



Studie betreffend Netzkosten und Netztarife

BERICHT FÜR BUNDESAMT FÜR ENERGIE

Mai 2016

Executive Summary	1
Résumé de l'étude sur les coûts et tarifs de réseau	17
1 Einleitung	33
1.1 <i>Hintergrund</i>	33
1.2 <i>Aufbau des Berichts</i>	34
2 Fragestellung, Analyseansatz und Bewertungskriterien	37
2.1 <i>Fragestellung – von der Kostenermittlung bis zu Netztarifizierung</i>	37
2.2 <i>Analyseansatz</i>	38
2.3 <i>Bewertungskriterien</i>	40
3 Kostenermittlung	43
3.1 <i>Kapitalkosten</i>	43
3.2 <i>Betriebskosten</i>	64
3.3 <i>Exkurs – Steuern und sonstige Abgaben</i>	67
4 Kostenabgrenzung	69
4.1 <i>Kostenabgrenzung Gasnetz innerhalb eines Versorgungsunternehmens</i>	69
4.2 <i>Exkurs: Kostenabgrenzung bei Speichern</i>	74
4.3 <i>Kostenabgrenzung zwischen der überregionalen, regionalen und lokalen Netzebene</i>	76
4.4 <i>Kostenabgrenzung innerhalb der lokalen Netzebene</i>	79
5 Kostenschlüsselung	83
5.1 <i>Kostenschlüsselung zwischen Sparten und innerhalb des Gasbereichs</i>	83
5.2 <i>Kostenschlüsselung zwischen Netzebenen innerhalb eines Unternehmens</i>	86
5.3 <i>Kostenwälzung zwischen Netzbetreibern</i>	90
6 Tarifgrundsätze	95
6.1 <i>Allgemeine Tarifgrundsätze</i>	95
6.2 <i>Festlegung von Tariftypen</i>	98

6.3	<i>Festlegung Tarifstruktur</i>	100
7	Referenzen	105
	Annex 1: Netzkosten und Netztarife	107

Abbildung 1. Kostenermittlung bis Netztarifizierung	37
Abbildung 2. Analyseansatz	39
Abbildung 3. Nutzungsdauern für Gasanlagen – Nemo	53
Abbildung 4. Nutzungsdauern für Gasanlagen – Entgelte für regionale und überregionale Zonen	54
Abbildung 5. Kostenabgrenzung	70
Abbildung 6. Abgrenzung regionales und lokales Netz	77
Abbildung 7. Kostenschlüsselung zwischen Sparten	83
Abbildung 8. Kostenschlüsselung auf die Netzebenen	86
Abbildung 9. Kategorien von Kostenzuweisungen von lokalen Transportnetzen auf lokale Verteilnetze	87
Abbildung 10. Kostenwälzung auf der lokalen Ebene	91
Abbildung 11. Netzkosten und Tarife – überregionale/regionale Ebene	107
Abbildung 12. Netzkosten und Tarife – lokale Ebene	108

Executive Summary

Der Gasmarkt in der Schweiz ist mit Art. 13 Rohrleitungsgesetz gesetzlich rudimentär geregelt. Netzbetreiber sind verpflichtet vertraglich Transporte für Dritte zu übernehmen, wenn sie technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar sind, und wenn der Dritte eine angemessene Gegenleistung anbietet. Die Umsetzung dieser Bestimmung hat die Gasbranche einerseits mittels internen Branchendokumenten und andererseits seit 2012 mittels der Verbändevereinbarung mit Industriekunden geregelt. Die Verbändevereinbarung ist von der Gasbranche bei der Wettbewerbskommission zur Vorabklärung der Frage, ob Anhaltspunkte für unzulässige Wettbewerbsbeschränkungen bestehen, eingereicht worden. Die Wettbewerbskommission ist in ihrem Schlussbericht vom 16. Dezember 2013 zum Schluss gekommen, dass bei einer Einzelfallprüfung eine Sanktionierung nicht ausgeschlossen werden kann. Damit ist für verschiedene Akteure die Rechtssicherheit in Frage gestellt. Das BFE prüft vor diesem Hintergrund, wie eine Regulierung der Gasversorgung und des Gasmarktes aussehen kann.

Der Schweizer Gasmarkt ist noch nicht so detailliert geregelt und reguliert, wie es in der Sparte Strom bereits heute der Fall ist. Um eine sinnvolle und effiziente Netzregulierung der Sparte Gas in der Schweiz aufzubauen, bedarf es zuvor einer Reihe an Abklärungen, welche unter anderem Regelungen zur Kostenbasis, Kostenabgrenzung und Kostenwälzung bis hin zur Kostenschlüsselung und Tarifierung betreffen.

Das Bundesamt für Energie hat in diesem Zusammenhang Frontier/BET/BET Dynamo Suisse beauftragt, die Grundlagen für eine Gesetzesvorlage zu erarbeiten, welche den effizienten, sicheren und qualitativ hochstehenden Betrieb der Gasnetze ermöglichen und beanreizen. Unter Berücksichtigung von bestehenden Bestimmungen in der Schweiz für Strom und Gas sowie internationalen Erfahrungen werden Handlungsempfehlungen für die Kostenermittlung und die Überführungen in Netztarife für die Gasnetzbetreiber in der Schweiz erarbeitet. Gegenstand der Untersuchung sind die überregionale/regionale sowie die lokale Netzebene.

Kostenermittlung

Der Zweck der Kostenermittlung ist es, die betriebswirtschaftlich relevanten Kosten für das Gasnetz zu erfassen. Dabei soll die Verbindung zur Finanzbuchhaltung hergestellt werden. Zusätzlich sind auch kalkulatorische Kosten, welche nicht Gegenstand der Finanzbuchhaltung sind, zu berücksichtigen.

Die Kosten lassen sich im Wesentlichen gliedern in:

- **Kapitalkosten** – diese bestehen aus Abschreibungen und Finanzierungskosten. Dies beinhaltet u.a. auch die Bewertung der Sachanlagen;

- **Betriebskosten** – unter diese fallen im Wesentlichen der Personal- und Materialaufwand, sonstiger Aufwand, Kosten des vorgelagerten Netzes sowie der Aufwand für Fremdleistungen. Von den Betriebskosten sind aktivierte Eigenleistungen in Abzug zu bringen. Diese Positionen können in der Regel aus der Finanzbuchhaltung entnommen werden und bedürfen keiner weiteren Transformation.
- **Steuern und Abgaben** – diese können ebenfalls aus der Finanzbuchhaltung entnommen werden.

Kapitalkosten – Regulierte Anlagenvermögen

Das regulierte Anlagevermögen bildet die Grundlage für die Berechnung der Abschreibungen sowie die Finanzierungskosten (kalkulatorischen Zinsen) eines Netzes. Da Gasnetze grundsätzlich kapitalintensiv sind, hat die Definition des regulierten Anlagevermögens eine starke Auswirkung auf die Netzkosten und die Netztarife.

Bei der Definition des regulierten Anlagevermögens kommt der Anlagenbewertung eine entscheidende Rolle zu. In der Schweiz wird derzeit für Gasnetze eine Bewertung zu Anschaffungs- und Herstellkosten angewandt. Für die überregionale und regionale Ebene wurde mit der Übereinkunft mit dem Preisüberwacher explizit ein Wechsel von Wiederbeschaffungswerten zu Anschaffungs- und Herstellkostenwerten vorgenommen. Auch im Strombereich kommen Anschaffungs- und Herstellkostenwerte zur Anwendung.

Europäische Fallbeispiele zeigen, dass die Methodik der Anlagenbewertung mittels staatlicher Normen verankert ist. Beispielsweise erfolgt dies in Österreich auf Gesetzesebene und in Deutschland auf Verordnungsebene.

Für die Schweiz würden wir im Gasbereich eine analoge Vorgehensweise wie im Strombereich empfehlen. Dies ist auch dadurch begründet, dass es sich zumeist um die gleichen Unternehmen handelt. Dies bedeutet, dass die Anlagenbewertung auf Basis von historischen Anschaffungskosten erfolgen soll. Fehlende Werte können im Ausnahmefall durch eine synthetische Netzbewertung, zum Beispiel durch Extrapolation, hergeleitet werden. Die Neubewertung der Betriebsmittel im Ausnahmefall, dort wo historische Anschaffungs- und Herstellungskosten fehlen, ist nicht mit einer vollständigen Neubewertung in Form eines „Restatements“ gleichzustellen. Im Unterschied zum Restatement soll die in Ausnahmefällen erlaubte Neubewertung (gleich welcher Methode) nur die fehlenden Anschaffungs- und Herstellkosten ersetzen. Sie ist nicht dazu gedacht, das Netz rein aus wirtschaftlichen Gründen als Ganzes einer Wertsteigerung zuzuführen.

Gleichzeitig sollte die synthetische Anlagenbewertung einer ausdrücklichen Bewilligung einer Regulierungsbehörde (z.B. der ElCom, falls diese zusätzlich mit der Gasregulierung betraut wird) bedürfen. Der Regulator prüft die Eingaben auf

ihre wirtschaftliche Berechtigung und nimmt bei jedem konkreten Antrag den Schutz der Gaskunden wahr. Der Regulator begründet den Entscheid und veröffentlicht diesen.

Vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Rechtsformen und Rechnungslegungsstandards der Schweizer Gasnetzbetreiber wäre zudem die Vorgabe einer Aktivierungsrichtlinie zu prüfen. Damit kann eine vergleichbare Kostenkalkulation sichergestellt werden. Die Definition einer Aktivierungsrichtlinie sollte Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen berücksichtigen und wäre insbesondere mit den kantonalen Vorgaben wie das Harmonisierte Rechnungsmodell 2 (HRM2) abzustimmen.

Das Ergebnis der Anlagenbewertung soll zudem sicherstellen, dass keine mehrfache Sozialisierung von Kosten möglich ist sowie Strukturbrüche durch die Einführung von ausreichenden Übergangsfristen vermieden werden sollen.

Das regulierte Anlagevermögen stellt die Basis der Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals des Netzbetreibers dar. Es kann durch Anlagen im Bau und das Nettoumlaufvermögen ergänzt werden.

Wir würden empfehlen, diese Grundsätze in einem GasVG zu verankern.

Kapitalkosten – Abschreibungen

Bei der Definition der Abschreibungen sind die Abschreibungsmethodik sowie die Abschreibungsdauer zu bestimmen.

In der Schweiz wird derzeit für die Gasnetze (überregional/regional/lokal) in der Regel eine lineare Abschreibungsmethodik verwendet. Wenn die betriebsübliche Nutzungsdauer der Anlage erreicht ist, sind keine weiteren Abschreibungen mehr zulässig. Für die betriebsüblichen Nutzungsdauern werden in den Branchendokumenten je nach Anlagenkategorie Vorgaben gemacht. Ähnliche Regelungen finden sich auch für die Stromnetzbetreiber in der Schweiz, wobei sowohl in der StromVG als auch StromVV entsprechende Bestimmungen enthalten sind.

Europäische Fallbeispiele zeigen, dass als Abschreibungsmethodik die lineare Abschreibung angewandt wird. Abschreibungen unter Null sind nicht zulässig. Hinsichtlich der Vorgabe von betriebsüblichen Nutzungsdauern kann festgestellt werden, dass sich nur in Deutschland hierzu gesetzliche Festlegungen (in Form von Bandbreiten) finden. In den Niederlande und Frankreich werden die Nutzungsdauern von den nationalen Regulierungsbehörden vorgegeben. In Österreich orientieren sich die Nutzungsdauern in der Regel an den Werten der Finanzbuchhaltung.

Für die Schweiz würden wir eine analoge Vorgehensweise wie im Strombereich empfehlen und zumindest eine gesetzliche Verankerung der Prinzipien der Abschreibungen (linear, keine Abschreibungen unter Null, betriebsübliche Nutzungsdauer) vorsehen. Auf Verordnungsebene würden wir die Festlegung von

betriebsüblichen Nutzungsdauern (mindestens als Bandbreiten) empfehlen, da ein Ansatz von individuellen, jedoch uneinheitlichen Nutzungsdauern auch bei identischer Abschreibungsmethode (z.B. linear) den Vergleich der Netzkosten erschwert. Die bestehenden Nutzungsdauern in den Branchendokumenten können als Ausgangspunkt verwendet werden.

Von den ordentlichen Abschreibungen sind „außerordentliche“ Abschreibungen aufgrund von Anlagenabgängen in Folge von Rückbauten zu unterscheiden. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wer diese Kosten zu tragen hat: die Netzkunden und/oder die Netzbetreiber.

Es kann argumentiert werden, dass die Netzbetreiber die Kosten nicht tragen sollten, falls der Rückbau durch politische Entscheidungen ausserhalb des Einflussbereiches des Netzbetreibers bzw. deren Eigentümer, z.B. im Hinblick auf Energieeffizienz und Ersatz von Gas als Energieträger, getrieben ist. Im Falle politisch bedingter Sonderabschreibungen, wäre auch eine staatliche Kompensation der Kosten durch die öffentlichen Haushalte denkbar. Anders kann der Fall jedoch dann beurteilt werden, falls die Substitution von Gas durch den politischen Eigentümer (z.B. Kommune) des Netzbetreibers induziert wird oder es sich um unternehmerische Fehleinschätzungen handelt. Hier kann es angebracht sein, dass nicht die gesamten Kosten durch die Netznutzer zu tragen sind.

Kapitalkosten – Finanzierungskosten (WACC)

Zur Bestimmung der Finanzierungskosten wird das regulierte Anlagenvermögen (Anschaffungs- und Herstellkosten-Zeitwert) mit einem Finanzierungskostensatz (gewichteter Satz für Eigen- und Fremdkapital oder *weighted average capital cost*, WACC) multipliziert. Durch den WACC soll sichergestellt werden, dass Kapitalgeber ausreichend Anreize für Investitionen in Gasnetze haben.

In der Schweiz wird für Gasnetze (überregional/regional/lokal) grundsätzlich ein WACC-Ansatz gewählt. Für die lokalen Gasnetzbetreiber stellt der VSG eine Anleitung zur Ermittlung des WACC und entsprechende Beispiele zur Verfügung. Im Strombereich erfolgt eine jährliche Anpassung des WACC auf Basis einer im StromVV fixierten Methodik. Dabei werden bestimmte Schwellenwerte für die einzelnen Parameter des WACC bestimmt, deren Über-/ Unterschreitung zu einer Anpassung des WACC führt.

Europäische Fallbeispiele zeigen, dass die Bestimmung des WACC nur sehr rudimentär gesetzlich geregelt ist und die Festlegung in der Regel durch die Regulierungsbehörden (nach einer Konsultation mit den Unternehmen) bestimmt wird. Nur in Deutschland findet sich eine detailliertere Regelung auf Verordnungsebene für einzelne Parameter. Die Fallbeispiele zeigen, dass auf gesetzlicher Ebene kein expliziter Unterschied zwischen Gas/Stromnetzbetreiber bzw. überregionalen/regionalen/lokalen Netzbetreiber vorgenommen wird. In Deutschland, Österreich und den Niederlande wird beispielsweise jeweils der

gleiche Finanzierungskostensatz für Strom- und Gasnetze herangezogen. Nur in Frankreich findet sich eine Unterscheidung zwischen Gastransport und Gasverteilung beim WACC.

Wir empfehlen für die Schweiz, im GasVG nur prinzipielle Vorgaben zu machen, z.B. dass die Finanzierungskosten auf Basis eines WACC ermittelt werden. Für die Berechnung des WACC selbst, würden wir empfehlen, diese durch die Regulierungsbehörde durchführen zu lassen. Dabei kann z.B. auch beurteilt werden, ob und inwieweit Gründe für unterschiedliche WACCs für die überregionale / regionale / lokale Ebene erforderlich sind. Grundsätzlich kann sich die WACC Berechnung methodisch an der derzeitigen Praxis im Bereich Strom orientieren, wobei im Rahmen der Umsetzung zu untersuchen wäre, ob für einzelne Parameter der Berechnungen (Zusammensetzung der Vergleichsgruppen zur Bestimmung des Asset-Beta etc.) gaswirtschaftsspezifische Eingangsgrößen verwendet werden können bzw. sollten.

Bei der Ermittlung der Finanzierungskosten stellt sich jedoch die Frage, ob z.B. für zinslose Darlehen der Eigentümer, Gratiskapital von Genossenschaften, eine Abweichung zum WACC Ansatz zulässig ist. Ein wesentlicher Vorteil des WACC-Ansatzes ist, dass die Berechnung der Finanzierungskosten transparent und in einer praktikablen Weise erfolgt, da von der tatsächlichen Finanzierungs- und Bilanzstruktur abstrahiert wird. Die Bereinigung für zinslos zur Verfügung gestelltes Kapital erhöht deshalb die Komplexität der Berechnung. Gleichzeitig kann aus ökonomischer Sicht das „Gratiskapital“ als eine Form der Subventionierung angesehen werden, die zu Verzerrung der ökonomischen Effizienz führen kann. Kapital ist immer mit Opportunitätskosten verbunden, welche auch in den Netzkosten bzw. Netzentgelten Niederschlag finden sollten. Im Strombereich wurde diesem Grundsatz gefolgt und die besondere Berücksichtigung von „Gratiskapital“ nicht in das StromVG aufgenommen. Für den Gasbereich empfehlen wir eine analoge Anwendung wie im Strom. Wir betonen jedoch ausdrücklich, dass Netzanschluss- und Netzkostenbeiträgen jedenfalls von der Berechnung der Finanzierungskosten auszunehmen sind.

Betriebskosten

Für die Bestimmung der Betriebskosten kann im Unterschied zu den Kapitalkosten auf Aufwandspositionen in der Finanzbuchhaltung zurückgegriffen werden.

In der Schweiz werden in den Gas-Branchendokumenten die Betriebskosten anhand der Kostenrechnung (und nicht der Finanzbuchhaltung) definiert. Eine explizite Darstellung, wie die Aufwandspositionen aus der Finanzbuchhaltung übergeleitet werden sollen, und eine Kontrollrechnung findet sich jedoch nicht. Für den Strombereich enthält die StromVG und StromVV nur allgemeine Bestimmungen. Die detaillierte Erfassung der Betriebskosten (sowie der restlichen Kosten) erfolgt dabei anhand eines durch die ElCom definierten Erhebungsbogen

z. B. für die „Kostenrechnung für die Tarife 2016“. ElCom referenziert dabei auf das VSE Kostenrechnungsschema. Der Erhebungsbogen von ElCom enthält dabei explizit ein Kontrollsheet zum Abgleich mit der Finanzbuchhaltung.

Europäische Fallbeispiele zeigen, dass die Definition der Betriebskosten nur sehr rudimentär gesetzlich geregelt ist. Grundsätzlich gilt jedoch, dass die Betriebskosten aus der Finanzbuchhaltung abgeleitet werden müssen. Die Details zur Erfassung werden dannach durch Erhebungsbögen und Vorgaben der Regulierungsbehörden definiert.

Wir empfehlen für die Schweiz eine analoge Anwendung wie im Bereich Strom. Dabei würden wir empfehlen, dass im GasVG explizit der Zusammenhang zur Finanzbuchhaltung erwähnt wird. Die detaillierte Abfrage der Betriebskosten (und der anderen Kosten) kann sich dann beispielsweise am Erhebungsbogen der ElCom für Strom orientieren, wobei auch die bestehenden Dokumente der Gasbranche berücksichtigt werden sollten. Dabei können noch zusätzliche Details behandelt werden, wie z.B. weitere Untergliederung der Betriebskosten oder der Umgang mit sonstigen Erlösen.

Steuern und Abgaben

Wir empfehlen eine getrennte Darstellung der Steuern sowie der Abgaben. (bspw. auch getrennt nach Steuern/Abgaben des Bundes, der Kantone, Gemeinden etc.).

Kostenabgrenzung

Die Kostenabgrenzung stellt einen Schritt zur sachgerechten Zuordnung der ermittelten Kosten zum Gasnetz dar. Wir unterscheiden dabei die folgenden Themenbereiche:

- Kostenabgrenzung Gasnetz innerhalb eines Versorgungsunternehmens;
- Kostenabgrenzung zwischen der überregionalen, regionalen und lokalen Netzebene;
- Kostenabgrenzung innerhalb der lokalen Netzebene.

Kostenabgrenzung Gasnetz innerhalb eines Versorgungsunternehmens

Die Abgrenzung des Gasnetzbereichs innerhalb eines Versorgungsunternehmens ist eine notwendige Voraussetzung für die sachgerechte Bestimmung von Gasnetzentgelten. Dabei ist grundsätzlich zu unterscheiden zwischen

- Horizontale Abgrenzung – dabei wird die Gassparte an sich von den anderen Sparten in einem integrierten Unternehmen (z.B. von Strom, Wasser) getrennt;
- Vertikale Abgrenzung – dabei wird innerhalb der Gassparte selbst die Abgrenzung zwischen dem Vertrieb und dem Netz vorgenommen. Im

Netzbereich selbst kann dann wiederum eine weitere Unterteilung erfolgen.

In der Schweiz wird in den Gas-Branchendokumenten grundsätzlich von der Kostenrechnung des Gasnetzes für die Bestimmung der Kosten ausgegangen. Darüber hinaus finden sich jedoch keine Bestimmungen, wie diese Abgrenzung erfolgen soll. Im Strombereich sieht die StromVG mindestens die buchhalterische Entflechtung des Stromnetzbereiches von den übrigen Tätigkeitsbereichen vor.

Die europäischen Beispiele zeigen, dass die Abgrenzung des Gasnetzbereichs eng mit den Bestimmungen zur Entflechtung verknüpft ist. Die Entflechtung ist dabei gesetzlich geregelt. Die detaillierte Ausgestaltung der Entflechtung wird häufig von den Regulierungsbehörden vorgegeben. Beispielsweise hat in Deutschland und Österreich die Regulierungsbehörde einen entsprechenden Leitfaden veröffentlicht.

Für die Schweiz würden wir eine analoge Vorgehensweise wie im Bereich Strom empfehlen und in das GasVG zumindest die buchhalterische Entflechtung des Gasnetzbereichs von den anderen Bereichen vorsehen. Weitere Details zur Kostenabgrenzung wie zum Beispiel die Vorgabe von Kostenpositionen können in einer GasVV geregelt werden. Wir empfehlen, dass die Einhaltung der Entflechtungsbestimmungen durch eine zuständige Regulierungsbehörde (periodisch bzw. stichprobenartige) überprüft wird. Gleichzeitig empfehlen wir, dass diese Behörde auch die nötigen Freiheitsgrade zur Vorgabe von Regulierungsdetails haben sollte. Die Einbindung der einschlägigen Verbände sollte weiterhin ermöglicht werden, um das Subsidiaritätsprinzip zu wahren und das vorhandene Branchenwissen effektiv zu nutzen.

Hinsichtlich der Netzanschluss- bzw. Netzkostenbeiträge empfehlen wir in der GasVV eine Vorgabe zur gesonderten Ausweisung der Kosten für den Netzanschluss vorzusehen. Zusätzlich empfehlen wir die Aufnahme einer allgemeinen Bestimmung, dass die Erhebung der Netzanschluss- und Netzkostenbeiträge derart abzubilden ist, dass sich keine Doppelverrechnung als Netzanschluss- bzw. Netzkostenbeitrag und als Netznutzungsentgelt ergibt. Zusätzlich empfehlen wir eine deutlichere Trennung der Kosten für das Mess-/Zählerwesen als Grundlage für die Bestimmung von Messentgelten.

Exkurs: Kostenabgrenzung bei Speicher

In der Schweiz sind die Speicher gemäss den Gas-Branchendokumenten der lokalen Netzebene anteilig zugeordnet. Es handelt sich bei den Speichern um Röhren- bzw. einen Kugelspeicher, die üblicherweise auf der lokalen Netzebene eingebunden sind. Grössere Speicher wie Kavernen- oder Porenspeicher, die üblicherweise auf der überregionalen Transportebene eingebunden werden, gibt es in der Schweiz nicht.

Da die Speicher heute über keine Leistungsmessung verfügen, somit eine Abgrenzung zwischen Netzsystemdienstleistungen und Systemdienstleistungen für den Handel nicht transparent und diskriminierungsfrei nicht möglich ist sowie gleichzeitig die Speicher zur Versorgungssicherheit beitragen, wäre in der derzeitigen Situation die eindeutige Zuordnung zum Netz sachgerecht. Die Erlöse aus dem Betrieb des Speichers im Netz bzw. die Erlöse für Netzsystemdienstleistungen sind sodann kostenmindernd im Netzbereich abzubilden. Ausnahmen können für Speicher mit registrierender Lastgangmessung (RLM) vorgesehen werden, welche dann nach transparenten und diskriminierungsfreier Kriterien aufzuteilen sind. Wir empfehlen, dass als Voraussetzung für die ganze oder teilweise Zuordnung der Speicher zum Vertrieb eine registrierende Lastgangmessung zwingend vorgeschrieben werden sollte.

Kostenabgrenzung zwischen der überregionalen, regionalen und lokalen Netzebene

Die Abgrenzung zwischen den Ebenen überregional, regional und lokal ist für die Zuordnung der Kosten relevant und die damit verbunden Netznutzungsentgelte.

Die vertikale Abgrenzung zwischen überregionaler und regionaler Ebene wird durch das geplante Entry/Exit System, welches beide Ebenen umfasst, nicht mehr relevant. In diesem Fall werden die Gesamtkosten für die gesamte überregionale und regionale Ebene definiert und die Erlöse aus dem Entry/Exit System entsprechend dem Anteil an den (effizienten) Gesamtkosten zugewiesen.

Abhängig von der Ausgestaltung des Entry/Exit Systems ist auf der überregionalen Ebene eine Abgrenzung zwischen Transitgas und Gas für inländischen Verbrauch notwendig. Falls das Transitgas von Entry/Exit System ausgenommen sein soll, müssen die Leitungssysteme entsprechend abgegrenzt werden. Da eine physische Trennung jedoch nicht möglich ist, müsste hier eine rein kostenrechnerische Trennung durchgeführt werden. Die zentrale Frage besteht dann darin, wieviel Kosten auf den Inlandsverbrauch umgelegt werden sollen. Die europäischen Fallbeispiele zeigen, dass keine Unterscheidung in Transitgas und Gas für den inländischen Verbrauch für das Entry/Exit System vorgenommen werden

Die vertikale Abgrenzung zwischen der regionalen Ebene und der lokalen Ebene ist in der Schweiz derzeit nicht eindeutig festgelegt. Die Abgrenzung kann entweder vor oder nach der Druckregelmessstation (DRM) sein, d.h. die DRM wird entweder dem regionalen Netz oder dem lokalen Netz zugewiesen. Es gilt, dass in einer Region die Zuteilung einheitlich sein muss. Die uneinheitliche Zuweisung der DRM hat eine Auswirkung auf das Entry/Exit System. Die Kostengerechtigkeit erfordert dabei, dass in den Exit Tarifen für die jeweiligen Zonen die DRM enthalten sind oder nicht. Wir empfehlen aus Gründen der Transparenz und der Praktikabilität die eindeutige Zuordnung der DRM zur regionalen oder lokalen Ebene.

Weiters empfehlen wir, in das GasVG die Abgrenzung der beiden Ebenen, überregionale/regionale und lokale Ebene, zu verankern. Ausgangspunkt kann dazu die Bestimmung der Systemgrenze in den bestehenden Gas-Branchendokumenten sein.

Kostenabgrenzung innerhalb der lokalen Netzebene

Die Abgrenzung zwischen lokalem Transport und lokaler Verteilung kann zwei Zwecken dienen: Einerseits wird dadurch sichergestellt, dass nachgelagerte Netzbetreiber nur einen sachgerechten Anteil der Netzkosten der lokalen Transportebene in Rechnung gestellt bekommen. Dadurch kann ein sog. „Pancaking“ bei den Netzentgelten verhindert werden. Andererseits kann eine Abgrenzung selbst bei Nicht-Vorliegen eines nachgelagerten Netzbetreibers sinnvoll sein, falls Netzkunden den Netzanschluss auf der lokalen Transportebene haben. Auch hier stellt sich die gleiche Herausforderung wie für die nachgelagerten Netzbetreiber: welche Netzkosten sollen durch die Netzentgelte dieser Kunden abgedeckt werden.

Europäische Fallbeispiele zeigen, dass Unterscheidungen in Netzebenen auf der Verteilerebene vorgenommen werden. So gibt es in Österreich beispielsweise auf der Verteilerebene 3 Netzebenen, die einerseits leitungsscharf (Netzebene 1) und andererseits nach Druck (Netzebene 2 und 3) abgegrenzt sind. Die Grenze zwischen Netzebene 2 und 3 liegt bei 6 bar. In Deutschland gibt es eine Abgrenzung auf der Verteilnetzebene im Zusammenhang mit der Tarifbestimmung in lokalen Transport und lokale Verteilung. Die Abgrenzung erfolgt hier jedoch zunehmend nicht nach Druckstufen, sondern nach der Anlagencharakteristik. Entscheidend ist hier, dass eine einmal gewählte Einteilung nur aus besonderen Gründen wieder abgeändert werden soll.

Wir empfehlen, die Abgrenzungsregelung für lokalen Transport und lokale Verteilung auf Grundlage des Nemo-Manual im GasVG bzw. GasVV zu verankern. Wir empfehlen zusätzlich, dass eine zuständige Regulierungsbehörde die Zuordnung zu den Netzebenen sowie die Stetigkeit dieser Zuordnung überwacht. Wir empfehlen die Abgrenzung zwischen lokaler Transport und lokale Verteilung für alle Netzbetreiber vorzusehen, die einen nachgelagerten Netzbetreiber haben oder einen Netzkunden auf der Ebene des lokalen Transports. Wir empfehlen (in Analogie zu Deutschland), dass die Netzbetreiber die Abgrenzung transparent darstellen und die Einteilung über alle Netzbetreiber auf Einheitlichkeit überprüft wird. Die Abgrenzung ist folglich in die interne Kostenrechnung zu übernehmen.

Kostenschlüsselung

Die in der Kostenermittlung definierten Kosten müssen entsprechend der Kostenabgrenzung zugeordnet werden. Diesen Vorgang definieren wir in der Folge als Kostenschlüsselung. Die Kostenschlüsselung umfasst mehrere Ebenen:

- Kostenschlüsselung zwischen den Sparten und innerhalb des Gasbereichs – in diesem Schritt werden im Wesentlichen Gemeinkosten sachgerecht dem Gasnetz zugeordnet;
- Kostenschlüsselung zwischen Netzebenen innerhalb eines Unternehmens – in diesem Schritt werden die Kosten des Gasnetzes sachgerecht den Netzebenen zugeordnet;
- Kostenwälzung zwischen zwei/mehreren Unternehmen.

Kostenschlüsselung zwischen Sparten und innerhalb des Gasbereichs

Unter die Kostenschlüsselung zwischen den Sparten innerhalb eines Unternehmens fällt die Zuteilung von Gemeinkosten innerhalb eines horizontal integrierten Unternehmens zum Gasbereich und sonstigen Bereichen. Im Anschluss erfolgt eine vertikale Kostenschlüsselung innerhalb der Sparte Gas, wobei Kosten, welche nicht direkt dem Gasnetz zugeordnet werden können, erneut über geeignete Schlüssel verteilt werden.

Aktuell ist keine einheitliche Vorgehensweise in den Gas-Branchendokumenten zu erkennen. Es liegt keine detaillierte und/oder abschliessende Liste über die dem Gasnetz anrechenbaren Kosten vor. Die Branchendokumente geben weder für die Kostenschlüsselung auf Sparten noch für Schlüsselung innerhalb der Sparte auf einzelne Kostenstellen (z.B. gemeinsame Anlagen oder Overhead-Kosten) für das Gasnetz Hinweise.

Im Strombereich sieht die StromVV vor, dass der Netzbetreiber Gemeinkosten über verursachergerechte Schlüssel zuordnen soll. Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht, nachvollziehbar und schriftlich festgehalten sein sowie dem Grundsatz der Stetigkeit entsprechen. Europäische Beispiele zeigen, dass die Kostenschlüsselung zwischen Sparten eng mit den Vorschriften zur Entflechtung verbunden sind. Konkrete Bestimmungen, wie Kostenschlüssel zu bestimmen sind, finden sich jedoch nicht in den Gesetzen, sondern unterliegen in der Regel der Kontrolle durch die Regulierungsbehörden.

Wir empfehlen für die Schweiz eine analoge Vorgehensweise wie im Strom. Die Prinzipien der Kostenschlüsselung (z.B. Sachgerechtigkeit, Nachvollziehbarkeit, schriftliche Dokumentation und Grundsatz der Stetigkeit) im Gasnetz sollten in einem Gesetz (GasVG) verankert werden. Diese Prinzipien sind durch eine Verordnung gegebenenfalls noch zu konkretisieren (GasVV). Um die Einheitlichkeit der Vorgehensweise sicherzustellen, sollte durch den (bzw. auf Initiative des) Regulator in Abstimmung mit dem VSG ein Leitfaden entwickelt werden, dessen Umsetzung sodann durch den Regulator zu überwachen wäre.

