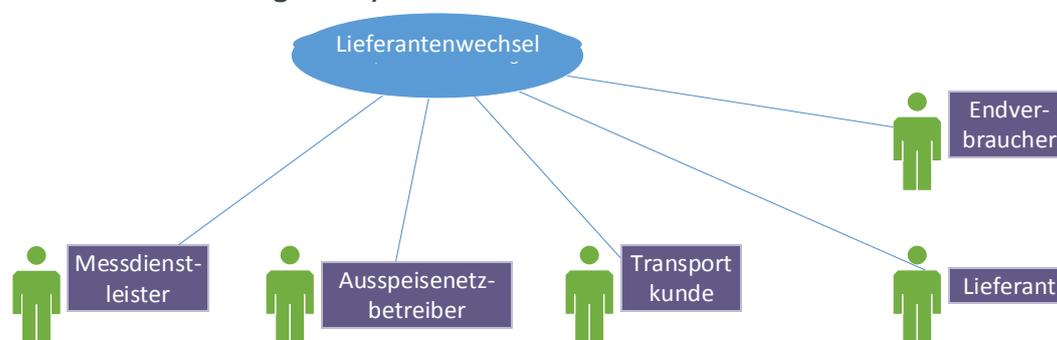
Prozessablauf	<ol style="list-style-type: none"> 1. TK neu erstellt Angebot für einen Gasliefervertrag an Endverbraucher (EV) 2. Endverbraucher (EV) schließt Liefervertrag mit neuen Lieferanten (TK Neu) ab 3. Kündigung des bestehenden Liefervertrages des Altlieferanten durch TK Neu im Auftrag des Endverbrauchers unter Einhaltung der Kündigungsfristen des Endverbrauchers 4. TK Neu beantragt Kapazitätsübertragung auf Webplattform Lieferantenwechsel vom Lieferant Alt (TK alt), sofern integrierter Liefervertrag gewünscht ist (das Rucksack-Prinzip sollte anwendbar sein). 5. TK Alt prüft ob Kündigung des Gasliefervertrages durch den TK alt rechtmäßig ist? 6. MGK prüft ob TK Neu als Transportkunde im nachgelagerten Verteilnetz in dem der Messlokation des Endverbrauchers liegt zugelassen ist. 7. ANB des Endverbrauchers bestätigt TK neu 8. TK alt bestätigt Kündigung und gibt Kapazitätsübertragung frei 9. MGK überprüft gebuchte Kapazitätsprodukte, Lieferantenkonkurrenz und Termine der Übertragung 10. Bei positiver Prüfung: Übertragung der gebuchten Kapazitätsprodukte vom TK Alt auf TK Neu 11. Bei negativer Prüfung: Clearingprozess für Lieferantenwechsel erforderlich, z.B. Lieferantenwechsel nach Ablauf der vertraglichen Kündigungsfrist beim TK Alt 12. MGK informiert nachgelagerter NB und den ANB über die Kapazitätsübertragung 13. Neue Bilanzgruppenzuordnung des Endverbrauchers zur Bilanzgruppe des TK Neu ab Beginn der Belieferung (vgl. Prozesse zur Bilanzierung) 14. ANB führt Zwischenablesung durch und allokiert Messdaten ab Stichtag auf TK Neu 15. Mit der Übertragung geht die Zahlungspflicht für die gebuchte Kapazität auf TK Neu zum Stichtag über 16. Endabrechnung an TK alt wird veranlasst 17. Analog sind die Kapazitäten im lokalen Verteilnetz durch den lokalen Verteilnetzbetreiber auf den neuen Lieferanten zu übertragen
Fristen	Anmeldung zur Kapazitätsübertragung (4.) spätestens 1 Monat vor Lieferbeginn, alle anderen Prozessschritte kurzfristig innerhalb des Fristenmonats durch die Gaswirtschaft (Taktung ist weiter zu definieren)
Datenformate	Webplattform oder standardisierte Datenformate (z. B. Edifact Formate)

Bemerkungen	<p>Voraussetzung:</p> <p>Lieferant muss auch Transportkunden sein, bzw. Endkunde muss Transportkunde sein.</p> <p>Der Prozesslieferantenwechsel ist noch nicht massengeschäftstauglich. Bei Ausweitung der zugelassenen Kunden ist der Prozess voll digitalisiert maschinell umzusetzen</p>
-------------	---

A.1.9 Lieferantenwechsel (2-Vertragsmodell)

Zur Vollständigkeit wird dieser Prozess hier noch einmal dargestellt. Dieser Prozess ist bereits in **Kapitel 5.1.3** ausführlich beschrieben worden

Abbildung A9. Lieferantenwechsel (Version vollständige vertikale Integration)



