

Entflechtung der Schweizer Gasnetzbetreiber

Schlussbericht

Dr. Urs Trinkner

Dr. Michael Funk

Unter Mitarbeit von

Dr. Samuel Rutz, Reto Bleisch, Matthias Hafner, Jeffrey Yusof und Ivo Scherrer

Bericht im Auftrag des BFE

Juli 2016

ISSN 2235-1868

Begleitgruppe Bundesamt für Energie

- Christian Rütschi
- Zeno Schnyder von Wartensee

Kontakt

Urs Trinkner, Managing Partner, +41 44 500 56 24, urs.trinkner@swiss-economics.ch

Disclaimer

Obwohl Swiss Economics sich bemüht, nur wahre und korrekte Informationen zu verwenden und eigene Aussagen sorgfältig zu tätigen, kann hinsichtlich der Richtigkeit, Aktualität, Genauigkeit, Zuverlässigkeit, Vollständigkeit und Verwendbarkeit der nachfolgenden Informationen keine Gewähr oder Haftung übernommen werden. Swiss Economics haftet in keinem Fall für Schäden oder Folgeschäden jeglicher Art, die in irgendeiner Weise im Zusammenhang den nachfolgend bereitgestellten Informationen stehen. Die nachfolgenden Informationen stellen keine rechtliche Beratung dar.

© Swiss Economics SE AG
Weinbergstrasse 102
CH-8006 Zürich
Schweiz
www.swiss-economics.ch

Zusammenfassung

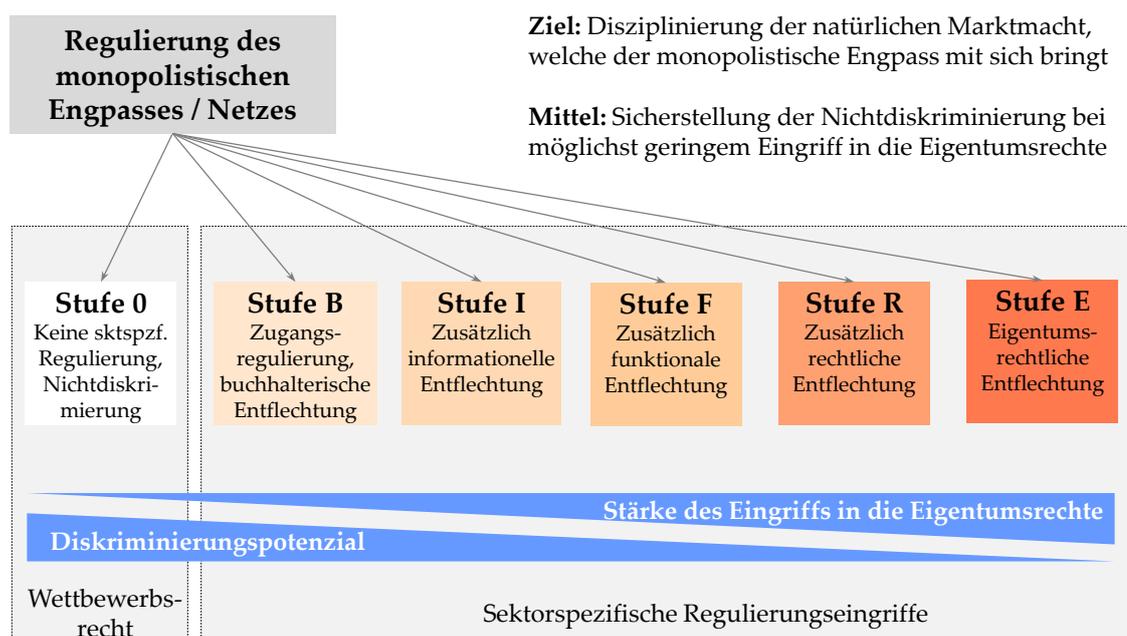
Ausgangslage

Im Rahmen der Grundlagenarbeiten des Bundesamtes für Energie (BFE) an einem neuen Gasversorgungsgesetz (GasVG) ist das Thema der Entflechtung in der historisch gewachsenen, stark fragmentierten Gasversorgungsstruktur der Schweiz von besonderer Bedeutung. Bei der Entflechtung geht es darum, ob und inwieweit einzelne Teile der Wertschöpfungskette vertikal integrierter Gasversorger getrennt werden sollen, um in einem geöffneten Markt einen diskriminierungsfreien Zugang zu deren Gasnetzen und somit den Wettbewerb auf dem nachgelagerten Gaslieferungsmarkt sicherzustellen. Voraussetzung für einen solchen Eingriff ist aus ökonomischer Sicht das Vorliegen eines stabilen monopolistischen Engpasses. Mit Blick auf die Diskussion der EU können hierzu folgende Formen der Entflechtung des Netzbereiches von den übrigen Unternehmenstätigkeiten unterschieden werden:

- *Buchhalterische Entflechtung*: Rechnerische Abgrenzung der Netzkosten;
- *Informatorische Entflechtung*: Trennung der Informationsflüsse und nichtdiskriminierende Verwendung von Informationen, die dem Netzbereich entstammen;
- *Funktionale Entflechtung*: Organisatorische Trennung des Netzbereiches innerhalb einer Unternehmung, z.B. Personen, Räumlichkeiten und/oder IT-Systeme;
- *Rechtliche Entflechtung*: Überführung des Netzes in eine eigene juristische Person;
- *Eigentumsrechtliche Entflechtung*: Trennung des Eigentums am Netz von übrigen Eigentum.

Eine gesetzlich oder regulatorisch angeordnete Entflechtung stellt einen Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit und die Eigentumsrechte des Eigentümers des monopolistischen Engpasses dar. Es stellt sich daher die Frage nach der Verhältnismässigkeit eines solchen Eingriffs. Dieser Zielkonflikt zwischen Entflechtungsgrad einerseits und Wahrung der Eigentumsrechte andererseits ist in **Abbildung 1** dargestellt.

Abbildung 1: Zielkonflikt Eigentumsrechte und Diskriminierungspotential



In Anlehnung an Swiss Economics (2009)

Auch aus volkswirtschaftlicher Sicht ist eine Entflechtung nicht per se erstrebenswert. Hierbei gilt es abzuwägen zwischen erhofften Effizienzgewinnen durch eine Stärkung des Wettbewerbs auf der Dienstleistungsebene einerseits und andererseits Effizienzverlusten, die sich aus dem regulatorischen Eingriff in bestehende, optimierte Unternehmensstrukturen ergeben können. Die optimale Entflechtungslösung kann daher in Abhängigkeit der spezifischen vorliegenden Marktstruktur von Land zu Land unterschiedlich ausfallen.

Zielsetzung

Vor diesem Hintergrund ist Swiss Economics vom BFE mit der Durchführung einer Studie zum Themenbereich „Entflechtung“ beauftragt worden. U.a. soll im Rahmen einer Literaturliteraturauswertung die relevante Literatur ab dem Jahr 2008 gesichtet werden und der bisherige Erkenntnisstand zu den Auswirkungen einzelner Entflechtungsinstrumente und -modelle zu einer Gesamtsicht verdichtet werden. Daraus sollen im Hinblick auf ein allfälliges GasVG die relevanten Schlussfolgerungen gezogen werden. Letztlich soll das BFE über eine möglichst umfassende und fundierte Entscheidungsgrundlage verfügen, sodass es die entflechtungsrechtlichen Vorgaben in der Gesetzvorlage möglichst zweckmässig ausgestalten kann.

Vorgehen

In einem ersten Arbeitsschritt wird im Rahmen des umfassenden Ansatzes von Swiss Economics zur Bestimmung des Regulierungsbedarfs in Netzindustrien die strukturelle, rechtliche und ökonomische Ausgangslage in der Schweiz aufgearbeitet und ein Kriterienkatalog erstellt, mit dem später verschiedene Instrumente und Regulierungsmodelle der Entflechtung beurteilt werden. Teil der Bestandsaufnahme sind zwei Umfragen bei Netzbetreibern und Industriekunden sowie eine Marktanalyse zur Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse auf dem Schweizer Gasmarkt.

Kern des zweiten Arbeitsschritts ist eine strukturierte Literaturliteraturauswertung. Ausgehend von einer Operationalisierung der zu beantworteten Fragestellungen wird eine Auswahl und Strukturierung der relevanten Literatur vorgenommen, die systematisch im Hinblick auf relevante Ergebnisse für die Entflechtung in der Schweiz ausgewertet wird.

Im dritten Arbeitsschritt werden schliesslich Empfehlungen zum Entflechtungsbedarf im Schweizer Gasmarkt formuliert. Dabei werden drei Grundmodelle der Entflechtung hergeleitet und für ihrer Eignung für verschiedene Akteure des Gasmarkts bewertet. Auf Basis der Erkenntnisse aus den vorangegangenen Arbeitsschritten werden anschliessend Entflechtungsempfehlungen für die wesentlichen heutigen und zukünftigen Akteure abgeleitet.

Struktur und Regulierungsbedarf im Status quo

In der Schweiz besteht bislang eine fragmentierte, föderale, horizontal mit anderen Netzen (z.B. Wasser) und vertikal mit anderen Druckstufen in vielfältiger Weise integrierte Struktur der Gasversorgung. Ausgehend von der Verbändevereinbarung sind bereits verschiedene Modelle der Entflechtung vorhanden, die von buchhalterischer Trennung bis hin zu rechtlicher Trennung reichen. Die Energieversorger begründen ihre in weiten Teilen integrierte Struktur mit unterschiedlichen Synergien, dabei u.a. der Netzausbau, -unterhalt und -betrieb zusammen mit anderen Netzen, Kosteneinsparungen durch eine gemeinsame Administration, oder die Abstimmung von Gaseinkauf auf vorhandene Kapazitäten.

Demgegenüber vermuten Industriekunden meist Diskriminierungen und aufgeblähte Netzkosten. Sie erhoffen sich durch die Entflechtung mehrheitlich tiefere Preise. Diskriminierungen können einerseits preislicher Natur sein, z.B. unterschiedliche Preise für gleiche Leistungen, und andererseits nicht-preislicher Natur, wie Ausnutzen von Informationsvorteilen, diskriminierende Kapazitätsbuchungen oder technische Diskriminierungen, indem z.B. der Bau eines Gasanschlusses für einen neuen Kunden eines Konkurrenten verzögert wird.

Dass ohne gesetzliche Vorgaben die ökonomischen Voraussetzungen für erfolgreiches diskriminierendes Verhalten im Schweizer Gasmarkt gegeben sind, konnte im Rahmen einer Marktanalyse bestätigt werden: Verteil- und Transportnetze stellen stabile monopolistischen Engpässe dar. Ein grundsätzlicher Regulierungsbedarf ist damit gegeben. Es besteht jedoch ein gewisser Wettbewerbsdruck in unterschiedlicher Ausprägung. Einerseits kann ein direkter Wettbewerb zwischen Netzen bestehen (beispielsweise zwischen dem Erdgas- und dem Fernwärmenetz), andererseits kann Wettbewerbsdruck indirekt aus den Erdgaslieferungsmärkten auf den monopolistischen Engpass wirken, wenn sich z.B. Wärmekunden vermehrt für Wärmepumpen entscheiden. Vergleichend betrachtet ist die Stabilität des monopolistischen Engpasses auf der Transportebene ausgeprägter als im Verteilnetz, und von einer Diskriminierung in diesem Teil der Wertschöpfungskette wären potenziell mehr Lieferanten und Kunden betroffen.

Zentrale Erkenntnisse aus der Literaturlauswertung

Die Auswertung der mehrheitlichen wissenschaftlichen Literatur ergab kein eindeutiges Ergebnis. Die meisten Artikel entstanden im Kontext der Diskussion um die Regulierung der europäischen Energiemärkte, insbesondere dem dritten Energiebinnenmarktpaket.

Bit Blick auf den Effekt der Entflechtung auf den Wettbewerb auf der Dienstleistungsebene besteht Einigkeit, dass eine effiziente Zugangsregulierung das wichtigste Instrument für das Erreichen von wirksamen Wettbewerb ist. Der Schritt zu einer weitreichenden Entflechtung soll nur dann erfolgen, wenn Zugangsregulierung und Wettbewerbsrecht aufgrund von Informations- und/oder Durchsetzungsproblemen systematisch versagen. Der zusätzliche Effekt einer weitergehenden, insbesondere eigentumsrechtlichen Entflechtung ist kontrovers und empirisch nicht bestätigt.

Ein zentraler Diskussionspunkt ist daneben der Effekt der Entflechtung auf die Investitionsanreize. Bei einer weitreichenden Entflechtung werden zwei gegenläufige Argumente genannt: Einerseits seien die Investitionsanreize der Netzbetreiber aufgrund der fehlenden Möglichkeit, Gewinne aus dem Lieferantenmarkt abzuschöpfen, weniger ausgeprägt. Andererseits könnten Investitionen auch steigen, da ein entflochtener Netzbetreiber seinen Fokus auf das Netz legen würde. Die empirischen Studien finden eher einen negativen Einfluss einer weitergehenden Entflechtung auf Investitionen.

Im Zusammenhang mit den Kosten, die mit der Entflechtung einhergehen, gibt es ebenfalls gegenläufige Effekte. So kann eine Entflechtung von vertikal integrierten Gasversorgungsunternehmen zu einem Verlust von Verbundvorteilen sowie zu höheren Transaktions- und Kapitalkosten führen. Bedeutende Synergien liegen dabei insbesondere auf der Verteilnetzebene vor. Weiter verursacht eine weitgehende Entflechtung in der Regel hohe einmalige Kosten. Ein gegenläufiger Effekt besteht darin, dass die Kosten der Behörden bei hohem Entflechtungsgrad sinken.

Zielkonflikte und Grundmodelle

Die erzielten Erkenntnisse bestätigen, dass bei der Entflechtung wesentliche Zielkonflikte bestehen. Die Wahl des Entflechtungsmodells ist von der Lösung dieser Zielkonflikte abhängig und kann somit je Akteur im Gasmarkt und je Regulierungsszenario unterschiedlich ausfallen. Bspw. ist das Potenzial für Wettbewerb auf der Dienstleistungsebene geringer, wenn keine vollständige Marktöffnung erfolgt. Gleichzeitig sind Synergieeffekte auf der Verteilnetzebene wichtiger als z.B. für die Rolle des (zentralen) Marktgebietsverantwortlichen. Aufgrund dieser Zielkonflikte werden drei unterschiedliche Grundmodelle der Entflechtung motiviert, welche bei der Lösung der bestehenden Zielkonflikte unterschiedliche Schwerpunkte setzen:

- Stufe I: Im ersten Grundmodell steht der Erhalt von *Synergien* im Fokus. Es soll dann zur Anwendung kommen, wenn Synergien schwerer wiegen als Wahrscheinlichkeit und Ausmass von potenziellen Diskriminierungen.
- Stufe II: Beim zweiten Grundmodell stehen die Synergien im Vergleich zum Diskriminierungspotenzial weniger im Vordergrund als in Stufe I, jedoch sollen die *Investitionsanreize* soweit wie möglich erhalten bleiben.
- Stufe III: Beim dritten Grundmodell steht das Anliegen der *Sicherstellung der Nichtdiskriminierung* klar im Fokus, und Synergien und Investitionsanreize sind untergeordnet.