Kostenschlüsselung zwischen Netzebenen innerhalb eines Unternehmens

Durch die Kostenschlüsselung zwischen den Sparten und dem Gasnetzbereich werden die „reinen Gasnetzkosten“ definiert. In einem weiteren Schritte werden die „reinen Gasnetzkosten“ entsprechend der Vorgaben der Kostenrechnung den einzelnen Netzebenen zugeordnet.

Die Netzebenen in der Schweiz sind wie folgt definiert:

- Überregionaler/Regionaler Transport (vorgesehene Entry-Exit Ebene),
- Lokaler Transport, Lokale Verteilung.

Das Nemo-Manual enthält Vorgaben zur Kostenschlüsselung von lokalen Transportnetzen auf lokale Verteilnetze sowohl innerhalb des Unternehmens als auch an Dritte. Dabei werden die Kosten in zwei Kategorien eingeteilt und nach unterschiedlichen Methoden den Netzebenen zugewiesen. In Strombereich sieht das StromVV eine äquivalente Regelung vor.

Europäische Beispiele zeigen unterschiedliche Detaillierungsgrade für diese Kostenschlüsselung. In Deutschland regelt die GasNEV die Grundsätze der Kostenverteilung der direkt zuordenbaren Kosten auf Hauptkostenstellen. Die nicht direkt zuordenbaren Kosten werden Hilfskostenstellen zugeordnet und dann auf die Hauptkostenstellen geschlüsselt. In Österreich ist im GWG festgeschrieben, dass die Kosten der Netzebenen in einem angemessenen Verhältnis auf die darunter liegenden Netzebenen zu verteilen sind. Der genaue Schlüssel ist in der GasSNT-VO festgelegt. In den Niederlanden und Frankreich sieht das Gesetz keine expliziten Vorgaben vor.

Wir empfehlen eine analoge Vorgehensweise wie im Strombereich (Schweiz). Die Prinzipien der Kostenschlüsselung im Gas sollten in einem Gesetz (GasVG) verankert werden. Wir empfehlen dabei, Vorgaben zur Transparenz und Sachgerechtigkeit der Schlüssel, zur Stetigkeit oder bezüglich der Dokumentation festzulegen. Diese Prinzipien sind durch eine Verordnung gegebenenfalls noch zu konkretisieren (GasVV). Auf eine konkrete abschließende Vorgabe von Schlüsseln sollte jedoch tendenziell verzichtet werden. Vielmehr soll der Branche und dem Regulator genügend Raum für sachgerecht und nötigenfalls individuelle Lösungen gegeben werden.

Kostenwälzung zwischen Netzbetreibern

Unter Kostenwälzung zwischen Netzbetreibern verstehen wir die Zuteilung von Netzkosten auf untergeordnete Netzebenen (die nicht zum selben Netzbetreiber gehören). Dabei kann unterschieden werden zwischen:

- Zuteilung innerhalb der lokalen Ebene;
- Zuteilung von überregional/regional auf lokale Ebene.

Die Zuteilung innerhalb der lokalen Ebene ist in der Schweiz im Nemo-Manual beschrieben. Lokale Vorliegernetze weisen Kosten des lokalen Transportnetzes auf Kunden auf der lokalen Transportebene und fremde Nachliegernetze zu. Um eine Doppelbelastung der Endverbraucher (sog. „Pancaking“) des nachliegenden Netzes zu vermeiden, muss der Betreiber des Vorliegernetzes das Verteilnetz in eine Transportebene und eine Verteilebene aufteilen. Den Kunden des Nachliegernetzes dürfen lediglich die Kosten der Transportebene des Vorliegernetzes angelastet werden. In Analogie zur Empfehlung für die Kostenschlüsselung zwischen Netzebenen innerhalb eines Unternehmens empfehlen wir die Einteilung in „direkt zuweisbare Kosten“ und „wälzbare Kosten“ entsprechend der Vorgehensweise in Strom und nach Nemo beizubehalten und in einem GasVG zu verankern. Wir empfehlen, den Kostenschlüssel für die „wälzbaren Kosten“ beizubehalten.

Die Zuteilung von Kosten der überregionalen/regionalen Ebene auf die lokale Ebene ist vom Modell des Netzzugangs abhängig. Derzeit ist die Fragestellung in der Schweiz im Gasbereich nicht relevant, da die überregionalen/regionalen Netztarife separat bezahlt werden. Für die überregionale/regionale Ebene wird zusätzlich ein einheitliches Entry/Exit System geplant, weshalb eine Kostenzuteilung zwischen überregionaler und regionaler Ebene nicht relevant ist. Es ist deshalb zu unterscheiden:

- Vorschlag VV2 Gas: die regionale und überregionale Ebene wird zusammengefasst und dafür Entry/Exit Tarife festgelegt. Die lokale Ebene bleibt jedoch weiterhin „kostenrechnerisch“ davon getrennt, d.h. die Netztarife für die überregionale/regionale und lokale Ebene werden weiterhin separat verrechnet. Eine Kostenwälzung ist somit nicht notwendig.
- Netzzugang in Anlehnung an Deutschland und Österreich: Dabei erfolgt eine gänzliche Kostenwälzung auf der Ausspeiseseite, d.h. die Kosten für die Durchleitung vom Virtuellen Trading Point bis zum Endverbraucher sind im Netztarif des Endverbrauchers enthalten. Über die Exit Punkte werden die Netzentgelte für die (über-)regionale Zone auf die lokale Ebene weitergewälzt. Der Schlüssel für die Wälzung ist dabei in Deutschland und Österreich aufgeteilt nach Leistung (70%) und Arbeit (30%).

Tarifgrundsätze

Bei der Überführung in die Netztarife sind unterschiedliche Ebenen zu unterscheiden:

- Festlegung von allgemeingültigen Grundsätze für die Tarife;
- Festlegung von Tariftypen und welche Kosten damit abgedeckt werden sollen;

- Festlegung der Tarifstruktur, z.B. Aufteilung zwischen Leistung/Arbeit/Grundpauschalen.

Zusätzlich kann noch eine Unterscheidung in die überregionale/regionale und lokale Ebene vorgenommen werden.

Allgemeine Tarifgrundsätze

Netztarife haben bestimmten Grundsätzen zu folgen. In den Gas-Branchendokumenten in der Schweiz sind einige Grundsätze angeführt. Für die regionale/überregionale Zone gilt:

- Transparenz – Netzbetreiber machen die Netztarife und Kalkulationsmethodik sichtbar;
- Diskriminierungsfreiheit – gleiche Netztarife für gleiche Kundentypen;
- Verhältnismässigkeit – Zusatzaufwand des Systems soll so gering wie möglich gehalten werden.

Ähnliches findet sich im Nemo-Manual:

- Transparenz – Netzbetreiber kommunizieren die Entgelte den Netzkunden und stellen die Überprüfbarkeit sicher;
- Nicht-Diskriminierung – Zuteilung von Kunden zu Kundengruppen und die Höhe der Preiselemente für die Netznutzung sind davon unabhängig, wer das Erdgas liefert;
- Verursacherprinzip – Ausgangspunkt für die Differenzierung der Preiselemente sind die Art und Intensität der Beanspruchung und Nutzung des Netzes durch die Kunden bzw. Kundenkategorien;
- Flexibilität – Netzbetreiber sollte Flexibilität haben, Netznutzungsentgelte für verschiedene Kundengruppen differenziert festzulegen;
- Verhältnismässigkeit – Zusatzaufwand des Systems so gering wie möglich;
- Praktikabilität – soweit notwendig und sinnvoll werden Prinzipien, etc. anderer Branchen in Querverbundunternehmen angeglichen.

Auf europäischer Ebene sind für das Entry/Exit System vorgesehen, dass Entry/Exit Tarife folgende Ziele sicherstellen sollen:

- Anreize für eine kurzfristige effiziente Netznutzung sowie einen langfristig effizienten Netzausbau gegeben wer
- Marktintegration durch keine Einschränkung der Marktliquidität und des Handels über die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze hinweg;

- Verbesserung des Wettbewerbs durch liquide Wettbewerbsmärkte durch von der Transportroute unabhängige Tarife;
- Sicherung der Versorgungssicherheit.

Auf Länderebene enthalten die entsprechenden Gesetze ebenfalls allgemeine Tarifgrundsätze, z.B. Deutschland, Österreich, Niederlande. In Österreich ist explizit vorgesehen, dass die Netztarife die Gewährleistung einer effizienten Nutzung des Erdgases gewährleisten sollen und das Volumen verteilter oder transportierter Energie nicht unnötig erhöht wird („Energieeffizienz“).

Wir empfehlen für die Schweiz im GasVG Tarifgrundsätze zu inkludieren. Diese sollten zumindest die ökonomische Effizienz, Förderung von Wettbewerb, Kostenverursachung, Diskriminierungsfreiheit, Transparenz und Praktikabilität umfassen. Die explizite Inkludierung der Energieeffizienz würden wir tendenziell nicht empfehlen.

Festlegung von Tariftypen

Die Transparenz der Netztarife erfordert, dass für den Netznutzer eindeutig feststellbar ist, welche Leistungen durch die einzelnen Tarife abgedeckt sind. Gleichzeitig sollte die Anzahl der Netzentgelte für den Netznutzer praktikabel überschaubar sein. Beides soll „Überraschungen“ bei der Tarifabrechnung verhindern. Beides kann durch taxative Definition von Tariftypen erzielt werden.

In der Schweiz werden die Tariftypen (und die damit abgedeckten Leistungen) für das Gasnetz in verschiedenen Branchendokumenten dargestellt. Für die regionalen Zonen sind neben dem Netznutzungsentgelt noch weitere Tarife vorgesehen, z.B. Preis für Heizgas, Preis für Abrechnung Leitungspufferstand und Renominationsgebühr. Zusätzlich werden nicht standardmässige Systemdienstleistungen separat in Rechnung gestellt und mit dem Netznutzer im Netznutzungsvertrag vereinbart.

Europäische Beispiele zeigen, dass eine detaillierte Definition von Netzentgelttypen in Gesetzen bzw. Verordnungen vorgesehen ist. Beispielsweise werden in Österreich fünf Arten von Netzentgelten (Netznutzungsentgelt, Netzzutrittsentgelt, Netzbereitstellungsentgelt, Messentgelt, Entgelte für sonstige Leistungen) festgelegt. In den Niederlanden weist das Gesetz der Regulierungsbehörde die Aufgabe zu, die Tariftypen zu bestimmen.

Wir empfehlen für die Schweiz in das GasVG zu inkludieren.

- **Überregionale/regionale Ebene:** Aufzählung von Tariftypen. Dabei empfehlen wir die Inkludierung der Kosten für Heizgas und Odorierungsmittel in den Entry/Exit-Tarif, zur Erhöhung der Transparenz bei den Netztarifen.

Die derzeitigen Preise für Abrechnung Leitungspufferstand und Netzstabilitätspreis stehen im Zusammenhang mit der Bilanzierung und sind dort ggf. durch den Bilanzverantwortlichen zu erheben. Diese Preise sind jedoch nicht dem Netz zuzuordnen.

- **Lokale Ebene:** Aufzählung auf Grundlage des Nemo-Manuals, welche das Netznutzungsentgelt lokal, Netzanschlussbeitrag sowie Netzkostenbeitrag vorsieht. Zusätzlich empfehlen wir noch die Inkludierung des Messentgelts. Dabei könnte von der individuellen Kalkulation pro Kunden abgegangen werden und zur Sicherstellung der Verursachungsgerechtigkeit für unterschiedliche Kundengruppen bzw. Zählereinrichtungen könnten unterschiedliche Messentgelte zugrunde gelegt werden. Entgelte für sonstige Leistungen können ebenfalls definiert werden, sofern die Definition der sonstigen Leistungen über alle Netzbetreiber einheitlich sind. Die Detaillierung, was unter sonstige Leistungen fällt, würden wir in der GasVV vorsehen.

Festlegung Tarifstruktur

Die Festlegung der Tarifstruktur umfasst unterschiedliche Bereiche, z.B. Aufteilung zwischen Leistungs- und Arbeitspreis, Tarife je Kundengruppen, etc. Dabei muss auch unterschieden werden zwischen der

- überregionalen/regionalen Ebene mit Entry/Exit System; und
- der lokalen Ebene.

Für die überregionale/regionale Ebene gibt es auf europäischer Ebene Vorgaben für die Tarifstruktur. Die Bemessungsgrundlage für die Entry/Exit Tarife ist dabei grundsätzlich die Kapazität. Energiebezogene Tarife sind zulässig, wenn dadurch Kosten, welche eindeutig dem Gasfluss zugeordnet werden können, z.B. Kompressorgas, abgedeckt werden.

Wir empfehlen, die Systematik der Entry/Exit-Tarife im GasVG zu verankern. Als Bemessungsgrade empfehlen wir die Leistung (gebuchte Kapazitäten) heranzuziehen. Gesonderte Tarife für die Kosten von Heizgas und Odorierung würden wir nicht empfehlen, sondern diese Kosten sollten in die Entry/Exit Tarife integriert werden. Für die Aufteilung der Kosten auf Entry- und Exit Tarife empfehlen wir, dass im GasVG als Standardansatz eine 50/50 Aufteilung vorgesehen ist, von der jedoch in begründeten Fällen abgewichen werden kann.

Für die lokale Ebene empfehlen wir grundsätzlich distanzunabhängige Tarife. Wir empfehlen die Festlegung der Grundsätze für die Tarifstruktur im GasVG. Ausgangspunkt kann dabei das Nemo-Manual sein. Darüber hinaus empfehlen wir, detailliertere Vorgaben für die Tarifstruktur in einer GasVV zu regeln oder der zuständigen Regulierungsbehörde die Flexibilität einzuräumen, detailliertere Vorgaben (in Abstimmung mit den Netzbetreibern) zu machen.

Résumé de l'étude sur les coûts et tarifs de réseau¹

Le marché du gaz suisse est réglementé de façon rudimentaire à l'art. 13 de la loi sur les installations de transport par conduites. Les gestionnaires de réseau sont tenus de se charger par contrat d'exécuter des transports pour des tiers dans les limites des possibilités techniques et des exigences d'une saine exploitation et pour autant que le tiers offre une rémunération équitable. L'industrie gazière a réglé la mise en œuvre de cette disposition, d'une part, dans des documents internes et, d'autre part, depuis 2012 au moyen d'une convention d'accès au réseau pour le gaz naturel avec les clients industriels. L'industrie gazière a soumis cette convention à la Commission de la concurrence (COMCO) pour un examen préalable quant à la présence d'indices indiquant une restriction illicite de la concurrence. Dans son rapport final du 16 décembre 2013, la COMCO est parvenue à la conclusion qu'une sanction ne peut être exclue lors d'un examen au cas par cas. La sécurité juridique est ainsi remise en question pour plusieurs acteurs. Dans ce contexte, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) étudie les possibilités pour réglementer l'approvisionnement en gaz et le marché du gaz.

Le marché du gaz suisse n'est pas encore réglementé et régulé de manière aussi détaillée que l'est à l'heure actuelle le secteur de l'électricité. Pour mettre en place une régulation judicieuse et efficace du réseau gazier en Suisse, il est nécessaire de procéder dans un premier temps à une série de clarifications qui concernent notamment la réglementation des coûts déterminants, la délimitation et la répercussion des coûts, la répartition des coûts et la tarification.

Dans ce contexte, l'OFEN a chargé Frontier/BET/BET Dynamo Suisse d'élaborer les bases d'un projet de loi qui permettent et incitent à une exploitation efficace, sûre et de haute qualité des réseaux de gaz. Les recommandations adressées aux gestionnaires de réseau de gaz suisses relatives à la détermination des coûts et à leur répercussion dans les tarifs de réseau sont formulées compte tenu des dispositions en vigueur en Suisse dans les domaines de l'électricité et du gaz ainsi que sur la base des expériences internationales. L'objet de l'étude sont les niveaux de réseau interrégional/régional et local.

Détermination des coûts

La détermination des coûts vise à recenser les coûts pertinents pour le réseau de gaz sur le plan de la gestion d'entreprise. Il est nécessaire d'établir un lien avec la comptabilité financière. De plus, il y a lieu de tenir compte des coûts calculatoires qui ne font pas l'objet de la comptabilité financière.

¹ Traduction par l'OFEN

Les coûts se divisent pour l'essentiel en :

- **Coûts des capitaux** – ceux-ci se composent des amortissements et des coûts de financement. Ils comprennent notamment l'évaluation des immobilisations corporelles.
- **Frais d'exploitation** – il s'agit pour l'essentiel des charges de personnel et de matériel, des autres charges, des coûts du réseau en amont et des charges pour les prestations de tiers. Les prestations propres activées sont à déduire des frais d'exploitation. Ces postes peuvent en général être prélevés de la comptabilité financière et ne requièrent pas d'autre transformation.
- **Impôts et taxes** – ceux-ci peuvent également être prélevés de la comptabilité financière.

Coûts des capitaux – immobilisations réglementées

Les immobilisations réglementées forment la base de calcul des amortissements et des coûts de financement (intérêts calculatoires) d'un réseau. Comme les réseaux de gaz mobilisent en principe beaucoup de capital, la détermination des immobilisations réglementées a un fort impact sur les coûts et les tarifs de réseau.

L'évaluation des installations joue un rôle décisif dans le calcul des immobilisations réglementées. La Suisse applique à l'heure actuelle une évaluation aux coûts d'achat et de construction pour les réseaux de gaz. Les valeurs de remplacement ont été explicitement converties en valeurs d'achat et de construction pour les niveaux interrégional et régional, en accord avec le Surveillant des prix. Le secteur de l'électricité utilise aussi des valeurs d'achat et de construction.

Des exemples européens montrent que la méthode d'évaluation des installations est fixée au moyen de normes nationales. L'Autriche la fixe par exemple au niveau de la loi en Autriche et l'Allemagne au niveau de l'ordonnance.

Pour la Suisse, nous recommandons, dans le secteur du gaz, une approche similaire à celle adoptée dans le secteur de l'électricité. Cela se justifie également par le fait qu'il s'agit le plus souvent des mêmes entreprises. En d'autres termes, l'évaluation des installations doit s'effectuer sur la base des coûts historiques d'achat. À titre exceptionnel, les valeurs manquantes peuvent être déduites par le biais d'une évaluation synthétique du réseau, par exemple par extrapolation. La réévaluation des infrastructures dans des cas exceptionnels, en l'absence de coûts historiques d'achat et de construction, ne doit pas être assimilée à une réévaluation complète sous la forme d'un « *restatement* » (réévaluation). À la différence du retraitement, la réévaluation permise à titre exceptionnel (peu importe la méthode) ne peut remplacer que les coûts d'achat et de construction manquants. Elle n'est pas conçue pour valoriser le réseau dans son ensemble pour des raisons purement économiques.

Parallèlement, l'évaluation synthétique des installations devrait nécessiter une autorisation expresse d'une autorité de régulation (p. ex. l'ElCom si elle se voit aussi confier la régulation du secteur gazier). Le régulateur vérifie si les données sont justifiées du point de vue économique et assure la protection des consommateurs de gaz à chaque demande concrète. Il motive et publie sa décision.

Au regard des différentes formes juridiques et normes comptables des gestionnaires de réseau de gaz en Suisse, il faudrait aussi examiner l'option de prescrire une directive de capitalisation, qui garantirait la comparabilité du calcul des coûts. La définition d'une directive de capitalisation devrait tenir compte des investissements de rénovation et d'extension, et être harmonisée notamment avec les prescriptions cantonales telles que le modèle comptable harmonisé (MCH2).

Le résultat de l'évaluation des installations doit en outre garantir qu'aucune socialisation multiple des coûts ne soit possible et que les changements structurels doivent être évités grâce à l'introduction de délais transitoires suffisants.

Les immobilisations réglementées constituent la base de la rémunération du capital propre investi par le gestionnaire de réseau. Les immobilisations réglementées peuvent être complétées par les installations en construction et le fond de roulement net.

Nous recommandons d'inscrire ces principes dans une loi sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz).

Coûts des capitaux – amortissements

Pour calculer les amortissements, il faut déterminer la méthode et la durée d'amortissement.

En Suisse, on utilise en général une méthode d'amortissement linéaire pour les réseaux de gaz (interrégional/régional/local). Lorsque la durée d'utilisation usuelle de l'installation est atteinte, plus aucun amortissement n'est autorisé. Les documents de l'industrie du gaz précisent les durées d'utilisation usuelles en fonction des catégories d'installations. Il existe des réglementations similaires pour les gestionnaires de réseau d'électricité en Suisse, et aussi bien la LApEl que l'OApEl contiennent des dispositions correspondantes.

Des exemples européens montrent que l'amortissement linéaire sert de méthode d'amortissement. Les amortissements négatifs ne sont pas autorisés. À noter qu'en ce qui concerne la prescription de durées d'utilisation usuelles, seule l'Allemagne prévoit des dispositions légales (sous forme de fourchettes). Aux Pays-Bas et en France, les durées d'utilisation sont fixées par les autorités nationales de régulation. En Autriche, elles se fondent en général sur les valeurs de la comptabilité financière.

Pour la Suisse, nous recommandons une approche analogue à celle adoptée dans le secteur de l'électricité et proposons au moins d'inscrire les principes de l'amortissement dans la loi (linéaire, aucun investissement négatif, durée

d'utilisation usuelle). Nous préconisons de préciser les durées d'utilisation usuelles (au moins des fourchettes) au niveau de l'ordonnance, car une approche avec des durées d'utilisation individuelles mais hétérogènes complique la comparaison des coûts de réseau, même avec une méthode d'amortissement identique (p. ex. linéaire). Les durées d'utilisation prévues dans les documents de l'industrie du gaz peuvent servir de point de départ.

Il faut faire la distinction entre amortissements ordinaires et amortissements « extraordinaires » qui découlent de désinvestissements à la suite de déconstructions. Dans ce contexte, la question se pose de savoir qui doit supporter ces coûts : les clients du réseau et/ou les gestionnaires de réseau.

On peut argumenter que les gestionnaires de réseau ne devraient pas supporter les coûts si le démantèlement résulte de décisions politiques hors de la zone d'influence du gestionnaire de réseau ou de son propriétaire, p. ex. au regard de l'efficacité énergétique et du remplacement du gaz comme source d'énergie. Dans le cas d'amortissements spéciaux pour des raisons politiques, une compensation des coûts par l'État serait envisageable par le biais des budgets publics. Sinon, le cas peut être évalué si la substitution du gaz est induite par le propriétaire politique (p. ex. une commune) du gestionnaire de réseau ou s'il s'agit d'erreurs d'estimation de l'entreprise. Dans ce cas, il peut être opportun que les utilisateurs de réseau ne supportent pas l'ensemble des coûts.

Coûts des capitaux – coûts de financement (WACC)

Pour déterminer les coûts de financement, les immobilisations réglementées (valeur actuelle des coûts d'achat et de construction) sont multipliées par un taux de capitalisation (taux pondéré pour le capital propre et le capital étranger, coût moyen pondéré du capital ou *weighed average capital cost*, WACC). Le WACC doit garantir que les bailleurs de fonds ont assez d'incitations pour investir dans les réseaux de gaz.

En Suisse, on choisit en principe une approche WACC pour les réseaux de gaz (interrégional/régional/local). L'ASIG met à disposition des gestionnaires de réseau de gaz locaux des instructions sur le calcul du WACC et des exemples correspondants. Dans le secteur de l'électricité, le WACC est adapté chaque année sur la base d'une méthode fixée dans l'OApEl. Certaines valeurs seuil sont définies pour les différents paramètres du WACC dont le dépassement vers le haut ou le bas entraîne une adaptation du taux.

Des exemples européens montrent que la détermination du WACC n'est réglée que de façon très sommaire dans la loi et qu'il est fixé en général par les autorités de régulation (après consultation des entreprises). Seule l'Allemagne connaît une réglementation plus détaillée au niveau de l'ordonnance pour certains paramètres. Ces exemples indiquent que la législation ne fait aucune différence explicite entre les gestionnaires de réseau de gaz ou d'électricité, ni entre les gestionnaires de réseau interrégionaux, régionaux ou locaux. En Allemagne, en Autriche et aux

Pays-Bas, le même taux de capitalisation est par exemple utilisé pour les réseaux électriques et gaziers. La France est en outre la seule à proposer deux WACC distincts pour le gaz, un pour le transport et l'autre pour la distribution.

Pour la Suisse, nous recommandons de ne prévoir que des dispositions de principe dans la LApGaz, par exemple que les coûts de financement soient calculées sur la base d'un WACC. Nous suggérons que la détermination du WACC incombe à l'autorité de régulation. Par exemple, il est aussi possible d'évaluer si et dans quelle mesure des WACC différents se justifient pour les niveaux interrégional/régional/local. En principe, le calcul du WACC peut se fonder sur la pratique en vigueur dans le domaine de l'électricité d'un point de vue méthodologique, mais il faudra étudier, dans le cadre de la mise en œuvre, si des données spécifiques à l'industrie du gaz peuvent ou devraient être utilisées pour certains paramètres de calcul (composition des groupes de comparaison pour définir l'Asset Beta, etc.).

Lors de la détermination des coûts de financement, la question se pose toutefois si un écart par rapport au taux WACC est par exemple autorisé pour les prêts sans intérêts des propriétaires ou le capital gratuit des coopératives. Le taux WACC présente l'avantage majeur que le calcul des coûts de financement s'effectue de manière transparente et praticable, car il fait abstraction de la structure de financement et de bilan effective. Le règlement du capital mis à disposition sans intérêts augmente ainsi la complexité du calcul. En même temps, le « capital gratuit » peut être considéré, d'un point de vue économique, comme une forme de subvention qui peut conduire à une distorsion de l'efficacité économique. Le capital est toujours lié à des coûts d'opportunité qui devraient aussi se refléter dans la retombée des coûts du réseau ou des rémunérations pour l'utilisation du réseau. Le secteur de l'électricité a suivi ce principe et la prise en compte particulière du « capital gratuit » n'a pas été inscrite dans la LApEl. Pour le secteur du gaz, nous recommandons une application analogue au secteur de l'électricité. Nous tenons toutefois à souligner que les contributions au raccordement et aux coûts du réseau doivent de toute façon être exclues du calcul des coûts de financement.

Frais d'exploitation

À la différence des coûts des capitaux, il est possible de recourir aux postes de charges dans la comptabilité financière pour déterminer les frais d'exploitation.

En Suisse, les frais d'exploitation sont définis à l'aide de la comptabilité analytique (et non de la comptabilité financière) dans les documents de l'industrie du gaz. Ceux-ci ne comprennent pas de description explicite de la façon de transférer les postes de charges de la comptabilité financière. On ne trouve pas non plus de compte de contrôle dans les documents de l'industrie du gaz. Pour le secteur de l'électricité, la LApEl et l'OApeEl ne prévoient que des dispositions générales. La saisie détaillée des frais d'exploitation (et des autres coûts) se fait à l'aide d'un fichier de calcul des coûts, par exemple pour la « Calcul des tarifs 2016 » défini par

l'ElCom. L'ElCom se réfère au schéma de calcul des coûts de l'AES. Son fichier de calcul des coûts comporte un outil de contrôle qui permet une comparaison avec la comptabilité financière.

Des exemples européens montrent que la définition des frais d'exploitation n'est réglée que de façon très sommaire dans la loi. En principe, les frais d'exploitation doivent être déduits de la comptabilité financière. Les détails relatifs à la saisie sont précisés dans les fichiers de calcul des coûts et les prescriptions des autorités de régulation.

Pour la Suisse, nous recommandons une application similaire à celle mise en place dans le secteur de l'électricité. Nous suggérons que la LApGaz mentionne explicitement le rapport avec la comptabilité financière. L'obtention détaillée des frais d'exploitation (et des autres coûts) peut par exemple se fonder sur le fichier de calcul des coûts de l'ElCom pour l'électricité, mais il y a lieu de tenir compte également des documents existants de l'industrie du gaz. D'autres modalités peuvent être précisées, à l'instar de la subdivision supplémentaire des frais d'exploitation ou de l'emploi des recettes de natures diverse.

Impôts et taxes

Nous préconisons une présentation séparée des impôts et des taxes (p. ex. aussi séparée selon les impôts/taxes de la Confédération, des cantons, des communes, etc.).

Délimitation des coûts

La délimitation des coûts est une étape qui permet une affectation appropriée des coûts déterminés au réseau gazier. Nous faisons la distinction entre les domaines suivants :

- délimitation des coûts du réseau gazier au sein d'une entreprise d'approvisionnement;
- délimitation des coûts entre les niveaux de réseau interrégional, régional et local;
- délimitation des coûts au sein du niveau de réseau local.

Délimitation des coûts du réseau gazier au sein d'une entreprise d'approvisionnement

Il est nécessaire de délimiter le secteur "réseau du gaz" au sein d'une entreprise d'approvisionnement pour déterminer les rémunérations pour l'utilisation du réseau de gaz de manière appropriée. Il faut en principe faire la distinction entre

- la délimitation horizontale – le secteur du gaz est séparé des autres secteurs au sein d'une entreprise intégrée (p. ex. de l'électricité, de l'eau);
et

- la délimitation verticale – au sein même du secteur gazier, il y a une délimitation entre la vente et le réseau. Le secteur du réseau peut prévoir une nouvelle subdivision.

En Suisse, les documents de l'industrie du gaz se fondent en principe sur la comptabilité analytique du réseau de gaz pour déterminer les coûts. Ils ne comportent cependant pas de dispositions sur les spécificités de cette délimitation. Dans le secteur de l'électricité, la LApEl prévoit au moins la séparation comptable du secteur "réseau électrique" des autres secteurs d'activité.

Les exemples européens montrent que la délimitation du secteur "réseau du gaz" est étroitement liée aux dispositions relatives à la séparation. Celle-ci est réglementée dans la loi. La conception détaillée de cette séparation est souvent fixée par les autorités de régulation. En Allemagne et en Autriche par exemple, l'autorité de régulation a publié un guide correspondant.

Pour la Suisse, nous recommandons une approche similaire à celle adoptée dans le secteur de l'électricité et suggérons au moins d'inscrire dans la LApGaz la séparation comptable du secteur "réseau du gaz" des autres secteurs. Les autres détails relatifs à la délimitation des coûts, à l'instar de la prescription en matière de postes de coûts, peuvent être réglés dans une ordonnance sur l'approvisionnement en gaz (OApGaz). Nous recommandons qu'une autorité de régulation compétente vérifie (de manière périodique ou par échantillonnage) le respect des dispositions en matière de séparation. En même temps, nous préconisons que cette autorité ait aussi la latitude nécessaire pour préciser la réglementation. La prise en compte des associations concernées devrait permettre de préserver le principe de subsidiarité et d'utiliser efficacement les connaissances de l'industrie du gaz.

En ce qui concerne les contributions au raccordement et aux coûts du réseau, nous recommandons de prévoir, dans l'OApGaz, une disposition relative à la présentation séparée des coûts pour le raccordement au réseau. De plus, nous préconisons l'inscription d'une disposition générale qui règle la perception des contributions au raccordement et aux coûts du réseau de telle sorte qu'il ne résulte pas de double imputation, à travers la contribution au raccordement ou aux coûts du réseau, d'une part, et à travers la rémunération pour l'utilisation du réseau d'autre part. Par ailleurs, nous recommandons une séparation plus nette des coûts pour la métrologie/les compteurs comme base de calcul des rémunérations pour la mesure.

Parenthèse : délimitation des coûts pour les installations de stockage

En Suisse, les installations de stockage sont affectées de manière proportionnelle au niveau de réseau local d'après les documents de l'industrie du gaz. Il s'agit de réservoirs en tubes ou sphériques qui sont normalement intégrés au niveau de réseau local. Il n'existe pas de plus grandes installations de stockage en Suisse, tels que le stockage en cavités ou en nappes aquifères, qui sont intégrés d'habitude au niveau de transport interrégional.

Étant donné que les installations de stockage ne disposent pas aujourd'hui d'une mesure de puissance, une délimitation entre les prestations de services-système pour le réseau et celles pour le commerce n'est pas possible de manière transparente et non discriminatoire. Dans le même temps, les installations de stockage contribuent à la sécurité d'approvisionnement. Dans la situation actuelle, une affectation claire au réseau paraît donc appropriée. Les recettes provenant de l'exploitation des installations de stockage dans le réseau et les recettes des prestations de services-système pour le réseau doivent se refléter dans le domaine du réseau de manière à réduire les coûts. Des exceptions peuvent être prévues pour les installations de stockage équipées d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données, les prestations doivent ensuite être réparties selon des critères transparents et non discriminatoires. Nous recommandons de prescrire impérativement un tel dispositif de mesure pour l'affectation totale ou partielle des installations de stockage à la distribution.