Quelle: E-Bridge/4M

Tabelle A9. Prozessbeschreibung „Lieferantenwechsel 2 Vertragsmodell“

Prozessbeschreibung	Lieferantenwechsel (2-Vertragsmodell)
Eingangsbedingung	<p>Endverbraucher hat Liefervertrag mit neuem Lieferanten (TK neu) abgeschlossen</p> <p>Liefervertrag mit Altlieferant (TK Alt) ist terminiert</p> <p>TK Neu ist Transportkunde im Verteilnetz (Lieferantenrahmenvertrag liegt vor)</p>
Auslöser des Prozesses	TK neu wünscht Übertragung der Kapazitäten für den Endkunden vom Altlieferanten auf neuen Lieferanten

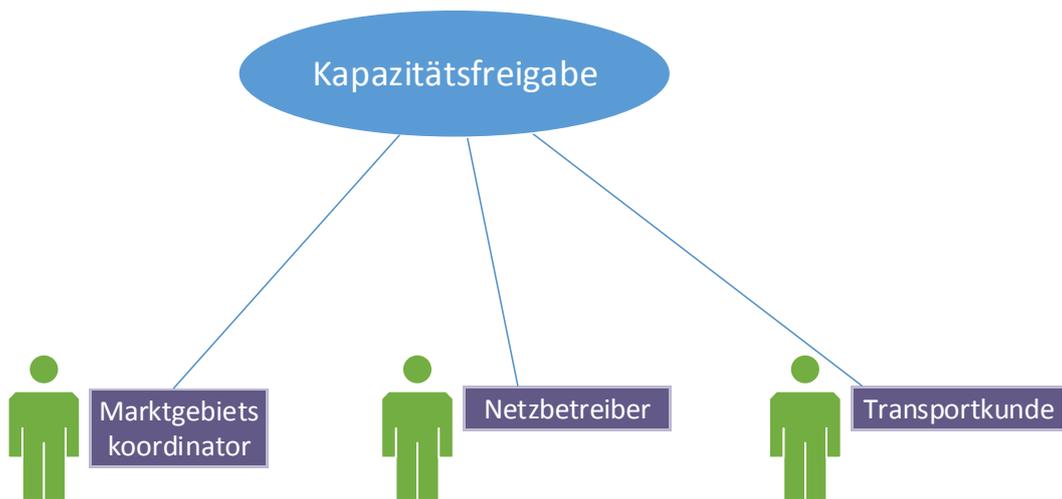
Ziel des Prozesses	TK neu erhält Exit-Kapazität im Verteilnetz für die Versorgung des Endverbrauchers Alter Lieferant (TK alt) wird endabgerechnet
Prozessablauf	<ol style="list-style-type: none"> 1. Neulieferant (TK neu) erstellt Angebot für einen Gasliefervertrag an Endverbraucher (LV) 2. Endverbraucher (LV) schließt Liefervertrag mit neuen Lieferanten ab 3. Kündigung des bestehenden Liefervertrages des Altlieferanten durch TK neu im Auftrag des Endverbrauchers unter Einhaltung der Kündigungsfristen des Endverbrauchers 4. Prüfung Kündigung des Gasliefervertrages durch den Altlieferanten 5. ANB prüft ob TK Neu als Transportkunde im Verteilnetz in dem der Messlokation des Endverbrauchers liegt bereits zugelassen ist. 6. Ggf. Ablehnung: Lieferantenrahmenvertrag liegt nicht vor. TK neu hat zunächst Lieferantenrahmenvertrag abzuschließen 7. TK Alt bestätigt Kündigung zum Kündigungstermin 8. ANB überprüft Lieferantenkonkurrenz und Termine der Übertragung 9. Bei positiver Prüfung: Übertragung der Kapazitätsnutzung vom TK Alt auf TK Neu im Verteilnetz zum Stichtag 10. Bei negativer Prüfung: Clearingprozess Lieferantenwechsel erforderlich, Lieferantenwechsel nach Ablauf der vertraglichen Kündigungsfrist beim TK Alt, bzw. Klärung von Lieferantenkonkurrenz bei Mehrfachanmeldung 11. Neue Bilanzgruppenzuordnung des Endverbrauchers zur Bilanzgruppe des TK Neu ab Beginn der Belieferung (vgl. Prozesse zur Bilanzierung) 12. ANB führt Zwischenablesung durch und allokierte Messdaten ab Stichtag auf TK Neu 13. Mit der Übertragung der Kapazitätsnutzung geht die Zahlungspflicht für die genutzte Kapazität auf TK Neu zum Stichtag über 14. Endabrechnung an TK alt wird veranlasst
Fristen	Anmeldung zur Kapazitätsübertragung (4.) spätestens 1 Monat vor Lieferbeginn, alle anderen Prozessschritte kurzfristig innerhalb des Fristenmonats sind durch die Gaswirtschaft (Taktung ist weiter zu definieren)
Datenformate	Standardisierte Datenformate (z. B. Edifact Formate)