Abbildung 2 zeigt mögliche Ausgestaltungsvarianten der drei Grundmodelle. Neben dem heutigen Modell gemäss Verbändevereinbarung (Ia) werden die gegenwärtigen Modelle aus dem Strommarkt für Verteil- und Übertragungsnetze zugeordnet (Ib für Verteilnetze sowie IIIb für Swissgrid), zusätzlich die EU Modelle, die für den Gasmarkt vorgesehen sind (IIb für Verteilnetzbetreiber mit über 100'000 Anschlüssen sowie die Modelle IIc, IIIa und IIIc, die für Transportnetze gelten) sowie zwei weitere Ausgestaltungsvarianten, welche heute bereits freiwillig von einzelnen Akteuren im Schweizer Gasmarkt gelebt werden (Ic und IIa).

Abbildung 2: Grundmodelle und Ausgestaltungsvarianten

Entflechtungsstufe und -fokus		Ausgestaltungsvarianten		
Stufe I Entflechtung von Kosten und Infos	«Synergien erhalten»	 Ia Nur B (Modell VV)	 Ib  B + I (Modell StromVG / EU kVNB)	Ic Ia/b + rechtliche Entflechtg.
Stufe II Stufe I + Entflechtung v. Funktionen	«Investitionsanreize erhalten»	IIa Ib + teilw. funktionelle Entflechtg.	 IIb EU VNB gross Gas/Strom	 IIc EU ITO für FNB
Stufe III Entflechtung von Eigentum	«Möglichst weitgehend entflechten»	 IIIa ISO	 IIIb Modell Swissgrid	 IIIc OU - Volle eigentumsrechtliche E.

Quelle: Swiss Economics

Entflechtungsempfehlungen

Der Entflechtungsbedarf wird schliesslich für spezifische Eckwerte und Szenarien eines neuen GasVG beurteilt, so z.B. mit und ohne vollständiger Marktöffnung oder verschiedene Ausgestaltungsvarianten eines Entry/Exit Systems (EES), für welches einem Akteur die Rolle eines Marktgebietsverantwortlichen (MGV) zuzuteilen ist. Aus den Eckwerten und Szenarien können zunächst folgende Schlüsse mit Bezug zur Entflechtung gezogen werden:

- *Höhe der Netzkosten:* Die Anrechenbarkeit der Netzkosten und somit die Höhe der Netzentgelte ist zunächst unabhängig von der Entflechtungsstufe. Nachgelagert können bei starker Entflechtung einerseits zusätzliche Kosten entstehen, wenn Synergien wegfallen, andererseits bestehen geringere Möglichkeiten bei der Kostenallokation, d.h. eine Überhöhung der Netzkosten durch Allokation von netzfremden Kosten kann nicht stattfinden.
- *Entry/Exit System:* Das geplante EES mit virtuellem Austauschpunkt und unabhängiger Marktgebietsverantwortung reduziert die Informationsvorteile insbesondere von Transportnetzbetreibern und damit ihr Diskriminierungspotenzial. Ebenfalls werden die Transaktionskosten bei einem Lieferantenwechsel gesenkt und es ist z.B. bedeutend einfacher, einem Kunden mit mehreren Standorten ein Angebot zu unterbreiten. Dadurch wird der Wettbewerb um Industriekunden intensiviert. Zentral hierfür ist die Wahrung der Unabhängigkeit des MGV.
- *EES bis City Gate vs. bis zu den Endkunden:* Der Verteilnetzbetreiber kennt bei einem integrierten EES das Nutzungsverhalten aller lastganggemessenen Kunden bis hin zu den Endkunden, da die Exit-Punkte den einzelnen Kunden entsprechen. Insofern reduziert ein EES bis zu den Endkunden die Informationen, welche der Verteilnetzbetreiber erhält, nicht im wesentlichen Masse. Im Transportnetz besteht dagegen im EES ein geringerer Entflechtungsbedarf.
- *Transitgasleitung:* Wenn die Vermarktung der Kapazitäten der Transitgasleitung vollständig ins EES eingebunden ist, fällt das mögliche Diskriminierungspotenzial Ausland – Schweiz bzw. Schweiz – Ausland weg.

Die drei genannten Grundmodelle der Entflechtung werden anschliessend hinsichtlich ihrer grundsätzlichen Eignung für Verteilnetze, Transportnetze und den Marktgebietsverantwortlichen gestützt auf die zu Beginn definierten Beurteilungsprinzipien und -kriterien bewertet, namentlich Verhältnismässigkeit, Transparenz, statische Effizienz, dynamische Effizienz, EU-Kompatibilität und Aufbauend auf Verbändevereinbarung.

Für die **Verteilnetzebene** löst Stufe I oder ggf. Stufe II in milder Ausgestaltung IIa (u.a. unter Erhaltung der netzseitigen Synergien zwischen Gas und anderen Netzen, z.B. Wasser) die genannten Zielkonflikte am effizientesten. Eine weitergehende Entflechtung ist nicht zu empfehlen. Mit Blick auf die Szenarien GasVG leitet sich folgende Differenzierung ab:

- Stufe I (insb. Ib und Ic) empfiehlt sich insbesondere für den Fall der *partiellen Marktöffnung*, da hier das Diskriminierungspotenzial geringer ausfällt.
- Bei *vollständiger Marktöffnung* ist das Diskriminierungspotenzial entsprechend höher, weshalb hier Stufe IIa mit ausgesuchten funktionellen Entflechtungselementen empfohlen wird (jedoch ohne Synergien zwischen dem Gasnetz und anderen Netzen wie bspw. Wasser oder Strom zu opfern).

Für die **Transportnetzebene** steht für alle Fernleitungsnetzbetreiber (FNB, also Regionalgesellschaften, Swissgas und Transitgas) in allen Szenarien GasVG grundsätzlich Stufe II mit ausgesuchten funktionalen Entflechtungsinstrumenten im Vordergrund. Voraussetzung hierfür ist ein unabhängiger MGV. Bei Transitgas weicht die Empfehlung je nach Integration ins EES ab: Bei einer unvollständigen Integration der Kapazitäten entsteht ein neues Diskriminierungspotenzial Schweiz – Ausland bzw. Ausland – Schweiz und beim Netzbetreiber verbleiben mehr Informationen. Deshalb werden im Fall einer unvollständigen Integration ausgesuchte eigentumsrechtliche Entflechtungselemente empfohlen (Stufe III).

Für den **Marktgebietsverantwortlichen** wird Stufe III empfohlen, also eine rigide Entflechtungsform z.B. in Anlehnung an das Modell von Swissgrid im Strommarkt. Würde ein nationaler Fernnetzbetreiber (nFNB) daneben die Marktverantwortung wahrnehmen, gilt die Beurteilung gleichermassen.

Zusammenfassend für alle Akteure ergibt sich die in **Abbildung 3** dargestellte Empfehlung. Die Detailempfehlungen je Akteur finden sich in **Kapitel 5.3.3**.

Abbildung 3: Entflechtungsempfehlungen

	Verteilnetze	Variante VV / netpool			MGV	Nation. FNB nFNB mit MGV
		FNB Regio	FNB Swissgas	FNB Transit		
Stufe I Fokus Erhalt Synergien	I Bei teilw. Markt- öffnung					
Stufe II Fokus Investitions- anreize	II light Bei vollst. Markt- öffnung	II		II Wenn alle Kapazität beim MGV		
Stufe III Fokus vollständige Entflechtung				III Wenn nicht alle Kapaz. beim MGV	III	III

sowie oder

Quelle: Swiss Economics

Résumé

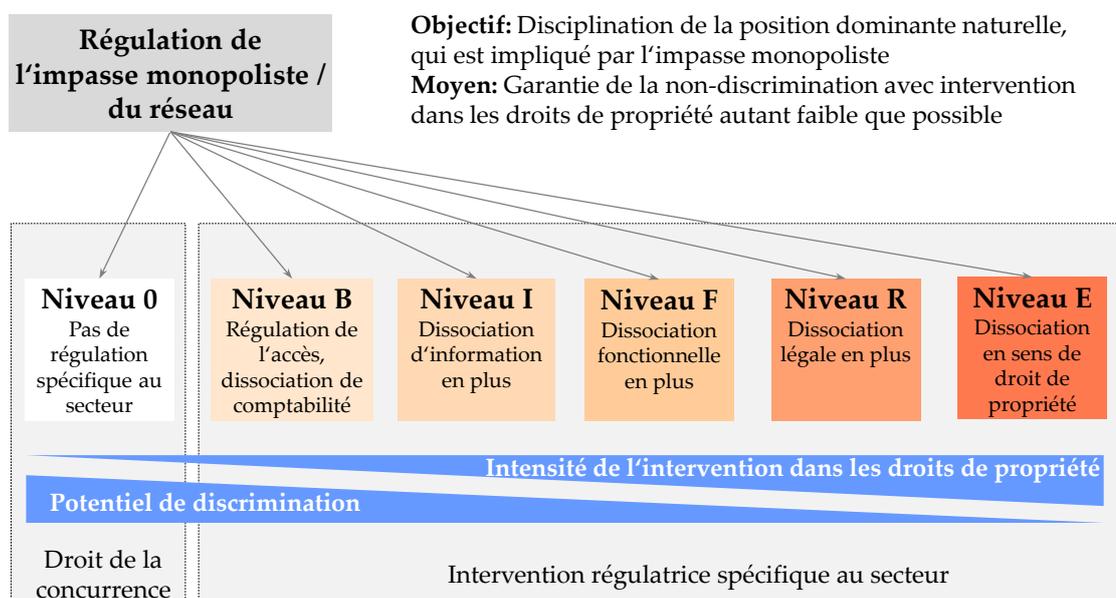
Situation de départ

Dans le cadre des travaux de base de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) pour une nouvelle loi sur l'approvisionnement en gaz (ci-après également : « LapGaz »), la dissociation (aussi appelé « séparation ») de la structure de l'approvisionnement en gaz, qui s'est bâtie au fil du temps et qui est très fragmentée en Suisse, porte une importance privilégiée. Concernant la dissociation, il s'agit de savoir si et dans quelle mesure des parties de la chaîne de valeur des services de gaz verticalement intégrées devraient être séparées afin que l'accès sans discrimination aux réseaux de gaz soit assuré sur un marché libéré, et qu'ainsi la concurrence sur le marché en aval de fourniture de gaz soit préservée. La prémisse pour une telle intervention, d'un point de vue économique, est l'existence d'une impasse monopoliste stable. Dans l'optique de la discussion de l'Union européenne, l'on peut classer des types de dissociation du domaine de réseau des autres activités d'affaires comme suit :

- *Dissociation de comptabilité* : Démarcation par le calcul des coûts du réseau ;
- *Dissociation d'information* : Séparation des flux d'information et utilisation non-discriminatoire d'information provenant du domaine de réseau ;
- *Dissociation fonctionnelle* : Séparation organisationnelle du domaine de réseau au sein d'une entreprise, p. ex. personnes, locaux et/ou systèmes informatiques ;
- *Dissociation légale* : Transformation du réseau en une personnalité juridique propre ;
- *Dissociation des structures de propriété* : Séparation de la propriété du réseau.

Une dissociation, soit par la loi soit par régulation, constitue une intervention dans la liberté économique et dans les droits de propriété du propriétaire de l'impasse monopoliste. En conséquence, se pose la question de la proportionnalité d'une telle intervention. Ce conflit d'objectifs entre le degré de la dissociation d'une part et la préservation des droits de propriété d'autre part est représenté à la **Figure 1**.

Figure 4: Conflit d'objectifs : Droits de propriété et potentiel de discrimination



Suivant Swiss Economics (2009)

Une dissociation n'est pas non plus désirable d'un point de vue politico-économique *per se*. A ce titre, il faut distinguer entre les gains d'efficacité espérés par la consolidation de la concurrence sur le plan des services d'une part et les pertes d'efficacité d'autre part qui pourraient découler de l'intervention régulatrice dans des structures corporatives préexistantes et optimisées. La solution optimale pour la dissociation peut se distinguer selon la structure spécifique du marché d'un pays à l'autre.

Objectif

L'OFEN a mandaté Swiss Economics aux fins de mener une étude sur le sujet de la « dissociation ». Entre autres, la littérature depuis 2008 doit être examinée dans le cadre d'une évaluation de littérature et il est souhaité que le stade de connaissances acquis jusqu'à présent concernant les conséquences des moyens de dissociation et des modèles de dissociation soit condensé dans une vision globale. C'est de cela qu'il pourrait être envisagé de tirer des conclusions pertinentes au regard d'une éventuelle législation sur l'approvisionnement en gaz. En fin de compte, l'OFEN doit disposer d'une base de décision aussi complète et fondée que possible afin qu'il puisse implémenter et détailler les objectifs juridiques de la dissociation dans ladite législation.

Procédure

En premier lieu, la situation de départ en Suisse sera évaluée structurellement, légalement, et économiquement dans le cadre d'une approche approfondie par Swiss Economics en vue de la détermination du besoin réglementaire dans les industries de réseau. Ensuite, une liste des critères sera établie, laquelle permettra ultérieurement de juger des moyens et des modèles de dissociation. Font notamment partie de cette première étape de travail deux enquêtes avec des opérateurs de réseau et des clients industriels, ainsi qu'une étude de marché sur le fonctionnement des rapports de concurrence sur le marché du gaz en Suisse.

L'essentiel de la deuxième étape de travail est une évaluation structurée de la littérature. Les premières questions à résoudre seront opérationnalisées et ensuite la littérature pertinente sera analysée et structurée au regard de la dissociation en Suisse.

Dans la troisième étape de travail, des recommandations concernant le besoin de la dissociation sur le marché Suisse du gaz seront précisées. En fait, trois modèles de dissociation seront dérivés et évalués concernant leur aptitude pour les acteurs différents du marché du gaz. Finalement, basées sur les découvertes des étapes de travail précédentes, des recommandations de dissociation seront fournies aux acteurs principaux actuels et futurs.

Structure et besoin de régulation dans le statu quo

En Suisse, il y avait jusqu'à présent une structure d'approvisionnement du gaz qui est fragmentée, fédérale, horizontalement intégrée avec d'autres réseaux (p. ex. l'eau), et verticalement intégrée avec d'autres niveaux de pression. Dans l'accord de l'association, il y a déjà quelques modèles différents de dissociation qui incluent la dissociation de comptabilité jusqu'à la dissociation légale. Les approvisionneurs d'énergie justifient leur structure largement intégrée avec des synergies diverses, entre autres : l'agrandissement du réseau, le soutien et l'opération du réseau, la réduction des coûts grâce à une administration commune ou l'accord de l'achat de gaz sur les capacités disponibles.

