

**B E T**

Energie. Weiter denken

**frontier**  
economics

# NETZKOSTEN UND NETZENTGELTE – FOLGESTUDIE

---

25.07.2016



---

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.

# INHALT

Zusammenfassung	5
Résumé	15
1 Einleitung	25
2 Entry/Exit Tarifsysteem	26
2.1 Europäische Regelungen	26
2.2 Transitgastarife und Kostenabgrenzungen international/national	34
2.3 Entry/Exit Tarifsysteem	50
2.4 Entry/Exit Tarifsysteem und Kostenübergabe	64
3 Zu vertiefende Fragen aus der ersten Studie Netzkosten und tarife	68
3.1 Definition der kostenmäßigen Grundlagen der Netztarife sowie der anrechenbaren Kosten	68
3.2 Systemgrenzen	71
3.3 Systemdienstleistungen	77
3.4 Verhinderung doppelte Abschreibungen	85
3.5 Investitionsfonds im Hochdruck-Gasnetz	94
3.6 Koordination und zeitliches Management im Tarifierungssystem	96
3.7 Datenlieferpflichten und Transparenzpflichten	103
3.8 Pancaking	107
<b>Anhang A Synthetische Bewertung</b>	<b>110</b>
<b>Abbildungen</b>	
Abbildung 1. Kostenallokation Transit	6
Abbildung 2. Entry/Exit Tarifsysteem	7
Abbildung 3. Empfehlung Abdeckung Kosten Netpool	10
Illustration 4. Allocation des coûts transit	16
Illustration 5. Système tarifaire entrée - sortie	17
Illustration 6. Recommandation pour l'allocation des coûts de Netpool	20
Abbildung 7. Struktur	26
Abbildung 8. Europäische Regelungen – Einordnung	34
Abbildung 9. Transitanteile in ausgewählten Ländern	35
Abbildung 10. Entry/Exit Tarife in Österreich für die Periode 2013-2016	36
Abbildung 11. Entry/Exit Tarife in Slowakei in 2015	37
Abbildung 12. Entry/Exit Tarife in Tschechien für 2014	38
Abbildung 13. Transitgaskosten – Bestandteile	40
Abbildung 14. Kostenallokation auf Transit und Inland	41
Abbildung 15. Integration Transitflüsse/-kosten und Kostenallokation Inland/Transit	45
Abbildung 16. Netpool inklusive Transit	46
Abbildung 17. Keine Integration Transitflüsse/-kosten und Kostenallokation Inland/Transit	47
Abbildung 18. Kostenallokation Transit	49

Abbildung 19.	Über-/regionale Netzentgelte Schweiz	50
Abbildung 20.	Entry/Exit Tarifmodell	52
Abbildung 21.	Integration von Transit in Entry/Exit Tarifsysteem	53
Abbildung 22.	Entry/Exit Tarife – Variante „Keine Integration“ und Variante „Integration“	54
Abbildung 23.	Kumulierte Erlöse für Variante „Keine Integration“ und „Integration“	55
Abbildung 24.	Entry/Exit Tarife – Variante „Integration“ und Variante „Integration (50/50 Entry/Exit Split)“	56
Abbildung 25.	Kumulierte Erlöse für Variante „Keine Integration“ und „Integration“	57
Abbildung 26.	Entry/Exit Tarife – Variante „Keine Integration“ und Variante „Keine Integration (einheitliche Entry und Exit Tarife)“	58
Abbildung 27.	Entry/Exit Tarife – Variante „Integration“ und Variante „Integration (einheitliche Entry und Exit Tarife)“	59
Abbildung 28.	Kumulierte – Variante „Integration“ und Variante „Integration (einheitliche Entry und Exit Tarife)“	59
Abbildung 29.	Entry/Exit Tarifsysteem	63
Abbildung 30.	Zwei Varianten für Kostenübergabe ins lokale Netz	64
Abbildung 31.	City-Gate-Lösung ins lokale Netz	65
Abbildung 32.	Umfassendes Entry/Exit System	66
Abbildung 33.	Systemgrenzen	72
Abbildung 34.	Netzanschluss an das Lokernetz	75
Abbildung 35.	Übersicht Systemdienstleistungen im Gasnetz	81
Abbildung 36.	Empfehlung Abdeckung Kosten Netpool	83
Abbildung 37.	Systemdienstleistungen und Tätigkeiten von Netpool	84
Abbildung 38.	Beurteilungsmatrix	92
Abbildung 39.	Übergangsfrist	93
Abbildung 40.	Definition und mögliche Aufteilung der Kosten auf die einzelnen Kostenstellen beim Netzbetreiber	98
Abbildung 41.	Netztarifiermittlung Gas und Kosten-Erlösabgleich am Beispiel der Netztarife für 2022	99
Abbildung 42.	Rollen der Marktteilnehmer im Entry-Exit-Tarifierungssystem der regionalen und überregionalen Netzebene	100
Abbildung 43.	Rollen der Marktteilnehmer im Tarifierungssystem der lokalen Verteilnetzbetreiber in der Schweiz	101
Abbildung 44.	Option City-Gate: Rollen der Marktteilnehmer im Tarifierungssystem der Schweiz	102
Abbildung 45.	Struktur der Schweizer Gaswirtschaft	108
Abbildung 46.	Kostenverrechnung und Pancaking	108
Abbildung 47.	Übersicht	110
Abbildung 48.	Methoden einer synthetischen Bewertung	111

## ZUSAMMENFASSUNG

### Zielsetzung

Im Rahmen der Fragestellung, wie eine Regulierung der Gasversorgung und des Gasmarktes in der Schweiz aussehen kann, hat Frontier/BET 2015 bereits ein Gutachten über Netzkosten und Netztarife erstellt. Hierbei ergaben sich eine Reihe von Detailfragen, welche in dieser Folgestudie bearbeitet werden.

Entsprechend der Fragestellungen des BFE gliedert sich die Studie in drei Themenbereiche:

- Transitgastarife und Kostenabgrenzungen international/national
- Analysen zur Entry-Exit-Tarifierung
- Bearbeitung weiterer, zu vertiefender Einzelfragen

### Transitgastarife und Kostenabgrenzungen international/national

In diesem Abschnitt analysieren wir die Abgrenzung der Kosten der Transitgasleitung auf schweizerische und internationale Kunden.

#### Sollen die Kostengrundsätze für nationale Gasnetzkosten auch auf Transitgaskosten Anwendung finden?

Wir empfehlen die allgemeinen Kostengrundsätze, welche für die überregionalen/regionalen sowie lokalen Netzbetreiber im GasVG sowie dem GasVV verankert werden, äquivalent auch auf die Transitgaskosten anzuwenden.

Dies gilt unabhängig davon, ob der Transit in das Entry/Exit Tarifsysteem integriert wird oder nicht. Auch im Falle der Nicht-Integration sollte das Pachtentgelt, welches von Swissgas an die TransitgasAG für die Benutzung des Transitgas-Systems für den nationalen Gebrauch, bezahlt wird, den gleichen Kostengrundsätzen folgen, die bei der Bestimmung der zulässigen Kosten der Swissgas selbst verwendet werden.

#### Welche Kriterien sind bei der Kostenallokation der Transitgaskosten auf Transit und Inland relevant?

Für die Kostenallokation lassen sich drei Kriterien (Kostenverursachung, Wettbewerb, Auslastungsrisiko) definieren, die abhängig von der gewählten Variante:

- „Integration von Transit“; oder
- „Keine Integration von Transit“

unterschiedlich gewichtet werden sollten.

**Abbildung 1. Kostenallokation Transit**

Kriterium	„Integration Transit“	„Nicht-Integration Transit“
Kostenverursachung	Kostenverursachung tritt in den Hintergrund, da einheitlicher Kostenblock zur Berechnung der Entry/Exit Tarife. Kostenverursachung ist jedoch weiterhin für die Beurteilung der Entry/Exit Tarife im Hinblick auf Quersubventionierungen zwischen Inland und Transit relevant. Orientierung an der gebuchten Kapazität sinnvoller Ansatz	Getrennter Kostenblock bei „Nicht-Integration Transit“ und deshalb hohe Bedeutung der Kostenverursachung bei Kostenallokation. Orientierung an der (technischen) Kapazität sinnvoller Ansatz.
Auslastungsrisiko	Bei Integration des Transits wird das Auslastungsrisiko zwischen Schweiz und Transit grundsätzlich geteilt, d.h. u.a. auch, die Schweizer Endverbraucher tragen das Auslastungsrisiko der Transitpipelines grundsätzlich mit, sofern keine weiteren Regelungen implementiert werden. Es sind jedoch auch Optionen für eine Trennung des Auslastungsrisikos durch entsprechende Bestimmung bei der Definition der zulässigen Kosten für den Transitbereich möglich.	Mit der „Nicht-Integration Transit“ in das Schweizer Entry-Exit-System geht eine klare Zuordnung des Auslastungsrisikos auf Schweiz und Transit einher, d.h. u.a. auch, die Schweizer Endverbraucher tragen das Auslastungsrisiko der Transitpipelines nicht mit.
Wettbewerb	Der einheitliche Kostenblock aus Inland und Transit für die Berechnung der Entry/Exit Tarife ermöglicht eine höhere Flexibilität zur nachträglichen Anpassung der Tarife (und somit auch implizit der Kostenallokation) auf Inland und Transit. Nachträgliche Anpassungen zugunsten des Transits können somit die Wettbewerbsfähigkeit der Transitroute durch die Schweiz erhöhen mit mittel-/langfristigen positiven Effekten auch für Netzkunden in der Schweiz	Nicht-Integration Transit soll Auslastungsrisiko klar zuordnen. Dies hat zur Folge, dass Überlegungen zum Wettbewerb bei der Kostenallokation zwischen Inland und Transit nur bedingt zu berücksichtigen sind.
<b>Schlussfolgerung</b>	Kostenallokation bzw. bei Bestimmung der Entry/Exit Tarife orientiert sich im Wesentlichen an „Wettbewerb“ und „Kostenverursachung“. Geringere Bedeutung für das „Auslastungsrisiko“. Allokationsschlüssel wird grundsätzlich bei Bestimmung der Entry/Exit Tarife angepasst.	Fokus bei Kostenallokation auf „Kostenverursachung“ und „Auslastungsrisiko“. „Wettbewerb“ untergeordnete Rolle. Allokationsschlüssel wird längerfristig fixiert.

Quelle: Frontier

## Entry/Exit Tarife

Welche konzeptionellen Überlegungen sind bei der Ausgestaltung eines Entry/Exit Tarifsystems in der Schweiz relevant?

**Abbildung 2. Entry/Exit Tarifsystem**

Themen-bereich	Schlussfolgerung	Empfehlung
Integration von Transit in Entry/Exit Tarifsystem	<p>Grundsätzlich sind bei einer Integration des Transits in das Entry/Exit Tarifsystem keine eindeutig negativen Auswirkungen auf den Schweizer Netznutzer zu erwarten. Dies ist im Wesentlichen dadurch bedingt, dass es durch die Integration des Transits zu einer Änderung der Tarifstruktur kommt, d.h. Exit Tarife ins Ausland steigen während Entry Tarife in das Inland sinken.</p> <p>Als Nachteil verbleibt das Auslastungsrisiko des Transits. Dieses kann jedoch bei der Ausgestaltung der Regulierung und/oder bei der Bestimmung der relevanten Kosten des Transits, welche dem Entry/Exit System zugrunde liegen, berücksichtigt werden.</p>	<p>Bei Integration des Transits bei der Berechnung der Entry/Exit Tarife ist darauf zu achten, dass die Erlöse/Kosten für Schweiz/Transit (in etwa) korrespondieren, um unverhältnismäßige Belastung von Schweiz/Transit zu verhindern</p>
Entry/Exit Split	<p>Insbesondere im Falle der Integration des Transits empfehlen wir Entry/Exit Berechnungsmodelle ohne explizite Vorgabe eines Entry/Exit Splits. Der „optimale“ Entry/Exit Split sollte sich hier aus dem Berechnungsmodell selbst ergeben. Eine nachträgliche Anpassung des Entry/Exit Splits aus sachlichen Erwägungen bleibt jedoch weiterhin zulässig. Ein Entry/Exit Split von 50/50 wie im NC TAR angeführt, würde aufgrund des hohen Transitanteils in der Schweiz zu einer unverhältnismäßigen Belastung des Transits führen und ist somit nicht zu empfehlen.</p>	<p>Keine explizite Vorgabe eines Entry/Exit Split bei der Berechnung der Entry/Exit Tarife insbesondere bei Integration von Transit</p>
Einheitliche Entry/Exit Tarife	<p>Im Falle der Integration des Transits würden (über alle Entry/Exit Punkte) einheitliche Entry/Exit Tarife zu einer unverhältnismäßigen Belastung des Transits führen und wären somit nicht zu empfehlen.</p> <p>Erfolgt keine Integration des Transits, ist hier eine Abwägung zu treffen zwischen der Kostenverursachung sowie der Transparenz der Entry/Exit Tarife, wobei auch Verteilungseffekte sowie die Granularität der regionalen Netztarife im Status Quo mitberücksichtigt werden können.</p>	<p>Keine einheitlichen Entry/Exit Tarife insbesondere bei Integration von Transit</p>
Überführung Punkt-zu-Punkt Tarife in Entry/Exit Tarife	<p>Für die Überführung stehen unterschiedliche Optionen („sofortige Umstellung“ bzw. „Phase-in von auslaufenden Punkt-zu-Punkt Verträgen“) zur Verfügung, die anhand des Umfangs der Eingriffe in bestehende Vermögensverhältnisse verglichen werden können. Der Eingriff in die bestehenden Vermögensverhältnisse hängt eng mit der Frage der Kostenorientierung der bestehenden Punkt-zu-Punkt Tarife zusammen.</p>	<p>Europäische Beispiele sprechen für sofortige Überführung der Punkt-zu-Punkt Tarife in Entry/Exit System bei Integration des Transits</p>

Quelle: Frontier/BET

## Wie kann die Kostenübergabe vom Entry/Exit Tarifsysteem in der über-/regionalen Ebene auf die lokale Ebene ausgestaltet werden?

Die Kostenübergabe kann entweder durch das „City-Gate“ Modell oder ein „umfassendes Entry/Exit System“ erfolgen. Grundsätzlich gilt, dass beide Varianten eine Reihe von Gemeinsamkeiten aufweisen. Insbesondere ist durch die Wahl der Varianten die Berechnung der Entry/Exit Tarife in der über-/regionalen Netzebene nicht beeinflusst. Der wesentliche Unterschied der beiden Varianten liegt darin, dass bei der City-Gate-Lösung der Kostenblock Exit Tarife vom Shipper/Vertriebsunternehmen getragen und Bestandteil des Energietarifs wird. Bei der umfassenden EES Lösung hingegen wird der Kostenblock Exit Tarife in das lokale Netz übergeben und somit Teil der lokalen Netztarife.

Letztlich ist die Empfehlung für ein Modell von der Ausgestaltung des konkreten Netzzugangs an den Exit Punkten in die lokale Ebene sowie den geplanten Grad der Marktöffnung in der Schweiz abhängig. Bei der City-Gate-Lösung liegt der Buchungsaufwand beim Lieferant, diese birgt jedoch Herausforderungen durch Diskriminierungspotenziale und Gefahren kontraktueller Engpässe. Beim umfassenden EES wird der Aufwand auf den VNB übertragen, der die Buchungen gebündelt durchführt. 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 voraussichtlich nur gering.

## Vertiefende Fragestellungen

### Wie können die anrechenbaren Kosten im Gasnetz definiert werden?

Um innerhalb von Querverbundunternehmen ein einheitliches Vorgehen zu implementieren und den Aufwand für die Regulierung insgesamt möglichst gering zu halten, wird empfohlen, im Gassektor bezüglich der Definition und Berechnung der anrechenbaren Kosten analog zur Konzeption im Strombereich zu verfahren. Dabei können die Formulierungen aus dem StromVG und der StromVV weitestgehend wortgleich übernommen werden.

Bereits in den Branchendokumenten der schweizerischen Erdgasindustrie sind Definitionen für die anrechenbaren Kosten enthalten, die für die beiden Bereiche überregionale und regionale Netze sowie Lokalnetze weitestgehend identisch sind. Diese sollten für alle Netzebenen vereinheitlicht und für den Gasbereich verbindlich festgelegt werden.

Die Gasbranche kann im Rahmen des Subsidiaritätsprinzips ermächtigt werden, in diesem Bereich eigene Lösungen für den Gesetzesvollzug zu entwickeln. Diese kann der Verordnungsgeber übernehmen, soweit dies notwendig und möglich ist. Zudem kann die Branche in der Verordnung in einzelnen Bereichen für befugt erklärt werden, eigene Ausführungsregeln zu entwickeln. Die Branche hat dabei die Spezifika der Gasnetze zu berücksichtigen.

## Wie können Systemgrenzen zwischen Netzebenen definiert werden?

Im Hinblick auf die Systemgrenzen sind die folgenden Abgrenzungen zwischen Netzbetreibern und zwischen Netzbetreiber und Endverbraucher zu berücksichtigen:

- Regionales Netz und Lokalnetz;
- Lokalnetz: Vorliegernetz und Nachliegernetz; sowie
- Lokalnetz und Endverbraucher.

Für die Systemgrenze zwischen regionalem Netz und Lokalnetz sollte für das jeweilige regionale Netz eine eindeutige und einheitliche Zuordnung der DRM erfolgen. Die DRM können dann einheitlich entweder dem regionalen Netz oder dem Lokalnetz zugeordnet werden. Auf die Gesamtkosten beim Endverbraucher sollte dies keinen Einfluss haben, da dieser sowohl mit dem Exit-Tarif des regionalen Netzes als auch mit dem Tarif des Lokalnetzes belastet wird. Er zahlt die DRM also auf jeden Fall entweder über den Exit-Tarif im regionalen Netz oder über den Tarif im Lokalnetz.

Betrachtet man die Nutzung der DRM an der Systemgrenze zwischen zwei lokalen Netzen, dann dienen diese DRM der Einspeisung des Gases in die Nachliegernetze und sind diesen daher eindeutig zuzuordnen. Kunden des Vorliegernetzes nutzen diese DRM nicht und sollten sie daher auch nicht über die Tarife bezahlen müssen. Eine eindeutige Zuordnung zum Nachliegernetz sollte im GasVG oder GasVV vorgeschrieben werden, um die sachgerechte Tarifierung sicherzustellen.

Die Systemgrenze zwischen Lokalnetz und Endverbraucher sollte so definiert werden, dass die Hausanschlussleitungen und die Gashausinstallationen bis zur Hauptabsperreinrichtung zum allgemeinen lokalen Netz gehören. So wird sichergestellt, dass der Netzbetreiber und kein privater Gaskunde seinen Aufgaben im Hinblick auf Wartung und Instandhaltung auch der Hausanschlussleitungen inkl. Hausanschlussinstallation nachkommt. Dies ist unabhängig von der Kostentragung der Hausanschlusskosten zu sehen, die in den jeweiligen Netztarifen entgeltensenkend gegengerechnet werden sollten. Entsprechende Vorschriften hierzu sind in den Regeln der Netzkostenermittlung zu implementieren (z.B. im GasVG oder in der GasVV).

Für die Tarifierung im Gassektor kann nicht wie im Bereich Strom auf einzelne Netzebenen abgestellt werden, da sich dies bedingt durch die Heterogenität der Gasnetze nicht umsetzen lässt. Vielmehr sollten die Netztarife in der lokalen Ebene so gestaltet werden, dass Endverbraucher mit identischem Verbrauchsverhalten in demselben Lokalnetz auch identische Tarife bezahlen – unabhängig von ihrer Netzanbindung.

Für Vor- und Nachliegernetze lassen sich Tarifunterschiede bei Endverbrauchern mit identischem Lastverhalten nicht vermeiden, da der Endverbraucher im Nachliegernetz zusätzlich zur Infrastruktur des Vorliegernetzes auch die des Nachliegernetzes nutzt. Jedoch sollten die Tarife in den Lokalnetzen generell so gestaltet sein, dass die Kostenzuweisung auf die Kunden bzw. Kundengruppen möglichst sachgerecht erfolgt. Hierdurch werden „Pancaking“ der Netztarife vermieden und damit auch wirtschaftliche Anreize eines parallelen Leitungsbaus

beschränkt. Zusätzlich kann im GasVG oder in der GasVV die Vorschrift für den Anschluss an das nächstgelegene Lokalnetz aufgenommen werden, sofern dies technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist, um den parallelen Leitungsbau zu verhindern.

### Sollen Systemdienstleistungen definiert werden und wie werden die Kosten abgegolten?

Wir würden keine abschliessende Aufzählung von Systemdienstleistungen im GasVG/GasVV vorsehen, da im Gasbereich sich keine eindeutige Definition durchgesetzt hat. Gleichzeitig würden wir empfehlen für einzelne Elemente der Systemdienstleistungen gesetzliche Bestimmungen vorzusehen. Dies betrifft:

- **Sicherstellung der Gasqualität** - Hier sollte klargestellt werden, wann Einspeiser für die Sicherstellung der Gasqualität ein verursachungsgerechtes Entgelt an die Netzbetreiber zu bezahlen haben, nämlich dann, wenn die Einspeiser die technischen Vorgaben für die Gasqualität nicht erfüllen.
- **Engpassmanagement** - Hier sollte für die „lokale Regelenergie“ festgelegt werden, wie diese verrechnet wird. Dies steht im engen Zusammenhang zu den Bestimmungen zur Bilanzierung bzw. Regelenergie an sich. Die Details dazu sind jedoch nicht Gegenstand dieser Studie und werden in einer eigenen Studie durch das BFE erarbeitet.
- **Odorierung** - Tendenziell empfehlen wir aus Gründen der Praktikabilität die Zuordnung der Odorierungskosten zu den allgemeinen Netzkosten und eine Abgeltung durch Entry/Exit Tarife. In diesem Fall empfehlen wir die Odorierungskosten als Bestandteil der Netzkosten in das GasVG/GasVV aufzunehmen. Alternativ dazu kann jedoch weiterhin eine individuelle Verrechnung erfolgen. In diesem Fall empfehlen wir ebenfalls eine gesetzliche Verankerung im GasVG/GasVV. Dadurch soll klargestellt werden, dass Odorierungskosten nicht Bestandteil der Netzkosten sind, sondern durch ein separates verursachergerechtes Entgelt abgedeckt werden.

### Welche Kosten fallen bei Netpool an und wie sollen sie zugeordnet werden?

Wir empfehlen für Zuordnung der Kosten von Netpool folgende Vorgehensweise:

**Abbildung 3. Empfehlung Abdeckung Kosten Netpool**

Tätigkeiten	Zuordnung
Kapazitätsvermarktung am Entry/Exit System	Netzkosten
Koordination des Regelenergiemanagements sowie der Netzsteuerung	Netzkosten
Koordination Lieferantenwechsel	Netzkosten
Bilanzierung - Organisationskosten	Netzkosten
Bilanzierung - Energiemengen	Bilanzierung (keine Netzkosten)

Quelle: Frontier/BET

## Wie können doppelte Abschreibungen verhindert werden?

Die nachfolgende Frage nach doppelten Abschreibungen ist in dieser Studie sehr eng auch mit der Frage nach möglichen, synthetischen Bewertungen des Sachanlagevermögens Gas verknüpft. Zu beantworten ist am Ende die Frage, wie eine Verordnung oder ein Gesetz den Umgang mit dem Sachanlagevermögen der Gasnetzbetreiber so regeln kann, dass sich die tatsächlichen Kosten im Idealfall in den Netztarifen wiederfinden lassen, die Netznutzer aber Netzkosten nicht doppelt bezahlen müssen. Für die Netzbetreiber sollte es ein einheitliches Vorgehen geben, welches sich ohne zu hohen Aufwand implementieren lässt. Ein der Gasbranche dienlicher Vorteil wäre es, den Mehrspartenversorgern eine in möglichst vielen Punkten gleichartige Behandlung analog im Strom durch den Regulator zukommen zu lassen.

Für die Netzkunden sollte sich im Ergebnis nach Möglichkeit keine unnötige oder gar überdimensionale Erhöhung der Tarife bzw. Verschlechterung der Kostensituation ergeben. Eine hohe Akzeptanz der künftigen Vorgaben zur Kostenkalkulation der Netztarife ist dringend geboten, damit unnötige politische Prozesse (wie z.B. Referenda) oder auch gerichtliche Klageverfahren, welche stets einen hohen, volkswirtschaftlichen Schaden mit sich bringen, unterbleiben.

Mit Hilfe von Kalkulationswerkzeugen (Nemo = Netzmodell) auf Excel-Basis berechnen die Schweizer Gasnetzbetreiber derzeit die Höhe der Betriebs- und Kapitalkosten ihrer Gastarife. Für die Bewertung der Assets steht das Nemo-Tool Immobilisations zur Verfügung. Auch die anzusetzenden Abschreibedauern sind im Nemo-Tool hinterlegt. Für jede Anlagenklasse kann eine individuelle Abschreibedauer gewählt werden, welche von der hinterlegten VSG-Vorgabe abweicht. Generell werden betriebsgewöhnliche Abschreibedauern angesetzt, welche in der Regel länger als bilanzielle Abschreibedauern sind und die tatsächliche Lebensdauer des Anlagengutes abbilden sollen. Abweichungen von den durch den VSG erarbeiteten Vorgaben müssen aber begründet werden. Ähnlich wird derzeit auch in der Sparte Strom vorgegangen, wobei die Asset Bewertung im Strom gesetzlich bereits durch ein StromVG und eine StromVV, sowie diverse Vorgaben des Regulators EICcom geregelt sind.

Ist die vorgesehene Abschreibedauer erreicht, so ist das Anlagengut abgeschrieben und stellt keinen substanziellen Wert mehr dar. Die Aktivierung erfolgt stets im Jahr der Inbetriebnahme.

Die jeweils für eine Anlage in Ansatz gebrachte betriebsgewöhnliche Abschreibedauer darf für die Restdauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung nicht mehr geändert werden. Nach Ablauf der betriebsgewöhnlichen Abschreibedauer beträgt der Anlagenrestwert null.

Das Verbot der doppelten Abschreibung gilt insbesondere auch für Netzkäufe- oder -verkäufe.

Die anzuwendenden betriebsgewöhnlichen Abschreibedauern (kalk. ND) können aber auch zwischen Regulator und Branche erarbeitet werden. Die Länge der kalkulatorischen ND soll die Wertminderung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs individuell je Betriebsmittel abbilden bzw. sicherstellen.

In den Fällen, in denen Investitionen direkt im Aufwand verbucht und später sodann nochmals analog der zuvor beschriebenen Vorgehensweise behandelt werden, bezahlt der Netznutzer diese Investition bzw. die daraus folgende Abschreibung doppelt. Dies umso höher, wenn die historischen Anschaffungswerte nicht dokumentiert wurden und die kostenmäßige Berücksichtigung auf Basis einer synthetischen Bewertung erfolgt, welche nicht das historische Kostenniveau abbildet, sondern auf Basis anderer Bewertungsprämissen kalkuliert wurde. Wir kommen zu dem Ergebnis, dass ein wieder aufleben lassen von Anlagenwerten nur dadurch verhindert werden kann, wenn die Berücksichtigung von Investitionen auf Basis aktivierter historischer Anschaffungs- und Herstellungskosten vorgenommen wird und es dort, wo diese historischen Werte nicht nachgewiesen werden, keine Berücksichtigung geben darf. In diesem Fall muss die Ausgestaltung eines Gas VG auch ein Verbot der erneuten Aufnahme von in der Vergangenheit bereits über den Betriebsaufwand geltend gemachten Kosten in das kalkulatorische Anlagenregister berücksichtigen

In allen anderen Fällen wird der Gesetzgeber wohl Anreize schaffen müssen, welche zu einer durchgängigen vorzugsweisen Aktivierung von Investitionen führen und synthetisch bewertete Anlagen in der Kostenberücksichtigung schlechter stellen.

### Wie soll eine synthetische Bewertung des Netzes vorgenommen werden?

In Analogie zum Strom empfiehlt sich zunächst einmal die Erstellung eines kalkulatorischen Anlagenregisters (in einer Nebenrechnung) auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK). In unserer Studie zu Los 5 haben wir zudem anheim gestellt, in Ausnahmefällen und dort, wo der Netzbetreiber keine historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten vorweisen kann, eine teilweise synthetische Bewertung des Erdgasnetzes zuzulassen. Im Zuge der Diskussion insbesondere auch mit Vertretern der EICom verstehen wir den Regulator dahingehend, dass er synthetisch bewertete Anlagen und damit einhergehende doppelte Abschreibungen zum Nachteil der Konsumenten äußerst kritisch sieht.

Zudem muss berücksichtigt werden, dass im Strombereich synthetisch bewertete Anlagen unter bestimmten Umständen zulässig sind und dies auch durch das Bundesverwaltungsgericht bzw. das Schweizerische Bundesgericht festgestellt wurde.

Vor dem Hintergrund der nicht gewünschten doppelten Abschreibung einerseits und der erlaubten synthetischen Bewertung im Strom andererseits ist daher zwischen diesen beiden Wegen zu entscheiden:

- Soll in Anlehnung an Strom eine synthetische Bewertung des Sachanlagevermögens in Ausnahmefällen erlaubt sein, so ist dies idealerweise eine einheitlich anzuwendenden Methode der synthetischen Bewertung (im Strom und Gas). Es sollten sodann die relevanten Daten (Anlagenrestwerte, kalkulatorische Abschreibungen) aus der Betriebsbuchhaltung abzuleiten sein.
- Gilt als oberste Priorität das Verbot der Abschreibung unter null, sowie das Verbot einer doppelten Kostenberücksichtigung, so kommt ausschließlich die Bewertung auf Basis der handelsrechtlichen Anlagenbuchhaltung mit

aktivierten AHK in Frage. Datenquelle in diesem Fall ist die Finanzbuchhaltung, in welcher die historischen Anlagenwerte geführt werden.

### Investitionsfonds im Hochdruck-Gasnetz

Eine explizite gesetzliche Verankerung des Investitionsfonds ist aus unserer Sicht nicht erforderlich. Eine Weiterführung des Investitionsfonds über den Zeitraum der einvernehmlichen Regelung (bis spätestens 31.12.2019) hinaus sollte jedoch vor dem Hintergrund der allgemeinen Bestimmung im GasVG bzw. in der GasVV zur Berechnung der zulässigen Kapitalkosten neu bewertet werden.

### Koordination und zeitliches Management im Tarifierungssystem

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Kosten und der Ablauf der Tarifiermittlung kann aus dem Bereich Strom auch im Gassektor übernommen werden. Dieses einheitliche Vorgehen erleichtert den Regulierungsaufwand bei Behörde und EVU. Damit für Querverbundunternehmen der Regulierungsaufwand nicht geballt zu einem Zeitpunkt anfällt, sollten jedoch die Stichtage für die einzelnen Arbeitsschritte zeitlich versetzt zu denen im Bereich Strom gewählt werden.

Im Rahmen der Gestaltung des GasVG oder der GasVV sind die Netzbetreiber zu verpflichten, dass die Differenz aus dem Kosten-Erlösabgleich in den Folgejahren aufzulösen ist und nicht bei ihnen verbleibt. Ein Zeitraum von drei Jahren für die Auflösung ist hier empfehlenswert, um erhebliche jährliche Schwankungen der Netztarife möglichst zu vermeiden. Nur durch die Auflösung der Differenz kann das Ziel  $\text{Kosten} = \text{Erlöse}$  erreicht werden.

### Welche Daten müssen an die Regulierungsbehörde übermittelt bzw. veröffentlicht werden?

Im Zuge der vertiefenden Untersuchungen zur Ausgestaltung eines GasVG und einer GasVV sollten auch Detailfragen zur Datenveröffentlichung- und Mitteilung geregelt werden.

Es sind zwei Informationskreise zu unterscheiden:

- **VNB – Regulator** - Zur Überprüfung der Netztarife wie auch der angesetzten Netzkosten, muss der Regulator Informationen erhalten.
  - Zweck: Tarifierung
  - Zyklus: jährlich
- **VNB – Händler** - Um die mögliche Belieferung eines Kunden in fremden Netzen prüfen und in die Wege leiten zu können, benötigt der Lieferant (dritter Händler) Informationen vom Gasnetzbetreiber.
  - Zyklus: Jährliche Aktualisierung

Darüber hinaus kann der Verbraucher Informationen, welche typischerweise im Internet veröffentlicht werden nutzen, um sich selbst ein Bild von seinem Netzbetreiber bzw. den Kosten des Netzes, an welches er angeschlossen ist, zu machen.

Zusätzlich gibt es Informationen, welche der Allgemeinheit dienlich sind und ebenfalls in den Medien veröffentlicht werden können.

Eine zuständige Regulierungsbehörde im Gas gibt es bisher noch nicht. Es gibt in der Schweiz zudem keine umfassend verpflichtende Regelung zur Daten- oder Informationsveröffentlichung für Gasnetzbetreiber. Dies bedeutet, dass sämtliche Anforderungen und Vorgaben zur Datenmeldung- und Veröffentlichung geregelt werden müssen.

Vor dem Hintergrund der zuvor aufgeführten Aspekte ergeben sich Vorgaben für die Datenmeldungen, Veröffentlichungen und Zyklen.

Für den Bereich der Datenmeldung und Veröffentlichung gilt die Empfehlung, die Anforderungen im Strom und Gas wenn möglich identisch zu gestalten. Dies erlaubt eine effiziente Bearbeitung sowohl bei den Netzbetreibern als auch beim Regulator.

# RÉSUMÉ

## Objectif

Pour répondre à la question comment une régulation pour la distribution de gaz en Suisse pourrait être formulée, Frontier et BET ont déjà établi en 2015 une expertise sur les coûts et tarifs de réseau. Cette analyse a abouti sur un certain nombre de questions de détail qui ont été traitées dans cette étude complémentaire.

Suivant les questions soulevées par l'OFEN, l'étude est structurée en trois parties thématiques :

- Tarifs pour le gaz de transit et séparation des coûts entre les niveaux national et international
- Analyses pour la tarification entrée-sortie
- Traitement d'autres questions de détail à approfondir

## Tarifs de gaz pour le transit et séparation de coûts au niveau international

Dans ce chapitre, nous analysons la séparation des coûts pour le gazoduc de transit entre les clients suisses et internationaux.

*Est-ce que les principes de coûts pour les coûts du réseau de gaz national doivent aussi être appliqués pour les coûts du gaz de transit ?*

Nous recommandons d'appliquer aux coûts du gaz de transit les mêmes principes généraux de coûts qui seront ancrés dans la LApGaz et l'OApGaz pour les réseaux supra-régionaux/régionaux ainsi que pour les gestionnaires de réseau locaux.

Ceci est indépendant du fait que le transit sera intégré ou non dans le système de tarification entrée-sortie. Même sans intégration, le loyer payé par Swissgas à TransitgasAG pour l'utilisation nationale du gazoduc de transit doit suivre les mêmes principes de coûts qui sont utilisés lors de la détermination des coûts imputables à Swissgas pour le réseau national.

*Quels critères sont pertinents lors de l'allocation des coûts du gazoduc de transit entre le transit et la consommation intérieure ?*

Pour l'allocation des coûts, on peut définir trois critères (causalité des coûts, concurrence, risque de taux de charge) qui doivent être pondérés différemment selon la variante

- „Intégration du transit“;
- „Non-intégration du transit“

**Illustration 4. Allocation des coûts transit**

Critère	„Intégration du transit“	„Non-Intégration du transit“
Causalité des coûts	La causalité des coûts passe en arrière plan à cause d'un bloc de coûts unique pour la détermination des tarifs entrée / sortie. La causalité des coûts est toujours importante pour l'appréciation des tarifs entrée – sortie par rapport aux subventionnements croisés entre la Suisse et le transit. Une orientation vers des capacités souscrites semble être une approche raisonnable.	Avec une non-intégration du transit induit l'apparition d'un bloc de coûts séparé, ce qui donne beaucoup d'importance à la causalité des coûts lors de l'allocation des coûts. L'orientation vers la capacité (technique) semble être une approche raisonnable.
Risque de taux de charge	Lors de l'intégration des transit, le risque de charge est partagé en principe entre la Suisse et le transit. Cela signifie entre autres, que les consommateurs finaux suisses participent en principe au risque de charge des gazoduc s'il n'y a pas d'autres règles ne sont mises en œuvre. On peut également prévoir des options pour une séparation du risque de charge par des règlements adéquats lors de la définition des coûts imputables pour le domaine du transit.	Avec la non-intégration du transit, le système entrée – sortie suisse prévoit une attribution claire du risque de charge entre la Suisse et le transit, ce qui signifie entre autres que les consommateurs finaux suisses ne contribuent pas au risque du taux de charge du gazoduc de transit.
Concurrence	Le bloc de coûts unique entre Suisse et transit pour la détermination des tarifs entrée – sortie autorise une plus grande flexibilité pour une adaptation ex-post des tarifs (et par là implicitement de l'allocation des coûts) entre la Suisse et le transit. Des adaptations ultérieures en faveur du transit peuvent ainsi augmenter la compétitivité du transit à travers la Suisse avec des effets positifs à court et long terme sur les clients réseau en Suisse.	La non-intégration du transit doit clairement attribuer le risque de charge. Cela signifie que des considérations par rapport à la concurrence lors de l'allocation des coûts entre la Suisse et le transit ne doivent être prises en compte que de manière limitée.
Conclusion	L'allocation des coûts, respectivement lors de la détermination des coûts entrée – sortie se modèle principalement sur les critères « Concurrence » et « Causalité des coûts ». «Risque de charge » a moins d'importance. En principe, la clé d'allocation doit être adaptée lors de la détermination des tarifs entrée – sortie.	Lors de l'allocation des coûts, l'attention porte sur les critères „Causalité des coûts“ et „Risque de charge“. « Concurrence » ne joue qu'un rôle mineur. La clé d'allocation est fixée à plus long terme.

Source: Frontier

## Tarifs entrée - sortie

Quelles considérations sont importantes lors de la définition d'un modèle tarifaire entrée – sortie en Suisse ?

### Illustration 5. Système tarifaire entrée - sortie

Sujet	Conclusion	Recommandation
Intégration du transit dans le système tarifaire entrée – sortie	Fondamentalement, il ne faut pas s'attendre à des impacts négatifs sur les utilisateurs du réseau suisse lors de l'intégration du transit dans le système tarifaire entrée – sortie. Ceci est dû principalement au fait que l'intégration du transit mène à un changement de la structure tarifaire, c'est-à-dire que les tarifs vers l'étranger augmentent alors que les tarifs vers la Suisse baissent. Comme désavantage demeure le risque de charge du transit. Celui-ci peut être pris en compte lors de la formulation de la régulation et/ou lors de la détermination des coûts imputables du transit qui sont à la base du système entrée – sortie.	Lors de l'intégration du transit pour le calcul des tarifs entrée – sortie il faut considérer que les recettes et coûts pour la Suisse et le transit correspondent (à peu près), de manière à pouvoir éviter un report disproportionné des coûts sur la Suisse ou sur le transit.
Répartition entrée - sortie	En particulier lors de l'intégration du transit, nous recommandons des modèles entrée – sortie sans spécification explicite de la répartition entrée – sortie. La répartition optimale devrait résulter du modèle de calcul lui-même. Une adaptation ultérieure de la répartition pour des raisons factuelles reste valable. Une répartition entrée – sortie de 50/50 comme indiqué dans le NC TAR mènerait à un report disproportionné des coûts sur le transit à cause de la grande part du transit en Suisse. Ceci n'est donc pas à recommander.	Pas de spécification explicite de la répartition entrée – sortie lors du calcul des tarifs entrée – sortie, surtout lors de l'intégration du transit.
Tarifs entrée – sortie uniques	Lors d'une intégration du transit, des tarifs entrée - sortie uniques mèneraient à un report de charge disproportionné du transit (sur l'ensemble des points entrée – sortie). Ceci n'est pas à recommander. Sans intégration du transit, il s'agit de faire une évaluation entre la causalité des coûts et la transparence des tarifs entrée – sortie, en tenant compte également du fait que des effets de distribution ainsi que la granularité des tarifs de réseau régionaux peuvent être pris en compte dans le statu quo.	Pas de tarifs entrée – sortie uniques, en particulier avec une intégration du transit.
Transition tarifs point-à-point vers des tarifs entrée - sortie	Pour la transition, il y a plusieurs options („changement immédiat“, resp. « phase avec des contrats point-à-point avec date d'expiration fixée »). Ces options peuvent être comparées sur la base de l'ampleur des interventions dans les répartitions de richesse existantes. L'intervention dans la situation financière existante est étroitement liée à la question de l'orientation des coûts des tarifs point-à-point existants.	Des exemples européens plaident pour une transition immédiate des tarifs point-à-point vers le système entrée – sortie lors de l'intégration du transit.