Bemerkungen	<p>Voraussetzung Lieferant muss auch Transportkunden sein, bzw. Endkunde muss Transportkunde sein.</p> <p>Die massengeschäftstaugliche Ausgestaltung des Prozesses Lieferantenwechsel ist abhängig von der Anzahl der zugelassenen Kunden. Für den Massenprozess bei Ausweitung der zugelassenen Kunden auf Haushaltskunden ist der Prozess voll digitalisiert umzusetzen.</p>
-------------	--

b. Prozesse während der Lieferung

A.1.10 Freigabe nicht genutzter Kapazitäten (City-Gate und 2-Vertragsmodell)

Abbildung A10. Freigaben nicht genutzter Kapazitäten



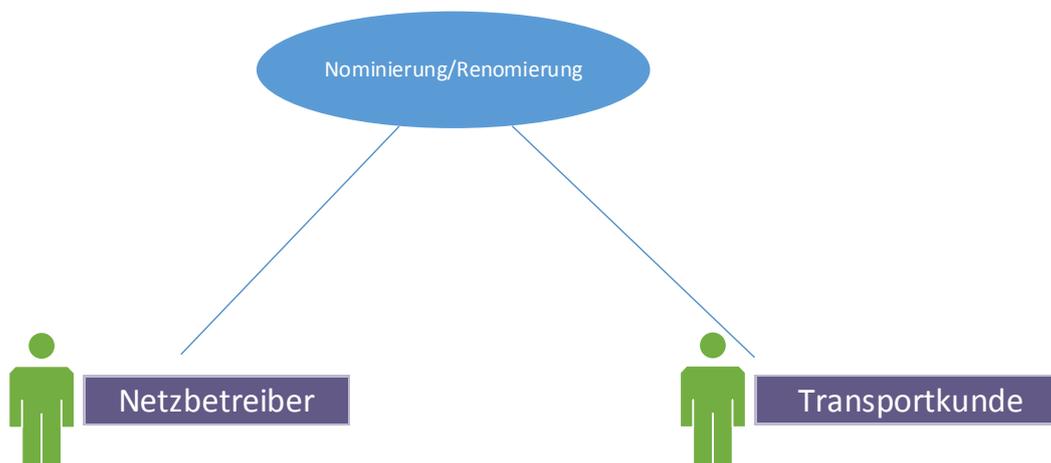
Quelle: E-Bridge/4M

Tabelle A10. Prozessbeschreibung „Freigaben nicht genutzter Kapazitäten (City Gate)“

Prozessbeschreibung	Freigaben nicht genutzter Kapazitäten an Marktgebietsübergangspunkten (Grenzübergangspunkte)
Eingangsbedingung	Transportkunde (TK) hat Grenzübergangskapazitäten beim MGK gebucht (bei City-Gate Lösung) Parameter zur Feststellung von nicht genutzten Kapazitäten sind definiert (z. B. Renominierungsbeschränkungen)
Auslöser des Prozesses	Netzbetreiber (NB) prüft täglich die Auslastung der Transportverträge
Ziel des Prozesses	Freigabe von kurzfristig nicht genutzter Kapazität für die kurzfristige Kapazitätsvermarktung Freigabe von langfristig nicht genutzter Kapazität ggf. durch Kapazitätsentzug
Prozessablauf	<ol style="list-style-type: none"> 1. TK bucht feste Kapazität mit Laufzeit > 1 Tag und bringt diese in einen Bilanzkreis ein 2. FNB prüft die tägliche Nominierung des Transportvertrages zum Initialtermin der Nominierung (in der Regel 14:00 Uhr) 3. FNB prüft, ob TK Kapazität ggf. über Sekundärmärkte (Verkauf oder Überlassung) anderen TK zur Nutzung überlassen hat 4. Stellt der FNB eine unvollständige Auslastung des Transportvertrags fest, ermittelt der FNB die verfügbare Kapazität und gibt diese über den MGK zur kurzfristigen Vermarktung (Day-Ahead / Intraday) frei. 5. MGK vermarktet freie Kapazität im Kurzfristmarkt 6. FNB überprüft längerfristiges Nutzungsverhalten des TK. Sofern kontinuierliche Unterbeschäftigung festgestellt wird, wird ein Kapazitätsentzug geprüft werden (sofern buchungstechnische Engpässe am Grenzübergangspunkt vorliegen)
Fristen	Täglich ab 18 Uhr
Datenformate	Zugelassene Datenformate der Nominierung am Grenzübergangspunkte
Bemerkungen	Die entzogene Kapazität wird den TK nur anteilig erstattet, sofern der MGK einen Verkaufserlös aus der Vermarktung der Kapazitäten erzielen konnte der mindestens dem Kapazitätsentgelt des TK entspricht.