Délimitation des coûts entre les niveaux de réseau interrégional, régional et local

La délimitation entre les niveaux interrégional, régional et local est importante pour l'affectation des coûts et les rémunérations pour l'utilisation du réseau qui en découlent.

La délimitation verticale entre les niveaux interrégional et régional n'est plus pertinente en raison du système entrée-sortie prévu, qui comprend les deux niveaux. Dans ce cas, les coûts totaux sont définis pour l'ensemble du niveau interrégional et régional et les recettes provenant du système entrée-sortie sont attribuées en proportion des coûts totaux (efficients).

En fonction de la conception du système entrée-sortie, une délimitation entre gaz de transit et gaz pour la consommation intérieure est nécessaire au niveau interrégional. Si le gazoduc de transit est exclu du système entrée-sortie, les systèmes de conduite doivent être délimités en conséquence. Comme une séparation physique n'est pas possible, il faudrait réaliser une pure dissociation du point de vue de la comptabilité analytique. La question centrale est de déterminer les coûts à répartir sur la consommation intérieure. Les exemples européens montrent que le système entrée-sortie ne fait aucune distinction entre le gaz de transit et le gaz pour la consommation intérieure. La délimitation verticale entre le niveau régional et le niveau local n'est pas clairement définie en Suisse à l'heure actuelle. La délimitation peut s'effectuer avant ou après le poste de réglage de la pression et de comptage, c.-à-d. que celui-ci est attribué au réseau régional ou au réseau local. L'attribution doit être uniforme au sein d'une région. Une attribution hétérogène des postes de réglage de la pression et de comptage a un impact sur le système entrée-sortie. L'égalité des coûts exige que les postes de réglage de la pression et de comptage soient compris ou non dans les tarifs de sortie pour les différentes zones. Pour des raisons de transparence et de faisabilité, nous

recommandons une affectation claire des postes de réglage de la pression et de comptage au niveau régional ou local.

En outre, nous préconisons d'inscrire la délimitation des deux niveaux, le niveau interrégional/régional et le niveau local, dans la LApGaz. La définition de la limite du système dans les documents existants de l'industrie du gaz peut servir de point de départ.

Délimitation des coûts au sein du niveau de réseau local

La délimitation entre transport local et distribution locale peut servir à deux fins : d'une part, elle garantit que les gestionnaires de réseau en aval ne se voient facturer qu'une partie adéquate des coûts de réseau du niveau de transport local. Cela permet d'éviter un effet de « *pancaking* » dans les rémunérations pour l'utilisation du réseau. D'autre part, une délimitation peut être judicieuse même en l'absence d'un gestionnaire de réseau en aval, si les clients du réseau ont un raccordement au réseau au niveau de transport local. Ici aussi on se voit confronté au même défi que pour les gestionnaires de réseau en aval : quels coûts de réseau devraient être couverts par les rémunérations pour l'utilisation du réseau de ces clients ?

Des exemples européens montrent que des distinctions sont faites dans les niveaux de réseau à l'échelle de la distribution. En Autriche par exemple, il existe trois niveaux de réseau à l'échelle de la distribution qui sont délimités, d'une part, selon le critère relatif à la conduite (niveau de réseau 1) et, d'autre part, selon la pression (niveaux de réseau 2 et 3). La limite entre les niveaux de réseau 2 et 3 se situe à 6 bars. En Allemagne, il existe une délimitation au niveau du réseau de distribution en rapport avec les dispositions tarifaires du transport local et de la distribution locale. La délimitation ne se fait néanmoins pas de manière croissante en fonction des niveaux de pression, mais d'après les caractéristiques des installations. Il importe qu'une fois choisie, une répartition ne puisse être changée que pour des raisons particulières.

Nous recommandons d'inscrire la réglementation de la délimitation pour le transport local et la distribution locale, sur la base du manuel Nemo, dans la LApGaz ou OApGaz. Nous préconisons par ailleurs qu'une autorité de régulation compétente surveille l'affectation aux niveaux de réseau et la constance de cette affectation. Nous suggérons de prévoir la délimitation entre transport local et distribution locale pour tous les gestionnaires de réseau qui ont un gestionnaire de réseau en aval ou un client du réseau au niveau de transport local. Nous recommandons enfin (par analogie à l'Allemagne) que les gestionnaires de réseau présentent la délimitation de manière transparente et que la répartition entre gestionnaires de réseau soit contrôlée quant à sa cohérence. Par conséquent, la délimitation doit relever de la comptabilité analytique interne.

Répartition des coûts

Les coûts fixés dans le cadre de la détermination des coûts doivent être affectés en fonction de la délimitation de ceux-ci. Nous qualifions ci-après ce processus de répartition des coûts. Celle-ci comprend plusieurs niveaux :

- la répartition des coûts entre les secteurs et au sein du secteur du gaz – cette étape affecte essentiellement les frais généraux de manière appropriée au réseau gazier;
- la répartition des coûts entre les niveaux de réseau au sein d'une entreprise – cette étape affecte les coûts du réseau gazier aux niveaux de réseau de manière appropriée;
- la répercussion des coûts entre deux/plusieurs entreprises.

Répartition des coûts entre les secteurs et au sein du secteur du gaz

L'affectation des frais généraux entre le secteur du gaz et les autres secteurs d'une entreprise horizontalement intégrée relève de la répartition des coûts entre les différents secteurs d'une entreprise. Ensuite, il y a une répartition verticale des coûts au sein même du secteur du gaz, et les coûts qui ne peuvent pas être directement affectés au réseau de gaz sont une nouvelle fois répartis au moyen de clés appropriées.

À l'heure actuelle, aucune approche uniforme ne ressort des documents de l'industrie du gaz. Il n'y a pas de liste détaillée et/ou exhaustive des coûts imputables au réseau gazier. Les documents de l'industrie du gaz ne donnent aucune information sur la répartition des coûts entre les secteurs, ni sur la répartition entre les différents centres de coûts au sein d'un secteur (p. ex. installations communes ou *overhead costs*) pour le réseau de gaz.

Dans le secteur de l'électricité, l'OApEl prévoit que le gestionnaire de réseau affecte les coûts indirects (frais généraux) selon une clé de répartition établie dans le respect du principe de causalité. La clé adoptée doit faire l'objet d'une définition écrite pertinente et vérifiable et respecter le principe de constance. Des exemples européens montrent que la répartition des coûts entre les différents secteurs est étroitement liée aux prescriptions en matière de séparation. Les dispositions concrètes relatives à la définition des clés de répartition ne figurent néanmoins pas dans des lois, mais sont généralement soumises au contrôle des autorités de régulation.

Pour la Suisse, nous recommandons une approche similaire à celle adoptée dans le secteur de l'électricité. Les principes de la répartition des coûts (p. ex. pertinence, vérifiabilité, documentation écrite et principe de la constance) dans le réseau de gaz devraient être inscrits dans une loi (LApGaz). Le cas échéant, ces principes doivent être précisés dans une ordonnance (OApGaz). Pour garantir la cohérence de la démarche, le régulateur (en personne ou à son initiative) devrait élaborer, en accord

avec l'ASIG, un guide dont la mise en œuvre serait placée sous la surveillance du régulateur.

Répartition des coûts entre les niveaux de réseau au sein d'une entreprise

La répartition des coûts entre les différents secteurs et le secteur « réseau du gaz » permet de définir les « coûts effectifs du réseau du gaz ». Dans une nouvelle étape, ces coûts sont affectés aux différents niveaux de réseau conformément aux dispositions de la comptabilité analytique.

En Suisse, les niveaux de réseau sont définis comme suit :

- transport interrégional/régional (niveau prévu pour l'entrée-sortie),
- transport local, distribution locale.

Le manuel Nemo contient des dispositions relatives à la répartition des coûts des réseaux locaux de transport entre les réseaux locaux de distribution aussi bien au sein de l'entreprise qu'à une autre entreprise de niveau local. Ce faisant, les coûts se divisent en deux catégories et sont affectés aux niveaux de réseau selon des méthodes différentes. Dans le secteur de l'électricité, l'OApEl prévoit une réglementation équivalente.

Des exemples européens montrent différents degrés de détail pour cette répartition des coûts. En Allemagne, l'ordonnance GasNEV règle les principes de la répartition des coûts directement attribuables aux centres de coûts principaux. Les coûts qui ne sont pas directement attribuables sont affectés aux centres de coûts auxiliaires, puis répartis entre les centres de coûts principaux. En Autriche, la loi GWG prévoit que les coûts des niveaux de réseau sont répartis entre les niveaux de réseau inférieurs dans une mesure proportionnée. La clé de répartition est précisée dans l'ordonnance GasSNT-VO. Aux Pays-Bas et en France, la loi ne fixe aucune disposition explicite.

Nous recommandons une approche similaire à celle adoptée dans le secteur de l'électricité (Suisse). Les principes de la répartition des coûts dans le gaz devraient être inscrits dans une loi (LApGaz). Nous préconisons de définir des prescriptions en matière de transparence et de pertinence des clés de répartition, de constance ou en matière de documentation. Ces principes doivent être précisés le cas échéant dans une ordonnance (OApGaz). Il convient toutefois de renoncer de manière générale à une prescription concrète et définitive pour les clés de répartition. L'industrie du gaz et le régulateur devraient disposer d'une marge de manœuvre suffisante pour proposer des solutions individuelles de manière appropriée si nécessaire.

Répercussion des coûts entre gestionnaires de réseau

Par répercussion des coûts entre gestionnaires de réseau, nous entendons l'affectation des coûts de réseau aux niveaux de réseau inférieurs (qui n'appartiennent pas au même gestionnaire de réseau). Il est possible de faire la distinction entre :

- l'affectation au sein du niveau local ;
- l'affectation du niveau interrégional/régional au niveau local.

L'affectation au sein du niveau local est décrite en Suisse dans le manuel Nemo. Les réseaux en amont locaux répartissent les coûts du réseau de transport local entre les clients du niveau de transport local et les réseaux de tiers en aval. Pour éviter une imputation multiple des consommateurs finaux (*pancaking*) du réseau en aval, le gestionnaire du réseau en amont devrait diviser le réseau de distribution en niveau de transport et niveau de distribution. Seuls les coûts du niveau de transport du réseau en amont peuvent être imputés aux clients du réseau en aval. Par analogie à la recommandation concernant la répartition des coûts entre les niveaux de réseau au sein d'une entreprise, nous suggérons de conserver la répartition entre « coûts directement imputables » et « coûts à répercuter » conformément à la pratique dans le secteur de l'électricité et au manuel Nemo, et de l'inscrire dans une LApGaz. Nous préconisons de conserver la clé de répartition des coûts pour les « coûts à répercuter ».

L'affectation des coûts du niveau interrégional/régional au niveau local dépend du modèle d'accès au réseau. À l'heure actuelle, la question n'est pas pertinente en Suisse dans le secteur du gaz, car les tarifs de réseau interrégionaux/régionaux sont payés séparément. Pour le niveau interrégional/régional, un système entrée-sortie uniforme est par ailleurs prévu, raison pour laquelle une affectation des coûts entre niveaux interrégional et régional n'est pas pertinente. Il faut donc faire la distinction entre :

- la proposition de la convention d'accès au réseau pour le gaz naturel 2 : les niveaux régional et interrégional sont regroupés, des tarifs d'entrée et de sortie définis. Le niveau local reste néanmoins séparé « du point de vue de la comptabilité analytique », c.-à-d. que les tarifs de réseau continuent d'être facturés séparément pour le niveau interrégional/régional et le niveau local. Il n'est pas nécessaire de répercuter les coûts.
- l'accès au réseau sur le modèle de l'Allemagne et de l'Autriche : il y a une répercussion totale des coûts au niveau du soutirage, c.-à-d. que les coûts pour l'acheminement du point virtuel d'échanges jusqu'au consommateur final sont contenus dans le tarif de réseau du consommateur final. Les rémunérations pour l'utilisation du réseau pour la zone (inter-)régionale sont re-répercutées sur le niveau local par le biais des points de sortie. En

Allemagne et en Autriche, la clé pour la répercussion des coûts est répartie entre puissance (70 %) et énergie (30 %).

Principes tarifaires

Il faut distinguer plusieurs niveaux pour la répercussion dans les tarifs de réseau :

- la définition des principes généraux pour les tarifs ;
- la définition des types de tarifs et des coûts qu'ils doivent couvrir ;
- la définition de la structure tarifaire, p. ex. répartition entre puissance/énergie/forfaits de base.

Il est aussi possible de faire une distinction aux niveaux interrégional/régional et local.

Principes tarifaires généraux

Les tarifs de réseau doivent suivre des principes bien définis. En Suisse, les documents de l'industrie du gaz en mentionnent certains. Sont applicables pour la zone régionale/interrégionale :

- la transparence – les gestionnaires de réseau rendent les tarifs de réseau et la méthode de calcul visibles ;
- la non-discrimination – les mêmes tarifs de réseau pour les mêmes types de clients ;
- la proportionnalité – le coût supplémentaire du système doit être maintenu aussi bas que possible.

Des principes similaires figurent dans le manuel Nemo :

- la transparence – les gestionnaires de réseau communiquent la rémunération pour l'utilisation du réseau aux clients du réseau et garantissent la vérifiabilité ;
- la non-discrimination – l'assignation des clients à des catégories et le montant des composantes du prix pour l'utilisation du réseau sont indépendants du fournisseur du gaz naturel ;
- le principe de l'utilisateur-payeur – la nature et l'intensité de la sollicitation et de l'utilisation du réseau par les clients ou les catégories de clients sont déterminantes pour la différenciation des composantes de tarifs ;
- la flexibilité – le gestionnaire de réseau devrait avoir suffisamment de flexibilité pour fixer les rémunérations pour l'utilisation du réseau de manière différenciée pour les différentes catégories de clients ;

- la proportionnalité – le coût supplémentaire du système est aussi bas que possible ;
- la praticabilité – dans la mesure où cela se révèle nécessaire et judicieux, les principes etc. s’inspirent de ceux d’autres branches dans les entreprises multiservices.

Au niveau européen, le système entrée-sortie prévoit que les tarifs d’entrée et de sortie garantissent les objectifs suivants :

- incitations pour une utilisation du réseau efficace à court terme et une extension du réseau efficace à long terme ;
- intégration du marché, sans restriction de sa liquidité, ni du commerce par-delà les points de passage de plusieurs réseaux de transport ;
- amélioration de la concurrence par le biais de marchés compétitifs liquides grâce à des tarifs indépendants des voies d’acheminement ;
- garantie de la sécurité d’approvisionnement.

Au niveau des pays, les lois correspondantes contiennent aussi des principes tarifaires généraux, à l’instar de l’Allemagne, de l’Autriche et des Pays-Bas. En Autriche, il est explicitement prévu que les tarifs de réseau garantissent une utilisation efficace du gaz naturel et que le volume d’énergie distribuée ou transportée n’augmente pas inutilement (« efficacité énergétique »).

Pour la Suisse, nous recommandons d’inclure des principes tarifaires dans la LApGaz. Ceux-ci devraient au moins comprendre l’efficacité économique, la promotion de la concurrence, l’origine des coûts (cause), la non-discrimination, la transparence et la praticabilité. De manière générale, nous ne préconisons pas d’inclure explicitement l’efficacité énergétique.

Définition des types de tarifs

La transparence des tarifs de réseau exige que l’utilisateur de réseau puisse clairement identifier les prestations qui sont couvertes par les différents tarifs. En même temps, le nombre types de rémunérations pour l’utilisation du réseau devrait être facilement contrôlable. Cela vise à éviter des « surprises » lors du décompte tarifaire. Une définition exhaustive des types de tarifs permet d’y parvenir.

En Suisse, les types de tarifs (et les prestations qui sont ainsi couvertes) pour le réseau gazier sont présentés dans plusieurs documents de l’industrie du gaz. Pour les zones régionales, d’autres tarifs sont prévus en plus de la rémunération pour l’utilisation du réseau, comme le prix du gaz de chauffage, le prix du décompte de l’état du volume du stock en conduites et la taxe de renomination. En outre, les services-système non standard sont facturés séparément et convenus avec l’utilisateur du réseau dans le contrat d’utilisation du réseau.

Des exemples européens montrent qu'une définition détaillée des types de rémunération pour l'utilisation du réseau est prévue au niveau de la loi ou de l'ordonnance. L'Autriche définit par exemple cinq types de rémunération du réseau (rémunération pour l'utilisation du réseau, rémunération pour l'accès au réseau, rémunération pour la mise à disposition du réseau, rémunération pour la mesure, rémunérations pour d'autres prestations). Aux Pays-Bas, la loi confie à l'autorité de régulation la tâche de définir les types de tarifs.

Pour la Suisse, nous recommandons d'inclure les types de tarifs dans la LApGaz.

- **Niveau interrégional/régional** : énumération des types de tarifs. Nous recommandons d'inclure les coûts du gaz de chauffage et des produits d'odorisation dans les tarifs d'entrée et de sortie afin d'augmenter la transparence des tarifs de réseau.

Les prix actuels du décompte de l'état du volume du stock en conduites et le prix de stabilité du réseau sont liés à l'équilibrage et sont à relever le cas échéant par le responsable de l'équilibrage. Ces prix ne sont pas à affecter au réseau.

- **Niveau local** : énumération sur la base du manuel Nemo, qui prévoit la rémunération pour l'utilisation du réseau local, la contribution de raccordement au réseau et la contribution aux coûts du réseau. Nous préconisons aussi d'inclure la rémunération pour la mesure. Il serait envisageable de partir du calcul individuel par client. Plusieurs rémunérations pour la mesure pourraient être ainsi adoptées pour les différentes catégories de clients ou dispositif de comptage afin de garantir le principe de l'utilisateur-payeur. Il serait aussi possible de définir des rémunérations pour d'autres prestations pour autant que la définition soit uniforme pour tous les gestionnaires de réseau. Nous suggérons de préciser de quoi relèvent les autres prestations dans l'OApGaz.

Définition de la structure tarifaire

La définition de la structure tarifaire comprend différents domaines, p. ex. la répartition entre le prix de puissance et le prix de l'énergie, les tarifs selon les catégories de clients, etc. Il faut aussi faire la distinction entre

- le niveau interrégional/régional avec un système entrée-sortie ; et
- le niveau local.

Pour le niveau interrégional/régional, il existe des prescriptions relatives à la structure tarifaire à l'échelle européenne. La base de calcul pour les tarifs d'entrée et de sortie est en principe la capacité de transport. Les tarifs en rapport avec l'énergie sont autorisés s'ils couvrent les coûts qui peuvent être clairement affectés au flux de gaz, p. ex. le gaz de compression.

Nous recommandons d'inscrire la systématique des tarifs d'entrée et de sortie dans la LApGaz. Comme échelle de valeurs, nous suggérons d'utiliser la puissance (capacités réservées). Nous ne recommandons pas de prévoir des tarifs séparés pour les coûts du gaz de chauffage et de l'odorisation. Ces coûts devraient être plutôt intégrés dans les tarifs d'entrée et de sortie. Pour la répartition des coûts entre les tarifs d'entrée et de sortie, nous préconisons de prévoir une répartition à parts égales comme approche standard dans la LApGaz, dont il est cependant possible de s'écarter dans des cas justifiés.

Pour le niveau local, nous recommandons en principe des tarifs indépendants de la distance. Nous recommandons de définir les principes de la structure tarifaire dans la LApGaz. Le manuel Nemo peut servir de point de départ. En outre, nous recommandons de régler des prescriptions plus détaillées pour la structure tarifaire dans une OApGaz ou de donner à l'autorité de régulation compétente la flexibilité de le faire (en accord avec les gestionnaires de réseau).

1 Einleitung

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

Daher soll diese Studie die Basis für ein Gesetz und eine Verordnung zur Regulierung der Gasnetze in der Schweiz legen und Antworten auf die wichtigsten Fragen geben.

1.1 Hintergrund

Der Schweizer Gasmarkt und der Gasnetzzugang für Dritte sind heute nur ansatzweise gesetzlich geregelt, etwa im Artikel 13 des Bundesgesetzes über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe (Rohrleitungsgesetz; RLG) aus dem Jahr 1964, wobei ein grundsätzlicher Anspruch Dritter auf Durchleitung besteht.

Weder Rohrleitungs- noch Kartellgesetz regeln aber Einzelheiten zur Durchleitung von Gas. Dennoch kann fallweise, gestützt auf das Kartellgesetz, ein wettbewerblicher Anspruch auf Durchleitung von Gas geltend gemacht werden, der dann auch das Niederdrucknetz betrifft. Dabei wird auf die bundesgerichtliche Rechtsprechung im Elektrizitätsbereich verwiesen. Die Umsetzung der gesetzlichen Bestimmungen wurde durch Branchendokumente geregelt.

Weitere Regelungen beinhaltet die Verbändevereinbarung zum Netzzugang beim Erdgas. Diese regelt jedoch nur den Netzzugang für industrielle Gasverbraucher. Danach ist derjenige Netznutzer zum Netzzugang berechtigt, der pro Verbrauchsstelle mindestens eine vertragliche Transportkapazität von mindestens 200 Nm³/h (seit 1. Oktober 2015: 150 Nm³/h) nachweisen kann, Erdgas primär als Prozessgas einsetzt und über eine Lastgangmessung und Datenfernübertragung verfügt. Auf Gaskombikraftwerke und Fernwärmeanlagen sind diese Regelungen bereits nicht anwendbar. Da eine Einzelfallprüfung ggf. einen Verstoß gegen das Kartellgesetz identifizieren kann, herrscht zudem eine gewisse Rechtsunsicherheit.

Ein spezielles Gesetz wie im Elektrizitätsbereich existiert im Gas noch nicht. Im Rahmen dieser Studie werden Rahmenbedingungen für die Ermittlung von Netzkosten und –tarifen aufgezeigt, die als Grundlage zu einer Gesetzesvorlage dienen sollen.

Die Gasbranche arbeitet zudem an einer Fortentwicklung des Netzzugangs und Marktmodells. Dieses orientiert sich in Richtung einer Entry-Exit-Lösung und wird schon bald erste Anpassungen am aktuellen Netzzugangsregime mit sich bringen, etwa hinsichtlich einer einzigen, nationalen Bilanzzone.

Die vom Bundesamt für Energie (BFE) im Vorfeld dieser Studie genannten Fragestellungen zu einem möglichen Netztarifierungssystem beziehen sich auf die Themengebiete „Bestimmung von Netzkosten“ und „Netztarifen“ für die verschiedenen Stufen (lokal, regional und überregional) des Gasnetzes in der Schweiz. Eine Gesetzesvorlage, in der die Rahmenbedingungen für den schweizerischen Gasmarkt rechtsverbindlich festgelegt werden, berücksichtigt als festen Bestandteil neben anderen Aspekten auch die zukünftige Regulierung der Gasnetze und deren Netztarife.

Nach der derzeit gültigen freiwilligen Vereinbarung der Verbände gibt es bereits Branchenstandards für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten, aufgeteilt nach den Ebenen regional/überregional („Entgelte für regionale und überregionale Zonen“) und lokal („Nemo“; das „*Nemo-Manual*“ ist ein vom Verband der Schweizerischen Gasindustrie entwickeltes Modell zur kostenbasierten Berechnung von Netznutzungsentgelten), die Bestandteil dieser Verbändevereinbarung sind. Daneben gibt es weitere Dokumente (Arbeiten zur Vereinbarung der Preisüberwachung mit den Betreibern des Hochdrucknetzes, Gutachten der WEKO (WEKO = Wettbewerbskommission), Dokumente der Gasbranche sowie entsprechende Regulierungen in der EU), die für die Festlegung von Grundlagen der Regulierung der Netzentgelte im Rahmen dieser Studie herangezogen und untersucht werden.

Ziel dieser Studie ist die Erarbeitung von Grundlagen für die Regulierung der Netztarife Gas. Hierfür ist die Bestimmung einer einheitlichen, transparenten, diskriminierungsfreien und nachvollziehbaren Kostenbasis Voraussetzung. Die regulatorischen Rahmenbedingungen zur Bestimmung der Kostenbasis sollen dabei so gestaltet werden, dass ein effizienter Netzbetrieb ermöglicht und angereizt wird, ohne dass Investitionsanreize verloren gehen bzw. nicht mehr vorhanden sind.

1.2 Aufbau des Berichts

Der Aufbau des Berichts gliedert sich wie folgt:

- In **Abschnitt 2** erläutern wir die Fragestellung, den Analyseansatz sowie die Kriterien zur Bewertung möglicher Handlungsoptionen;

- In **Abschnitt 3** diskutieren wir die Kostenermittlung.
- In **Abschnitt 4** diskutieren wir die Kostenabgrenzung. Dabei unterscheiden wir zwischen der Kostenabgrenzung des Gasnetzbereichs innerhalb eines Versorgungsunternehmens, zwischen der überregionalen, regionalen und lokalen Ebene sowie innerhalb der lokalen Ebene.
- In **Abschnitt 5** diskutieren wir die Zuordnung der im Rahmen der Kostenermittlung definierten Kosten entsprechend der Kostenabrechnung.
- In **Abschnitt 6** diskutieren wir Tarifgrundsätze. Dabei geht es auch um die Überführung der in den vorigen Abschnitten ermittelten Kosten und deren Zuordnung in spezifische Netztarife.

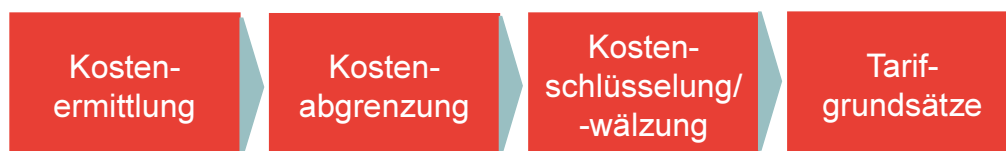
2 Fragestellung, Analyseansatz und Bewertungskriterien

In diesem Abschnitt werden die verschiedenen Fragestellungen für die Studie zu „Netzkosten und Netztarifierung“ sowie der Analyseansatz vorgestellt, den wir auf die einzelnen Fragestellungen anwenden.

2.1 Fragestellung – von der Kostenermittlung bis zu Netztarifierung

Die Schritte von der Kostenermittlung zur Netztarifierung sind in **Abbildung 1** dargestellt. Für die Diskussion der einzelnen Arbeitsschritte verfolgen wir den unten beschriebenen Analyseansatz.

Abbildung 1. Kostenermittlung bis Netztarifierung



Quelle: Frontier/BET/BDS

- **Kostenermittlung** – Der Zweck der Kostenermittlung ist es, die betriebswirtschaftlich relevanten Kosten für das Gasnetz zu ermitteln. Die Kostenermittlung beinhaltet auch die Bestimmung (und Bewertung) des Anlagevermögens, das zur Ermittlung der Abschreibungen sowie Finanzierungskosten notwendig ist. Zusätzlich werden noch die weiteren relevanten Kosten, z. B. Betriebskosten sowie Steuern und Abgaben, identifiziert.
- **Kostenabgrenzung** – Die Kostenabgrenzung stellt einen Schritt zur sachgerechten Zuordnung der ermittelten Kosten zum Gasnetz dar. Dabei kann nach folgenden Themenbereichen unterschieden werden:
 - Kostenabgrenzung Gasnetz innerhalb eines Versorgungsunternehmens;
 - Kostenabgrenzung zwischen der überregionalen, regionalen und lokalen Netzebene;
 - Kostenabgrenzung innerhalb der lokalen Netzebene.

- **Kostenschlüsselung** – Die in der Kostenermittlung definierten Kosten müssen entsprechend der Kostenabgrenzung zugeordnet werden. Dies erfolgt in der Kostenschlüsselung, welche umfasst:
 - Kostenschlüsselung zwischen den Sparten und innerhalb des Gasbereichs;
 - Kostenschlüsselung zwischen Netzebenen;
 - Kostenwälzung.
- **Tarifgrundsätze** – Am Ende der Arbeitsschritte steht die Überführung der Kosten in die Netztarife. Im Zuge der Netztarifierung unterscheiden wir zwischen:
 - Festlegung von allgemeingültigen Grundsätze für die Tarife;
 - Festlegung von Tariftypen und welche Kosten damit abgedeckt werden sollen;
 - Festlegung der Tarifstruktur, z. B. Aufteilung zwischen Leistung/Arbeit/Grundpauschalen.

2.2 Analyseansatz

In dieser Studie verwenden wir einen sequentiellen Analyseansatz.

Abbildung 2. Analyseansatz



Quelle: Frontier/BET/BDS

- **Definition und Motivation für staatliche Vorgaben** – im ersten Schritt stellen wir die Motivation für ein staatliches Handeln dar. Dies dient als Voraussetzung für die Notwendigkeit, sich mit einem bestimmten Themenbereich aus „Netzkosten und Netztarifierung“ zu befassen.
- **Schweiz - bestehende Regelungen für Strom** – in diesem Schritt analysieren wir, wie die relevanten Themenbereiche für Netzkosten und Netztarifierung in der Schweiz im Strombereich geregelt sind. Diese Regelungen werden bewertet und hinsichtlich Übertragbarkeit auf den Gasbereich überprüft.
- **Ausland - bestehende Regelungen für Erdgas** – in diesem Schritt analysieren wir Regelungen für Netzkosten und Netztarifierung in ausgewählten europäischen Ländern für den Gasbereich. Diese Regelungen werden bewertet und hinsichtlich Übertragbarkeit in die Schweiz überprüft.
- **Schweiz – bestehende Regelungen für Gas** – in diesem Schritt diskutieren wir die bestehenden Regelungen für einzelne Themenbereiche zu „Netzkosten und Netztarifierung“ in der Schweiz. Wir analysieren dabei im Wesentlichen die bestehenden Gas-Branchendokumente. In Verbindung mit den bestehenden Regelungen für Gas im Ausland und Strom in der Schweiz dient dieser Schritt dazu, einen etwaigen Anpassungsbedarf für den Gasbereich in der Schweiz zu identifizieren. Dieser Anpassungsbedarf kann

beispielsweise darin liegen, bestehende Regelungen gesetzlich zu verankern bzw. bestehende Regelungen entsprechend einem Best-Practice anzupassen.

- **Handlungsoptionen und Empfehlungen für die Schweiz** – in diesem finalen Schritt diskutieren wir verschiedene Handlungsoptionen, wie mit dem Anpassungsbedarf umgegangen werden kann und leiten daraus unsere Empfehlungen ab.

2.3 Bewertungskriterien

Bei der Diskussion der Handlungsoptionen sowie der Ableitung der Empfehlungen orientieren wir uns an unterschiedlichen Kriterien. Wir unterscheiden dabei zwischen:

- *Ökonomische Effizienz*: Ziel der Regulierung an sich ist Sicherstellung der ökonomischen Effizienz, welche sich unterteilen lässt in statische Effizienz, d. h. die Netzentgelte entsprechen effizienten Kosten, sowie dynamische Effizienz, d. h. effiziente Kostenentwicklung über die Zeit.
- *Rechtssicherheit*: Ein hoher Detaillierungsgrad im Gesetz / Verordnung erhöht die Rechtssicherheit für Unternehmen, schränkt jedoch ggf. notwendigen Handlungsspielraum ein.
- *Flexibilität*: Eine hohe Flexibilität einer zuständigen Regulierungsbehörde erlaubt, auf sich ändernde Rahmenbedingungen rasch zu reagieren. Dem ist jedoch gegenüber zu stellen, dass dadurch ggf. die Vorhersehbarkeit von Regulierungsakten eingeschränkt werden kann.
- *Komplexität*: Es ist insbesondere eine Abwägung zwischen den Nutzen und Kosten einer detaillierten Regelung zu treffen.
- *Transparenz*: Diese ist sowohl für die Handlungen der Gasnetzbetreiber als auch einer zuständigen Regulierungsbehörde notwendig, um die Akzeptanz bei den Stakeholdern sicherzustellen.
- *Diskriminierungsfreiheit*: die Regelungen sollten zu keiner ungerechtfertigten Diskriminierung von Marktteilnehmern führen („Gleiches gleich behandeln“).
- *Subsidiarität*: die Regelungen sollten – wo möglich – Handlungsspielräume der Marktakteure erhalten bzw. in enger Abstimmung mit den betroffenen Gasnetzbetreibern getroffen werden. Dies gilt z. B. für die detaillierte Umsetzung von bestimmten Regelungen, z. B. die Erstellung von Fragebögen und Leitfäden für die Kostenerfassung.