Source: Frontier/BET

## Comment est-ce que la répercussion des coûts du système de tarification entrée-sortie peut être organisée sur les niveaux supra-régionaux et régionaux ?

La répercussion des coûts peut se faire soit par le biais d'un modèle „City Gate“ soit par le biais d'un « modèle entrée/sortie complet ». D'une manière générale, les deux variantes ont des similarités. En particulier, la manière de calculer les tarifs entrée-sortie dans les niveaux de réseau (supra)régionaux n'est pas affectée par le choix des variantes. La principale différence entre les deux variantes consiste dans le fait que dans la solution City-Gate, la partie des coûts liée aux tarifs de sortie sont supportés par les expéditeurs/fournisseurs pour devenir une composante du tarif de l'énergie. Avec une solution complète SEE (Système entrée-sortie) par contre, la partie des coûts liés aux tarifs de sortie est répercutée sur le réseau local et devient ainsi composante des tarifs de réseau locaux.

La recommandation d'un modèle dépend finalement de la manière d'organiser l'accès concret au réseau aux point de sortie dans le niveau local et du degré prévu de l'ouverture du marché en Suisse. Avec la solution City-Gate, l'effort de souscription réside chez le fournisseur, ce qui crée des potentiels de discrimination et des risques de congestions contractuels. Avec un SEE complet, cet effort est transmis au gestionnaire de réseau (GRD), lequel effectue les souscriptions groupées. Avec une ouverture non-totale, cela entraînerait des coûts d'adaptation uniques assez élevés, puisque les processus et infrastructure informatiques correspondants doivent d'abord être créés. Si une ouverture totale est réalisée, il est prévisible que la charge incrémentale de cette adaptation serait assez faible.

## Questions à approfondir

### Comment est-ce que les coûts imputables du réseau de gaz peuvent être définis?

Pour implémenter une pratique uniforme au sein d'entreprises intégrées horizontalement et pour globalement limiter l'effort de régulation, nous recommandons de procéder dans le domaine du gaz de manière similaire à la conception dans le domaine de l'électricité pour ce qui est de la définition et la détermination coûts imputables. Pour cela, des formulations de la LApEI et de l'OApEI peuvent en grande partie être reprises telles quelles.

Les documents de l'industrie du gaz comprennent déjà des définitions pour les coûts imputables, lesquelles sont identiques pour les réseaux supra-régionaux et régionaux et le sont en grande partie avec les réseaux locaux. Ces définitions devraient être uniformisées pour tous les niveaux de réseau et devenir engageantes pour l'industrie du gaz.

Dans le cadre du principe de subsidiarité, l'industrie du gaz peut être autorisée à développer ses propres solutions dans ce domaine pour l'application de la loi. Le législateur peut les reprendre dans la mesure de ce qui est nécessaire et possible. Par ailleurs, la branche peut être déclarée apte par ordonnance à développer ses propres règles d'application dans des domaines spécifiques. Elle doit pour cela considérer les spécificités des réseaux de gaz.

## Comment définir les limites du système entre les différents niveaux de réseau?

En ce qui concerne les limites du système, il faut considérer les délimitations suivantes entre les gestionnaires de réseau eux-mêmes et entre les gestionnaires de réseau et le consommateur final :

- Réseau régional et local
- Réseau local: réseau amont et aval
- Réseau local et consommateur final.

Pour la limite du système entre les réseaux régional et local, il faut attribuer de manière uniforme et univoque les postes de détente et de comptage (PDC). Les PDC peuvent alors appartenir de manière uniforme au réseau régional ou être attribués au réseau local. Cela ne devrait pas avoir d'incidence sur les coûts globaux supportés par les consommateurs finaux, puisque ceux-ci supportent le tarif de sortie du réseau régional aussi bien que le tarif du réseau local. Le consommateur final paie donc le PDC de toute manière, soit à travers le tarif de sortie du réseau régional, soit à travers le tarif dans le réseau local.

Si l'on considère l'utilisation des PDC à la limite de système entre deux réseaux locaux, on s'aperçoit que ces PDC servent à l'injection du gaz dans les réseaux avals et qu'on doit clairement le leur attribuer. Les clients du réseau amont n'utilisent pas ces PDC et ne doivent par conséquent pas les payer à travers les tarifs. Une attribution claire au réseau aval doit être prescrite dans la LApGaz ou l'OApGaz afin de garantir une tarification correcte.

La limite de système entre le réseau local et le client final doit être définie telle sorte à ce que les conduites de raccordement des habitations et les installations domestiques de gaz appartiennent au réseau local de gaz dans son ensemble. De cette manière, on assure que le gestionnaire du réseau exerce sa responsabilité de maintenance et de dépannage y.c. les conduites de raccordement des habitations et les installations de raccordement des habitations. Cela doit être indépendant de la répartition des coûts du raccordement qui devraient être déduits des tarifs de réseau. Des prescriptions y relatives sont à implémenter dans les règles de détermination des coûts de réseau (p.ex. LApGaz ou OApGaz).

Pour la tarification du gaz, on ne peut pas s'appuyer sur différents niveaux de réseau comme c'est le cas pour l'électricité. Cette manière de faire n'est pas applicable dû à l'hétérogénéité des réseaux de gaz. Par contre, les tarifs de réseau au niveau local doivent être construits de manière à ce des clients situés dans un même réseau local et ayant une même caractéristique de consommation paient les mêmes tarifs, indépendamment de leur raccordement au réseau.

Pour les réseaux amont et aval, il est impossible d'éviter des différences tarifaires entre les consommateurs finaux avec un même comportement de consommation puisque le consommateur utilise l'infrastructure du réseau aval en plus de celui du réseau amont. Néanmoins, les tarifs dans les réseaux locaux devrait être construits généralement de manière à ce que l'allocation des coûts aux clients, respectivement groupes de clients, se fasse de manière adéquate. De cette façon, on évite le « pancaking » des tarifs de réseau et on limite les incitations financières à la construction de réseaux parallèles. En complément et pour éviter la

construction de réseaux parallèles, la prescription pour une obligation raccordement au réseau local le plus proche sous réserve de faisabilité technique et économique peut être introduite dans la LApGaz ou l'OApGaz.

### Faut-il définir des services systèmes et comment les coûts seraient couverts?

En l'absence d'une définition univoque dans le domaine du gaz, nous recommandons de renoncer à une liste exhaustive de services systèmes dans la LApGaz/OApGaz. Cependant, nous préconisons de mentionner certaines éléments pour les services systèmes dans les prescriptions légales. Cela concerne :

- **Garantie de la qualité du gaz:** Il faut préciser quand les producteurs de gaz qui injectent dans le réseau doivent payer un émoulement adéquat au gestionnaire de réseau pour la garantie de la qualité du gaz. Ceci doit être le cas si le gaz injecté ne répond pas aux critères techniques de qualité de gaz.
- **Gestion des congestions:** il s'agit de déterminer ici comment « l'énergie de réglage locale » peut être facturée. Cela est en rapport étroit avec les principes pour l'équilibrage, resp. l'énergie d'ajustement. Les détails pour ce point ne font pas l'objet de la présente analyse et seront élaborés dans une étude propre à l'OFEN.
- **Odorisation:** Pour des raisons pratiques, nous tendons à préconiser l'allocation des coûts liés à l'odorisation aux coûts généraux de réseau couverts par les tarifs entrée-sortie. Dans ce cas, nous recommandons de considérer les coûts d'odorisation comme un élément des coûts du réseau dans la LApGaz/OApGaz. Alternativement, on peut toutefois continuer une facturation individuelle. Dans ce cas, nous préconisons également que ce principe soit réglé légalement dans la LApGaz/OApGaz. De cette manière, on clarifie que les coûts d'odorisation ne sont pas des composants du coût du réseau à la base des tarifs d'entrée et de sortie, mais qu'ils soient couverts par une rémunération séparée imputée selon le principe de causalité.

### Quels coûts sont générés par Netpool et comment les attribuer ?

Nous préconisons la méthode suivante pour l'allocation des coûts de Netpool :

#### Illustration 6. Recommandation pour l'allocation des coûts de Netpool

Activités	Attribution
Commercialisations des capacités du système entrée/sortie	Coûts du réseau
Coordination de la gestion de l'énergie de réglage et de la conduite des réseaux	Coûts du réseau
Coordination changement de fournisseur	Coûts du réseau
Équilibrage – coûts de l'organisation	Coûts du réseau
Équilibrage – volumes d'énergie	Équilibrage (pas de coûts du réseau)

Source: Frontier/BET

## Comment éviter des amortissements à double ?

La question suivante par rapport aux amortissements à double est très étroitement liée de possibles valorisations synthétiques des immobilisations corporelles relatives au gaz. En finalité, il s'agit de répondre à la question de savoir comment une ordonnance ou une loi peut régler les immobilisations corporelles des gestionnaires de réseau de manière à ce que les coûts réels se retrouvent idéalement dans les tarifs de réseau sans pour autant que les utilisateurs du réseau n'aient à payer à double les coûts de réseau. Pour les gestionnaires de réseau, il faudrait définir une méthodologie uniforme qui pourrait être implémentée sans trop d'efforts. Il serait également positif de proposer aux acteurs multifluides (électricité, gaz, eau,...) un traitement par le régulateur similaire à l'électricité sur le plus grand nombre de points possibles.

Pour les clients de réseau, la méthode ne doit pas déboucher sur une augmentation surdimensionnée des tarifs, respectivement une détérioration de la situation des coûts. Il est fortement recommandé de veiller à une forte acceptation des prescriptions futures par rapport à la détermination des coûts de réseau afin d'éviter des processus politiques inutiles (p.ex. référendums) ou des procédures juridiques qui induisent à chaque fois un dommage économique important.

Actuellement, les gestionnaires de réseau Suisses déterminent les coûts de capitaux et d'exploitation de leurs tarifs de gaz à l'aide d'outils basés sur Excel (Nemo = modèle de réseau). Pour l'évaluation des actifs existe l'outil Nemo Immobilisations. L'outil Nemo contient également les durées d'amortissement à utiliser. Pour chaque classe d'immobilisation, on peut choisir une durée d'amortissement individuelle qui diffère de la recommandation de l'ASIG. Généralement, on utilise des durées de vie typiques d'exploitations. Ces durées de vie sont en règle générale plus longues que les durées d'amortissement comptables et représentent dans les faits les durées de vie réelles des immobilisations. Les écarts par rapport aux recommandations ASIG doivent toutefois être justifiés. On procède actuellement de manière comparable dans le domaine de l'électricité où l'évaluation des actifs est par contre déjà réglée légalement dans la LApEI et l'OApEI ainsi que par diverses prescriptions du régulateur EICOM.

Si la durée d'amortissement prévue est atteinte, l'immobilisation est amortie et ne représente plus de valeur substantielle. L'activation se fait toujours dans l'année qui suit la mise en service.

La durée de vie typique d'exploitation fixée pour une immobilisation ne doit plus être modifiée pour la durée résiduelle de son amortissement calculatoire. À l'issue de la durée d'amortissement habituelle, la valeur résiduelle est nulle.

L'interdiction d'un amortissement à double est particulièrement valable pour l'acquisition resp. la cession de réseaux.

Les durées d'amortissement usuelles applicables (durées d'utilisation calculatoires) peuvent également être élaborées entre le régulateur et l'industrie gazière. Les durées des utilisations calculatoires doivent représenter, resp. assurer une diminution de valeur spécifique par élément de réseau pour une exploitation sûre et fiable du réseau.

Dans les cas où des investissements ont été directement comptabilisés dans les charges et qui sont traités par la suite selon la procédure expliquée précédemment, l'utilisateur du réseau paie à double ces investissements et l'amortissement qui en résulte. Cela d'autant plus si les valeurs d'acquisition historiques n'ont pas été documentées et que la prise en compte des coûts se fait sur la base d'une évaluation synthétique qui ne correspond pas au niveau de coût historique, mais qui a été déterminée sur la base d'autres hypothèses de valorisation. Nous arrivons à la conclusion, qu'une réactivation ne peut être évitée uniquement si les investissements sont considérés sur la base des coûts historiques de construction et d'acquisition activés. Là où ces coûts ne peuvent pas être justifiés, il ne faut pas considérer les investissements. Dans ce cas, la future LApGaz doit prévoir une interdiction de la réactivation dans la comptabilité des immobilisations de coûts ayant été comptabilisés en exploitation par le passé.

Dans tous les autres cas, le législateur va devoir créer des incitations qui mènent à une activation générale et continue des investissements et qui péjorent les immobilisations avec évaluation synthétique dans la prise en compte des coûts.

### Comment faut-il effectuer une évaluation synthétique du réseau ?

Par analogie avec l'électricité, il est recommandé d'établir en premier lieu un registre analytique des immobilisations (dans une comptabilité auxiliaire) sur la base des coûts d'acquisition et de construction historiques. Dans notre étude pour le lot 5, nous avons par ailleurs préconisé l'acceptation d'une évaluation synthétique partielle dans les cas où le gestionnaire de réseau ne peut pas présenter les coûts d'acquisition historiques. Après discussion avec des représentants de l'EiCom, nous comprenons que le régulateur est très critique par rapport à des valorisations synthétiques et à l'amortissement à double qui s'ensuit.

En outre, il faut considérer que les installations valorisées synthétiquement sont autorisées dans le domaine de l'électricité à certaines conditions et que cela a été confirmé par le tribunal administratif fédéral et le tribunal fédéral.

Dans le contexte de l'amortissement à double non désiré d'une part et l'autorisation de la valorisation synthétique dans le domaine de l'électricité d'autre part, il faut décider entre les deux voies suivantes :

- Si la valorisation synthétique doit être admise dans des cas exceptionnels, en cohérence avec l'électricité, il faut le faire idéalement selon une méthode uniforme (pour l'électricité et le gaz). Dans ce cas, les données déterminantes (valeurs résiduelles, amortissements calculés) doivent pouvoir être déduites de la comptabilité analytique.
- Si par contre l'interdiction d'un amortissement négatif ainsi que celle de la considération des coûts à double ont la priorité absolue, seule la valorisation sur la base de la comptabilité officielle des immobilisations avec activation des coûts historiques entre en ligne de compte. La base de données est alors la comptabilité financière, dans laquelle sont enregistrées les valeurs historiques.

## Fonds d'investissement dans le réseau de gaz à haute pression

Une mention explicite du fonds d'investissement dans la loi n'est à notre avis pas nécessaire. Une continuation du fonds d'investissement au-delà de la période consentie (au maximum jusqu'au 31.12.2019) doit toutefois être réévaluée dans la lumière des dispositions générales de la LApGaz/OApGaz par rapport à la détermination des coûts du capital imputables.

## Coordination et gestion temporelle du système de tarification

Les approches pour la détermination des coûts et la procédure de tarification peuvent être reprises du domaine de l'électricité. Cette approche uniforme simplifie l'effort de régulation pour l'autorité et pour l'entreprise d'approvisionnement en énergie. Pour que l'effort de régulation n'intervienne pas de manière concentrée dans le temps pour les sociétés intégrées horizontalement, les échéances pour les différentes étapes devraient être décalées par rapport au domaine de l'électricité.

Dans le cadre de la rédaction de la LApGaz/OApGaz, il faudra veiller à ce que la différence entre les coûts et les recettes doive être résorbée dans les années suivantes et qu'elle ne reste pas chez les gestionnaires de réseau. Une période de trois ans pour résorber la différence est à conseiller de manière à éviter autant que possible des variations annuelles substantielles. Seule cette résorption peut satisfaire l'objectif coûts = recettes.

## Quelles données doivent être transmises au régulateur, resp. publiées. ?

Dans le cadre de l'étude approfondie de l'arrangement de la LApGaz avec une OApGaz, il faudrait également traiter les questions de détail par rapport à la publication et la transmission des données.

Il faut distinguer entre deux cycles d'information :

- **GRD – Régulateur** : Pour vérifier les tarifs du réseau ainsi que les coûts du réseau, le régulateur a besoin de recevoir des informations.
  - Finalité : Tarification
  - Cycle : Annuel
- **GRD – Négociant** : Pour pouvoir préparer et contrôler la livraison à un client dans un réseau tiers, le fournisseur (négociant tiers) a besoin d'informations de la part du gestionnaire du réseau de gaz.
  - Cycle : actualisation annuelle

En outre, le consommateur peut utiliser des informations qui sont typiquement publiées sur Internet pour se faire une image de son gestionnaire du réseau et des coûts du réseau auquel il est raccordé.

Il existe également des informations qui sont utiles au public et qui sont également publiées dans les médias.

Il n'existe à ce jour pas d'autorité de régulation dans le domaine du gaz. De plus, il n'existe pas en Suisse de réglementation claire sur l'obligation pour les gestionnaires de réseau de distribution de gaz de publier des données et des informations. Cela signifie que toutes les exigences et prescriptions relatives à la transmission et la publication des données doivent être réglées.

Du contexte énoncé plus haut s'ensuivent des exigences concernant les transmissions de données, les publications et les cycles.

La recommandation d'établir des exigences idéalement homogènes entre l'électricité et le gaz est valable dans le domaine de la transmission et la publication de données. Cela permettrait un traitement efficace autant pour les gestionnaires de réseaux que pour le régulateur.

# 1 EINLEITUNG

Mit der Energiestrategie 2050 wurden im Strombereich in der Schweiz bereits neben den Zielen für eine veränderte Erzeugungsstruktur und verstärkte Energieeinsparungen auch angestrebte Rahmenbedingungen für die Stromnetze erarbeitet, die eine bedarfs- und zeitgerechte Weiterentwicklung (Netzplanung) sicherstellen sollen. Der Schweizer Gasmarkt hingegen ist noch nicht so detailliert geregelt, wie es in der Sparte Strom bereits heute der Fall ist. Um eine sinnvolle und effiziente Netzregulierung der Erdgassparte in der Schweiz aufzubauen, bedarf es zuvor einer Reihe an Festlegungen und weiteren Regelungen, die unter anderem die Kostenbasis, die Kostenabgrenzung und die Kostenverrechnung bis hin zur Kostenschlüsselung und Tarifierung betreffen. Es müssen zudem Grundlagen für eine Gesetzesvorlage geschaffen werden, welche die möglichen Rahmenbedingungen aufzeigen.

Im Rahmen der Fragestellung, wie eine Regulierung der Gasversorgung und des Gasmarktes in der Schweiz aussehen kann, hat die Bietergemeinschaft „BDS/BET/Frontier“ in der Zeit zwischen April 2015 und November 2015 bereits ein Gutachten über Netzkosten und Netztarife erstellt. Dabei ergab sich eine Reihe von Detailfragen, die in dieser Folgestudie behandelt werden.

Die Fragestellungen lassen sich dabei einteilen in solche, die

- im Zusammenhang mit der möglichen Ausgestaltung des Entry/Exit Tarifsystems stehen, u. a. Kostenallokation der Transitgaskosten, Entry/Exit Split; sowie
- im Rahmen weiterer zu vertiefender Fragen eine Reihe von Details u. a. zu den Systemgrenzen- und Dienstleistungen, Abschreibungen und Investitionen, Koordination und Zeitmanagement im Tarifierungssystem und darüber hinaus auch Fragen zu Datenlieferpflichten und Transparenzpflichten behandeln.

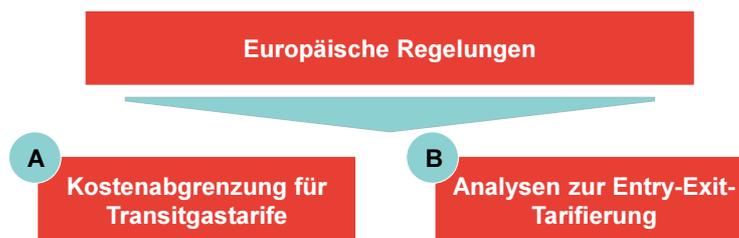
Der Aufbau des Berichts gliedert sich wie folgt:

- In **Abschnitt 2** diskutieren wir die Fragestellungen im Zusammenhang mit dem Entry/Exit Tarifsystem. Dabei stellen wir zunächst die relevanten europäischen Regelungen vor. Danach diskutieren wir die Themenbereiche der „Transitgastarife und Kostenabgrenzungen international/national“, ausgewählte Ausgestaltungen des Entry/Exit Tarifsystems sowie die Kostenverrechnung;
- In **Abschnitt 3** diskutieren wir die zu vertiefenden Fragen aus der Vorstudie zu „Netzkosten und Netztarife“.

## 2 ENTRY/EXIT TARIFSYSTEM

In diesem Abschnitt behandeln wir die Themenbereiche, welche im Zusammenhang mit der Ausgestaltung des Entry/Exit Tarifsystems definiert wurden. Für die Themenbereiche gibt es Überschneidungen zu europäischen Vorgaben, weshalb wir diese einleitend diskutieren. Der Abschnitt gliedert sich wie folgt (s. **Abbildung 7**)

**Abbildung 7. Struktur**



Quelle: Frontier

- **Europäische Regelungen** – in diesem Arbeitsschritt diskutieren wir die wesentlichen europäischen Bestimmungen zur Ausgestaltung des Netzzugangs und den zugehörigen Netzentgelten. Daraus leiten wir bestimmte Grundsätze für die Tarifstruktur ab, deren Anwendbarkeit wir sodann für die Schweiz diskutieren.
- **Kostenabgrenzung für Transitgastarife** – in diesem Arbeitsschritt diskutieren wir auf Grundlage des Status Quo und internationaler Beispiele die Kostenabgrenzung zwischen dem Transitgassystem für den nationalen sowie internationalen Gastransport.
- **Analysen zur Entry-Exit Tarifierung** – dabei diskutieren wir zwei Fragestellungen:
  - Einerseits, welche Aspekte bei der Ausgestaltung des Entry/Exit Tarifsystems zu beachten sind, im Hinblick auf u.a. mögliche Integration des Transit in das Entry/Exit Tarifsystem sowie die Differenzierung der Entry/Exit Tarife.
  - Andererseits, wie die Kostenübergabe der Entry/Exit Tarife in die lokalen Netze ausgestaltet werden kann.

### 2.1 Europäische Regelungen

#### 2.1.1 Richtlinie 2009/73/EG und Verordnung 715/2009

Grundlage für die Regelungen zum Tarifsystem für Fernleitungsnetzbetreiber stellt die Richtlinie 2009/73/EG dar. Dort ist in Artikel 32 ausgeführt, dass Dritten der Zugang zum Fernleitungsnetz (sowie zum Verteilernetz) auf Grundlage veröffentlichter Tarife gewährleistet werden soll. Die Mitgliedstaaten stellen dabei sicher, dass die Tarife durch eine unabhängige Regulierungsbehörde genehmigt werden und diese vor dem Inkrafttreten veröffentlicht werden.

Eine weitere Detaillierung des Tarifsystems findet sich in der Verordnung 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen. Dort wird in Artikel 13 explizit ein Entry/Exit Tarifsystem vorgesehen. Dadurch wird ein Tarifsystem auf Grundlage eines Vertragspfades abgeschafft. Die Mitgliedstaaten mussten ab dem 2. September 2011 sicherstellen, dass nach einer Übergangsphase keine Tarife mehr auf Grundlage von Vertragspfaden Anwendung finden. Eine Trennung von Tarifsystemen, z.B. in Entry/Exit System für den einen Teil sowie in Punkt-zu-Punkt Tarife für einen anderen Teil, ist somit nicht mehr vorgesehen.

Gleichzeitig enthält Artikel 13 Grundsätze, welche das Entry/Exit System erfüllen soll. Tarife sollen:

- transparent und diskriminierungsfrei sein;
- die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen;
- Anreize für eine kurzfristige effiziente Netznutzung sowie einen langfristig effizienten Netzausbau setzen;
- den effizienten Gashandel und Wettbewerb erleichtern. Sie sollen die Marktliquidität nicht einschränken sowie den Handel über die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze hinweg nicht verzerren;
- Quersubventionen zwischen den Netznutzern vermeiden; und
- zur Sicherung der Versorgungssicherheit beitragen.

## 2.1.2 Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas

Sowohl die Richtlinie 2009/73/EG als auch die Verordnung 715/2009 enthalten nur grundsätzliche Vorgaben für das Entry/Exit Tarifsystem. Die Europäische Kommission hat deshalb ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) beauftragt, eine Framework Guideline zur Harmonisierung der Tarifstruktur zu erstellen, auf deren Basis dann ENTSOG einen Network Code erarbeitet hat.

ENTSOG hat einen Entwurf zum „Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas“ (NC TAR) am 26. Dezember 2014 an ACER übermittelt. Nach einer Konsultation mit Stakeholdern hat ENTSOG diesen Entwurf noch einmal überarbeitet und am 31. Juli 2015 erneut ACER übermittelt. Auf dieser Basis hat die Europäische Kommission einen Entwurf für eine Verordnung zur Umsetzung des NC TAR Ende Februar 2016 vorgelegt, der derzeit mit Fernleitungsnetzbetreibern sowie relevanten Stakeholdern konsultiert wird. Es ist geplant, dass die entsprechende Verordnung Ende 2016 in Kraft tritt und nach einer Übergangsphase von zwei Jahren für die nationalen Mitgliedstaaten verpflichtend wird.

Die einzelnen Entwürfe des NC TAR weisen deutliche inhaltliche Unterschiede auf. Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich dabei auf den Entwurf vom Februar 2016 und auf die Grundprinzipien, die dem NC TAR zugrunde liegen. Wir verweisen – wo sinnvoll – auf die entsprechenden inhaltlichen Ausführungen in Vorversionen. Wir weisen darauf hin, dass sich an inhaltlichen Details ggf. bis zur

finalen Version noch Änderungen ergeben können. Wir fokussieren uns im Folgenden auf für dieses Projekt relevante Fragestellungen im Zusammenhang mit dem NC TAR.

Wie ist die **Tarifstruktur für unterschiedliche Leistungen** eines Fernleitungsnetzbetreibers ausgestaltet?

Der NC TAR unterscheidet bei der Bestimmung der Tarifstruktur zwischen zwei Kategorien von Tätigkeiten eines Fernleitungsnetzbetreibers:<sup>1</sup>

- **Fernleitungstätigkeiten** – worunter alle Tätigkeiten fallen, deren Kosten
  - durch die beiden Kostentreiber Kapazität und Distanz verursacht werden;
  - im Zusammenhang mit dem regulierten Anlagenvermögen für Fernleitungstätigkeit stehen.

Die Kosten, welche in diesem Zusammenhang anfallen, sind grundsätzlich durch Leistungspreise („capacity-based-tariff“) abzugelten. Es sind jedoch auch Arbeitspreise („commodity-based tariff“) für jene Kosten zulässig, die durch das Volumen des Gasflusses verursacht werden. In diesem Fall sollen für die Entry Punkte sowie die Exit Punkte jeweils einheitliche Tarife festgelegt werden.

- **Tätigkeiten, die nicht unter Fernleitungstätigkeiten fallen** – diese werden nicht abschließend aufgezählt, jedoch werden hier exemplarisch das Messwesen, die Odorierung sowie die Druck- und Mengenregelung genannt. Explizit von dieser Kategorie ausgenommen sind die Tätigkeiten im Zusammenhang mit der Bilanzierung entsprechend dem Network Code Gas Balancing (312/2014/EU).

Die Tarife für diese Tätigkeiten sollen

- verursachungsgerecht, nicht-diskriminierend, objektiv und transparent sein; und
- nur Nutznießern dieser Leistung verrechnet werden.

Wenn der Nutznießer nicht identifiziert werden kann, sollen diese Kosten auf alle Netznutzer verteilt werden.

Gleichzeitig erlaubt der NC TAR eine gewisse Flexibilität bei der Zuordnung von Tätigkeiten. Falls eine Aufgabe die beiden Kriterien für Fernleitungstätigkeiten nicht erfüllt, kann diese entweder der ersten oder zweiten Kategorie zugeteilt werden. Diese Zuordnung bedarf der Zustimmung der nationalen Regulierungsbehörde.

Welche **Berechnungsmethodik** sieht der NC TAR für Entry/Exit Tarife vor?

Der NC TAR enthält Leitlinien für die Methodik zur Berechnung der Entry- und Exit-Tarife. Ziel ist zunächst, einen Referenzpreis für die jeweiligen Entry/Exit Punkte zu bestimmen („Reference price methodology“). Dieser Referenzpreis bezieht sich

---

<sup>1</sup> Artikel

auf eine nicht-unterbrechbare Kapazität mit einer Laufzeit von 1 Jahr.<sup>2</sup> Der Referenzpreis dient in der Folge auch als Ausgangspunkt für die Bestimmung der Tarife für unterjährige, saisonale sowie unterbrechbare Produkte, welche durch Anwendung von Multiplikatoren auf den Referenzpreis ermittelt werden.

Die Auswahl der Berechnungsmethodik soll im Hinblick auf die Erfüllung der Grundsätze aus Artikel 13 der Verordnung 715/2009 erfolgen. Eine konkrete Vorgabe einer Berechnungsmethodik enthält der NC TAR nicht. Es wird allerdings eine Methode benannt („capacity weighted distance reference price methodology“), die als Referenz für die Beurteilung alternativer Berechnungsmethoden dienen soll.

Insbesondere in Bezug auf die Berechnungsmethodik zeigt sich eine Abschwächung des NC TAR zwischen den einzelnen Entwürfen:

- Dezember 2014 – dieser enthielt noch vier alternative Berechnungsmethoden (Briefmarke, Matrixmethode, Virtual Point Methode sowie Capacity-weighted-distance Methode).
- Juli 2015 – dieser enthielt nur noch zwei Methoden (Briefmarke sowie Capacity-weighted-distance Methode), jedoch bestand auch die Möglichkeit eine alternative Methode anzuwenden, wenn bestimmte Kriterien erfüllt waren.
- Februar 2016 – die Capacity-weighted-distance Methode gilt nur noch als Referenz für die Gegenüberstellung der Ergebnisse aus alternativen Methoden.

Es besteht somit grundsätzlich Flexibilität bei der Auswahl der Berechnungsmethodik für die Entry/Exit Tarife. Der NC TAR sieht jedoch vor, dass eine gewählte Berechnungsmethodik einheitlich und durchgehend angewandt werden muss. Beispielsweise wäre es nicht zulässig, für ausgewählte Entry/Exit Punkte die Tarife auf Basis einer Berechnungsmethodik zu bestimmen, die von der Methodik für andere Punkte abweicht.

#### Was ist unter dem „**Asset cost split**“ zu verstehen?

Die Bestimmung zum „Asset cost split“ wurde erst im Entwurf Februar 2016 aufgenommen. Der „Asset cost split“ ermöglicht eine Aufteilung der Kosten des Transportsystems auf homogene Kundengruppen, z.B. Transiteure und nationale Verbraucher, wodurch die homogenen Kundengruppen mit den Tarifen nur mehr jene Kosten abdecken müssen, die ihnen zugeordnet werden.

Der „Asset cost split“ ist nur zulässig, wenn drei Bedingungen kumulativ erfüllt werden:

- das Verhältnis zwischen den technisch grenzüberschreitenden Exit Kapazitäten und der täglichen Höchstlast der nationalen Nachfrage, welche mit einer Wahrscheinlichkeit von eins in 20 Jahren auftritt, ist größer/gleich 3:1;
- die Anwendung des „Asset cost split“ beseitigt das finanzielle Risiko in Bezug auf die Unterauslastung von bestimmten Anlagen für nationale Verbraucher;

<sup>2</sup> Die Berechnung von Arbeitspreisen sowie für Tätigkeiten, die nicht unter Fernleitungstätigkeiten fallen, wird von der Berechnungsmethodik nicht abgedeckt.

- der „Asset cost split“ findet auf die bestehenden Kapazitäten im Zeitpunkt des Inkrafttretens der Verordnung Anwendung.<sup>3</sup>

Aus den Bedingungen ergibt sich somit auch der wesentliche Zweck des „Asset cost split“: Inländische Verbraucher sollen vor den finanziellen Risiken einer Unterauslastung von Infrastruktur für den Transit geschützt werden. Beispielweise würden die nationalen Verbraucher durch die Tarife nur mehr die Kosten der von ihnen in Anspruch genommenen Transportinfrastruktur abdecken. Gleiches gilt entsprechend für Transitteure. Wenn nun beispielsweise Transitmengen rückläufig sind, hätte das keine Auswirkung auf die nationalen Verbraucher.

Der „Asset cost split“ erfolgt in mehreren Schritten:

- Identifikation der homogenen Kundengruppe, der Netzanlagen und deren Kosten;
- Zuteilung der Netzanlagen auf die homogenen Kundengruppen abhängig von der Benutzung der Netzanlagen durch die homogenen Kundengruppen. Wenn Netzanlagen durch homogene Kundengruppen gemeinsam genutzt werden, dann erfolgt die Zuteilung im Verhältnis zur technischen Kapazität, welche zur Erbringung der Fernleitungstätigkeit für eine Kundengruppe notwendig ist;
- Zuteilung der Kosten auf die entsprechenden Netzanlagen, welche den homogenen Kundengruppen zugeordnet wurden. Die Kosten bestehen aus Kapitalkosten (Abschreibungen und Finanzierungskosten<sup>4</sup>) sowie Betriebskosten. Daraus ergeben sich die zulässigen Erlöse, welche von der jeweiligen homogenen Kundengruppe – Transit und Inland – erhoben werden können;
- Identifikation der relevanten Entry/Exit Punkte für die homogenen Kundengruppe sowie die zugehörigen gebuchten Kapazitäten;
- Berechnung der Entry/Exit Tarife je homogener Kundengruppe auf Basis der zugeteilten Kosten sowie der gebuchten Kapazitäten für die relevanten Entry/Exit Punkte. Bei der Berechnung der Entry/Exit Tarife je homogener Kundengruppe muss jedoch eine einheitliche Berechnungsmethodik verwendet werden. Punkt-zu-Punkt Tarife beispielsweise für den Transit sind auch bei einem „Asset cost split“ nicht zulässig.

Welche **nachträglichen Anpassungen** sind bei Entry/Exit Tarifen möglich?

Durch die Berechnungsmethodik werden Referenzpreise je Entry/Exit Punkt berechnet. Der NC TAR erlaubt jedoch auch nachträgliche Anpassungen („secondary adjustment“) der Referenzpreise:

- **Benchmarking** – dabei kann die nationale Regulierungsbehörde den Referenzpreis für bestimmte Entry/Exit Punkte reduzieren, damit diese ein

<sup>3</sup> Diese Voraussetzungen wären in der Schweiz erfüllt.

<sup>4</sup> Wir verwenden in diesem Zusammenhang „Finanzierungskosten“ als einen Überbegriff. Darunter fallen Systeme z.B. mit einer kalkulatorischen Kapitalverzinsung sowie einer Mischform aus tatsächlichen Fremdkapitalkosten und kalkulatorischen Eigenkapitalkosten.

wettbewerbliches Niveau erreichen. Das wettbewerbliche Niveau bezieht sich dabei auf die Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit von Transitrouten.<sup>5</sup>

- **Vereinheitlichung** – dabei kann ein einheitlicher Referenzpreis für homogene Gruppen von Entry/Exit Punkten angewandt werden. Die homogenen Gruppen können hier sein:
  - Grenzüberschreitende Interkonnektoren als Entry/Exit Punkte;
  - Nationale Entry/Exit Punkte;
  - Speicher Entry/Exit Punkte;
  - LNG Entry/Exit Punkte; und
  - Produktion Entry Punkte.

Die nachträglichen Anpassungen werden Teil der Berechnungsmethodik, d.h. die Anpassung der Referenzpreise erfolgt vor der erstmaligen Anwendung der Tarife. Die Zulässigkeit hat somit auch im Hinblick auf die Erfüllung der Grundsätze aus Artikel 13 der Verordnung 715/2009 zu erfolgen.<sup>6</sup>

#### Was sieht der NC TAR zum **Entry/Exit Split** vor?

Unter dem Entry/Exit Split wird das Verhältnis der Erlöse aus Entry- bzw. Exit-Tarifen verstanden. Beispielsweise bedeutet ein Entry/Exit Split von 60/40, dass 60% der Erlöse aus Entry-Tarifen und 40% der Erlöse aus Exit-Tarifen eingenommen werden.

Der Entwurf vom 31. Juli 2015 enthielt noch explizit eine Bestimmung zum Entry/Exit Split. Diese sah vor, dass der Entry/Exit Split durch die nationale Regulierungsbehörde festgelegt oder genehmigt wird. Zusätzlich wurde noch unterschieden, inwieweit der Entry/Exit Split exogen der Berechnungsmethodik vorgeben wird oder sich endogen aus der Berechnungsmethodik ergibt. Im ersten Fall wurde ein Rückfallwert von 50/50 angeführt, von dem die nationale Regulierungsbehörde jedoch aus bestimmten Gründen abweichen konnte (z.B. Minimierung der Quersubventionen zwischen Netznutzer, insbesondere für nationale Netznutzer und Transiteure; Verhinderung von Barrieren für den grenzüberschreitenden Handel). Für den Fall, dass der Entry/Exit ein Ergebnis der Berechnungsmethodik darstellt, wurde keine Vorgabe gemacht.

Im Entwurf vom 26. Februar 2016 wurde auf eine eigene Bestimmung für den Entry/Exit Split verzichtet. Bei den relevanten Parametern für die

<sup>5</sup> Im Entwurf vom 31. Juli 2015 wurde das noch explizit gemacht und die Verbindung zu Pipe-to-Pipe Wettbewerb hergestellt.

<sup>6</sup> Im Entwurf vom 31. Juli 2015 wurde als Voraussetzung für die Vereinheitlichung noch explizit angeführt: Erhöhung der Versorgungssicherheit, Erhöhung der Stabilität der Tarife, Unterstützung von Wettbewerb im Endkundenbereich, Unterstützung von Wettbewerb für Erneuerbare.

Berechnungsmethodik „Capacity weighed distance“-Methode<sup>7</sup> wird jedoch der Wert 50/50<sup>8</sup> angeführt.

Der Entwurf vom Februar 2016 enthält keine weiteren Bestimmungen, wann beispielsweise vom 50/50 Entry/Exit Split abgewichen werden kann. Es ist jedoch davon auszugehen, dass auch der Entry/Exit Split als Teil der Berechnungsmethodik im Hinblick auf die Erfüllung der Grundsätze aus Artikel 13 der Verordnung 715/2009 zu beurteilen ist.

#### Was ist der **Kostenallokationstest**?

Mit dem Kostenallokationstest soll überprüft werden, inwieweit Quersubventionierungen bestehen zwischen

- Nationalen Netznutzern; und
- Transit-Nutzern.

Dabei werden die Kosten des Transportsystems für nationale Netznutzer und Transit-Nutzer den jeweiligen Erlösen (aus Entry/Exit Tarifen) für nationale Netznutzer und Transit-Nutzer gegenüber gestellt. Daraus wird eine Kennzahl<sup>9</sup> ermittelt.

Wenn das Ergebnis des Kostenallokationstest einen bestimmten Schwellenwert (10%) überschreitet, muss die nationale Regulierungsbehörde diesen Unterschied begründen.

Der NC TAR gibt jedoch nicht konkret vor, wie die Kostenallokation zwischen nationalen Netznutzern einerseits und Transit-Nutzern andererseits bestimmt wird. Es wird nur auf Kostentreiber für die nationale Nutzung sowie für die Transitznutzung verwiesen.

#### Welche Regelungen gibt es zum **Prozess der Festlegung der Entry/Exit Tarife**?

Der NC TAR enthält detaillierte Vorgaben zum Prozess für die Festlegung der Entry/Exit Tarife. Dabei soll mindestens alle 4 Jahre ein Konsultationsdokument zum Entry/Exit Tarifsysteem veröffentlicht werden, das u.a. enthält

- Beschreibung und Begründung für die Berechnungsmethodik;
- Darstellung der Datengrundlage für die Berechnung.