Par contre, les clients industriels présument l'existence de la discrimination et des coûts de réseau gonflés. Ils espèrent que les prix baisseront suite à une dissociation. Une discrimination peut se manifester au niveau des prix, p. ex. des prix différents pour la même prestation, ou

autrement, p. ex. dans l'exploitation des avantages d'information et des réservations discriminatoires des capacités. La discrimination peut également être technique, notamment lorsque la construction d'un raccordement de gaz pour un nouveau client d'un concurrent est retardée.

Dans le cadre d'une étude de marché, l'analyse a pu confirmer que sans normes juridiques, les conditions économiques pour un comportement discriminatoire à succès sur le marché Suisse du gaz sont données ; des réseaux de distribution et transport constituent des impasses monopolistes stables. Par conséquent, un besoin fondamental de régulation s'ensuit. Pourtant, il existe une certaine pression de la concurrence à différents degrés. D'un côté, une concurrence directe entre réseaux peut subsister (p. ex. entre le réseau de gaz naturel et celui du chauffage urbain). De l'autre, une pression de la concurrence peut agir indirectement depuis les marchés de distribution du gaz naturel sur l'impasse monopoliste, si, p. ex., plus de clients du chauffage urbain se décident pour des pompes à chaleur. En comparaison, la stabilité de l'impasse monopoliste est plus prononcée au niveau du transport qu'au niveau du réseau de distribution, et potentiellement plus d'approvisionneurs et plus de clients peuvent être touchés par une discrimination dans cette partie de la chaîne de valeur.

Conclusions principales de l'évaluation de la littérature

L'évaluation de la littérature, pour la plupart scientifique, n'a pas mené à un résultat univoque. La plupart des articles étaient produits dans le contexte de la discussion sur la régulation des marchés européens de l'énergie, notamment le troisième paquet de libéralisation du marché de l'énergie.

Concernant l'effet de la dissociation sur la concurrence au niveau du service, la littérature s'accorde pour dire qu'une régulation efficace de l'accès est le moyen le plus important pour générer une concurrence efficace. La démarche pour une dissociation large devrait être adoptée seulement si la régulation de l'accès et le droit de la concurrence échouent systématiquement en raison de problèmes d'information et/ou des problèmes d'imposition. L'effet additionnel d'une dissociation large (notamment au niveau du droit de propriété) est sujet à controverse et aussi empiriquement non confirmé.

Un autre sujet important de la discussion concerne l'effet de la dissociation sur les incitations d'investissement. Concernant une dissociation large, deux arguments opposés sont énoncés. D'un côté, les incitations d'investissement pour les opérateurs des réseaux seraient plus faibles parce qu'une opportunité manquerait pour résorber du profit du marché des approvisionneurs. De l'autre, les investissements pourraient aussi augmenter, car un opérateur du réseau qui est décentralisé se focaliserait sur le réseau. Les études empiriques trouvent plutôt qu'une dissociation large a un impact négatif sur les investissements.

En rapport avec les coûts, qui accompagnent la dissociation, il y a aussi des effets opposés. Une dissociation des approvisionneurs de gaz qui sont verticalement intégrés peut mener à perte des économies de diversification, mais aussi augmenter les coûts de transaction et de capital. Des synergies importantes existent notamment au niveau de la distribution du réseau. En plus, une dissociation large cause généralement des coûts uniques très élevés. A l'inverse, les coûts de l'administration baissent avec une dissociation large.

Conflit d'objectifs et modèles de base

Les résultats obtenus confirment qu'une dissociation implique des conflits d'objectifs essentiels. Le choix du modèle de dissociation dépend de la solution pour ce conflit d'objectifs et peut ainsi

différer en fonction de l'acteur sur le marché du gaz et du scénario de régulation. Par exemple, le potentiel de concurrence au niveau des services est inférieur dans le cas d'une ouverture du marché seulement incomplète. En même temps, les effets de synergie ont un impact plus important sur les gestionnaires du réseau de distribution que sur, p. ex., le rôle du responsable de zone de marché. Ces conflits d'objectifs motivent trois modèles de base différents pour la dissociation et mettent l'accent différemment du point de vue de la solution des conflits d'objectifs :

- Niveau I : Dans le premier modèle de base, la conservation des *synergies* est la caractéristique principale. Ce modèle est censé être appliqué si des synergies sont plus importantes que la probabilité et la dimension des discriminations potentielles.
- Niveau II : Dans le deuxième modèle de base, les synergies sont moins importantes en comparaison avec le potentiel de discrimination qu'au niveau I, mais les *incitations d'investissement* sont retenues autant que possible.
- Niveau III : Dans le troisième modèle de base, la *protection contre la discrimination* est clairement la caractéristique principale, et des synergies de même que les incitations d'investissement sont subordonnées.

Figure 2 montre trois variantes d'implémentation possibles pour les trois modèles de base. En plus du modèle de base actuel en conformité avec l'accord des associations (Ia), les modèles actuels du marché de l'électricité pour les gestionnaires des réseaux de distribution (GRD) et de transport (GRT) sont attribués (Ib pour des réseaux de distribution et IIIb pour Swissgrid). En outre, les modèles de l'UE, qui sont prévus pour le marché du gaz (Iib pour les opérateurs de distribution grand avec plus de 100'000 connexions et les modèles Iic, IIIa et IIIc, qui s'appliquent aux réseaux de transport), de même que deux autres variantes d'implémentation qui sont déjà actuellement utilisées volontairement par quelques acteurs du marché suisse du gaz (Ic et Iia), sont classifiés.

Figure 5: Modèles de base et variantes d'implémentation

Niveau et accent de dissociation		Variantes d'implémentation		
<p>Niveau I Dissociation des coûts et d'information</p>	«Préserver des synergies»	<p> Ia Seulement B (Modèle VV)</p>	<p> Ib  B + I (Modèle LApEl / UE GRD petit)</p>	<p>Ic Ia/b + dissociation légale</p>
		<p>IIa Dissociation fonctionnelle partielle</p>	<p> Iib UE GRD grand</p>	<p> Iic UE ITO pour GRT</p>
		<p> IIIa ISO</p>	<p> IIIb Modèle Swissgrid</p>	<p> IIIc OU – Dissociation intégrale</p>
<p>Niveau II Niveau I + Dissociation des fonctions</p>	«Préserver des incitations d'investissement»			
<p>Niveau III Dissociation de propriété</p>	«Dissociation large autant que possible»			

Source: Swiss Economics

Recommandations de dissociation

Le besoin de dissociation sera finalement évalué avec des valeurs et scénarios spécifiques dans le cadre de la nouvelle LapGaz, p. ex., avec et sans libéralisation complète du marché, ou avec des variantes d'implémentation diverses d'un système «entry/exit» (EES), pour lequel le rôle de responsable de zone de marché (MGV) est attribué à un acteur. Les conclusions suivantes peuvent être tirées des valeurs et scénarios spécifiques concernant la dissociation :

- *Hauteur des coûts du réseau* : L'imputabilité des coûts du réseau et par conséquent la hauteur de la rémunération du réseau est dans l'immédiat indépendant du niveau de dissociation. Dans le cas d'une dissociation forte, il est possible qu'en aval, des coûts supplémentaires puissent résulter si des synergies sont détruites. D'autre part, les possibilités diminuent pour l'allocation des coûts, donc un surhaussement des coûts du réseau par une allocation des coûts étrange au réseau même ne peut pas être réalisé.
- *Système «entry/exit» (ESS)* : L'EES planifié avec un point d'échange virtuel et un responsable de zone de marché indépendante réduit les avantages de l'information, notamment ceux des opérateurs des réseaux de transport et ainsi leur potentiel de discrimination. Les coûts de transaction pour le changement d'approvisionneur sont également diminués. Il est ainsi beaucoup plus facile, p. ex., de proposer une offre à un client avec plusieurs sites et d'intensifier la concurrence pour des clients industriels. La préservation de l'indépendance du MGV est essentielle afin de satisfaire ce but.
- *EES jusqu'à City Gate vs. jusqu'aux clients finaux* : Dans le cas d'un EES intégré, l'opérateur du réseau de distribution connaît le comportement d'utilisation de tous les clients avec un dispositif de mesure jusqu'aux clients finaux parce que les points d'exit correspondent aux clients individuels.
- Ainsi, un EES ne réduit pas essentiellement les informations obtenues par l'opérateur du réseau de distribution jusqu'aux clients finaux. Par contre, pour le réseau de transport, il y a un besoin de dissociation plus faible dans l'EES.
- *Conduite transit de gaz*: Si la commercialisation des capacités de la conduite de transit de gaz est complètement intégrée dans l'EES, le potentiel de discrimination éventuel étranger – Suisse, resp. Suisse – étranger cesse d'exister.

Les trois modèles de base pour la dissociation sont ensuite évalués en ce qui concerne leur aptitude principale pour les réseaux de distribution, les réseaux de transport et le responsable de zone de marché. Cette analyse se base sur les principes et critères d'évaluation définis au début de l'étude, notamment la proportionnalité, la transparence, l'efficacité statique, l'efficacité dynamique, la compatibilité avec UE et l'accord des associations (VV).

Pour la **dimension du réseau de distribution** niveau I ou éventuellement niveau II en arrangement léger IIa résolvent les conflits d'objectifs mentionnés de la manière la plus efficace. Une dissociation plus large ne peut pas être recommandée. Dans l'optique des scénarios LapGaz, la distinction suivante peut être faite :

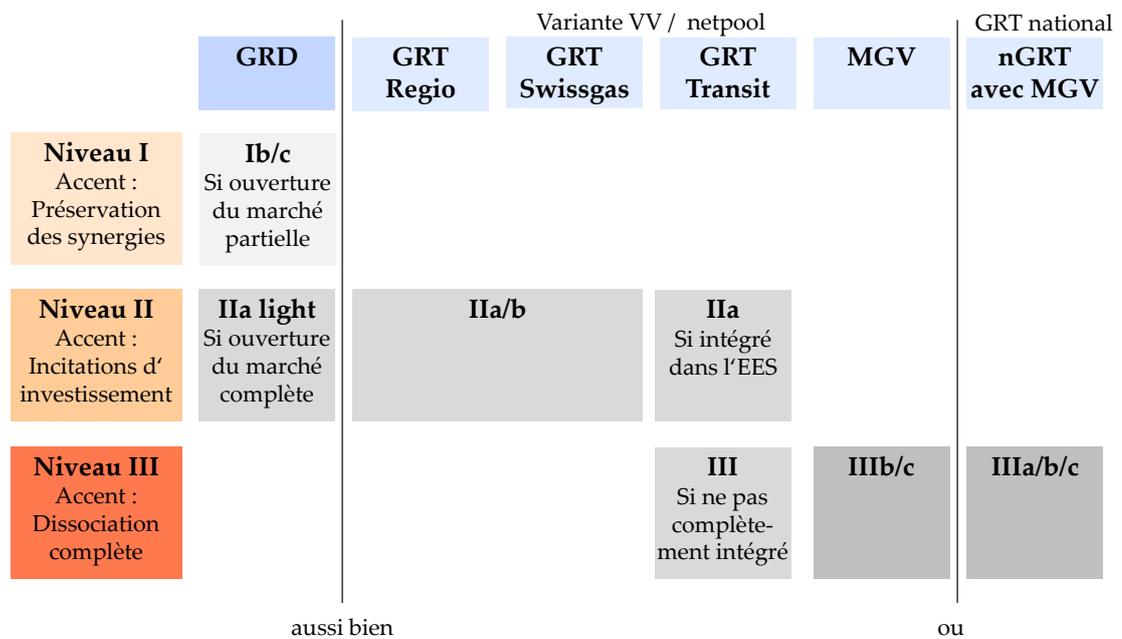
- Le niveau I (en particulier Ib et Ic) est surtout approprié pour le cas de *l'ouverture partielle du marché*, car le potentiel de discrimination est plus faible dans ce cas-là.
- Dans le cas de *l'ouverture complète du marché*, le potentiel de discrimination est en conséquence plus élevé. Du coup, le niveau IIa avec des éléments fonctionnels de dissociation bien-choisis est conseillé (mais sans sacrifier des synergies entre le réseau du gaz et d'autres réseaux comme, p. ex., l'eau ou l'électricité).

Pour la dimension du **réseau de transport** dans tous les scénarios LapGaz, le niveau II prime avec des éléments fonctionnels de dissociation bien-choisis pour tous les opérateurs des réseaux du transport (GRT, soit des entreprises régionales, Swissgas et Transitgas). La prémisse est un MGV indépendant. Pour Transitgas la recommandation dévie selon l'intégration dans l'EES : Dans le cas d'une intégration incomplète des capacités, un nouveau potentiel de discrimination étranger – Suisse, resp. Suisse – étranger se forme et plus d'information reste avec l'opérateur du réseau. Pour cette raison, dans le cas d'une intégration incomplète, des éléments de dissociation au niveau du droit de propriété bien-choisis sont conseillés (Niveau III).

Pour le **responsable de zone de marché**, le niveau III est conseillé, donc une forme de dissociation rigide, p. ex. suivant le modèle de Swissgrid sur le marché de l'électricité. Si un opérateur national du réseau de transport (nGRT) se charge de la responsabilité du marché à côté, le même jugement s'applique.

En résumé, pour tous les acteurs, la recommandation s'entend au sens de la représentation en **Figure 3**. Les recommandations en détail par acteur se trouvent au **Chapitre 5.3.3**.