A.1.11 Nominierung und Renominierung (City-Gate und 2-Vertragsmodell)

Abbildung A11. Nominierung und Renominierung



Quelle: E-Bridge/4M

Tabelle A11. Prozessbeschreibung „Nominierung und Renominierung“

Prozessbeschreibung	Nominierung und Renominierung
Eingangsbedingung	<p>BKV hat einen Bilanzkreis beim MGV eingerichtet Ein-oder Ausspeisepunkt ist nominierungspflichtig BK sind eingerichtet und bekannt. Marktpartner haben einen Kommunikationsweg abgestimmt und der Kommunikationstest ist erfolgreich abgeschlossen Shipper-codes/Bilanzkreisnummern sind abgestimmt und bekannt. Die Kapazitätsbuchung ist erfolgt.</p>
Auslöser des Prozesses	<p>a) TK Transportkunde wünscht Transport von Erdgas von Marktgebiet A nach Marktgebiet B b) Tägliche Nominierung/Renominierung des Transports</p>
Ziel des Prozesses	<p>a) Ein BK kann von einem vorher benannten Marktpartner gegenüber einem NB nominiert werden. b) Am Ende des Nominierungsprozesses liegen den beteiligten Parteien bestätigte Nominierungen vor</p>

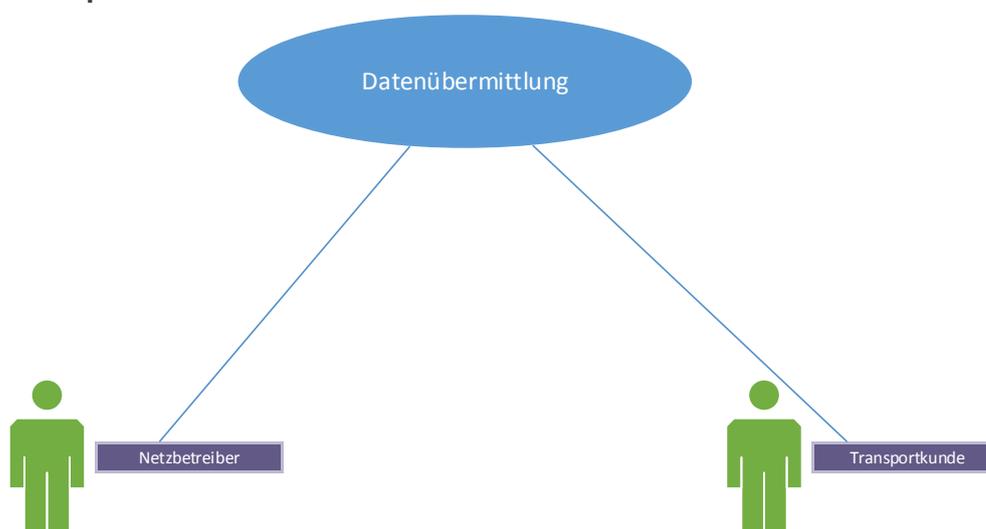
Prozessablauf	<p>a) Initial</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. TK stimmt Nominierungsbevollmächtigung mit BKV ab (initial) 2. Kommunikationstest mit FNB/MGV (initial + Checks) 3. Einbringen von gebuchten Kapazitäten durch den TK in den Bilanzkreis <p>b) Tägliche Nominierung/Renominierung (ungebündelt)</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. BKV1 sendet Nominierung an NB1 und BKV2 an NB2 2. BKV1 erhält Empfangsbestätigung von NB1 und BKV2 von NB2 3. NB1 und NB2 prüfen bei Grenzübergangspunkten auf ggf. Renominierungsbeschränkungen. 4. NB1 und NB2 prüfen Nominierung intern auf physischer Restriktionen (ggf. Kürzung/Unterbrechung) und gegeneinander (matching) 5. Ggf. Kürzung der Nominierung nach Lesser-Rule⁹⁰ 6. NB1 sendet Nominierungsbestätigung an BK1 und NB2 an BKV2 7. Ggf. bei Kürzung Mitteilung des Kürzungsgrundes 8. NB1 allokiert Transport in BK des BK1, NB2 allokiert Transport in BK des BKV2 (=> Übergabe der Daten an die Bilanzierung) <p>c) Tägliche Nominierung/Renominierung (gebündelt)</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. BKV1 sendet Nominierung an NB1 2. BKV1 erhält Empfangsbestätigung von NB1 3. NB1 übermittelt Nominierung an NB2 4. NB1 und NB2 prüfen bei Grenzübergangspunkten auf ggf. Renominierungsbeschränkungen. 5. NB1 und NB2 prüfen Nominierung intern auf physischer Restriktionen (ggf. Kürzung/Unterbrechung) und gegeneinander (matching) 6. ggf. Kürzung der Nominierung nach Lesser-Rule 7. NB2 bestätigt Nominierung NB 1 8. NB1 sendet Nominierungsbestätigung an BK1 9. Ggf. bei Kürzung Mitteilung des Kürzungsgrundes NB1 allokiert Transport in BK des BK1, NB2 allokiert Transport in BK des BKV2 (=> Übergabe der Daten an die Bilanzierung)
---------------	---

⁹⁰ Lesser rule: Im Falle von nicht übereinstimmenden Nominierungen der beteiligten BKV wird der geringere Wert durch den NB bestätigt.