<sup>7</sup> Bei der „Capacity weighed distance“ Methode werden die Entry/Exit Tarife in sequentiellen Schritten berechnet. Zunächst werden für jeden Entry- bzw. Exit-Punkt deren Anteil an den gesamten Entry/Exit-Kapazitäten berechnet. Danach wird die gewichtete Distanz zwischen jedem Entry-/Exit Punkt ermittelt. Für die Gewichtung werden dabei die Anteile an den Gesamtkapazitäten aus dem ersten Schritt verwendet. In einem Folgeschritt werden die Gewichte pro Entry/Exit Punkt ermittelt. Dies Gewichte werden sodann verwendet, um die Erlösanteile pro Entry/Exit Punkt zu ermitteln und sodann durch Division mit den Kapazitäten pro Entry/Exit Punkt die entsprechenden Tarife.

<sup>8</sup> Artikel 8(1)(e) NC TAR

<sup>9</sup> 
$$Kennzahl = \frac{|(Erlöse:Kosten)_{National} - (Erlöse:Kosten)_{Transit}|}{[(Erlöse:Kosten)_{National} + (Erlöse:Kosten)_{Transit}]/2}$$

Das Konsultationsdokument wird entweder von der nationalen Regulierungsbehörde oder vom Gasfernleitungsnetzbetreiber erstellt.

Auf Basis der Ergebnisse der Konsultation verfasst die nationale Regulierungsbehörde ein Dokument, in dem das Entry/Exit Tarifsysteem beschrieben wird, und übersendet dieses an ACER. ACER beurteilt das Dokument und kann danach der nationale Regulierungsbehörde:

- Eine positive Beurteilung des Entry/Exit Tarifsystems; sowie
- Einen Bericht, in dem Punkte angeführt werden, mit denen ACER Anpassungen des Entry/Exit Tarifsystems vorschlägt, übersenden.

Die nationalen Regulierungsbehörden sollen im Anschluss (innerhalb von 4 Monaten) eine begründete Entscheidung zum Entry/Exit Tarifsysteem veröffentlichen und dabei auch auf die von ACER vorgeschlagenen Anpassungen eingehen.

Im Anschluss sind alle relevanten Informationen zur finalen Berechnungsmethodik, zugrunde liegenden Daten, Ergebnisse im Hinblick auf Entry/Exit Split und Kostenallokationstest, resultierende Referenzpreise, etc. durch die nationalen Regulierungsbehörden zu veröffentlichen.

### 2.1.3 Europäische Regelungen – Einordnung

Aus den Europäischen Regelungen können erste praktikable Lösungen für die Schweiz bei der Ausgestaltung des Entry/Exit Tarifsystems abgeleitet werden, welche für die nachfolgenden Fragestellungen des BFE relevant sind.<sup>10</sup>

---

<sup>10</sup> Falls mittelfristig ein Gasabkommen der Schweiz mit der EU angestrebt wird und die wesentlichen Bestimmungen in diesem Bereich in die Schweizer Rechtsordnung übernommen werden müssen, hat die EU-Gesetzgebung auch rechtliche Auswirkungen auf die Schweiz.

**Abbildung 8. Europäische Regelungen – Einordnung**

Themen	Europäische Regelung	Relevant für Fragestellung
Entry/Exit Tarifsysteem als Standard	Tarife auf Fernleitungsebene müssen auf Basis eines Entry/Exit Tarifsystems erfolgen. Dies gilt auch für den Fall des „Asset-cost-split“	Integration Transite in Entry/Exit Tarifsysteem
Übergangsfristen für vertragspfad-abhängige Tarife	Vertragspfad abhängige Tarife sind nicht mehr zulässig und müssen in bestimmter Übergangsfrist in Entry/Exit Tarife überführt werden	Integration Transite in Entry/Exit Tarifsysteem
Keine Quer-subventionierungen zwischen Netznutzern	Tarife sollen Quersubventionen zwischen den Netznutzern vermeiden. U.a. umgesetzt durch Kostenallokationstest	Kostenabgrenzung für Transit- und Inlandgastarife
Kostenorientierung der Tarife	Tarife sollen die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen	Kostengrundsätze/ -abgrenzung für Transitgastarife
Berechnungsmethodik für Entry/Exit Tarifsysteem	NC TAR lässt Flexibilität bei Auswahl der Berechnungsmethodik. Berechnungsmethodik muss jedoch begründet werden	Nachvollziehbare, sachgerechte Berechnungsmethodik
Separate Entry/Exit Tarif-Bestimmung für homogene Kunden möglich	NC TAR sieht die Möglichkeit von separaten Entry/Exit Tarifen für homogene Kundengruppen unter bestimmten Voraussetzungen vor. Dabei muss jedoch einheitliche Berechnungsmethodik angewandt werden.	Integration Transite in Entry/Exit Tarifsysteem. Exit-Tarife für Transite und inländische Exits können differieren
Nachträgliche Anpassungen der Tarife zulässig	Individuelle Reduktion von Entry/Exit Tarifen zur Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit von Gasrouten zulässig. Einheitliche Tarife für homogene Kundengruppen zulässig.	Einheitliche Entry- und Exit-Tarife (ja/nein); Exit Tarife für Transite und inländische Exits können differieren
Konsultation und Veröffentlichung	Transparenter Prozess inklusive Einbindung aller Stakeholder zur Bestimmung der Entry/Exit Tarife	Nachvollziehbare, sachgerechte Berechnungsmethodik

Quelle: Frontier

## 2.2 Transitgastarife und Kostenabgrenzungen international/national

In diesem Abschnitt diskutieren wir die Abgrenzung der Kosten der Transitgasleitung auf schweizerische und internationale Kunden. Wir gehen hierbei wie folgt vor:

- Ausgangspunkt ist die Darstellung des Status Quo in der Schweiz.
- Im Anschluss betrachten wir internationale Fallbeispiele für Kostenabgrenzung auf inländische und internationale Kunden für Länder mit einem hohen Transitanteil.
- Danach diskutieren wir die Auswirkung der Anwendung der Kostengrundsätze für schweizerische Gasnetzbetreiber auch auf die Transitgaskosten.

- Abschließend erörtern wir mögliche Kostenallokationsschlüssel für die Aufteilung der Kosten der Transitgasleitung auf die schweizerischen und internationalen Kunden.

Die Fragestellung, welche Auswirkungen sich bei einer Integration der Transitflüsse und damit der Transitzkosten und -tarife in das schweizerische Entry-Exit Tarifsysteem ergeben, behandeln wir in **Abschnitt 2.3**.

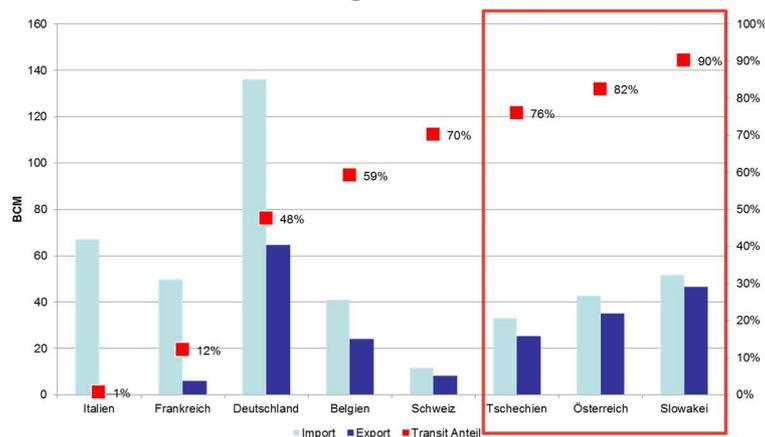
## 2.2.1 Status Quo – Transitzgastarife und Kostenabgrenzung

Nach Information der Swisssgas AG sind für die Schlüsselung der Kosten der Transitzgas AG auf Swisssgas AG und FluxSwiss die Exit Kapazitäten, multipliziert mit den Leitungslängen, relevant. Diese Kostenberechnung ergibt eine Aufteilung von etwa 12% Swisssgas AG bzw. 88% FluxSwiss auf der Hauptleitung (Wallbach-Griespass) sowie 9% Swisssgas und 91% Fluxswiss auf der Nebenleitung (Oltingue-Lostorf).

## 2.2.2 Internationale Fallbeispiele und Schlussfolgerungen für die Schweiz

In diesem Abschnitt diskutieren wir, wie in ausgewählten europäischen Ländern mit einem hohen Transitzanteil mit der Zuordnung der Kosten des Gastransportsystems auf Transitz und Inlandstransport umgegangen wird. Ausgangspunkt für die Auswahl von relevanten Ländern ist dabei eine Analyse der Transitzanteile. **Abbildung 9** zeigt, dass die Länder Tschechien, Österreich sowie Slowakei für den Betrachtungszeitraum der Abbildung einen höheren Transitzanteil als die Schweiz aufweisen<sup>11</sup>. Belgien lag leicht darunter. Somit bieten sich diese Länder als Fallstudien an.

**Abbildung 9. Transitzanteile in ausgewählten Ländern**



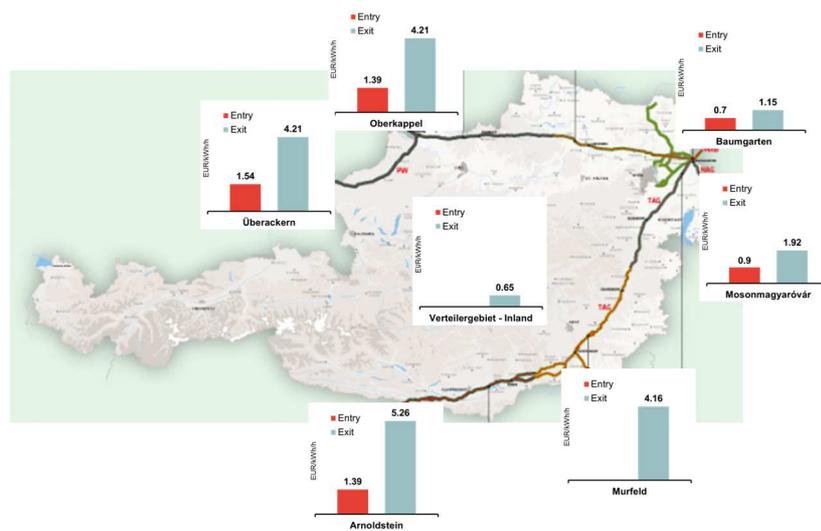
Quelle: UK GOV Department of Energy & Climate Change: Physical gas flows across Europe and diversity of gas supply in 2012

<sup>11</sup> Entsprechend dem Geschäftsbericht der Transitzgas AG lag der Transitzanteil (= Exporte/Importe) gemessen nach TWh für das Jahr 2014 bei über 80%.

## Österreich – keine Trennung zwischen Transit und Inland

In Österreich wurde 2013 ein Entry/Exit Tarifsystem eingeführt. Dabei wurden alle langfristigen Punkt-zu-Punkt-Verträge sofort in das Entry/Exit System überführt und keine Trennung zwischen Transit und Inlandstransport vorgenommen. Es zeigt sich jedoch, dass bei der Ausgestaltung der Tarife an den einzelnen Entry- und Exit-Punkten der Transitcharakter des Landes sowie die typischen Gasflüsse im Jahr 2012 berücksichtigt wurden.

Abbildung 10. Entry/Exit Tarife in Österreich für die Periode 2013-2016



Quelle: Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013

- **Entry von Gas in Baumgarten und Exit in Arnoldstein (Richtung Italien)** – Österreich stellt ein wichtiges Transitland von „russischem Gas“ aus der Slowakei nach Italien dar. Das Gas fließt hier vom günstigen Entry „Baumgarten“ (0,7 EUR/kWh/h) über den teuren Exit „Arnoldstein“ (5,26 EUR/kWh/h) nach Italien. Durch den teuren Exit-Tarif wird hier ein hoher Anteil der Erlöse bei den Transiteuren erhoben.
- **Entry von Gas in Baumgarten und Exit in Murfeld (Richtung Slowenien)** – Ein ähnliches Bild kann für den Gasfluss nach Slowenien festgestellt werden. Auch dort fließt das Gas vom günstigen Entry „Baumgarten“ (0,7 EUR/kWh/h) über den teuren Exit „Murfeld“ (4,16 EUR/kWh/h) nach Slowenien.
- **Entry von Gas in Baumgarten und Exit in Oberkappel/Überackern (Richtung Deutschland)** – Ein ähnliches Bild gilt für den Gasfluss nach Deutschland. Das Gas fließt hier vom günstigen Entry „Baumgarten“ (0,7 EUR/kWh/h) über den teuren Exit „Oberkappel/Überackern“ (4,21 EUR/kWh/h) nach Deutschland.
- **Exit Inland** – Im Vergleich zu den Exit-Tarifen ins Ausland ist der Exit-Tarif für die Ausspeisung in das Inland deutlich geringer. In Verbindung mit den tendenziell günstigen Entry-Tarifen ist somit ersichtlich, dass der Transit einen deutlichen Anteil der Gesamtkosten des Fernleitungssystems in Österreich trägt. Eine veröffentlichte Zahl zur Kostenzuordnung liegt jedoch nicht vor.

Durch die Tarifstruktur ergibt sich ein Entry/Exit Split für die Einhebung der Erlöse von 20/80, d.h. 20% der zulässigen Erlöse werden über Entry-Tarife und 80% über Exit-Tarife eingehoben. Der geringe Tarif für den Exit Inland weist jedoch darauf hin, dass der Großteil der Erlöse aus Exit-Tarifen an den grenzüberschreitenden Exit Punkten erhoben wird.

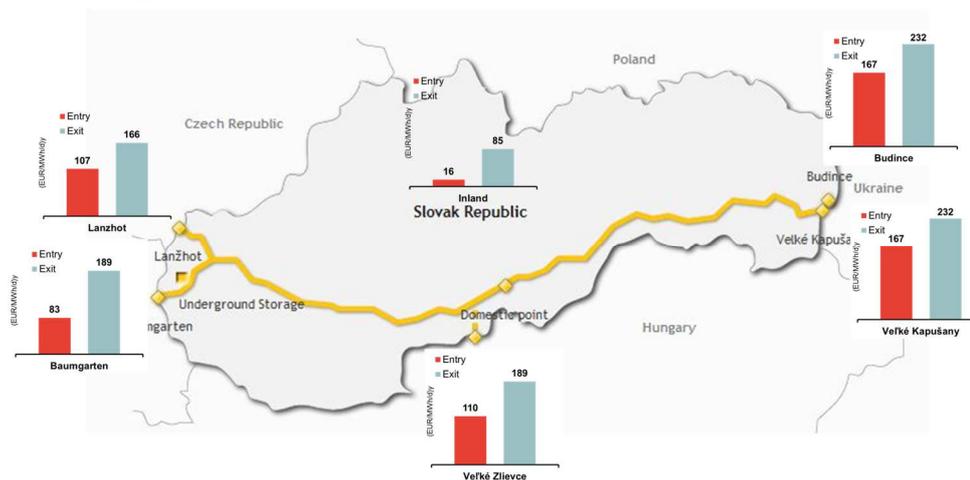
Durch die Integration des Transits wird das Auslastungsrisiko des Pipelinesystems auf alle Netzkunden, d.h. Inland und Transit, verteilt. Die Regulierungsbehörde, E-Control, steuerte dem entgegen, indem das Volumenrisiko teilweise auf die Fernleitungsnetzbetreiber übertragen wurde. Das Volumen der gebuchten Kapazitäten je Entry/Exit Punkt, welches für die Tarifbestimmung verwendet wird, wurde durch ein „Referenzvolumen“ nach unten begrenzt. Eine Reduktion des Volumens unter dieses Referenzvolumen kann somit nicht an die Netznutzer (Inland und Transit) weiter gegeben werden. Die Übernahme des Volumenrisikos wird den Fernleitungsnetzbetreibern durch einen Aufschlag auf die Eigenkapitalverzinsung abgegolten.

### Slowakei – keine Trennung zwischen Transit und Inland

In der Slowakei gibt es wie in Österreich keine Trennung zwischen Inlands-transport und Transit.

Auch in der Slowakei lässt sich ein Fokus auf die Exit Tarife ins Ausland feststellen. Die Exit-Tarife ins Ausland sind durchgehend höher als die Entry- Tarife, wobei die Differenz zwischen den Entry/Exit Tarifen an den einzelnen Punkten nicht so deutlich ist wie in Österreich. Weiterhin ist der Exit-Tarif im Inland mit Abstand günstiger als die Exit-Tarife an den Grenzübergabepunkten.

**Abbildung 11. Entry/Exit Tarife in Slowakei in 2015**



Quelle: Eustream, Tariffs for Access to the Transmission Network and Gas Transmission, valid from 02 October 2015

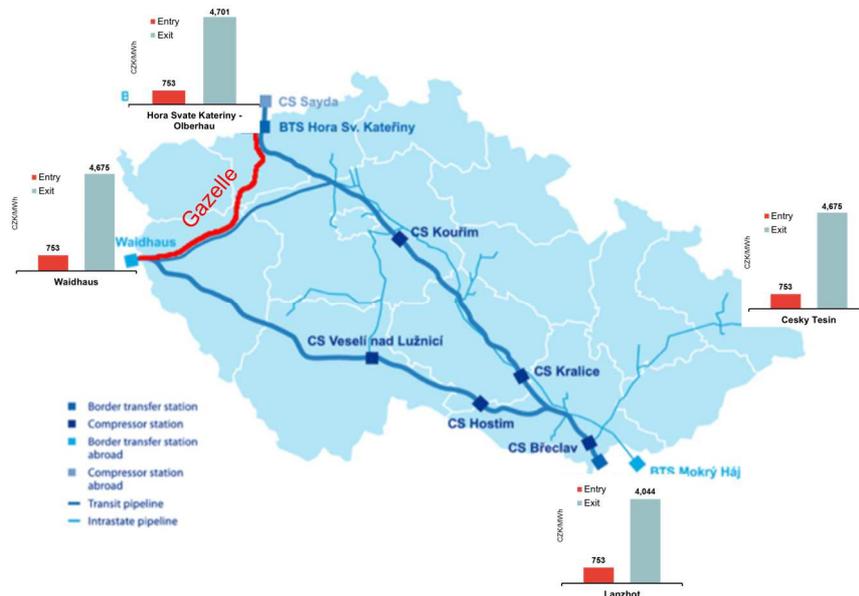
Das Auslastungsrisiko für das Gassystem liegt sowohl beim Inlandsverbrauch als auch dem Transit.

### Tschechien – keine Trennung zwischen Transit und Inlandstransport, aber Ausnahme für Gazelle Pipeline

Auch in Tschechien gibt es keine Trennung zwischen Inlandstransport und Transit.

Die Entry/Exit Tarife weisen eine ähnliche Struktur wie in Österreich und der Slowakei auf. Auch hier wird ein Fokus auf Exit-Tarife ins benachbarte Ausland gelegt. Die korrespondierenden Entry-Tarife sind entsprechend niedriger. Der Exit ins Inland wird über einen jährlichen absoluten Gesamtbetrag (CZK) vergütet, welcher von Verteilnetzen zu bezahlen ist.

**Abbildung 12. Entry/Exit Tarife in Tschechien für 2014**



Quelle: Energy Regulatory Office Price Decision No. 4/2014 of 25 November 2014, on regulated prices related to gas supply

Die Transportpipeline „Gazelle“ fällt nicht unter das Entry/Exit Tarifsystem in Tschechien. Die Gazelle, die 2013 in Betrieb genommen wurde, ist eine Verlängerung der North Stream und Opal und dient vornehmlich dem Gastransit für russisches Gas von Ostdeutschland nach Süddeutschland. Für die Pipeline wurde bis 2023 eine Ausnahmegenehmigung für den Netzzugang Dritter (Third-Party-Access-Exemption) durch die Europäische Kommission gewährt (im Strombereich CH: Merchant-Line). Generell ist die Gazelle Pipeline für das Gassystem in Tschechien nicht relevant.

Das Auslastungsrisiko für das Gassystem (mit Ausnahme der Gazelle Pipeline bis 2023) liegt in Tschechien sowohl beim Inlandsverbrauch als auch beim Transit.

### Belgien

Die Struktur der Entry/Exit Tarife in Belgien ähnelt jenen in den oben beschriebenen Ländern. Auch in Belgien sind die Entry-Tarife an den Interkonnektoren niedriger als die Exit-Tarife an den Interkonnektoren.

Die Exit-Tarife ins Inland selbst sind noch einmal unterschiedlich geregelt. Die Ausspeisungen ins Inland sind teilweise unentgeltlich: So weist der Netzbetreiber des Fernleitungsnetzes dem Verteilnetzbetreiber monatlich eine kostenfreie Exit Kapazität zu. Diese berechnet sich auf Grundlage der Marktanteile bei den Endkunden in den Verteilnetzen. Exit-Entgelte für die Ausspeisung im Inland fallen nur für Endkunden an, die direkt am Exit Punkt Inland angeschlossen sind. Kunden

die an das Verteilnetz angeschlossen sind, profitieren dagegen von den kostenfreien Exit Kapazitäten.

### Internationale Fallbeispiele – Schlussfolgerungen für die Schweiz

Aus den Fallbeispielen können die nachfolgenden Schlussfolgerungen für die Schweiz gezogen werden:

- **Integration von Transit- und Inlandssystem im Entry/Exit Tarifsysteem in allen Ländern** - Keines der ausgewählten Länderbeispiele nimmt eine generelle Trennung von Transit- und Inlandssystem vor. Eine solche Trennung ist auch in keinem anderen europäischen Land vorzufinden. In Belgien war diese Trennung bis 2012 implementiert. Bei der Einführung des Entry/Exit Tarifsystems wurde ein paralleles System für Inland und Transit in Betracht gezogen, jedoch verworfen.
- **Trennung von Gasleistungssystemen nur bei Third-Party-Access-Exemption** - Die separate Behandlung von Leitungen erfolgt nur bei neuen Investitionsprojekten, sofern diese eine Ausnahmegenehmigung für den Netzzugang (Third-Party-Access Exemption) zugesprochen bekommen haben. Als Beispiel gilt hier die Gazelle Pipeline in Tschechien, welche 2013 in Betrieb genommen wurde.
- **Sachgerechte Zuordnung der Erlöse und Kosten auf Inland und Transit durch Ausgestaltung des Entry/Exit Tarifsystems** - Sowohl Österreich, Slowakei, Tschechien als auch Belgien bilden durch die Ausgestaltung der Struktur der Entry/Exit Tarife den Transitcharakter des Landes ab. Der starke Fokus auf Exit-Tarife ins benachbarte Ausland soll sicherstellen, dass kein „zu hoher“ Anteil der Netzkosten von Inlandsverbrauchern zu tragen ist.
- **Auslastungsrisiko trifft grundsätzlich alle Netznutzer** - Grundsätzlich wird das Auslastungsrisiko sowohl vom Inlandsverbrauch als auch vom Transit getragen, d.h. falls z.B. der Transit sinkt, können die Tarife für den Inlandsverbrauch entsprechend ansteigen. In Österreich wird dieses Auslastungsrisiko jedoch teilweise durch die Gasfernleitungsnetzbetreiber getragen, was im Gegenzug durch einen Aufschlag auf die Eigenkapitalverzinsung abgegolten wird. In Belgien sind die Kunden von Gasverteilnetzen jedoch weniger vom Auslastungsrisiko betroffen, da hier für die Ausspeisung von Fernleitungsnetz in das Verteilnetz keine Exit-Tarife anfallen.

### 2.2.3 Transitgas – Grundsätze für Kostenanrechnung

Die Kosten für den Transit werden derzeit aus zwei Kostenblöcken gebildet (siehe **Abbildung 13**):

- **Transitgas AG Kosten (anteilig)** – Diese werden über ein Pachtentgelt anteilig an FluxSwiss weiterverrechnet. Das FluxSwiss Pachtentgelt bezieht sich dabei auf den Anteil der TransitgasAG Kosten rein für den Transit. Der andere Anteil der Kosten wird über ein Pachtentgelt an Swissgas weiterverrechnet. Das Pachtentgelt enthält die Betriebskosten sowie Kapitalkosten (Abschreibungen, Finanzierungskosten) der TransitgasAG.

- **FluxSwiss Kosten (100%)** – Zusätzlich müssen bei den Kosten für den Transit noch die FluxSwiss Kosten selbst hinzugerechnet werden. Diese bestehen einerseits aus dem Pachtentgelt, das an die Transitgas AG bezahlt wird, und den eigenen Kosten für Betriebskosten, Abschreibungen und Finanzierungskosten.

**Abbildung 13. Transitgaskosten – Bestandteile**



Quelle: Frontier

Die Anwendbarkeit der allgemeinen Kostengrundsätze, welche in Frontier/BET (2015) dargestellt wurden, muss sich somit einerseits auf die TransitgasAG Kosten, welche die Grundlage des Pachtentgeltes bilden, sowie die eigenen FluxSwiss Kosten beziehen.

### Kostenermittlung – Betriebskosten, Kapitalkosten, Steuern und Abgaben

Die Kostenermittlung umfasst die Bestimmung der Betriebskosten, Kapitalkosten sowie Steuern und Abgaben für TransitgasAG sowie FluxSwiss. Die anzuwendenden Grundsätze der Kostenermittlung entsprechen denen aus Frontier/BET (2015).

Für die Betriebskosten gilt, dass diese aus dem Personal- und Materialaufwand, sonstigen Aufwand sowie Aufwand für Fremdleistungen bestehen und transparent aus der Finanzbuchhaltung abgeleitet werden müssen. Davon sind die aktivierten Eigenleistungen in Abzug zu bringen.

Die Kapitalkosten setzen sich zusammen aus:

- **Abschreibungen** - Dabei gelten die Grundsätze einer linearen Abschreibungsmethodik, keine Abschreibungen unter null sowie die Verwendung von betriebsüblichen Abschreibedauern. Grundlage für die Abschreibungen sollten die historischen Anschaffungs- und Herstellungswerte sein, wie sie auch für die über-/regionalen Gasnetze zur Anwendung gelangen.
- **Finanzierungskosten** - Diese bestehen aus dem regulierten Anlagevermögen sowie dem Finanzierungskostensatz (WACC). Die Bewertung des regulierten Anlagevermögens erfolgt auf Basis von historischen Anschaffungs- und Herstellungswerten sowie ein risikoadäquater WACC.

### Kostenabgrenzung und Kostenschlüsselung

Die Transitgas AG betreibt und unterhält das Transportsystem in der Schweiz. FluxSwiss vermarktet die Kapazitäten der Transitgas-Leitung, die für Transporte verwendet werden. Auf Basis des Geschäftszwecks der Transitgas AG und FluxSwiss ist darauf zu schließen, dass die Kosten im Wesentlichen für den Netzbetrieb anfallen und somit Fragen der Kostenabgrenzung und –schlüsselung

weniger ins Gewicht fallen. Trotzdem sind auch für die Transitgas AG und FluxSwiss die Grundsätze aus Frontier/BET (2015) anwendbar.

### Berechnung Pachtentgelt sollte Kostengrundsätzen folgen

Die TransitgasAG verrechnet derzeit ihre Kosten durch das Pachtentgelt an FluxSwiss (sowie Swissgas AG) weiter. Damit auch auf der Transportebene das Prinzip der Kostenorientierung bei den Tarifen zur Anwendung gelangt, muss das Pachtentgelt den Kosten der Transitgas AG, welche auf Basis obiger Kostengrundsätze bestimmt werden, entsprechen. Dadurch wird sichergestellt, dass die Höhe der Transitgaskosten von der organisatorischen Ausgestaltung, d.h. FluxSwiss pachtet Kapazitäten von der Transitgas AG, unabhängig ist.

### Schlussfolgerung und Empfehlung – Anwendung der Kostengrundsätze

Die Kostengrundsätze für lokale Netze sowie über-/regionale Netze lassen sich auch auf die Transitgaskosten anwenden. Die Auswirkungen auf die aktuelle Höhe der Transitgaskosten sind auf Basis der zur Verfügung stehenden Informationen nicht abschätzbar.

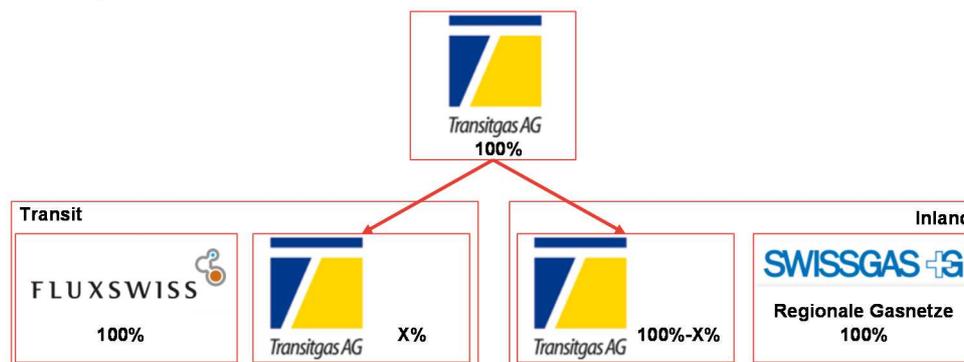
Wir empfehlen die allgemeinen Kostengrundsätze, welche für die überregionalen/regionalen sowie lokalen Netzbetreiber im GasVG sowie dem GasVV verankert werden, äquivalent auch auf die Transitgaskosten anzuwenden.

Dies gilt unabhängig davon, ob der Transit in das Entry/Exit Tarifsysteem integriert wird oder nicht. Auch im Falle der Nicht-Integration sollte das Pachtentgelt, welches von der Swissgas AG an die TransitgasAG für die Benutzung des Transitgas-Systems für den nationalen Gebrauch, bezahlt wird, den gleichen Kostengrundsätzen folgen, die bei der Bestimmung der zulässigen Kosten von der Swissgas AG selbst verwendet werden.

## 2.2.4 Transitgaskosten – Kostenallokation auf schweizerische und internationale Netznutzer

Auf der Grundlage der Kostengrundsätze aus **Abschnitt 2.2.3** können die Kosten der TransitgasAG bestimmt werden. Es stellt sich im Anschluss die Frage, wie diese Kosten auf den Transit und das Inland verteilt werden sollen.

**Abbildung 14. Kostenallokation auf Transit und Inland**



Quelle: Frontier

## Ökonomische Prinzipien für Kostenallokation

Der Kostenallokation sind verschiedene ökonomische Prinzipien zugrunde zu legen, die sich u. a. in den europäischen Regelungen zum Entry/Exit Tarifsysteem finden:

- **Kostenverursachung** – die Tarife für die Netznutzer sollten dem Grundsatz der Kostenverursachung folgen. Daraus folgt, dass die Aufteilung der Transitgas AG Kosten auf Transit und Inlandstransport auch der Kostenverursachung entsprechen sollte.
- **Auslastungsrisiko** – im NC TAR wurde das Auslastungsrisiko durch den „Asset cost split“ explizit als Kriterium bei der Ausgestaltung des Tarifsystems angeführt. Als Schlüssel für die Kostenallokation von gemeinsam genutzten Leitungen wurde dabei die technische Leitungskapazität angeführt.
- **Wettbewerb** – bei der Ausgestaltung der Tarife ist auch die Wirkung der resultierenden Entry/Exit Tarife auf den Wettbewerb, insbesondere den Wettbewerb mit alternativen Gasrouten, zu berücksichtigen. Dies kann dazu führen, dass Abweichungen von der Kostenverursachung bei der Kostenallokation zugunsten des Transits möglich sind.

Zusätzlich ist die Transparenz bei der Bestimmung der Tarife wesentlich. Dies steht in engem Zusammenhang mit der Ausgestaltung der Regulierungssystematik an sich.

**Kostenverursachung** - Bei Gasfernleitungsnetzbetreibern stellt die Bereitstellung von Leitungskapazitäten den wesentlichen Kostentreiber dar. Dies findet sich auch in der Definition der Fernleitungstätigkeiten im NC TAR (Tätigkeiten, deren Kosten durch die beiden Kostentreiber Kapazität und Distanz verursacht werden). Es bietet sich somit die Kapazität in Verbindung mit der Distanz als Allokationsschlüssel für die Kosten auf Transite und Inlandstransport an. Dabei stehen zwei Optionen zur Verfügung:

- Gebuchte Kapazitäten;
- Buchbare (technische) Kapazitäten.

Bei der Aufteilung der Transitgas-AG-Kosten nach gebuchten Kapazitäten erfolgt eine Orientierung an der tatsächlichen Nutzung der TransitgasAG Leitung durch den Transit und das Inland. Der Vorteil bei gebuchten Kapazitäten besteht darin, dass es sich um einen transparenten und einfach zu bestimmenden Allokationsschlüssel handelt. Der Nachteil kann jedoch darin bestehen, dass Schwankungen bei den gebuchten Kapazitäten für Transit und Inland über die Zeit zu laufenden Anpassungen beim Kostenschlüssel führen könnten. Dieser Nachteil könnte jedoch durch einen mehrjährigen rollenden Durchschnitt der gebuchten Kapazitäten begegnet werden.

Die Schwankungen können jedoch durch eine Orientierung an den buchbaren (technischen) Kapazitäten verhindert werden. Der Kostenschlüssel ist dabei über die Zeit konstant, sofern sich die technischen Gesamtkapazitäten nicht ändern. Eine Herausforderung dabei ist, die notwendigen technischen Kapazitäten für das Inland sowie den Transit zu identifizieren. Diese kann sich an den gebuchten Kapazitäten orientieren, z. B. könnte ein langjähriger historischer Durchschnitt der

gebuchten Kapazitäten als Aufteilungsschlüssel für die technischen Kapazitäten dienen.

Eine andere Variante wäre die Anknüpfung am Inlandsverbrauch. Auf Basis des Inlandsverbrauchs (historisch und/oder künftig) kann die technisch notwendige Kapazität für die sichere Versorgung des Inlands abgeleitet werden. Diese kann sich aus dem (stündlichen/täglichen) höchsten Inlandsverbrauch plus einer Sicherheitsmarge ergeben. Die notwendige technische Kapazität für das Inland ist dann ins Verhältnis zur technischen Gesamtkapazität der Transitgas Leitung zu setzen. Daraus wird dann der Kostenanteil für das Inland sowie aus dem verbleibenden Rest für den Transit abgeleitet.

**Auslastungsrisiko** - Der NC TR sieht die Möglichkeit eines „Asset cost split“ für den Fall vor, dass dadurch das finanzielle Risiko für nationale Netznutzer reduziert wird. Dieses bezieht sich im Wesentlichen auf das Auslastungsrisiko von bestimmten Leitungsabschnitten, die homogenen Kundengruppen, z.B. Transit und Inland, zugeordnet werden können. Als Allokationsschlüssel für gemeinsam genutzte Leitungsabschnitte durch Inlandstransport und Transit, wird die technische Kapazität angeführt. Dies trifft für die Gasleitung der Transitgas AG zu.

Das Auslastungsrisiko der TransitgasAG Kosten können unterschiedlich verteilt werden:

- **Unbefristete Fixierung des Allokationsschlüssels für die TransitgasAG Kosten** – dabei wird der Allokationsschlüssel über einen unbefristeten Zeitraum fixiert. Das Inland trägt somit nur noch das Auslastungsrisiko für die TransitgasAG Kosten entsprechend dem fixen Allokationsschlüssel. Sinkt die gebuchte Kapazität für Transit, wirkt sich das nicht in höhere Tarife für das Inland aus und vice versa.
- **Jährlich variabler Allokationsschlüssel** – Im Falle eines jährlich variablen Allokationsschlüssel wird das Auslastungsrisiko zwischen ausländischen und schweizerischen Netznutzer geteilt. Durch die jährliche Variation des Allokationsschlüssels mit der gebuchten Kapazität für Ausland und Inland kommt es zu einer wechselseitigen Übernahme des Auslastungsrisikos für die TransitgasAG Kosten. Sinken die gebuchten Kapazitäten für das Ausland, dann steigt der Kostenanteil für das Inland und vice versa.

Dazwischen sind noch weitere Lösungen möglich. Der Allokationsschlüssel könnte über eine bestimmte Zeitperiode (z.B. 4-5 Jahre) fixiert werden und danach einer neuerlichen Evaluierung unterzogen werden. Dabei ist das Auslastungsrisiko nur während des Zeitraums für das Inland und den Transit fixiert.

Das Auslastungsrisiko könnte jedoch auch asymmetrisch auf Inland und Transit verteilt werden. Dabei wird der maximale Anteil für die TransitgasAG Kosten für die schweizerischen Netznutzer einmalig auf Basis gebuchter Kapazitäten fixiert (z.B. 20%). Steigt in den Folgejahren der Transit an, wird der Inlandskostenblock entsprechend auf unter 20% reduziert. Bei einer Reduktion des Transits verbleibt der Inlandskostenblock weiterhin bei 20%.

Folgt man dem Zweck des NC TR für den „Asset cost split“, ist tendenziell von einer Fixierung des Allokationsschlüssels über eine längere Zeitperiode auszugehen.

**Wettbewerb** - Während der NC TAR mit dem „Asset cost split“ ein Instrument zum Schutz der inländischen Netznutzer vorsieht, wird gleichzeitig durch eine nachträgliche Anpassung von Tarifen die „Begünstigung“ des Transits ermöglicht. Grund dafür ist, dass ausländische Shipper ggf. die Möglichkeit haben, über alternative (konkurrierende) Routen das Gas zu transportieren. Falls „zu viele“ Kosten den ausländischen Shippern auferlegt werden, könnte die gebuchte Kapazität für den Transit zurückgehen. Der Erlösausfall müsste dann durch inländische Netznutzer abgedeckt werden.

Um dies zu verhindern, können punktuell Entry/Exit Tarife (bzw. äquivalent die Kosten, die den Entry/Exit Tarifen zugeordnet werden) reduziert werden. Dadurch bleibt eine Gasroute weiterhin konkurrenzfähig, und mittelfristig können die Kapazitätsbuchungen für den Transit sogar steigen, wovon auch nationale Netznutzer profitieren. Entscheidend für die Schweiz sind somit in diesem Zusammenhang zwei Fragestellungen:

- Was sind die relevanten alternativen Routen für den Gastransit durch die Schweiz? Derzeit ist v.a. die Gasroute über Österreich nach Italien relevant.
- Wie ist die Preiselastizität der inländischen Netznutzer, d.h. welche Auswirkungen hätten höhere Inlandstarife auf die gebuchten Kapazitäten? Tendenziell ist davon auszugehen, dass ausländische Netznutzer eine höhere Preissensitivität aufweisen als inländische, wenn alternative Gasrouten vorhanden sind.

Vor dem Hintergrund von internationalem Wettbewerb könnte somit eine Allokation der Transitgas-AG-Kosten zugunsten des Transits von Vorteil sein, um wettbewerbsfähige Tarife zu erreichen.

Die Prinzipien für Kostenallokation werden im Folgenden für die beiden Varianten:

- Variante „Integration Transitflüsse und –kosten“; und
- Variante „Keine Integration Transitflüsse und –kosten“

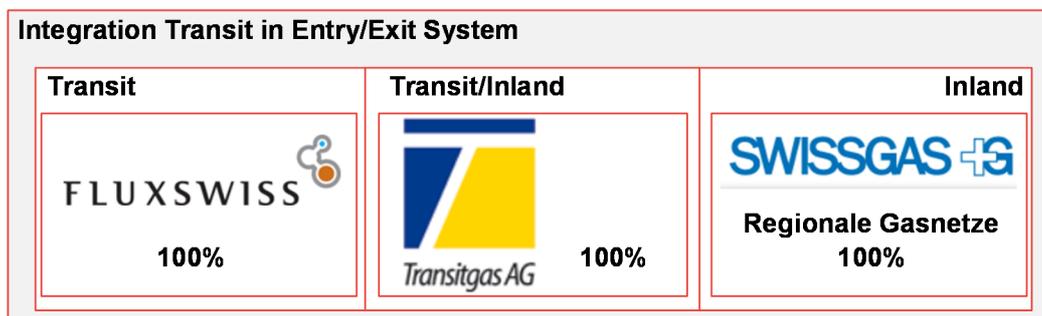
diskutiert.

### Variante „Integration Transitflüsse und –kosten“

Bei der Integration der Transitflüsse/-kosten in das Schweizerische Entry/Exit Tarifsystem wird ein Kostenblock definiert bestehend aus:

- FluxSwiss-Kosten (100%);
- Transitgas-AG-Kosten (100%);
- Swissgas/regionale Gasnetze (100%).