Figure 6: **Recommandations de dissociation**



Source: Swiss Economics

Inhalt

Zusammenfassung	3
Résumé	9
Abbildungen	18
Tabellen	19
Boxen	20
Abkürzungen	21
Glossar	22
1 Einleitung	23
1.1 Ausgangslage	23
1.2 Zielsetzung	24
1.3 Vorgehen	24
1.4 Gliederung der Studie	26
2 Grundlagen	27
2.1 Wertschöpfungskette und Akteure.....	27
2.2 Akteure in der Schweizer Erdgasbranche.....	28
2.3 Gasnutzung in der Schweiz	31
2.4 Rechtliche Ausgangslage.....	32
2.4.1 Übersicht	32
2.4.2 Geltende Entflechtungsvorschriften im Gasmarkt: RLG, Verbändevereinbarung, KG.....	33
2.4.3 Zum Vergleich: StromVG und StromVV im Strommarkt	34
2.4.4 Europäische Union.....	35
2.5 Eckwerte und Szenarien künftiges GasVG.....	39
2.6 Aktueller Entflechtungsgrad der Netzbetreiber	42
2.6.1 Ebene Verteilnetz - Lokalnetze.....	42
2.6.2 Ebene Transportnetz - Regionale Netze und Swissgas.....	44
2.7 Künftige Aufgabenteilung im Entry/Exit System (EES)	45
2.7.1 Implikationen für den Entflechtungsbedarf auf der Transportnetzebene	46
2.7.2 Implikationen für den Entflechtungsbedarf auf der Verteilnetzebene	47
3 Ökonomische Grundlagen und Wettbewerbsverhältnisse	49
3.1 Ökonomischer Analyserahmen und Kriterien	49
3.1.1 Normative Grundlagen zur Bestimmung des Regulierungsbedarfs	50
3.1.2 Entflechtungsgrade	53
3.1.3 Beurteilungsprinzipien und Kriterien.....	55
3.2 Wettbewerbsverhältnisse im Schweizer Gasmarkt	59
3.3 Exkurs: Unterschiede zwischen Erdgas- und Strommarkt.....	60
3.4 Möglichkeiten zur Diskriminierung	61
3.4.1 Preisliche Diskriminierung	62

3.4.2	Nicht-preisliche Diskriminierung	63
3.4.3	Ergebnis der Befragung von Erdgasbezü gern	64
3.5	Mögliche Kosten der Entflechtung	64
3.6	Investitionsanreize	65
3.7	Zusammenspiel von Verhaltens- und Strukturkontrolle.....	66
3.8	Exkurs: Kosten-Preis-Schere	69
3.9	Fazit.....	71
4	Ergebnisse der Literaturlauswertung	73
4.1	Einleitung	73
4.1.1	Vorgehen	73
4.1.2	Long List und operationalisierte Fragestellungen.....	73
4.1.3	Analyseraster	74
4.2	Auswirkungen der Entflechtung auf Marktparameter	75
4.2.1	Zuordnung der Literatur.....	75
4.2.2	Qualitative Analysen	77
4.2.3	Theoretische Analysen	84
4.2.4	Empirische Analysen.....	87
4.2.5	Fallstudien.....	92
4.2.6	Fazit und Relevanz für die Schweiz	94
4.3	Marktregulierung und Entflechtung	98
4.3.1	Zuordnung der Literatur.....	98
4.3.2	Qualitative Analysen	99
4.3.3	Theoretische Analysen	101
4.3.4	Empirische Analysen.....	101
4.3.5	Fallstudien.....	101
4.3.6	Fazit und Relevanz für die Schweiz	102
4.4	Umsetzung der Entflechtung.....	104
4.4.1	Zuordnung der Literatur.....	104
4.4.2	Qualitative Analysen	104
4.4.3	Theoretische Analysen	105
4.4.4	Empirische Analysen.....	105
4.4.5	Berichte von Regierungsbehörden.....	106
4.4.6	Fazit und Relevanz für die Schweiz	107
4.5	Gasspeicher und Flexibilitäten	108
4.5.1	Zuordnung der Literatur.....	108
4.5.2	Qualitative Analysen	108
4.5.3	Theoretische Analysen	109
4.5.4	Fallstudien.....	110
4.5.5	Fazit und Relevanz für die Schweiz	110
5	Entflechtungsbedarf in der Schweiz	112
5.1	Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse	112

5.1.1	Gegenwärtige Struktur	112
5.1.2	Erkenntnisse aus der Marktanalyse	113
5.1.3	Erkenntnisse aus der Literaturlauswertung	114
5.1.4	Zielkonflikte und Frage der Verhältnismässigkeit	115
5.2	Herleitung von drei Grundmodellen für die Entflechtung	116
5.2.1	Regulierungsinstrumente	116
5.2.2	Regulierungsmodelle	119
5.3	Ableitung von Entflechtungsempfehlungen	121
5.3.1	Szenarien GasVG und Implikationen für die Entflechtung	121
5.3.2	Evaluation der drei Grundmodelle	123
5.3.3	Empfehlungen im Detail	127
6	Referenzen	132
I	Anhang: Wettbewerbssituation auf den Schweizer Gasmärkten	137
I.1	Übersicht über die Marktverhältnisse	137
I.1.1	Infrastrukturbezogene Märkte	137
I.1.2	Märkte für Erdgaslieferung	138
I.2	Intermodaler Wettbewerb und Standortwettbewerb	140
I.2.1	Markt für Energielieferung an Wärmekunden	141
I.2.2	Markt für Energielieferungen an Industriekunden	143
6.1.1	Wirkung Wettbewerbs auf dem nachgelagerten Markt auf den Vorleistungsmarkt	145
II	Anhang: Long List Literaturlauswertung	147
	Übersichtsstudien	147
	Ländervergleiche	147
	Einzelstudien	148
	Theoretische Artikel	149
	Berichte von und für Regulierungsbehörden	151
III	Anhang: Eingangsfragen BFE und Erkenntnisse hierzu	153

Abbildungen

Abbildung 1:	Zielkonflikt Eigentumsrechte und Diskriminierungspotential	3
Abbildung 2:	Grundmodelle und Ausgestaltungsvarianten	6
Abbildung 3:	Entflechtungsempfehlungen	8
Figure 4:	Conflit d'objectifs : Droits de propriété et potentiel de discrimination.....	9
Figure 5:	Modèles de base et variantes d'implémentation	12
Figure 6:	Recommandations de dissociation	14
Abbildung 7:	Vorgehen	24
Abbildung 8:	Wertschöpfungskette im Gasmarkt.....	27
Abbildung 9:	Beteiligungsverhältnisse an der Transitgas AG und FluxSwiss.....	29
Abbildung 10:	Struktur und Besitzverhältnisse der Schweizer Gasnetzbetreiber	30
Abbildung 11:	Verbrauch von Erdgas in der Schweiz in TWh.....	31
Abbildung 12:	Anzahl Gasversorgungsunternehmen in EU-Ländern und in der Schweiz....	39
Abbildung 13:	Organisationsformen.....	43
Abbildung 14:	Analyserahmen für die Evaluation von Regulierungen.....	49
Abbildung 15:	Grundansatz zur Bestimmung des Regulierungsbedarfs	51
Abbildung 16:	Bestimmung eines stabilen monopolistischen Engpasses	53
Abbildung 17:	Zusammenfassende Übersicht zur Fragestellung aus ökonomischer Sicht....	56
Abbildung 18:	Beurteilungsprinzipien und -kriterien.....	58
Abbildung 19:	Zusammenhang von Zugangsregulierung und Entflechtungstiefe.....	69
Abbildung 20:	Analyseraster und Verfügbarkeit von Studien für Fragenkomplex 1	76
Abbildung 21:	Analyseraster und Verfügbarkeit von Studien für Fragenkomplex 2	99
Abbildung 22:	Regulierungsinstrumente zur Bildung der Grundmodelle.....	117
Abbildung 23:	Regulierungsmodelle in Schweizer Netzindustrien	119
Abbildung 24:	Regulierungsmodelle der EU für den Strom- und Gasmarkt.....	120
Abbildung 25:	Grundmodelle und Ausgestaltungsvarianten	121
Abbildung 26:	Eckwerte und Szenarien GasVG	121
Abbildung 27:	Bewertung der Grundmodelle für Gasverteilnetze.....	124
Abbildung 28:	Bewertung der Grundmodelle für Gastransportnetze	125
Abbildung 29:	Bewertung der Grundmodelle für den MGV.....	126
Abbildung 30:	Entflechtungsempfehlungen	126
Abbildung 31:	Das europäische Erdgas-Transportnetz.....	138
Abbildung 32:	Schematische Darstellung des intermodalen Wettbewerbs	140

Abbildung 33: Entwicklung der durchschnittlichen Heizenergiepreise für Heizöl extra-leicht und Erdgas..... 142

Abbildung 34: Gebäude nach Heizungsart bzw. Energieträger der Heizung..... 143

Abbildung 35: Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gaspreis in Deutschland. 146

Tabellen

Tabelle 1: Wertschöpfungsstufen und zugeordnete Akteure..... 27

Tabelle 2: Entflechtungsvorgaben in der EU 38

Tabelle 3: Informationsverteilung bei verschiedenen Regulierungsszenarien 47

Tabelle 4: Aufgaben eines integrierten Versorgungsunternehmens 48

Tabelle 5: Ausgestaltungsvarianten der Entflechtungsgrade 54

Tabelle 6: Übersicht über die Wettbewerbsverhältnisse im Schweizer Gasmarkt 59

Tabelle 7: Gasmarktöffnung in Europa und in der Schweiz..... 60

Tabelle 8: Antworten auf die Frage „Wie verbreitet sind gemäss Ihrer Einschätzung die folgenden Verhalten der Netzbetreiber“ 64

Tabelle 9: Diskriminierungspotential vertikal integrierter GVU 71

Tabelle 10: Zusammenfassung der wichtigste Kosten und Nutzen der Entflechtung..... 72

Tabelle 11: Zuordnung der Literatur 77

Tabelle 12: Zuordnung der empirischen Artikel 87

Tabelle 13: Zuordnung der empirischen Artikel 92

Tabelle 14: Zuordnung der Literatur 99

Tabelle 15: Zuordnung der Literatur 104

Tabelle 16: Zuordnung der Literatur Fragenkomplex 4..... 108

Tabelle 17: Übersicht über die Eingangsfragen und die gewonnenen Erkenntnisse 153

Boxen

Box 1:	Entflechtungsbedarf bei Übernahme der Strom-Gesetzgebung.....	35
Box 2:	Entflechtungsbedarf bei Übernahme der EU-Richtlinien.....	39
Box 3:	Entflechtungsgrade.....	53
Box 4:	Fragenkomplex 1 – Auswirkungen	75
Box 5:	Fragenkomplex 2 – Marktregulierung und Entflechtung	98
Box 6:	Fragenkomplex 3.....	104
Box 7:	Fragenkomplex 4.....	108

Abkürzungen

Abs.	Absatz
Art.	Artikel
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BNetzA	Bundesnetzagentur
Bakom	Bundesamt für Kommunikation
BVGer	Bundesverwaltungsgericht
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
ComCom	Eidgenössischen Kommunikationskommission
DG COMP	Generaldirektion Wettbewerb der EU Kommission
EGO	Erdgas Ostschweiz
EGZ	Erdgas Zentralschweiz AG
EU	Europäische Union
FMG	Fernmeldegesetz
FNB	Fernnetzbetreiber
GasRL	Binnenmarktrichtlinie Gas 2009/73/EG
GasVG	Gasversorgungsgesetz
GVM	Gasverbund Mittelland
GVU	Gasversorgungsunternehmen
IG Erdgas	Interessengemeinschaft Erdgas
IGEB	Interessengemeinschaft Energieintensiver Branchen
KG	Kartellgesetz
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MuKE	Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich
NGA	Next Generation Access Networks
RLG	Rohrleitungsgesetz
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG
Rz	Randziffer
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
VAP	Virtueller Austauschpunkt

VNB	Verteilnetzbetreiber
VSG	Verband der Schweizerischen Gasindustrien
WEKO	Wettbewerbskommission
z.B.	zum Beispiel

Glossar

Entry/Exit-System (EES)	Gasbuchungssystem, bei dem unabhängig vom eigentlichen Transportpfad ein Entgelt für die Gaseinspeisung (Entry) und die Gasentnahme (Exit) innerhalb einer Bilanzzone verrechnet wird.
Fernnetzbetreiber (FNB)	Ein FNB betreibt ein überregionales Transportnetz. Die Abnehmer des Erdgases sind in der Regel VNB oder andere FNB. Ein FNB beliefert nur ausnahmsweise direkt an Endkunden. In der vorliegenden Studie wird FNB synonym zu Transportnetzbetreiber verwendet.
Industriekunden	Industriebetriebe beziehen Prozessgas für Produktions- und Fertigungsverfahren. Prozessgaskunden können auf Grundlage der Verbändevereinbarung Erdgas auf dem Lieferungsmarkt beziehen.
Verteilnetzbetreiber (VNB)	Ein VNB leitet Erdgas von den FNB zu den Endkunden. In der Schweiz gibt es gemäss VSG 111 VNB.
Virtueller Austauschpunkt	Zentrales Element eines Entry/Exit-System. Am virtuellen Austauschpunkt (VAP) kann Gas unabhängig vom physischen Erfüllungsort ausgetauscht werden.
Wärmekunden	Privathaushalte und Dienstleistungsunternehmen die Erdgas in erster Linie zur Wärmebereitstellung verwenden.

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Der Bundesrat hat Anfang 2016 mit Verabschiedung der Legislaturplanung 2015-2019 angekündigt, einen Gesetzesentwurf mit Botschaft zur Schaffung eines Gasversorgungsgesetzes (GasVG) vorzulegen. Die Arbeiten erfolgen auf Grundlage der Verbändevereinbarung, die seit 2012 den Netzzugang für Industriekunden auf privatrechtlicher Basis garantiert. Die Gasmarktöffnung soll so in einem geordneten legislatorischen Rahmen weiterverfolgt werden und nach Möglichkeit mit dem relevanten EU-Rechtsrahmen konform sein.

In der historisch gewachsenen, stark fragmentierten Gasversorgungsstruktur der Schweiz ist das Thema der Entflechtung von besonderer Bedeutung. Bei der Entflechtung geht es darum, ob und inwieweit die Wertschöpfungskette vertikal integrierter Gasversorger entflechtet werden soll, um in einem geöffneten Markt einen diskriminierungsfreien Zugang zu deren Gasnetzen sicherzustellen, die aus ökonomischer Sicht einen stabilen monopolistischen Engpass darstellen. Ein vertikal integrierter Gasversorger ist gleichzeitig auf verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette der Gasversorgung tätig, wobei eine dieser Stufen den Netzbetrieb umfasst. Ein diskriminierungsfreier Zugang zu den Gasnetzen ist eine Grundvoraussetzung dafür, dass Wettbewerb auf den übrigen Wertschöpfungsstufen, insbesondere der Lieferung von Gas an Endkunden, entstehen kann. Dies ist auch entsprechend im EU Recht vorgesehen.

Im Energiemarkt werden in der Regel folgende Entflechtungsformen unterschieden im Sinne einer Entflechtung des Netzbereiches von den übrigen Unternehmenstätigkeiten:¹

- *Buchhalterische Entflechtung*: Rechnerische Abgrenzung der Netzkosten;
- *Informatorische Entflechtung*: Trennung der Informationsflüsse und nichtdiskriminierende Verwendung von Informationen, die dem Netzbereich entstammen;
- *Funktionale Entflechtung*: Organisatorische Trennung des Netzbereiches innerhalb einer Unternehmung, z.B. Personen, Räumlichkeiten und/oder IT-Systeme;
- *Rechtliche Entflechtung*: Überführung des Netzes in eine eigene juristische Person;
- *Eigentumsrechtliche Entflechtung*: Trennung des Eigentums am Netz von übrigem Eigentum.

Eine gesetzlich oder regulatorisch angeordnete Entflechtung stellt einen Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit und die Eigentumsrechte des Eigentümers des monopolistischen Engpasses dar. Es stellt sich daher die Frage, wie umfassend ein allfälliger Eingriff sein soll, um eine ausreichende Diskriminierungsfreiheit sicherzustellen. Bei der Bestimmung des angemessenen Grades der Entflechtung können verschiedene Kriterien zur Anwendung gelangen. Der wesentliche Zielkonflikt besteht dabei zwischen erhofften Effizienzgewinnen durch eine Stärkung des Wettbewerbs auf der Dienstleistungsebene einerseits und andererseits Effizienzverlusten, die sich aus dem regulatorischen Eingriff in bestehende, optimierte Unternehmensstrukturen ergeben können. Wesentliche Dimensionen bei der Lösung des Zielkonflikts sind unter anderem:

- Der geplante Grad der Marktöffnung, das vorhandene Diskriminierungspotential sowie die zu erwartende Stabilität des monopolistischen Engpasses. In diesem Zusammenhang stellt sich insbesondere die Frage, inwiefern die unterschiedlichen Formen der Entflechtung zur Stärkung des Wettbewerbs führen können.