Fristen	<p>Abhängig vom Nominierungspunkt zu definieren VAP: 30 Minuten vor Wirksamkeit der Nominierung Physische Übergangspunkte: 2 Stunden vor Wirksamkeit der Nominierung Rückmeldung der NB spätestens 1 Stunde nach Eingang der Nominierung Allokation in den Bilanzkreis: Allokiert wie nominiert Allokation: Am Tag nach dem Transport bis 12:00 Uhr</p>
Datenformate	<p>EDIGas@XML Datenformate nach NC Interoperability, bzw. Übergangsformate nach Abstimmung mit nationalem Regulator</p>
Bemerkungen	<p>Der Prozess Nominierung ist entsprechend der Anforderungen an Einseitige oder gebündelter Nominierung anzupassen. Im Falle einer gebündelten Nominierung gibt der Bilanzkreisverantwortliche des Transportkunden nur bei einem beteiligten NB eine Nominierung ab und der NB ist verantwortlich die Nominierung beim anderen NB abzugeben und operativ durchzuführen, sowie die transportierten Gasmengen dem aufnehmenden oder abgebenden Bilanzkreis zuzuordnen</p>

A.1.12 Datenübermittlung an den Transportkunden (City-Gate und 2-Vertragsmodell)

Abbildung A12. Untertägige Datenübermittlung an den Transportkunden



Quelle: E-Bridge/4M

Tabelle A12. Prozessbeschreibung „Datenübermittlung an den Transportkunden“

Prozessbeschreibung	Untertägige Datenübermittlung an den Transportkunden
Eingangsbedingung	Zählerfernauslesung ist installiert Zählerfernauslesung erfolgt stündlich
Auslöser des Prozesses	Initial: Transportkunde wünscht stündliche Zählerdatenübertragung
Ziel des Prozesses	Erfüllung der Informationspflicht: TK erhält Information des ANB/ENB über Lastgänge
Prozessablauf	Der TK erhält vom NB die stündlichen IST-Daten (Lastgänge) der RLM-Kunden als tägliche Zeitreihe übermittelt
Fristen	unverzüglich, stündlich
Datenformate	EDIGas@XML Datenformate nach NC Interoperability, bzw. Übergangsformate nach Abstimmung mit nationalem Regulator (z. B. Edifact MSCONS)
Bemerkungen	

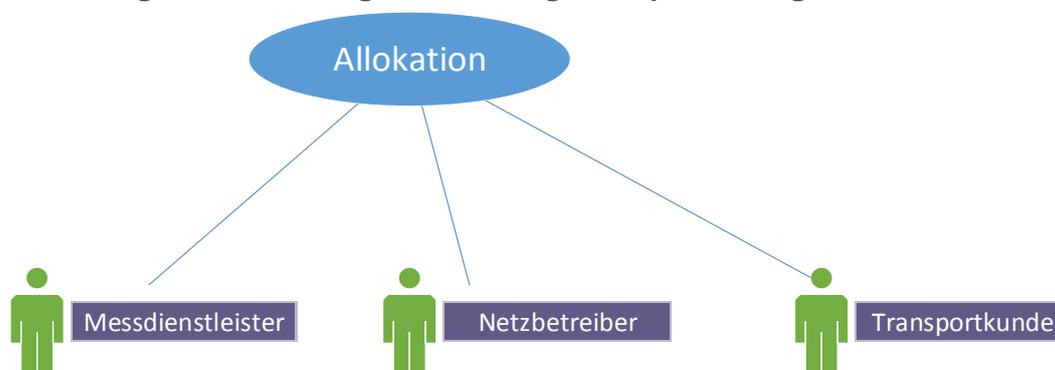
Dieser Prozess ist optional durch den Regulator festzulegen. Er dient der Transparenz über den stündlichen Verbrauch des RLM- Kunden und dem Ausgleich der ein- und ausgespeisten Mengen. Im Falle eines stündlichen Bilanzierungssystems ist dieser Prozess essentiell für den BKV des TK. Der BKV erhält die untertägigen Daten über den TK.

Der Prozess betrachtet nicht die untertägige Datenübermittlung von bilanzierungsrelevanten Daten an den Bilanzkreisverantwortlichen. Der Prozess ist Bestandteil der Prozessdefinitionen in Los 4 und beschreibt die untertägige Datenübermittlung von bilanzierungsrelevanten Daten (mindestens 2x täglich), um dem BKV die Möglichkeit zum Ausgleich des Bilanzkreises in einem täglichen Bilanzierungssystem zu geben.

c. Prozesse nach der Lieferung

A.1.13 Mengenzuordnung Transportvertrag (City-Gate und 2-Vertragsmodell)