**Abbildung 15. Integration Transitflüsse/-kosten und Kostenallokation Inland/Transit**



Quelle: Frontier

Die Entry/Exit Tarife werden derart bestimmt, dass der gesamte Kostenblock durch die Tariferlöse gedeckt wird. Wir gehen davon aus, dass die einzelnen Kostenblöcke auf Basis der Kostengrundsätze in **Abschnitt 2.2.3** bestimmt werden.

Die Integration der Transitflüsse/-kosten bewirkt, dass die Allokation der Transitgas-AG-Kosten auf Transit und Inlandstransporte als Vorstufe bei der Bestimmung der Entry/Exit Tarife im Vergleich zur Variante „Keine Integration“ an Relevanz verliert:

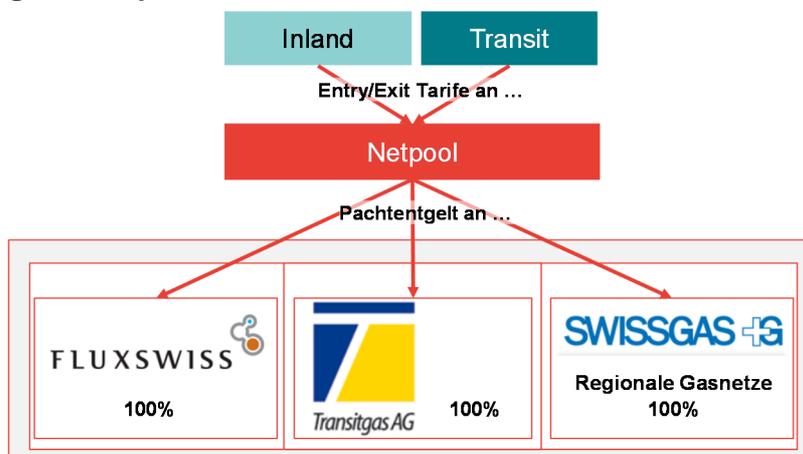
- **Kostenverursachung Transit/Inland** - ist weiterhin für die Beurteilung der Entry/Exit Tarife im Hinblick auf Quersubventionierungen zwischen Inland und Transit relevant. Dabei bietet sich die gebuchte Kapazität in Verbindung mit der Leitungslänge als relevanter Kostentreiber an. Falls in einem einheitlichen Entry/Exit Tarifsystem keine getrennte Buchung für Entry Kapazitäten für FluxSwiss (Transit) und Swissgas (Inland) vorgenommen werden, bietet sich für den Anteil Inland die gebuchte Exit Kapazität in die Schweiz sowie für den Anteil Transit die Differenz zwischen gebuchten Entry Kapazitäten und den gebuchten Exit Kapazitäten in die Schweiz an.
- **Wettbewerb** - Dabei kann bei der Ermittlung der Entry/Exit Tarife eine Beurteilung durchgeführt werden, inwieweit eine nachträgliche Anpassung einzelner Entry/Exit Tarife gerechtfertigt ist.
- **Auslastungsrisiko** - Durch den einheitlichen Kostenblock kommt es grundsätzlich zu keiner Trennung des Auslastungsrisikos für Inland und Transit. Gleichzeitig besteht jedoch eine höhere Flexibilität, dem Auslastungsrisiko durch eine gesamthafte Festlegung der Entry/Exit Tarife entgegen zu wirken: Es besteht z. B. die Möglichkeit, durch die Tarifgestaltung neue Gasflüsse „anzulocken“ und somit insbesondere die Auslastung durch Transit zu erhöhen. Dabei kann kurzfristig eine Kostenallokation zugunsten des Transits in Kauf genommen werden. Im Ergebnis bedeutet dies einen „variablen Allokationsschlüssel“, welcher von der Balance zwischen Kostenverursachung und Wettbewerb abhängt.

Die Integration von Transitflüssen/-kosten hat somit den Vorteil, dass bei der Tarifgestaltung eine höhere Flexibilität gegenüber der Nicht-Integration ermöglicht wird. Nachteilig ist, dass keine klare Trennung des Auslastungsrisikos zwischen Transit und Inland erfolgt. Eine Reduktion der Transitmengen schlägt sich dabei in höheren Tarifen für das Inland nieder.

Letzteres ist jedoch nicht zwingend notwendig. Dies kann unter der Annahme, dass die von VSG geplante Struktur von Netpool auch die Transitkosten inkludiert, illustriert werden. Dabei würde gelten:

- **Kosten von Netpool** - Diese ergeben sich aus den Pachtentgelten, welche Netpool an FluxSwiss, TransitgasAG, Swisssgas sowie die regionalen Gasnetze bezahlt. Die Pachtentgelte wiederum bestimmen sich aus den Kosten der einzelnen Unternehmen unter Anwendung der Kostengrundsätze aus Abschnitt 2.2.3.
- **Entgelte von Netpool** - Diese ergeben sich aus den Entry/Exit Tarifen, welche Netpool vom Inland und Transit erhebt. Die Trennung zwischen Inland und Transit wird für die Illustration der möglichen Auswirkungen des Auslastungsrisikos vorgenommen.

**Abbildung 16. Netpool inklusive Transit**



Quelle: Frontier

Wie könnten in diesem Fall bei einem gänzlichen Wegfall des Transits das Inland vor einer negativen Wirkung geschützt werden? Falls die Pachtentgelte unverändert bleiben, ändern sich die Kosten für Netpool nicht und diese müssen auf das Inland umgelegt werden. Dies würde zu höheren Entry/Exit Tarifen für das Inland führen. Um dies zu verhindern, müsste somit für Netpool die Möglichkeit bestehen, das Pachtentgelt an FluxSwiss sowie an die Transitgas AG abhängig von der Auslastung für Transit zu reduzieren. Bei einem gänzlichen Wegfall des Transits würde das im Extremfall bedeuten:

- Pachtentgelt von Netpool an FluxSwiss von 0 CHF;
- Pachtentgelt von Netpool an die Transitgas AG bezieht sich nur auf die notwendigen Kapazitäten für die Versorgung des Inlands.

Dadurch wären nur noch die Kosten für das Inland für die Entry/Exit Tarife relevant. Im Ergebnis würde dabei erneut ein „fixer Allokationsschlüssel“ für die Transitgas-AG-Kosten etabliert.

## Variante „Keine Integration Transitflüsse und –kosten“

Die Nicht-Integration der Transitflüsse/-kosten bewirkt, dass die Allokation der Transitgas-AG-Kosten auf Transit und Inland eine Vorstufe für die Bestimmung der Schweizerischen Entry/Exit Tarife sowie der Tarife für den Transit ist.

**Abbildung 17. Keine Integration Transitflüsse/–kosten und Kostenallokation Inland/Transit**



Quelle: Frontier

Für die Kostenallokation sind erneut die Kostenverursachung, der Wettbewerb sowie das Auslastungsrisiko relevant, jedoch stellt sich hier die Frage nach der Priorisierung dieser Kriterien. Dabei hilft ein Blick auf den NC TAR und die Ausführungen zum „Asset cost split“:

- Die Trennung von Leitungssystemen soll die nationalen Netznutzer vor finanziellen Belastungen durch das Auslastungsrisiko bewahren;
- Der „Asset cost split“ soll sich an den technischen Kapazitäten orientieren.
- Der „Asset cost split“ ist *vor* der Berechnung der Entry/Exit Tarife vorzunehmen. Dies bedeutet, dass beim „Asset cost split“ Überlegungen zu nachträglichen Anpassungen der Entry/Exit Tarife, z. B. Wettbewerbsfähigkeit gegenüber alternativen Gasrouten nicht relevant sind.

Dies bedeutet:

- **Kostenverursachung** - Hier sollte sich der Kostenallokationsschlüssel an den (technischen) Kapazitäten, welche für das Inland sowie den Transit durch die Schweiz notwendig sind, orientieren.
- **Auslastungsrisiko** - Der Schutz der Schweizerischen Verbraucher vor einem Auslastungsrisiko impliziert eine Fixierung des Allokationsschlüssels der Transitgas-AG-Kosten für Swisssgas und FluxSwiss. Die Fixierung ist notwendig, da ein Allokationsschlüssel, der mit der Auslastung der Leitungen variiert, gerade dem Zweck der Trennung zwischen Inland und Transit entgegensteht.
- **Wettbewerb** - Die Kostenallokation erfolgt grundsätzlich *vor* der Bestimmung der Tarife. Dies hat zur Folge, dass Überlegungen zum Wettbewerb bei der Kostenallokation zwischen Inland und Transit nur bedingt zu berücksichtigen sind.

Auf Basis der heutigen Organisation der Transitgasebene würde dies bedeuten, dass für die Berechnung des Pachtentgelts von FluxSwiss (und Swisssgas AG) an die Transitgas AG der Anteil (%) an den Transitgas-AG-Kosten von FluxSwiss (und Swisssgas) fixiert wird. Eine Reduktion der Transitbuchungen müsste FluxSwiss sodann durch höhere Tarife ausgleichen, um Kostendeckung zu erreichen. Falls die höheren Tarife international nicht durchsetzbar sind, dann würde FluxSwiss die

Kosten (eigene Kosten sowie Pachtentgelt an die Transitgas AG) durch Erlöse nicht mehr decken können. Eine Überwälzung dieser Deckungsdifferenz auf die Schweizerischen Netznutzer wäre jedoch nicht möglich.

### Schlussfolgerung und Empfehlung – Kostenallokation Transit

Für die beiden Varianten „Integration Transitflüsse und –kosten“ und „Keine Integration Transitflüsse und –kosten“ kann somit im Hinblick auf die Kriterien für die Kostenallokation der Transitgaskosten auf die Schweiz festgestellt werden.

**Abbildung 18. Kostenallokation Transit**

Kriterium	„Integration Transit“	„Nicht-Integration Transit“
Kosten-verursachung	Kostenverursachung tritt für Kostenallokation in den Hintergrund, da einheitlicher Kostenblock zur Berechnung der Entry/Exit Tarife. Kostenverursachung ist jedoch weiterhin für die Beurteilung der Entry/Exit Tarife im Hinblick auf Quersubventionierungen zwischen Inland und Transit relevant. Orientierung an der gebuchten Kapazität sinnvoller Ansatz	Getrennter Kostenblock bei „Nicht-Integration Transit“ und deshalb hohe Bedeutung der Kostenverursachung bei Kostenallokation. Orientierung an der (technischen) Kapazität sinnvoller Ansatz.
Auslastungsrisiko	Bei Integration des Transits wird das Auslastungsrisiko zwischen Schweiz und Transit grundsätzlich geteilt, d.h. u.a. auch, die Schweizer Endverbraucher tragen das Auslastungsrisiko der Transitpipelines grundsätzlich mit, sofern keine weiteren Regelungen implementiert werden.. Es sind jedoch auch Optionen für eine Trennung des Auslastungsrisikos durch entsprechende Bestimmung bei der Definition der zulässigen Kosten für den Transitbereich möglich.	Mit der „Nicht-Integration Transit“ in das Schweizer Entry-Exit-System geht eine klare Zuordnung des Auslastungsrisikos auf Schweiz und Transit einher, d.h. u.a. auch, die Schweizer Endverbraucher tragen das Auslastungsrisiko der Transitpipelines nicht mit.
Wettbewerb	Der einheitliche Kostenblock aus Inland und Transit für die Berechnung der Entry/Exit Tarife ermöglicht eine höhere Flexibilität zur nachträglichen Anpassung der Tarife (und somit auch implizit der Kostenallokation) auf Inland und Transit. Nachträgliche Anpassungen zugunsten des Transits können somit die Wettbewerbsfähigkeit der Transitroute durch die Schweiz erhöhen mit mittel-/langfristigen positiven Effekten auch für Netzkunden in der Schweiz	Nicht-Integration Transit soll Auslastungsrisiko klar zuordnen. Dies hat zur Folge, dass Überlegungen zum Wettbewerb bei der Kostenallokation zwischen Inland und Transit nur bedingt zu berücksichtigen sind.
Schlussfolgerung	Kostenallokation bzw. bei Bestimmung der Entry/Exit Tarife orientiert sich im Wesentlichen an „Wettbewerb“ und „Kostenverursachung“. Geringere Bedeutung für das „Auslastungsrisiko“. Allokationsschlüssel wird grundsätzlich bei Bestimmung der Entry/Exit Tarife angepasst.	Fokus bei Kostenallokation auf „Kostenverursachung“ und „Auslastungsrisiko“. „Wettbewerb“ untergeordnete Rolle. Allokationsschlüssel wird längerfristig fixiert.

Quelle: Frontier

## 2.3 Entry/Exit Tarifsystem

In diesem Abschnitt diskutieren wir Fragestellungen im Zusammenhang mit der konzeptionellen Ausgestaltung eines Entry/Exit Tarifsystems in der Schweiz. Der Abschnitt gliedert sich wie folgt:

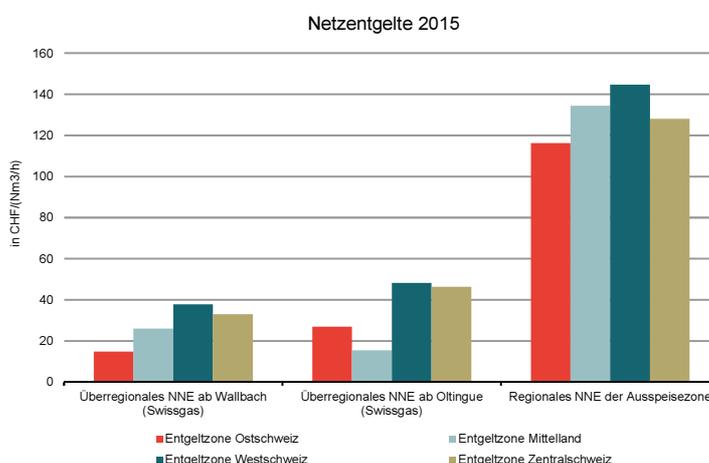
- Schweiz – Status Quo der überregionalen und regionalen Netztarife;
- Integration von Transit in das Entry/Exit Tarifsystem;
- Variationen beim Entry/Exit Split;
- Variationen der Differenzierung der Entry/Exit Tarife;
- Überführung der Punkt-zu-Punkt-Transittarife in Entry/Exit System.

### 2.3.1 Status Quo – Tarife für überregionale/regionale Ebene

In der Schweiz gibt es derzeit eine Trennung auf der über-/regionalen Ebene in nationale Tarife sowie die Transit-Tarife. Bei den nationalen Tarifen gibt es derzeit noch eine Trennung zwischen den Netzentgelten für die

- Überregionale Ebene; und
- Regionale Ebene.

**Abbildung19. Über-/regionale Netzentgelte Schweiz**



Quelle: *Einvernehmliche Regelung des Preisüberwachers*

Für die nationalen Netztarife lässt sich feststellen:

- Es gibt vier regionale Ausspeisezonen mit jeweils unterschiedlichen Netzentgelten sowohl auf der überregionalen als auch regionalen Ebene.
- Zur Bestimmung der überregionalen Netztarife wird die kapazitätsgewichtete mittlere Entfernung der Ausspeisestelle einer regionalen Ausspeisezone mit den spezifischen distanzabhängigen Kosten multipliziert.

- Die höchsten Netzentgelte weist die Ausspeisezone „Westschweiz“ auf. In der Ausspeisezone Ostschweiz sind die Netzentgelte am geringsten – Außer es erfolgt die Einspeisung von Oltingue.

Die Tarife für langfristige Transite sind in der Schweiz öffentlich nicht verfügbar. FluxSwiss auktioniert jedoch laufend verfügbare Kapazitäten und weist dafür Mindestpreise aus:

- **Nicht-unterbrechbare jährliche Kapazität** - Im März 2016 hat FluxSwiss eine Auktion für 7 Lose zu 30 MWh/h (von Entry Wallbach/Oltingue zu Exit Griess Pass) für 1. Oktober 2016 bis 30. September 2017 durchgeführt und dabei einen Mindestpreis von 1,10 CHF/MWh angesetzt. Im Dezember 2014 hat FluxSwiss eine Auktion für 10 Lose zu 30 MWh/h (von Entry Wallbach/Oltingue zu Exit Griess Pass) für 1. Januar bis 31. Dezember 2015 durchgeführt und dabei ebenfalls einen Mindestpreis von 1,10 CHF/MWh angesetzt.
- **Unterbrechbare Kapazitäten** - FluxSwiss auktioniert laufend unterbrechbare monatliche Kapazitäten. Im März 2016 hat FluxSwiss eine Auktion für 10 Lose zu 30 MWh/h (von Entry Wallbach/Oltingue zu Exit Griess Pass) für 1. Mai 2016 bis 31. Mai 2016 durchgeführt und dabei einen Mindestpreis von 1,00 CHF/MWh angesetzt.

### 2.3.2 Beurteilungskriterien für Tarifsysteem

Bei der Beurteilung der einzelnen Aspekte des Entry/Exit Tarifsystems orientieren wir uns an den allgemeingültigen Tarifgrundsätzen, welche wir in Frontier/BET (2015) entwickelt haben und auch den Grundsätzen aus Artikel 13 der europäischen Verordnung 715/2009 entsprechen:

- **Ökonomische Effizienz** – Dies bedeutet, dass die Netztarife die Kosten und den Nutzen von Netznutzern auf das Netz reflektieren sollten. Daraus ergibt sich der Anreiz einerseits zur kurzfristig effizienten Nutzung des bestehenden Netzes und andererseits zum mittelfristig optimalen Netzausbau (sowie ggf. zur effizienten Standortwahl von (großen) Netzkunden).
- **Kostenverursachung** – diese ist eng mit der ökonomischen Effizienz verbunden. Die Kostenverursachung beinhaltet auch die Vermeidung von nicht gerechtfertigten Quersubventionierungen zwischen Kundengruppen.
- **Förderung von Wettbewerb** – Neben der ökonomischen Effizienz sind auch Wettbewerbsfolgen zu beachten. Dabei können Wettbewerbsfolgen nach Kundengruppen unterschieden werden. Darunter fällt beispielsweise die Wirkung von Entry/Exit Tarifen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Gasrouten. Daneben sind allgemeine Wettbewerbseffekte zu beachten, worunter beispielsweise die Wirkung auf die Marktliquidität fällt.
- **Transparenz und Praktikabilität** – Neben den direkten ökonomischen Wirkungen sind der Einführungsaufwand für eine Handlungsoption und die mit ihr verbundenen Transaktionskosten für die Marktteilnehmer entscheidungsrelevant. Ökonomisch effiziente Tarife stellen in der Regel hohe Anforderungen an Daten, Modelle und regionale Faktoren. Die Komplexität

kann dazu führen, dass die Tarife sowohl in der Entstehung als auch Höhe intransparent werden und somit die Gefahr von Diskriminierung erhöht wird.

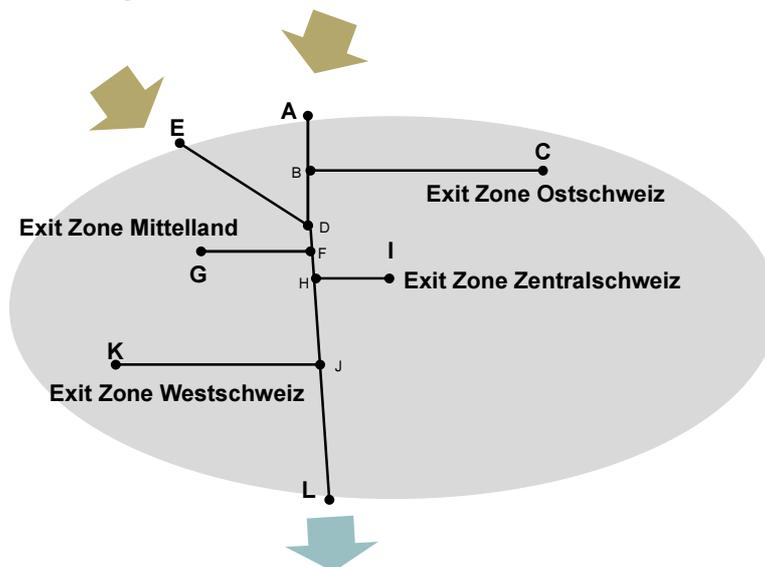
### 2.3.3 Illustratives Entry/Exit-Modell zur Unterstützung der qualitativen Diskussion

Zur Illustration möglicher quantitativer Effekte verwenden wir ein einfaches Entry/Exit Tarifmodell, das die Charakteristika der Schweiz abbilden soll. Wir betonen, dass es sich hier um ein rein illustratives Modell handelt und daraus keine Schlussfolgerungen für die absolute Höhe von Entry/Exit Tarifen abgeleitet werden dürfen. Ziel ist die Illustration von Effekten auf die Tarife bei Änderung von Berechnungsparametern.

Das Entry/Exit Tarifmodell besteht aus

- 2 Entry Punkten für Importe/Transite aus Deutschland und Frankreich;
- 4 nationalen Exit Punkte in Anlehnung an die derzeitigen vier Ausspeisezonen für über/regionale Netzentgelte; sowie
- 1 internationalen Exit Punkt für Exporte/Transite nach Italien.

**Abbildung 20. Entry/Exit Tarifmodell**



Quelle: Frontier

Als typische Gasflussrichtung nehmen wir einen Nord/Süd-Fluss an. Den geplanten Reverse Flow von Italien Richtung Deutschland ab 2018 bilden wir nicht ab. Als Berechnungslogik für die Entry/Exit Tarife verwenden wir den Matrix-Ansatz. Für die Integration des Transits und der zugehörigen Kosten verwenden wir einen Schlüssel, der sich am Verursacherprinzip (d.h. nach der anteiligen Nutzung der Pipeline) orientiert.<sup>12</sup>

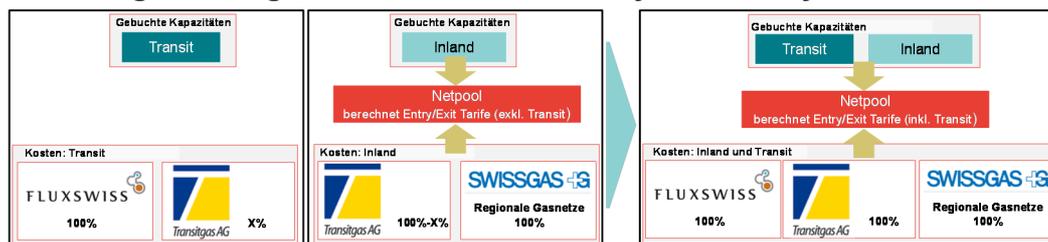
<sup>12</sup> Dabei gehen wir für unsere illustrative Berechnung von einem Kostensplit von 21% Inlandsversorgung und 79% Transit aus.

Anhand der Ergebnisse des illustrativen Entry/Exit Tarifmodells und zusätzlichen qualitativen Gesichtspunkten diskutieren wir im Folgenden

- die Integration von Transit in das Entry/Exit Tarifsystem;
- die Auswirkungen von Änderungen beim Entry/Exit Split; und
- die Auswirkungen von einheitlichen Entry/Exit Tarifen.

## 2.3.4 Integration von Transit in das Entry/Exit Tarifsystem

Abbildung 21. Integration von Transit in Entry/Exit Tarifsystem



Quelle: Frontier

Die Zusammenführung der Kosten sowie der gebuchten Kapazitäten für das Inland und den Transit ist in Abbildung 21 unter der Annahme der Errichtung von Netpool schematisch dargestellt. Der linke Teil der Abbildung zeigt die Trennung zwischen Inland und Transit. Dabei verwendet Netpool zur Ermittlung der Entry/Exit Tarife nur die gebuchten Kapazitäten, welche dem Inland zugeordnet werden, sowie die Kosten für das Inland. Letztere bestehen aus den Kosten der Swisssgas AG und den regionalen Gasnetzen sowie den anteiligen TransitgasAG Kosten. Separat dargestellt sind die gebuchten Kapazitäten und die Kosten des Transits.

Im rechten Teil der Abbildung erfolgt die Zusammenführung von Transit und Inland. Dies erfolgt für:

- **Gebuchte Kapazitäten** – Es werden die Kapazitäten sowohl des Transits als auch des Inlands als relevantes Mengengerüst für die Bestimmung der Entry/Exit -Tarife herangezogen.
- **Kosten** – Es werden korrespondierend die Kosten von FluxSwiss, der Transitgas AG, der Swisssgas AG sowie den regionalen Gasnetzen zur Bestimmung der Entry/Exit Tarife verwendet.

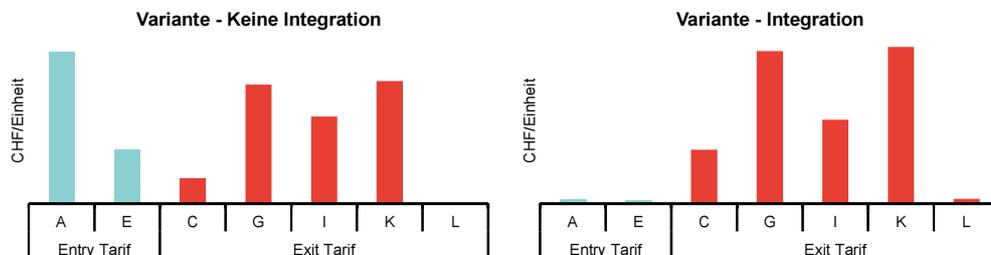
Wir stellen im Folgenden die Auswirkung der Integration von Transiten auf die inländischen Netznutzer anhand des illustrativen Entry/Exit Tarifmodells dar, indem wir zwei Varianten definieren<sup>13</sup>:

- **Variante „Keine Integration“** – Dabei gehen wir davon aus, dass nur die gebuchten Kapazitäten und die Kosten des Inlands relevant sind.
- **Variante „Integration“** – Dabei ergänzen wir die gebuchten Kapazitäten sowie die Kosten des Inlands um den Transit. Wir nehmen an, dass das Verhältnis zwischen Inland und Transit bei den gebuchten Kapazitäten bei 1:4 liegt,

<sup>13</sup> Der Berechnung wird vorab kein Entry/Exit Split vorgegeben, sondern ergibt sich Modell-endogen

während die Kosten für den Transit nur etwa 10% der Gesamtkosten ausmachen. Dadurch soll der hohe Transitanteil abgebildet werden.

**Abbildung 22. Entry/Exit Tarife – Variante „Keine Integration“ und Variante „Integration“**



Hinweis: Exit L = Transit Exit Punkt

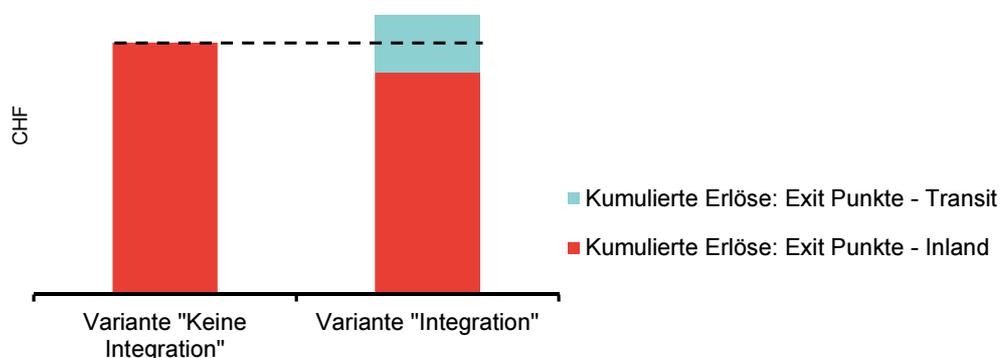
Quelle: Frontier

In der Variante “Keine Integration” (**Abbildung 22, linkes Bild**) zeigt sich, dass die Exit-Tarife für die Entry Exit-PuPunkte innerhalb der Schweiz (C, G, I, K, L) eine lokale Differenzierung aufweisen. Dies entspricht auch der derzeitigen Tarifstruktur für die über-/regionalen Netzentgelte. Gleichzeitig ergibt sich ein ausgewogenes Verhältnis zwischen den Gesamterlösen aus Entry- und Exit-Tarifen, wenn diese mit den zugehörigen Kapazitäten multipliziert werden, d.h. etwa 50% der Gesamterlöse werden über Entry- oder Exit-Tarife generiert.

Durch die Integration des Transitanteils ergibt sich eine Verschiebung der Tarifstruktur zu den Exit-Tarifen (**Abbildung 22, rechtes Bild**). Die Integration bewirkt dabei eine deutliche Reduktion der Entry-Tarife. Die Verschiebung der Tarifstruktur spiegelt sich im Entry/Exit Split wider. Dieser liegt bei der Variante „Integration“ bei etwa 10/90, d.h. etwa 10% der Gesamterlöse werden über Entry Tarife und 90% über Exit-Tarife generiert. Die Verschiebung der Tarifstruktur hin zu Exit-Tarifen entspricht auch der Tarifstruktur der ausgewählten Länder (Österreich, Slowakei, Tschechien, Belgien) mit einem hohen Transitanteil in **Abschnitt 2.2.2**.

Aus Abbildung 22 ist ersichtlich, dass einzelne Exit-Tarife für das Inland ansteigen. Wir analysieren deshalb die Mehrbelastung für das Inland durch die Integration des Transits, d. h. inwieweit kann es zu einer Quersubventionierung des Transits durch das Inland kommen. Zu diesem Zwecke vergleichen wir die kumulierten Erlöse an den einzelnen Exit Punkten für die Variante „Keine Integration“ sowie „Integration“. Die kumulierten Erlöse an den einzelnen Exit- Punkten beinhalten neben den Erlösen aus Exit-Tarifen an den jeweiligen Punkten auch die Erlöse aus den zugehörigen Entry-Buchungen. Die kumulierten Erlöse erlauben somit einen integrierten Vergleich der Entry/Exit Tarife für die einzelnen Exit Punkt.

**Abbildung 23. Kumulierte Erlöse für Variante „Keine Integration“ und „Integration“**



Quelle: Frontier

Hinweis: Die Summe der kumulierten Erlöse ist gleich den Kosten. Diese sind bei der Variante „Keine Integration“ niedriger als bei der Variante „Integration“.

**Abbildung 23** fasst die kumulierten Erlöse in den Varianten „Keine Integration“ und „Integration“ für die Inland/Transit Exit Punkte zusammen. Dabei ist ersichtlich, dass die kumulierten Erlöse für die Exit Punkte im Inland bei der Variante „Keine Integration“ über denen bei der Variante „Integration“ liegen. In unserem Beispiel ist in Summe keine Mehrbelastung des Inlands feststellbar. Im Gegenteil kommt es sogar zu einer kostenseitigen Entlastung des Inlandstransports durch den Transit, da die kumulierten Erlöse am Exit Punkt Transit die zusätzlichen Kosten durch die Integration des Transits (d.h. Differenz der kumulierten Erlöse „Integration“ mit kumulierten Erlösen „Keine Integration“) übersteigen.

Die illustrativen Berechnungen zeigen, dass es bei der Integration des Transits zu einer Änderung der Tarifstruktur kommt. Dadurch werden die Kosten des Transits auf die Tarife, welche den Transit unmittelbar betreffen, d.h. hin zu Exit-Tarifen ins Ausland und weg von Entry-Tarifen in das Inland, verteilt.

Zusätzlich besteht die Möglichkeit einer Adjustierung der Tarifstruktur, um ggf. Quersubventionen (von Inland zu Transit oder *vice versa*) zu korrigieren.

Im Hinblick auf die Beurteilungskriterien aus **Abschnitt 2.3.2** kann somit festgehalten werden:

- **Ökonomische Effizienz und Kostenverursachung** – Die Ausgestaltung der Berechnungslogik des Entry/Exit Tarifsystems ermöglicht die Zuordnung der Transitzkosten auf ausländische Netznutzer durch die Verschiebung der Tarifstruktur auf Exit-Tarife in das Ausland. Dabei können auch über die Zeit sich ändernde Gasflüsse, z.B. aufgrund der Ermöglichung von Reverse-Flows, bei der Neuberechnung der Entry/Exit Tarife berücksichtigt werden. Die Kostenverursachungsgerechtigkeit zwischen Inland und Transit kann zusätzlich bei der Ausgestaltung der Entry/Exit Tarife überprüft werden und auftretende Abweichungen korrigiert werden. Dadurch können Mehrbelastungen der inländischen Netznutzer (bzw. Quersubventionierungen

zwischen Netznutzern) aufgrund der Integration des Transits verhindert werden.

- **Wettbewerb** – Die Integration des Transits in das Entry/Exit Tarifsysteem ermöglicht zusätzliche Flexibilität bei der Ausgestaltung der Tarife. Beispielsweise können nachträgliche punktuelle Anpassungen von Tarifen vorgenommen werden, die die Wettbewerbsfähigkeit der Transitroute durch die Schweiz sicherstellt. Dies kann kurzfristig zu einer Mehrbelastung der Netznutzer in der Schweiz führen, die jedoch bewusst in Kauf genommen wird.
- **Transparenz und Praktikabilität** – Die Integration des Transits erhöht die Transparenz der Tarifbestimmung und Tarife für den Transit.

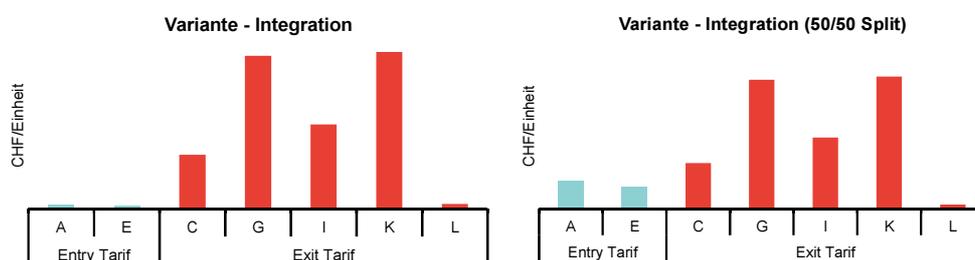
Zusammenfassend gilt: Von einer Integration des Transits in das Entry/Exit Tarifsysteem sind grundsätzlich keine eindeutig negativen Auswirkungen auf den Schweizer Netznutzer zu erwarten. Als möglicher Nachteil verbleibt das Auslastungsrisiko des Transits. Dieses kann jedoch bei der Ausgestaltung der Regulierung und/oder bei der Bestimmung der relevanten Kosten des Transits, welche dem Entry/Exit System zugrunde liegen, berücksichtigt werden.

### 2.3.5 Entry/Exit Split

Unter dem Entry/Exit Split wird das Verhältnis der Erlöse aus Entry- bzw. Exit-Tarifen verstanden. In **Abschnitt 2.3.4** wurde gezeigt, dass die Tarifstruktur und somit der resultierende Entry/Exit Split abhängig von der Charakteristik des Gassystems unterschiedlich ausfallen kann, wenn *a priori* keine Festlegung des Entry/Exit Splits vorgenommen wird.

In diesem Abschnitt diskutieren wir, welche Auswirkung die Vorgabe eines konkreten Entry/Exit Splits auf die Tarife hat. Dabei betrachten wir die Variante „Integration Transit“ und legen den Entry/Exit Split mit 50/50 fest.

**Abbildung 24. Entry/Exit Tarife – Variante „Integration“ und Variante „Integration (50/50 Entry/Exit Split)“**



Quelle: Frontier

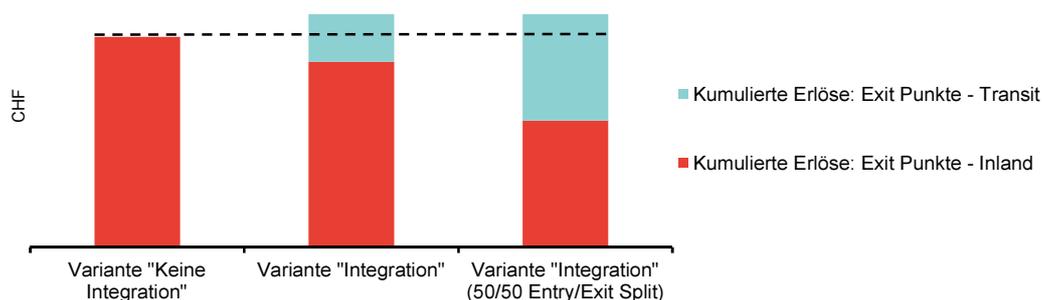
In der Variante „Integration“ (**Abbildung 24, linkes Bild**) ergibt sich der Entry/Exit Split direkt aus dem Tarifberechnungsmodell selbst. Aufgrund des hohen Transitanteils bewirkt das Tarifberechnungsmodell eine Verschiebung der Tarifstruktur hin zu Exit Tarifen, woraus sich ein Entry/Exit Split von 90/10 ergibt.

In der Variante „Integration (50/50 Split)“ wird ein Entry/Exit Split von 50/50 vorgegeben (**Abbildung 24, rechtes Bild**), wodurch 50% der Erlöse über Entry

Tarife und 50% über Exit Tarife abgedeckt werden. Bei der Tarifstruktur ergibt sich daraus ein deutlicher Anstieg der Tarife an den Entry Punkten (A, E) im Vergleich zur Variante „Integration“.

Wir analysieren in der Folge die Änderung der Tarifstruktur auf die Mehrbelastung kumuliert für das Inland und den Transit durch. Als Referenz für die Mehrbelastung stellen wir zusätzlich die Variante „Keine Integration“ dar.

**Abbildung 25. Kumulierte Erlöse für Variante „Keine Integration“ und „Integration“**



Quelle: Frontier

Hinweis: Die Summe der kumulierten Erlöse entspricht den Kosten. Diese sind bei der Variante „Keine Integration“ niedriger als bei der Variante „Integration“.

**Abbildung 25** fasst die kumulierten Erlöse in den Varianten „Keine Integration“, „Integration“ und „Integration (50/50 Split)“ der Exit Punkte für Transit und Inland zusammen. Dabei ist ersichtlich, dass die kumulierten Erlöse für den Exit Punkt Transit bei einem 50/50 Entry/Exit Split deutlich ansteigen. Der Grund liegt darin, dass der Transit mit hohen Entry-Tarifen belastet wird, die nicht durch eine korrespondierende Reduktion des Exit-Tarifs für Transit kompensiert wird. Die Entlastung des Inlands durch den Transit steigt dabei erheblich an (d.h. Differenz der kumulierten Erlöse „Integration (50/50 Split)“ mit kumulierten Erlösen „Keine Integration“).

Im Hinblick auf die Beurteilungskriterien aus **Abschnitt 2.3.2** kann somit festgehalten werden:

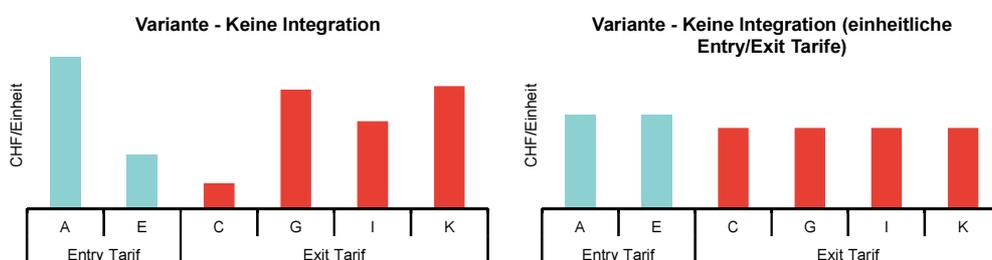
- **Ökonomische Effizienz und Kostenverursachung** – Bei der expliziten Vorgabe eines Entry/Exit Splits ist die Charakteristik der Gasflüsse zu beachten. Bei Ländern mit einem hohen Transitanteil und einer Integration des Transits bedeutet dies, dass tendenziell ein hoher Exit Anteil vorzusehen ist, um die verursachergerechte Kostentragung sicherzustellen. Ansonsten kann es zu erheblichen Quersubventionierungen vom Transit zum Inland kommen.
- **Wettbewerb** – Eine explizite Vorgabe eines Entry/Exit Splits, der die Charakteristik der Gasflüsse nicht berücksichtigt, kann bei der Integration des Transits zu einer unverhältnismäßigen Belastung des Transits führen. Dadurch kann die Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz als Gasroute beeinträchtigt werden.

Zusammenfassend gilt: Insbesondere bei der Integration des Transits sind Tarifberechnungsmodelle ohne explizite Vorgabe eines Entry/Exit Splits zu bevorzugen. Aus dem Berechnungsmodell (und die dahinter liegende Optimierungslogik) resultiert dabei ein „optimaler“ Entry/Exit Split. Eine nachträgliche Anpassung dieses Split sollte jedoch aus sachlichen Erwägungen weiterhin zulässig sein.<sup>14</sup>

### 2.3.6 Einheitliche Entry/Exit Tarife

Im Folgenden diskutieren wir die Auswirkung von einheitlichen Entry- bzw. Exit-Tarifen für die beiden Varianten „Keine Integration“ und „Integration“.