¹ Details vgl. Abschnitt 3.1.2.

- Das Ausmass vertikaler Verbundvorteile und Externalitäten zwischen Netz und übrigen Bereichen. Sind die Verbundvorteile hoch und die Externalitäten wesentlich, sind die volkswirtschaftlichen Kosten einer Entflechtung entsprechend grösser. Ebenso können je nach Entflechtungsgrad auch horizontale Verbundeffekte tangiert sein, welche bei örtlichen Querverbundunternehmen zwischen verschiedenen Netzteilen auftreten können (Strom, Gas, Wasser, Telekommunikation).
- Die Höhe der administrativen Kosten einer Entflechtung für Behörden und Unternehmen, insbesondere deren Zumutbarkeit für kleinere Unternehmen. So gelten in der EU weitergehende Entflechtungsvorschriften üblicherweise erst ab einer gewissen Grösse.

Diese weitgehend ökonomischen Eigenschaften variieren in Abhängigkeit der Marktstruktur der jeweiligen Netzindustrie von Land zu Land und sind in ihrer Summe grundsätzlich schwer oder nicht ausreichend belastbar quantifizierbar. Entsprechend wurde die Frage des Entflechtungsgrads international unterschiedlich beantwortet und es liegt eine Vielzahl von Studien und wissenschaftlichen Aufsätze zum Thema vor, welche zur Beurteilung des Entflechtungsbedarfs im Schweizer Gasmarkt herangezogen werden können.

1.2 Zielsetzung

Vor diesem Hintergrund ist Swiss Economics vom BFE im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens mit der Durchführung einer Metastudie zum Themenbereich „Entflechtung“ beauftragt worden. U.a. soll im Rahmen einer Literaturschau die relevante Literatur ab dem Jahr 2008 gesichtet werden, welche den bisherigen Erkenntnisstand zu den Auswirkungen einzelner Entflechtungsinstrumente und -modelle zu einer Gesamtsicht verdichtet und die im Hinblick auf ein allfälliges GasVG relevanten Schlussfolgerungen zieht. Letztlich soll das BFE über eine möglichst umfassende und fundierte Entscheidungsgrundlage verfügen, sodass es die entflechtungsrechtlichen Vorgaben in der Gesetzesvorlage möglichst zweckmässig ausgestalten kann.

1.3 Vorgehen

Abbildung 7: Vorgehen

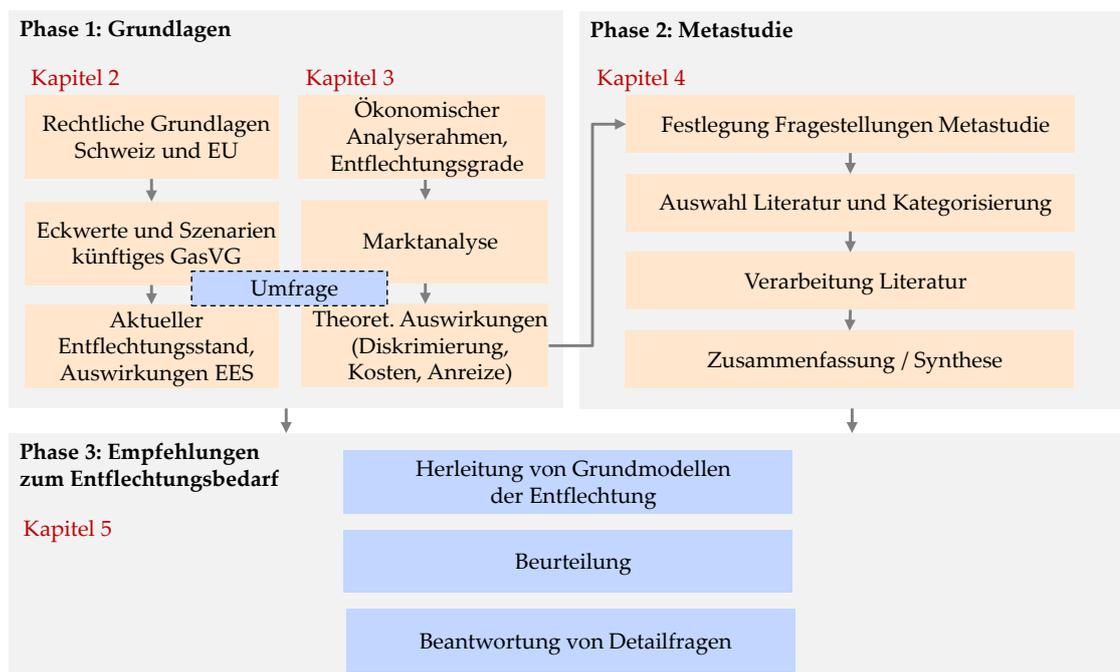


Abbildung 7 illustriert das gewählte Vorgehen mit den einzelnen Arbeitsschritten und deren Abhängigkeiten.

In einer Phase wird im Rahmen des umfassenden Ansatzes von Swiss Economics zur Bestimmung des Regulierungsbedarfs in Netzindustrien die strukturelle, rechtliche und ökonomische Ausgangslage in der Schweiz aufgearbeitet und ein Kriterienkatalog erstellt, mit dem später verschiedene Instrumente und Regulierungsmodelle der Entflechtung beurteilt werden. Teil der Bestandsaufnahme sind zwei Umfragen bei Netzbetreibern und Industriekunden, um einerseits die Struktur der Netzbetreiber besser zu verstehen und andererseits den Akteuren die Möglichkeit zu geben, sich zur Wettbewerbssituation, dem Diskriminierungspotenzial und den Synergien einer integrierten Struktur zu äussern. Im Rahmen einer Marktanalyse wird der Status Quo der Wettbewerbsverhältnisse auf dem Gasmarkt erfasst. Dabei stehen die Identifikation stabiler monopolistischer Engpässe und deren mögliche Disziplinierung im intermodularen Wettbewerb im Zentrum der Analyse. Zusammenfassend werden in Phase 1 folgende spezifischen Grundlagen gelegt:

- Darlegung der Wertschöpfungskette im Gasmarkt;
- Zusammenfassung der rechtlichen Ausgangslage in der Schweiz und der Vorgaben der EU zur Entflechtung sowie Treffen von Annahmen von Eckwerten und Szenarien für ein künftiges GasVG;
- Aufarbeitung des aktuellen Entflechtungsgrads der Schweizer Gasnetzbetreiber und der Konsequenzen auf die Informationsflüsse mit der Einführung einer integrierten Bilanzzone;
- Operationalisierung unseres normativen Ansatzes zur Bestimmung des Entflechtungsbedarfs inkl. Beurteilungskriterien und Definition von Entflechtungsgraden;
- Beurteilung der Grundvoraussetzung zur Entflechtung: Handelt es sich bei den Gasnetzen um stabile monopolistische Engpässe?;
- Ableiten der hieraus möglichen Diskriminierungspotenziale, der möglichen Kosten einer Entflechtung und deren Auswirkungen auf Investitions- und Effizienzanreize;
- Aufzeigen der wichtigsten Aspekte im Zusammenspiel von regulatorischen Verhaltenskontrolle und struktureller Entflechtung.

Im Anschluss wird in einer zweiten Phase eine strukturierte Literaturlauswertung durchgeführt. Ausgehend von einer Operationalisierung der zu beantworteten Fragestellungen wird eine Auswahl und Strukturierung der relevanten Literatur vorgenommen. Diese wird dann anhand eines Analyserasters im Hinblick auf relevante Ergebnisse für die Entflechtung in der Schweiz ausgewertet. Folgende Analysen werden Phase 2 durchgeführt:

- Umfassende Literaturrecherche und Erfassung der relevanten Literatur in einer Longlist;
- Formulierung der operationalisierten Fragestellung auf der Basis der Fragen und Themen aus dem Pflichtenheft; Zusammenfassen der Fragen in vier Fragekomplexen;
- Auswahl der relevanten Literatur und Zuordnung zu den einzelnen Fragekomplexen;
- Auswertung der Literatur im Hinblick auf die operationalisierte Fragestellung;
- Zusammenfassung der Ergebnisse für jeden Fragekomplex und Einschätzung der Relevanz für den Schweizer Gasmarkt.

In einer abschliessenden dritten Phase werden die gewonnenen Erkenntnisse auf den Entflechtungsbedarf im Schweizer Gasmarkt angewendet und entlang der folgenden Schritte Empfehlungen abgeleitet:

- Zusammenfassung der wichtigsten bisherigen Resultate;
- Herleitung von drei Grundmodellen zur Entflechtung;
- Für die definierten Szenarien GasVG, Beurteilung der drei Grundmodelle/Stufen für Verteilnetze, Transportnetze und den Marktverantwortlichen anhand der in Phase 1 definierten Prinzipien und Kriterien;
- Ableiten von Entflechtungsempfehlungen für folgende Akteure: Verteilnetzbetreiber, Regionalnetze, Swissgas, Transitgas sowie netpool bzw. integriertem nationalen Fernnetzbetreiber (nFNB) mit Diskussion ausgesuchter Teilaspekte.

1.4 Gliederung der Studie

Die Studie gliedert sich entlang des oben skizzierten Vorgehens (vgl. auch Kapitelangaben in Abbildung 7):

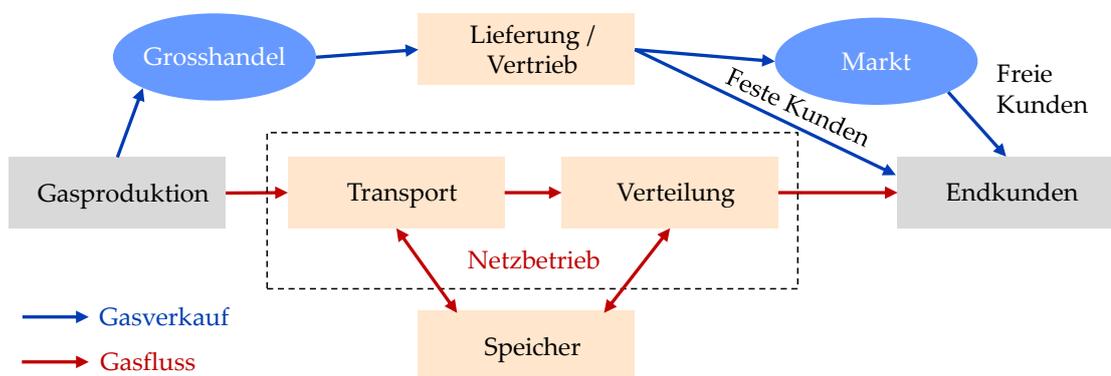
- Kapitel 2 enthält die relevanten rechtlichen und strukturellen Grundlagen;
- Kapitel 3 enthält die ökonomischen Grundlagen und Analysen;
- Kapitel 4 umfasst die Ergebnisse der Literaturlauswertung;
- Kapitel 5 fasst die wichtigsten Ergebnisse zusammen und leitet Empfehlungen für die Situation in der Schweiz ab.

2 Grundlagen

2.1 Wertschöpfungskette und Akteure

Erdgas wird von den Erdgasproduzenten in der Regel über ein (weiträumiges) Transportnetz mit Hochdruckrohrleitungen in ein (kleinräumiges) Verteilnetz mit Niederdruckrohrleitungen zu den Endkunden geleitet (**Abbildung 8**). In an Transport- oder Verteilnetzen angeschlossenen Speichern kann das Gas bei Bedarf zwischengelagert werden. Lieferanten beschaffen Gas an Grosshandelsmärkten oder durch Langfristverträge, buchen bei den Netzbetreibern passende Beförderungskapazitäten und liefern das Gas an Endkunden, die per rechtliches Monopol an sie gebunden sind (feste Kunden) oder frei am Markt beschaffen können (freie Kunden).

Abbildung 8: Wertschöpfungskette im Gasmarkt



Quelle: Swiss Economics

Entsprechend kann bei der Wertschöpfungskette des Erdgassektors zwischen den in **Tabelle 1** dargestellten Wertschöpfungsstufen und Akteuren unterschieden werden.

Tabelle 1: Wertschöpfungsstufen und zugeordnete Akteure

Wertschöpfungsstufe	Akteur
Produktion inkl. Förderung/Gewinnung	Produzent
Handel	Händler
Lieferung / Vertrieb	Lieferant
Speicherung ²	Speicherbetreiber
Beförderung mit Transport und Verteilung	Netzbetreiber (FNB, VNB)

} **Integrierter Versorger (GVU)**

Sofern der Zugang zum Transport- und Verteilnetz gewährleistet ist, können Produktion, Speicherung, Handel und Vertrieb grundsätzlich im Wettbewerb erfolgen (vgl. hierzu Abschnitt 3.2 mit Anhang I). Für die vorliegende Studie ist ein vertikal integriertes Gasversorgungsunternehmen (GVU) sowohl in der Beförderung als auch im Vertrieb von Erdgas aktiv, ist also gleichzeitig Lieferant und Netzbetreiber, ggf. auch Speicherbetreiber. Eine mögliche vertikale Integration der Netzbetreiber mit der Erdgasproduktion spielt aufgrund der fehlenden inländischen Produktion eine untergeordnete Rolle.

² Je nach Verwendung nehmen die Speicher eine netzdienliche Rolle ein (bspw. zur Gewährleistung der Netzstabilität) und/oder eine marktdienliche Rolle für Handel und/oder Vertrieb (bspw. zur Arbitrage).

2.2 Akteure in der Schweizer Erdgasbranche

Abgesehen vom geringfügigen Biogaspotential verfügt die Schweiz über keine nutzbaren Erdgasvorkommen. Sie ist daher nahezu vollständig auf den Gasimport angewiesen und es gibt im Unterschied zum Strommarkt keine substanziellen Produzenten. Die Schweizer Akteure im Gasmarkt fokussieren folglich auf den **Einkauf von Gas und die Sicherstellung von dessen Transport zu den Endkunden**.

Die Schweiz ist über die Transitgasleitung an das Europäische Transportnetz angebunden, über die etwa 75% der Importe in die Schweiz gelangen. Die Transitgasleitung ist ein wichtiges Teilstück im transeuropäischen Transportnetz von den Gasfeldern Nordeuropas nach Italien.