Abbildung A13. Mengenzuordnung Transportvertrag



Quelle: E-Bridge/4M

Tabelle A13. Prozessbeschreibung „Mengenallokation“

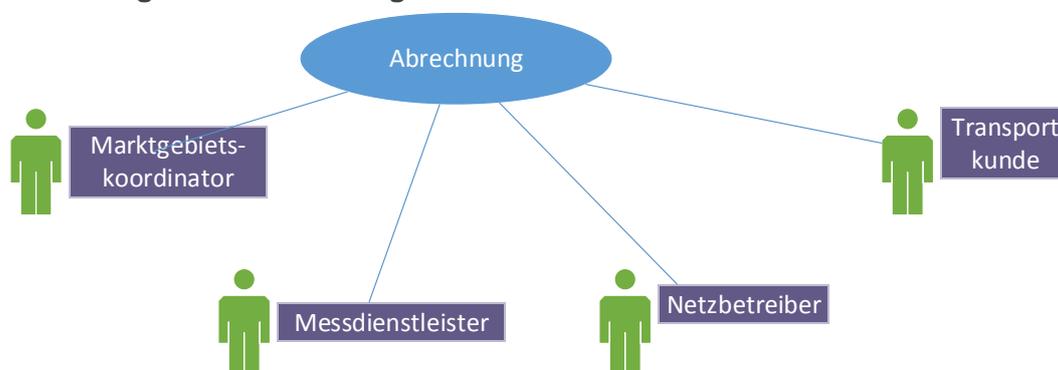
Prozessbeschreibung	Mengenzuordnung zum Transportvertrag
Eingangsbedingung	TK hat Transportvertrag beim NB abgeschlossen TK hat Transportvertrag nominiert NB hat Nominierung bestätigt
Auslöser des Prozesses	NB hat tägliche Nominierung/Renominierung bestätigt
Ziel des Prozesses	Zuordnung von abrechnungsrelevanten transportierten Mengen zu einem Transportvertrag NB kann Transportvertrag abrechnen
Prozessablauf	<ol style="list-style-type: none"> 1. Letzte bestätigte Nominierung (Im Fall: allokiert wie nominiert) oder 2. Alternativ: gemessene Wertegemessener Wert des Transportes (im Fall: allokiert wie gemessen) werden durch den NB ermittelt und als Zeitreihe dem Transportvertrag zugewiesen 3. Vorläufige Werte werden als vorläufig gekennzeichnet und am Monatsende durch Ist-bzw. gebildete Ersatzwerte ersetzt.

Fristen	Täglich: bis 12:00 Uhr nach dem Liefertag (vorläufige Werte) Monatlich: bis 10 Werktage nach dem Liefermonat (Istwerte Brennwert- und Ersatzwert korrigiert) Ggf. Korrektur: bis 2 Monate nach Liefermonat oder bei festgestelltem Fehler der Messeinrichtung (allokiert wie gemessen)
Datenformate	EDIGas@XML Datenformate nach NC Interoperability, bzw. Übergangsformate nach Abstimmung mit nationalem Regulator
Bemerkungen	

Die Daten werden vom NB an den MGV übermittelt und sind Bestandteil der Bilanzierung. Die Anforderungen an die bilanzierungsrelevanten Daten werden im Los 4 beschrieben. In diesen Prozess bilden die ermittelten Ist-Daten die Basis für die Transportkostenabrechnung mit dem TK je Transportvertrag. Auf Basis der ermittelten Daten werden in der Abrechnung die Transportverträge auf Einhaltung der Transportleistung überprüft und ggf. Pönalisierungen berechnet.

A.1.14 Abrechnung (City-Gate)