Grundsätzlich gehen wir davon aus, dass die künftige Regulierung für Gasnetzbetreiber eine Kosten-Plus Regulierung bzw. Sunshine Regulierung

unterliegen wird. Eine Anreizregulierung, welche explizite Anreize für Kosteneffizienz setzt, unterstellen wir hier nicht.

3 Kostenermittlung

Der Zweck der Kostenermittlung ist es, die betriebswirtschaftlich relevanten Kosten für das Gasnetz zu ermitteln. Dabei soll die Verbindung zur Finanzbuchhaltung hergestellt werden. Zusätzlich sind jedoch auch kalkulatorische Kosten, welche nicht Gegenstand der Finanzbuchhaltung sind, zu berücksichtigen. Die Kosten lassen sich im Wesentlichen gliedern in:

- **Kapitalkosten** – diese bestehen aus Abschreibungen und Finanzierungskosten. Dies beinhaltet u. a. auch die Bewertung der Sachanlagen;
- **Betriebskosten** – unter diese fallen im Wesentlichen der Personal- und Materialaufwand, sonstiger Aufwand, Kosten des vorgelagerten Netzes sowie der Aufwand für Fremdleistungen. Von den Betriebskosten sind aktivierte Eigenleistungen in Abzug zu bringen. Diese Positionen können in der Regel aus der Finanzbuchhaltung entnommen werden und bedürfen keiner weiteren Transformation.
- **Steuern und Abgaben** – diese können ebenfalls aus der Finanzbuchhaltung entnommen werden.

3.1 Kapitalkosten

3.1.1 Reguliertes Anlagevermögen

Definition und Motivation für staatliche Vorgaben

Für die Ermittlung sachgerechter Kapitalkosten ist die Bewertung des Sachanlagevermögens von zentraler Bedeutung. Auf Basis des regulierten Anlagevermögens erhält der Netzbetreiber Kostenrückfluss aus

- Abschreibungen
- Finanzierungskosten
- ggf. kalkulatorische Ertragssteuern

Um die Kapitalkostenbasis einheitlich und diskriminierungsfrei zu bestimmen, sollten Regeln und Vorgaben zu einheitlichen Kalkulationsgrundlagen geschaffen werden. Die Schweizer Energiewirtschaft zeichnet sich durch eine Vielzahl unterschiedlicher Buchhaltungs- und Rechnungslegungssysteme aus. Nicht alle Gasnetzbetreiber sind daher in der Lage, auf eine Anlagenbuchhaltung mit historischen Anschaffungs- und Herstellkosten zurückzugreifen. Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass in der Schweiz historisch die

Rechnungslegungspraxis je nach Gesellschaft, Rechtsform und Eigentümerschaft sehr unterschiedlich war. Bei einigen Unternehmen wurden die Investitionen in der Regel aktiviert. Bei anderen wurden die Investitionen jedoch oft beim Jahresabschluss soweit abgeschrieben, als es das Jahresergebnis zulies. Damit wurde auf eine Aktivierung ganz oder teilweise verzichtet, und Sachanlagen direkt im Aufwand verbucht. Die unterschiedlichen Herangehensweisen waren allesamt zulässig; einzelne Kantons- und Gemeindebuchhaltungen arbeiten heute noch so.

Status Quo Schweiz – Gas

Die Kalkulationsvorgaben werden für die regionalen und überregionalen Zonen bis heute in folgenden Regelwerken geführt:

- Verbändevereinbarung VV1 (Gaswirtschaftsintern);
- Dokument „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“ (VSG).

Darüber hinaus gilt für die Lokalnetze:

- Dokument „Nemo-Manual“ (VSG).

Bei der **Verbändevereinbarung** handelt es sich um ein privatrechtliches Regelwerk, in welchem die Bedingungen des Dritttransports zu industriellen Erdgaskunden festgelegt sind. Aus Sicht der im VSG organisierten Netzbetreiber stellt die Vereinbarung eine *Branchenempfehlung* dar. Da sich der VSG gegenüber seinen Vertragspartnern verpflichtet hat, mittels Erlass von verbandsrechtlichen Sanktionen dafür zu sorgen, dass alle seine Mitglieder die in der Vereinbarung (inkl. Beilagen) beschriebenen Verpflichtungen einhalten werden, ist davon auszugehen, dass sich die Netzbetreiber bei der Gewährung des Netzzugangs grundsätzlich an den Regeln der Verbändevereinbarung *orientieren* werden.

Die Verbändevereinbarung regelt allgemeine Netzzugangsthemen wie Kapazitätszuteilung, Netzstabilitätsfragen oder Kriterien für den Netzzugang. So wird nach Massgabe der Vereinbarung ein freier Netzzugang (freie Lieferantenwahl) ausschliesslich an Netzkunden gewährt, die ab dem 1. Oktober 2015 eine vertragliche Transportkapazität von mindestens 150 Normkubikmeter pro Stunde (Nm³/h) nachfragen, das transportierte Erdgas primär als Prozessgas verwenden und über eine Lastgangmessung sowie Datenfernübertragung verfügen (Ziffer 4 der Verbändevereinbarung). Dies bedeutet im Gegenzug, dass Netznutzungsentgelte ausschliesslich von Netzbetreibern kalkuliert werden, welche über entsprechende Netzkunden (> 150 Nm³/h) verfügen. Die Anforderungen einer Anlagenbuchhaltung sind derzeit also auf den Kreis der v.g. Netzbetreiber beschränkt.

Bei dem Dokument „**Entgelte für regionale und überregionale Zonen**“ handelt es sich um ein Grundsatzpapier für die Berechnung der Entgelte für die regionalen und überregionalen Zonen des Gastransports in der Schweiz. Es soll

integrierender Bestandteil der Verbändevereinbarung sein und geht unter anderem auch auf die Ermittlung von Kapitalkosten ein:

- Vorgabe zur Führung einer Anlagenrechnung, in der die Anlagen nach Anlagenklassen und Aktivierungszeitpunkt so geführt werden, „...wie dies zur Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten erforderlich ist...“;
- Vorgabe zur Anlagenaktivierung „...ab einem echten Mehrwert von CHF 10'000...“;
- Bewertungsmethode: Wiederbeschaffungswerte (WBW).

In der „Einvernehmlichen Regelung“² zwischen dem Preisüberwacher sowie Swissgas und den regionalen Unternehmen aus dem Oktober 2014 wurden jedoch die Wiederbeschaffungswerte durch Anschaffungs- und Herstellkosten ersetzt.

Im **Nemo-Manual**, das den Gasnetzbetreibern der Lokalnetze als Kalkulationsleitfaden- und Werkzeug dient, werden bereits grundsätzliche Anforderungen an eine kalkulatorische Anlagenbewertung vorgegeben. Die Bewertung hat auf Basis von historischen Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK) zu erfolgen. Synthetische Werte sind nach Nemo-Manual nur hilfsweise zulässig, wo AHK nicht vorliegen. Zudem ist nach Nemo-Auffassung eine vollständige Anlagenneubewertung (Restatement) unter Argumentation über eine fehlende Eigenkapitalverzinsung in früheren Jahren ebenfalls möglich.

Weder das Dokument „**Entgelte für regionale und überregionale Zonen**“ noch der **Nemo Manual** enthält Vorgaben für die Aktivierungspraxis.

Identifikation von Anpassungsbedarf

Schweiz Strom

Im Strom bestimmen das Gesetz **StromVG** und die Verordnung **StromVV** das konkrete Vorgehen der Netzbewertung. Demnach müssen die Schweizer Stromnetzbetreiber seit 2009 gemäss Art. 15 StromVG und Art. 13 StromVV ihre Strom-Netze auf Basis tatsächlicher, historischer Anschaffungs- und Herstellkosten bewerten, um die Kapitalkosten zu berechnen.

Nur für die Anlagen, für die keine historischen Werte vorliegen, ist eine synthetische Bewertung zulässig. Dementsprechend wird zur Bewertung der Schweizer Verteilnetze seit 2009 eine Mischung zwischen zwei Bewertungsmethoden angewendet:

- Bewertung auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK) oder auf Basis von direkt zuordenbaren Rechnungen und

² Preisüberwacher, *Einvernehmliche Regelung (gemäss Art. 9 PüG) betreffend Netznutzungsentgelte des schweizerischen Hochdruck-Erdgasnetzes*, Oktober 2014.

Jahresbudgets; (siehe auch Bundesgerichtentscheid vom 03. Juli 2012 (BGE 138 II 465));

- Synthetische Bewertung der Anlagen ohne historische Werte und ohne direkt zuordenbare Rechnungen.

Im Falle der synthetischen Bewertung gilt einerseits ein Ansatz von Kosten, die über Rechnungen vergleichbarer Bauvorhaben nachgewiesen werden können. Die Ermittlung der Anschaffungswerte für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme erfolgt durch eine Rückindezierung auf Basis von Indizes des Regulators ElCom.

Andererseits werden Richtpreise des Verbandes VSE oder sogar netzbetreiberindividuell ermittelte, spezifische Preise verwendet, worauf sodann aber ein Abschlag in Höhe von 20 % zu erfolgen hat (bis einschliesslich des Jahres 2013 zusätzlich auch ein Abschlag auf WACC in Höhe von 1 % für Investitionen bis Ende 2003, gemäss Art. 31 Abs. 1 StromVV).

Die synthetische Bewertungsmethode wird durch den Regulator wohl geduldet, nicht aber grundsätzlich legalisiert (insbesondere die VSE-Durchschnittspreise). Dennoch: Auch im Strom erhält der Netzbetreiber derzeit hohe Freiheitsgrade in der Bewertung seiner Assets.

Eine belastbare synthetische Netzbewertung setzt eine hinreichend gute Datenbasis voraus – im Wesentlichen ein detailliertes Mengengerüst mit Angaben zum Baujahr und Typ der Betriebsmittel sowie zum Tiefbauaufwand. In der Regel ist die Datenbasis für eine solche Bewertung unvollständig oder fehlerhaft. Es müssen ersatzweise Annahmen getroffen werden, die zu einer Unschärfe in der Bewertung führen. Es besteht also in hohem Mass die Gefahr einer Überbewertung (bzw. theoretisch auch Unterbewertung) der Netze, was folglich eine Überbewertung (oder auch Unterbewertung) der kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen bedeutet.

Im Strom dürfen zudem die getätigten Ausgaben der Anlagen im Bau (AIB) im zu verzinsenden Anlagevermögen angerechnet werden, nicht aber rein budgetierte Werte. In den Fällen, in denen eine eigene Netzbuchhaltung vorliegt, darf außerdem ein Nettoumlaufvermögen zur Verzinsungsbasis hinzu gerechnet werden. Für die Fälle, in denen eine separate Netzbuchhaltung nicht aufgestellt wird, gibt es eine Weisung der ElCom aus dem Jahr 2004, womit ein Werk hilfsweise bis zu 6% vom Umsatz als Nettoumlaufvermögen zuweisen darf.

Gerichtsurteile aus dem Strom lassen auf Gas schliessen

Zur Klärung von strittigen Punkten hat es in der Vergangenheit bereits eine Reihe von gerichtlichen Auseinandersetzungen gegeben, aus denen immer wieder Teile der Konkretisierung der anzuwendenden Systematik hervorgingen:

- Budgetierte, aber sich noch nicht zumindest im Bau befindliche Anlagen dürfen nicht in die Netzkosten eingerechnet werden.

- Kaufpreise gelten nicht als ursprüngliche Anschaffungs- und Herstellkosten und können damit nicht als Netzkosten angerechnet werden.
- Bei Grundstücken sind nicht die Verkehrswerte für die Berechnung der Netzkosten massgebend, sondern der Erwerbspreis.

Synthetische Bewertung: Als zureichender Grund für das Fehlen ursprünglicher Belege wurde von den Gerichten beispielsweise anerkannt,

- dass gewisse Projekte, Anlagekomponenten und Kosten für Eigenleistungen nie aktiviert worden sind,
- dass für Anlagen, die älter als zehn Jahre sind, keine gesetzliche Aufbewahrungspflicht besteht,
- dass der Netzbetreiber das Netz gekauft und nicht selbst gebaut hat,
- dass die Leitungen nicht im Alleineigentum des Netzbetreibers stehen.

Es kann darüber hinaus durchaus angenommen werden, dass die bisher aus dem Strom ergangenen, gerichtlichen Entscheidungen und Positionen des Regulators, auch im Gas zur Anwendung kommen würden. Dies betrifft beispielhaft die Entscheidung BGE 138 II 465: *Klarstellung AHK nach Art. 15 Abs. 3 StromVG ist nicht finanzbuchhalterischer Restwert*

Ebenso betrifft es die Entscheidung BGE 138 II 465: *eine Kostenbasis AHK besteht nicht aus geschätzten Kosten.*

BGE 138 II 465 Seite 482

6.3.2 „Wie dargelegt ..., ist der nach Art. 15 Abs. 3 StromVG zu ermittelnde Anschaffungsrestwert nicht identisch mit dem finanzbuchhalterischen Buchwert. Auch eine Rückrechnung aus den aktuellen Buchwerten und den kumulierten Abschreibungen ergibt nicht unbedingt die ursprünglichen Anschaffungs- bzw. Herstellkosten, da möglicherweise gewisse Baukosten seinerzeit nicht aktiviert wurden. Sind die Buchwerte nicht massgebend, kann auch die seinerzeitige Aktivierungspraxis nicht massgebend sein.“

BGE 138 II 465 Seite 486

6.8.2 Nichtberücksichtigung von geschätzten Kosten: „Es ist zwar nachvollziehbar, dass die historischen Anschaffungs- und Herstellkosten angesichts des zum Teil erheblichen Alters der Anlagen und der unterschiedlichen Kostenstrukturen und Aktivierungspraxen der Eigentümer nicht mehr völlig exakt festgestellt werden können. Das ändert aber nichts daran, dass die Tarife anhand belegbarer Kosten berechnet werden müssen und im Zweifelsfall eher Werte an der unteren Grenze des Unsicherheitsbereichs anzunehmen sind.“

Der Regulator (ElCom) stellt ferner zu Rechtsfragen klar: „Das Gesetz (StromVG) stellt nicht auf den Kaufpreis sondern auf die ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellkosten ... ab.“

Europäische Beispiele

In **Deutschland** ist die Methodik der Anlagenbewertung für alle Netzbetreiber in der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) geregelt. Es werden keine Unterschiede zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern gemacht. Dabei erfolgt eine Unterscheidung nach

- Alt- (Aktivierung vor 2006) und
- Neuanlagen (Aktivierung nach 2006).

Die Bewertung der Altanlagen erfolgt für den Eigenkapitalanteil (max 40%) nach Tagesneuwerten und den Fremdkapitalanteil nach historischen Anschaffungs- und Herstellkosten. Es werden ausschliesslich Anlagen und Betriebsmittel anerkannt und genehmigt, welche aktiviert und in der Anlagenbuchhaltung geführt werden. In Deutschland besteht grundsätzlich nicht die Möglichkeit, Anlagen „doppelt“ abzuschreiben.

Zu den aktivierten Anlagen und Betriebsmitteln werden in Deutschland die Anlagen im Bau (AIB) gerechnet, wenn diese in der Anlagenbuchhaltung entsprechend aktiviert wurden. Die Anlagen im Bau gehen in die Verzinsungsbasis mit ein und erhöhen die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung. Zusätzlich wird ein Umlaufvermögen, jedoch gedeckelt (je nach Regulierungsbehörde 3/12 eines Jahresumsatzes des Netzbetreibers) anerkannt.

In Deutschland gibt es die Möglichkeit eines vollständigen „Restatements“ bei der Anlagenbewertung nicht. Es gab jedoch die Möglichkeit einer teilweisen Herleitung fehlender AHK für Netze in den sog. „Neuen Bundesländern“ auf der Basis von

- Tagesneuwerten (TNW) und Rückindizierung; und/oder
- Preisen aus Gutachten für vergleichbare Anlagenteile z. B. bei Netzübergängen und DM-Eröffnungsbilanzen (Deutschland Ost, GasNEV § 6 Abs. (3)).

Dies ist ggf. vergleichbar mit einem teilweise „Restatement“.

Die seit 2009 gültige Anreizregulierungsverordnung ARegV kennt eine Anlagenbewertung zum Zwecke des Effizienzvergleichs sowohl nach GasNEV als auch standardisiert, um Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Zudem sind Planansätze seit Einführung der ARegV (2009) nicht genehmigungsfähig.

In **Österreich** regelt das Gaswirtschaftsgesetz unter den §§ 79 und 80 die Netzkostenermittlung für Verteilnetzbetreiber. Basis für die Anlagenbewertung sind in Österreich ebenso wie in Deutschland die historischen Anschaffungs- und Herstellkosten. Die zur Bestimmung der Finanzierungskosten angesetzte Kapitalbasis geht aus dem Unbundling-Abschluss auf Basis von Buchwerten hervor.

Im Gaswirtschaftsgesetz § 82 wird die Netzkostenermittlung für Fernleitungsnetzbetreiber geregelt, wobei es hier im Unterschied zu den Gasverteilnetzbetreibern keine expliziten Regeln für die Fernleitungsnetzbetreiber gibt. Der österreichische Regulator E-Control hat für die Kostenermittlung³ der Fernleitungsnetzbetreiber eine Unterscheidung getroffen nach:

- Fremdfinanzierter Anteil – für die Bewertung wird das Anlagevermögen mit den in der Bilanz ausgewiesenen Werten angesetzt;
- Eigenfinanzierter Anteil – für die Bewertung des Anlagevermögens werden korrigierte Wiederbeschaffungswerte berechnet.

Anlagen im Bau sind in Österreich in der Verzinsungsbasis enthalten, ein Nettoumlaufvermögen hingegen nicht.

In den **Niederlanden** befindet sich derzeit ein neues „*Elektriciteits- en Gaswet*“ Elektrizitäts- und Gasgesetz im Gesetzgebungsverfahren. Dies ist für Ende 2015 geplant, konkrete Inhalte sind jedoch noch nicht bekannt.

Die aktuell geltende gesetzliche Grundlage hingegen ist das „*Gaswet*“ Gasgesetz vom 22. Juni 2000. Artikel 12 *Gaswet* regelt allgemein die Bedingungen und Tarifierung für den Transport. Zuständig für die Regulierung der Netzentgelte ist die Regulierungsbehörde („Autoriteit Consument & Markt“). Die Regulierungsbehörde gibt die Regeln für die Netzkostenermittlung vor („Regulatorische Accountingregels 2013“) und bewertet das Anlagevermögen auf Basis von indexierten Anschaffungs- und Herstellkosten. Als Index wird dabei der Verbraucherpreisindex verwendet. Der Netzbetreiber hat keine Freiheitsgrade, was die Anlagenbewertung betrifft. Anlagen im Bau wie auch ein Nettoumlaufvermögen dürfen in den Niederlanden der Verzinsungsbasis nicht hinzu gerechnet werden.

Anpassungsbedarf

Das regulierte Anlagevermögen bildet die Grundlage für die Berechnung der Abschreibungen sowie die Finanzierungskosten eines Netzes. Nachdem Gasnetze grundsätzlich kapitalintensiv sind, hat die Definition des regulierten Anlagevermögens starke Auswirkungen auf die Netzkosten und die Netztarife. Allerdings ist die Ermittlung des Anlagevermögens im Gasbereich in der Schweiz sehr heterogen. Dies schränkt die Vergleichbarkeit der Daten stark ein und entspricht nicht internationalen Standards. Somit kann Handlungsbedarf identifiziert werden.

³ E-Control, *Beschreibung der Kosten- und Tarifmethoden gem. § 82 GWG 2011 für die Fernleitungen der Gas Connect Austria GmbH, TAG GmbH und BOG GmbH, die der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde zugrunde liegt*, 2012.

Auch die im Strombereich in der Schweiz bereits getroffenen Regelungen sprechen dafür, diese auch im Gasbereich anzupassen, soweit sachgerecht. Dies würde neben einer Gleichstellung der beiden Energieformen auch eine Vereinfachung für die Energieversorger bedeuten, die beide Netzarten betreiben. Zudem gestaltet sich die Regulierung stets effizienter und effektiver, wenn der Regulator gleichlautende Vorgaben prüft und umsetzt.

Optionen für Anpassungen und Empfehlung

Die Anlagenbewertung muss im Ergebnis eine Betriebsnotwendigkeit (Kostenherkunft) abbilden und wirtschaftlich effizient sein, sowie eine strukturelle Vergleichbarkeit gewährleisten, um Ungleichbehandlungen vorzubeugen. Die Methode der Anlagenbewertung soll zudem transparent und diskriminierungsfrei sein.

Die reine Übernahme der bilanziellen Werte wird diesen Kriterien nicht gerecht werden können. Es wird in Analogie zum Strom die **Erstellung eines kalkulatorischen Anlagenregisters** (in einer Nebenrechnung) auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK) empfohlen.

Flankierend würde eine einheitliche Aktivierungsrichtlinie dazu dienen, dass alle Unternehmen auf Basis einer vergleichbaren Kostenbasis kalkulieren. Die Aktivierungsrichtlinie sollte den Unternehmen jedoch auch Freiheitsgrade zur Verfügung stellen, welche die individuelle Situation des Unternehmen angemessen berücksichtigen. Für die Umstellung wären sodann Übergangsfristen vorzugeben. Nur wenn davon ausgegangen werden kann, dass sämtliche Werke unter Anwendung gleicher Methoden ihre Netztarife berechnen, kann bezüglich der Kostenhöhe der Kapitalkosten ein diskriminierungsfreier Netztarif erlangt werden. Die Definition einer Aktivierungsrichtlinie sollte ausserdem nötige Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen berücksichtigen und darf nicht die Sicherung der Versorgungsqualität hemmen. Die Aktivierungsrichtlinie wäre insbesondere mit den kantonalen Vorgaben wie das Harmonisierte Rechnungsmodell 2 (HRM2) abzustimmen.

Darüber hinaus ist die Bildung von Kennzahlen möglich, um eine Vergleichbarkeit transparent zu machen. Die vorgeschlagene Methode unterstützt die Vorbereitung auf eine künftige Regulierung, beispielsweise auf

- Kennzahlenbasis (Sunshine) sowie
- Kosten- und Erlösbasis.

Die vorgeschlagene Methode ist somit sowohl bei einer Kosten-Plus-Regulierung, wie auch bei einer anderen Form der Regulierung, welche eine Vergleichbarkeit voraussetzt, umsetzbar.

Für die Verzinsungsbasis empfehlen wir in Analogie zum Strom ebenfalls die Berücksichtigung der Anlagen im Bau, sowie die Möglichkeit der Hinzurechnung eines Nettoumlaufvermögens.

Einführung einer gesetzlichen Grundlage

Aufgrund der Bedeutung der Regelung empfehlen wir, dass das GasVG die Verwendung der AHK vorschreibt und die Möglichkeit einer synthetischen Bewertung im Ausnahmefall einräumt. Die Verordnung (GasVV) geht vertiefend auf mögliche Methoden und Kalkulationsdetails ein.

Als Methode zur synthetischen Bewertung im Ausnahmefall empfehlen wir das Extrapolationsverfahren. Beim Extrapolationsverfahren werden zunächst die spezifischen Tagesneuwerte je Anlagenklasse ermittelt, zu denen aktivierte Anschaffungs- und Herstellkosten vorliegen. Die Tagesneuwerte ergeben sich durch Indizierung der aktivierten Anschaffungs- und Herstellkosten auf das Bewertungsjahr. Durch Zuordnung der in den Anschaffungs- und Herstellkosten erfassten, physischen Mengen ergeben sich durchschnittliche, spezifische Tagesneuwerte. Anschliessend werden die spezifischen Werte je Mengeneinheit der betreffenden Anlageklasse gebildet. Durch Rückindexierung auf die tatsächlichen Baujahre der synthetisch zu bewertenden Anlagen können die spezifischen Anschaffungs- und Herstellkosten je Menge, Anlagenklasse oder Netzebene und Baujahr ermittelt werden. Die so festgelegten spezifischen Anschaffungs- und Herstellkosten werden dann über die Mengengerüste auch für die nicht über historische Anschaffungs- und Herstellkosten nachgewiesenen Netzteile angewandt. Durch diesen Ansatz werden die Ungenauigkeiten im Rahmen einer synthetischen Netzneubewertung und das hiermit untrennbar verbundene Missbrauchspotential im Ergebnis deutlich reduziert.

Es wird zudem durch die vollständige Aufbereitung des physischen Mengengerüsts und 1:1-Zuordnung zu den Anschaffungs- und Herstellkosten der Anlagenbuchhaltung eine Über- bzw. Unterbewertung der Anlagen vermieden.

Soweit das Extrapolationsverfahren im Einzelnen nicht anwendbar ist, weil z. B. zu wenig aktivierte Anlagen der jeweiligen Anlagenklasse vorhanden sind, können ergänzend auch spezifische Einheitswerte über Benchmarks vergleichbarer Unternehmen herangezogen werden.

Die Neubewertung der Betriebsmittel im Ausnahmefall, dort wo historische Anschaffungs- und Herstellungskosten fehlen, ist nicht mit einer vollständigen Neubewertung in Form eines „Restatements“ gleichzustellen. Im Unterschied zum Restatement soll die in Ausnahmefällen erlaubte Neubewertung (gleich welcher Methode) nur die fehlenden AHK ersetzen. Sie ist nicht dazu gedacht, das Netz rein aus wirtschaftlichen Gründen als Ganzes einer Wertsteigerung zuzuführen.

Eine zwingende Vorgabe zur Berücksichtigung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und die Erlaubnis der synthetischen Bewertung nur im

Ausnahmefall sollen den Netzkunden vor einer reinen Wertsteigerung der Netze und damit vor überhöhten Netztarifen schützen.

Dem Stichtag (Umsetzung einer Aktivierungsrichtlinie und im Ausnahmefall synthetische Bewertung) könnten Übergangsfristen vorausgehen, um allen Werken mit den verschiedenen Buchhaltungssystemen die Möglichkeit der Implementation zu geben. Nach dem Stichtag sind synthetische Bewertungen hingegen nicht mehr zulässig.

Wir empfehlen, dass eine zuständige Regulierungsbehörde die Einhaltung der Vorgaben überwacht. Der Regulator prüft die Eingaben auf ihre wirtschaftliche Berechtigung und nimmt bei jedem konkreten Antrag den Schutz der Gaskunden wahr. Der Regulator begründet den Entscheid und veröffentlicht ihn. Der Regulator ist damit zuständig für die Überprüfung und Plausibilisierung der Kostenermittlung und der Datenmeldungen durch die Netzbetreiber. Die Prüfungsgrundsätze sollten in Abstimmung mit der Gasbranche erfolgen:

- Definition der Kostenerhebung (Ausgestaltung Erhebungsbögen);
- Definition der Melde- und Veröffentlichungspflichten;
- Eventuell Auslegung oder Konkretisierung der GasVV.

Dabei macht der Regulator den ersten Schritt und bestimmt den Prozess. Allerdings ist es vorteilhaft, die Branche in die Prozesse einzubinden, um auf die spezifischen Gegebenheiten der Werke eingehen zu können und mögliche Widerstände zu verringern. Dies entspricht auch der Praxis im Ausland bei ähnlich fundamentalen Anpassungen des Regelwerks (z. B. Deutschland).

Übergangsfristen nötig

Zur Vermeidung von Netztarifsprüngen wäre die zeitgleiche Einführung entsprechender Übergangsfristen zu empfehlen, im Zuge derer die Netzbetreiber die notwendige Datenlage schaffen und die Umsetzung der Bewertung nach und nach realisieren. Aus der Umstellung bzw. Einführung von Kalkulationsgrundsätzen im regulierten Netzbereich ergeben sich erfahrungsgemäss immer auch Mitnahmeeffekte und nicht steuerbare Vor- und Nachteile. Durch eine ausreichend gestreckte Einführung des neuen Bewertungssystems mit entsprechenden Übergangsfristen (smooth adoption) sollen negative Effekte weitestgehend verhindert und der Netznutzer vor ungewollten Tarifsprüngen geschützt werden.

Um Diskussionen wie beispielsweise im Anschluss an die Inkraftsetzung des StromVG zu vermeiden, wären Fristen zwischen 3 und 5 Jahren denkbar, aber auch längere Zeiträume sind vorstellbar und grundsätzlich möglich.

3.1.1 Abschreibungen

Definition und Motivation für staatliche Vorgaben

Abschreibungen haben den Zweck, die Investitionskosten von langlebigen Anlagegütern über einen bestimmten Zeitraum zu verteilen. Um die Höhe der jährlichen Abschreibungen zu bestimmen, sind die Abschreibungsmethodik sowie die Abschreibedauern relevant. Um eine Definition der Netzkosten und als Folge der Netztarife für Gasnetzbetreiber in der Schweiz zu bestimmen, bedarf es einer Reihe an Festlegungen im Bereich der Kostenermittlung, die für die Marktteilnehmer einheitliche Bedingungen schaffen und so für Transparenz und einen diskriminierungsfreien Zugang sorgen.

Status Quo Schweiz – Gas

In der Schweiz gibt es derzeit keine gesetzliche Verankerung der Abschreibungsmethodik für Gasnetzbetreiber. Stattdessen geben das Nemo-Manual und das Dokument „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“ Aufschluss über die Prinzipien der Abschreibungen und die Nutzungsdauern. Beide Dokumente sehen eine lineare Abschreibung über die Nutzungsdauer vor. Sobald die Nutzungsdauer erreicht ist, ist keine weitere Abschreibung („unter Null“) mehr zulässig.

Abbildung 3. Nutzungsdauern für Gasanlagen – Nemo

Anlagenbezeichnung	Nutzungsdauer
Leitungen	
Leitungen (<1bar, 1-5 bar, >=5bar, Stadt, Strasse, Land, gemischt)	50
DRM, AM-Stationen	
DRM Technische Anlageteile	15
DRM Kabinen	15
DRM feste Gebäude	50
Zähler	
Haushalte	15
Gewerbe	20
Industrie	5
Speicher	
Kugelspeicher	40
Röhrenspeicher	50
Dispatching, Steuerung	
Steuerung (Fernwirkanlage, Datenmanagement, Fernauslesung)	10
Kabel	20
Allgemeine Anlagen	
Betriebs- und Verwaltungsgebäude	50
Grundstücke	-
Möbilien	5
Fahrzeuge	5
EDV-Anlagen	5

Source: Nemo-Manual

Für die genaue Ausgestaltung der Nutzungsdauern für Anlagen sieht das Nemo-Manual vor, dass sich die lokalen Netzbetreiber für die Ermittlung der

betriebswirtschaftlichen Nutzungsdauern an branchentypischen Werten orientieren können. Das Nemo-Manual beinhaltet sodann im Anhang eine entsprechende Aufstellung von Nutzungsdauern je Anlagenkategorien (**Abbildung 3**).

Im Dokument „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“ heisst es, dass die Nutzungsdauer bestimmt wird durch:

- natürlichen oder technischen Verschleiss;
- wirtschaftliche Überholung; oder
- Fristablauf (z. B. von Konzessionen, Betriebsbewilligungen oder Vertragsdauer)

Zusätzlich wird angeführt, dass in begründeten Fällen Abweichungen von den vorgeschriebenen Nutzungsdauern vorgenommen werden können. Allerdings wird nicht genauer erläutert, was unter einem „begründeten Fall“ verstanden wird.

Abbildung 4. Nutzungsdauern für Gasanlagen – Entgelte für regionale und überregionale Zonen

Anlagenklasse	Abschreibungsdauer in Jahren
Leitungen	
Rohrleitungen	50
Rohranlagen für Kommunikationskabel	50
Kommunikationskabel	25
Stationen	
Elektrische Anlagenteile, Messung, Heizung	15
Mechanische Anlagenteile	30
Erdgasverdichteranlagen	25
Gebäude	50
Land	-
Dispatching, Steuerung	
Steuerung/IT	10
Allgemeine Anlagen	
Betriebs- und Verwaltungsgebäude	50
Grundstücke	-
Möbilien	5
Fahrzeuge, Werkzeuge, Geräte	5
EDV-Anlagen (Hardware Software)	5
Speicher (für Netz, nicht Handel)	
Kugelspeicher	40
Röhrenspeicher	50

Source: „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“

Ähnlich wie beim Nemo-Manual wird auch in „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“ eine entsprechende Aufstellung von Nutzungsdauern je Anlagenkategorien vorgenommen.