Aus der Transitgasleitung wird an mehreren Messstationen Erdgas in das Schweizer Hochdrucktransportnetz eingespeist und zu den Erdgasnetzen der Regionalgesellschaften transportiert. Die Regionalgesellschaften verfügen teilweise ebenfalls über direkte Anbindungen an das Europäische Erdgasnetz, beispielsweise in der Region Genf und in der Ostschweiz. Im Tessin und in Kreuzlingen sorgt der lokale Erdgaslieferant autonom (unabhängig von den Regionalgesellschaften) für die Einspeisung (nachfolgend: isolierte Zonen). Aus den Hochdrucknetzen der Regionalgesellschaften gelangt das Gas in die lokalen Verteilnetze und schliesslich zu den Endkunden. Es gibt kaum alternative Gasimporte (etwa „liquified natural gas“) und keine substantielle Gasspeicher im Schweizer Netz. Alles Gas wird daher unmittelbar aus den europäischen Gasnetzen in die Schweiz importiert und über Regionalnetze und Verteilnetze zu den Endkunden befördert.

Von insgesamt 2324 Gemeinden der Schweiz waren im Jahr 2016 nach Angaben des Verbands der Schweizerischen Gasindustrie (VSG), dem ein Grossteil der Schweizer Verteilnetzbetreiber angehören, 961 Gemeinden an das Erdgasnetz angeschlossen (entspricht einem Anteil von rund 40%). In der Schweiz gibt es aktuell **über 100 Verteilnetze**³, die grösstenteils im Besitz der öffentlichen Hand sind und in der Regel **lokalen Gasversorgungsunternehmen (GVU)** angehören. Die GVU sind einerseits vertikal integriert und bieten Erdgastransport und die Erdgaslieferung an, andererseits handelt es sich mehrheitlich (etwa 75%) um Querverbundunternehmen, die z.B. auch Strom- und Wasserversorgung, Fernwärme oder Telekommunikationsdienstleistungen anbieten. In der fragmentierten Schweizer Gasversorgung gibt es auch einige grössere GVU. Die sieben grössten GVU waren 2002 für etwas mehr als die Hälfte des Schweizer Erdgasabsatzes verantwortlich.⁴

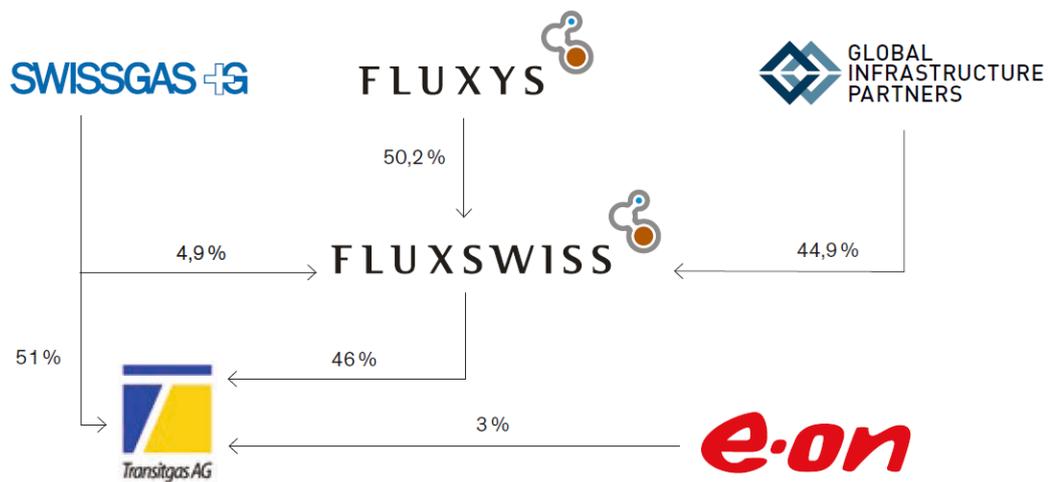
Den GVU vorgelagert sind die **vier grossen Regionalgesellschaften** Gasverbund Mittelland (GVM), Erdgas Ostschweiz (EGO), Gaznat SA (Gaznat) und Erdgas Zentralschweiz (EGZ). Hinzu kommen die Unigaz SA, die Erdgasversorgung Bündner Rheintal AG und die Azienda industriali di Lugano (AIL). Deren Kernaufgaben sind – wiederum vertikal integriert – die Beschaffung und der Transport von Erdgas. Die Anteilseigner der Regionalgesellschaften sind die nachgelagerten GVU. Die Regionalgesellschaften arbeiten gemäss Statuten nicht gewinnorientiert.

³ Gemäss VSG (2015) sind es 111.

⁴ Preisüberwacher (2012).

Für die Erdgasbeschaffung haben die Regionalgesellschaften gemeinsam mit dem VSG die ebenfalls nicht gewinnorientierte **Beschaffungsgesellschaft Swissgas AG (Swissgas)** gegründet, welche gleichzeitig Teile des Transportnetzes besitzt und betreibt. GVM, Gasnat und EGO halten je 26.98%, EGZ 5.61% und der VSG 16.45% der Anteile. Swissgas wickelt einen wesentlichen Teil der Erdgasimporte in die Schweiz über langfristige Verträge ab, wobei zunehmend Importe von Spotmärkten (z.B. Marktgebiet Deutschland der NetConnect Germany, NCG) über kurzfristige Verträge erfolgen. Teilweise beschaffen Regionalgesellschaften (oder Gasversorger) Erdgas direkt an Grosshandelsmärkten beschaffen.⁵ Der Zugang zum Spotmarkt kann dabei wiederum über eine Tochtergesellschaft der Swissgas, **SET Swiss Energy Trading AG**, erfolgen, welche an den Spotmärkten NCG, Wallbach, PEG and TTF tätig ist und für die vier Regionalgesellschaften eine Handelsplattform betreibt.⁶ Die Regionalgesellschaften haben keine Bezugspflicht bei Swissgas.⁷ Bei Swissgas ist ebenfalls die Koordinationsstelle für Durchleitungen Dritter auf dem Transportnetz angegliedert (**KSDL**), bei welcher u.a. Netzzugangsgesuche mit den entsprechenden Netzbetreibern koordiniert werden.

Abbildung 9: Beteiligungsverhältnisse an der Transitgas AG und FluxSwiss



Quelle: Geschäftsbericht Swissgas 2014

Wie die Regionalgesellschaften ist auch Swissgas zumindest teilweise vertikal integriert, einerseits direkt als Eigentümerin eines Teilstückes des Schweizerischen Transportnetzes und andererseits indirekt als Mehrheitsaktionärin der **Transitgas AG (Transitgas)**. Transitgas betreibt das Schweizer Teilstück des transeuropäischen Transportnetzes, aus der mehr als 75% des schweizerischen Gesamtverbrauchs bezogen werden. Ihr Aktionariat besteht aus Swissgas (51%), FluxSwiss (46%) und der E.ON Ruhrgas AG (3%). Swissgas als Mehrheitsaktionärin bezieht ca. 12 % der Kapazität, die zum grossen Teil für die Schweizer Versorgung genutzt wird.

⁵ Die Anzahl kurzfristiger Geschäfte nimmt gemäss Swissgas (Geschäftsbericht 2014) stetig zu, hingegen nimmt die Menge pro Geschäft ab. Mit dem Auslaufen der Langfristverträge fällt teils fest verfügbare Exit-Kapazität weg, welche z.B. durch Teilnahme an Auktionierungen kompensiert werden kann.

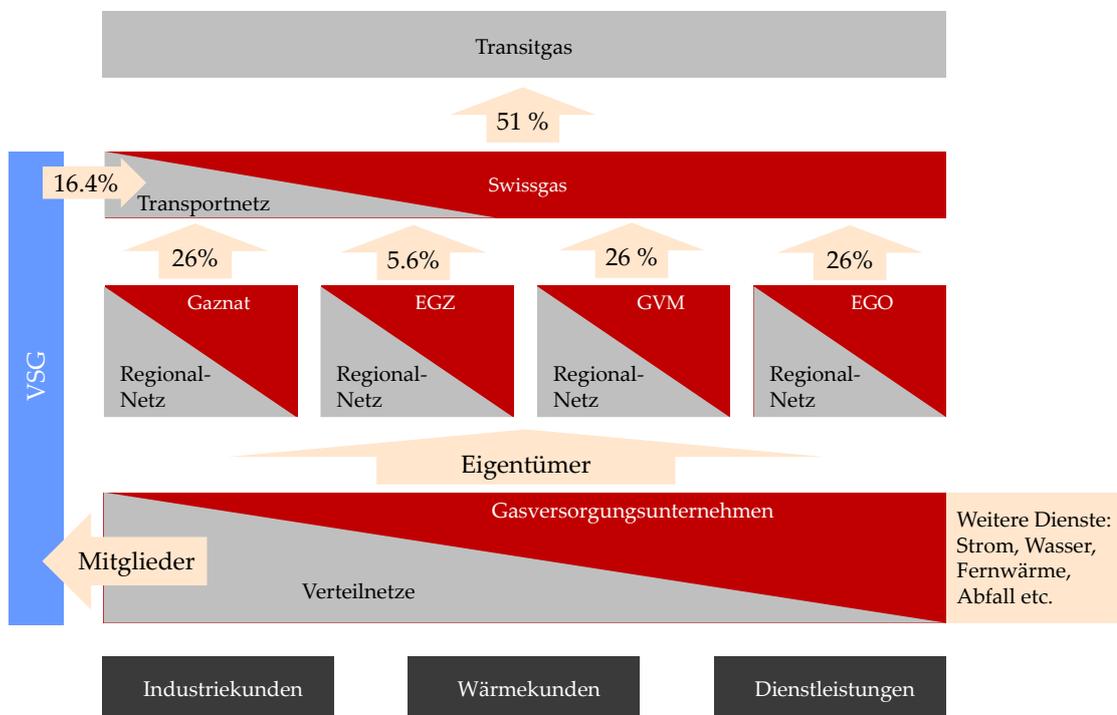
⁶ <http://swiss-energy-trading.ch/> vom 18.4.2016.

⁷ Gemäss Interview mit CEO R. Rohrbach vom 7.3.2016.

Die restlichen 88 % der Kapazität werden **FluxSwiss** zur Nutzung verpachtet⁸ und von dieser für Transitzwecke vermarktet. FluxSwiss gehört zu 50.2% dem belgischen Fernnetzbetreiber Fluxys SA, Global Infrastructure Partners (44.9%) und Swissgas (4.9%). Die Beteiligungsstruktur der Transitgas und der FluxSwiss ist in **Abbildung 9** dargestellt. Neben der Vermarktung von Transit-Kapazitäten bietet FluxSwiss auch Dienstleistungen in Zusammenhang mit dem internationalen Gastransport an (Swissgas, 2014).

Abbildung 10 veranschaulicht die aktuelle Struktur des Schweizer Erdgasmarktes, in der die Gasversorgungsunternehmen, Regionalgesellschaften und Swissgas allesamt gleichzeitig Gaslieferant und Netzbetreiber sind. Diese fragmentierte, vertikal und teilweise horizontal integrierte Struktur der Schweizer Erdgasbranche ist historisch gewachsen. Die Details bezüglich der Organisation einzelner Versorger einerseits und den künftig geplanten neuen Akteuren (z.B. netpool) andererseits finden sich in Kapitel 2.6 und 2.7.

Abbildung 10: Struktur und Besitzverhältnisse der Schweizer Gasnetzbetreiber



Quelle: Swiss Economics

Nachfolgend werden die Netzebenen wie folgt unterschieden:

- **Transportnetz:** Hochdrucknetze der Transitgas AG, Swissgas AG und der Regionalgesellschaften;
- **Verteilnetz:** Alle übrigen an das Transportnetz angeschlossenen (Verteil)Netze und deren nachgelagerte Netze (i.d.R. Niederdruck unter 5 Bar).

⁸ 2014 betragen die Erträge der Transitgas AG aus „Lease Agreement“ rund 114 Mio. CHF (Geschäftsbericht 2014).

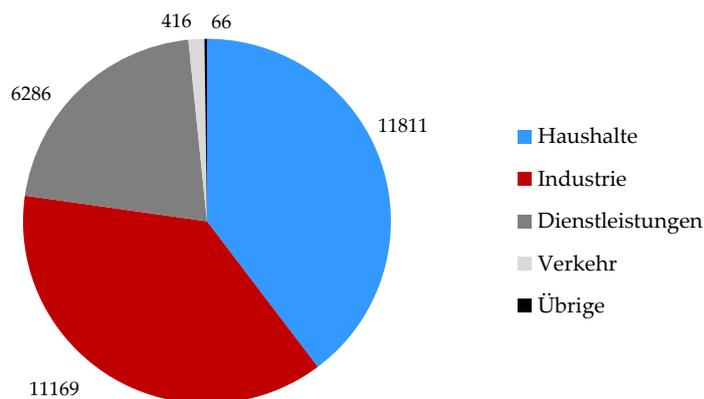
2.3 Gasnutzung in der Schweiz

In der Schweiz wird Erdgas in erster Linie als Prozessenergie in der Industrie und für die Wärmeproduktion für Privathaushalte und Dienstleistungsunternehmen eingesetzt:

- **Industriekunden:** Industriebetriebe beziehen sogenanntes Prozessgas für Produktions- und Fertigungsverfahren.
- Für Privathaushalte und Dienstleistungsunternehmen stehen hingegen Anwendungen wie Raumheizung, Warmwasseraufbereitung und Kochen im Vordergrund. Ihr hauptsächlichster Verwendungszweck von Erdgas ist die Wärmebereitstellung. Sie werden gemeinsam als **Wärmekunden** bezeichnet, um sie gegenüber der industriellen Nutzung der Prozessgaskunden abzugrenzen.

Der Erdgasverbrauch der Schweiz betrug im Jahr 2014 ca. 30 TWh, was 13% des Gesamtenergieverbrauchs der Schweiz entsprach und im internationalen Vergleich relativ klein ist.⁹ Der Energieträger Gas hat sich somit in der Schweiz deutlich weniger gut etablieren können als in anderen Ländern¹⁰. Hinzu kommen ca. 1.3 TWh Erdgas, das für Fernwärme und Elektrizitätserzeugung verwendet wird.¹¹ Haushalte und Dienstleistungsbetriebe (Wärmegaskunden) nutzten im Jahr 2014 gemeinsam etwa 60% des Erdgases. Anteil des industriellen Prozessgases betrug etwa 37.5% (vgl. **Abbildung 11**).

Abbildung 11: Verbrauch von Erdgas in der Schweiz in TWh



Quelle: BFE, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2014

⁹ BFE, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2014.

¹⁰ In Deutschland beträgt der Anteil beispielsweise ca. 21% (Folien des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiestatistiken-energiegewinnung-energieverbrauch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [aufgerufen am. 3.5.2016]);

¹¹ BFE, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2014. Erdgas, das für Fernwärme und Elektrizitätserzeugung verwendet wird in der Energiebilanz nicht dem Erdgasverbrauch zugerechnet.