Abbildung A14. Abrechnung



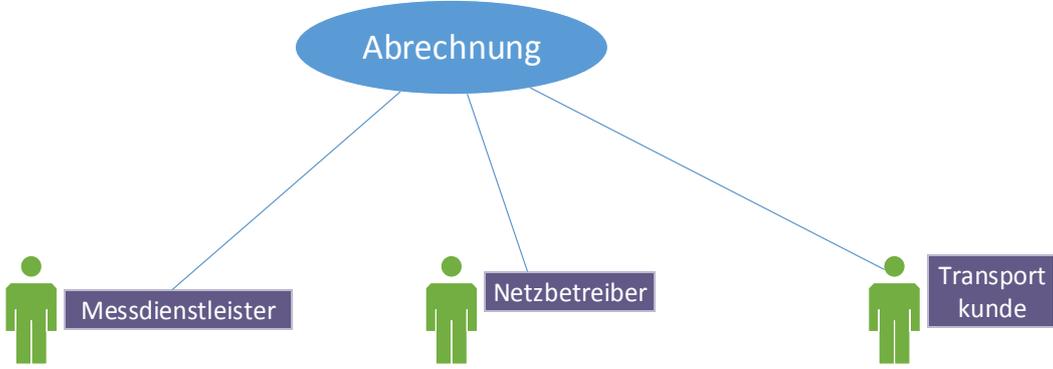
Quelle: E-Bridge/4M

Tabelle A14. Prozessbeschreibung „Abrechnung“

Prozessbeschreibung	Abrechnung
Eingangsbedingung	<ul style="list-style-type: none"> a) MGK/NB und TK haben Transportvertrag abgeschlossen b) MGK/NB haben Flexibilitätsprodukte vom TK oder LV beschafft
Auslöser des Prozesses	<ul style="list-style-type: none"> a) Buchung von Kapazitäten auf Kapazitätsplattform b) Bilateraler Vertrag zwischen MGK/NB und TK/LV Stichtag für die Abrechnung ist erreicht
Ziel des Prozesses	<ul style="list-style-type: none"> a) Abrechnung der Transportkosten an den TK b) Abrechnung der Flexibilitätsprodukte mit dem TK/LV
Prozessablauf	<ul style="list-style-type: none"> a) Gebuchte Kapazitäten <ul style="list-style-type: none"> 1. Stichtag für Abrechnung ist erreicht 2. NB ermittelt die vertraglichen Transportkosten für den Abrechnungszeitraum (in der Regel monatlich) gemäß Transportvertrag auf Basis der gebuchten Kapazität und des Transporttarifs 3. Rechnung wird durch NB erstellt und an TK versandt 4. TK prüft Rechnung und veranlasst Zahlung 5. Ggf. Ermittlung von Rechnungskorrekturen /Pönalabrechnungen, Gutschriften für Unterbrechungen mit der nächsten Monatsabrechnung. b) Flexibilitätsprodukte <ul style="list-style-type: none"> 1. Stichtag der Abrechnung ist erreicht 2. Prüfung durch den NB ob und in welchem Umfang Flexibilitätsprodukte durch den TK erbracht wurden 3. Erstellung der Abrechnung im Gutschriftsverfahren durch den NB 4. Prüfung der Abrechnung durch den NB 5. Ggf. Rechnungskorrekturen
Fristen	Zahlungsziel nach Vertragsvereinbarung
Datenformate	Zunächst Papierform, später im Massenprozess Edifact Formate
Bemerkungen	

A.1.15 Abrechnung (2-Vertragsmodell)

Abbildung A15. Abrechnung (2-Vertragsmodell)



Quelle: E-Bridge/4M

Tabelle A15. Prozessbeschreibung „Abrechnung (2-Vertragsmodell)“

Prozessbeschreibung	Abrechnung
Eingangsbedingung	a) NB und TK haben Transportvertrag abgeschlossen b) FNB haben Flexibilitätsprodukte vom TK oder LV beschafft
Auslöser des Prozesses	a) Netznutzung des TK beim NB b) Bilateraler Vertrag zwischen FNB und TK/LV Stichtag für die Abrechnung ist erreicht
Ziel des Prozesses	a) Abrechnung der Transportkosten an den TK b) Abrechnung der Flexibilitätsprodukte mit dem TK/LV

Prozessablauf	<p>a) Genutzte Kapazität</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Stichtag für Abrechnung ist erreicht 2. NB ermittelt die vertraglichen Transportkosten für den Abrechnungszeitraum (in der Regel monatlich) gemäß Transportvertrag auf Basis der genutzten Kapazität und des Transporttarifs 3. Rechnung wird durch NB erstellt und an TK versandt 4. TK prüft Rechnung und veranlasst Zahlung 5. Ggf. Ermittlung von Rechnungskorrekturen /Pönalabrechnungen, Gutschriften für Unterbrechungen mit der nächsten Monatsabrechnung. <p>b) Flexibilitätsprodukte</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Stichtag der Abrechnung ist erreicht 2. Prüfung durch den NB ob und in welchem Umfang Flexibilitätsprodukte durch den TK erbracht wurden 3. Erstellung der Abrechnung im Gutschriftsverfahren durch den NB 4. Prüfung der Abrechnung durch den NB 5. Ggf. Rechnungskorrekturen
Fristen	Zahlungsziel nach Vertragsvereinbarung
Datenformate	Zunächst Papierform, später im Massenprozess Edifact Formate
Bemerkungen	

Die Transportkostenabrechnung ist abhängig von der gewählten Tarifierung der Transportentgelte und der Bonitätseinstufung der Transportkunden. In der Regel werden Transportleistungen vor Erbringung der Leistungen durch den Netzbetreiber ex ante zur Abrechnung gebracht und Korrekturen der Abrechnung z.B. durch während des Lieferzeitraumes eingetretene Änderungen des Lieferumfanges z. B. durch Überschreitung der verbarten Transportleistungen (Pönalisierung) oder durch die Vergütung von Unterbrechungen ex post mittels einer Korrekturabrechnung zur Abrechnung gebracht.

Für die Erstellung einer finalen Abrechnung eines Lieferzeitraums durch den NB empfehlen wir die Verankerung einer Frist von 3 Monaten nach Abschluss des Lieferzeitraums (Liefermonat) im Gasgesetz. Diese Abrechnung sollte nur in begründeten Fällen (z. B. durch festgestellte Fehler in der Messeinrichtung) korrigiert werden können.