Identifikation von Anpassungsbedarf

Schweiz Strom

Ein Vergleich mit dem Schweizer Strombereich zeigt, dass es dort gesetzliche Vorgaben für Abschreibungen gibt. Diese finden sich sowohl im StromVG⁴ als auch im StromVV⁵. Dabei gilt, dass die Kapitalkosten auf Basis der ursprünglichen Anschaffungs- bzw. Herstellkosten der bestehenden Anlagen ermittelt werden müssen. Als Kapitalkosten anrechenbar sind höchstens die kalkulatorischen Abschreibungen. Die kalkulatorischen Abschreibungen sollen jährlich linear auf Grundlage der jeweiligen betriebsüblichen Nutzungsdauern des jeweiligen Anlageguts vorgenommen werden. Eine Abschreibung unter Null soll unzulässig sein. Die Restwerte nach Ablauf des ursprünglich angesetzten Abschreibungszeitraums sollen Null betragen. Zum Zwecke der Vergleichbarkeit und Transparenz wurde bereits zur Vorbereitung der Elektrizitätsmarktverordnung (EMV) die betriebsübliche Nutzungsdauer pro Anlagegut definiert und mit einer zulässigen Schwankungsbreite von fünf Jahren versehen.

Zusammengefasst ist die gesetzlich bestimmte Abschreibungsmethodik im Stromnetz der Schweiz linear, an betriebsüblicher Nutzungsdauer orientiert (wobei eine Schwankungsbreite besteht). Abschreibungen unter Null sind unzulässig. Der einzige Unterschied zum Gas besteht somit – neben der gesetzlichen Verankerung – darin, dass im Strom in den Branchendokumenten Bandbreiten für Nutzungsdauern angegeben sind.

Europäische Beispiele

Ein Blick auf das europäische Ausland zeigt, dass in Österreich, Deutschland, Frankreich und den Niederlanden die Abschreibung

- linear erfolgen;
- Abschreibungen unter Null nicht zulässig sind und
- es keine expliziten Regelungen für Sonderabschreibungen gibt.

Für die weiteren Bestimmungen zu Abschreibungen kann festgehalten werden:

- In Österreich enthält das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG) keine expliziten Bestimmungen zu den Abschreibungen. Grundlage der Nutzungsdauer sind grundsätzlich buchhalterische Werte. Die Regulierungsbehörde E-Control kann jedoch von diesen Werten abweichen (und hat dies auch getan). Für GasVNBs hat die E-Control die Nutzungsdauern auf 40 Jahre vereinheitlicht.

⁴ Art 15 (anrechenbare Netzkosten)

⁵ Art 13 (anrechenbare Netzkosten) – „Die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen berechnen sich aufgrund der Anschaffungs- bzw. Herstellkosten der bestehenden Anlagen bei linearer Abschreibung über eine festgelegte Nutzungsdauer auf den Restwert Null.“

Für die Berücksichtigung von „Sonderabschreibungen“ muss grundsätzlich unterschieden werden, wann diese anfallen:

- *Photojahr⁶ für Anreizregulierung* – fallen Sonderabschreibungen im Photojahr an, dann werden sie grundsätzlich Bestandteil der Startkosten für die Regulierungsperiode. E-Control hat jedoch die Möglichkeit bei der Prüfung der Startkosten eine Normalisierung (d. h. Verteilung über mehrer Jahre) vorzunehmen. Gleichzeitig unterliegen die Sonderabschreibungen im Rahmen der Anreizregulierung auch Effizienzvorgaben;
 - *Während Regulierungsperiode* – fallen Sonderabschreibungen ausserhalb des Photojahres an, dann erfolgt aufgrund der Systematik der Anreizregulierung keine Berücksichtigung.
- In Deutschland enthält die GasNEV Bestimmungen zu den „betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern von Anlagegütern in der Gasversorgung“⁷. Die Regulierungsbehörde (BNetzA) wendet Bestimmungen aus dem GasNEV an bzw. prüft die ordnungsgemäße Anwendung durch Unternehmen. Zudem gibt es eine Bandbreite für die „betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer“. Für die Berücksichtigung von „Sonderabschreibungen“ muss auch hier unterschieden werden, wann diese anfallen:
 - *Photojahr für Anreizregulierung* – fallen Sonderabschreibungen im Photojahr an, dann werden sie grundsätzlich Bestandteil der Startkosten für die Regulierungsperiode. Die Bundesnetzagentur hat jedoch die Möglichkeit bei der Prüfung der Startkosten eine Normalisierung vorzunehmen. Gleichzeitig unterliegen die Sonderabschreibungen im Rahmen der Anreizregulierung auch Effizienzvorgaben;
 - *Während Regulierungsperiode* – fallen Sonderabschreibungen ausserhalb des Photojahres an, dann erfolgt aufgrund der Systematik der Anreizregulierung keine Berücksichtigung. Theoretisch hat ein Netzbetreiber die Möglichkeit, einen Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze zu stellen, wenn auf Grund des Eintritts eines unvorhersehbaren Ereignisses bei nicht zumutbaren Härten für den Netzbetreiber verbunden sind. Inwieweit unter „unvorhersehbare Ereignisse“ jedoch auch Sonderabschreibungen fallen, ist unklar.

⁶ Unter Photojahr wird jenes Jahr verstanden, dessen Kosten Grundlage für die Startkosten der Regulierungsperiode (5 Jahre) im Rahmen der Anreizregulierung sind. Das Photojahr kann dabei aus letztverfügbaren Ist-Daten eines Jahres bzw. mehrerer Jahre bestehen. Die Photojahr-Gesamtkosten unterliegen während der Regulierungsperiode einer jährliche Anpassung mit einem Netzkostenpreisindex sowie Effizienzvorgaben.

⁷ GasNEV, § 6 Abs. 5 Satz 1 iVm Anlage 1

- In Frankreich enthält der Code de l'énergie keine Bestimmungen zu Abschreibungen, z. B. Nutzungsdauer, etc. Stattdessen bestimmt die dortige Regulierungsbehörde (CRE) Nutzungsdauern auf Basis der ökonomischen Nutzungsdauer. Es werden fixe Werte für die Nutzungsdauer verwendet und keine Bandbreiten. Aufgrund der Kosten-plus Regulierung für Kapitalkosten werden Sonderabschreibungen in den Kosten für die Bestimmung der Netzentgelte berücksichtigt.
- In den Niederlanden regelt der Artikel 12 Gaswet allgemein die Bedingungen und die Tariffestlegungen für das Gasnetz, enthält jedoch keine Details zu Abschreibungen. Die Regulierungsbehörde legt die Regeln für die Netzkostenermittlung (inklusive Abschreibungen) fest. Es werden fixe Werte für die Nutzungsdauer verwendet und keine Bandbreiten. In den Niederlanden ist eine Anreizregulierung mit Effizienzbenchmarks für Gasnetze vorgesehen, weshalb auch hier Sonderabschreibungen – ähnlich wie in Deutschland und Österreich – nur begrenzt berücksichtigt werden.

Die Nutzungsdauern für die Anlagenkategorien in den analysierten Ländern korrespondieren mit denen für die Schweizer Gasnetze, wodurch sich hieraus kein Anpassungsbedarf ergibt.

Anpassungsbedarf

Es kann somit folgender Anpassungsbedarf identifiziert werden:

- Der gesetzlichen Verankerung der Abschreibungsdauer und -methodik;
- Die Frage, ob einer fixen Nutzungsdauer oder einer Regelung mit Bandbreiten der Vorzug gegeben werden soll;
- Wie mit Sonderabschreibungen umgegangen werden soll.

Optionen für Anpassungen und Empfehlung

Für den Gasbereich bietet sich eine analoge Vorgehensweise bei der gesetzlichen Verankerung wie im Strombereich an. Dies bedeutet, dass im GasVG zumindest die Prinzipien (lineare Abschreibung, betriebsübliche Nutzungsdauern, keine Abschreibungen unter Null) für die Ermittlung der Abschreibungen, wie sie derzeit schon im Nemo-Manual und im Branchendokument „Entgelte für regionale und überregionale Zone“ angeführt sind, spezifiziert werden sollten. In der GasVV können zusätzlich noch die genauen betriebsüblichen Nutzungsdauern für die einzelnen Anlagekategorien angeführt werden.

Der wesentliche Vorteil dieser Vorgehensweise besteht darin, dass durch die gesetzliche Verankerung der Prinzipien Rechtssicherheit für die Gasnetzbetreiber sowie die Gasnetzkunden geschaffen wird. Beispielsweise wird dadurch klarge-

stellt, dass gänzlich abgeschriebene Anlagen keinen Eingang mehr in die Netzkosten finden dürfen. Die Bestimmung von betriebsüblichen Nutzungsdauern hat den Vorteil, dass die Gasnetzkosten zwischen den Gasnetzbetreiber vergleichbar werden.

Für die Festlegung der betriebsüblichen Nutzungsdauern bestehen auf Basis der Erfahrung in der Schweiz und in den ausgewählten europäischen Ländern zwei Optionen:

- **Fixe Nutzungsdauern** – der Vorteil von fixen Nutzungsdauern besteht darin, dass die Vergleichbarkeit zwischen den Netzbetreibern erleichtert wird. Als Nachteil kann angeführt werden, dass eine fixe Nutzungsdauer die Flexibilität der Gasnetzbetreiber zu stark einschränkt. Flexibilität kann dann sinnvoll sein, wenn Gasnetzbetreiber beispielsweise für bestimmte Leitungsabschnitte eine tendenziell geringere/höhere Nutzungsdauer aufgrund der wirtschaftlichen Gegebenheiten vorsehen würden und dies in den Gasnetzkosten widerspiegeln wollen.
- **Bandbreiten für Nutzungsdauern** – erlauben den Gasnetzbetreiber eine höhere Flexibilität, wodurch auf potentielle Unterschiedlichkeiten nicht reagiert werden kann. Der Nachteil von Bandbreiten besteht jedoch darin, dass die Transparenz der Kostenermittlung reduziert wird.

Im Nemo-Manual sowie im Branchendokument „Entgelte für regionale und überregionale Zone“ sind derzeit jeweils fixe Nutzungsdauern enthalten. Wir empfehlen, diese Nutzungsdauern als Ausgangspunkt für die gesetzliche Verankerung zu übernehmen. Im Sinne der Subsidiarität kann mit dem VSG sodann eine Abstimmung durchgeführt werden, inwieweit die fixen Nutzungsdauern durch Bandbreiten ergänzt werden sollten.

Von den ordentlichen Abschreibungen sind „außerordentliche“ Abschreibungen aufgrund von Anlagenabgängen in Folge von Rückbauten zu unterscheiden. Diese können beispielsweise dadurch entstehen, dass bestimmte Leitungen nicht mehr notwendig sind, weil über sie keine Kunden mehr versorgt werden. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wer diese Kosten zu tragen hat: die Netzkunden und/oder die Netzbetreiber.

Es kann argumentiert werden, dass die Netzbetreiber die Kosten nicht tragen sollten, falls der Rückbau durch politische Entscheidungen ausserhalb des Einflussbereiches des Netzbetreibers bzw. deren Eigentümer, z. B. im Hinblick auf Energieeffizienz und Ersatz von Gas als Energieträger, getrieben ist. Im Falle politisch bedingter Sonderabschreibungen, wäre auch eine staatliche Kompensation der Kosten durch die öffentlichen Haushalte denkbar.

Anders kann der Fall jedoch dann beurteilt werden, falls die Substitution von Gas durch den politischen Eigentümer (z. B. Kommune) des Netzbetreibers induziert wird oder es sich um unternehmerische Fehleinschätzungen handelt. Hier kann es

angebracht sein, dass nicht die gesamten Kosten durch die Netznutzer zu tragen sind. Der Anteil der Kostentragung kann dabei von unterschiedlichen Faktoren, z. B. der Ausgestaltung der Regulierung (Kosten-plus Regulierung vs. Anreizregulierung), abhängig sein.

3.1.2 Finanzierungskosten (WACC)

Definition und Motivation für staatliche Vorgaben

Zur Bestimmung der Finanzierungskosten wird das regulierte Anlagenvermögen mit einem Finanzierungskostensatz multipliziert. Dazu kann ein gewichteter Satz für Eigen- und Fremdkapital (*weighted average capital cost, WACC*) bestimmt werden. Durch den WACC soll sichergestellt werden, dass der Kapitalgeber ausreichend Anreize für Investitionen in Gasnetze haben. Gleichzeitig soll durch den WACC auch der „zulässige Gewinn“ in den Netzkosten bestimmt werden, was die Endkunden vor zu hohen Netztarifen schützen soll.

Status Quo Schweiz – Gas

In der Schweiz gibt es derzeit zwar keine gesetzliche Vorgabe, wie die Finanzierungskosten bestimmt werden sollen, jedoch finden sich entsprechende Regelungen dazu im Nemo-Manual und dem Branchendokument „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“.

Das Nemo-Manual empfiehlt zur Berechnung des „kalkulatorischen Zinssatzes“ einen gewichteten kalkulatorischen Zins (WACC). Dabei wird ein einheitliches Finanzierungsverhältnis von 60% Fremdkapital und 40% Eigenkapital vorgeschlagen. Der Verband der Schweizer Gasindustrie (VSG) stellt den lokalen Erdgas-Netzbetreibern eine Anleitung zur WACC-Ermittlung und entsprechende Zahlen zur Verfügung. Der WACC enthält keine Gewinnsteuern (sog. „Vanilla WACC“). Diese werden explizit berechnet und entweder der Gewinn- und Verlustrechnung (Erfolgsrechnung) entnommen oder kalkulatorisch ermittelt. Zudem soll eine jährliche Aktualisierung des WACC im Rahmen des Nemo-Manuals erfolgen. In Verbindung mit der Bewertung des Anlagevermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellkosten wird ein nominaler WACC verwendet.

Im Branchendokument „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“ wird zur Berechnung des „kalkulatorischen Zinssatzes“ ein gewichteter kalkulatorischer Zins (WACC) empfohlen. Durch die Bewertung der Anlagen zu Anschaffungs- und Herstellkosten im Zuge der „Einvernehmlichen Regelung betreffend Hochdruck-Erdgasnetz“ kommt jedoch ein nominaler WACC zur Anwendung. Dabei wird ein ähnlicher Berechnungsansatz wie für das Schweizer Stromnetz verwendet, jedoch ein höheres Risiko für das Gasnetz unterstellt. Der WACC gilt für die Dauer der „Einvernehmlichen Regelung“.

Der Preisüberwacher hat ein Dokument zur „Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung für schweizerische Gasnetze“ (2011)⁸ erstellt, in dem grundsätzlich ein WACC-Ansatz vorgeschrieben wird. Zwei Aspekte können dabei hervorgehoben werden:

- Der Preisüberwacher ist der Ansicht, dass Gasnetze tendenziell ein anderes Risiko als Stromnetze haben und deshalb eine eigenständige Analyse des WACC gerechtfertigt ist⁹; und
- der Preisüberwacher behält sich das Recht vor, von den ermittelten WACC-Parametern abzuweichen, falls die Gasnetzbetreiber aufgrund ihrer besonderen Situation (Grösse, Eigentumsverhältnisse) von besseren als den am Markt gebotenen Finanzierungsbedingungen profitieren (zinslose Darlehen, Gratiskapital von Genossenschaftlern, Direktfinanzierung der Investitionen durch die Gemeinden usw.)¹⁰

Identifikation von Anpassungsbedarf

Strom Schweiz

Im Strombereich ist in der Schweiz die Bestimmung des WACC im StromVV festgelegt. Das BFE ermittelt nach einer fixierten Methodik jährlich die Werte für die einzelnen WACC-Parameter und berechnet daraus den durchschnittlichen Kapitalkostensatz. Die Festlegung erfolgt jeweils Ende März für das Folgejahr (d. h. beispielsweise am 31. März 2015 für 2016). Für die einzelnen WACC-Parameter werden Grenzwerte festgelegt. Veränderungen in den Eigenkapitalkosten, wie:

- Risikoloser Zinssatz;
- Marktrisikoprämie; und
- unverschuldetes Beta,

werden nur dann berücksichtigt, wenn die jeweiligen Grenzwerte zwei Jahre in Folge über- oder unterschritten werden.

Veränderungen in den Fremdkapitalkosten, wie etwa beim risikolosen Zinssatz für Fremdkapital, werden bei bereits einmaliger Über- oder Unterschreitung des Grenzwertes berücksichtigt. Zudem ist der Bonitätszuschlag von der Höhe des risikolosen Zinssatzes für Fremdkapital abhängig.

⁸ Preisüberwacher: „Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung für schweizerische Gasnetze“, S.3

⁹ Preisüberwacher: „Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung für schweizerische Gasnetze“, S.12-13.

¹⁰ Preisüberwacher: „Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung für schweizerische Gasnetze“, S.3

Zur Ermittlung des risikolosen Zinssatzes für Eigenkapital wird ein Einjahresdurchschnitt der Schweizer Bundesobligationen (10 Jahre Restlaufzeit) verwendet. Dabei kommen pauschale Werte zur Anwendung, abhängig in welcher Bandbreite sich die tatsächlichen Werte für den risikolosen Zinssatz befinden. Der Bundesrat hat aktuell im Rahmen einer Verordnungsänderung Anpassung gewisser Komponenten des Berechnungsmodells für den WACC Strom vorgeschlagen.

Europäische Beispiele

Europäische Fallbeispiele zeigen, dass die Bestimmung des WACC tendenziell gesetzlich geregelt ist und die Festlegung in der Regel durch die Regulierungsbehörden bestimmt wird. Beispielsweise schreibt in Österreich das GWG 2011 nur vor, dass kalkulatorische Finanzierungskosten auf Basis eines WACC ermittelt werden sollen. In Deutschland enthält die GasNEV etwas detailliertere Vorgaben. Dort heisst es, dass der Eigenkapitalzinssatz kalkulatorisch bestimmt wird, während die Fremdkapitalkosten aus der Gewinn- und Verlustrechnung entnommen werden. Zusätzlich wird der risikolose Zinssatz sowie die maximale Eigenkapitalquote explizit festgelegt. Im Gegensatz dazu enthalten die entsprechenden Gesetze in den Niederlanden und Frankreich keine Vorgaben zum WACC.

Die gesetzlichen Bestimmungen enthalten auch keine Vorgaben dazu, inwieweit Gas- und Stromnetzbetreiber bzw. Gasverteilnetze im Vergleich zu Gasfernleitungsnetzen unterschiedliche Risiken aufweisen. In Deutschland, Österreich und den Niederlanden wird jeweils der gleiche Finanzierungssatz für Strom- und Gasnetze herangezogen, womit die Regulierungsbehörden implizit vom gleichen Risiko für Strom- und Gasnetze ausgehen. In Frankreich dagegen legt CRE unterschiedliche WACC für Strom- und Gasnetzbetreiber fest.

In Österreich findet sich zusätzlich noch im GWG die Vorschrift, dass „geförderte Finanzierungen“ bei der Berechnung der Finanzierungskosten zu berücksichtigen sind. Was jedoch genau unter „geförderte Finanzierungen“ fällt, ist nicht eindeutig geregelt.

In Deutschland findet sich eine Bestimmung im GasNEV (§ 7 (2)), wie „zinslos zur Verfügung stehendes Kapital“ zu behandeln ist. Dieses wird als Abzugskapital definiert und reduziert somit die Basis des regulierten Anlagevermögens. Unter Abzugskapital fallen u. a. „sonstige Verbindlichkeiten, soweit die Mittel dem Betreiber von Gasversorgungsnetzen zinslos zur Verfügung stehen“. In Frankreich, den Niederlanden sowie Österreich findet sich jedoch keine äquivalente Bestimmung.

Anpassungsbedarf

Es kann folgender Anpassungsbedarf identifiziert werden:

- Gesetzliche Verankerung der Methodik des WACC ;

- Identifikation und ggf. Berücksichtigung unterschiedlicher Risiken für Gasnetze im Vergleich zu Stromnetzen bzw. Gasverteilnetze zu regionale/überregionale Gasnetze – dies wäre in einer empirischen Studie detailliert zu diskutieren;
- Umgang mit zinslos zur Verfügung gestelltem Kapital (z. B. Dotationskapital).

Optionen für Anpassungen und Empfehlung

Im Sinne der Transparenz empfehlen wir, im GasVG grundsätzliche Vorgaben zur Bestimmung der Finanzierungskosten (kalkulatorische Zinsen) vorzusehen. Der WACC-Ansatz ist eine etablierte Methodik, die sowohl in der Schweiz im Strom- und Gasbereich als auch in anderen europäischen Ländern, z. B. den Niederlanden, Österreich und Frankreich zur Anwendung gelangt. Wir empfehlen somit, im GasVG als Methodik zur Ermittlung der Finanzierungskosten den WACC-Ansatz festzuschreiben.

Hinsichtlich der Detaillierung des WACC stellen wir fest, dass in den untersuchten europäischen Ländern die tatsächliche Berechnung durch die zuständige Regulierungsbehörde erfolgt. Detaillierte gesetzliche Vorgaben, wie einzelne Parameter ermittelt werden, finden sich nur vereinzelt, z. B. in Deutschland zur Bestimmung des risikolosen Zinssatzes. Dies bietet den zuständigen Regulierungsbehörden Flexibilität bei der Festlegung des WACC. Wir empfehlen eine ähnliche Vorgehensweise für die Schweiz.

In den analysierten europäischen Ländern findet sich des Weiteren keine gesetzliche Bestimmung, welche ein ggf. unterschiedliches Risiko für Gasnetze im Vergleich zu Stromnetzen bzw. Gasverteilnetze zu regionale/überregionale Gasnetze feststellt. Die Regulierungsbehörden analysieren bei den jeweiligen Festlegungen der Finanzierungskosten (kalkulatorische Zinsen) für Gasnetze, inwieweit unterschiedliche Risiken vorliegen. Es kann durchaus vorstellbar sein, dass sich über die Zeit die Einschätzungen aufgrund von Änderungen der Rahmenbedingungen ändern können und dies Niederschlag in den Finanzierungskosten (kalkulatorischen Zinsen) finden könnte. Wir empfehlen für die Schweiz eine ähnliche Vorgehensweise. Im GasVG bzw. GasVV sollte nur vorgesehen sein, dass der WACC das Risiko der Gasverteilnetze bzw. überregionalen/regionalen Gasnetze angemessen abdecken soll. Die zuständige Behörde hat dann zu untersuchen, inwieweit zur angemessenen Abbildung des Risikos ein einheitlicher WACC geeignet ist.

Durch den WACC sollen dem Gasnetzbetreiber die Kosten für das Eigen- und Fremdkapital zur Finanzierung der Netzanlagen abgegolten werden. Gleichzeitig soll den Unternehmen jedoch auch der Anreiz für eine Optimierung der Finanzierung gegeben werden. Falls es dem Unternehmen gelingt, sich zu geringen

Fremdkapitalzinsen, als sie dem WACC zugrundeliegen, zu finanzieren, dann kann das Unternehmen die Differenz einbehalten.

Es stellt sich die Frage, inwieweit dies für alle Finanzierungsoptionen gelten soll. Beispielsweise argumentiert der Preisüberwacher¹¹, dass bei bestimmten Finanzierungsformen, z. B. zinslose Darlehen der Eigentümer, Gratiskapital von Genossenschaften, eine Abweichung der Bestimmung der Finanzierungskosten durch den WACC zulässig sein soll. In Österreich hat der Gesetzgeber eine entsprechende Bestimmung im GWG integriert. Im Falle von geförderten Krediten ist eine Anpassung des WACC-Ansatzes zulässig. Es ist jedoch nicht eindeutig definiert, was dabei unter einem „geförderten Kredit“ zu verstehen ist. In Deutschland, das keinen expliziten WACC-Ansatz verwendet und die Fremdkapitalzinsen aus der GuV entnimmt, erfolgt eine Korrektur der verzinslichen Basis um zinslos zur Verfügung gestelltes Kapital.

Ein wesentlicher Vorteil des WACC-Ansatzes ist, dass die Berechnung der Finanzierungskosten transparent und in einer praktikablen Weise erfolgt, da von der tatsächlichen Finanzierungs- und Bilanzstruktur abstrahiert wird. Die Bereinigung für zinslos zur Verfügung gestelltes Kapital erhöht die Komplexität der Berechnung der Finanzierungskosten, indem zunächst einmal eine genaue Definition von zinslos zur Verfügung gestelltem Kapital notwendig ist und im Anschluss die Methodik zur Bereinigung definiert und implementiert werden muss. Für die Netznutzer besteht allerdings ein Vorteil darin, dass durch die Bereinigung die Netzentgelte tendenziell geringer sind.

Aus ökonomischer Sicht kann das „Gratiskapital“ als eine Form der Subventionierung angesehen werden, die zu Verzerrung der ökonomischen Effizienz führen kann. Grundsätzlich gilt nämlich, dass Kapital immer mit Opportunitätskosten verbunden ist, welche auch in den Netzkosten bzw. Netzentgelten Niederschlag finden sollten. Im Strombereich wurde diesem Grundsatz gefolgt und die besondere Berücksichtigung von „Gratiskapital“ nicht in das StromVG aufgenommen. Wir empfehlen eine analoge Anwendung im Gasbereich wie im Strom und keine Bestimmung zum „Gratiskapital“ in der GasVG zu inkludieren. Wir betonen jedoch ausdrücklich, dass Netzanschluss- und Netzkostenbeiträge jedenfalls von der Berechnung der Finanzierungskosten auszunehmen sind.

¹¹ Preisüberwachung, *Schweizer Gasmarkt und Kosten des Netzzugangs – Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung für schweizerische Gasnetze*, S. 12, November 2011.

3.2 Betriebskosten

3.2.1 Definition und Motivation für staatliche Vorgaben

Neben den Kapitalkosten fallen bei den Netzbetreibern operative Kosten an. Diese werden zumeist unter Betriebskosten zusammengefasst. Im Sinne der Transparenz muss sichergestellt werden, woraus sich die Betriebskosten zusammensetzen und worauf sie beruhen.

3.2.2 Status Quo Schweiz – Gas

In der Schweiz gibt es Vorgaben zur Bestimmung der Betriebskosten für die lokalen Gasnetze (Nemo-Manual) sowie das Branchendokument für die überregionalen/regionalen Gasnetze („Entgelte für regionale und überregionale Ebenen“).

Im Nemo-Manual werden die operativen Kosten auf Basis der Netzkostenrechnung aufgeteilt. Es wird zwar angeführt, dass ein transparenter Nachvollzug der Überleitung der Informationen der laufenden Kosten aus der Finanzbuchhaltung gewährleistet sein muss, jedoch enthält das Nemo-Manual keine expliziten Vorgaben, wie diese Überleitung erfolgen soll.

Die operativen Kosten werden in Nemo eingeteilt in:

- Betriebskosten, welche die Fremd- und Eigenleistungen enthalten für:
 - Kosten des Netzbetriebs;
 - Kosten der Instandhaltung;
 - diverse anrechenbare Kosten; und
 - Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern.

Aktiviert Eigenleistungen hingegen werden aus den Betriebskosten exkludiert.

- Vertriebskosten des Netzes, welche anteilige Kosten enthalten für:
 - Messung, Datenerfassung für Kundenabrechnung und Fakturierung;
 - Marketing- und Vertriebskosten für das Netz; und
 - Installationskontrolle (hoheitlicher Teil).
- Verwaltungsgemeinkosten des Netzes enthalten anteilige Kosten für:
 - Management, Verwaltung und Gebühren; und
 - Deckungsdifferenzen aus Vorjahren.

Kostenmindernde Erlöse werden nicht explizit genannt.

Im Branchendokument „Entgelte für regionale und überregionale Ebenen“ erfolgt die Bestimmung der Kosten ähnlich wie im Nemo-Manual. Auch hier wird eine Netzkostenrechnung zusätzlich zur Finanzbuchhaltung empfohlen.

3.2.3 Identifikation von Anpassungsbedarf

Strom Schweiz

Sowohl das StromVG als auch die StromVV enthalten allgemeine Bestimmungen zu den Betriebskosten. Artikel 15 des StromVG enthält Bestimmungen, was unter „Betriebskosten“ fällt. 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. Die StromVV ergänzt, dass unter Betriebskosten auch die Entgelte an Dritte für Dienstbarkeiten zu fassen sind. Darüber hinaus legen die Netzbetreiber transparente, einheitliche und diskriminierungsfreie Richtlinien für die Ermittlung der Betriebskosten fest.

Die detaillierte Erfassung der Betriebskosten (sowie der restlichen Kosten) erfolgt anhand eines durch die ElCom definierten Erhebungsbogens für die „Kostenrechnung für die Tarife 2015“. ElCom bezieht sich dabei auf das vom Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE) erstellte Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz.

Nach Auffassung der ElCom entsprechen die Betriebskosten des Netzes¹² in der Regel den aufwandsgleichen Kosten und ertragsgleichen Erlösen des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres, das der jeweiligen Kalkulationsperiode vorausgeht (Basisjahr). Die ElCom definiert hier u. a.

- Betriebskosten;
- Kosten des Messwesens;
- Kosten für Verwaltung und Vertrieb; sowie
- sonstige Erlöse, welche im Rahmen der Kalkulation kostenmindernd berücksichtigt werden.

Der Erhebungsbogen von ElCom enthält explizit ein Kontrollsheet zum Abgleich mit der Finanzbuchhaltung.

Europäische Beispiele

¹² Gemäss Artikel 15 Absatz 2 StromVG und Artikel 12 StromVV.

Europäische Fallbeispiele zeigen, dass die Definition der Betriebskosten nur sehr rudimentär gesetzlich geregelt ist. Grundsätzlich gilt jedoch, dass die Betriebskosten aus der Finanzbuchhaltung abgeleitet werden müssen, durch Vorgaben der Regulierungsbehörden definiert werden und die Details zur Erfassung mittels Erhebungsbögen abgefragt werden.

In **Österreich** regelt das Gaswirtschaftsgesetz, wie die Betriebskosten bestimmt sind. Allerdings ist der Detaillierungsgrad gering. Die Aufgabe der Regulierungsbehörde liegt in der Festlegung der zulässigen Kosten (inkl. Betriebskosten) auf Basis der Jahresabschlüsse durch Bescheid. Hierfür fragt die E-Control auf Basis eines durch die Behörde erstellten Erhebungsbogens u. a. folgende Daten von den Gasverteilnetzbetreibern ab:

- Gewinn und Verlustrechnung;
- Bilanz; und
- Aufwandspositionen aus Finanzbuchhaltung (und nicht der Kostenrechnung).

In **Deutschland** enthält die GasNEV Grundsätze der Netzkostenermittlung und Details zur Definition der aufwandsgleichen Kostenpositionen und kostenmindernden Erlösen. Ausgangspunkt stellt die Gewinn- und Verlustrechnung dar. Die Festlegung der zulässigen Kosten (inkl. Betriebskosten) erfolgt durch die Regulierungsbehörde auf Basis der Jahresabschlüsse durch Beschluss. Die Bundesnetzagentur verwendet zur Bestimmung der Betriebskosten Aufwandspositionen aus der Finanzbuchhaltung und nicht aus der Kostenrechnung der Unternehmen und fragt diese über einen durch die Bundesnetzagentur erstellten Erhebungsbogen ab.

In **Frankreich** schreibt der Code de l'énergie (L452-1) vor, dass die Tarife für Strom- und Gasnetzbetreiber die Kosten der Netzbetreiber decken sollen, sofern diese effizient sind. Er enthält jedoch keine weiteren Details z. B. zu den Betriebskosten. Die Regulierungsbehörde CRE bestimmt die Kosten, inklusive Betriebskosten, auf Basis der Jahresberichte der Gasnetzbetreiber und nimmt eine Einteilung der Betriebskosten nach der Systematik der Finanzbuchhaltung vor.

In den **Niederlanden** regelt Artikel 12 Gaswet allgemein die Bedingungen und die Tarifierung für den Transport, allerdings mit geringem Detaillierungsgrad. Die Regulierungsbehörde gibt Regeln für die Netzkostenermittlung vor („Regulatorische Accountingregels 2013“) und verwendet den IFRS-Abschluss als Grundlage für die Betriebskosten. Die Einteilung der Betriebskosten erfolgt daher nach der Systematik der Finanzbuchhaltung nach IFRS. Die Kostendaten werden durch einen von der Regulierungsbehörde erstellten Erhebungsbogen abgefragt.

Anpassungsbedarf

Auf Basis der Erfahrungen im Strombereich (Schweiz) sowie im europäischen Ausland lässt sich folgender Anpassungsbedarf identifizieren:

- Betriebskosten sollen aus der Finanzbuchhaltung (z. B. Personalaufwand, Materialaufwand, Aufwand für sonstige Leistungen) abgeleitet werden;
- Einheitliche Abfrage der Betriebskosten (plus aller anderen Kosten) auf Basis von einheitlichen Erhebungsbögen.

3.2.4 Optionen für Anpassungen und Empfehlungen

Wir empfehlen analog zum Bereich Strom die grundsätzliche Festlegung, dass in den anrechenbaren Netzkosten die Betriebskosten enthalten sein müssen. Zusätzlich empfehlen wir, dass die Betriebskosten aus der Finanzbuchhaltung transparent abgeleitet werden müssen.