2.4 Rechtliche Ausgangslage

2.4.1 Übersicht

Der Schweizer Gasmarkt ist im europäischen Vergleich bislang geringfügig reguliert. Seit dem Inkrafttreten des **Rohrleitungsgesetzes (RLG)** im Jahr 1964 haben Drittlieferanten grundsätzlich Zugang zum Gasnetz. Erst im Zuge der ersten EU-Richtlinien zum europäischen Erdgasbinnenmarkt im Jahr 2001 forderten erste Gaslieferanten den Netzzugang gestützt auf Art. 13 RLG. Das RLG sieht vor, dass im Falle von Streitigkeiten das BFE über die Verpflichtung des Vertragsabschlusses sowie über die Vertragsbedingungen verfügt. Im Jahr 2008 haben erstmals zwei Industriebetriebe, das Stahlwerk Gerlafingen und die Papierfabrik Utzenstorf, von dieser Möglichkeit gebraucht gemacht und beim BFE eine Klage gegen die Netzbetreiber eingereicht.¹² Angesichts der drohenden Klagen schlossen der VSG gemeinsam mit der Interessengemeinschaft Erdgas (IG Erdgas) und der Interessengemeinschaft Energieintensiver Branchen (IGEB) eine privatrechtliche Vereinbarung zu Netzzugang beim Erdgas ab (nachfolgend: **Verbändevereinbarung**). Gemäss der Verbändevereinbarung erhalten gegenwärtig Nutzer von Prozessgas mit einer Mindestkapazität von 150 Nm³/h¹³ und geeigneten Messgeräten Zugang zum Erdgasnetz. Zugangsberechtigt sind damit v.a. industrielle Erdgasbezügler. Gemäss Swissgas können aktuell ca. 400 Kunden ihren Gaslieferanten frei wählen.¹⁴

Die Netznutzungsentgelte werden für lokale Erdgasnetze gemäss dem Branchenstandard **NEMO**¹⁵ bzw. für regionale und überregionale Zonen sowie Swissgas gemäss einem analogen **Manual**¹⁶ ermittelt und regelmässig durch externe Beratungsgesellschaften zertifiziert. Die Entgelte sind auf der Internetseite der Koordinationsstelle Durchleitung (KSDL) zu publizieren, welche die Gesuche um Netzzugang koordiniert.

Bei der Verbändevereinbarung und den dazugehörigen Branchenstandards handelt es sich um ein privatrechtliches Regelwerk, das grundsätzlich den Vorschriften des schweizerischen Wettbewerbsrechts untersteht. Die **Wettbewerbskommission (WEKO)** gewährte im Rahmen des Widerspruchsverfahrens zur Verbändevereinbarung ex ante keine Sanktionsbefreiung gemäss Art. 49a Abs. 3 Bst. a KG, sie stellte aber die eingeleitete Vorabklärung ohne unmittelbare Konsequenzen ein. Damit verzichtete die WEKO zwar auf die Einleitung einer Untersuchung, sie behielt sich aber ausdrücklich vor, bei einem allfälligen Verstoss gegen das Wettbewerbsrecht eizugreifen.¹⁷

Damit war offenkundig, dass das privatrechtliche Regelwerk der Verbändevereinbarung langfristig insbesondere für die Netzbetreiber **keine ausreichende Rechtssicherheit** bieten konnte.

¹² Vgl. NZZ vom 27.7.2009. Struktur der Gasversorgung wegen Klage auf dem Prüfstand

¹³ Seit 1. Oktober 2015. Zuvor lag die Grenze bei 200 Nm³/h.

¹⁴ Swissgas Generalversammlung 2015.

¹⁵ Anlage 6 VV „Nemo-Manual - Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen“ (aktuell gültige Version ist seit 1.1.2016 in Kraft).

¹⁶ Anlage 7 VV „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“. Einzelne Elemente wie bspw. der WACC wurden in einer einvernehmlichen Regelung mit dem Preisüberwacher vom Oktober 2014 geregelt, die bis zum Inkrafttreten eines neuen GasVG gilt.

¹⁷ WEKO (2013), Schlussbericht.

2.4.2 Geltende Entflechtungsvorschriften im Gasmarkt: RLG, Verbändevereinbarung, KG

Im Rohrleitungsgesetz finden sich keine Vorschriften bezüglich der Entflechtung und Nichtdiskriminierung. Gemäss Art. 6 der Verbändevereinbarung¹⁸ verpflichten sich die Schweizer Gasnetzbetreiber, intern eine **buchhalterische Trennung** der Netzkosten von den Kosten der übrigen Aktivitäten vorzunehmen (Details vgl. Abschnitt 2.6). Dadurch soll eine Quersubventionierung zwischen Netzbereich und Gaslieferung verhindert werden. Die Verbändevereinbarung sieht den **diskriminierungsfreien Gasnetzzugang** insbesondere bezüglich der Kosten des Netzzugangs vor. Die Netzbetreiber verpflichten sich, Dritte und bestehende Lieferanten (Endverteiler/regionale Gasgesellschaften) mit den gleichen Kosten für die Netznutzung zu belasten. Der VSG verpflichtet sich dafür zu sorgen, dass alle Netzbetreiber, deren Netze zur Versorgung der industriellen Erdgasbezügler genutzt werden, durch eine unabhängige Stelle zertifiziert sind.

Diese Vorschriften zur Verhinderung der Diskriminierung Dritter und der buchhalterischen Entflechtung werden durch die **allgemeinen wettbewerbsrechtlichen Regeln** ergänzt. Gemäss dem Schlussbericht der WEKO in Sachen Verbändevereinbarung ist davon auszugehen, dass den Eigentümern der Schweizer Erdgastransport- und Verteilnetze eine marktbeherrschende Stellung gemäss Art. 4 Abs. 2 KG zukommt.¹⁹ Damit unterstehen sie der Verhaltenskontrolle von Art. 7 KG. Im Beispielkatalog von Art. 7 Abs. 2 KG sind insbesondere auch die vorliegend relevanten Verhaltensweisen der **Verweigerung von Geschäftsbeziehungen** (Art. 7 Abs. 2 Bst. a KG), die **Diskriminierung von Handelspartnern** (Art. 7 Abs. 2 Bst. b KG), sowie die **Erzwingung unangemessener Preise** (Art. 7 Abs. 2 Bst. c KG) aufgeführt.

In ihrem Schlussbericht hält die WEKO weiter fest, dass spätestens nach dem Bundesgerichtsentscheid *Entreprises Electriques Fribourgeoises / Watt Suisse AG* klar sei, dass die Weigerung eines Elektrizitätswerks – und analog eines Gaswerks –, Strom eines Drittunternehmens durch sein Netz zu einem Endverbraucher zu leiten, als Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung zu qualifizieren ist. Die Verbändevereinbarung und damit ein zwischen verschiedenen Branchen abgeschlossenes privatrechtliches Vertragswerk vermöge eine gesetzliche Grundlage nicht zu ersetzen, weshalb die Verbändevereinbarung die im Kartellgesetz enthaltenen Vorschriften beachten müsse und insbesondere keine Diskriminierung zu Lasten einzelner Kundengruppen enthalten dürfe. Die kartellrechtliche Einschätzung eines Verhaltens in Bezug auf eine allfällige Diskriminierung, kann aber immer nur einzelfallspezifisch erfolgen. Die allgemeinen Wettbewerbsregeln können nicht den systematischen Anreizen zur Diskriminierung vorbeugen. Jeder Fall muss einzeln untersucht und entschieden werden, wobei sich die Verfahren bis zur Rechtskraft über mehrere Jahre hinziehen können.

¹⁸ Art. 6: „Die Netzbetreiber verpflichten sich zu einem internen buchhalterischen Unbundling der Netzkosten von den Kosten der übrigen Aktivitäten, so dass jede Quersubventionierung unterbleibt. Netzbetreiber, deren Netze zur Versorgung der industriellen Erdgasbezügler genutzt werden, verpflichten sich, ihre Netznutzungsentgelte sowie die in den Netznutzungsentgelten nicht enthaltenen Kosten vollständig und deren Kalkulationsmethode ... zu publizieren. Die Ermittlung von Netznutzungsentgelten erfolgt gemäss den Branchenstandards ‚Nemo‘ für die lokalen Erdgasnetze und ‚Entgelte für regionale und überregionale Zonen für regionale Erdgasnetze und Swisssgas Spezifisch für den beschriebenen Netzzugang verursachte Kosten beim Netzbetreiber werden verursachergerecht und kostenbasiert den Netzkunden verrechnet.“

¹⁹ WEKO (2013), Schlussbericht.

2.4.3 Zum Vergleich: StromVG und StromVV im Strommarkt

Im Gegensatz zur Erdgasbranche gibt es im Strommarkt gesetzliche Vorgaben zur Entflechtung abgestuft nach Verteil- und Übertragungsnetz. Bei Übertragung dieser Regelungen auf den Erdgasmarkt ergäbe sich zusammenfassend der Änderungsbedarf gemäss Box 1 nachfolgend.

Verteilnetze

Gemäss Art. 10 Abs. 1 des Stromversorgungsgesetzes (StromVG), müssen Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Unabhängigkeit des Netzbetriebs sicherstellen, und es besteht ein Verbot zur Quersubventionierung zwischen dem Netzbetrieb und den übrigen Tätigkeitsbereichen. Diese allgemeinen Regeln werden durch Vorschriften zur informatorischen Entflechtung (Art. 10 Abs. 2 StromVG) und buchhalterischen Entflechtung (Art. 10 Abs. 3 sowie Art. 11 Abs. 1 StromVG, separate Jahresrechnung und Kostenrechnung je Netz) ergänzt. Um eine Diskriminierung bezüglich der für den Netzzugang notwendigen Information zu verhindern, verlangt das StromVG, dass diese leicht zugänglich sind (Art. 12 Abs. 1 StromVG). Für die Verteilnetze besteht daher heute eine informatorische und buchhalterische Entflechtung sowie ggf. nicht weiter spezifizierte funktionale bis strukturelle Entflechtungselemente zur Sicherstellung der Unabhängigkeit des Netzbetriebes.

Die Details der buchhalterischen Abgrenzung des Netzbetriebs werden gestützt auf Art. 7 StromVV via Branchenstandards des Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)²⁰, wobei die StromVV in Abs. 3 vorgibt, dass in der Kostenrechnung alle für die Berechnung der anrechenbaren Kosten notwendigen Positionen separat ausgewiesen werden müssen. Gemeinkosten müssen nach Abs. 5 über verursachergerechte Schlüssel zugeordnet werden, die u.a. sachgerecht, nachvollziehbar und schriftlich festgehalten sein müssen. Die Kostenrechnung ist der ElCom vorzulegen (Abs. 7), welche entsprechende Erhebungsbögen vorgibt. Bei diesen Vorgaben gibt es keine de minimis Regel, gestützt auf die etwa sehr kleine Netzbetreiber von einer Entflechtung ausgenommen werden können.

Übertragungsnetz

Das StromVG verlangt, dass das Übertragungsnetz von einer nationalen Netzgesellschaft betrieben werden soll, die Eigentümerin des von ihr betriebenen Netzes ist, keine Aktivitäten in den Bereichen Elektrizitätserzeugung, -verteilung oder -handel ausübt und keine entsprechenden Beteiligungen an Unternehmen besitzt (Art. 18 StromVG). Bezüglich buchhalterischer Trennung bzw. Rechnungslegung gilt Art. 7 StromVV gleichermaßen für Verteilnetze wie auch für Übertragungsnetze. Gemäss Botschaft des Bundesrates vom Dezember 2004 soll durch diese buchhalterische, organisatorische und rechtliche Entflechtung die Nichtdiskriminierung gewährleistet werden.

Die grossen Schweizer Stromunternehmen, bis dahin mit eigenen Übertragungsnetzen, gründeten daher die Netzgesellschaft Swissgrid, die ab Dezember 2006 das bestehende Übertragungsnetz koordinierte. Mit dem Inkrafttreten der Netzzugangsbestimmungen des StromVG Anfang 2009 wurden die ursprünglich acht Regelzonen zu einer gesamtschweizerischen Regel-

²⁰ VSE, Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz Branchensystematik für die Kostenermittlung im Zusammenhang mit der Netznutzung (2015).

zone zusammengefasst und Swissgrid übernahm den Betrieb des Schweizer Hochspannungsnetzes. Die im StromVG vorgesehene Übertragung des Eigentums am Übertragungsnetz an Swissgrid erfolgte anschliessend gestaffelt über mehrere Jahre.

Ein Kritikpunkt an Swissgrid war die Möglichkeit der grossen Stromkonzerne, als Aktionäre von Swissgrid die Entscheide von Swissgrid zu beeinflussen. Das StromVG sieht zwar vor, dass die Mehrheit der Mitglieder und der Präsident des Verwaltungsrates sowie die Mitglieder der Geschäftsleitung nicht Organen von juristischen Personen angehören dürfen, die Tätigkeiten in den Bereichen Elektrizitätserzeugung oder -handel ausüben, oder in einem Dienstleistungsverhältnis zu solchen juristischen Personen stehen (Art. 18 Abs. 7 StromVG). Dies konnte aber nicht verhindern, dass entscheidende Fachkommissionen und Ausschüsse fast vollständig von Mitgliedern der grossen Stromkonzerne besetzt waren.²¹ Swissgrid reagierte mit der Auflösung der Fachkommissionen.²²

Box 1 zeigt den grundlegenden Anpassungsbedarf, falls im Gasmarkt die aktuellen Entflechtungsvorgaben aus dem Schweizer Strommarkt übernommen würden.

Box 1: Entflechtungsbedarf bei Übernahme der Strom-Gesetzgebung

Übertragen auf den Gasmarkt würde sich bei Anwendung der aktuellen Vorgaben gemäss StromVV folgender Änderungsbedarf für die Schweizer Netzbetreiber ergeben:

- **Gasverteilung:** Vorgabe der Sicherstellung der Unabhängigkeit des Netzbetriebs mit weitergehender buchhalterischer Entflechtung (zusätzlich eigene Jahresrechnung) sowie informatorischer Entflechtung;
- **Gastransport:** Teilweise eigentumsrechtliche Entflechtung und Zusammenführung der Netzbereiche der Regionalgesellschaften, Swissgas und der Transitgas AG sowie Überführung der Kapazitätsvermarktung von FluxSwiss an die neue Gesellschaft.

2.4.4 Europäische Union

Die Europäische Union (EU) hat im Rahmen der Marktöffnung der Energiemärkte die Entflechtungsvorschriften für Energieversorgungsunternehmen graduell verschärft. Auch die europäische Gasbranche bestand ursprünglich mehrheitlich aus integrierten Netzbetreibern mit Gebietskonzessionen. Dabei handelte es sich grösstenteils um öffentliche oder zumindest halböffentliche Unternehmen. Mit der **ersten Binnenmarktrichtlinie Gas** vom August 1998 (98/30/EG) leitete die EU die schrittweise Öffnung des Erdgasmarktes ein. Im Zentrum der Richtlinie stand der nichtdiskriminierende Zugang zum Fernleitungs- und Verteilnetz. Die Marktöffnung erfolgte zuerst für Grosskunden und später für Haushaltkunden. Die Entflechtung der Erdgasunternehmen war ein wichtiger Bestandteil und erfolgte weitgehend parallel zum Strommarkt.