**Abbildung 26. Entry/Exit Tarife – Variante „Keine Integration“ und Variante „Keine Integration (einheitliche Entry und Exit Tarife)“**



Quelle: Frontier

In der Variante „Keine Integration (einheitliche Entry und Exit Tarife)“ (**Abbildung 26, rechtes Bild**) werden die Tarife derart angepasst, dass einheitliche Entry-Tarife sowie einheitliche Exit-Tarife resultieren. Die Vereinheitlichung hat im Wesentlichen zwei Effekte; und zwar

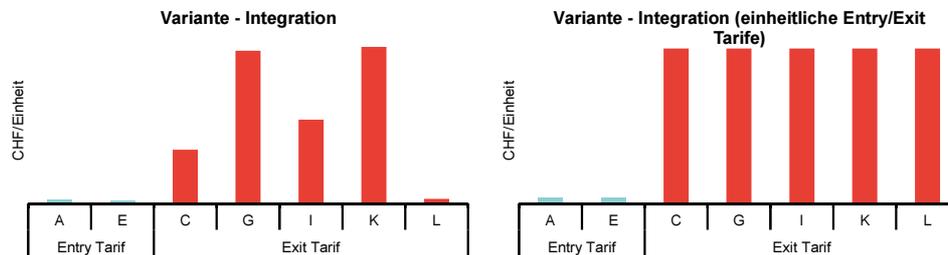
- lokale Preissignale fallen weg, was ggf. zu nicht-optimalen Kundenentscheidungen führen kann; sowie
- Verteilungseffekte zwischen den Ausspeisezonen<sup>15</sup>.

Ein anderes Bild ergibt sich bei einer Vereinheitlichung der Entry- und Exit-Tarife für die Variante „Integration“. Dabei zeigt sich ein ähnlicher Effekt auf die Mehrbelastung für den Transit wie beim Entry/Exit Split von 50/50. In dieser Variante wird die Mehrbelastung jedoch durch die Vereinheitlichung der Exit Tarife getrieben, die eine massive Erhöhung des Exit Tarifs für den Exit Punkt Transit (L) im Vergleich zur Variante „Integration“ bewirkt (**Abbildung 27**).

<sup>14</sup> Davon ist jedoch die Frage zu trennen, inwieweit für die Kostenallokation der Transitgas-AG-Kosten auf den Transit und die Schweiz im Falle der Integration des Transits in das Entry/Exit Tarifsystem eine Vorgabe gemacht werden sollte. Dies kann bejaht werden, da dadurch die Beurteilung der Entry/Exit Tarife und die daraus resultierenden Erlöse vom Transit und der Schweiz z.B. im Hinblick auf eine Quersubventionierung beurteilt werden können.

<sup>15</sup> Die Verteilungseffekte können durch den Vergleich der kumulierten Erlöse bei den beiden Varianten dargestellt werden. Auf Basis unseres Entry/Exit Tarifmodells und der zugrunde liegenden Parametrisierung sind die Verteilungseffekte tendenziell gering.

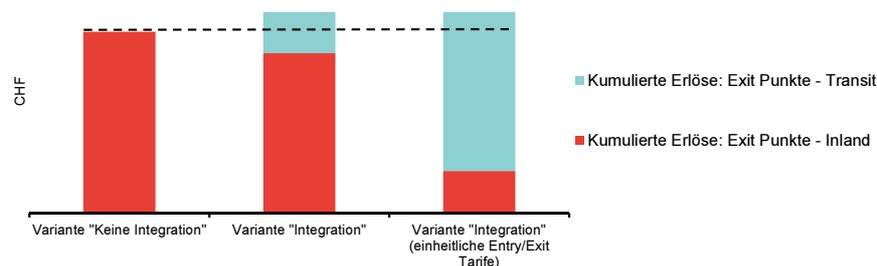
**Abbildung 27. Entry/Exit Tarife – Variante „Integration“ und Variante „Integration (einheitliche Entry und Exit Tarife)“**



Quelle: Frontier

Die kumulierten Erlöse zeigen, dass bei einheitlichen Entry- und Exit-Tarifen ein Großteil der Erlöse aus dem Transit generiert wird. Dies steht in keinem Verhältnis mehr zu einer Kostenverursachung und würde die Wettbewerbsfähigkeit der Transitroute massiv einschränken. Eine Vereinheitlichung von Entry- und Exit-Tarifen ist bei der Variante „Integration“ nicht sachgerecht.

**Abbildung 28. Kumulierte – Variante „Integration“ und Variante „Integration (einheitliche Entry und Exit Tarife)“**



Quelle: Frontier

Im Hinblick auf die Beurteilungskriterien aus **Abschnitt 2.3.2** kann somit festgehalten werden:

- **Ökonomische Effizienz und Kostenverursachung:** Bei der Integration des Transits berücksichtigen einheitliche Entry/Exit Tarife nicht die Charakteristik der Schweiz als Transitland. Die Einheitlichkeit führt hier dazu, dass die Kostenverursachung nicht sichergestellt ist, da die Transite übermäßig belastet werden.

Bei keiner Integration des Transits gilt, dass einheitliche Exit-Tarife grundsätzlich keine standortspezifischen Signale für die Netznutzer setzen, was im Widerspruch zur Kostenverursachung steht.

- **Wettbewerb:** Einheitliche Entry/Exit Tarife, die die Charakteristik der Gasflüsse nicht berücksichtigen, führen bei der Integration des Transits zu einer unverhältnismäßigen Belastung des Transits. Dadurch wird die Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz als Gasroute beeinträchtigt.
- **Transparenz und Praktikabilität:** Einheitliche Entry/Exit Tarife (bei keiner Integration des Transits) erhöhen die Transparenz des Tarifsystems für die

Netznutzer. Die Einheitlichkeit kann zusätzlich die Komplexität des Tarifsystems reduzieren. Dies ist gegenüber der geringeren Kostenverursachung abzuwägen.

Zusammenfassend gilt: Insbesondere bei der Integration des Transits sind einheitliche Entry/Exit Tarife mit dem Grundsatz der Kostenverursachung sowie Wettbewerb nicht vereinbar und somit abzulehnen. Erfolgt keine Integration des Transits, ist hier eine Abwägung zu treffen zwischen der Kostenverursachung sowie der Transparenz. Bei dieser Abwägung können auch Verteilungseffekte mitberücksichtigt werden.

### 2.3.7 Überführung Punkt-zu-Punkt Tarife in Entry/Exit Tarife

Im Falle der Integration der Transite in das Entry/Exit Tarifsysteem stellt sich die Frage, wie mit bestehenden Punkt-zu-Punkt-Tarifen auf Basis von langfristigen Transportverträgen umzugehen ist. Die europäische Regelung hat dabei beispielsweise die Möglichkeit einer Übergangsphase vorgesehen. Die Frage der Überführung kann sich jedoch auch bei einem weiterhin getrennten Tarifsysteem für Inland und Transit stellen, wenn dabei der Transit auch auf ein Entry/Exit Tarifsysteem umgestellt wird. Dies würde dem Vorgehen beim „Asset cost split“ im Sinne des NC TAR entsprechen.

Für die Überführung können unterschiedliche Optionen in Frage kommen:

- **Option – Sofortige Umstellung der Punkt-zu-Punkt-Verträge** – Dies entspricht dem Beispiel in Österreich. Dort wurden im Zuge der Einführung des Entry/Exit Tarifsystems alle bestehenden Punkt-zu-Punkt Verträge in das neue System überführt. Dabei wurde berücksichtigt, dass in der Summe die Tarifbelastung in den langfristigen Verträgen bei der Umstellung von Punkt-zu-Punkt-Verträge auf Entry/Exit Tarife auf einem ähnlichen Niveau blieb.
- **Option – „Phase-in“ der Punkt-zu-Punkt Verträge in Entry/Exit Tarifsysteem** – Dabei bleiben die Punkt-zu-Punkt-Verträge parallel zum Entry/Exit Tarifsysteem bestehen. Gleichzeitig werden die Entry/Exit Tarife so berechnet, „als-ob“ die Kapazitäten sowie die Kosten des Transits schon dem Entry/Exit Tarifsysteem unterliegen würden. Wenn langfristige Verträge auslaufen, werden die freiwerdenden Kapazitäten zu den bestehenden Entry/Exit Tarifen vergeben.
- **Option – „Phase-in“ der Punkt-zu-Punkt-Verträge in E/E System mit Tarifanpassungen** – Dabei bleiben erneut die Punkt-zu-Punkt-Verträge parallel zum Entry/Exit Tarifsysteem bestehen. Die Entry/Exit Tarife werden jedoch exklusive der Kapazitäten und zugrundeliegenden Kosten des Transitsystems für Punkt-zu-Punkt-Verträge berechnet. Laufen Punkt-zu-Punkt-Verträge aus, werden die Entry/Exit Tarife inklusive der neuen Kapazitäten und den zugehörigen Kosten neu gerechnet. Die freigewordenen Kapazitäten werden dann zu diesen neuen Entry/Exit -Tarifen vergeben. Dieser Vorgang wird so oft wiederholt, bis es keine Punkt-zu-Punkt-Verträge mehr gibt.

Die einzelnen Optionen können im Hinblick auf den Umfang der Eingriffe in bestehende Vermögensverhältnisse verglichen werden. Dies hängt wiederum eng mit der Frage der Kostenorientierung der bestehenden Punkt-zu-Punkt Tarife zusammen bzw. inwieweit sich durch die Anwendung der Kostengrundsätze aus **Abschnitt 2.2.3** und der Allokationsschlüssel aus **Abschnitt 2.2.4** das Kostenniveau verändert - mit entsprechender Wirkung auf die Kostenorientierung. Es können somit zwei Varianten unterschieden werden:

- **Kostenorientierung der Tarife ist derzeit erfüllt** – In diesem Fall kann die Überführung der Punkt-zu-Punkt-Verträge erlösneutral sowohl für den Netzbetreiber als auch die Netznutzer erfolgen. In diesem Fall wäre eine sofortige Überführung eine sinnvolle Variante, wenn bei der Ausgestaltung der Entry/Exit Tarife die Nebenbedingung erfüllt wird, dass die Gesamtbelastung für Netznutzer mit langfristigen Verträgen (in etwa) konstant bleibt.
- **Kostenorientierung der Tarife ist derzeit bzw. bei Anwendung der Kostengrundsätze und Allokationsschlüssel nicht erfüllt** – In diesem Fall ist die Überführung der Punkt-zu-Punkt-Verträge in das Entry/Exit System nicht erlösneutral möglich. Liegen beispielsweise die Erlöse aus den Punkt-zu-Punkt-Tarifen für den Netzbetreiber über den Kosten, dann würde eine Überführung auf kostenorientierte Entry/Exit Tarife für den Netzbetreiber einen Erlösentgang bedeuten (und somit in seine Vermögensverhältnisse eingreifen). Gleiches gilt auch für den umgekehrten Fall. Dieser Effekt kann durch die Optionen in denen Punkt-zu-Punkt Verträge parallel weitergelten entschärft werden.
  - Option – „Phase-in“ der Punkt-zu-Punkt-Verträge in Entry/Exit Tarifsysteem **ohne Tarifierfassung** – In dieser Option besteht die vollständige Transparenz darüber, welche Entry/Exit Tarife bei einer Kostenorientierung bestehen würden. Der Netznutzer mit einem langfristigen Vertrag könnte somit einen Vergleich anstellen zwischen den Tarifen, die er unter dem langfristigen Vertrag bezahlt, und den Entry/Exit Tarifen. Liegen erstere über den Entry/Exit Tarifen, dann besteht die juristische Unsicherheit, dass der Netznutzer die Kostenorientierung auch für den bestehenden langfristigen Vertrag einfordert.
  - Option – „Phase-in“ der Punkt-zu-Punkt Verträge in Entry/Exit Tarifsysteem **mit Tarifierfassung** – In dieser Option ist die Transparenz eingeschränkt. Der Netznutzer kann die Tarife des langfristigen Vertrags nicht mit den Entry/Exit Tarifen vergleichen, da diese gerade ohne den Kosten sowie den Kapazitäten der bestehenden langfristigen Verträge berechnet werden. In Ermangelung einer Referenz besteht somit keine juristische Unsicherheit im Hinblick auf die Forderung der Anpassung von bestehenden Verträgen. Dies kann jedoch nur eine scheinbare Sicherheit bedeuten. Wenn grundsätzlich für die Netztarife die Kostenorientierung gilt, wird ein Netznutzer im Falle der vermuteten Übervorteilung (und diese Vermutung ist bei reduzierter Transparenz nicht unplausibel) trotzdem juristische Schritte in Erwägung ziehen.

Unabhängig davon stellt sich die Frage, inwieweit die Abweichung von der Kostenorientierung für bestimmte Kundengruppen (Transit) bzw. einen bestimmten Netzbetreiber (Transitnetzbetreiber) grundsätzlich mit der Regulierung der Gasnetze vereinbar ist. Die europäischen Regelungen sind hier eindeutig und schreiben die Kostenorientierung für die Tarifbestimmung vor. Die Kostenorientierung für Gasnetze entspricht auch den Empfehlungen, die in Frontier/BET (2015) gemacht wurden.

### 2.3.8 Schlussfolgerung und Empfehlung

Im Folgenden fassen wir unsere Schlussfolgerungen und Empfehlungen zum Entry/Exit Tarifsystem zusammen.

Abbildung 29. Entry/Exit Tarifsystem

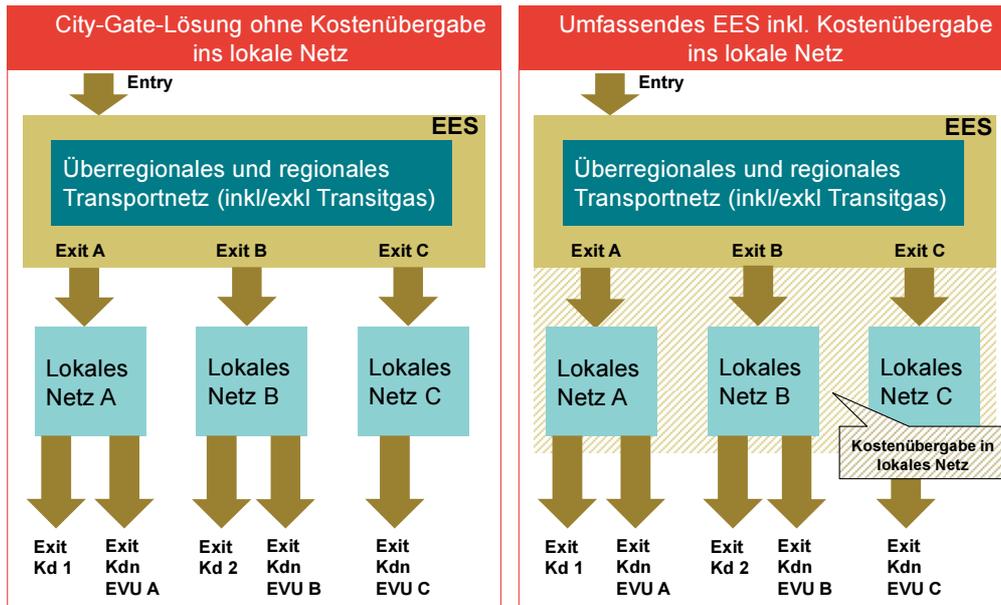
Themenbereich	Schlussfolgerung	Empfehlung
Integration von Transit in Entry/Exit Tarifsystem	<p>Grundsätzlich sind bei einer Integration des Transits in das Entry/Exit Tarifsystem keine eindeutig negativen Auswirkungen auf den Schweizer Netznutzer zu erwarten. Dies ist im Wesentlichen dadurch bedingt, dass es durch die Integration des Transits zu einer Änderung der Tarifstruktur kommt, d.h. Exit Tarife ins Ausland steigen während Entry Tarife in das Inland sinken.</p> <p>Als Nachteil verbleibt das Auslastungsrisiko des Transits. Dieses kann jedoch bei der Ausgestaltung der Regulierung und/oder bei der Bestimmung der relevanten Kosten des Transits, welche dem Entry/Exit System zugrunde liegen, berücksichtigt werden.</p>	<p>Bei Integration des Transits bei der Berechnung der Entry/Exit Tarife ist darauf zu achten, dass die Erlöse/Kosten für Schweiz/Transit (in etwa) korrespondieren, um unverhältnismäßige Belastung von Schweiz/Transit zu verhindern</p>
Entry/Exit Split	<p>Insbesondere im Falle der Integration des Transits empfehlen wir Entry/Exit-Berechnungsmodelle ohne explizite Vorgabe eines Entry/Exit Splits. Der „optimale“ Entry/Exit Split sollte sich hier aus dem Berechnungsmodell selbst ergeben. Eine nachträgliche Anpassung des Entry/Exit Splits aus sachlichen Erwägungen bleibt jedoch weiterhin zulässig. Ein Entry/Exit Split von 50/50 wie im NC TAR angeführt, würde aufgrund des hohen Transitanteils in der Schweiz zu einer unverhältnismäßigen Belastung des Transits führen und ist somit nicht zu empfehlen.</p>	<p>Keine explizite Vorgabe eines Entry/Exit Split bei der Berechnung der Entry/Exit Tarife insbesondere bei Integration von Transit</p>
Einheitliche Entry/Exit Tarife	<p>Im Falle der Integration des Transits würden (über alle Entry/Exit Punkte) einheitliche Entry/Exit Tarife zu einer unverhältnismäßigen Belastung des Transits führen und wären somit nicht zu empfehlen.</p> <p>Erfolgt keine Integration des Transits, ist hier eine Abwägung zu treffen zwischen der Kostenverursachung sowie der Transparenz der Entry/Exit Tarife, wobei auch Verteilungseffekte sowie die Granularität der regionalen Netztarife im Status Quo mitberücksichtigt werden können.</p>	<p>Keine einheitlichen Entry/Exit Tarife insbesondere bei Integration von Transit</p>
Überführung Punkt-zu-Punkt Tarife in Entry/Exit Tarife	<p>Für die Überführung stehen unterschiedliche Optionen („sofortige Umstellung“ bzw. „Phase-in von auslaufenden Punkt-zu-Punkt Verträgen“) zur Verfügung, die anhand des Umfangs der Eingriffe in bestehende Vermögensverhältnisse verglichen werden können. Der Eingriff in die bestehenden Vermögensverhältnisse hängt eng mit der Frage der Kostenorientierung der bestehenden Punkt-zu-Punkt Tarife zusammen.</p>	<p>Europäische Beispiele sprechen für sofortige Überführung der Punkt-zu-Punkt Tarife in Entry/Exit System bei Integration des Transits</p>

Quelle: Frontier/BET

## 2.4 Entry/Exit Tarifsystem und Kostenübergabe

Die Kostenübergabe findet derzeit nur im lokalen Netz statt (im Fall von hintereinander geschalteten lokalen Netzbetreibern). Die Notwendigkeit der Kostenübergabe zwischen der über-/regionalen Transportebene und der lokalen Ebene hängt von der konkreten Ausgestaltung des Netzzugangsmodells ab. Dabei sind zwei Modelle denkbar:

**Abbildung 30. Zwei Varianten für Kostenübergabe ins lokale Netz**



Quelle: Frontier

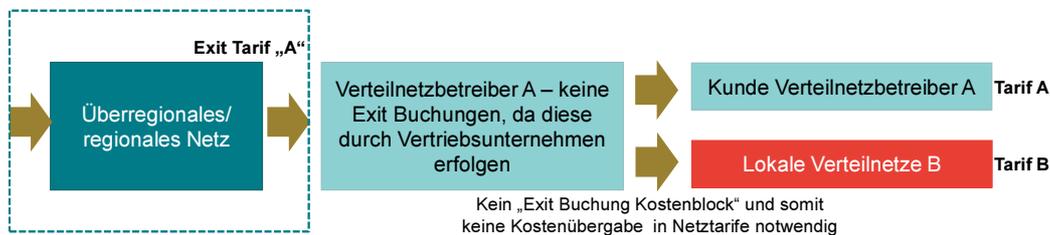
- City-Gate-Lösung ohne Kostenübergabe ins lokale Netz – Dabei werden die Entry/Exit Tarife der über-/regionalen Ebene nicht Teil der lokalen Netztarife;
- Umfassendes Entry/Exit System inkl. Kostenübergabe ins lokale Netz – Dabei werden die (Entry)/Exit-Tarife der über-/regionalen Ebene Teil der lokalen Netztarife und werden als vorgelagerte Netzkosten behandelt.

Grundsätzlich muss betont werden, dass die Wahl einer der beiden Varianten keinen Einfluss auf die Ausgestaltung des Entry/Exit Tarifsystems auf der über-/regionalen Netzebene hat.

## 2.4.1 Zwei Varianten für die Schweiz

### City-Gate-Lösung ins lokale Netz

Abbildung 31. City-Gate-Lösung ins lokale Netz



Quelle: Frontier

Die City-Gate-Lösung sieht keine wesentlichen Änderungen zum Status Quo vor. Es ist keine Kostenübergabe zwischen überregionalem/ regionalem Netz und lokalem Netz notwendig. Sowohl Entry- als auch Exit-Buchungen erfolgen durch Vertriebsunternehmen. Der Kostenblock Entry/Exit Buchung wird Teil des Energietarifs.

Die Zahlung der Entry/Exit Tarife erfolgt bei der City-Gate Lösung somit direkt von den Vertriebsunternehmen an den Betreiber der über-/regionalen Netzebene, laut aktuellem Diskussionstand in der Schweiz an Netpool. Die Entry/Exit Tarife für den Transit von den Transiteuren an Netpool.

### Umfassendes Entry/Exit System

In Deutschland regelt ein umfassendes Entry/Exit System die Kostenübergabe vom Fernleitungs- in das Verteilnetz.

Dabei erfolgen die Entry-Buchungen durch die Vertriebsunternehmen (und sind somit kein Bestandteil der Netzkosten) während die Exit-Buchungen vom Fernleitungsnetz ins lokale Netz durch den jeweiligen Verteilnetzbetreiber erfolgen. Dabei buchen die Verteilnetzbetreiber individuell Exit Kapazitäten und verrechnen die Kosten in die lokalen Netztarife.

Für die Kalkulation der Ausspeiseentgelte werden die Kosten der vorgelagerten Netze beginnend vom virtuellen Handlungspunkt bis zum jeweiligen Ortsnetz von oben nach unten „gewälzt“. Der Übergabeschlüssel ist dabei wie folgt:

- Verteilnetz zu Endkunden: 70% Leistung und 30% Arbeit
- Fernleitungsnetz zu Verteilnetz: 100% Leistung

Der jeweilige Netzbetreiber wickelt die Kapazitätsbestellung sowie die Kostenübergabe der Kosten oder Entgelte lediglich mit dem (den) direkt vorgelagerten Netzbetreiber(n) ab. Es muss jedoch betont werden, dass die Ausspeiseentgelte auf der lokalen Netzebene distanzunabhängig sind. Die Berechnungsmethode zur Bestimmung der Entry/Exit Tarife auf der Fernleitungsebene findet auf der lokalen Ebene keine Anwendung.

**Abbildung 32. Umfassendes Entry/Exit System**



Quelle: Frontier

Ein umfassendes Entry/Exit System in Anlehnung an Deutschland sieht somit einige Änderungen zum Status Quo vor.

Während Entry-Buchungen zum virtuellen Handlungspunkt weiterhin durch die Vertriebsunternehmen erfolgen und somit kein Bestandteil der Netzkosten werden, ist dies für Exit Buchungen vom virtuellen Handlungspunkt in das lokale Netz nicht der Fall. Diese Exit-Buchungen werden vom jeweiligen Verteilnetzbetreiber (und nicht vom Vertriebsunternehmen) vorgenommen. Dadurch werden die Kosten für diese Exit-Buchungen (Exit-Tarif in lokale Ebene multipliziert mit gebuchten Kapazitäten) Teil der lokalen Netzkosten.

Die Kosten für vorgelagerte überregionale/regionale Netze würden damit Bestandteil der (distanzunabhängigen) lokalen Netztarife. Die NEMO Kostenkategorien müssten somit um „Kosten für vorgelagertes überregionales/regionales Netz“ erweitert werden. Der NEMO Verrechnungsschlüssel (70% Leistung und 30% Arbeit) kann äquivalent für diese neue Kostenkategorie übernommen werden.

Die Zahlung der Entry/Exit Tarife erfolgt somit durch unterschiedliche Akteure. Die Entry-Tarife zum virtuellen Handlungspunkt werden weiterhin von den Vertriebsunternehmen (und den Transitoren) an den Betreiber der über-/regionalen Netzebene, laut aktuellem Diskussionsstand in der Schweiz an Netpool, entrichtet. Die Exit-Tarife vom virtuellen Handlungspunkt in das lokale Netz werden durch die lokalen Verteilnetzbetreiber an Netpool entrichtet. Die lokalen Netzbetreiber selbst heben diese Kosten von den lokalen Netznutzern ein. Die Exit-Tarife in das Ausland werden von den Transitoren an Netpool entrichtet.

## 2.4.2 Schlussfolgerung und Empfehlung

Die beiden Modelle „City-Gate“ und „umfassendes Entry/Exit System“ weisen eine Reihe von Gemeinsamkeiten auf:

- Einheitliche Berechnungslogik der Entry und Exit Tarife für die überregionale/regionale Ebene.
- Einheitliche Bestimmung der relevanten Kosten und Kapazitäten für die überregionale/regionale Ebene.
- Die Verbindung zwischen einheitlicher Berechnungslogik sowie einheitlicher Methodik zur Bestimmung der relevanten Kosten und Kapazitäten hat zur Folge, dass die resultierende Entry- und Exit-Tarife in beiden Varianten gleich sind.

- Shipper/Vertriebsunternehmen tragen in beiden Varianten den Entry-Tarife Kostenblock zum Virtuellen Handlungspunkt, welcher somit Bestandteil des Energietarifs wird.
- Die lokalen Netztarife sind weiterhin distanzunabhängig, d.h. sie folgen nicht der Berechnungslogik der über-/regionalen Entry/Exit Tarife.

Der wesentliche Unterschied im Hinblick auf die Kostentragung liegt somit darin, dass bei der City-Gate-Lösung der Kostenblock Exit-Tarife von Shipper/Vertriebsunternehmen getragen und Bestandteil des Energietarifs wird. Bei der umfassenden EES-Lösung hingegen wird der Kostenblock Exit-Tarife in das lokale Netz übergeben und somit Teil der lokalen Netztarife.

Beide Systeme weisen grundsätzlich Vor- und Nachteile auf:

- **Umfassendes EES** – Der wesentliche Vorteil liegt dabei in der einfacheren Handhabung für Netznutzer im Vertriebsmassengeschäft. Es kommt zu einer geringeren Anfälligkeit gegenüber Diskriminierung von Drittnutzern, und die Entgeltkalkulation für den Vertrieb wird erleichtert. Dem steht jedoch der Nachteil einer höheren Komplexität bei der Einführung gegenüber.
- **City-Gate-Lösung** – Der wesentliche Vorteil liegt dabei im höheren Konnex zum Status Quo, was potentiell eine höhere Akzeptanz bei der Gasbranche bewirkt. Aufgrund der Nähe zum Status Quo sollte auch der Umstellungsaufwand geringer sein. Dem stehen die größere Gefahr der Diskriminierung beim Netzzugang sowie eine höhere Komplexität (insbesondere aufgrund der kleinteiligen Struktur der Schweizerischen lokalen Verteilunternehmen) beim Vertriebsmassengeschäft gegenüber.

Letztlich ist die Empfehlung für ein Modell von der Ausgestaltung des konkreten Netzzugangs an den Exit Punkten in die lokale Ebene sowie den geplanten Grad der Marktöffnung in der Schweiz abhängig. Bei der City-Gate-Lösung liegt der Buchungsaufwand beim Lieferant. Diese Lösung birgt jedoch Herausforderungen durch Diskriminierungspotenziale und Gefahren kontraktueller Engpässe. Beim umfassenden EES wird der Aufwand auf den VNB übertragen, der die Buchungen gebündelt durchführt. 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.<sup>16</sup>

---

<sup>16</sup> Für weitere Details verweisen wir auf: Frontier Economics/E-Bridge, GASVG - Studie II zum Netzzugang, Abschnitt 2, Bericht für Bundesamt für Energie, 2016.

## 3 ZU VERTIEFENDE FRAGEN AUS DER ERSTEN STUDIE NETZKOSTEN UND TARIFE

Im Folgenden diskutieren wir die zu vertiefenden Fragen aus der Vorstudie zu „Netzkosten und Netztarife“ sowie zusätzliche Fragestellungen von BFE.

### 3.1 Definition der kostenmäßigen Grundlagen der Netztarife sowie der anrechenbaren Kosten

#### 3.1.1 Definition der anrechenbaren Kosten im Gasnetz heute

Die „anrechenbaren Kosten“, die der Ermittlung der Tarife für die Netznutzung zu Grunde liegen, werden bereits in den Branchendokumenten „Nemo“ für die lokale Ebene und im Grundsatzdokument „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“ für die regionale und überregionalen Ebenen beschrieben. Dabei sind die Definitionen in beiden Dokumenten nahezu deckungsgleich. Eine einheitliche Definition der anrechenbaren Kosten ist vor diesem Hintergrund sinnvoll, da es die Transparenz erhöht. Auch wenn nicht jeder Netzbetreiber alle Kostenpositionen abdecken wird, so finden die Netzbetreiber doch alle relevanten Kostenpositionen in der einheitlichen Definition wieder. Zudem erleichtern einheitliche Vorgaben für alle Zonen dem Regulator sowie den gerichtlichen Beschwerdeinstanzen die Überprüfung der anrechenbaren Netzkosten.

#### 3.1.2 Definition der anrechenbaren Kosten im Strom

Im **Stromversorgungsgesetz** (StromVG) werden die anrechenbaren Netzkosten im Artikel 15 (Stand 01.07.2015) definiert:

##### Art. 15 Anrechenbare Netzkosten

1 Als anrechenbare Kosten gelten die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Sie beinhalten einen angemessenen Betriebsgewinn.

2 Als Betriebskosten gelten die Kosten für die mit dem Betrieb der Netze direkt zusammenhängenden Leistungen. Dazu zählen insbesondere die Kosten für Systemdienstleistungen sowie für den Unterhalt der Netze.

3 Die Kapitalkosten müssen auf der Basis der ursprünglichen Anschaffungsbeziehungsweise Herstellkosten der bestehenden Anlagen ermittelt werden. Als Kapitalkosten anrechenbar sind höchstens:

- a. die kalkulatorischen Abschreibungen;
- b. die kalkulatorischen Zinsen auf den für den Betrieb der Netze notwendigen Vermögenswerten.

4 Der Bundesrat legt die Grundlagen fest zur:

- a. Berechnung der Betriebs- und Kapitalkosten;
- b. einheitlichen und verursachergerechten Überwälzung der Kosten sowie der Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen. Dabei ist der Einspeisung von Elektrizität auf unteren Spannungsebenen Rechnung zu tragen.“

Der Gesetzgeber hat sich für eine allgemeine Begriffsbestimmung entschieden. Bei einzelnen Kostenpositionen der Netzbetreiber ist zu prüfen, ob die in Artikel 15 Absatz 1 bis 3 StromVG enthaltenen Kriterien erfüllt sind. Gemäß Artikel 15 Absatz 4 StromVG besteht lediglich in Bezug auf die *Berechnung* der Betriebs- und Kapitalkosten sowie die *Überwälzung* der Kosten und Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen von höheren auf nachliegende Netzebenen eine Befugnis des Bundesrates, neue rechtsetzende Bestimmungen zu erlassen. Hingegen ist der Bundesrat nicht befugt, Kosten als anrechenbar zu bezeichnen, welche die gesetzlichen Vorgaben nicht erfüllen; etwa wenn es sich nicht um Anschaffungs- und Herstellkosten handelt, kein unmittelbarer Zusammenhang zum Netzbetrieb besteht oder die Kosten nicht erforderlich sind für ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz.

Im StromVG wird vorgeschrieben, dass die Netzbetreiber jährlich eine Kostenrechnung zu erstellen und bei der EICom einzureichen haben (Art. 12 Abs. 1 StromVG). Der Bundesrat darf Mindestvoraussetzungen *für die Vereinheitlichung der Kostenrechnung* vorsehen (Art. 11 Abs. 2 StromVG). In Artikel 7 der **Stromversorgungsverordnung** (StromVV) ist festgehalten, dass sämtliche Positionen zur Berechnung der anrechenbaren Netzkosten in der Kostenrechnung separat aufzuführen sind. Zudem werden darin (in nicht abschließender Weise) einzelne Positionen aufgelistet: „<sup>3</sup> In der Kostenrechnung müssen alle für die Berechnung der anrechenbaren Kosten notwendigen Positionen separat ausgewiesen werden, insbesondere:

- a. kalkulatorische Kapitalkosten der Netze;
- b. Anlagen, die auf Basis der Wiederbeschaffungspreise bewertet werden (nach Artikel 13 Absatz 4)
- c. Betriebskosten der Netze;
- d. Kosten der Netze höherer Netzebenen;
- e. Kosten der Systemdienstleistungen;
- f. Kosten für das Mess- und Informationswesen;
- g. Verwaltungskosten;
- h. Kosten für notwendige Netzverstärkungen zur Einspeisung nach Artikel 7,7a und 7b des Energiegesetzes vom 26. Juni 1998<sup>10</sup>;
- i. Kosten für Netzanschlüsse und Netzkostenbeiträge;
- j. weitere individuell in Rechnung gestellte Kosten;
- k. Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen; und
- l. direkte Steuern.“

In Artikel 3 Absatz 2 StromVG ist das sogenannte Subsidiaritätsprinzip verankert. Demzufolge haben die für die Gesetzgebung zuständigen Behörden im Bund und

in den Kantonen vor dem Erlass von Ausführungsvorschriften freiwillige Maßnahmen der Branche zu prüfen. Soweit möglich und notwendig, übernehmen sie deren Vereinbarungen ganz oder teilweise in das *Ausführungsrecht*. Dabei muss die Kompatibilität mit den Grundsätzen des Gesetzes gewährleistet bleiben (BBl 2005 1643). Artikel 3 Absatz 2 StromVG enthält hingegen keine Befugnis des Verordnungsgebers, *rechtsetzende* Kompetenzen an private Organisationen zu delegieren.

In der StromVV ist an mehreren Stellen ausdrücklich vorgesehen, dass die Branche in bestimmten Bereichen Vorgaben in Richtlinien festlegen kann: So ist beispielsweise in Artikel 13 Absatz 1 StromVV festgehalten, dass die Netzbetreiber für die verschiedenen Anlagen und Anlagenteile einheitliche und sachgerechte Abschreibedauern festlegen dürfen. Zudem darf die Branche gemäß Artikel 12 Absatz 2 StromVV transparente, einheitliche und diskriminierungsfreie Richtlinien für die Ermittlung der Betriebskosten im Rahmen des Gesetzesvollzugs entwickeln.

In Artikel 27 Absatz 4 StromVV ist festgehalten, dass das BFE auch in diesen Bereichen staatliches Ausführungsrecht erlassen darf, falls sich die Netzbetreiber nicht innert nützlicher Frist auf Richtlinien einigen oder diese nicht sachgerecht sind. Falls es sich um Branchenrichtlinien im Sinne von Artikel 27 Absatz 4 StromVV handelt, prüft die EICom in einem konkreten Streitfall, welche Lösung darin vorgeschlagen wird. Die EICom übernimmt die vorgeschlagene Lösung, es sei denn, diese erweise sich als nicht sachgerecht (Mitteilung der EICom vom 1. Februar 2010 über die Rechtsnatur von Richtlinien und Branchendokumenten, S. 4).

### 3.1.3 Empfehlung für den Gassektor

Um innerhalb von Querverbundunternehmen ein einheitliches Vorgehen zu implementieren und den Aufwand für die Regulierung insgesamt möglichst gering zu halten, wird empfohlen, im Gassektor bezüglich der Definition und Berechnung der anrechenbaren Kosten analog zur Konzeption im Strombereich zu verfahren. Dieses Vorgehen ist bereits erprobt, in den Unternehmen umgesetzt und muss nur auf die Sparte Gas übertragen werden. Dabei können die Formulierungen aus dem StromVG und der StromVV weitestgehend wortgleich übernommen werden.

Die Gasbranche wird gestützt auf das Subsidiaritätsprinzip ermächtigt, eigene Lösungen für den Gesetzesvollzug zu entwickeln. Diese sind vom Verordnungsgeber zu übernehmen, soweit dies notwendig und möglich ist. Zudem kann die Branche in der Verordnung in einzelnen Bereichen für befugt erklärt werden, eigene Ausführungsregeln zu entwickeln. Die Branche hat dabei, die Spezifika der Gasnetze zu berücksichtigen. Dies kann in den Branchendokumenten Nemo und im Grundsatzdokument „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“ geschehen oder Ebenen übergreifend im Rahmen der Verbändevereinbarung Gas. Diese Branchenregeln sind vom Rechtsanwender zu berücksichtigen, falls sie gesetzeskonform und sachgerecht sind. Die Notwendigkeit, die anrechenbaren Kosten für über-/regionale Netzbetreiber sowie für lokale Netzbetreiber separat zu definieren wird an dieser Stelle nicht gesehen.

## 3.2 Systemgrenzen

### 3.2.1 Systemgrenzen zwischen dem regionalen und dem lokalen Netz

Mit der Aktualisierung von Nemo zum 01.01.2016 hat die Branche die Definition der Systemgrenze zwischen der über-/regionalen Ebene zur lokalen Ebene jetzt einheitlich und konform zum Grundsatzdokument „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“ geregelt. Innerhalb eines regionalen Netzes ist die Zuordnung der Druckregel- und Messstationen (DRM) eindeutig vorzunehmen. Damit können die DRM entweder der regionalen oder der lokalen Ebene zugeordnet werden. Die Zuordnung muss aber dann für die gesamten DRM des jeweiligen regionalen Netzbetreibers bzw. genauer der jeweiligen Ausspeisezone einheitlich sein.

In den Branchendokumenten wird dabei nichts zu den Eigentumsverhältnissen gesagt. Sinnvoll wäre hier eine Zuordnung gemäß den überwiegenden Eigentumsverhältnissen innerhalb des jeweiligen regionalen Netzes bzw. genauer der jeweiligen Ausspeisezone:

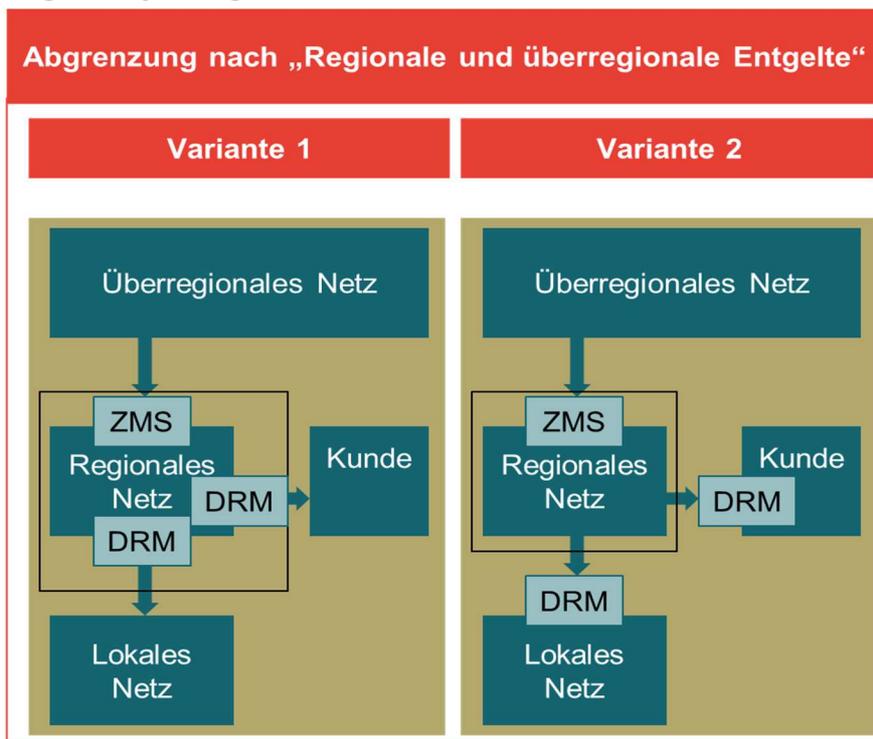
- Ist die Mehrzahl der DRM an den Ausspeisepunkten des jeweiligen regionalen Netzbetreibers in seinem Eigentum, dann sollten die DRM pauschal dem regionalen Netzbetreiber zugeordnet werden. Für nicht in seinem Eigentum befindliche DRM muss er dem nachgelagerten lokalen Netzbetreiber dann die Kosten für diese DRM (rück-)vergüten. Dies kann z.B. im Rahmen einer Pacht ermöglicht werden. Die Kosten sind entsprechend bei der Tarifiermittlung des regionalen Netzbetreibers zu berücksichtigen.<sup>17</sup>
- Ist die Mehrzahl der DRM an den Ausspeisepunkten des jeweiligen regionalen Netzbetreibers im Eigentum des nachliegenden lokalen Netzes, dann sollten die DRM dem nachliegenden lokalen Netz zugeordnet werden. Die DRM, die in diesem Fall im Eigentum des regionalen Netzbetreibers sind, sind dann vom nachliegenden lokalen Netzbetreiber dem regionalen Netzbetreiber zu vergüten.