Die konkrete Ausgestaltung, wie die Überleitung aus den Aufwandspositionen der Finanzbuchhaltung erfolgen soll, muss dagegen nicht im GasVG geregelt werden. Dies betrifft auch, wie mit kostenmindernden Erlösen und aktivierten Eigenleistungen umgegangen werden soll.

Europäische Erfahrungen und die Erfahrungen in der Schweiz legen nahe, dass die konkreten Erhebungsformulare am besten durch die zuständige Regulierungsbehörde in enger Abstimmung mit den betroffenen Netzbetreibern erarbeitet werden sollten. Dies entspricht auch der Vorgehensweise für Strom in der Schweiz. Dies bietet der zuständigen Regulierungsbehörde und den Netzbetreibern Flexibilität, Detailthemen subsidiär zu regeln, z. B. inwieweit eine weitere Unterteilung von einzelnen Aufwands- bzw. Kostenpositionen sinnvoll erscheint.

Grundsätzlich ist die Ermittlung der Betriebskosten in den bestehenden Gas-Branchendokumenten eine sinnvolle Ausgangsbasis. Wir empfehlen jedoch, die Darstellung der Überleitung aus den Aufwandspositionen der Finanzbuchhaltung bei der Kostenermittlung inklusive einer Kontrollrechnung explizit zu inkludieren.

3.3 Exkurs – Steuern und sonstige Abgaben

Status Quo Schweiz – Gas

Steuern und sonstige sind ggf. als Betriebskosten zu definieren. Im Nemo-Manual ist in diesem Zusammenhang eine eigene Position “Steuern und Abgaben sowie weitere Leistungen an das Gemeinwesen” vorgesehen.

Zur Sicherstellung der Gleichbehandlung zwischen öffentlich-rechtlich organisierten Unternehmen sowie Aktiengesellschaften sind die Kapital- und Ertragssteuern letzterer als Kostenelement zu behandeln. Dabei besteht die Möglichkeit, die Ertragssteuer als anteiligen Betrag aus der Finanzbuchhaltung oder als kalkulatorischen Wert zu bestimmen.

Von den Steuern sind die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen zu unterscheiden. Diese Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen können in die Kostenbasis für das Netznutzungsentgelt einfließen oder separat ausgewiesen werden.

Status Quo Schweiz – Strom

Im Strombereich sieht die StromVV (Art. 7) vor, dass in der Kostenrechnung alle für die anrechenbaren Kosten notwendigen Positionen separat ausgewiesen werden müssen. Dies gilt insbesondere auch für

- Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen; und
- direkte Steuern.

Entsprechend der ElCom sind die direkten Steuern Gewinnsteuern. Diese können entweder aus der aufwandsgleichen Position aus der Finanzbuchhaltung stammen oder kalkulatorisch ermittelt werden.

Optionen und Empfehlung

Wir empfehlen die Steuern und sonstige Abgaben (Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen) analog wie in der StromVV als eigene Kostenposition zu erfassen.

Die Möglichkeit, die Ertragssteuer entweder als anteiligen Betrag aus der Finanzbuchhaltung oder als kalkulatorischen Wert zu bestimmen, kann beibehalten bleiben. Dies entspricht auch der Praxis im Strombereich. Wir weisen jedoch darauf hin, dass diese Möglichkeit nicht zu Lasten der Endkunden angewandt werden sollte. Es sollte sichergestellt werden, dass ein Netzbetreiber durch die Wahlmöglichkeit nicht zu Lasten der Endkunden die Berechnung der Ertragssteuern optimiert.

Wir empfehlen, die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen eher nicht in die Kostenbasis für das Netznutzungsentgelt einfließen zu lassen, sondern separat auszuweisen und auf die Endkunden aufzuteilen. Dadurch kann die Transparenz der Energierechnung deutlich erhöht werden.

4 Kostenabgrenzung

Die Kostenabgrenzung stellt einen Schritt zur sachgerechten Zuordnung der ermittelten Kosten zum Gasnetz dar. Wir unterscheiden dabei die folgenden Themenbereiche:

- Kostenabgrenzung Gasnetz innerhalb eines Versorgungsunternehmens;
- Kostenabgrenzung zwischen der überregionalen, regionalen und lokalen Netzebene;
- Kostenabgrenzung innerhalb der lokalen Netzebene.

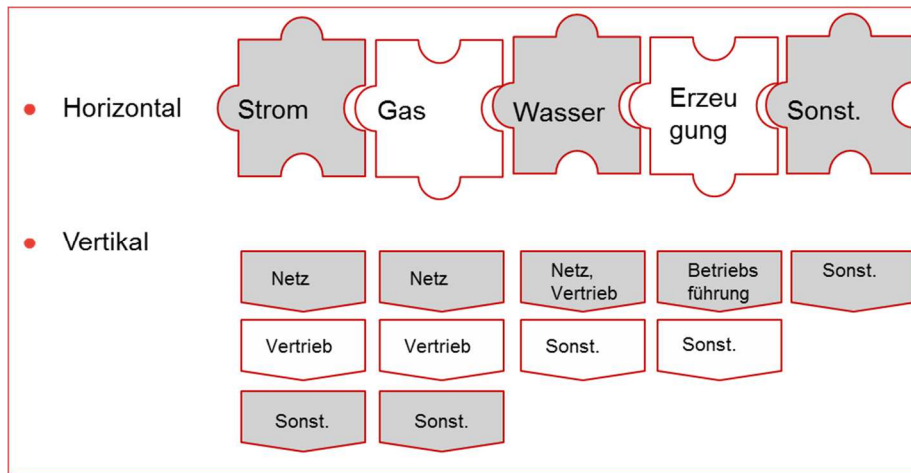
Sofern nicht explizit auf die beiden Ebenen regionale/überregionale Ebene und lokale Ebene eingegangen wird, gelten die Ausführungen in diesem Kapitel für beide Ebenen analog.

4.1 Kostenabgrenzung Gasnetz innerhalb eines Versorgungsunternehmens

Definition und Motivation für staatliche Vorgaben

Die Abgrenzung des Gasnetzbereichs innerhalb eines Versorgungsunternehmens ist eine notwendige Voraussetzung für die sachgerechte Bestimmung von Gasnetzentgelten. Dabei ist grundsätzlich zu unterscheiden zwischen (**Abbildung 5**)

- Horizontale Abgrenzung – dabei wird die Gassparte an sich von den anderen Sparten in einem integrierten Unternehmen (z. B. von Strom, Wasser, Fernwärme, Telekommunikation, Installationen, etc.) getrennt;
- Vertikale Abgrenzung – dabei wird innerhalb der Gassparte selbst die Abgrenzung zwischen dem Vertrieb (und anderen Aktivitäten wie Handel) einerseits und dem Netz andererseits vorgenommen. Im Netzbereich selbst kann dann wiederum eine weitere Unterteilung erfolgen.

Abbildung 5. Kostenabgrenzung

Source: Frontier/BET/BDS

Auf der dritten Ebene geht es um die Kostenabgrenzung innerhalb des Bereichs „Netz“. Hier sind alle Kosten aufzuführen, die dem Netzbereich zugeordnet werden. Die Vorgabe von einheitlichen Kostenstellen für alle Netzbetreiber erleichtert die Vergleichbarkeit und Prüfung der Netzkosten.

Status Quo Schweiz – Gas

Im Branchendokument „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“ wird im Rahmen der Grundprinzipien in Kapitel 1 die Entflechtung an erster Stelle genannt. Hier verpflichten sich die regionalen/überregionalen Netzbetreiber zur buchhalterischen Entflechtung des Netzbetriebes von den übrigen Tätigkeitsbereichen in ihren Unternehmen, so dass die dem Netzbetrieb zurechenbaren Kosten und Erträge separat ermittelt werden können. In dem Branchendokument wird empfohlen, eine eigene Kostenrechnung für das regionale Gasnetz zu führen.

Auch auf der Ebene der lokalen Netzbetreiber wird im Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen (Nemo-Manual) die kostenrechnerische Entflechtung in den Grundprinzipien genannt. Inhaltlich entspricht sie dem Grundsatz zur Entflechtung aus dem Branchendokument der regionalen/überregionalen Netzbetreiber.

Analog zu den regionalen Netzbetreibern ist auch im Nemo-Manual eine betriebliche Kostenrechnung für das Gasnetz vorgesehen, die die Kostenbasis für die Netzentgelte bildet und die sich in Übereinstimmung mit der regionalen Ebene aus den Kosten für Netzbetrieb und Systemdienstleistungen zusammensetzen. Hier wird jedoch zusätzlich der Anteil des Speichers, der als Systemdienstleistung

dem Netzbetrieb dient, den Netzkosten zugerechnet. Die Abgrenzung dieser Systemdienstleistungen wird nicht näher erläutert.

In der Schweiz sehen die Gas-Branchendokumente für die Abgrenzung der Kosten innerhalb der Gassparte eine Einteilung nach Tätigkeiten, Funktionen bzw. bestimmte Kostenarten vor:

- Kosten des Netzbetriebs;
- Kosten der Instandhaltung;
- Vertriebskosten des Netzes;
- Verwaltungsgemeinkosten des Netzes;
- Kosten für Systemdienstleistungen;
- Kosten lokaler Vorliegeretze.

Die genaue Definition von Systemdienstleistungen ist für die Abgrenzung der entsprechenden Kosten die Grundvoraussetzung. Diese Definition hängt jedoch u. a. vom gewählten Netzzugangsmodell sowie von den Bilanzierungsregeln ab.

Zusätzlich enthält das Nemo-Manual noch die Abgrenzung der Kostenbasis für die Netznutzung von den Kostenanschluss- und Netzkostenbeiträgen. Dabei sind die Kosten des Netzanschlusses in der Kostenrechnung separat auszuweisen. Die Erhebung der Netzanschluss- und Netzkostenbeiträge ist derart abzubilden, dass sich keine Doppelverrechnung als Netzanschluss- bzw. Netzkostenbeitrag und als Netznutzungsentgelt ergibt. Die Netzkostenbeiträge werden entweder passiviert oder mit dem aktivierten Wert gegen gerechnet. Die Abschreibung erfolgt analog der entsprechenden Anlage.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Kostenabgrenzung auf der regionalen Ebene bis auf die Zuordnung der Speicher mit der Kostenabgrenzung auf der lokalen Ebene weitestgehend identisch ist. Das unterschiedliche Vorgehen im Hinblick auf die Speicher ist darauf zurückzuführen, dass alle Speicher gemäss den Branchenstandards der lokalen Ebene zugeordnet werden und auf der regionalen Ebene dadurch keine Speicher vorhanden sind.

Identifikation von Anpassungsbedarf

Schweiz Strom

Die Kostenabgrenzung der Sparte Strom wird zum einen im bestehenden Gesetz – StromVG – dahingehend geregelt, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Netzbereiche mindestens buchhalterisch von den übrigen Tätigkeitsbereichen zu entflechten haben. Die buchhalterische Entflechtung ist eine Mindestvorgabe zur sinnvollen Abgrenzung von Kosten und Erlösen. Zum anderen erstellen die Betreiber und Eigentümer von Verteil- und Übertragungsnetzen für jedes Netz je eine Jahresrechnung sowie eine

Kostenrechnung (beide sind von den übrigen Tätigkeitsbereichen entflochten). Die Kostenrechnung ist der ElCom (Regulator Strom) jährlich vorzulegen.

Europäische Beispiele

In **Österreich** gibt das Gaswirtschaftsgesetz die buchhalterische Entflechtung, sowie die Grundsätze der Kosten- und Mengenermittlung vor. Die Netzbetreiber ermitteln die Netzkosten, die von der Regulierungsbehörde geprüft und anschliessend festgelegt werden. Auf der Ebene der Fernleitung genehmigt die Regulierungsbehörde die Methode der Kostenermittlung. Netzanschluss-/Netzkostenbeiträge werden in Österreich passiviert. Das regulierte Anlagevermögen wird entsprechend der passivierten Beträge reduziert sowie die passivierten Werte korrespondierend mit der Abschreibungsdauer des Anlagengutes aufgelöst.

In **Deutschland** werden Grundsätze, wie die Entflechtung des Gasnetzes, im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geregelt und über die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) detailliert. Dem Regulierer obliegt die Kontrolle der durch die Netzbetreiber ermittelten Kosten.

Bezüglich der Abgrenzung der Kosten innerhalb der Gassparte werden in Deutschland folgende Kostenstellen definiert:

- Rohrleitungsnetz Transport;
- Rohrleitungsnetz Verteilung;
- Gasdruckregel- und –messanlagen;
- Messung und Ablesung;
- Messstellenbetrieb;
- Netza abrechnung;
- Hilfskostenstelle für Gemeinkosten;
- Systemdienstleistungen.

Netzanschluss-/Netzkostenbeiträge werden in Deutschland passiviert. Das regulierte Anlagevermögen wird entsprechend der passivierten Beträge reduziert sowie die passivierten Werte korrespondierend mit der Abschreibungsdauer des Anlagengutes aufgelöst.

In den **Niederlanden** regelt das Gaswet Artikel 12 die Bedingungen und Tarifierung für den Transport.

Der Code de l'énergie (L452-1) gibt für **Frankreich** vor, dass Tarife für Strom- und Gasnetzbetreiber effiziente Netzkosten reflektieren sollen. Die Regulierungsbehörde bestimmt die Kosten auf Basis der Jahresberichte der

Netzbetreiber. Die gesetzlichen Vorgaben in Frankreich und in den Niederlanden zeichnen sich durch einen geringen Detaillierungsgrad aus.

Anpassungsbedarf

Auf Basis der Erfahrungen im Strombereich Strom sowie aus europäischen Ländern lässt sich folgender Anpassungsbedarf identifizieren:

- Kostenabgrenzung innerhalb eines integrierten Unternehmens erfordert klare Regelungen zumindest zur buchhalterischen Entflechtung.

Optionen für Anpassungen und Empfehlung

Für die Kostenabgrenzung ist die buchhalterische Entflechtung des Netzbetriebs von den übrigen Bereichen des integrierten Energieversorgungsunternehmens zwingend erforderlich. Wir empfehlen daher, in Analogie zum StromVG die Verpflichtung zur buchhalterischen Entflechtung des Gasnetzbetriebes in einem GasVG vorzuschreiben.

Weitere Details zur Kostenabgrenzung wie zum Beispiel die Vorgabe von Kostenpositionen können in einer GasVV geregelt werden. Auch hier sollte die Analogie zum Strom aus Gründen der Praktikabilität gewahrt werden. Da es viele integrierte Energieversorgungsunternehmen gibt, die sowohl ein Gas- als auch Stromnetz in ihrem Portfolio haben, ist ein einheitliches Vorgehen in diesen beiden Sparten empfehlenswert, da es die Umsetzung sowohl in den Unternehmen als auch für die Regulierungsbehörde vereinfacht.

Wir empfehlen, dass die Einhaltung der Entflechtungsbestimmungen durch eine zuständige Regulierungsbehörde (periodisch bzw. stichprobenartige) überprüft wird. Gleichzeitig empfehlen wir, dass diese Behörde auch die nötigen Freiheitsgrade zur Vorgabe von Regulierungsdetails haben sollte. Die Einbindung der einschlägigen Verbände sollte weiterhin ermöglicht werden, um das Subsidiaritätsprinzip zu wahren und das vorhandene Branchenwissen effektiv zu nutzen.

Hinsichtlich der Netzanschluss- bzw. Netzkostenbeiträge empfehlen wir in der GasVV eine Vorgabe zur gesonderten Ausweisung der Kosten für den Netzanschluss vorzusehen. Zusätzlich empfehlen wir die Aufnahme einer allgemeinen Bestimmung, dass die Erhebung der Netzanschluss- und Netzkostenbeiträge derart abzubilden ist, dass sich keine Doppelverrechnung als Netzanschluss- bzw. Netzkostenbeitrag und als Netznutzungsentgelt ergibt. Die detaillierte Erfassung sollte durch die Regulierungsbehörde im Rahmen der Kostenerfassung festgelegt werden.

Zusätzlich empfehlen wir eine deutlichere Trennung der Kosten für das Mess-/Zählerwesen als Grundlage für die Bestimmung von Messentgelten. Diese Trennung kann zudem im Laufe der weiteren Konkretisierung der Regulierung

dazu dienen, auch den Bereich für das Mess- und Zählerwesen zu liberalisieren (Regulierung getrennt von den originären Netznutzungsentgelten).

4.2 Exkurs: Kostenabgrenzung bei Speichern

Definition und Motivation für staatliche Vorgaben

In der Schweiz sind die Speicher gemäss den Gas-Branchendokumenten der lokalen Netzebene zugeordnet. Es handelt sich bei den Speichern um Röhren- bzw. einen Kugelspeicher, die üblicherweise auf der lokalen Netzebene eingebunden sind. Darüber hinaus ist die Überdimensionierung von Rohrleitungen als Netzpuffer (Linepack) möglich.

Grössere Speicher wie Kavernen- oder Porenspeicher, die üblicherweise auf der überregionalen Transportebene eingebunden werden, gibt es in der Schweiz nicht.

Status Quo Schweiz – Gas

Die Speicher werden gemäss dem Nemo-Manual anteilig dem Netz zugeordnet. Hier ist die Abgrenzung jedoch sehr ungenau formuliert. Die Kosten für den Anteil der Speicher, der für Systemdienstleistungen des Netzes genutzt wird, gehen in die Netzkosten ein. Die restlichen Kosten werden nicht in den Netzkosten berücksichtigt. Wie genau die Trennung zwischen Systemdienstleistungen des Netzes und des Handels definiert ist oder wie diese abgegrenzt werden, ist nicht erläutert worden.

Identifikation von Anpassungsbedarf

Schweiz Strom

Im Stromnetz gibt es beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke, welche man als Stromspeicher einsetzt. Die Pumpspeicherkraftwerke verkaufen ihre Speicherleistung in Form von Systemdienstleistungen an Swissgrid. Das reine Einlagern oder Bevorraten der elektrischen Energie, wie dies z. B. mit Batteriespeichern vorgenommen wird, hat derzeit hingegen noch kein Gewicht. Ein repräsentativer Vergleich zwischen Gasspeichern und Batteriespeichern ist daher beim heutigen Stand der Technik noch nicht möglich.

Europäische Beispiele

Alle wesentlichen Speichervorgaben auf EU-Ebene beziehen sich auf die großen Kavernen- und Porenspeicher, die von den anderen Bereichen des integrierten Energieversorgungsunternehmens zu entflechten sind.

Für die kleineren Speicher gibt es keine speziellen Vorgaben. Hier stellt sich die Frage der Abgrenzung. Für Deutschland kann gesagt werden, dass die Abgrenzung vom einzelnen Netzbetreiber abhängig ist. Teilweise werden kleine Speicher

komplett dem Vertrieb zugeordnet. Hierfür ist es jedoch erforderlich, dass die Speicher über eine registrierende Lastgangmessung am Ein- und Ausspeicherpunkt verfügen, um die erbrachte Speicherleistung sauber von den Systemdienstleistungen des Netzes trennen zu können.

Viele der kleinen Speicher haben eine solche registrierende Lastgangmessung nicht und werden rein über den Druck gesteuert. Diese Speicher sind in der Regel dem Netz zugeordnet und werden zur Optimierung der Netzsteuerung eingesetzt. Auf diese Weise profitieren alle Netznutzer gleichermaßen von den Speicherdienstleistungen, die sie über die Netzentgelte bezahlen.

Anpassungsbedarf

Es kann folgender Anpassungsbedarf identifiziert werden:

- Regelungen für die Zuordnung von Speicher im lokalen Netz sollten definiert werden.

Optionen für Anpassungen und Empfehlung

Grundsätzlich gilt: Zwingende Voraussetzung für das Angebot von Flexibilitäts- und Bilanzierungsdienstleistungen am Markt aus Speichern ist die Messung der Ein- und Ausspeisemengen in bzw. aus dem Speicher. Ohne eine solche Messung kann die Bilanzierungsdienstleistung aus dem Speicher nicht gegen die Bilanzierungsdienstleistung aus dem Netz (Netzpuffer, abschaltbare Kunden) abgegrenzt werden. Unter den derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Gasmarkt ist eine Messung der Ein- und Ausspeichermengen jedoch nicht zwingend erforderlich.

Da die Installation einer Leistungsmessung am Einspeisepunkt in den Röhrenspeicher und am Ausspeisepunkt aus dem Röhrenspeicher mit hohen Kosten verbunden ist, sind Röhrenspeicher in der Regel nicht gemessen. Damit lässt sich die Bilanzierungsdienstleistung aus diesen Speichern nicht genau erfassen. Das bedeutet Intransparenz und damit Diskriminierungspotential gegenüber Dritten.

Die Schweiz hat mehrere Röhren- und einen Kugelspeicher. Es wird daher empfohlen, als Voraussetzung für die Nutzung des Speichers durch den Handel, eine registrierende Lastgangmessung für die Ein- und Ausspeisemengen vorzuschreiben. Liegt diese nicht vor, sollte der Speicher nur dem Netz zugeordnet werden, da auf diese Weise sichergestellt wird, dass alle Netzkunden an der Bilanzierungsdienstleistung des Speichers diskriminierungsfrei partizipieren. Die Kosten des Speichers werden dann entsprechend dem Netz zugeordnet und ebenfalls diskriminierungsfrei von allen Kunden getragen.

Liegt eine registrierende Lastgangmessung (RLM) über die Ein- und Ausspeisemengen für den Speicher vor, kann dieser (inklusive der Kosten)

- dem eigenen Handel zugeordnet werden, der diesen dann z. B. für die Optimierung der eigenen Verträge nutzt, oder
- der Speicher wird einer separaten Geschäftseinheit zugeordnet und kann von dieser frei am Markt angeboten werden in Form von: Regelenergie, Speicherkapazitäten, Lastflusszusagen oder ähnliches; oder
- der Speicher verbleibt weiterhin beim Netz.

Unter der Voraussetzung, dass es sich um einen leistungsgemessenen Speicher handelt, ist auch eine Aufteilung des Speichers auf Handel und Netz möglich. Ohne vorliegende Messwerte besteht bei einer solchen Aufteilung jedoch ein erhebliches Diskriminierungspotential. Ohne RLM kann die Speicherdienstleistung allerdings nicht nach transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien auf Netz und Vertrieb aufgeteilt werden.

Da die Speicher heute über keine Leistungsmessung verfügen, eine Abgrenzung zwischen Netzsystemdienstleistungen und Systemdienstleistungen für den Handel nicht transparent und diskriminierungsfrei damit nicht möglich ist und gleichzeitig die Speicher zur Versorgungssicherheit beitragen, wäre in der derzeitigen Situation die eindeutige Zuordnung zum Netz sachgerecht. Der Zugriff auf die Speicher erfolgt dann auch nur durch die Netzbetreiber, oder dieser müsste allen Netzkunden diskriminierungsfrei möglich sein. Die Erlöse aus dem Betrieb des Speichers im Netz bzw. die Erlöse für Netzsystemdienstleistungen sind sodann kostenmindernd im Netzbereich abzubilden.

Ausnahmen können für Speicher mit RLM vorgesehen werden, welche dann nach transparenten und diskriminierungsfreier Kriterien aufzuteilen sind.

Wir empfehlen, dass als Voraussetzung für die ganze oder teilweise Zuordnung der Speicher zum Vertrieb eine registrierende Lastgangmessung zwingend vorgeschrieben werden sollte.

4.3 Kostenabgrenzung zwischen der überregionalen, regionalen und lokalen Netzebene

Definition und Motivation für staatliche Vorgaben

Die Abgrenzung zwischen den Ebenen

- überregional,
- regional und
- lokal

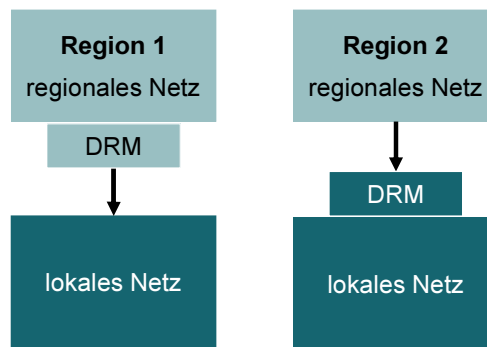
ist für die Zuordnung der Kosten und die damit verbundenen Netznutzungs-entgelte relevant.

Status Quo Schweiz – Gas

Nach der derzeitigen Branchendefinition aus dem Dokument für die Berechnung der Entgelte für die regionalen/überregionalen Zonen des Gastransports in der Schweiz „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“ wird eine Druckgrenze für die Abgrenzung zwischen der regionalen/überregionalen Ebene und der lokalen Ebene definiert. Die Netze der regionalen/überregionalen Ebene umfassen danach alle Anlagen der Swissgas und der regionalen Gesellschaften, die einen maximal zulässigen Betriebsdruck über 5 bar haben und „die für die regionale Versorgung relevant sind“.

Die vertikale Abgrenzung zwischen der regionalen Ebene und der lokalen Ebene ist in der Schweiz derzeit nicht eindeutig festgelegt. Die Abgrenzung kann entweder vor oder nach der Druckregelmessstation (DRM) sein, d. h. die DRM wird entweder dem regionalen Netz oder dem lokalen Netz zugewiesen. Es gilt, dass in einer Region die Zuteilung einheitlich sein muss (**Abbildung 6**).

Abbildung 6. Abgrenzung regionales und lokales Netz



Source: Frontier/BET/BDS

Der Betriebsdruck in Gasnetzen schwankt in der Regel zwischen dem technisch minimal möglichen Druck (Minstdurchfluss) und dem zulässigen maximalen Druck, für den das Netz ausgelegt ist. Eine Grenze zwischen lokalem und regionalem Netz, die sich ausschliesslich am Betriebsdruck orientiert, ist damit nicht eindeutig. Auch die Definition der für die regionale Versorgung relevanten Anlagen gibt keine wirklich genaue Abgrenzung zwischen dem regionalen und lokalen Netz an, da diese Anlagen nicht näher spezifiziert sind.

Identifikation von Anpassungsbedarf

Schweiz Strom

Im Strom wird zwischen dem Übertragungsnetz (Netzebenen 1 und 2) und dem Verteilnetz (Netzebenen 3 bis 7) unterschieden. Anders als im Gasnetz ist die Abgrenzung der Ebenen durch die Spannung auf Grund der technischen

Gegebenheiten eindeutiger definiert. In der StromVV, Art.2 wird die Schnittstelle zum Übertragungsnetz auf der Basis der technischen Bauteile und deren Zuordnung zusätzlich spezifiziert. Auf diese Weise ist eine eindeutige Trennung zwischen Übertragungsnetz und Verteilnetz möglich.

Europäische Beispiele

Generell wird in Deutschland, Österreich, Niederlande und Frankreich gemäss der EU-Richtlinie für Gas zwischen Fernleitung und Verteilung unterschieden. Dabei ist „Fernleitung“ definiert als „der Transport von Erdgas durch ein hauptsächlich Hochdruckfernleitungen umfassendes Netz“ (Begriffsdefinition nach Richtlinie 2009/73/EG „Erdgasbinnenmarktrichtlinie“).

Der Status „Fernleitungsnetzbetreiber“ ist von den Regulierungsbehörden der Mitgliedsländer zu zertifizieren und wird im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht. Alle Netzbetreiber, die nicht als Fernleitungsnetzbetreiber zertifiziert sind, sind der Verteilnetzebene zugeordnet.

In Österreich findet sich im Gaswirtschaftsgesetz eine Abgrenzung zwischen der Fernleitungs- und Verteilnetzebene. Dabei werden die Fernleitungsanlagen im Gesetz explizit aufgeführt.

Anpassungsbedarf

Es kann folgender Anpassungsbedarf identifiziert werden:

- Zuordnung der Druckregelmessstation,
- Detaillierte Bestimmungen zur Definition der Netzebenen

Optionen und Empfehlungen

Vertikale Abgrenzung zwischen überregionaler und regionaler Ebene

Die vertikale Abgrenzung zwischen überregionaler und regionaler Ebene wird durch das geplante Entry/Exit-System, welches beide Ebenen umfassen soll, nicht mehr relevant. In diesem Fall werden die Gesamtkosten für die gesamte überregionale und regionale Ebene definiert und die Erlöse aus dem Entry/Exit-System entsprechend dem Anteil an den (effizienten) Gesamtkosten zugewiesen.

Abgrenzung zwischen Transitgas und Gas für inländischen Verbrauch

Abhängig von der Ausgestaltung des Entry/Exit-Systems ist auf der überregionalen Ebene eine Abgrenzung zwischen Transitgas und Gas für inländischen Verbrauch notwendig. Falls das Transitgas vom Entry/Exit-System ausgenommen sein soll, müssen die Leitungssysteme entsprechend abgegrenzt werden. Da eine physische Trennung jedoch nicht möglich ist, müsste hier eine rein kostenrechnerische Trennung durchgeführt werden. Die zentrale Frage besteht dann darin, wieviel Kosten auf den Inlandsverbrauch umgelegt werden

sollen. Eine Möglichkeit würde darin bestehen, dass die Kosten des Leitungssystems im Verhältnis Transit/Inlandsverbrauch aufgeteilt werden. Die europäischen Fallbeispiele zeigen, dass hier aktuell keine Unterscheidungen in Transitgas und Gas für den inländischen Verbrauch für das Entry/Exit-System mehr vorgenommen werden (früher wurde z. B. in Österreich oder in der Tschechischen Republik zwischen Transiten und inländischer Lieferung differenziert).

Abgrenzung zwischen regionaler oder lokaler Netzebene

Die uneinheitliche Zuweisung der DRM entweder zur regionalen oder lokalen Netzebene hat Auswirkungen auf das Entry/Exit-System. Die Kostenverursachung erfordert dabei, dass in den Exit-Tarifen für die jeweiligen Zonen die DRM enthalten sind oder nicht. Alternativ könnte beispielsweise auch ein expliziter DRM Netztarif für die Exit Punkte vorgesehen werden, der im Falle der Zuordnung der DRM zum lokalen Netz auf Null gesetzt wird. Wir empfehlen aus Gründen der Transparenz und der Praktikabilität die eindeutige Zuordnung der DRM (siehe **Abbildung 6**) zur regionalen oder lokalen Ebene im GasVG vorzusehen.

Des Weiteren empfehlen wir, in das GasVG die Abgrenzung der beiden Ebenen, überregionale/regionale und lokale Ebene, zu verankern. Ausgangspunkt kann dazu die Bestimmung der Systemgrenze in den bestehenden Gas-Branchendokumenten sein.

4.4 Kostenabgrenzung innerhalb der lokalen Netzebene

Definition und Motivation für staatliche Vorgaben

Die Abgrenzung zwischen lokalem Transport und lokaler Verteilung kann zwei Zwecken dienen:

- Einerseits wird dadurch sichergestellt, dass nachgelagerte Netzbetreiber nur einen sachgerechten Anteil der Netzkosten der lokalen Transportebene in Rechnung gestellt bekommen. Dadurch kann ein sog. „Pancaking“ bei den Netzentgelten verhindert werden.
- Andererseits kann eine Abgrenzung selbst bei Nicht-Vorliegen eines nachgelagerten Netzbetreibers sinnvoll sein, falls Netzkunden den Netzanschluss auf der lokalen Transportebene haben.

Auch hier stellt sich die gleiche Herausforderung wie für die nachgelagerten Netzbetreiber: Welche Netzkosten sollen durch die Netzentgelte dieser Kunden abgedeckt werden?

Status Quo Schweiz – Gas

In der Schweiz sieht das Nemo-Manual eine Abgrenzung in lokalen Transport und lokale Verteilung explizit für den Fall des Vorliegens eines nachgelagerten Netzbetreibers vor. Gemäss dem Nemo-Manual müssen lokale Netzbetreiber in diesem Fall ihr Netz in zwei Ebenen aufteilen:

- Transport lokal (Ebene IIa) und
- Verteilung lokal (Ebene IIb).

Die Einteilung des Netzes erfolgt dabei nicht nach Druckstufen, sondern in Abhängigkeit der Funktion des Netzes. Dazu werden Beispiele für die Abgrenzung des lokalen Transportnetzes aufgeführt:

- Leitungsverbindungen zum regionalen Vorliegenernetz,
- Leitungen bzw. Leitungsringe zur Verbindung von Orten bzw. Netzteilen,
- „backbone“-Leitungen, von denen aus die Fernverteilung vorgenommen wird,
- Leitungen mit hoher Bedeutung für die Versorgungssicherheit,
- Einspeisung in eine Druckregel- und –messstation.