A.2 Glossar

Begriff	Erklärung
Allokation	Zuordnung von Gasmengen zu einem Bilanzkreis (Bilanzgruppe).
Ausspeisenetzbetreiber ANB	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.
Bilanzierungsumlage	Ein an die jeweiligen Netznutzer zu zahlendes oder von diesem 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 (ENB)	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 (LV)	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 und dessen Netz mindestens einen Grenz- oder Marktgebietsübergabepunkt enthält. Für den Schweizer Markt werden zusätzlich die regionalen Fernleitungsnetzbetreiber der Rolle Fernleitungsnetzbetreiber zugeordnet
Gebündelte Kapazität	Ausspeise- und damit korrespondierende Einspeisekapazität, die von einem Transportkunden zusammengefasst gebucht werden kann.
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. Kapazitäten werden als handelbare Produkte zum Transport von Erdgas benötigt und von den Netzbetreibern den Händlern und Lieferanten angeboten.</p> <p>Feste Kapazität: Die feste Kapazität ermöglicht es dem Transportkunden jeden Exit-Punkt eines Netzes über den gebuchten Entry-Punkt zu beliefern. Dabei garantiert der Netzbetreiber einen unterbrechungsfreien Transport über die gebuchte Kapazität</p> <p>Unterbrechbare Kapazität: Die unterbrechbare Kapazität ermöglicht es dem Transportkunden jeden Exit-Punkt 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)	<p>Festlegung der Bundesnetzagentur in Sachen Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor (Az. BK7-10-001) vom 24. Februar 2011 sowie die ergänzende Regelung (BK7-15-001) vom 14.08.2015 oder eine diese Festlegung ergänzende oder ersetzende Festlegung</p>
Lastflusszusage	<p>Deutschland: Die in § 9 Abs. 3 GasNZV beschriebenen vertraglichen Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Dritten, die bestimmten Lastflüsse zusichern sowie geeignet und erforderlich sind, die Ausweisbarkeit frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erhöhen (Lastflusszusagen“).</p>
Marktgebiet	<p>Zusammenfassung gleich gelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Endverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können.</p>

Marktgebietsverantwortlicher (MGV) (Deutschland)	<p>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.</p> <p>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 Regelernergie sowie für die Bilanzkreisabwicklung des Marktgebietes zuständig.</p>
Marktgebietskoordinator (MGK)	<p>Der MGK ist eine von der Schweizer Gaswirtschaft bestimmte natürliche oder juristische Person, die in einem Marktgebiet Leistungen erbringt die den physischen Netzzugang in den Grenzen des ESS ermöglicht.</p> <p>Der MGK vermarktet alle physischen Ein- und Ausspeisepunkte der in des EES eingetretenen Netzbetreiber und verwaltet und steuert die Kapazitätsermittlung und die Kapazitätsvermarktung im Marktgebiet.</p>
Netzbetreiber (NB)	<p>Netzbetreiber, mit dem der Transportkunde einen Ein- oder Ausspeisevertrag bzw. Lieferantenrahmenvertrag abschließt.</p> <p>Netzbetreiber ist der Oberbegriff für Ausprägungen eines Netzbetreibers (Fernleitungsnetzbetreiber, Ein- /Ausspeisenetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber)</p>
Netznutzer	<p>Endverbraucher, Lieferanten und Händler nutzen die Infrastrukturen der Netzbetreiber und werden in Summe als Netznutzer bezeichnet.</p>
Nominierung	<p>Anmeldung über die innerhalb bestimmter Zeitspannen zu übernehmenden bzw. zu übergebenden Gasmenge in kWh/h an einen Handelspartner, Netzbetreiber oder Marktgebietsverantwortlichen für einen Lieferpunkt.</p>
Primärkapazitätsplattform PRISMA	<p>Eine gemeinsame Buchungsplattform der Fernleitungsnetzbetreiber in Europa.</p>
Renominierung	<p>Änderung einer abgegebenen Nominierung oder Handelsmitteilung.</p>
Rest of the Day-Kapazität	<p>Kapazität, die am Liefertag für den Rest des Liefertages gebucht werden kann.</p>
Tag D	<p>Tag D ist der Liefertag, welcher um 06:00 Uhr beginnt und um 05:59 Uhr des folgenden Tages endet.</p>
Transportkunde	<p>Juristische Person, die mit einem Netzbetreiber einen Ein- oder Ausspeisevertrag „bzw. einen Lieferantenrahmenvertrag“ abschließt.</p>
Unterbrechbare Kapazität	<p>Kapazität, die vom Netzbetreiber auf unterbrechbarer Basis angeboten wird. Die Nutzung der unterbrechbaren Kapazität kann von dem Netzbetreiber unterbrochen werden.</p>

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.
--	--