In der folgenden Abbildung sind die beiden Zuordnungsmöglichkeiten der DRM an der Netzebenengrenze („Netzkoppelpunkt“ nach Nemo) zwischen regionalem/überregionalem und lokalem Netz dargestellt.

---

<sup>17</sup> Abhängig von der Anzahl der betroffenen DRM könnte jedoch auch die Pachtlösung zu einer einheitlichen Zuordnung aller DRM zur regionalen Netzebene herangezogen werden.

Abbildung 33. Systemgrenzen



Quelle: BET

### 3.2.2 Systemgrenzen zwischen dem lokalen Vor- und Nachliegernetz

Die Abgrenzung zwischen den lokalen Vor- und Nachliegernetzen ist in Nemo nur sehr rudimentär geregelt. Die Systemgrenze liegt auch hier bei den DRM-Stationen. Wo genau die Grenze verläuft, ist innerhalb eines Lokalnetsbetreibers „einheitlich an der Netzkoppelstelle zu regeln“. Auch hier wird – wie schon oben der „Netzkoppelpunkt“ – die „Netzkoppelstelle“ nicht weiter definiert.

Generell sind Gasnetze an den Eigentumsgrenzen über DRM getrennt, da die Gasmengen, die vom Vorlieger- in das Nachliegernetz eingespeist werden, gemessen werden müssen. Dient die DRM an der Eigentumsgrenze exklusiv nur zur Versorgung des Nachliegernetzes mit Erdgas, dann wird diese DRM nur von den Endkunden des Nachliegernetzes genutzt, nicht aber von denen des Vorliegernetzes. In diesem Fall ist die DRM verursachungsgerecht dem Nachliegernetz zuzuordnen.

Bei DRM, die sowohl über einen Teil verfügen, der das Gas vom Vorlieger- in das Nachliegernetz aufspeist, als auch über einen Teil, der das eigene nachgelagerte Netz des Vorliegernetzbetreibers mit Erdgas versorgt, ist die DRM gemäß ihrer Funktionalität auf das Vor- und Nachliegernetz verursachungsgerecht aufzuteilen.

Um eine verursachungsgerechte Kostentragung durch die Endkunden zu gewährleisten, wird daher empfohlen, die DRM bzw. die Teile der DRM, die der Versorgung des Nachliegernetzes mit Erdgas dienen, dem Nachliegernetz zuzuordnen.

### 3.2.3 Systemgrenze zwischen Lokalnetz und Ausspeisung zu Endverbrauchern

Für die Abgrenzung zu Ausspeisepunkten von Endverbrauchern stellt Nemo auf die technische Definition gemäß dem SVGW-Regelwerk ab. Die nach Nemo ermittelten Netzentgelte beinhalten nur den Zugang zu den Versorgungsleitungen, nicht aber den Hausanschluss bestehend aus Hausanschlussleitung und Gasinstallationen. Die Bedingungen für die Nutzung des Hausanschlusses werden in einem separaten Netznutzungsanschlussvertrag zwischen lokalem Netzbetreiber und Endkunde geregelt.

Je nach Ausgestaltung des Netznutzungsanschlussvertrages des lokalen Netzbetreibers können

- die Eigentumsverhältnisse (Anschlussleitung);
- die Verantwortlichkeiten für Sanierung und Instandhaltung; und die
- Kostenbeteiligung

unterschiedlich geregelt sein.

Bei der Kostenbeteiligung gibt es verschiedene Varianten:

- Der Eigentümer trägt die Kosten für Sanierung und Instandhaltung.
- Der lokale Netzbetreiber trägt die Kosten für Sanierung und Instandhaltung.
- Die Kosten für Sanierung und Instandhaltung werden nach einem vereinbarten Schlüssel auf den Eigentümer und den lokalen Netzbetreiber aufgeteilt.

Die Ausführung der Sanierung und Instandhaltung (genau wie die Regler-Revision und die Zählerauswechslung infolge der Eichfähigkeit) erfolgt in der Regel als Aufgabe durch den lokalen Netzbetreiber oder ein durch ihn beauftragtes Unternehmen, das über die entsprechende Zertifizierung verfügen muss. Dabei müssen sich die Netzbetreiber bzw. die beauftragten Unternehmen an das technische Regelwerk des SVGW halten. Verfügt ein Unternehmen über die entsprechende Zertifizierung des SVGW, gelten diese Regeln als erfüllt.

In die Verantwortlichkeit des Netzbetreibers fällt damit i. d. R. nicht nur die Wartung und Instandhaltung der Versorgungsleitungen, sondern auch die der Hausanschlussleitungen und der übrigen Gasinstallationen im Rahmen des Hausanschlusses.

Es wird empfohlen, im Gasbereich die Hausanschlussleitungen und die für den Hausanschluss benötigten Gasinstallationen (wie z.B. Mauerdurchführung, Regler, Zähler, Hauptabsperreinrichtung) als Teil des Netzes zu definieren und in die Netzentgelte einzurechnen. Als Systemgrenze kann z.B. die Hauptabsperreinrichtung im Gebäude des Gasendkunden definiert werden. Alle Installationen hinter der Hauptabsperreinrichtung (wie z.B. Heizungsanlage inkl. Anschlussleitung bis zur Hauptabsperreinrichtung) würden dann nach dieser Definition in den Verantwortungsbereich des Endverbrauchers fallen.

## FRAGESTELLUNG

Wie behandelt man in diesem Kontext vom Kunden finanzierte Leitungen?

Der Netzbetreiber erhebt Netzanschlusskosten zur (Mit-)Finanzierung von allen Kunden. Diese werden bei der Ermittlung der kalkulatorischen Kosten vom zu verzinsenden Anlagevermögen vor der Ermittlung der Verzinsung in Abzug gebracht. Dies entspricht dem empfohlenen Vorgehen bei den Baukostenzuschüssen zum Bau der Hauptleitung in Deutschland. Die Position Netzanschlusskosten wäre analog zum Strombereich separat auszuweisen (vgl. Art. 7 Abs. 3 Bst. i StromVV). Eine einheitliche Zuordnung und damit ein einheitliches Vorgehen innerhalb eines Netzes sind hier mit Blick auf die Transparenz zu bevorzugen.

## FRAGESTELLUNG

Wie behandelt man in diesem Kontext Direktleitungsbau?

Um eine Netzebenenflucht auf Grund von zu hohen Netzentgelten und damit verbundenem parallelen Leitungsbau zu vermeiden, sollte es eine entsprechende Regelung geben, wie mit Endverbrauchern umgegangen wird, für die es günstiger ist, eine Leitung an die nächsthöhere Anschlussebene zu bauen. Dabei ist zu beachten, dass im Bereich Gas die Netzebenen innerhalb der Lokalnetze nicht nach Druckstufen abgegrenzt werden können, wie das im Bereich Strom nach den Spannungsstufen gemäß Art. 5 Abs. 5 StromVG<sup>18</sup> durchgeführt wird

In Gasnetzen werden typischerweise drei Druckstufen unterschieden: Hoch-, Mittel- und Niederdruck. Die Druckbereiche sind wie folgt definiert:

- Niederdruck: 0 – 100 mbar
- Mitteldruck > 100 mbar – 1000 mbar (1 bar)
- Hochdruck > 1 bar – 5 bar (Hochdruck 1), >5 bar (Hochdruck 2)

Auf der überregionalen und regionalen Ebene werden in der Regel Hochdrucknetze über 5 bar eingesetzt. In der Ebene der Lokalnetze werden vom Niederdruck bis zum Hochdruck unter 5 bar alle Druckstufen genutzt. Es können auch Druckstufen über 5 bar in Lokalnetzen vorkommen, diese dürften jedoch die Ausnahmen darstellen.

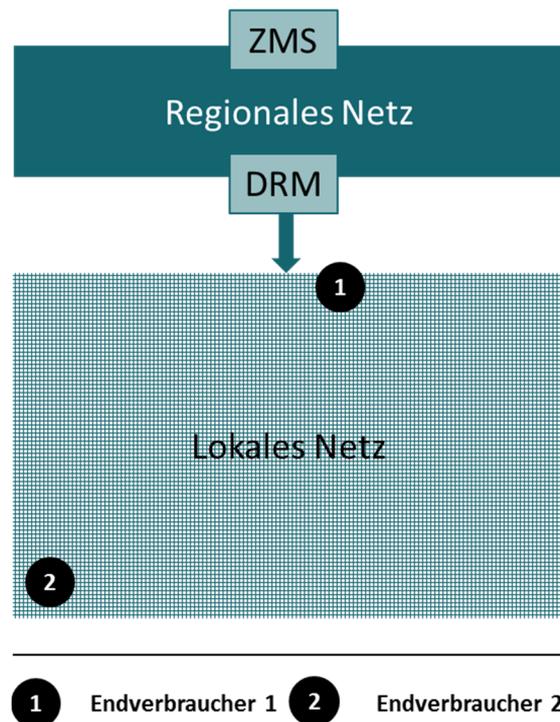
Die Druckstufen in den Lokalnetzen sind nicht wie im Bereich Strom die Spannungsstufen nach technischen Kriterien abgegrenzt, sondern hängen von den örtlichen Gegebenheiten, dem Alter, der Netzausbaustrategie und anderen Faktoren ab. So gibt es z.B. Lokalnetze mit und ohne ND-Leitungen, da diese vorzugsweise in relativ alten Netzen zu finden sind und meist verlegt wurden, als die Rohrleitungsmaterialien für höhere Drücke noch vergleichsweise teuer waren.

<sup>18</sup> „<sup>5</sup> Der Bundesrat legt transparente und diskriminierungsfreie Regeln für die Zuordnung von Endverbrauchern zu einer bestimmten Spannungsebene fest. Er kann entsprechende Regeln für Elektrizitätserzeuger und Netzbetreiber festlegen. Er kann die Endverbraucher und Netzbetreiber beim Wechsel von Anschlüssen zur anteilmäßigen Abgeltung von Kapitalkosten nicht mehr oder nur noch teilweise genutzter Anlagen und zeitlich befristet zum Ausgleich der Beeinträchtigung der Netznutzungsentgelte verpflichten.“

Mit der Einführung von PE-HD-Leitungen, die sich relativ unkompliziert und kostengünstig verlegen lassen, sind die Netzbetreiber zunehmend dazu übergegangen, die Leitungen in MD oder HD zu verlegen. Dadurch konnten die Rohrdurchmesser und damit die Grabenbreiten minimiert werden, was wiederum gerade in Innenstädten zu deutlich günstigeren Verlegekosten führte.

Ebenso wie die Abgrenzung der Netzebenen analog zum Stromsektor für den Gassektor keinen Sinn macht, ist die Zuordnung der Endverbraucher auf einzelne Netzebenen schwierig. Der Anschluss des Endverbrauchers an das Lokalnnetz hängt überwiegend von seiner geografischen Lage ab. Die folgende Abbildung zeigt ein Beispiel für die Netzanschlusssituation von zwei Großverbrauchern mit identischem Verbrauch und Leistung. Endverbraucher 1 kann auf Grund seiner Lage direkt an die DRM oder die Transportleitung von der DRM zum Verteilnetz angeschlossen werden und wäre nach dieser Definition der Transportnetzebene zuzuordnen. Endverbraucher 2 hat auf Grund seiner geografischen Lage seinen Anschlusspunkt im Verteilnetz.

**Abbildung 34. Netzanschluss an das Lokalnnetz**



Quelle: BET

Vor dem Hintergrund dieser Spezifika der lokalen Gasnetze im Vergleich zu den lokalen Stromnetzen ist es nicht zu empfehlen, die Zuordnung der Netzebenen aus dem Bereich Strom zu übernehmen. Ausgehend von der Aufteilung der Lokalnnetze in die Netzebenen Transport und Verteilung sollte eine sachgerechte Zuordnung der Endverbraucher auf die Netzebenen stattfinden, die sich z.B. auch an der Größe der Verbraucher orientieren kann. Wenn alle Verbraucher mit identischem Verbrauch und Leistungsanforderungen innerhalb eines Netzes die gleichen Tarife zahlen, besteht für diese kein Anreiz, aus dem teuren Verteilnetz in das günstige Transportnetz zu wechseln. Damit wäre innerhalb der lokalen Netze die Netzebenenflucht ausgeschlossen und die Tarifierung der Netzentgelte dennoch

sachgerecht, da sie sich an der Inanspruchnahme des Netzes durch den Endverbraucher orientiert. Endverbraucher mit identischen Leistungsanforderungen an das Netz zahlen auch identische Tarife.

Eine Netzebenenflucht wie aus dem Bereich Strom bekannt, gibt es bei diesem System im Gasbereich nicht. Die Problematik ergibt sich in der lokalen Netzebene jedoch für die Tarifgestaltung in Nachliegernetzen. Hier kann es durch die Kostenverrechnung dazu kommen, dass Verbraucher mit identischem Lastverhalten in Vor- und Nachliegernetzen unterschiedliche Tarife zahlen. Da der Endverbraucher mit Anschluss an das Nachliegernetz zusätzliche Infrastruktur im Vergleich zu dem Endverbraucher im Vorliegernetz in Anspruch nimmt, ist dies zwar sachgerecht, schafft aber wirtschaftliche Anreize für den Anschluss an das Vorliegernetz. Bei einer Tarifgestaltung, die die Kosten sachgerecht auf die Endverbraucher aufteilt, sollten diese wirtschaftlichen Anreize für den Bau einer Direktleitung entfallen. Zusätzlich kann im GasVG (oder in der StromVV) vorgeschrieben werden, dass der Anschluss von neuen Endverbrauchern an das nächstgelegene Gasnetz zu erfolgen hat, sofern dies technisch und wirtschaftlich möglich ist.

Eine weitere Möglichkeit für Große Endverbraucher die Netzentgelte zu optimieren bestünde dann darin, sich direkt an die Leitung des regionalen Netzbetreibers anzuschließen, um dann nur den Entry-Exit-Tarif der regionalen und überregionalen Netzebene zu bezahlen. Dies kann z.B. durch eine Vorschrift im GasVG oder in der GasVV unterbunden werden, die den Anschluss von Endverbrauchern im lokalen Netz vorschreibt.

### 3.2.4 Handlungsempfehlung

Im Rahmen der Systemgrenzen wurden die Grenzen zwischen

- Regionalem Netz und Lokalnetz;
- Lokalnetz: Vorliegernetz und Nachliegernetz; und
- Lokalnetz und Endverbraucher

betrachtet.

Für die Systemgrenze zwischen regionalem Netz und Lokalnetz wird empfohlen, im GasVG oder in der GasVV für das jeweilige regionale Netz eine eindeutige und einheitliche Zuordnung der DRM vorzuschreiben. Ob die DRM eines regionalen Netzes dann dem regionalen Netz zugeordnet werden und in den entsprechenden Exit-Tarif eingehen oder dem Lokalnetz zugeordnet werden und dort in den Tarifen berücksichtigt werden, sollte auf die Gesamtkosten beim Endverbraucher keinen Einfluss haben, der sowohl mit dem Exit-Tarif des regionalen Netzes als auch mit dem Tarif des Lokalnetzes belastet wird.

DRM an der Systemgrenze zwischen zwei lokalen Netzen dienen der Einspeisung des Gases in das Nachliegernetz und sind diesem daher eindeutig zuzuordnen. Kunden des Vorliegernetzes nutzen diese DRM nicht und sollten sie daher auch nicht über die Tarife bezahlen müssen. Eine eindeutige Zuordnung zum Nachliegernetz sollte im GasVG oder GasVV vorgeschrieben werden, um die sachgerechte Tarifierung sicherzustellen.

Unabhängig von den unterschiedlichen Vorgehensweisen der Lokalnetzbetreiber in Bezug auf den Netzanschluss und dessen Finanzierung bzw. Kostentragung bei Wartung und Instandhaltung wird empfohlen, in Analogie zum Bereich Strom die Hausanschlussleitungen und die Gashaushaltungen bis zur Hauptabsperr-einrichtung im GasVG oder in der GasVV als Teil des Netzes zu definieren. Die unterschiedlichen Vorgehensweisen bzgl. der Finanzierung der Hausanschlusskosten und der Kosten für Wartung und Instandhaltung sind in den Netztarifen angemessen entgeltmindernd zu berücksichtigen. Dies muss über entsprechende Vorschriften zur Kalkulation der Entgelte sichergestellt werden.

Die Problematik der Netzebenenflucht, wie sie aus dem Bereich Strom bekannt ist, gibt es im Gassektor nicht in der Form. Innerhalb der lokalen Ebene sollten die Netztarife so gestaltet werden, dass Endverbraucher mit identischem Verbrauchsverhalten in demselben Lokalnetz auch identische Tarife bezahlen – unabhängig von ihrer Netzanbindung. Für Vor- und Nachliegernetze lassen sich Tarifunterschiede bei Endverbrauchern mit identischem Lastverhalten nicht vermeiden, da der Endverbraucher im Nachliegernetz zusätzlich zur Infrastruktur des Vorliegernetzes auch die des Nachliegernetzes nutzt. Jedoch sollten die Tarife in den Lokalnetzen generell so gestaltet sein, dass die Kostenzuweisung auf die Kunden bzw. Kundengruppen möglichst sachgerecht erfolgt. Hierdurch werden „Pancaking“ der Netztarife vermieden und damit auch wirtschaftliche Anreize eines parallelen Leitungsbaus beschränkt. Zusätzlich kann im GasVG oder in der GasVV die Vorschrift für den Anschluss an das nächstgelegene Lokalnetz aufgenommen werden, sofern dies technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist, um den parallelen Leitungsbau zu verhindern.

### 3.3 Systemdienstleistungen

In diesem Abschnitt sollen unterschiedliche Fragestellungen zu Systemdienstleistungen, die im Zusammenhang mit der Bestimmung von Netzkosten sowie Netzentgelten stehen, diskutiert werden:

- Welche Tätigkeiten werden ganz allgemein den Systemdienstleistungen zugordnet und sollen diese abschliessend aufgelistet werden? Wie können die mit der Erbringungen von Systemdienstleistungen entstehenden Kosten durch Entgelte abgedeckt werden?
- Welche zusätzlichen Kosten können durch Netpool entstehen und wie sollen diese abgedeckt werden?

#### 3.3.1 Systemdienstleistungen – Tätigkeiten, Kosten und Entgelte

##### Systemdienstleistungen – Deutschland

In einem ersten Schritt betrachten wir die gesetzlichen Regelungen für Deutschland und Österreich. Zweck dabei ist zu evaluieren, inwieweit in den beiden Ländern die gesetzlichen Bestimmungen eine Definition von Systemdienstleistungen enthält und was darunter verstanden wird.

In **Deutschland** enthielt die alte Gasnetzzugangsverordnung (Version: 2008) in § 5 „Hilfsdienste“ eine Aufzählungen von Systemdienstleistungen. Darunter fielen u.a.

- der Empfang und die Bestätigung von Mengennominierungen;
- der Empfang und die Bestätigung von Messwerten über die Gasbeschaffenheit;
- die Abrechnung und Rechnungsstellung sowie Rechnungsprüfung;
- die Netzsteuerung einschliesslich des Zukaufs von Fremdleistungen zur vertraglichen Absicherung bestimmter Gasflüsse;
- die Beimengung von Geruchsstoffen zum Gas, das an Letztverbraucher geliefert wird (Odorierung); und
- der Basisbilanzausgleich.

Aus der Aufzählung ist ersichtlich, dass dabei eine Vermischung von technischen und kommerziellen Tätigkeiten besteht. Beispielsweise ist die Abrechnung und Rechnungsstellung sowie die Rechnungsprüfung nicht als technisch notwendige Tätigkeit zum Betrieb des Gasnetzes/-systems zu sehen. Zusätzlich enthielt die Gasnetzzugangsverordnung (Version: 2008) noch einen expliziten Artikel zur Gasbeschaffenheit.

Die aktuelle Gasnetzzugangsverordnung (Version: 2015) enthält keine explizite Auflistung von Systemdienstleistungen mehr. Stattdessen wird eine gesamthaften Regelung vom Gasnetzzugang an sich gemacht. Darin enthalten sind entsprechende Bestimmungen zur Bilanzierung, Regelenergie sowie zur Organisation der Kapazitätsvergabe. Aus den verschiedenen Tätigkeiten ergeben sich unterschiedliche Zuordnungen der Kosten und deren Abgeltung. Beispielsweise wurden die Kosten für die Erstellung einer Plattform zur Kapazitätsvergabe den Netzkosten zugeordnet und über Entry/Exit Tarife abgegolten. Für die Kosten der externen Regelenergie, die dem Marktgebietsverantwortlichen entstehen, werden zunächst die Erlöse aus der Ausgleichsenergie herangezogen. Falls diese nicht ausreichen, wird die Differenz auf die Bilanzgruppen aufgeteilt.

In **Österreich** sieht das Gaswirtschaftsgesetz (2011) vor, dass ein Marktgebietsmanager, ein Verteilergebietsmanager sowie ein Bilanzgruppenkoordinator mit der Erfüllung von Systemdienstleistungen zu beauftragen sind. Das Gesetz schreibt gleichzeitig die Pflichten dieser drei Stellen vor. Für den Markt-/Verteilergebietsmanager fallen darunter u.a.:

- die Sicherstellung der Errichtung und des nichtdiskriminierenden Zugangs zum Virtuellen Handlungspunkt, die Benennung des Betreibers des Virtuellen Handlungspunktes und die Kooperation mit diesem;
- die Verwaltung der im Marktgebiet tätigen Bilanzgruppen;
- die Koordination der Netzsteuerung und des Einsatzes von Netzpufferung (Linepack) sowie der Abruf der physikalischen Ausgleichsenergie im Zusammenwirken mit dem Verteilergebietsmanager;

- die Erstellung eines einheitlichen Berechnungsschemas zur Ermittlung und Ausweisung der Kapazitäten für die Ein- und Ausspeisepunkte des Fernleitungsnetzes des Marktgebiets;
- die Organisation der Errichtung und des Betriebes der Online-Plattform für das Angebot von Kapazitäten;
- die Erstellung des koordinierten Netzentwicklungsplans; sowie
- die Bereitstellung der Systemdienstleistung (Leistungs- und Druckregelung bzw. Druckhaltung) durch Vornahme des technisch-physikalischen Ausgleichs oder Abschluss entsprechender Verträge mit Dritten.

Auch bei dieser Aufzählung ist erkennbar, dass eine Vermischung von technischen und kommerziellen Tätigkeiten unter dem Titel „Systemdienstleistungen“ vorgenommen wird. Ähnlich wie in Deutschland ergibt sich deshalb keine eindeutige Struktur der Vergütung der Systemdienstleistungen. Im Wesentlichen werden jedoch bis auf die Kosten für die Ausgleichs-/externe Regelenergie die Kosten den Netzkosten zugeordnet und über die Entry/Exit Tarife vergütet.

### Systemdienstleistungen – Schweiz

Aus den internationalen Beispielen ist ersichtlich, dass sich im Unterschied zum Strombereich im Gassektor keine einheitliche Definition der Tätigkeiten, welche unter Systemdienstleistungen fallen, etabliert hat.

Für die Definition von „technischen“ Systemdienstleistungen würden wir deshalb die Einteilung aus DNV GL (2015)<sup>19</sup> übernehmen und vier Kategorien von Systemdienstleistungen unterscheiden.

- **Druck- und Mengenregelung** – Dabei wird auf (über-)regionaler Ebene Flexibilität zur Verfügung gestellt, indem Verbrauchsschwankungen in unterlagerten Netzen durch Druck- und Mengenregelung in übergelagerten Netzen abgefedert werden. Dies geschieht u.a. durch den Einsatz von Verdichterstationen und des Netzpuffers.
- **Engpassmanagement** – Betrifft physische Netzengpässe, wenn zu einem Zeitpunkt die tatsächliche Nachfrage an Kapazität höher ist als die technische Kapazität. Netzbetreiber können dem durch unterschiedliche Massnahmen entgegenwirken, z.B. Einsatz des Netzpuffers, Lastflusszusagen, Einkauf von lokaler Regelenergie;
- **Sicherstellung der Gasqualität** – Die Sicherstellung der Gasqualität basiert auf Vorgaben an die Konsistenz des eingespeisten Gases („Anschlussbedingungen“) und wird ggfs. durch zusätzliche Massnahmen durch die Netzbetreiber unterstützt.
- **Odorierung** – Die Odorierung von Erdgas ist in erster Linie eine Sicherheitsmassnahme für den Gaskunden. Dabei werden dem von Natur aus nahezu geruchslosen Erdgas so genannte Warngeruchsstoffe (Odoriermittel) hinzugefügt.

<sup>19</sup> DNV GL, Grundsatzfragen zum zukünftigen Gasbilanzierungsmodell in der Schweiz, Abschlussbericht für Bundesamt für Energie, 2015.

Zur Erfüllung dieser Tätigkeiten können Kosten anfallen, die dem Netzbetreiber entsprechend abgegolten werden müssen.

Abbildung 35. Übersicht Systemdienstleistungen im Gasnetz

Dienstleistung	Wo fällt SDL an?	Abgrenzung zu Netzkosten	Vergütung der Kosten
<b>Druck- und Mengenregelung</b>	Überregional/Regional	Erfolgt durch Netzanlagen (Kompressoren) und Kompressorgas. Beides fällt typischerweise unter Netzkosten	Teil der Netzkosten und Vergütung durch Entry/Exit Tarif
<b>Engpassmanagement</b>	Über-/Regional	Dies hängt von der Art der Maßnahme ab. Wenn die Fahrwegsänderungen durch Lastflusszusagen erfolgt, sind diese in der Regel Teil der Netzkosten. Erfolgt der Einsatz von Netzpuffer, dann wird dieser in der Regel unentgeltlich durch den Netzbetreiber bereitgestellt bzw. die hierfür notwendigen Netzanlagen sind ohnehin schon Teil der Netzkosten. Beim Zukauf von lokaler Regelenergie ist der Zusammenhang mit den Regelungen zur Bilanzierung zu sehen	Abhängig von Maßnahmen: <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Lastflusszusagen: Entry/Exit Tarife</li> <li>■ Netzpuffer: keine zusätzliche Vergütung notwendig, da Netzanlagen ohnehin schon Teil der Netzkosten und Entry/Exit Tarife</li> <li>■ lokale Regelenergie: abhängig von Ausgestaltung der Bilanzierung. In Deutschland sind die Kosten für lokale Regelenergie jedoch nicht Bestandteil der Netzkosten.</li> </ul>
<b>Sicherstellung der Gasqualität</b>	Über-/Regional	Notwendige Maßnahmen sind kein Teil der allgemeinen Netzkosten, wenn Sicherstellung der Gasqualität durch Nichterfüllung der technischen Vorgaben durch den Einspeiser bedingt. Ansonsten sind Maßnahmen Teil der Netzkosten.	Verursachungsgerechtes Entgelt an Netzbetreiber durch individuellen Einspeiser, wenn durch Nichterfüllung von technischen Vorgaben Gasqualität hergestellt werden muss.
<b>Odorierung</b>	Regional	Aus Gründen der Praktikabilität ist eine Zuordnung zu den allgemeinen Netzkosten möglich.	Vergütung über Entry/Exit Tarife

Quelle: 9015917\_Gasbilanzierungsmodell\_Schweiz\_Endbericht\_finale\_Version\_10122015\_Final, GWG, MACH 2

## Schlussfolgerung

Wir würden keine abschließende Aufzählung von Systemdienstleistungen im GasVG, bzw. in der GasVV vorsehen, da sich im Gasbereich hier keine eindeutige Definition durchgesetzt hat. Gleichzeitig würden wir empfehlen, entsprechend der **Abbildung 35** für einzelne Elemente der Systemdienstleistungen gesetzliche Bestimmungen vorzusehen. Dies betrifft:

- **Sicherstellung der Gasqualität** – Hier sollte klargestellt werden, wann Einspeiser für die Sicherstellung der Gasqualität ein verursachungsgerechtes Entgelt an die Netzbetreiber zu bezahlen haben, nämlich dann, wenn die Einspeiser die technischen Vorgaben für die Gasqualität nicht erfüllen.
- **Engpassmanagement** – Hier sollte für die „lokale Regelenergie“ festgelegt werden, wie diese verrechnet wird. Dies steht im engen Zusammenhang zu den Bestimmungen zur Bilanzierung bzw. Regelenergie an sich. Die Details dazu sind jedoch nicht Gegenstand dieser Studie und werden in einer eigenen Studie durch das BFE erarbeitet.
- **Odorierung** – Tendenziell empfehlen wir aus Gründen der Praktikabilität die Zuordnung der Odorierungskosten zu den allgemeinen Netzkosten und eine Abgeltung durch Entry/Exit Tarife. In diesem Fall empfehlen wir die Odorierungskosten als Bestandteil der Netzkosten in die Gasversorgungsgesetzgebung aufzunehmen. Alternativ dazu kann jedoch weiterhin eine individuelle Verrechnung erfolgen. In diesem Fall empfehlen wir ebenfalls eine gesetzliche Verankerung in der Gasversorgungsgesetzgebung. Dadurch soll klargestellt werden, dass Odorierungskosten nicht Bestandteil der Netzkosten, welche Grundlage für die Entry/Exit Tarife sind, sind, sondern durch ein separates verursachungsgerechtes Entgelt abgedeckt werden.

### 3.3.2 Netpool – Tätigkeiten und Kosten

Entsprechend des VSG Vorschlags (MACH 2 Gas vom März 2016) kommt Netpool eine wichtige Rolle beim neuen Marktmodell zu. Netpool übernimmt dabei Tätigkeiten die – in Analogie zu den Definitionen in Deutschland und Österreich – einem Marktgebietsverantwortlichen und Fernleitungsnetzbetreiber entsprechen.

Netpool soll verantwortlich sein u.a. für

- die Kapazitätsvermarktung am Entry/Exit System;
- die Bilanzierung;
- die Koordination des Regelenergiemanagements sowie der Netzsteuerung; und für die
- Koordination von Lieferantenwechseln.

Die Vornahme dieser Tätigkeiten ist mit Kosten (Personalaufwand, Materialaufwand, Kapitalkosten) verbunden. Zusätzlich leistet Netpool an die Swissgas AG sowie die regionalen Gasnetzbetreiber ein Pachtentgelt für deren Netzanlagen.

Netpool verursacht somit unterschiedliche Kosten, wobei sich die Frage ergibt, wie diese vergütet werden sollen. Eine Beurteilung der angemessenen Höhe der Kosten ist uns auf Basis der vorliegenden Informationen nicht möglich.

- **Kapazitätsvermarktung am Entry/Exit System** – Darunter fallen die Kosten für die Errichtung und den Betrieb einer Vermarktungsplattform für Kapazitäten (Primär-/Sekundärhandel). In Deutschland wurden diese Kosten (Betriebs-/Kapitalkosten) Teil der Netzkosten und über die Entry/Exit Tarife vergütet. Ein ähnliches Vorgehen wurde in Österreich gewählt. Wir würden dies auch für Netpool als sinnvoll erachten.
- **Bilanzierung** – Im Zusammenhang mit der Tätigkeit der Bilanzierung sind zu unterscheiden:
  - Energiemengen im Zusammenhang mit Bilanzierung – In DE/AT werden diese Kosten dem Vertrieb über Bilanzgruppen zugeordnet. Wir würden dies auch für die Schweiz empfehlen. Die Netpoolkosten im Zusammenhang mit Energiemengen sind nicht Gegenstand der Netzkosten.
  - Organisationskosten – Tätigkeit der Bilanzierung ist mit Personal, Aufwand, etc. zusätzlich zu Energiemengen verbunden. In DE/AT werden diese Kosten als Kosten des Marktgebietsmanagers den Netzkosten zugeordnet. Wir würden dies auch für die Schweiz empfehlen. Die Netpoolkosten im Zusammenhang mit der Organisation der Bilanzierung sind den Netzkosten zuzuordnen und über Entry/Exit Tarife zu vergüten.
- **Koordination des Regelenergiemanagements sowie der Netzsteuerung** – Diese Kosten sind den Netzkosten zuzuordnen und durch Entry/Exit Tarife zu vergüten.
- **Koordination Lieferantenwechsel** – Diese Kosten sind den Netzkosten zuzuordnen und durch Entry/Exit Tarife zu vergüten.

### Schlussfolgerung

Wir empfehlen für Zuordnung der Kosten von Netpool folgende Vorgehensweise.

**Abbildung 36. Empfehlung Abdeckung Kosten Netpool**

Tätigkeiten	Zuordnung
Kapazitätsvermarktung am Entry/Exit System	Netzkosten
Koordination des Regelenergiemanagements sowie der Netzsteuerung	Netzkosten
Koordination Lieferantenwechsel	Netzkosten
Bilanzierung – Organisationskosten	Netzkosten
Bilanzierung - Energiemengen	Bilanzierung (keine Netzkosten)

Quelle: Frontier/BET

### 3.3.3 Systemdienstleistungen und Tätigkeiten von Netpool – Schlussfolgerung

Abbildung 37. Systemdienstleistungen und Tätigkeiten von Netpool

Dienstleistung	Wo fällt das an?	Vergütung der Kosten
<b>Systemdienstleistung</b>		
Druck- und Mengenregelung	Über-/regional	Netzkosten (Netzanlagen und Kompressorgas) und Vergütung durch Entry/Exit Tarif
Engpassmanagement	Über-/regional	Grundsätzlich Netzkosten und Vergütung durch Entry/Exit Tarif Bei lokaler Regelenergie abhängig von Ausgestaltung von Bilanzierung
Sicherstellung der Gasqualität	Über-/regional und lokal	Verursachungsgerechtes Entgelt an Netzbetreiber durch individuellen Einspeiser, wenn durch Nichterfüllung von technischen Vorgaben Gasqualität hergestellt werden muss Ansonsten Teil der Netzkosten und Vergütung durch Netzentgelt
Odorierung	regional	Teil der Netzkosten und aus Gründen der Praktikabilität Vergütung über Entry/Exit Tarife
<b>Netpool – sonstige Tätigkeiten</b>		
Kapazitätsvermarktung am Entry/Exit System	Über-/regional	Netzkosten und Vergütung durch Entry/Exit Tarife
Bilanzierung – Energiemengen	Über-/regional/lokal	Keine Netzkosten und Vergütung über Bilanzierungssystem
Bilanzierung – Organisation	Über-/regional	Zuordnung zu Netzkosten aus Gründen der Praktikabilität und Vergütung über Entry/Exit Tarife
Koordination RE-Management sowie Netzsteuerung - externe Regelenergie	Über-/regional und lokal	Keine Netzkosten und Vergütung über Bilanzierungssystem
Koordination RE-Management sowie Netzsteuerung - interne Regelenergie	Über-/regional	Teil der Netzkosten bei Swisssgas/regionalen Netzbetreiber und Abgeltung über Entry/Exit Tarife
Koordination RE-Management sowie Netzsteuerung - Organisation	Über-/regional	Zuordnung zu Netzkosten aus Gründen der Praktikabilität und Vergütung über Entry/Exit Tarife
Koordination Lieferantenwechsel	Über-/regional	Zuordnung zu Netzkosten und Vergütung über Entry/Exit Tarife

Quelle: Frontier

## 3.4 Verhinderung doppelte Abschreibungen

Die Folgestudie zu LOS 5 wurde unter anderem auch in Auftrag gegeben, um Erkenntnisse der ersten Studie im LOS 5 zu vertiefen und einer konkreteren Darstellung zuzuführen. Zu den wichtigen Punkten, welche vertieft betrachtet werden sollen, gehört die Frage der Behandlung des Sachanlagevermögens im Rahmen der Kostenermittlung zur Tarifierung. Aus dem Strombereich sind diesbezüglich Varianten und Methoden bekannt, und es stellt sich die Frage, in wieweit Regelungen aus dem Stromsektor auch in den Gasbereich übernommen werden können und an welcher Stelle eine Revision zu Gunsten allfälliger Fehler bzw. Fehlentwicklungen nötig ist.

Die nachfolgend zunächst bearbeitete Frage nach doppelten Abschreibungen ist in dieser Studie sehr eng auch mit der Frage nach den synthetischen Bewertungen des Sachanlagevermögens verknüpft. Zu beantworten ist am Ende die Frage, wie eine Verordnung oder ein Gesetz den Umgang mit dem Sachanlagevermögen der Gasnetzbetreiber so regeln kann, dass sich die tatsächlichen Kosten in den Netztarifen wiederfinden lassen und die Netznutzer Netzkosten nicht doppelt bezahlen müssen. Für die Netzbetreiber sollte es ein einheitliches Vorgehen geben, welches sich ohne zu hohen Aufwand implementieren lässt und den Mehrspartenversorgern eine in möglichst vielen Punkten gleichartige Behandlung zum Strombereich durch den Regulator ermöglicht.

Für die Netzkunden sollte sich im Ergebnis nach Möglichkeit keine unnötige oder gar überdimensionale Erhöhung der Tarife bzw. Verschlechterung der Kostensituation ergeben. Eine Akzeptanz der künftigen Vorgaben zur Kostenkalkulation der Netztarife ist vorteilhaft, damit unnötige politische Prozesse (wie z.B. Referenda) oder auch gerichtliche Klageverfahren unterbleiben.

Die bestehende Vielfalt an Heiz- und Prozessenergien sollte zudem stets als Alternative zum Strom beibehalten werden, um dem Konsumenten angesichts der Veränderungen und Entwicklungen (z.B. aus der Schweizer Energiestrategie 2050) weiterhin Wahl- und Ausweichmöglichkeiten zu ermöglichen. Das Medium Erdgas steht auch in der Schweiz den Konsumenten mit einem hohen Stellenwert als Heiz- und Prozessgas zur Verfügung. Die Bedeutung dieser leitungsgebundenen Energie sollte durch eine Neuausrichtung der Vorgaben zur Netzkostenkalkulation daher nicht vernachlässigt werden.

### 3.4.1 Erfassung von Abschreibungen

Die Erfassung der Abschreibungen dient zunächst einmal dazu, eine jährliche Wertminderung der Sachanlagen in der Erfolgsrechnung des Unternehmens abzubilden. In den 26 Schweizer Kantonen gibt es viele unterschiedliche Betreiber von Gasnetzen mit unterschiedlichen Geschäftsmodellen (Gemeindewerk, Genossenschaft, Stadtwerk, Flächenversorger) und damit auch unterschiedliche Aktivierungs- und Abschreibungspraktiken.

So könnte dem Schweizer Gasnetzbetreiber unter bestimmten Umständen eine Neu- oder Umbewertung seiner Assets zugestanden werden, anstatt auf bilanziellen Werten aufzusetzen. Werden durch bestimmte Änderungen in der

Anlagenbewertung einzelne Betriebsmittel unter null abgeschrieben und gehen diese Abschreibungen in die Netzkosten bzw. Netztarife ein, so würde der Netznutzer diese Anlagen mehrfach bezahlen. Diese Problemstellung soll im folgenden Kapitel näher untersucht werden.