Bei den aufgeführten Beispielen handelt es sich nicht um eine abgeschlossene Liste, vielmehr können auch noch weitere Gründe für eine Zweiteilung des lokalen Netzes sprechen. Bei „einfachen“ Verhältnissen kann auf eine Zweiteilung verzichtet werden. Diese „einfachen“ Verhältnisse werden jedoch nicht näher spezifiziert.

Für den Fall, dass im lokalen Netz eines Unternehmens keine nachgelagerten Netzbetreiber angeschlossen sind, kann die Unterteilung in „Transport lokal“ und „Verteilung lokal“ entfallen.

Identifikation von Anpassungsbedarf

Schweiz Strom

Gemäß StromVV sind die Kosten netzebenenscharf abzugrenzen. Dies ist für die Kostenwälzung zwingend erforderlich. So ist sichergestellt, dass die jeweiligen Endkunden über die Kostenwälzung nur mit den Kosten der Ebenen belastet werden, die sie auch auf Grund ihrer Anschlusssituation nutzen.

Europäische Beispiele

In **Österreich** wird die Gas-Verteilnetzebene in drei Netzebenen (Netzebene 1, 2 und 3) aufgeteilt, für die jeweils eigene Netznutzungstarife gelten. Diese Netzebenen werden unterschiedlich abgegrenzt. Die Netzebene 1 wird

leitungsscharf während die Netzebene 2 und 3 nach Druck abgegrenzt wird. Die Grenze zwischen Netzebene 2 und 3 liegt bei 6 bar.

In **Deutschland** werden in der Gasnetzentgeltverordnung druckstufenabhängige Haupt- und Nebenkostenstellen (Anlage 2 zur GasNEV) vorgeschrieben. Diese sind im Verteilnetz zusätzlich auf die beiden Kostenstellen Ortstransportleitungen und Ortsverteilstromnetz aufzuteilen.

In der Praxis wird die Aufteilung auf die druckstufenabhängigen Kostenstellen von der Regulierungsbehörde seit der letzten Kostenprüfung 2010 nicht mehr überprüft. Die Aufteilung auf die Kostenstellen Ortstransportleitungen und Ortsverteilstromnetz wird aber weiterhin vorgenommen, um das Pancaking im Rahmen der Kostenwälzung zu vermeiden. Über die Degression der Entgelte zu grösseren Endabnehmern und angeschlossenen Netzbetreibern zahlen diese vorwiegend die Transportleitungen und nur entsprechend ihrer Abnahmestruktur zu einem geringem Anteil das Ortsverteilstromnetz.

In den **Niederlanden** gibt es nur einen Fernleitungsnetzbetreiber (GTS) und acht regionale Netzbetreiber, die das Gebiet der Niederlande unter sich aufteilen. Die regionalen Netzbetreiber sind alle dem Fernleitungsnetzbetreiber nachgelagert. Es findet keine weitere Unterteilung in die Bereiche Transport und Verteilung auf der regionalen Ebene statt.

Ähnliche Regelungen wie in den Niederlanden gelten auch für **Frankreich**.

Anpassungsbedarf

Es lässt sich folgender möglicher Anpassungsbedarf identifizieren:

- Abgrenzungskriterien zwischen lokalem Transport und lokaler Verteilung;
- Motivation für Abgrenzung zwischen lokalem Transport und lokaler Verteilung.

Optionen und Empfehlungen

Eine Abgrenzung der Kosten innerhalb der lokalen Netzebene auf Transport lokal und Verteilung lokal zur Vermeidung von Pancaking in nachgelagerten Netzen ist im Rahmen der Kostenwälzung notwendig. Wir empfehlen, die Abgrenzungsregelung aus dem Nemo-Manual im GasVG bzw. GasVV zu verankern. Wir empfehlen zusätzlich, dass eine zuständige Regulierungsbehörde die Zuordnung zu den Netzebenen sowie die Stetigkeit dieser Zuordnung überwacht.

Grundsätzlich sollte der Netzbetreiber die Netzbereiche definieren, die vorwiegend Transportcharakter haben. Alle Kunden, die dann an diesen Leitungen angeschlossen sind, müssten sodann auch nur das lokale Transportnetz bezahlen. Die Abgrenzung ist allerdings nicht so eindeutig wie im Stromnetz. In der Praxis

könnte der Netzbetreiber die Definition für sein Netz einmal vornehmen - diese würde dann nach Prüfung durch die Regulierungsbehörde entsprechend festgelegt. Jede Änderung der Definition muss der Behörde gegenüber begründet werden.

Das Entgeltsystem für einen RLM Kunden am Transportnetz muss gleich dem Entgelt eines Nachliegernetzes am Transportnetz sein, um Diskriminierung zu vermeiden.¹³ Die Netzbetreiber, die die Funktionalität ihres Netzes selbst am besten beurteilen können, führen in diesem Fall auch weiterhin die Zuordnung der Netzbereiche auf die Netzebenen durch und dokumentieren diese.

Im Nemo-Manual ist derzeit die Einteilung in lokalen Transport und lokale Verteilung nur für den Fall, wo im lokalen Netz eines Unternehmens ein nachgelagerter Netzbetreiber tätig ist. In diesem Fall ist die Abgrenzung erforderlich, um eine sachgerechte Zuteilung der Kosten des lokalen Transports für diesen nachgelagerten Netzbetreiber sicherzustellen. Ähnliches sollte aber auch für den Fall gelten, wenn nicht ein nachgelagerter Netzbetreiber, sondern ein Endkunde auf der lokalen Transportebene entsprechend der Definition aus dem GasVG bzw. GasVV angeschlossen ist.

Auch in diesem Fall sollte gelten, dass diesem Kunden nur die anteiligen Kosten der lokalen Transportebene in den Netzentgelten verrechnet werden sollten. Dies kann einer „Netzebenenflucht“ des Kunden entgegenwirken. Wir empfehlen deshalb die Abgrenzung in lokalen Transport und lokale Verteilung auch für den Fall, dass ein Netzkunde im lokalen Transport angeschlossen ist.

¹³ Das Nemo-Manual regelt die Kostenermittlung der auf das Nachliegernetz aus der lokalen Transportebene zu wälzenden Kosten. Im Entgeltsystem wird auf die Anschlusssituation der Kunden (lokales Transportnetz oder lokale Verteilung) keine Rücksicht genommen. Damit ist in Nemo NICHT geregelt, dass Nachliegernetze und RLM-Kunden, die an derselben Leitung und damit faktisch beide aus dem lokalen Transportnetz versorgt werden, das gleiche Entgelt bezahlen, wenn sie die gleich Bezugsstruktur haben.

5 Kostenschlüsselung

Die in der Kostenermittlung definierten Kosten müssen entsprechend der Kostenabgrenzung zugeordnet werden. Diesen Vorgang definieren wir in der Folge als Kostenschlüsselung. Die Kostenschlüsselung umfasst mehrere Ebenen:

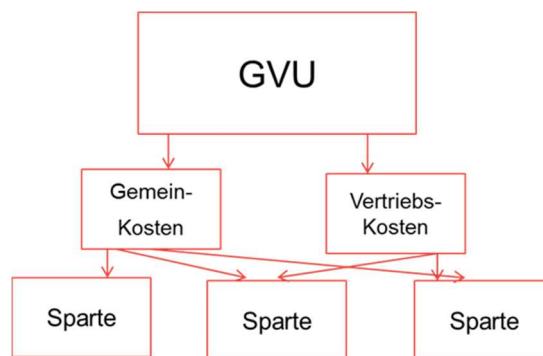
- Kostenschlüsselung zwischen den Sparten und innerhalb des Gasbereichs – in diesem Schritt werden im Wesentlichen Gemeinkosten sachgerecht dem Gasnetz zugeordnet;
- Kostenschlüsselung zwischen Netzebenen innerhalb eines Unternehmens – in diesem Schritt werden die Kosten des Gasnetzes sachgerecht den Netzebenen zugeordnet;
- Kostenwälzung zwischen zwei/mehreren Unternehmen.

5.1 Kostenschlüsselung zwischen Sparten und innerhalb des Gasbereichs

Definition und Motivation für staatliche Vorgaben

Im Gegensatz zum vorherigen Kapitel fokussieren wir im Folgenden auf die Schlüsselung von Kosten, die nicht unmittelbar Leistungen zugeordnet werden können, d. h. v. a. Gemeinkosten. Bei der sogenannten horizontalen Kostenschlüsselung zwischen Sparten müssen Kosten, z. B. Gemein- und Vertriebskosten, eines Mehrspartenunternehmens, welche nicht direkt einer Sparte zugeordnet werden können, über geeignete Schlüssel verteilt werden.

Abbildung 7. Kostenschlüsselung zwischen Sparten



Source: Frontier/BET/BDS

Im Anschluss erfolgt eine vertikale Kostenschlüsselung innerhalb der Sparte Gas, wobei Kosten, welche nicht direkt dem Gasnetz zugeordnet werden können, erneut über geeignete Schlüssel verteilt werden.

Status Quo Schweiz – Gas

Aktuell ist keine einheitliche Vorgehensweise zu erkennen. Es liegt keine detaillierte und/oder abschliessende Liste über die dem Gasnetz anrechenbaren Kosten vor. Die Branchendokumente geben weder für die Kostenschlüsselung auf Sparten noch für Schlüsselung innerhalb der Sparte auf einzelne Kostenstellen (Bsp. gemeinsame Anlagen oder Overhead-Kosten) für das Netz Hinweise. Auch das Nemo-Manual für die lokalen Netze enthält keine Hinweise für Kostenschlüsselungen der Verwaltungsgemeinkosten bzw. der Vertriebskosten des Gesamtunternehmens auf das Netz. Es heisst dort nur, dass die lokalen Gasnetzbetreiber sicherstellen müssen, dass die Kosten des lokalen Erdgasnetzbetreibers von den übrigen Geschäftsbereichen im Querverbundunternehmen und vom Erdgas-Handelsbereich getrennt ausgewiesen werden können.

Vorgaben aus den Unbundlingregeln hingegen ersetzen die Anforderung der Kostenschlüssel nur ansatzweise.

Identifikation von Anpassungsbedarf

Schweiz Strom

Die Stromversorgungsverordnung (StromVV) hält im Art. 7 Abs. 5 die Bestimmung für die Kostenschlüsselung von Gemeinkosten fest. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, dem Netz Einzelkosten direkt und Gemeinkosten über verursachergerechte Schlüssel zuzuordnen. In der Ausgestaltung der Schlüssel ist ein Netzbetreiber zwar frei, er muss jedoch den Kriterien

- Sachgerechtigkeit,
- Nachvollziehbarkeit sowie der
- Stetigkeit

entsprechen. Diese Grundsätze sind derzeit in den Gas-Branchendokumenten nicht festgehalten.

Europäische Beispiele

In **Deutschland** sind die Grundsätze der Kostenverteilung für alle Netzbetreiber in der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) geregelt. Es bestehen allerdings keine konkreten Vorgaben, wie die Schlüssel ausgestaltet sein müssen. Diese müssen nur transparent und für sachkundige Dritte nachvollziehbar sein sowie dem Grundsatz der Stetigkeit entsprechen.

Die Netzkostenzuweisung erfolgt auf Hauptkostenstellen. Die nicht direkt zuordenbaren Kosten werden über Hilfskostenstellen zugeordnet und dann geschlüsselt. Der Regulator (BNetzA) prüft die Herleitung der Kostenschlüssel, die Kostenbasis und die Anwendung der Kostenschlüssel.

In **Österreich** regelt das Gaswirtschaftsgesetz unter §§ 79 die Netzkostenermittlung für Verteilnetzbetreiber. Die Kosten müssen dem Grundsatz der Kostenwahrheit entsprechen. E-Control, als Regulator, prüft die Kostenbasis. Auf eine konkrete Vorgabe von Kostenschlüsseln wird auch hier verzichtet. Jedoch ist die Problematik in Österreich durch das gesellschaftsrechtliche Unbundling bereits entschärft, da hier Gemeinkosten eindeutiger zugewiesen werden können.

In den **Niederlanden** regelt § 4.1 im Gaswet das kostenrechnerische Unbundling für den Netzbereich. Die Netzbetreiber müssen demzufolge separate Jahresabschlüsse für Fernleitungen, Verteilung, Speicher und LNG einreichen. Bezüglich Schlüsselung der Kosten bestehen keine Vorgaben. Die Netzkosten müssen gemäss den „regulatorischen Accountingregels 2013“ ermittelt werden. Der Regulator prüft und genehmigt die eingereichten Tarife durch die Netzbetreiber. Die Problematik einer verursachergerechten Kostenzuweisung ist wie in Österreich durch das gesellschafts-/eigentumsrechtliche Unbundling entschärft, da hier Gemeinkosten eindeutiger zugewiesen werden.

Frankreich stellt in Europa ein Spezialfall dar, da sich das Gasnetz im Staatseigentum befindet. Dem Energieministerium obliegt die Verwaltung des Gasnetzes. Es hat dabei keine Auflagen bezüglich der zu verwendenden Schlüssel oder Vorgaben zur Kostenermittlung. Der Regulator nimmt lediglich regelmässige Kontrollen der Kosten(steigerungen) vor.

Anpassungsbedarf

Es kann folgender Anpassungsbedarf identifiziert werden:

- Festlegung von Grundsätzen der Kostenschlüsselung;
- Prüfung der Kostenschlüsselung durch Unternehmen.

Optionen und Empfehlungen

Wir empfehlen eine analoge Vorgehensweise wie im Strombereich in der Schweiz, d. h. Gemeinkosten über verursachergerechte Schlüssel dem Gasnetz zuzuweisen. Die Prinzipien der Kostenschlüsselung im Gasnetz sollten in einem Gesetz (GasVG) verankert werden. Diese Prinzipien sind durch eine Verordnung gegebenenfalls noch zu konkretisieren (GasVV). Es ist empfehlenswert, dem Regulator als Schnittstelle zur Branche gewisse Freiheitsgrade zur Verfügung zu stellen, um seine Rolle als Aufsichtsbehörde flexibel wahrzunehmen. Zeitgleich erhält der Netzbetreiber Rechtssicherheit, auf deren Basis er planen und sich ausrichten kann.

Konkret bedeutet das, dass das GasVG Grundsätze der Kostenschlüssel auf das Gasnetz für nicht direkt zuordenbare Kosten, z. B. Gemeinkosten, Vertriebskosten (ähnlich wie im Strom), verbindlich regelt. Wir empfehlen dabei, Vorgaben zur Transparenz und Sachgerechtigkeit der Schlüssel, zur Stetigkeit oder bezüglich der Dokumentation festzulegen.

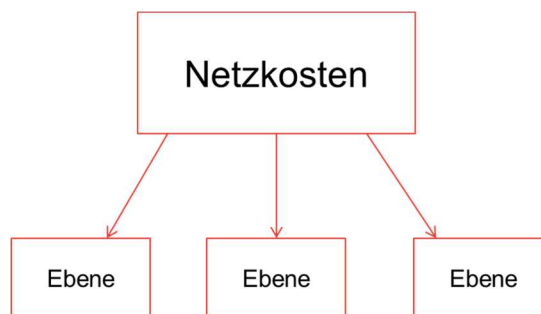
Im GasVV könnten zusätzlich noch die Vorgaben aus dem GasVG konkretisiert werden, wie dies in der StromVV der Fall ist. Der Regulator überprüft periodisch die Einhaltung der Vorgaben, insbesondere, ob die Kostenbasis und die Herleitung der Schlüssel korrekt sind. Auf eine konkrete Vorgabe von Schlüsseln sollte aber verzichtet werden. Vielmehr soll der Branche und dem Regulator genügend Raum für sachgerecht und nötigenfalls individuelle Lösungen gegeben werden. Um die Einheitlichkeit der Vorgehensweise sicherzustellen, sollte ein Leitfaden durch die zuständige Regulierungsbehörde in Abstimmung mit dem VSG dazu entwickelt werden.

5.2 Kostenschlüsselung zwischen Netzebenen innerhalb eines Unternehmens

Definition und Motivation für staatliche Vorgaben

In **Abschnitt 5.1** wurde die Aufteilung von Kosten des Gesamtunternehmens, die nicht unmittelbar Leistungen zugeordnet werden können, d. h. v. a. Gemeinkosten, auf das Gasnetz diskutiert. Dabei steht die sachgerechte Definition der Gasnetzkosten im Vordergrund. Die Kostenschlüsselung auf die Netzebenen baut auf diesen Gasnetzkosten auf und beinhaltet eine Zuteilung der Gasnetzkosten auf untergeordnete Netzebenen innerhalb eines Unternehmens. Diese Einteilung ist gegebenenfalls abhängig von der konkreten Ausgestaltung des Tarifsystems.

Abbildung 8. Kostenschlüsselung auf die Netzebenen



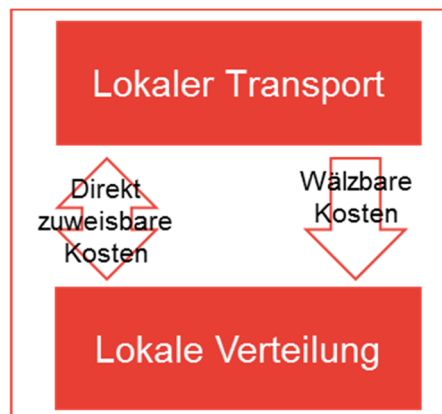
Source: Frontier/BET/BDS

Status Quo Schweiz – Gas

Das Nemo-Manual enthält Vorgaben zur Kostenzuweisung von lokalen Transportnetzen auf lokale Verteilnetze sowohl innerhalb des Unternehmens als auch an Dritte. Es wird dabei zwischen zwei Kategorien von Kosten unterschieden:

- *Direkt zuweisbare Kosten* – sind Kosten, die verursachungsgerecht zugeordnet werden können, z. B. Kosten der Zähler, Verwaltungsgemeinkosten des Gasnetzes.
- *Wälzbare Kosten* – sind Kosten, die einer Netzebene zugeordnet werden können, z. B. Kapitalkosten für Netzanlagen.

Abbildung 9. Kategorien von Kostenzuweisungen von lokalen Transportnetzen auf lokale Verteilnetze



Source: Frontier/BET/BDS

Direkt zuweisbare Kosten sind entsprechend dem Nemo-Manual Kapitalkosten für Zähler, Netzanschlüsse sowie Kunden-DRM, Vertriebs- und Verwaltungsgemeinkosten sowie Steuern, Abgaben und weitere Leistungen an das Gemeinwesen. Die Kapitalkosten für Zähler, Netzanschlüsse sowie Kunden-DRM können direkt den Kunden verursachungsgerecht zugewiesen werden. Bei den anderen Kosten ist eine direkte Zuweisung zu Kunden nicht möglich, weshalb hier die Zuweisung über verursachungsgerechte Kostenschlüssel erfolgen soll. Die Netzbetreiber sind bei der Ausgestaltung der dabei angewandten Kostenschlüssel frei. Das Nemo-Manual enthält einzig einige Beispiele für Schlüssel, z. B. für Vertriebskosten des Netzes die Zähleransatz bzw. Anzahl der Rechnungen, die aber keine Verbindlichkeit für die Netzbetreiber haben.

Die Betriebskosten inklusive Speicheranteil für den Netzbetrieb und die Kapitalkosten der Netzinfrastruktur (ohne direkt zuteilbare Kapitalkosten wie Kosten der Zähler, Kunden-DRM und Netzanschlüsse) sind wälzbare Kosten. Die zu wälzenden Kosten des lokalen Transportnetzes werden zu 70% nach dem Energiebezug im Höchstlastzeitraum (Stundenwert) und zu 30% gemäss Energieverbrauch auf Kunden einer Netzebene sowie eigene und fremde Nachliegernetze verteilt. Die Kostenwälzung ist transparent und nachvollziehbar durchzuführen. Der vorgelagerte Netzbetreiber gibt den Nachliegernetzen die der Wälzung zugrunde gelegten Energiewerte bekannt.

Identifikation von Anpassungsbedarf

Schweiz Strom

Gemäss Art. 15 Abs. 4 StromVG legt der Bundesrat die Grundlagen zur Berechnung der Betriebs- und Kapitalkosten fest. Die anrechenbaren Kosten sowie die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen müssen dabei einheitlich und verursachergerecht überwältzt werden. Dabei ist der Einspeisung von Elektrizität auf unteren Spannungsebenen Rechnung zu tragen.

Art. 16 StromVV konkretisiert, dass die nicht individuell in Rechnung gestellten anrechenbaren Kosten, Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen zu 30% entsprechend der bezogenen Energiemenge den direkt am Netz angeschlossenen Endverbrauchern angelastet werden. Die anderen 70% werden den Endverbrauchern entsprechend dem jährlichen Mittelwert der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen angelastet.

Die „direkt zuweisbaren Kosten“ werden den am Netz angeschlossenen Endverbrauchern und Verteilnetzbetreibern nach einem Schlüssel zugewiesen.

Europäische Beispiele

In **Deutschland** sind die Grundsätze der Kostenverteilung für alle Netzbetreiber im § 11 der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) geregelt. Zur Entgeltbildung werden Netzebenen nach OT (Transport) und OV (Verteilung) definiert. Die Ebenen nach Druckstufen haben seit einigen Jahren keine Relevanz mehr. Es bestehen keine konkreten Vorgaben, wie die Schlüssel für die Kostenverteilung ausgestaltet sein müssen. Sie müssen jedoch transparent und für sachkundige Dritte nachvollziehbar sowie stetig sein.

In **Österreich** regelt das Gaswirtschaftsgesetz unter § 83 (3) die Grundsätze der Kostenwälzung. Dabei sind die Kosten in einem angemessenen Verhältnis zwischen Leistung und Arbeit zu verteilen. Der Regulator legt hierzu in der Verordnung (§ 14 GSNE-VO) die Schlüssel für die Kostenwälzung fest. Darin ist explizit festgehalten, dass die anrechenbaren Kosten zu 70% der Leistung und zu 30% der Arbeit angelastet werden. Als wälzbare Kosten sind „Kosten aller über der Anschlussnetzebene liegenden Netzebenen“ zu berücksichtigen. Eine genaue Definition, wie diese Kosten zu ermitteln sind, findet sich in der Verordnung jedoch nicht.

In den **Niederlanden** ist im Art. 12 f Gaswet festgehalten, dass die Regulierungsbehörde die Tarifstruktur und –methodik festlegt. Diese Regelungen betreffen auch die Verteilung der Kosten auf Kostenträger (Kunden). Der Regulator hat hierzu im Jahr 2011 einen „TarievenCode“ Gas erstellt, welcher Angaben zu den anrechenbaren Kosten enthält und darüber, mit welchen entsprechenden Tarifen diese Kosten abgedeckt werden sollen.

In **Frankreich**, wo das Netz im Eigentum des Staates liegt, hat das Energieministerium ein Einspruchsrecht bei der Tarifgestaltung. Es überprüft die Kosten(-steigerungen) im Gasnetz regelmässig, macht aber keine Vorgaben zu den zu verwendenden Kostenschlüsseln oder zur Kostenermittlung.

Anpassungsbedarf

Es kann analog zur Kostenschlüsselung zwischen Sparten und innerhalb des Gasbereichs folgender Anpassungsbedarf identifiziert werden:

- Festlegung von Grundsätzen der Kostenschlüsselung;
- Prüfung der Kostenschlüsselung, die durch die Unternehmen vorgenommen wird, z. B. durch einen Treuhänder oder durch die Regulierungsbehörde (letzteres zu präferieren, da originäre Regulierungsaufgabe).

Optionen und Empfehlungen

Wir empfehlen eine analoge Vorgehensweise wie im Strombereich (Schweiz). Die Prinzipien der Kostenschlüsselung im Gas sollten in einem Gesetz (GasVG) verankert werden. Wir empfehlen dabei, Vorgaben zur Transparenz und Sachgerechtigkeit der Schlüssel, zur Stetigkeit oder bezüglich der Dokumentation festzulegen. Diese Prinzipien sind durch eine Verordnung gegebenenfalls noch zu konkretisieren (GasVV). Konkret bedeutet das, dass das GasVG Grundsätze der Kostenschlüssel für „direkt zuweisbare Kosten“ und „wälzbare Kosten“ vorgeben sollte.

Im GasVV kann dann eine Konkretisierung erfolgen:

- Was unter „direkt zuweisbare Kosten“ und „wälzbare Kosten“ fällt;
- Kostenschlüssel für „wälzbare“ Kosten – wobei wir hier den bestehenden Wälzschlüssel aus dem Nemo-Manual (70% Leistung / 30% Arbeit) als sachgerecht ansehen würden;
- Kostenschlüssel für „direkt zuweisbare Kosten“, sofern die eindeutige Zuweisung zu einem Kunden nicht möglich ist.

Auf eine konkrete abschließende Vorgabe von Schlüsseln sollte jedoch tendenziell verzichtet werden. Vielmehr soll der Branche und dem Regulator genügend Raum für sachgerecht und nötigenfalls individuelle Lösungen gegeben werden. Um die Einheitlichkeit der Vorgehensweise sicherzustellen, sollte auch hier ein Leitfaden durch die zuständige Regulierungsbehörde in Abstimmung mit dem VSG dazu entwickelt werden.

5.3 Kostenwälzung zwischen Netzbetreibern

5.3.1 Definition und Motivation für staatliche Vorgaben

Dieser Abschnitt behandelt die Zuteilung von Netzkosten auf untergeordnete Netzebenen (die nicht zum selben Netzbetreiber gehören), d. h. die Wälzung von Kosten zwischen Unternehmen. Diese Wälzung soll sicherstellen, dass allen Netznutzern ein angemessener Kostenanteil in den Netztarifen verrechnet wird. Die Kostenwälzung zwischen Netzbetreibern kann dabei erfolgen:

- Zwischen der überregionalen/regionalen und der lokalen Ebene;
- innerhalb der lokalen Ebene;

5.3.2 Status Quo – Gas

Auf der **regionalen und überregionalen Ebene** sieht die VV II eine neue Netzstruktur vor, die aufgrund des Zusammenfalls der einzelnen Bilanzzonen eine Kostenwälzung zwischen der regionalen und der überregionalen Ebene nicht mehr erforderlich macht. Die gemäss der VV II (nach unseren Informationen) neu zu etablierende „Integrierte Bilanzzone Schweiz“ (IBZ) würde die fünf heutigen Bilanzzonen Ostschweiz, Zentralschweiz, Westschweiz, Mittelland und Bündner Rheintal integrieren und den für die Inlandsversorgung genutzten Teil der Transitgas-Pipeline ggf. mit einschliessen. Innerhalb der IBZ bestünde ein Entry-Exit-System, das zumindest die regionalen Netze und die für die Inlandsversorgung erforderlichen Transitgas-Kapazitäten umfassen würde. Für Netzkunden würde sich die IBZ wie ein einziges Netz darstellen.

Die überregionale/regionale Ebene (Entry-Exit-System) ist über sog. City-Gates an die **Lokalnetze** gekoppelt. Das Netzzugangsmodell ist noch nicht bekannt, weshalb zwei Optionen für die Kostenwälzung bestehen könnten:

- Entry/Exit-Tarife werden separat zu lokalen Netztarifen bezahlt – in diesem Fall ist keine Kostenwälzung erforderlich, da in den lokalen Netztarifen keine Entry/Exit-Tarife enthalten sind;
- Entry/Exit-Tarife sind in lokalen Netztarifen enthalten – in diesem Fall ist eine Kostenwälzung des Kostenblockes „vorgelagertes Netz überregional/regionale Ebene“ in den lokalen Netztarifen erforderlich.

Innerhalb der lokalen Ebene findet eine Kostenwälzung zwischen den Netzbetreibern (von Vorlieger- und Nachliegernetzen) statt. Dabei weisen lokale Vorliegernetze Kosten des lokalen Transportnetzes auf fremde Nachliegernetze zu. Den Nachliegernetzen dürfen dabei lediglich die Kosten der Transportebene (und nicht die Kosten der Verteilebene) angelastet werden.

Abbildung 10. Kostenwälzung auf der lokalen Ebene



Quelle: Nemo-Manual, Frontier

Dabei wird nach Nemo-Manual unterschieden in:

- Wälzbare Kosten – diese werden entsprechend einem Kostenschlüssel (70% Energiebezug im Höchstlastzeitraum / 30% Energieverbrauch) auf die lokale Transport und lokale Verteilung zugeteilt;
- Direkt zuweisbare Kosten – diese werden nach unternehmensindividuellen Kostenschlüssel zugeordnet.

5.3.3 Identifikation von Anpassungsbedarf

Strom Schweiz

Im Schweizer Stromnetz erfolgt eine komplette Kostenwälzung von der höchsten bis zur niedrigsten Netzebene: Dabei werden die Kosten mit direkter Zuordnung den am Netz angeschlossenen Endverbrauchern und Verteilnetzbetreibern nach einem bestimmten Schlüssel (30% nach Bruttoenergie und zu 70% nach Netto-Leistung¹⁴) zugewiesen.

Um die Anforderungen der Kostenwälzung zu erfüllen, müssen die folgenden vier Kostenblöcke vorhanden sein: Kosten Vorlieger (Wälzung), Kosten EVU Netz (Wälzung), Kosten EVU Netz (direkte Zuweisung), Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen (direkte Zuweisung). Die Netzkosten sind dahingehend zu prüfen, dass keine Vermischung von wälzbaren und direkt zuweisbaren Kosten vorliegt. Die direkt zuteilbaren Kosten (Ablesung, Verrechnung) werden verursachergerecht verteilt und dürfen nicht gewälzt werden.¹⁵

¹⁴ StromVV Art. 16, Abs. 1

¹⁵ Die entsprechenden Mengengerüste orientieren sich an den Verbrauchszahlen des zurückliegenden Geschäftsjahres. Die je Produkt bestimmenden Preisstrukturelemente sind in ihrer Höhe (prozentualer Anteil am Gesamtertrag) aufgrund des Produktnutzens für das EVU zu bestimmen.

Europäische Beispiele

Im europäischen Ausland erfolgt die Kostenwälzung zwischen der überregionalen/regionalen und lokalen Ebene zum Teil anders als im Gasnetz der Schweiz.

- **Deutschland und Österreich** - sog. „Zweivertragsmodell“ mit kompletter Kostenwälzung

Im deutschen Gasnetz zahlt jeder Netznutzer nur ein Einspeiseentgelt (für den Transport vom Importpunkt bis zum virtuellen Handelspunkt) und ein Ausspeiseentgelt (für den gesamten Transport vom virtuellen Handelspunkt bis zum Ausspeisepunkt)¹⁶. Für eine Kalkulation der Ausspeiseentgelte werden die Kosten der vorgelagerten Netze beginnend vom virtuellen Handelspunkt bis zum jeweiligen Ortsnetz von oben nach unten „gewälzt“. Der jeweilige Netzbetreiber wickelt die Kapazitätsbestellung, sowie die Wälzung der Kosten oder Entgelte lediglich mit dem (den) direkt vorgelagerten Netzbetreiber(n) ab. Dabei wird lediglich der auf den nachgelagerten Netzbetreiber entfallende Kostenanteil gewälzt.

In Österreich erfolgt die Kostenwälzung prinzipiell ähnlich wie in Deutschland¹⁷. Die Einspeiseentgelte (vom Entry-Punkt bis zum virtuellen Handelspunkt) werden nicht gewälzt, die Kosten auf der Ausspeiseite (ab dem virtuellen Handelspunkt) hingegen werden komplett gewälzt. Je nachdem auf welcher Netzebene gewälzt wird, wird entweder nach bezogener Arbeit oder zu 70% nach Leistung und zu 30% nach Arbeit (oder nach einer Mischung aus beiden) gewälzt.

- **In Frankreich und den Niederlanden** erfolgt keine Kostenwälzung von der Fernleitungs- auf die Verteilnetzebene. Dort werden die Netztarife für beide Ebenen separat bezahlt.

Die konkreten Wälzungsparameter, wie sie im Nemo-Manual festgelegt sind (zu 30% nach Arbeit und zu 70% nach Leistung), entsprechen sowohl denen im Stromnetz als auch jenen in Deutschland und Österreich. Daher sehen wir keinen Änderungsbedarf an den Wälzungsparametern.

Anpassungsbedarf

Es lässt sich folgender Anpassungsbedarf identifizieren:

¹⁶ In Deutschland bieten dabei der Leitfadentgelt-/Kostenwälzung der Verbände BGW, GEDE und VKU zur Ermittlung der Netzentgelt im Netzzugangsmodell Gas (2007), sowie die Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen die Grundlage.

¹⁷ Grundlage bieten hier die Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (GSNE-VO 2013 – 2. Novelle 2015) sowie das Gaswirtschaftsgesetz (GWG 2011).

- Gesetzliche Verankerung der Kostenwälzung innerhalb der lokalen Netzebenen;
- Kostenwälzung zwischen überregionalen/regionalen und lokalen Netzebene, wobei hier eine Wechselwirkung mit dem Netzzugangsmodell besteht.