### Status Quo bei den Gastarifen

Mit Hilfe von Kalkulationswerkzeugen (*Nemo* = **Netzmodell**) auf Excel-Basis berechnen die Schweizer Gasnetzbetreiber die Höhe der Betriebs- und Kapitalkosten ihrer Gastarife. Für die Bewertung der Assets steht das *Nemo Tool Immobilisations* zur Verfügung. Auch die anzusetzenden Abschreibedauern sind im *Nemo-Tool* hinterlegt. Für jede Anlagenklasse kann eine individuelle Abschreibedauer gewählt werden, welche von der hinterlegten VSG-Vorgabe abweicht. Abweichungen müssen aber begründet werden.

Für jede Anlagenklassen kann ein Preisindex zur Berechnung der (synthetischen) Anschaffungs- resp. Wiederbeschaffungsneuwerte bestimmt werden.

### Vorgehen im Strom

Ähnlich wird derzeit auch in der Sparte Strom vorgegangen, wobei die Asset-Bewertung im Stromsektor durch ein StromVG und eine StromVV, sowie diverse Vorgaben des Regulators ECom geregelt sind.

Gemäß Artikel 15 Absatz 3 StromVG ist als Basis für die Berechnung von kalkulatorischen Zinsen und Abschreibungen nicht der (Rest-)Buchwert der Anlagen in der Finanzbuchhaltung, sondern der kalkulatorische Anlagenrestwert maßgeblich. Nachträgliche Aufwertungen von stillen Reserven sind zulässig. Da die Buchwerte nicht maßgebend sind, darf zur Bestimmung der anrechenbaren Kapitalkosten ebenso wenig auf die seinerzeitige Aktivierungspraxis abgestellt werden (BGE 138 II 465).

Zudem regelt die Verordnung: *„Die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen berechnen sich aufgrund der Anschaffungs- bzw. Herstellkosten der bestehenden Anlagen bei linearer Abschreibung über eine festgelegte Abschreibedauer auf den Restwert Null“ (StromVV Art. 13, anrechenbare Kapitalkosten).*

Eine synthetische Bewertung von Anlagen im Strom wird im Ausnahmefall geduldet (Art. 13 Abs. 4 StromVV sowie BGE 138 II 465 S. 472). Abschreibungen unter null werden billigend in Kauf genommen. Gemäß der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts ist es auch in Bezug auf die synthetische Bewertungsmethode nicht relevant, ob die Stromkonsumenten die Anlagen bereits vorgängig vollständig über die laufende Betriebskostenrechnung finanziert haben. Dies, obwohl in Artikel 13 Absatz 4 StromVV explizit vorgesehen ist, dass bereits in Rechnung gestellte Betriebs- und Kapitalkosten für betriebsnotwendige Vermögenswerte von den synthetisch ermittelten Anlagewerten in Abzug zu bringen sind (Urteile des BVGer A-2583/2009 und A-5141/2011).

### Internationales Vorgehen

In Schweden, Norwegen, Österreich und auch Deutschland ist die Kapitalbasis zumindest in den Stromverteilnetzen, aber teilweise auch in den Gasverteilnetzen

der aktivierte, historische Anschaffungswert (AHK). Hierdurch werden u. a. auch Abschreibungen unter null verhindert. In Finnland gelten die Restwerte des technischen Sachanlagenvermögens auf standardisierter Tagesneuwertbasis und standardisierten Abschreibedauern; sonstiges Anlagenvermögen nach Buchwerten. Auch wenn in Deutschland betriebsgewöhnliche (längere) Abschreibedauern gegenüber den bilanziellen Abschreibedauern in der Regulierungspraxis eingesetzt werden, so ergeben sich dennoch keine Abschreibungen unter null, da im Falle eines Abschreibedauerwechsels auf den Restwert der Anlage abgestellt wird.

### 3.4.2 Welche Kalkulationsvorgaben können Abschreibungen unter null verhindern?

Betriebsmittel, welche nicht unter null abgeschrieben werden dürfen, müssen zwingend seit Beginn ihrer wirtschaftlichen Nutzung durchgängig registriert sein und bewertet worden sein. Typischerweise werden diese Betriebsmittel unter Anwendung von Richtlinien buchhalterisch erfasst (aktiviert) und sodann abgeschrieben (planmäßige Wertminderung). Abschreibungen haben den Zweck, die Investitionskosten von langlebigen Anlagegütern über einen bestimmten Zeitraum zu verteilen. Die handelsrechtliche Bilanz stellt diese Vorgehensweise sicher.

Die Aktivierung erfolgt im Jahr der Fertigstellung der Anlage und grundsätzlich zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK). Eine zeitversetzte Aktivierung ist nicht statthaft. Es wird dem VNB vorgegeben, ein kalkulatorisches Anlagenregister in einer Nebenrechnung zu führen. Damit werden die historischen AHK als Grundlage für die kalkulatorischen Kosten definiert. Darauf aufbauend werden Abschreibungen mit betriebsgewöhnlichen Abschreibedauern vorgegeben, um möglichst niedrige, aber langfristige Kosten sicherzustellen. Auf dieser Basis sind die kalkulatorischen Abschreibungen sodann nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln.

### 3.4.3 Wie lässt sich eine doppelte Abschreibung verhindern?

Die jeweils für eine Anlage in Ansatz gebrachte Abschreibedauer darf für die Restdauer ihrer Abschreibung nicht mehr geändert werden. Nach Ablauf der angewendeten Abschreibedauer beträgt der Anlagenrestwert null. Das Verbot der doppelten Abschreibung gilt insbesondere auch für Netzkäufe oder -verkäufe.

Die anzuwendenden betriebsgewöhnlichen Abschreibedauern (kalkulatorische ND) können zwischen Regulator und Branche erarbeitet werden. Die Länge der kalkulatorischen ND soll die Wertminderung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs individuell je Betriebsmittel abbilden bzw. sicherstellen.

Gibt es eine Anpassung der Abschreibedauern, so sind die bereits abgelaufenen Abschreibungsjahre bspw. nach handelsrechtlichen Vorgaben von der neu anzusetzenden Abschreibedauer abzuziehen und die neue Restabschreibedauer ist auf den Restwert nach der ursprünglichen Abschreibedauer des Betriebsmittels anzusetzen.

Kalkulatorische ND sind typischerweise deutlich länger gegenüber den handelsrechtlichen Vorgaben, d.h.

- kalkulatorische ND bedeuten zunächst einmal isoliert betrachtet niedrigere Kosten für den Netznutzer;
- kalkulatorische ND stellen andererseits langfristig gleichbleibende Kapitalkosten sicher; und
- kalkulatorische ND bilden eher die tatsächliche Lebensdauer des Anlagengutes ab.

Ein analoges Vorgehen wird im Nemo-Tool „Anlagen Immobilisations“ bereits vorgesehen. Neben der bilanziellen Anlagenbuchhaltung wird künftig eine kalkulatorische Anlagenbuchhaltung geführt, um die Ermittlung der Kapitalkosten transparent und nachvollziehbar durchzuführen. Es empfiehlt sich zudem, die kalkulatorische Abschreibung stets in ganzen Jahresscheiben vorzunehmen. Zu- und Abgänge sind somit einheitlich und problemlos zu erfassen, jeder Zugang bewirkt eine volle Jahresabschreibung, unabhängig vom Monat der Aktivierung bzw. der Inbetriebnahme.

- Operative Vereinfachung: Standardisierung der Kostenerhebung über einheitliche Erhebungsbögen, z.B. auf Excel-Basis
- Gleichlautende Vorgaben im Stromsektor wie im Gasbereich sind sinnvoll und erleichtern die Regulierung

Doppelte Abschreibungen entstehen nicht nur bei einer auf AHK angewandten Abschreibedauerverlängerung, sondern auch typischerweise durch synthetische Bewertungen der Betriebsmittel. Soll das Verhindern doppelter Abschreibungen bzw. ein „mehrfaches Verdienen von Anlagenkosten“ an erster Stelle stehen, so dürfen die Kapitalkosten ausschließlich auf Basis der Restbuchwerte historischer Anschaffungs- und Herstellungskosten aus der bilanziellen Anlagenbuchhaltung bewertet werden. Zusätzlich ist zwingend erforderlich mit den Abschreibedauern wie vorstehend beschrieben zu verfahren.

### 3.4.4 Wie könnte eine synthetische Bewertung des Netzes vorgenommen werden?

In Analogie zum Stromsektor empfiehlt sich auch im Gasbereich zunächst einmal die Erstellung eines kalkulatorischen Anlagenregisters (in einer Nebenrechnung) auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK). In unserer Studie zu Los 5 haben wir zudem anheim gestellt, in Ausnahmefällen und nur dort, wo der Netzbetreiber keine historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten vorweisen kann, eine teilweise synthetische Bewertung des Erdgasnetzes zuzulassen. Im Zuge der Diskussion insbesondere auch mit Vertretern der EICom haben wir ein Verständnis mindestens zur Position des Regulators erhalten, welcher synthetisch bewertete Anlagen und damit einhergehende, doppelte Abschreibungen äußerst kritisch sieht.

Erfahrungsgemäß sind synthetische Bewertungen<sup>20</sup> von Anlagegütern in Versorgungsnetzen oftmals problematisch, was die Sachgerechtigkeit und Transparenz

---

<sup>20</sup> Zu Methoden für der synthetischen Bewertung siehe Anhang.

angeht. In der Vergangenheit haben die Netzbetreiber nicht immer alle Betriebsmittel aktiviert. Anlagen des Gasnetzes könnten somit zwar in Betrieb sein, jedoch nur als Betriebskosten verrechnet und nicht in die Kapitalkosten des Netzes eingegangen sein.

Hilfsweise wird daher unter bestimmten Umständen eine synthetische Bewertung gebilligt. Unterschiedliche Bewertungsmethoden kommen zu unterschiedlichen Ergebnissen. Nicht alle Gasnetze werden landesweit gleich behandelt. Eine zu starke Über- bzw. Unterbewertung soll zudem vermieden werden. Eine einheitliche, sachgerechte Methode soll für alle VNB einheitlich gelten, wenn synthetische Bewertung in Ausnahmefällen zugelassen wird.

### Schweiz: bestehende Regelungen im Stromsektor

In der Schweiz gab es in der Vergangenheit kein einheitliches Vorgehen zur Bewertung der Stromverteilnetze. Von 2005 bis 2009 erfolgte beispielsweise eine synthetische Bewertung zahlreicher Netze auf Basis der Branchenempfehlung des VSE (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen). Der Bundesrat hat sodann die StromVV (Stromversorgungsverordnung) erlassen, die per 1. April 2008 in Kraft gesetzt wurde. Seitdem sind die Schweizer VNB (Verteilnetzbetreiber) gemäß Art. 15 StromVG und Art. 13 StromVV verpflichtet, ihre Netze entsprechend ihren ursprünglichen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten zu bewerten. Nur für die Anlagen, für die keine historischen Werte vorliegen, ist eine synthetische Bewertung zulässig (Art. 13 Abs. 4 StromVV). Dem entsprechend wird zur Bewertung der Schweizer Verteilnetze seit 2009 eine Mischung zwischen den beiden Bewertungsmethoden angewendet:

- Bewertung auf **Basis** der **historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten** (AHK) oder auf **Basis** von **direkt zuordenbaren Rechnungen** und Jahresbudgets (BGE 138 II 465)
- **Synthetischer Bewertung** nur der Anlagen **ohne historische Werte** und **ohne direkt zuordenbare Rechnungen** (Urteile des BVGer A-2583/2009 und A-5141/2011).
  - a) Ansatz von Kosten, die über Rechnungen *vergleichbarer* Bauvorhaben nachgewiesen werden können, Ermittlung der Anschaffungsneuwerte durch Ansatz der *ElCom-Indices*.
  - b) Ansatz von Richtpreisen oder netzbetreiberindividuell ermittelter spezifischer Preise. Zur Berücksichtigung möglicher Überbewertungen wird ein Abschlag in Höhe von 20 % (sowie ggf. zusätzlich ein Abschlag auf den WACC in Höhe von 1 %) auf synthetisch bewertete Anlagen getätigt.

Entsprechend der Vorgaben gemäß StromVV und StromVG erfolgt somit eine zweistufige Bewertung. Zunächst werden die Anlagen bewertet, für die die historischen Anschaffungswerte oder direkt zuordenbaren Rechnungen oder Jahresbudgets vorliegen. Da gemäß OR eine gesetzliche Aufbewahrungspflicht von 10 Jahren für Rechnungen besteht (und die StromVV 2008 novelliert wurde), sollten zumindest die historischen Anschaffungswerte seit 1999 vorliegen. Im zweiten Schritt werden die Anlagen, zu denen weder die historischen Anschaffungswerte noch direkt zuordenbare Rechnungen vorliegen, nach dem synthetischen Verfahren neu bewertet. Können die angesetzten Einzelpreise über

die Abrechnung vergleichbarer Bauvorhaben nachgewiesen werden, wird der ermittelte Netzwert nicht gekürzt. Liegen keine Rechnungen vergleichbarer Bauvorhaben vor, werden in der Praxis häufig Standardpreise oder alternativ individuell ermittelte spezifische Preise angesetzt. Um Missbräuchen entgegen zu wirken, wird in diesem Fall aber der synthetisch ermittelte Netzwert gemäß Art. 13 Abs. 4 StromVV pauschal gekürzt.

### Schweiz: bestehende Regelungen im Gasbereich

Das im Gasbereich zur Anwendung kommende Kalkulationswerkzeug „Nemo“ sieht die Berücksichtigung von historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten vor. Der Verband der Gasnetzbetreiber VSG führt ergänzend aus:

„Werden synthetische Werte verwendet, so werden diese unternehmensindividuell auf Basis der verfügbaren Projektinformationen und Rückrechnung mit sachgerechten Preisindizes bestimmt.“

Somit ist davon auszugehen, dass sowohl AHK als auch synthetisch ermittelte Anlagenwerte derzeit in die Kostenkalkulation einfließen.

### Abschwächung allfälliger Vorteile einer synthetischen Bewertung, Behandlung von Aufwertungsgewinnen

Wir verstehen einen „Aufwertungsgewinn“ darunter, dass bewusst höhere Anlagenrestwerte im Vergleich zu historischen AHKs und der bspw. handelsrechtlichen Anlagenrestwerte aus der Finanzbuchhaltung zugelassen werden. Gemeint ist also eine „Höherbewertung“ durch die synthetische Methode gegenüber den AHK-Restwerten in der aktuellen Finanzbuchhaltung. Daraus entsteht ein „Aufwertungsgewinn“.

Ist dies nicht gewollt, so kann geregelt werden, dass eine synthetische Bewertung für „Altanlagen“ (*Altanlagen*: Anlagenbewertung vor Inkrafttreten des GasVG) nach einer Übergangsfrist grundsätzlich nicht mehr erlaubt werden.

Generell lässt sich eine Höherbewertung durch die synthetische Methode nicht vermeiden. Um den Effekt aber zu verringern könnte geregelt werden, dass auf synthetische Werte kein WACC zulässig ist. Die synthetisch bewerteten Anlagen dienen sodann nur der Ermittlung von kalkulatorischen Abschreibungen. Eine weitere Alternative wäre die Möglichkeit, auch die „Aufwertungsgewinne“ für die Tarife „neutral“ zu stellen. D.h. die „Aufwertungsgewinne“ werden von dem verzinslichen Kapital abgezogen und die Abschreibungen um korrespondierende „Auflösungen um Aufwertungsgewinn“ reduziert.

Um allfällige Überbewertungen für „Neuanlagen“ (*Neuanlagen*: Anlagen bewertet gem. GasVG nach Inkrafttreten des Gesetzes) abzufangen, bzw. die Bewertung der Anlagen auf Basis historischer AHK attraktiver zu gestalten, bietet sich zudem die Möglichkeit an, die Ergebnisse einer synthetischen Bewertung in Analogie zum Stromsektor (Art. 13 Abs. 4, StromVV) per Verordnung mit einem Abschlag oder „Malus“ zu belegen.

Grundsätzlich könnte ein „Malus“ auf synthetisch bewertete Anlagen einen Anreiz bei den Netzbetreibern erzeugen, auf AHK abzustellen. Dies bedeutet,

- die Netzbetreiber sollen grundsätzlich aktivieren;
- die im Ausnahmefall kalkulierten synthetischen Werte sollen durch Ansatz des pauschalen „Malus“ möglichst nahe an den tatsächlichen AHK liegen; und
- der „Malus“ soll allfällig bereits verdiente Abschreibungen abbilden.

## FRAGESTELLUNG

Gab es im Strom, dort wo die Malusregelung bereits angewendet wird, auch Fälle von höheren Abzügen, als in der Verordnung festgeschrieben?

Gemäß der bundesgerichtlichen Rechtsprechung ist der in der in Art. 13 Abs. 4 StromVV erwähnte Abzug von 20% ein pauschaler Wert, der so lange zu berücksichtigen ist, als nicht im Einzelfall nachgewiesen werden kann, dass er zu einer gesetzwidrigen Bewertung führt. Dabei liegt die Beweislast beim Netzbetreiber, der einen geringeren Abzug als diesen Pauschalabzug geltend macht. Dies bedeutet gleichzeitig, dass die EICom befugt ist, einen höheren Korrekturfaktor anzuwenden, falls sie eine entsprechende Abweichung der synthetisch hergeleiteten Werte zu den historischen AHK zu beweisen vermag. Für die Berechnung der Wiederbeschaffungsneuwerte kommt somit entweder ein individueller Korrekturfaktor oder im Falle der Beweislosigkeit der Pauschalabzug von 20% zur Anwendung (BGE 138 II 465 E. 7.7).

## Alternative zur synthetischen Bewertung

Die kalkulatorische Anlagenbewertung erfolgt auf Basis der aktivierten, handelsrechtlichen AHK sowie unter Anwendung betriebsgewöhnlicher Abschreibedauern. Es erfolgt keine gesonderte, kalkulatorische Bewertung des Anlagenvermögens, sondern es wird ausschließlich auf handelsrechtliche Buchwerte abgestellt. Unter der Voraussetzung, dass es zwingend keine Abschreibung unter null geben darf, bleibt nur die Bewertung auf Basis der handelsrechtlichen Anlagenbuchhaltung mit aktivierten AHK.

## Entscheidungsmatrix

Die nachfolgende Matrix soll eine kurze Übersicht der wichtigsten Fragen auf einen Blick erlauben, um die Unterschiede zu erkennen und eine Entscheidung herbei zu führen.

**Abbildung 38. Beurteilungsmatrix**

	Gefahr der Abschreibung unter null	politische Akzeptanz	Auswirkung auf den Netzkunden	Aufwand VNB	Aufwand Regulator
Erlaubnis der synthetischen Bewertung in Ausnahmefällen (analog Strom)	ja	hoch	mittel bis hoch	mittel	hoch
Anwendung ausschließlich AHK, keine synthetischen Werte erlaubt, keine Abschreibungen unter null	nein	gering	mittel bis hoch	gering	gering

Quelle: BET

Die hier abgebildete, tabellarische Übersicht (Matrix) unterscheidet zwischen den beiden Wegen: „Synthetische Bewertung erlaubt“ und „Ausschließliche Anwendung von AHK“.

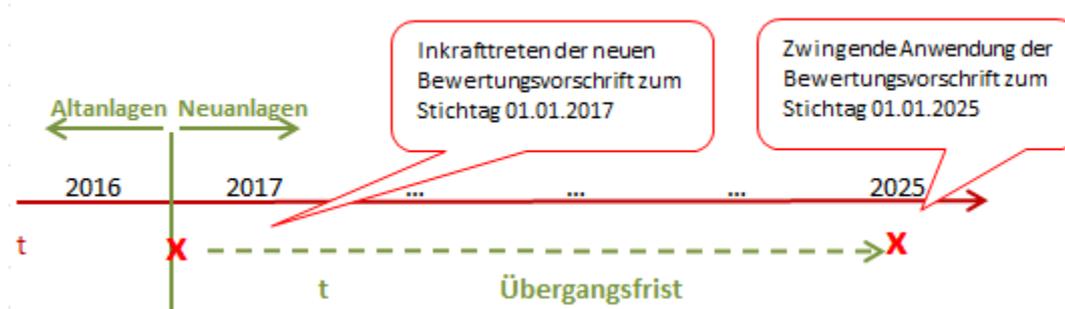
Hierbei steht zunächst die Frage nach Abschreibungen unter null im Vordergrund. Hat die Forderung, dass Abschreibungen unter null nicht ermöglicht werden dürfen die höchste Priorität, so kann in der Frage der Bewertung nicht analog dem Stromsektor vorgegangen werden. Synthetische Bewertungen sind in diesem Fall auszuschließen.

Die politische Akzeptanz sehen wir im Falle der Erlaubnis synthetischer Bewertungen höher, wohingegen im Falle der ausschließlichen Anwendung der AHK Widerstand, bzw. Klagepotential zu erwarten ist. Die Netzbetreiber werden diesen Weg, der teilweise eine Reduzierung der Netzkosten zur Folge haben könnte, nicht wortlos hinnehmen. Die Netzkunden hingegen werden, wenn auf spürbare Auswirkungen, auf einen Anstieg der Netztarife (ausgelöst durch synthetische Bewertung) aber auch vor dem Hintergrund des Bewusstseins, der doppelten Bezahlung der Netze, ebenfalls mit Widerstand reagieren. Der Aufwand einer synthetischen Netzbewertung ist für die meisten Netzbetreiber gewohnte Übung und dadurch nicht allzu groß. Der Regulator hingegen muss die Netzwerte erheben, nachvollziehen und bewerten. Der Ansatz ausschließlicher AHK ist beim Netzbetreiber wie beim Regulator eher mit niedrigem Aufwand verbunden, da die Werte aus der bilanziellen Anlagenbuchhaltung her kommen und vergleichbar sind. Lediglich der Ansatz und die Fortschreibung betriebsgewöhnlicher Abschreibedauern muss in einer kalkulatorischen Nebenrechnung erfolgen (Tabellenkalkulation, Nemo-Tool oder ECom-File), was im Zuge dieser Studie aber ohnehin empfohlen wird.

### Übergangsregeln- und Fristen können definiert werden

Zur Verhinderung von Preissprüngen können Übergangsfristen vor der zwingenden Anwendung der Bewertungsvorschriften definiert werden.

Abbildung 39. Übergangsfrist



Quelle: BET

Dabei gilt:

- **Innerhalb der Übergangsfrist:** Altanlagen nach alter Methode; Neuanlagen nach neuer Methode.
- **Nach Übergangsfrist:** Für die Altanlagen müssen Regeln definiert werden, ob und in welchem Umfang Altanlagen (je nach bisheriger Bewertungsmethode) weiterhin bis zum Ende einer betriebsgewöhnlichen ND berücksichtigt werden, für Neuanlagen ist weiterhin nur noch die neue Methode erlaubt.

Zudem gehen wir davon aus, dass es Gasnetzbetreiber in der Schweiz gibt, die (noch) keine kostenbasierte Netztarifierung vornehmen. Eine analog dem o. g. Vorgehen gestaltete Übergangsfrist könnte dazu genutzt werden, solche Werke auf eine kostenbasierte Tarifikalkulation umzustellen. Hierzu sollte sichergestellt werden, dass die kostenbasierten Tarife das Niveau der bisherigen Tarifstruktur nicht überschreiten. Eine Deckelung wäre anzudenken, welche sich im Zuge der Übergangsfrist relativiert.

Speziell im Gasbereich hat es in der Schweiz sehr viele kleine Netzbetreiber ohne freie Kunden mit einer Jahresentnahme > 150.000 Nm<sup>3</sup>/h. Kleine Netzbetreiber kalkulieren zudem ihre Netztarife nicht immer. Eine Übergangsfrist für diese kleinen Werke ohne Kalkulationen könnte die Folgen eines erhöhten regulatorischen Verwaltungsaufwandes mildern.

### Handlungsoptionen

Eine Empfehlung kann auf Basis der Erkenntnisse aus einer vertieften Diskussion mit dem BFE und der EICom in zwei Varianten ausgesprochen werden.

- Gilt als oberste Priorität das Verbot der Abschreibung unter null, sowie Verbot einer doppelten Kostenberücksichtigung, so kommt ausschließlich die Bewertung auf Basis der handelsrechtlichen Anlagenbuchhaltung mit aktivierten AHK in Frage.
  - In diesem Fall ist die Finanzbuchhaltung die Datenquelle, in welcher die historischen Anlagenwerte geführt werden. Sollen zur weiteren Bewertung jedoch betriebsgewöhnliche Abschreibedauern anstatt bilanzieller Abschreibedauern angesetzt werden, so sollte diese Rechnung alternativ in der Betriebsbuchhaltung oder simpel in einer kalkulatorischen

Nebenrechnung (Tabellenkalkulation, Erhebungsbogen des Regulators oder angepasstes Nemo-Tool) erfolgen.

- Soll in Anlehnung an den Strombereich im Gassektor und unter der Annahme, dass die bereits bestehenden, gerichtlichen Entscheidungen auch Auswirkungen auf die schweizerischen Gasnetze haben, eine synthetische Bewertung des Sachanlagevermögens in Ausnahmefällen erlaubt sein, so stellt sich das Extrapolationsverfahren als die erste Wahl heraus, da die Ergebnisse dieses Verfahrens den historischen AHK am nächsten sind. Für diesen Fall muss jedoch vorher zwingend geprüft werden, ob die Datenlage im Gas gegeben ist. (Siehe auch: *Studie zur Ausgestaltung einer Anreizregulierung in der Schweiz* für das BFE, *Capex Bereinigung und gleicher Startwert in eine Anreizregulierung*, BET Dynamo Suisse Oktober 2014).
  - Um möglichen Missbrauch zu verhindern, sollten konkrete Anforderungen gesetzlich definiert werden, anhand derer glaubhaft gemacht werden kann, dass keine Unterlagen zu historischen AHK vorhanden sind.
  - Unabhängig von der sodann idealerweise einheitlich anzuwendenden Methode der synthetischen Bewertung (im Strom- und Gasbereich) werden die relevanten Daten (Anlagenrestwerte, kalkulatorische Abschreibungen) aus der Betriebsbuchhaltung abzuleiten sein. Hier können von der Finanzbuchhaltung abweichende Werte geführt werden.

## 3.5 Investitionsfonds im Hochdruck-Gasnetz

Im Oktober 2014 haben die Hochdruck-Gasnetzbetreiber mit dem Preisüberwacher eine einvernehmliche Regelung zur Bestimmung der Schweizerischen über-/regionalen Netzentgelte getroffen. Diese Regelung gilt bis 2020. Dabei wurde auch ein Investitionsfonds etabliert, den wir in der Folge diskutieren.

### 3.5.1 Ausgangslage – Umstellung Bewertungsmethodik für Anlagevermögen

In der einvernehmlichen Regelung wurde der Investitionsfonds eingerichtet. Dabei handelt es sich um eine zweckgebundene Reserve, welche für künftige Investitionen vorgesehen ist. Der Investitionsfonds beträgt in Summe CHF 251 Mio. und ist über 20 Jahre mit jährlich CHF 12,5 Mio. anteilig durch Swissgas und die regionalen Gasversorger zu dotieren. Der Investitionsfonds darf nicht ausgeschüttet werden, sondern muss für Investitionen verwendet werden. Wenn Investitionen aus Mitteln des Investitionsfonds getätigt werden, dann sind sie als anrechenbare Netzkosten zu behandeln. Ansonsten wird der Investitionsfonds als Teil des regulierten Anlagevermögens behandelt und mit dem WACC vergütet. Der Investitionsfonds wird anteilig durch Swissgas sowie die regionalen Gasversorger verwaltet.

### 3.5.2 Begründung für Investitionsfonds aus der einvernehmlichen Regelung

In der einvernehmlichen Regelung wird als Begründung für die Einrichtung des Investitionsfonds die Umstellung der Methodik zur Berechnung der Kapitalkosten angeführt. Nach Auskunft des Preisüberwachers hat die Swissgas AG (gemäß deren Angaben) die jährlichen Kapitalkosten (Zinsen und Abschreibungen) gestützt auf Annuitäten festgelegt. Damit wollte Swissgas sicherstellen, dass die jährlichen Kapitalkosten und damit auch die daraus abgeleiteten Tarife über die Jahre konstant bleiben. Bei diesem Vorgehen sind die Abschreibungen in einer ersten Phase relativ geringer als bei linearen Abschreibungen. Gleichzeitig wurden die Anlagen auf Basis von Wiederbeschaffungswerten berechnet.

Im Rahmen der einvernehmlichen Regelung wurde die Berechnungsmethode für die Kapitalkosten rückwirkend umgestellt. Die Berechnung der Kapitalkosten basierte dabei auf

- historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten;
- linearen Abschreibungen; und
- kalkulatorischer Kapitalverzinsung durch einen WACC Ansatz.

Dabei wurde bei der Berechnung der Kapitalkosten die Annahme getroffen „als-ob“ die Unternehmen auch in der Vergangenheit diese Methodik verwendet hätten.

Die über-/regionalen Gasnetzbetreiber haben dem gegenüber bei der Umstellung argumentiert, dass

- bei der Anwendung der neuen Methodik (lineare Abschreibungen) in der Vergangenheit höhere jährliche Abschreibungen angefallen wären, die zu entsprechend höheren Netztarifen geführt hätten; und dass
- der regulatorische Restwert auf Basis der Anwendung der neuen Methodik deutlich unter dem finanz- und betriebsbuchhalterischen Netzwert der Unternehmen liegen würde.

Um diesen negativen Effekt bei der Umstellung abzugelten, wurde von den Unternehmen ein Gesamtbetrag von CHF 251 Mio. angeführt.

### 3.5.3 Beurteilung des Investitionsfonds

Uns liegen keine detaillierten Berechnungen der Unternehmen für die konkrete Höhe des Investitionsfonds von CHF 251 Mio. vor. Eine Beurteilung des Investitionsfonds der Höhe nach ist uns somit nicht möglich. Im Folgenden wird deshalb eine Beurteilung des Investitionsfonds nur nach konzeptionellen Gesichtspunkten durchgeführt.

Unserem Verständnis nach ist die wesentliche Begründung für den Investitionsfonds, dass im Zuge der Diskussionen zur einvernehmlichen Regelung bei der Umstellung der Berechnungsmethodik die finanz- und betriebsbuchhalterischen Netzwerten der Unternehmen nicht als Grundlage verwendet wurden. In diesem Netzwert hätte sich nämlich grundsätzlich die historische Abschreibungspraxis der Unternehmen spiegeln sollen.

Eine Umstellung auf lineare Abschreibungen und Anschaffungs- und Herstellungskosten auf Basis der finanz- und betriebsbuchhalterischen Netzwerte hätte bedeutet, dass ab einem bestimmten Stichtag die Kapitalkosten berechnet worden wären auf Basis

- jährlicher historischer Restbuchwerte der Anschaffungs-/Herstellungskosten aus der Finanz-/Betriebsbuchhaltung;
- jährlicher Restabschreibedauern;
- jährlicher linearer Abschreibungsdauern aus historischen Restbuchwerten geteilt mit Restabschreibedauern; sowie
- kalkulatorischer Kapitalverzinsung aus Restbuchwerten multipliziert mit einem WACC.

Stattdessen wurde die Umstellung auf Basis einer „als-ob“ Betrachtung gemacht und von den bestehenden finanz- und betriebsbuchhalterischen Netzwerten abstrahiert. Die „als-ob“ Betrachtung hatte zur Folge, dass dabei unterstellt wurde, dass die Abschreibungen in der Vergangenheit deutlich höher waren als in der Finanz-/Betriebsbuchhaltung. Daraus ergab sich die Differenz zwischen dem „als-ob“ Restbuchwert und jenem aus der Finanz-/ Betriebsbuchhaltung. Somit bewirkte die „als-ob“ Betrachtung eine „regulatorische Abwertung“ der finanz-/betriebsbuchhalterischen Netzwerte, die entsprechend durch den Investitionsfonds ausgeglichen wurde.

Vor diesem Hintergrund kann der Investitionsfonds aus konzeptionellen Gesichtspunkten argumentiert werden. Wir betonen gleichzeitig, dass bei einem Aufsetzen auf finanz-/betriebsbuchhalterische Netzwerte bei der Umstellung der Berechnungsmethodik für die Kapitalkosten die Notwendigkeit eines Investitionsfonds nicht gegeben wäre.

### 3.5.4 Empfehlung – Investitionsfonds

Eine explizite gesetzliche Verankerung des Investitionsfonds ist aus unserer Sicht nicht erforderlich. Eine Weiterführung des Investitionsfonds über den Zeitraum der einvernehmlichen Regelung (bis spätestens 31.12.2019) hinaus sollte jedoch vor dem Hintergrund der allgemeinen Bestimmung im GasVG bzw., in der GasVV zur Berechnung der zulässigen Kapitalkosten neu bewertet werden.

## 3.6 Koordination und zeitliches Management im Tarifierungssystem

### 3.6.1 Ermittlung der Netzkosten und -tarife

Die Basis für die Regulierung der Netzentgelte bildet die Ermittlung der Netzkosten durch die Netzbetreiber gemäß den Vorschriften des GasVG und der GasVV. Hierzu ist die buchhalterische Entflechtung des Netzbetriebes von den übrigen Bereichen des Unternehmens erforderlich. Im Folgenden wird der zeitliche Ablauf der Netzkostenermittlung dargestellt.

Nach Abschluss des Geschäftsjahres erstellt der Netzbetreiber im Rahmen des EVU-übergreifenden Jahresabschluss einen eigenen Jahresabschluss für den Bereich Gasnetz. Dieser hat den Vorgaben für den Jahresabschluss für das Gesamtunternehmen und den Vorgaben nach GasVG und GasVV für die Entflechtung zu genügen. Der Jahresabschluss des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres für den Bereich Gasnetz bildet die Grundlage für die Ermittlung der Netzkosten.

Die Ermittlung der Netzkosten kann durch die Netzbetreiber selber gemäß den Vorschriften aus GasVG und GasVV erfolgen und von der Regulierungsbehörde bei Bedarf überprüft werden. Bei der Vielzahl der Netzbetreiber in der Schweiz wird die Ermittlung durch die Netzbetreiber und anschließende Kontrolle und Genehmigung (implizit oder explizit) durch die Regulierungsbehörde empfohlen, da hierdurch der Aufwand bei der Behörde minimiert wird und die Analogie zum Verfahren bei Strom gegeben ist.

Basierend auf den Kosten aus dem Jahresabschluss und den Vorschriften aus GasVG und GasVV zur Ermittlung der kalkulatorischen Kostenanteile sowie bereits bekannten Planwerten werden die Netzentgelte für das kommende Entgeltjahr berechnet. Auch die Ermittlung der Tarife kann durch die Regulierungsbehörde oder die Netzbetreiber durchgeführt werden. Auch hier wird mit derselben Begründung (Anzahl der Netzbetreiber in der Schweiz, Analogie zum Strombereich) die Ermittlung durch die Netzbetreiber und die anschließende Genehmigung oder Begutachtung durch die Regulierungsbehörde empfohlen.

Für die Berechnung der Tarife wird der zu erwartende Gasverbrauch benötigt. Dieser muss für das kommende Jahr prognostiziert werden, in dem die Netztarife angewendet werden. Auf Grund der großen Temperaturabhängigkeit des Gasverbrauchs kann dieser jedoch nur sehr unzuverlässig vorhergesagt werden. Um sicherzustellen, dass die Forderung „Kosten = Erlöse“ eingehalten wird, sind die genehmigten Netzkosten mit den gebuchten Erlösen für das Geschäftsjahr abzugleichen und die Deckungsdifferenzen zu ermitteln.

## FRAGESTELLUNG

Wie können die Kosten möglichst verursachungsgerecht in Tarife überführt werden?

Um die Netzkosten möglichst verursachungsgerecht in Netztarife umzurechnen, ist es erforderlich, die einzelnen Kosten bzw. Konten den entsprechenden Kostenstellen zuzuordnen. Aus den Kosten in den Kostenstellen lassen sich dann sachgerechte Tarife ermitteln. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Zuordnung verschiedener Kosten auf die einzelnen Kostenstellen und die Zusammenfassung dieser Kostenstellen in verschiedenen Tarifen. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Kosten, die der Netzbetreiber zu tragen hat, und Abgaben, die der Netzbetreiber auf der einen Seite von den Endkunden erlöst und auf der anderen Seite wieder abführen muss (z.B. an die Gemeinde), und die somit kostenneutral sind.

**Abbildung 40. Definition und mögliche Aufteilung der Kosten auf die einzelnen Kostenstellen beim Netzbetreiber**

Bestandteile Netztarif		Messkostentarif	Abrechnungstarif	Getrennt ausweisen oder in NE enthalten
Netzkosten	Kosten für Systemdienstleistungen	Kosten für Messung	Kosten für Abrechnung	Abgaben
Kalkulatorische Kapitalkosten	Interne Regelenergie aus Speicher und Netzpuffer	Kosten für Zähler	Jährliche / quartalsweise / monatliche Abrechnung	Konzessionsabgabe
(Anteilige) Verwaltungskosten	Datenübermittlung durch den Netzbetreiber im Rahmen des Bilanzausgleichs	Betrieb des Zählers		Gemeindeabgabe
Kosten für Betrieb und Instandhaltung	Überwachung Netzstabilität	Turnusmässiger Zählerwechsel		<i>Gewinnsteuern für eine AG stellen anrechenbare Kosten dar</i>
Kosten für Treib- bzw. Entspannungsenergie, Eigenverbrauch		Messdatenerfassung und Verarbeitung		
Odorierung		Plausibilisierung der Messwerte		
vorgelagerte Netzkosten (bei Kostenverrechnung)				

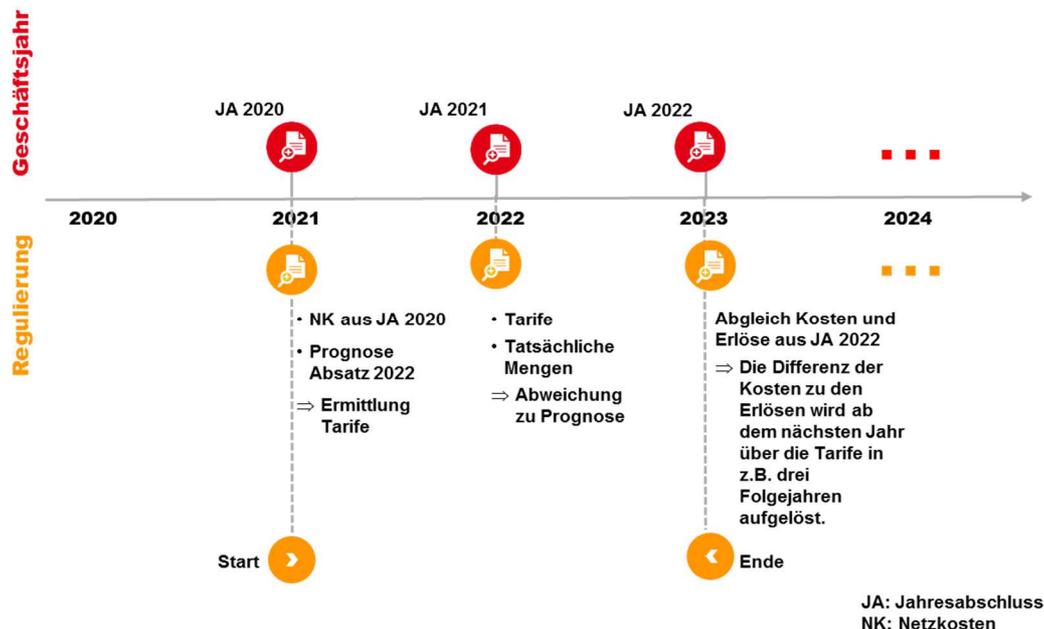
Quelle: BET

### 3.6.2 Abgleich Kosten und Erlöse

Der Abgleich der genehmigten Kosten mit den tatsächlich erzielten Erlösen und damit die Ermittlung der Deckungsdifferenzen erfolgt nach Ablauf des Geschäftsjahres in dem die Tarife galten. Hierzu werden auf Basis des Jahresabschlusses die zulässigen tatsächlichen Kosten für das abgelaufene Jahr ermittelt. Dies geschieht wieder auf Basis des Jahresabschlusses und der Vorschriften aus GasVG und GasVV. Die so ermittelten tatsächlichen Netzkosten werden dann mit den für die Nutzung des Gasnetzes gebuchten Erlösen abgeglichen. Die Deckungsdifferenz ist in den Folgejahren über die Netztarife aufzulösen. Die Auflösung der Deckungsdifferenz kann über einen mehrjährigen Zeitraum erfolgen, um die jährlichen Schwankungen in den Netztarifen zu begrenzen.

Die folgende Grafik stellt das Vorgehen von der Netzkostenermittlung bis zum Abgleich der Kosten mit den Erlösen anschaulich am Beispiel der Tarife im Jahr 2022 dar:

Abbildung 41. Netztarifiermittlung Gas und Kosten-Erlösabgleich am Beispiel der Netztarife für 2022



Quelle: BET

Im Rahmen der Netzkostenregulierung werden dabei jährlich die jeweils für das Folgejahr geltenden Tarife ermittelt und im Nachgang der beschriebene Abgleich durchgeführt.

### 3.6.3 Handlungsempfehlung

In Analogie zum Vorgehen im Bereich Strom sollte das Modell zur Ermittlung der Netzkosten sowie der Ablaufplan für die Bestimmung der Tarife (**Abbildung 41**) übernommen werden. Damit für Querverbundunternehmen der Regulierungsaufwand nicht geballt zu einem Zeitpunkt anfällt, kann in Betracht gezogen werden, die Stichtage für die einzelnen Arbeitsschritte zeitlich versetzt zu denen im Bereich Strom zu wählen.

Im Rahmen der Gestaltung des GasVG oder der GasVV ist darauf zu achten, dass die Deckungsdifferenz aus dem Kosten-Erlösabgleich in den Folgejahren aufzulösen ist und nicht bei den Netzbetreibern verbleibt. Ein mehrjähriger Zeitraum für die Auflösung kann hier in Betracht gezogen werden, um erhebliche jährliche Schwankungen der Netztarife möglichst zu vermeiden. Nur durch die Auflösung der Deckungsdifferenz kann das Ziel Kosten = Erlöse erreicht werden.

#### FRAGESTELLUNG

Welche Rollen haben die einzelnen Marktteilnehmer im Tarifierungssystem?

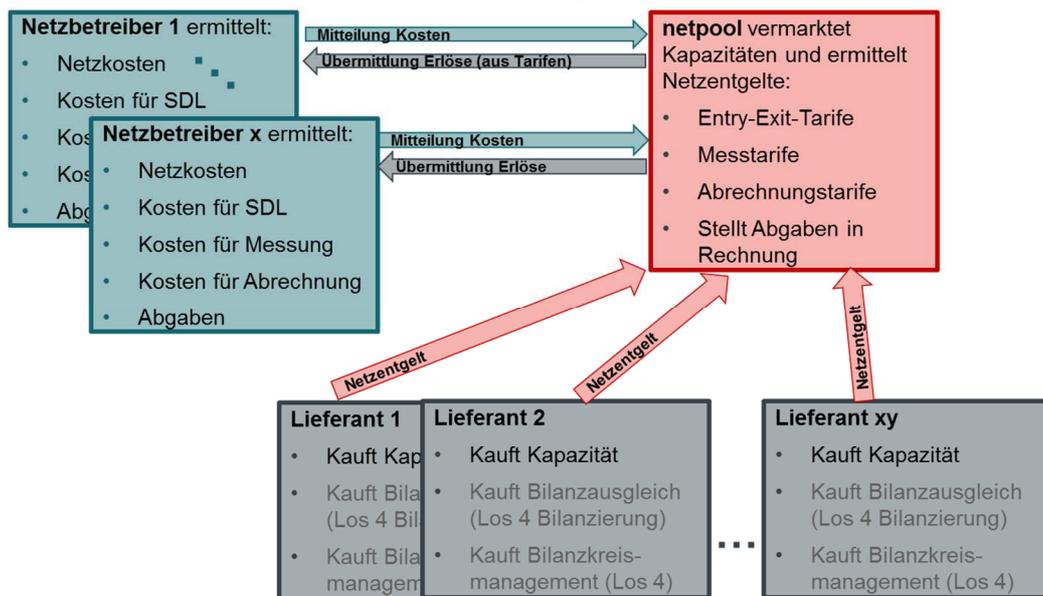
Nach dem Vorschlag der Verbände ist es vorgesehen, dass Netpool für die regionalen und überregionalen Netzbetreiber die Kapazitäten zentral vermarktet. Auch wenn die Entry/Exit Tarife von Netpool festgelegt werden, bleibt die Aufgabe der Kostenermittlung bei den einzelnen Netzbetreibern, da nur diese über die entsprechenden Informationen zu den Kosten im Rahmen ihres

Jahresabschlusses verfügen. Damit Netpool kostenbasierte Tarife kalkulieren kann, müssen die Netzbetreiber Netpool regelmäßig die Kosten melden. Hierzu sollte für alle Netzbetreiber ein einheitlicher Termin am besten einmal jährlich vorgegeben werden. So kann Netpool die Entry/Exit Tarife zu einem gegebenen Stichtag für alle Netzbetreiber ermitteln und veröffentlichen. Die Lieferanten haben so die Möglichkeit zu den entsprechenden Terminen ihre Preise anzupassen.

Die Lieferanten bzw. die Netzkunden schließen mit Netpool die Netzzugangsverträge ab und zahlen das Netzentgelt an Netpool. Netpool „sammelt“ die Netzentgelte ein und verrechnet dann mit jedem Netzbetreiber die eingekommenen Erlöse. Die Netzbetreiber führen im Nachgang den Abgleich zwischen den Kosten und den tatsächlichen Erlösen durch. Die sich daraus ergebenden Differenzen sind dann in den Kosten der Folgeperiode zu berücksichtigen.

Die folgende Abbildung zeigt die Beziehungen zwischen den Marktteilnehmern Netzbetreiber – Netpool – Lieferant.

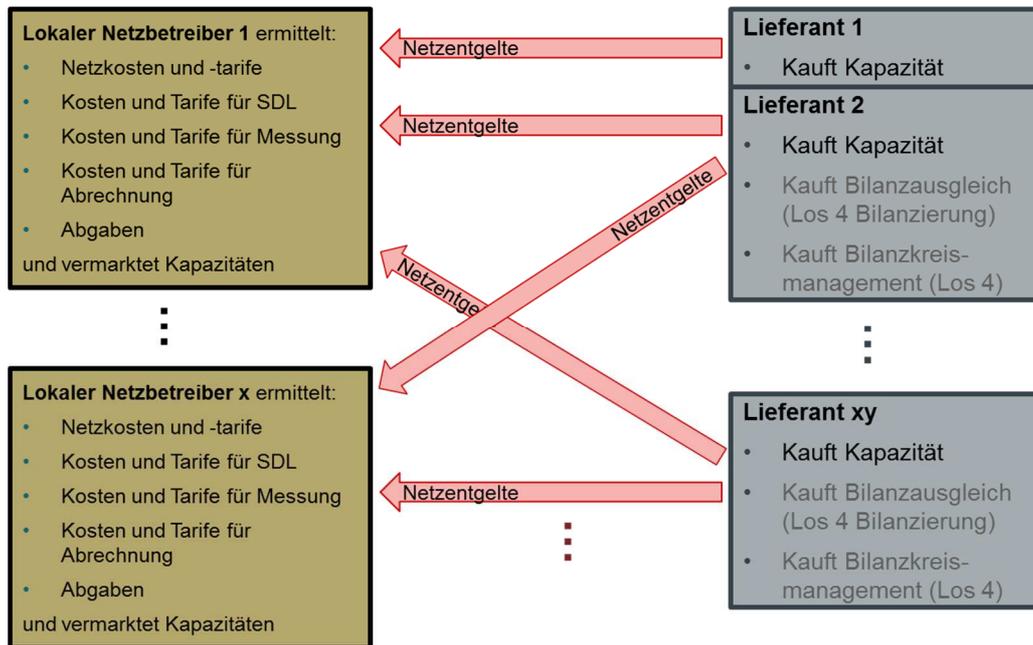
**Abbildung 42. Rollen der Marktteilnehmer im Entry-Exit-Tarifierungssystem der regionalen und überregionalen Netzebene**



Quelle: BET

Die lokalen Netzbetreiber vermarkten ihre Kapazitäten nach dem derzeit angedachten Gasnetzzugangsmodell selbständig. Dazu muss ein Lieferant mit jedem lokalen Netzbetreiber in dessen Netz er Kunden beliefert einen Netzzugangsvertrag abschließen. Die folgende Abbildung stellt die Situation im Lokalnnetz anschaulich dar:

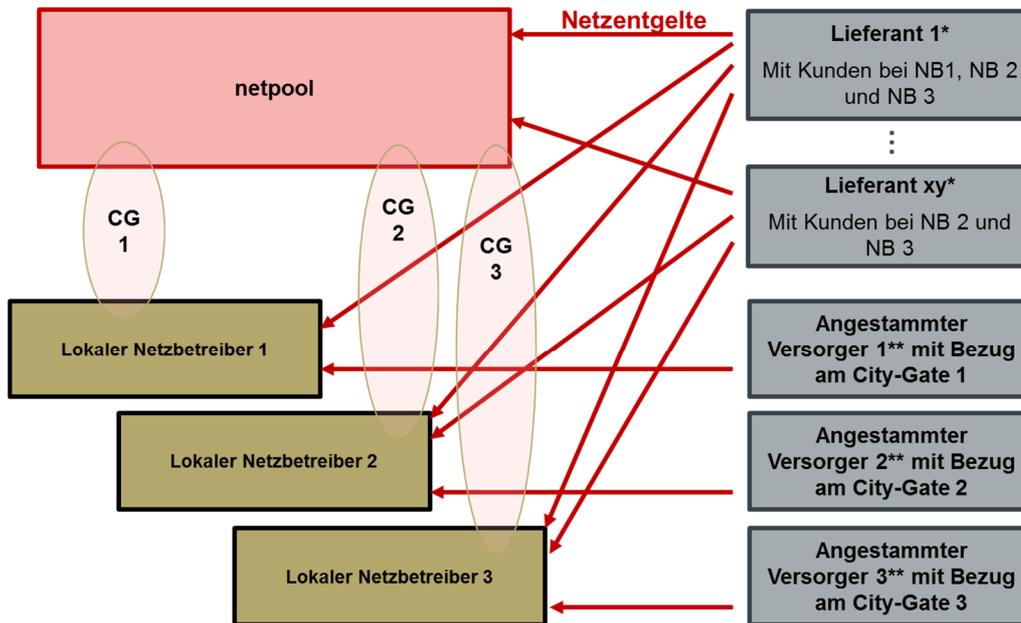
**Abbildung 43. Rollen der Marktteilnehmer im Tarifierungssystem der lokalen Verteilnetzbetreiber in der Schweiz**



Quelle: BET

Jeder Lokalnetzbetreiber ermittelt auf Basis seiner Netzkosten die Netztarife für sein Netz und stellt diese den Lieferanten in Rechnung. Um Transparenz zu gewährleisten, sollten die Lokalnetzbetreiber verpflichtet werden, ihre Tarife im Internet zu veröffentlichen. Außerdem ist es im Zuge der Diskriminierungsfreiheit erforderlich, dass alle Vertriebe / Lieferanten nach diesen Tarifen abgerechnet werden. Das bedeutet, dass auch der dem Netzbetreiber angegliederte Vertrieb / Lieferant nach diesen Tarifen abzurechnen ist.

Abbildung 44. Option City-Gate: Rollen der Marktteilnehmer im Tarifierungssystem der Schweiz



\* Bezug am VP

\*\*Bezug am City-Gate (CG); Lieferant des angestammten Versorgers zahlt Netzentgelte bei netpool.

Quelle: BET

Bei der Option City-Gate müssen die etablierten Versorger<sup>21</sup> keine Netznutzungsverträge abschließen, da die Nutzung des regionalen und überregionalen Netzes in den Lieferverträgen der EVU bis zum vereinbarten Exit Punkt enthalten ist. Mit dem „eigenen“ lokalen Netzbetreiber kann ein Netznutzungsvertrag abgeschlossen werden, sofern dies gesetzlich verankert wird. Alternativ kann der jeweilige Liefervertrag mit dem Endkunden/Verbraucher den Netznutzungsvertrag – wie in der Vergangenheit – beinhalten.

Im Gegensatz zu der einfachen vertraglichen Regelung der etablierten Versorger bei der Option City-Gate müssen neue Versorger/Lieferanten sowohl mit Netpool einen Netznutzungsvertrag über die Exit Punkte abschließen, die sie benötigen, als auch mit jedem einzelnen lokalen Netzbetreiber, in dessen Netz sie Endkunden versorgen. Damit ist bei der Option City-Gate die Verwaltung des Netzzugangs für neue Lieferanten deutlich aufwändiger als für die etablierten Versorger, die im Wesentlichen den Status Quo halten.

Die Option City-Gate und damit die Trennung des Netzzugangs nach regionaler und überregionaler Ebene und Lokalnetzebene ist für die Förderung des Marktzugangs hinderlich, da der Abwicklungsaufwand des Netzzugangs für neu in den Markt eintretende Lieferanten deutlich höher ist als für die etablierten Versorger.

Die etablierten Versorger halten im City-Gate-Modell weiterhin ihren integrierten Liefervertrag mit dem Vorlieferanten, der den Zugang zur regionalen und überregionalen Netzebenen bereits enthält. Der Abschluss eines Netzzugangsvertrages für diese Netzebene entfällt damit für die etablierten

<sup>21</sup> Das sind die Vertriebe des EVU, die dem Netzbetreiber angeschlossen sind.

Versorger. Auch der Abschluss von Netzzugangsverträgen auf der lokalen Netzebene ist nicht vorgesehen, solange der etablierte Versorger in seinem Netzgebiet Kunden versorgt. Damit besteht für den etablierten Versorger im City-Gate-Modell kein Handlungsbedarf. Es läuft alles so weiter wie bisher.

Neue Lieferanten müssen im City-Gate-Modell einen Netzzugangsvertrag mit Netpool abschließen und können dann an den einzelnen City-Gate-Ausspeisepunkten ihr Gas in Empfang nehmen. Da am City-Gate keine bzw. die wenigsten Endkunden direkt angeschlossen sind, müssen sie mit jedem Lokalnetsbetreiber, in dessen Netz sie Kunden beliefern, einen eigenen Netzzugangsvertrag mit eigenen Netztarifen abschließen. Im Vergleich zum angestammten Versorger, der maximal einen Netzzugangsvertrag zu verwalten hat, haben die neuen Lieferanten beliebig viele Netzzugangsverträge zu verwalten, je nachdem wie viele Kunden sie in den verschiedenen Lokalnets beliefern. Dies schränkt die Diskriminierungsfreiheit erheblich ein und behindert eine Marktöffnung.

Wenn eine Marktöffnung gewollt ist, dann sollte unbedingt darüber nachgedacht werden, das Netzzugangssystem und damit auch das Tarifsysteem für alle Netzkunden bzw. Lieferanten einheitlich zu gestalten. Eine Möglichkeit hierzu bietet Netpool. Wenn alle Kapazitäten – auch die der lokalen Netzbetreiber – über Netpool vermarktet werden und die Ausspeisepunkte der lokalen Netzbetreiber in das Entry-Exit-System einbezogen werden, würde das den Zugang für neue Lieferanten deutlich erleichtern. Wenn neue Lieferanten dann bei Netpool über die Buchung des Ausspeisepunktes zum Endkunden Zugang nicht nur zum lokalen Verteilnetz sondern auch zu den vorgelagerten Netzebenen erhält, würde das die Diskriminierungsfreiheit deutlich fördern. Voraussetzung hierfür wäre eine interne – gemeint ist innerhalb von Netpool – Verrechnung der Kosten mit den Tarifen so wie sie auf der regionalen und überregionalen Ebene dargestellt ist.

## 3.7 Datenlieferpflichten und Transparenzpflichten

### 3.7.1 Welche Daten müssen an die Regulierungsbehörde übermittelt bzw. veröffentlicht werden?

Im Zuge der vertiefenden Untersuchungen zur Ausgestaltung eines GasVG und einer GasVV sollten auch Detailfragen zur Datenveröffentlichung- und Mitteilung geregelt werden.

Zunächst sind zwei Informationskreise zu unterscheiden:

- **VNB – Regulator:** Zur Überprüfung der Netztarife wie auch der angesetzten Netzkosten, muss der Regulator Informationen an die Hand bekommen. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass im Gasbereich analog dem Vorgehen im Stromsektor, Benchmarks vorgenommen werden sollen. Wenn beispielsweise im Gas ebenfalls eine Sunshine-Regulierung installiert werden soll, sind die hierzu benötigten Daten vom Regulator zu erfassen und auszuwerten. Die benötigten Daten beinhalten ggf. Geschäftsgeheimnisse und sind idealerweise durch den Gasnetzbetreiber direkt an den Regulator zu übermitteln.

- **VNB – Händler:** Um die mögliche Belieferung eines Kunden in fremden Netzen prüfen und in die Wege leiten zu können, benötigt der Lieferant (dritter Händler) Informationen vom Gasnetzbetreiber. Diese Informationen können idealerweise über das Internet zur Verfügung gestellt werden.

Darüber hinaus kann der Verbraucher Informationen, welche typischerweise im Internet veröffentlicht werden nutzen, um sich selbst ein Bild von seinem Netzbetreiber bzw. den Kosten des Netzes, an welches er angeschlossen ist, zu machen. Je nach Ausgestaltung der Rechnungslegungsvorschriften könnte der Konsument die Details seiner Jahresabrechnung mit den öffentlich verfügbaren Informationen abstimmen.

Zusätzlich gibt es Informationen, welche der Allgemeinheit dienlich sind und ebenfalls in den Medien veröffentlicht werden können.

### 3.7.2 Schweiz: Bestehende Regelungen im Strom

Im Strombereich werden in der Schweiz bereits Einzelheiten geregelt:

StromVG Art. 12

- Die Netzbetreiber stellen die für die Netznutzung nötigen Informationen leicht zugänglich bereit und veröffentlichen die Netznutzungstarife, die Jahressumme der Netznutzungsentgelte, die Elektrizitätstarife, die technischen und betrieblichen Mindestanforderungen sowie die Jahresrechnungen.

StromVV Art. 8

- Die Netzbetreiber sind für das Messwesen und die Informationsprozesse verantwortlich.
- Die Netzbetreiber liefern den Verantwortlichen von Bilanzgruppen ... zusätzliche Daten und Informationen.

StromVV Art. 31c regelt die Anwendung der neuen Tarife, Veröffentlichung und Rückerstattung.

### 3.7.3 Schweiz: Bestehende Regelungen im Gasbereich

Eine zuständige Regulierungsbehörde im Gasbereich gibt es bisher noch nicht. Das Überwachungsorgan ist der Preisüberwacher, der die Netztarife prüft. Es gibt in der Schweiz zudem keine umfassend verpflichtende Regelung zur Daten- oder Informationsveröffentlichung für Gasnetzbetreiber. Dies bedeutet, dass sämtliche Anforderungen und Vorgaben zur Datenmeldung- und Veröffentlichung geregelt werden müssen.

### 3.7.4 Handlungsempfehlung

Vor dem Hintergrund der zuvor aufgeführten Aspekte ergeben sich mindestens die nachfolgenden Datenmeldungen, Veröffentlichungen und Zyklen. Dazu sind entsprechende Bestimmungen im GasVG vorzusehen.

## Datenlieferung an die Behörde (VNB-Regulator)

Dies umfasst zunächst einmal die Datenlieferung zum Zwecke der Tarifierung, welche jährlich zu erfolgen hat. Die Datenmeldung könnte digital unter Verwendung einer Meldedatei und in einem geeigneten Datenformat (in Anlehnung an NEMO) vorgenommen werden. Darunter fallen

- Kosten und Erlöse des vorangegangenen Geschäftsjahres (Basisjahr), Plankosten des Planjahres;
- Angaben zum (kalkulatorischen) Sachanlagevermögen, wie Betriebsmittel, AHK, Abschreibungen, Restwerte, angesetzte ND;
- Herleitung der Verzinsung;
- Angaben zum internen Wälzungsmechanismus, Wälzformel, Schlüssel;
- Strukturdaten Netz, Angaben zu den bewirtschafteten Netzebenen / Druckzonen, Ausspeisepunkte, Zähl- und Messinstrumente,
- Strukturdaten Kunden, Lastprofilkunden, RLM-Kunden, Jahresarbeit, maximale Leistung, gegebenenfalls Sondereffekte wie unterbrechbare Verträge; sowie
- Ermittlung der Deckungsdifferenz: Zum Nachweis, dass das angewandte Entgeltsystem die gemeldeten Kosten abdeckt, hat der Netzbetreiber die Erlöse mit den Kosten abzugleichen und die resultierende Deckungsdifferenz zu ermitteln. Die Deckungsdifferenz ist in den Folgejahren über die Netztarife aufzulösen.

Das praktizierte Regulierungssystem im Gasbereich macht einen jährlichen Abgleich zwischen den erlaubten Erlösen und den tatsächlichen Erlösen unumgänglich („Deckungsdifferenzen“). Nur so kann sichergestellt werden, dass der Netzbetreiber keine ungewollten Mehrerlöse vereinnahmt, andererseits aber auch die zugestandenen Erlöse ohne Mengenrisiko in der jährlich kalkulierten Höhe realisiert. Dazu sind die

- Kosten und Erlöse des Basisjahres;
- Kosten und Erlöse des Planjahres; und
- abgerechnete Mengen des Planjahres

abzufragen.

Die Erhebung der Deckungsdifferenzen erfolgt stets ein Jahr rückwirkend zum letzten Geschäftsjahr (Planjahr) für welches die Kalkulation Anwendung fand.

## Daten, die zu veröffentlichen sind, für freie Kunden, für dritte Händler

Dies umfasst unterschiedliche Themenbereiche, die für Kunden und Händler relevant sind. Dabei kann unterschieden werden unter einer jährlichen Datenübermittlung. Diese betrifft

- Angaben zum Bilanzgebiet (Bilanzgruppe):
  - Netzkoppelpunkte;

- Übergabepunkte; und
  - Netzübersichtskarte.
- Angaben zur Gasbeschaffenheit
  - z.B. Brennwert
- Standardlastprofile
- Aktuell gültige Netztarife:
  - ggf. Netztarife der Vorjahre;
  - incl. SDL, Abgaben, Umlagen und Steuern
- Sonstige Preise:
  - Hausanschluss;
  - BKZ; und
  - Installationsdienstleistungen.
- Strukturdaten:
  - Netzlänge, einschließlich der Angaben zu betriebenen Netzebenen und Netzdruck;
  - Ausspeisepunkte, nach Netzebenen / Druckstufen;
  - Laststruktur, zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Einspeisungen nebst Zeitpunkt; sowie
  - Absatzstruktur, eingespeiste Jahresarbeit.
- Weitere Daten:
  - Z.B. in Vorbereitung auf eine Sunshine-Regulierung Gas.

Darüber hinaus gibt es Daten, die nur bei Änderungen aktualisiert werden müssen:

- Vertragswerke:
  - Mustervertrag Netzanschluss;
  - Mustervertrag Netznutzung; und
  - Mustervertrag Messstellenbetrieb.
- Datenformate
  - Kommunikationsdaten für den Lieferantenwechsel
- Wechselprozesse
  - für Lieferanten; und
  - für Messdienstleister.
- Technische Anforderungen Netz:
  - Ggf. Ergänzung bestehender Vorschriften und Regeln wie SVGW Richtlinien, sowie weitere Standards (SVTI u.a.).
- Messstellenzugang:

- Technische Anforderungen an Messgeräte

### Daten, bekannt zu geben gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen sowie dem Verantwortlichen der Abrechnung der Stromentnahme und Einspeisung

Der Zyklus richtet sich hier nach dem Bedarf (z.B. tägliche Bereitstellung bei Tagesbilanzierung, monatliche Bereitstellung bei monatlicher Abrechnung mit registrierender Lastgangmessung, jährliche Bereitstellung bei Abrechnung von Kunden mit jährlicher Ablesung des Zählers, Ereignisorientiert bei Einzug, Auszug, Umzug usw.). Darunter fallen

- Energiewirtschaftliche Entnahmemengen:
  - Arbeit in kWh; und
  - Leistung in kW.
- Energiewirtschaftliche Einspeisemengen:
  - Arbeit in kWh; und
  - Leistung in kW.

Die Netzbetreiber stellen den Beteiligten die für den Netzbetrieb, das Bilanzmanagement sowie die Energielieferung notwendigen Messdaten und Informationen fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei zur Verfügung. Zusätzliche Kosten entstehen hierdurch nicht.

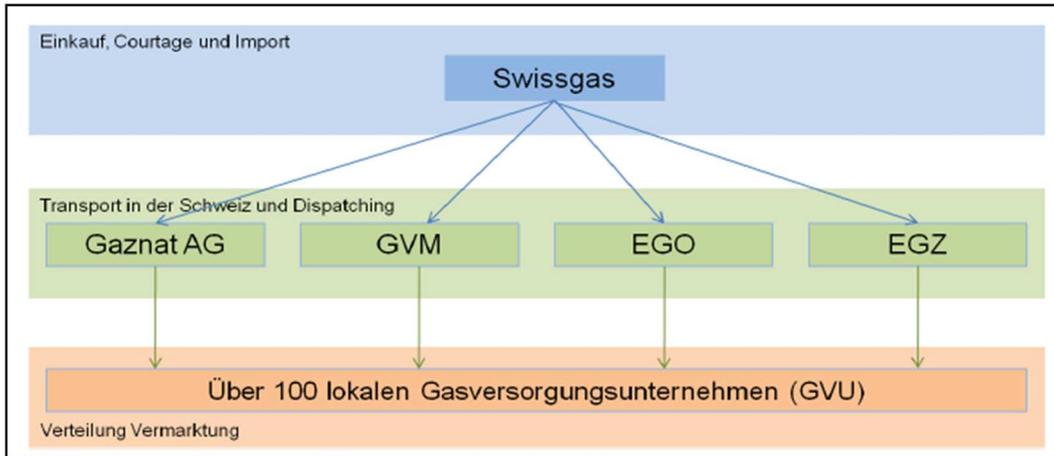
Auch für den Bereich der Datenmeldung und Veröffentlichung gilt die Empfehlung, die Anforderungen im Strom- und Gasbereich, wenn möglich identisch zu gestalten. Dies erlaubt eine effiziente Bearbeitung sowohl bei den Netzbetreibern, als auch beim Regulator.

## 3.8 Pancaking

Als Pancaking wird die Aufsummierung von Netzentgelten über mehrere Netze im Rahmen der Kostenverrechnung bezeichnet, wenn dabei Netzkomponenten auf Grund fehlerhafter Verrechnungsmechanismen dem Netzkunden am Ausspeisepunkt mehrfach in Rechnung gestellt werden. Dieses gilt es zu vermeiden.

Auf Grund der Struktur der Schweizer Gaswirtschaft (**Abbildung 45**) ist die Problematik des Pancaking auf die Ebene der Lokalnetze beschränkt.

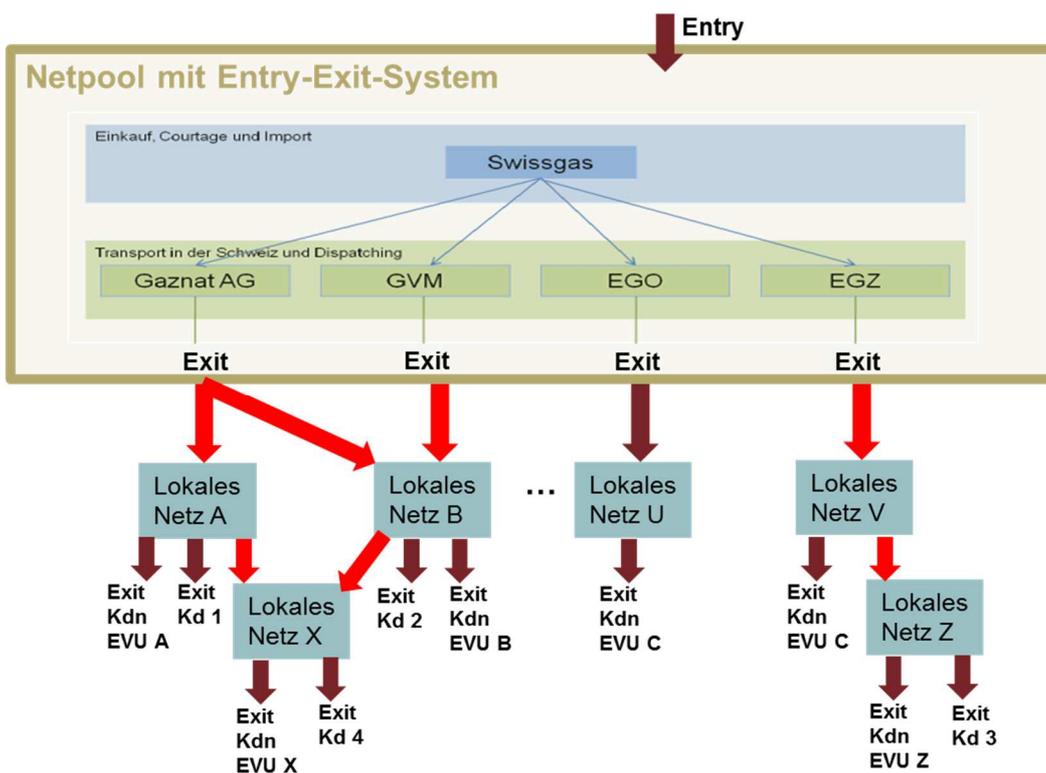
**Abbildung 45. Struktur der Schweizer Gaswirtschaft**



Quelle: Eidgenössisches Volkswirtschaftsdepartement EVD Preisüberwachung PUE

Pancaking entsteht im Rahmen der Kostenverrechnung, wenn ein Netzkunde Kosten der Vorliegernetze auf Grund des Netzentgeltsystems doppelt bezahlen muss. Die folgende Abbildung zeigt dazu ein Beispiel:

**Abbildung 46. Kostenverrechnung und Pancaking**



Quelle: BET

- Kunde 3 im lokalen Netz Z muss im Rahmen der Kostenverrechnung sowohl das Entgelt für das lokale Netz V als auch das Entgelt für das lokale Netz Z bezahlen. Dies deshalb, da der Kunde 3 sowohl das Netz V als auch das Netz Z nutzt und somit in diesen beiden Netzen Kosten verursacht. Netz V (Vorliegernetz) dient Kunde 3 in diesem Fall zum Transport des Gases in das Netz Z (Nachliegenernetz), an das er angeschlossen ist. Das verzweigte

Verteilernetz, über das EVU C seine Kunden versorgt, wird von Kunde 3 genauso wenig genutzt wie von EVU Z, das seine Kunden ebenfalls über das zugehörige Netz Z versorgt.

- Enthalten die Tarife von Netz V nicht nur die Kosten für die Transportkomponente des Netzes, sondern auch Kosten der Verteilkomponente, dann zahlen im Rahmen der Kostenverrechnung Kunde 2 und EVU Z bei Netz V eine Leistung (Verteilung), die sie gar nicht in Anspruch nehmen. Gleichzeitig zahlen sie für diese Leistung (Verteilung) ebenfalls in Netz Z (Pancaking). Das ist nicht verursachungsgerecht.

**Fazit:** Ein Tarif muss sicherstellen, dass die Kosten verursachungsgerecht auf die einzelnen Netznutzer umgelegt werden!

### Empfehlung zur Vermeidung von Pancaking

Es muss sichergestellt werden, dass die Tarife so gestaltet sind, dass eine sachgerechte Zuweisung der Kosten über die Tarife auf die Netzkunden stattfindet. Eine entsprechende Verpflichtung hierzu ist im GasVG zu formulieren. Der Branchenstandard NEMO enthält bereits einen Lösungsansatz für die Problematik des Pancaking:

- Lokale Netzbetreiber teilen ihre Netze in zwei Komponenten auf:
  - Lokaler Transport (Ebene II a); nd
  - Lokale Verteilung (Ebene II b).
- Eindeutige Zuordnung von Leitungen zum Transport- und zum Verteilnetz durch den lokalen Netzbetreiber<sup>22</sup>.
- Die Tarife der Vorliegernetze für die Nachliegernetze enthalten nur die Kosten für den lokalen Transport. Kosten der lokalen Verteilung sind nicht Bestandteil des Tarifes.

Die Regelung aus NEMO stellt durch die Ebenenunterteilung sicher, dass im Rahmen der Kostenverrechnung Pancaking vermieden wird.

Im Gegensatz hierzu kann im Tarifverbund auf der lokalen Ebene Pancaking nicht sicher vermieden werden. Um Pancaking zu vermeiden ist die Ebenenunterteilung des lokalen Netzes in Transport und Verteilung notwendig.

---

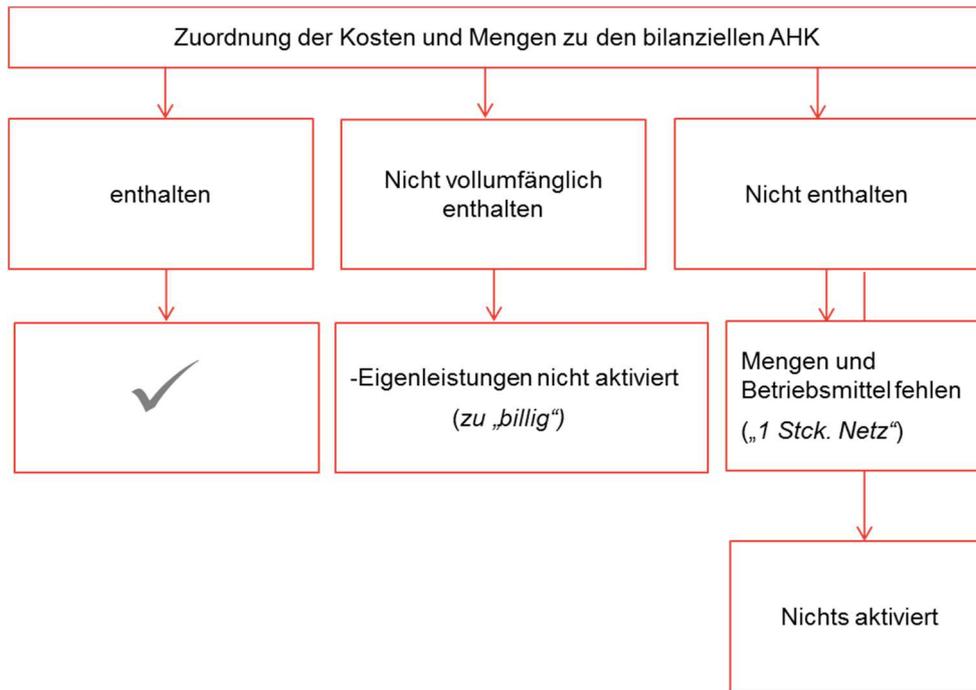
<sup>22</sup> Im Gas ist anders als im Strom keine Zuordnung nach Druckstufen möglich, da die Netze bzgl. der Druckstufen sehr heterogen sind. So können HD-Leitungen in einem Netz reinen Transportcharakter haben und in dem anderen Netz auch in der Verteilung eingesetzt werden. Da die Netzbetreiber um diese Spezifika wissen, macht es Sinn, dass die NB die Aufteilung der Leitungen auf Transport und Verteilung vornehmen. Diese Festlegung sollte einmal durchgeführt werden und im Anschluss nicht mehr geändert werden. Änderungen sind der Regulierungsbehörde gegenüber zu begründen

# ANHANG A SYNTHETISCHE BEWERTUNG

Bei der Frage nach der richtigen Bewertungsmethode, gehen wir im Vorfeld von folgenden Überlegungen aus:

Neben den Kosten sind auch die zugehörigen Mengen zu erfassen. Idealerweise wird durch eine 1:1 Zuordnung der Mengen ein durchschnittlicher, spezifischer Wiederbeschaffungsneuwert (Einheitswert) errechnet. Eine Über- bzw. Unterbewertung soll weitestgehend vermieden werden.

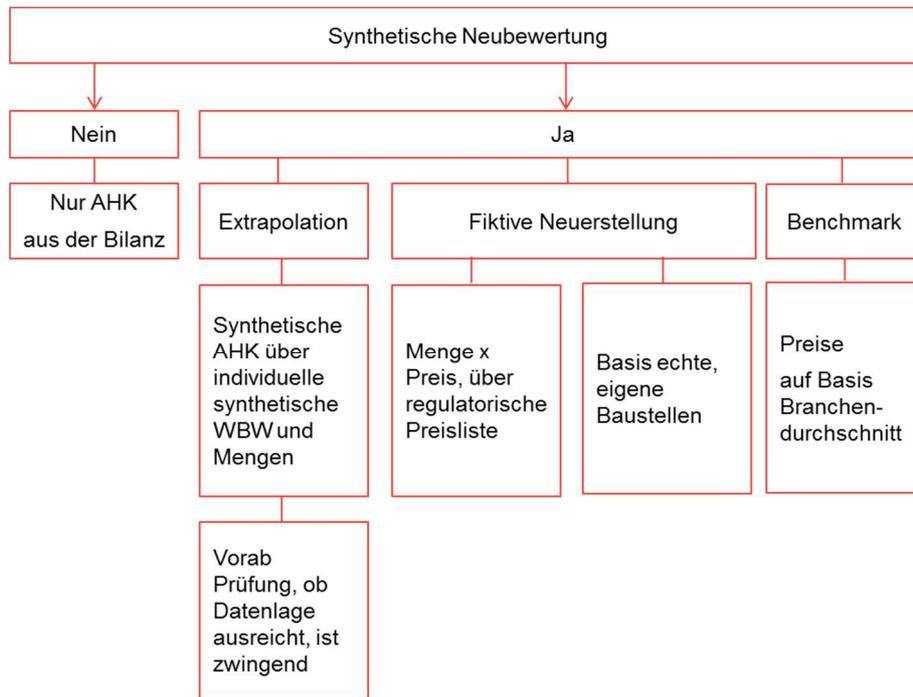
**Abbildung 47. Übersicht**



Quelle: BET

Folgende Methoden ergeben sich aus den bereits zuvor beschriebenen Erkenntnissen:

**Abbildung 48. Methoden einer synthetischen Bewertung**



Quelle: BET

#### ■ Extrapolation

Ermittlung valider Einheitspreise auf Basis der vorhandenen AHK (individuell je VNB). Synthetische Neubewertung vorzugsweise auf Basis von ermittelten Durchschnittspreisen für die jeweiligen Betriebsmittelgruppen (hochindizierte Anschaffungsneuwerte). In den Mischpreisen auf Basis der historischen AHK werden bereits die durchschnittlichen, strukturellen Gegebenheiten und Betriebsmitteltypen erfasst. Durch die vollständige Aufbereitung des physischen Mengengerüsts und 1:1-Zuordnung zu den AHK der Anlagenbuchhaltung wird eine Über- bzw. Unterbewertung der Anlagen weitestgehend vermieden. (Es wurde *nicht* geprüft, ob es eine ausreichende Datenbasis für das Extrapolationsverfahren im Gas gibt. Benötigt wird ein entsprechender Anteil AHK am gesamten Anlagevermögen, sowie detaillierte Angaben zu den Trassen)

#### ■ Kalkulation nach regulatorischer Preisliste

Berechnung der Wiederbeschaffungswerte auf Basis einer regulatorischen Anlagenpreisliste. Ermittlung der Anschaffungswerte (AHK) durch Rückindizierung über Indizes. Im Anschluss erfolgt die Ermittlung kalkulatorischer Restwert, der sich aus dem Alter und der Abschreibedauer des Betriebsmittels ergibt. Anlagenpreise wie auch Indizes könnten mit der Branche gemeinsam erarbeitet werden.

#### ■ Kalkulation auf Basis geeigneter Baustellen oder Rechnungen

Einheitspreise werden auf Basis geeigneter Rechnungen bzw. ausgesuchter Baustellen ermittelt. Sodann Ermittlung der Wiederbeschaffungswerte (Menge x Preis) auf Basis der validierten Werte. Ableitung der Anschaffungswerte (AHK) durch Rückindizierung über Indizes. Ermittlung kalkulatorischer

Restwert, der sich aus dem Alter und der Abschreibedauer des Betriebsmittels ergibt. Indizes könnten mit der Branche gemeinsam erarbeitet werden

- **Benchmark**

Basis: Kosten strukturell vergleichbarer Netze und Werke

Sämtliche Methoden der synthetischen Bewertung haben jedoch den Nachteil dass nicht ausgeschlossen werden kann, dass Anlagen doppelt, unzureichend oder gar nicht bewertet werden.