5.3.4 Optionen für Anpassungen und Empfehlung

Kostenwälzung innerhalb der lokalen Netzebene

Für die Kostenwälzung innerhalb der lokalen Netzebene würden wir eine gesetzliche Verankerung der Grundsätze in der GasVG analog zur „Kostenschlüsselung zwischen Netzebenen innerhalb eines Unternehmens“ empfehlen. Dabei können die inhaltlichen Ausführungen des Nemo-Manuals als Ausgangspunkt dienen. Wir empfehlen dabei die Schlüsselung der Kostenwälzung (70% Leistung / 30% Arbeit) zu übernehmen. Für die direkt zuweisbaren Kosten empfehlen wir Grundsätze für die unternehmensindividuellen Kostenschlüssel festzulegen (Transparenz, Stetigkeit, Dokumentation). Weitere Details dazu würden wir nicht im GasVG bzw. GasVV sehen, sondern in den begleitenden Unterlagen zur Kostenabfrage, welche von der zuständigen Behörde in Abstimmung mit den Gasunternehmen erstellt werden.

Kostenwälzung der überregionalen/regionalen Ebene auf lokale Ebene Die Zuteilung von Kosten der überregionalen/regionalen Ebene auf die lokale Ebene ist vom Modell des Netzzugangs abhängig. Es ist deshalb zu unterscheiden:

- Vorschlag VV II Gas: die regionale und überregionale Ebene wird zusammengefasst und dafür Entry/Exit-Tarife festgelegt. Die lokale Ebene bleibt jedoch weiterhin „kostenrechnerisch“ davon getrennt, d. h. die Netztarife für die überregionale/regionale und lokale Ebene werden weiterhin separat verrechnet. Eine Kostenwälzung ist somit nicht notwendig.
- Netzzugang in Anlehnung an Deutschland und Österreich: dabei erfolgt eine gänzliche Kostenwälzung auf der Ausspeiseseite, d. h. die Kosten für die Durchleitung vom Virtuellen Handlungspunkt bis zum Endverbraucher sind im Netztarif des Endverbrauchers enthalten. Über die Exit-Punkte werden die Netzentgelte für die (über-)regionale Zone auf die lokale Ebene weitergewälzt. Der Schlüssel für die Wälzung ist dabei in Deutschland und Österreich aufgeteilt nach Leistung (70%) und Arbeit (30%).

6 Tarifgrundsätze

Bei der Überführung in die Netztarife sind unterschiedliche Ebenen zu unterscheiden:

- Festlegung von allgemeingültigen Grundsätze für die Tarife;
- Festlegung von Tariftypen und welche Kosten damit abgedeckt werden sollen;
- Festlegung der Tarifstruktur, z. B. Aufteilung zwischen Leistung/Arbeit/Grundpauschalen.

Zusätzlich kann noch eine Unterscheidung in die überregionale/regionale und lokale Ebene vorgenommen werden.

6.1 Allgemeine Tarifgrundsätze

Definition und Motivation für staatliche Vorgaben

Die Netzentgelte sind der „Preis“ für Kunden zur Nutzung des Gasnetzes. Der Preis hat dabei bestimmten Grundsätzen zu folgen, deren Einhaltung für die effiziente und diskriminierungsfreie Nutzung erforderlich ist. Beides soll die Grundlage für einen fairen Wettbewerb im nicht-monopolistischen Bereich der Gaswertschöpfungskette ermöglichen.

Status Quo Schweiz – Gas

In den Schweizer Gas-Branchendokumenten sind schon einige Grundsätze angeführt. Für die **regionale/überregionale Zone** gilt:

- Transparenz – Netzbetreiber machen die Netztarife und Kalkulationsmethodik sichtbar;
- Diskriminierungsfreiheit – gleiche Netztarife für gleiche Kundentypen;
- Verhältnismässigkeit – Zusatzaufwand des Systems soll so gering wie möglich gehalten werden.

Ähnliches findet sich im Nemo-Manual für die **lokale Zone**:

- Transparenz – Netzbetreiber kommunizieren die Entgelte den Netzkunden und stellen die Überprüfbarkeit sicher;
- Nicht-Diskriminierung – Zuteilung von Kunden zu Kundengruppen und die Höhe der Preiselemente für die Netznutzung sind davon unabhängig, wer das Erdgas liefert;

- Verursacherprinzip – Ausgangspunkt für die Differenzierung der Preiselemente sind die Art und Intensität der Beanspruchung und Nutzung des Netzes durch die Kunden bzw. Kundenkategorien;
- Flexibilität – Netzbetreiber sollte Flexibilität haben, Netznutzungsentgelte für verschiedene Kundengruppen differenziert festzulegen;
- Verhältnismässigkeit – Zusatzaufwand des Systems so gering wie möglich;
- Praktikabilität – soweit notwendig und sinnvoll werden Prinzipien, etc. anderer Branchen in Querverbundunternehmen angeglichen.

Identifikation von Anpassungsbedarf

Europäische Union

Die Verordnung Nr. 715/2009 „Bedingungen für Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen“ enthält Vorgaben für das Fernleitungsnetz. Als Tarifsysteem ist dabei ein Entry/Exit-System vorgesehen, dass folgende Dinge sicherstellen soll:

- Anreize für eine kurzfristige effiziente Netznutzung sowie einen langfristig effizienten Netzausbau
- Marktintegration durch keine Einschränkung der Marktliquidität und des Handels über die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze hinweg;
- Verbesserung des Wettbewerbs durch liquide Wettbewerbsmärkte durch von der Transportroute unabhängige Tarife;
- Sicherung der Versorgungssicherheit.

ACER hat in den “Framework Guidelines on harmonised Transmission Tariff Structures for Gas (2013)” den Grundsatz „Equalisation zur Transparenz/Praktikabilität“ noch ergänzt. Grundsätzlich sollte für jeden Exit- und Entry-Punkt ein eigener Tarif gelten. Es können jedoch Punkte zusammengefasst werden und für diese ein gleicher Tarif festgelegt werden, wenn dadurch positive Effekte, z. B. Erhöhung Wettbewerb, Transparenz, Preisstabilität, erreicht wird. Hier ist jedoch eine Abwägung mit der ökonomischen Effizienz zu treffen.

Die oben genannten Tarifgrundsätze beziehen sich zwar nur auf die Fernleitungsnetze, jedoch können sie als allgemeingültig interpretiert werden und somit auch für die lokale Ebene relevant.

Europäische Beispiele

Auf Länderebene enthalten die entsprechenden Gesetze ebenfalls allgemeine Tarifgrundsätze.

In Österreich schreibt das GWG schreibt als Grundsätze für die Netztarife vor:

- Gleichbehandlung aller Systembenutzer;
- Erleichterung eines effizienten Gashandels und Wettbewerbs;
- Kostenorientierung;
- weitestgehenden Verursachungsgerechtigkeit;
- Gewährleistung einer effizienten Nutzung des Erdgase und, dass das Volumen verteilter oder transportierter Energie nicht unnötig erhöht wird („Energieeffizienz“).

In Deutschland schreibt das EnWG die Grundsätze

- Effizienz;
- Diskriminierungsfreiheit; und
- Transparenz.

vor. Dazu enthält die GasNEV noch weitere Ergänzungen. Die Entry/Exit-Tarife sollen verursachungsgerecht und diskriminierungsfrei sein, die Versorgungssicherheit und den sicheren Betriebs der Netze gewährleisten sowie Anreize für eine effiziente Nutzung der vorhandenen Kapazitäten im Leitungsnetz setzen. Die Netztarife im Verteilnetz sollen nach GasNEV ebenfalls verursachungsgerecht sein.

In den Niederlanden schreibt das Gaswet vor, dass die Tarifstruktur durch die Regulierungsbehörde festgelegt wird. Bei der Bestimmung der Tarifstruktur hat die Regulierungsbehörde zu berücksichtigen

- Förderung von Marktliquidität im Gasmarkt;
- Effiziente Nutzung der Gasinfrastruktur durch Netznutzer;
- Kostenverursachung;
- Transparenz;
- Diskriminierungsfreiheit.

Anpassungsbedarf

Es lässt sich folgender Anpassungsbedarf für die Schweiz identifizieren:

- Entry/Exit-System (geplant) – Festlegung von Tarifgrundsätzen;
- Lokale Netzentgelte – Festlegung von Tarifgrundsätzen.

Optionen und Empfehlungen

Wir empfehlen für die Schweiz im GasVG allgemeingültige Tarifgrundsätze zu inkludieren. Diese sollten zumindest umfassen die

- ökonomische Effizienz,
- Förderung von Wettbewerb,
- Kostenverursachung,
- Diskriminierungsfreiheit,
- Transparenz und Praktikabilität.

Diese Tarifgrundsätze finden sich derzeit schon in den Gas-Branchendokumenten und sollten als allgemein akzeptiert in der Schweiz gelten.

Die explizite Inkludierung der Energieeffizienz würden wir tendenziell nicht empfehlen. In Österreich wird der Bezug auf die Energieeffizienz bei der Gestaltung der Netztarife durch Artikel 10 der Richtlinie 2006/32/EG hergestellt. Darin heißt es:

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass in Übertragungs- und Verteilungstarifen enthaltene Anreize, die das Volumen verteilter oder übertragener Energie unnötig erhöhen, beseitigt werden.

Wir verstehen, dass hier die *unnötige* Erhöhung relevant ist. Daraus lässt sich jedoch ableiten, dass ökonomisch effiziente Netztarife, die die Gesamtkosten des Netzes optimieren, nicht *das Volumen verteilter oder übertragener Energie unnötig erhöhen*.

6.2 Festlegung von Tariftypen

Definition und Motivation für staatliche Vorgaben

Der Tarifgrundsatz der Transparenz der Netztarife erfordert, dass für den Netznutzer eindeutig feststellbar sein soll, welche Leistungen durch die einzelnen Tarife abgedeckt sind. Gleichzeitig sollte die Anzahl der Netzentgelte für den Netznutzer praktikabel überschaubar sein. Beides soll „Überraschungen“ bei der Tarifabrechnung verhindern. Beides kann durch taxative Definition von Tariftypen erzielt werden.

Status Quo Schweiz – Gas

In der Schweiz werden die Tariftypen (und die damit abgedeckten Leistungen) für das Gasnetz in verschiedenen Dokumenten dargestellt. Für die überregionale/regionale Zonen sind neben dem Netznutzungsentgelt noch weitere Tarife vorgesehen, z. B. Preis für Heizgas, Preis für Abrechnung Leitungspufferstand, Renominationsgebühr. Zusätzlich werden nicht

standardmässige Systemdienstleistungen separat in Rechnung gestellt und mit dem Netznutzer im Netznutzungsvertrag vereinbart.

Für die lokale Zone sieht das Nemo-Manual unterschiedliche Tariftypen vor: das Netznutzungsentgelt lokal, der Netzanschlussbeitrag sowie der Netzkostenbeitrag. Entgelte für Messeinrichtungen wurden durch die Fachgruppe Verbändevereinbarung präzisiert.

Identifikation von Anpassungsbedarf

Schweiz – Strom

Im StromVV sind keine expliziten Tariftypen gesetzlich verankert. Die Netzbetreiber können verschiedene Preiselemente verwenden, u. a.:

- Wirkarbeit (Hochtarif / Niedertarif);
- Wirkleistung (Jahres-, Quartals-, Monatsleistung);
- Grundpreis (pro Messpunkt);
- Systemdienstleistungen des ÜNB (nach Bruttoenergie);
- Messung / Ablesung / Ab- und Verrechnung (pro Jahr / Rechnung);
- Zählermiete;
- Abgaben an Gemeinwesen (z. B.: Konzessionsgebühren);
- Spezifische Förderabgaben (kantonal oder kommunal festgelegt);
- Steuern (MWSt).

Europäische Beispiele

Europäische Beispiele zeigen, dass eine detaillierte Definition von Netzentgelttypen in Gesetzen bzw. Verordnungen vorgesehen ist.

In Österreich werden fünf Arten von Netzentgelten (Netznutzungsentgelt, Netzzutrittsentgelt, Netzbereitstellungsentgelt, Messentgelt, Entgelte für sonstige Leistungen) festgelegt. Für die Fernleitungsebene wird als Netznutzungsentgelt explizit ein Entry/Exit-Tarif vorgesehen.

In den Niederlanden weist das Gesetz der Regulierungsbehörde die Aufgabe zu die Tariftypen zu bestimmen. Auch hier findet sich auf der Verteilnetzebene ein Netznutzungsentgelt, Netzanschlussentgelt und ein Messentgelt. Für die Fernleitungsebene gilt ein Entry/Exit-Tarif.

Ähnliches wie in den Niederlanden gilt auch für Deutschland sowie Frankreich.

Anpassungsbedarf

Es lässt sich zur Erhöhung der Transparenz folgender Anpassungsbedarf identifizieren:

- Festlegung von grundlegenden Tariftypen im GasVG bzw. GasVV (beispielsweise Netznutzungsentgelt, Netzanschlussbeitrag sowie Netzkostenbeitrag).

Optionen und Empfehlung

Wir empfehlen für die Schweiz in das GasVG zu inkludieren.

- **Überregionale/regionale Ebene:** Aufzählung von Tariftypen. Dabei empfehlen wir die Inkludierung der Kosten für Heizgas und Odorierungsmittel in den Entry/Exit-Tarif, zur Erhöhung der Transparenz bei den Netztarifen.

Die derzeitigen Preise für Abrechnung Leitungspufferstand und Netzstabilitätspreis stehen im Zusammenhang mit der Bilanzierung und sind dort ggf. durch den Bilanzverantwortlichen zu erheben. Diese Preise sind jedoch nicht dem Netz zuzuordnen.

- **Lokale Ebene:** Aufzählung auf Grundlage des Nemo-Manuals, welche das Netznutzungsentgelt lokal, Netzanschlussbeitrag sowie Netzkostenbeitrag vorsieht. Zusätzlich empfehlen wir noch die Inkludierung des Messentgelt. Dabei könnte von der individuellen Kalkulation pro Kunden abgegangen werden und zur Sicherstellung der Verursachungsgerechtigkeit für unterschiedliche Kundengruppen bzw. Zählereinrichtungen könnten unterschiedliche Messentgelte zugrunde gelegt werden. Entgelte für sonstige Leistungen können ebenfalls definiert werden, sofern die Definition der sonstigen Leistungen über alle Netzbetreiber einheitlich sind. Die Detaillierung, was unter sonstige Leistungen fällt, würden wir in der GasVV vorsehen.

Detailliertere Regelungen sollten auf Verordnungsebene festgelegt werden, um ausreichende Flexibilität und Subsidiarität sicher zu stellen.

6.3 Festlegung Tarifstruktur

Definition und Motivation für staatliche Vorgaben

Die Festlegung der Tarifstruktur umfasst unterschiedliche Bereiche, z. B. Aufteilung zwischen Leistungs- und Arbeitspreis, Tarifen je Kundengruppen, etc. Dabei muss auch unterschieden werden zwischen der:

- Überregionalen/regionalen Ebene mit Entry/Exit-System; und
- der lokalen Ebene.

In der Tarifstruktur sollten sich die Tarifgrundsätze entsprechend widerspiegeln.

Status Quo Schweiz – Gas

Für die Schweiz ist nach unseren Informationen für die überregionale/regionale Ebene in Zukunft ein Entry/Exit-System geplant - somit ist die aktuelle Tarifstruktur weniger relevant. Grundsätzlich ist jedoch festzuhalten, dass die Bemessungsgrundlage der derzeitigen regionalen Tarife die Leistung darstellt.

Das Nemo-Manual folgt bei der Bestimmung der Tarifstruktur einer grösstmöglichen Flexibilität für die Gasnetzbetreiber. Die Tarifstruktur ist hinsichtlich der Unterteilung in Kundengruppen sowie der Bemessungsgrundlage unternehmensindividuell festzulegen.

Die Kundengruppen können dabei eingeteilt werden nach:

- Grösse;
- Benutzungsdauer;
- Bezugsstruktur;
- Leistungsmessung;
- Vertragsdauer.

Im Hinblick auf die Bemessungsgrundlage wird beispielhaft angeführt:

- Dreistufiges Entgelt (bei Kunden mit Leistungsmessung);
- Zweistufiges Entgelt;
- Festpreis;
- Reines arbeitsabhängiges Entgelt;
- Arbeitsabhängiges Entgelt mit Mindestpreis.

Zur Überführung der anrechenbaren Kosten macht das Nemo-Manual Empfehlungen zur Zuordnung unterschiedlicher Kosten zu Tarifbestandteilen, z. B. Fixkosten zu Grundpauschale, kapazitätsabhängige Fixkosten zu Leistungskomponente.

Identifikation von Anpassungsbedarf

Schweiz – Strom

Das StromVV enthält Vorgaben zur Bildung von Kundengruppen sowie zur Tarifstruktur für die Verteilnetze:

- Bildung von Kundengruppen – „Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit vergleichbarer Verbrauchscharakteristik eine Kundengruppe. Die Bildung separater Kundengruppen für Endverbraucher mit vergleichbarer Verbrauchscharakteristik ist nur dann zulässig, wenn deren Bezugsprofile in erheblichem Mass voneinander abweichen“ (Art 18 (1) StromVV).
- Tarifstruktur – „Der Netznutzungstarif muss bei Spannungsebenen unter 1 kV für Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften ohne Leistungsmessung zu mindestens 70 Prozent ein nicht-degressiver Arbeitstarif (Rp./kWh) sein“ (Art 18 (2) StromVV).

Europäische Union

Für die überregionale/regionale Ebene gibt es auf europäischer Ebene Vorgaben für die Tarifstruktur. Die Bemessungsgrundlage für die Entry/Exit-Tarife ist Leistung bzw. gebuchte Kapazität. Dem liegt der Gedanke zugrunde, dass die Auslegung der Infrastruktur durch Kapazitätsbedarf getrieben ist. „Commodity“-Tarife sind zulässig, wenn dadurch Kosten, welche eindeutig dem Gasfluss zugeordnet werden können, z. B. Kompressorgas, abgedeckt werden. Der Entry/Exit-Split – kann auf einer Kostentreiberanalyse beruhen, wobei der Entry/Exit-Split dann ein Input für die Berechnungsmethodik ist. Als Standardwert wird ein Split von 50/50 vorgesehen.

Für die lokale Ebene gibt es keine äquivalenten Bestimmungen.

Europäische Beispiele

Für die Fernleitungsebene zeigt sich in den analysierten Ländern, Deutschland, Österreich, Niederlande, Frankreich, dass die Bemessungsgrundlage für die Entry/Exit-Tarife die Leistung ist. Energieabhängige Tarife, z. B. separat für Kompressorgas, finden sich dabei nicht.

Für die lokale Ebene ist das Bild nicht eindeutig, wobei grundsätzlich die Tarife distanzunabhängig sind:

- **Österreich** – legt die Netztarife in der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung der Struktur (z. B. Einteilung nach Netzebenen sowie Verbrauchsgruppen) sowie der Höhe nach fest. Somit haben die Netzbetreiber keinen Freiheitsgrad zur Gestaltung der Tarifstruktur. Im Rahmen der Bestimmung der Tarife der Höhe nach haben die Netzbetreiber

einen eingeschränkten Freiheitsgrad zur Gestaltung der Höhe der Tarifkomponenten. Gleichzeitig werden die Tarife nicht je Unternehmen, sondern nach Netzbereichen bestimmt. Diese Netzbereiche können auch mehrere Unternehmen umfassen. Für die Messentgelte werden jedoch nur Höchstpreise festgelegt. Die Netzzutrittsentgelte sind marktüblich zu bestimmen, unterliegen jedoch der Missbrauchsaufsicht durch die Regulierungsbehörde.

- **Niederlanden** – hier wird die Tarifstruktur durch die Regulierungsbehörde festgelegt. Ein wesentliches Charakteristikum der Tarifstruktur ist, dass keine Arbeitspreise (€/kWh) vorgesehen sind, sondern die Tarifstruktur nur aus Grundpauschalen und Leistungspreisen besteht. Zur Berechnung der Netznutzungsentgelte werden die Kunden unterschiedlichen Kundenkategorien zugeordnet. Innerhalb dieser Kundenkategorien gibt es dann weitere Unterteilungen. Z. B. werden die Kleinverbraucher in weitere 6 Subkategorien mit jeweils unterschiedlichen Tarifhöhen gegliedert. Zusätzlich werden Netzanschlussentgelte bestehend aus einem einmaligen und jährlichen Betrag abhängig von Kundenkategorien verrechnet. Die Netztarife werden in den Niederlande je Unternehmen festgelegt.
- **Deutschland** – überlässt den Gasverteilsnetzbetreibern eine höhere Flexibilität bei der Gestaltung der Tarifstruktur. Die GasNEV enthält Vorgaben für die Gasnetzbetreiber zur Ausgestaltung der Netztarife. Die Netztarife selbst werden jedoch von Gasnetzbetreiber innerhalb dieser Vorgaben individuell festgelegt. Die Netznutzungsentgelte sind ihrer Höhe nach unabhängig von der Druckstufe und von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung des Gases und dem Ort der Entnahme („transaktionsunabhängige Punkttarife“). Bei Leistungsgemessenen Kunden besteht das Netzentgelt aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Bei Nichtleistungsgemessenen Kunden besteht das Netzentgelt nur aus einem Arbeitspreis. Zusätzlich kann jedoch auch ein monatlicher Grundpreis bestimmt werden, wobei der Grundpreis und Arbeitspreis dann in einem angemessenen Verhältnis zueinander stehen müssen. Eine einheitliche Einteilung der Kunden nach Verbrauchsgröße, ähnlich wie in Österreich und Niederlande, ist jedoch nicht vorgeschrieben.

Anpassungsbedarf

Aus den europäischen Erfahrungen lässt sich folgender Anpassungsbedarf identifizieren:

- Entry/Exit-Tarife für überregionale/regionale Ebene – Bestimmung der Tarifstruktur;
- lokale Netzentgelte – Bestimmung der Tarifstruktur.

Optionen und Empfehlung

Überregionale/regionale Ebene

Wir empfehlen, die Systematik der Entry/Exit-Tarife im GasVG zu verankern. Als Bemessungsgrade empfehlen wir die Leistung (gebuchte Kapazitäten) heranzuziehen. Gesonderte Tarife für die Kosten von Heizgas und Odorierung würden wir nicht empfehlen, sondern diese Kosten sollten in die Entry/Exit-Tarife integriert werden. Für die Aufteilung der Kosten auf Entry- und Exit Tarife empfehlen wir, dass im GasVG als Standardansatz eine 50/50 Aufteilung vorgesehen ist, von der jedoch in begründeten Fällen abgewichen werden kann. Weitere Details zu begründeten Fällen können in einer GasVV inkludiert werden. Die Details dazu sollten in Abstimmung mit Los 2 – Netzzugang und den dort enthalten Empfehlungen für das Entry/Exit-Tarifsystem erfolgen.

Lokale Ebene

Für die lokale Ebene empfehlen wir – in Anlehnung an die ausländischen Beispiele – grundsätzlich distanzunabhängige Tarife. Wir empfehlen die Festlegung der Grundsätze für die Tarifstruktur im GasVG. Ausgangspunkt kann dabei das Nemo-Manual sein.

Darüber hinaus empfehlen wir, detailliertere Vorgaben für die Tarifstruktur in einer GasVV zu regeln oder der zuständigen Regulierungsbehörde die Flexibilität einzuräumen, detailliertere Vorgaben (in Abstimmung mit den Netzbetreibern) zu machen. Dadurch kann die Flexibilität der Gasnetzbetreiber eingeschränkt werden, wobei dadurch gleichzeitig die Transparenz der Netzentgelte ansteigen sollte.¹⁸

¹⁸ Einen Tarifverbund, d.h. die Festlegung von Netztarifen nicht je Unternehmen, sondern für bestimmte Regionen würden wir zunächst nicht vorsehen. Dieser ist allerdings nicht grundsätzlich nicht ausgeschlossen. Insbesondere hinsichtlich der Transparenz für Endkunden weist ein Tarifverbund Vorteile auf. Gleichzeitig wird jedoch die Komplexität für die Tarifbestimmung erhöht, da hier zunächst einmal die Kosten und Mengen der Unternehmen innerhalb des Tarifverbunds zusammen gefasst werden müssen, um daraus einen einheitlichen Tarif zu bilden. Sodann sind auch Ausgleichszahlungen zwischen den Unternehmen zu fixieren, falls der einheitliche Tarif zu Kostenüber-/unterdeckungen bei den Unternehmen führt.

7 Referenzen

- ACER, Framework Guidelines on harmonised Transmission Tariff Structures for Gas, 2013.
- ACM, *Regulatorische Accountingregeln 2013 – Regionale netbeheerders elektriciteit en gas*, April 2014.
- BGW/GEODE/VKU, *Leitfaden ‘Entgelt-/ Kostenwälzung‘ – Leitfaden der Verbände BGW, GEODE und VKU zur Ermittlung der Netzentgelte im Netzzugangsmodell Gas für Ausspeiseverträge ab 1. Oktober 2007*, 2007.
- Code de l'énergie, Dernière modification : 22 août 2015.
- E-Control, *Beschreibung der Kosten- und Tarifmethoden gem. § 82 GWG 2011 für die Fernleitungen der Gas Connect Austria GmbH, TAG GmbH und BOG GmbH, die der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde zugrunde liegt*, 2012.
- ElCom, *Wegleitung zum Erhebungsbogen Kostenrechnung für die Tarife 2015 für Verteilnetzbetreiber*, 2014.
- EU Verordnung Nr. 715/2009, Bedingungen für Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen, 2009.
- GasNEV, Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV), Fassung vom 14. August 2013.
- Gaswirtschaftsgesetz (GWG) 2011, *Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden*, Fassung vom 22.08.2014.
- GSNE-VO, *Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, GSNE-VO 2013)*, Novelle 2015.
- Gaswet, *boudende regels omtrent het transport en de levering van gas (Gaswet)*, Wet van 22 juni 2000.
- Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, Juni 2013.
- Preisüberwachung, *Schweizer Gasmarkt und Kosten des Netzzugangs – Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung für schweizerische Gasnetze*, November 2011.
- Preisüberwachung, *Einvernehmliche Regelung (gemäss Art. 9 PüG) betreffend Netznutzungsentgelte des schweizerischen Hochdruck-Erdgasnetzes*, Oktober 2014.

- StromVG, Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG) vom 23. März 2007 (Stand am 1. Juni 2015).
- StromVV, Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008 (Stand am 3. Juni 2014).
- Verband der Schweizerischen Gasindustrie, *Nemo-Manual – Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen*, August 2014.
- Verband der Schweizerischen Gasindustrie, *Entgelte für regionale und überregionale Zonen – Grundsatzdokument für die Berechnung der Entgelte für die regionalen und überregionalen Zonen des Gastransports in der Schweiz*, Version 2.5, Juni 2015.

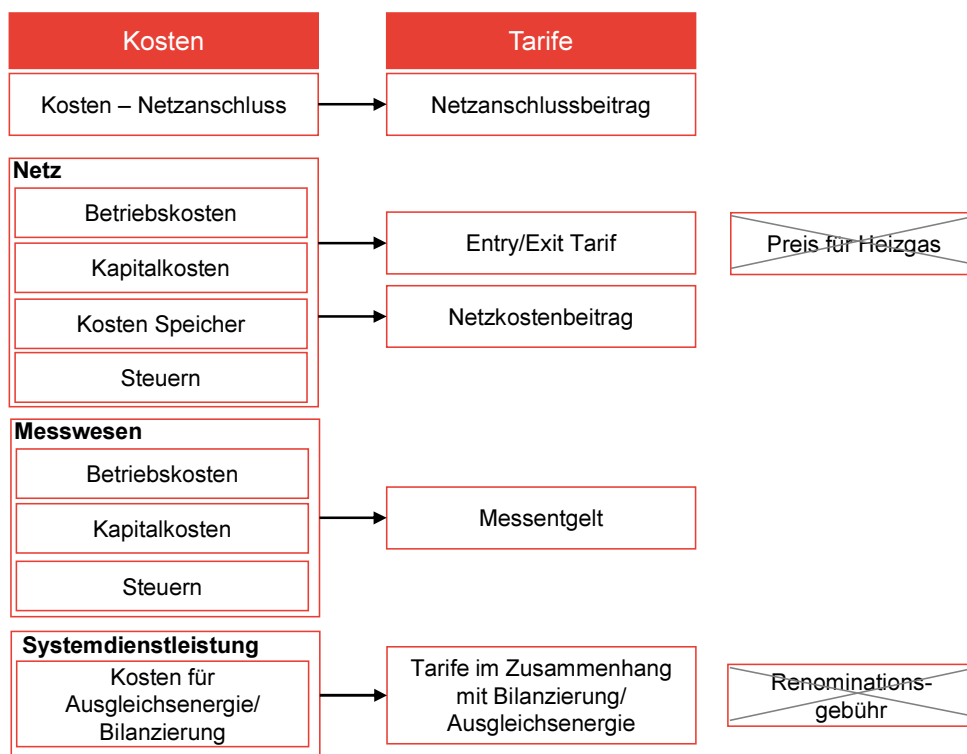
Annex 1: Netzkosten und Netztarife

Überregionale/regionale Ebene

In der folgenden Abbildung illustrieren wir den Zusammenhang zwischen den Netzkosten und den zugehörigen Tarifen. Bei der Definition der Netzkosten folgen wir im Wesentlichen den Positionen in **Abschnitt 3**. Dabei muss erwähnt werden. Die Kosten für Treibgas ist ein Teil der Betriebskosten und wird über die Entry/Exit-Tarife vergütet. Einen expliziten Tarif für Heizgas sehen wir nicht vor. Gleichzeitig wird die Renominationsgebühr gestrichen.

Die Kosten für die Systemdienstleistungen werden nicht durch den Entry/Exit-Tarif abgedeckt, sondern werden separat vergütet. Wie dieser Tarif zu ermitteln ist und wer diesen einhebt, hängt von der konkreten Ausgestaltung des künftigen Bilanzsystems ab.

Abbildung 11. Netzkosten und Tarife – überregionale/regionale Ebene



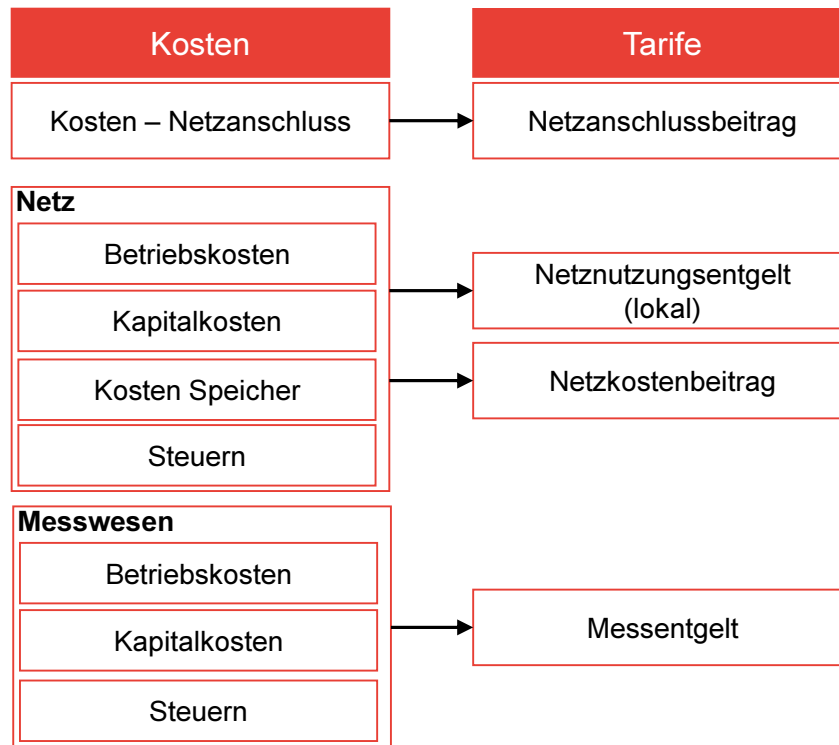
Source: Frontier/BET/BDS

Lokale Ebene

In der folgenden Abbildung illustrieren wir den Zusammenhang zwischen den Netzkosten und den zugehörigen Tarifen. Bei der Definition der Netzkosten

folgen wir im Wesentlichen den Positionen in **Abschnitt 3**. Dies bedeutet, dass beispielsweise die Betriebskosten auch Kosten des vorgelagerten Netzes enthalten.

Abbildung 12. Netzkosten und Tarife – lokale Ebene



Source: Frontier/BET/BDS

FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA

Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 www.frontier-economics.com