In der **zweiten Binnenmarktrichtlinie Gas** vom Juni 2003 (2003/55/EG) erfolgten konkretere Vorgaben zur Entflechtung. Um einen effizienten und nichtdiskriminierenden Netzzugang zu gewährleisten, mussten fortan Fernleitungs- und Verteilnetze durch unterschiedliche Rechtspersonen betrieben werden. Zudem mussten Fernnetz- und Verteilnetzbetreiber zumindest

²¹ Pressemitteilung der WEKO vom 31. Oktober 2008.

²² Pressemitteilung Swissgrid vom 31. Oktober 2008.

hinsichtlich ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein. Netzbetreiber mussten zudem hinreichende Mittel und Entscheidungsbefugnisse für die Netzentwicklung erhalten. Die zweite Binnenmarktrichtlinie Gas beinhaltete somit eine rechtliche, funktionale und buchhalterische Entflechtung. Sie sah jedoch explizit keine eigentumsrechtliche Trennung vor. Die Mitgliedstaaten der EU erhielten zudem die Möglichkeit, kleinere Unternehmen von der Pflicht zur rechtlichen und funktionalen Entflechtung zu befreien. Dies ist möglich, wenn ein Verteilnetzbetreiber weniger als 100'000 Kunden beliefert.

Nach umfassender Evaluation der Marktöffnung im Energiebereich sah die EU Kommission im Gasmarkt weiteren Handlungsbedarf. Die Kommission identifizierte die unzureichende Entflechtung der Netzbetreiber als ein Hindernis für das Funktionieren des Gasmarkts. Zudem bestünden geringe Anreize für Investitionen in die Netze. Insbesondere stellte die Kommission fest, dass neue Marktteilnehmer trotz geltender Entflechtungsbestimmungen keinen effektiven Netzzugang erhalten hatten und vermutete daher, dass diese von den vertikal integrierten Netzbetreibern diskriminiert würden. Die vertikale Integration mache zudem für die etablierten Unternehmen den Handel auf den Grosshandelsmärkten weniger attraktiv und führe auf diesen Märkten zu geringer Liquidität.²³

In der **dritten Binnenmarktrichtlinie Gas** vom Juli 2009²⁴ (2009/73/EG; GasRL) verordnete die EU ihren Mitgliedstaaten deshalb ein weitergehendes Entflechtungsregime unter folgendem Grundsatz:

„Jedes Entflechtungssystem sollte die Interessenkonflikte zwischen Erzeugern, Lieferanten und Fernleitungsnetzbetreibern wirksam lösen, um Anreize für die notwendigen Investitionen zu schaffen und den Zugang von Markteinsteigern durch einen transparenten und wirksamen Rechtsrahmen zu gewährleisten, und den nationalen Regulierungsbehörden keine zu schwerfälligen Regulierungsvoorschriften auferlegen.“

Die neuen Vorgaben wurden im Jahr 2010 in einem rechtlich nicht bindenden Auslegungsdokument der Kommission konkretisiert.²⁵

Für **Fernnetzbetreiber** sieht die Richtlinie eine weitgehende eigentumsrechtliche Entflechtung vor. Dafür sind grundsätzlich drei Modelle vorgesehen:

- **Ownership Unbundling (OU):** Vertikal integrierte Unternehmen müssen ihre Beteiligungsrechte, Stimmrechte und sonstige Kontrollmöglichkeiten über die Netzbetreiber abgeben. Es handelt sich praktisch um einen Zwangsverkauf der Netze.

²³ Inquiry pursuant to Article 17 of Regulation (EC) No 1/2003 into the European gas and electricity sectors (Final Report). Communication from the Commission, COM(2006) 851 final, 10.01.2007, Brussels; Progress in creating the internal gas and electricity market, Report from the Commission to the Council and the European Parliament. COM(2008) 192 final.

²⁴ Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (Text von Bedeutung für den EWR).

²⁵ Commission Staff Working Paper (2010). Interpretative Note on Directive 2009/72/EC. The unbundling regime.

- **Independent System Operator (ISO):** Alternativ können vertikal integrierte Unternehmen einen unabhängigen Netzbetreiber (ISO) einsetzen, der für sie (ohne eigentliches Eigentum) das Netz unabhängig betreibt.
- **Independent Transmission Operator (ITO):** Schliesslich besteht die Möglichkeit, die herkömmliche integrierte Konzernstruktur von Netz, Erzeugung und Versorgung beizubehalten. Ein solches Unternehmen muss aber durch die Einhaltung weitgehender funktionaler Entflechtungsvorschriften garantieren, dass die beiden Unternehmensteile unabhängig voneinander arbeiten:²⁶
 - Beim ITO muss die Zuständigkeit für den Betrieb und den Ausbau des Netzes liegen. Schliesslich soll der ITO gegen aussen mit eigener Corporate Identity auftreten.
 - Das Eigentum am Netz muss in der Konzernstruktur beim rechtlich entflechteten FNB liegen (d.h. Pachtmodell nicht möglich).
 - Das Personal, das für die Tätigkeit im Fernleitungsnetzsektor erforderlich ist, muss beim FNB angestellt sein, dazu gelten weitere Vorgaben wie z.B. Waiting Periods für das Management oder spezifische Vorgaben an die Aufsichtsorgane.
 - Eine Nutzung von gemeinsamen IT-Systemen oder Zugangssystemen zwischen FNB und dem Konzernverbund sowie die Zusammenarbeit mit denselben Beratern oder externen Auftraggebern ist untersagt.
 - Dem ITO stehen eigene Finanzierungsquellen zu, insb. Netznutzungsentgelte, aber auch Ausgleichsentgelte für Hilfsdienste wie Ausgleichsenergie. Er muss über die Mittel verfügen, die erforderlich sind, ein leistungsfähiges, effizientes Netz aufzubauen und aufrechtzuerhalten und zur Stärkung seiner finanziellen Handlungsfähigkeit berechtigt sein, sich auf den Kapitalmärkten Eigenkapital und Fremdkapital zu beschaffen.

Für die **Verteilnetzbetreiber** sieht die dritte Binnenmarktrichtlinie **keine weitergehende eigentumsrechtliche Entflechtung** vor, allerdings wurden die Kompetenzen der Regulierungsbehörde deutlich gestärkt. Weiterhin können Mitgliedländer Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100'000 Kunden von der funktionalen und rechtlichen Entflechtung befreien (**de minimis**), es gilt jedoch auch hier die Pflicht zur buchhalterischen und informatorischen Entflechtung. Gemäss dem oben genannten Auslegungsdokument wird in der dritten Gasrichtlinie die buchhalterische, informatorische, funktionale und rechtliche Entflechtung für Verteilnetzbetreiber wie folgt vorgegeben:

- **Buchhalterische Entflechtung:** Eigene Rechnung mit Bilanz und Erfolgsrechnung für das Gasverteilnetz, wie wenn es sich um ein separates Unternehmen handeln würde.²⁷
- **Informatorische Entflechtung:** Wahrung von Vertraulichkeit und Verbot des Missbrauchs wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen er bei der Ausübung seiner Geschäftstätigkeit Kenntnis erlangt, z.B. kein privilegierter Zugang zu Netzdaten von Personen, die im Handel oder im Vertrieb tätig.

²⁶ In Anlehnung an Schmidt-Preuss (2009).

²⁷ Commission Staff Working Paper (2010). Interpretative Note on Directive 2009/72/EC. The unbundling regime, S. 27f (zu Art. 27 der Gas RL).

- **Funktionale Entflechtung²⁸:**
 - *Personelle Trennung:* Das Management sowie operatives Personal des Netzbetreibers darf keine Funktionen in Teilen des Unternehmensverbundes wahrnehmen, welche für Erdgasgewinnung, -übertragung und -versorgung zuständig sind. Service-Bereiche sind grundsätzlich erlaubt;
 - *Ressourcenverfügbarkeit:* Die Netzeinheit muss Entscheidungsbefugnisse bezüglich der Vermögenswerte haben, die für den Betrieb und den Netzausbau erforderlich sind, und diese unabhängig von dem integrierten Erdgasunternehmen ausüben. Hierfür muss sie über die erforderlichen Ressourcen, einschliesslich personeller, technischer, materieller und finanzieller Ressourcen, verfügen.
 - *Gleichbehandlungsprogramm:* Implementieren eines Gleichbehandlungsprogramms zur Sicherstellung nicht-diskriminierenden Verhaltens;
 - *Überwachung durch nationale Regulierungsbehörde:* Die Tätigkeiten des Verteilernetzbetreibers sind von den Regulierungsbehörden oder sonstigen zuständigen Stellen zu beobachten
 - *Auftritt gegen aussen:* Vertikal integrierte Verteilernetzbetreiber müssen in ihren Kommunikations- und Branding-Aktivitäten dafür Sorge tragen, dass eine Verwechslung in Bezug auf die eigene Identität der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens ausgeschlossen ist.
- **Rechtliche Entflechtung:** Die Gasverteilung muss von einer eigenständigen Firma durchgeführt werden. Rechtliche Strukturen und Verträge müssen mit den Vorgaben der funktionalen Entflechtung übereinstimmen.²⁹

Tabelle 2 fasst die aktuell gültigen Vorgaben für Gasnetzbetreiber in der EU zusammen. **Abbildung 12** zur Grösse der Netzbetreiber in Europa macht deutlich, dass die meisten Gasversorgungsunternehmen (rot) in der EU nicht zwingend von den Entflechtungsvorschriften der dritten Binnenmarktrichtlinie betroffen waren.

Tabelle 2: Entflechtungsvorgaben in der EU

	Buchhalterisch	Informativ	Funktional	Rechtlich	Eigentumsrechtlich
FNB	X	X	X	X	OU, ISO oder ITO
VNB ≥ 100'000	X	X	X	X	optional
VNB < 100'000	X	X	optional	optional	optional

Quelle: Swiss Economics

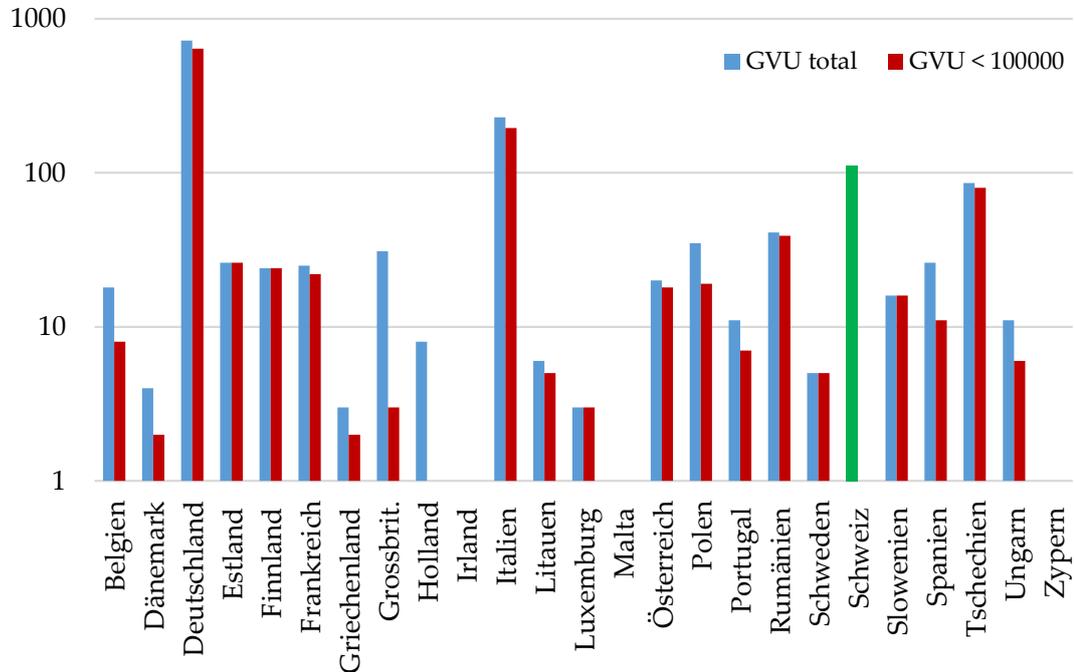
Aufgrund der Möglichkeit, bei Fernnetzbetreibern zwischen verschiedenen Modellen auszuwählen, gibt es heute innerhalb der EU entsprechende Unterschiede hinsichtlich der konkreten Umsetzung der Entflechtung. Für das ITO Modell hatten sich beispielsweise Frankreich und Deutschland stark gemacht und es anschliessend auch national umgesetzt. Das ISO-Modell hat

²⁸ Commission Staff Working Paper (2010). Interpretative Note on Directive 2009/72/EC. The unbundling regime, S. 24f (zu Art. 26 der Gas RL) sowie S. 27f (zu Art. 27 der Gas RL).

²⁹ Commission Staff Working Paper (2010). Interpretative Note on Directive 2009/72/EC. The unbundling regime, S. 23 (zu Art. 26 der Gas RL).

aufgrund der unattraktiven Stellung des Netzeigentümers kaum Verbreitung gefunden (Eigentümer mit weitgehenden Pflichten, Pächter bzw. ISO mit den wesentlichen Rechten).

Abbildung 12: Anzahl Gasversorgungsunternehmen in EU-Ländern und in der Schweiz



Quelle: Swiss Economics basierend auf CEER (2013) und VSG (2015).

Box 2 fasst den grundlegenden Entflechtungsbedarf in der Schweiz im Falle einer Übernahme von EU-Recht zusammen.

Box 2: Entflechtungsbedarf bei Übernahme der EU-Richtlinien

Übertragen auf die Schweiz und ausgehend davon, dass kein Gasnetzbetreiber mehr als 100'000 Kunden bedient, würde sich bei Anwendung der aktuellen Gasrichtlinien folgender Änderungsbedarf für die Schweizer Netzbetreiber ergeben:

- **Gasverteilung:** Buchhalterische Entflechtung mit eigener Jahresrechnung sowie informatorische Trennung.
- **Gastransport:** Weitgehende Entflechtung des Netzbereichs der Regionalgesellschaften, von Swissgas sowie der Transitgas AG (mindestens ITO Modell)

2.5 Eckwerte und Szenarien künftiges GasVG

Wie einleitend erwähnt hat der Bundesrat das BFE im Rahmen der Legislaturplanung 2015 bis 2019 mit der Ausarbeitung einer Vernehmlassungsvorlage für ein Gasversorgungsgesetz (GasVG) beauftragt. Im Rahmen der hierfür nötigen Grundlagenarbeiten gab das BFE im Jahr 2015 verschiedene Studien in Auftrag, um die Themen Marktöffnung, Netzzugang, Bilanzierung und Netztarife vertieft aufzuarbeiten.

- Frontier und Infrac (2015) entwickeln in ihrer „Studie betreffend möglicher Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmarktes“ verschiedene Szenarien der Marktöffnung, die für die vorliegende Studie als Ausgangspunkt dienen sollen. Die Autoren empfehlen eine unmittelbare vollständige Marktöffnung, diskutieren aber auch verschiedene Varianten einer unvollständigen und schrittweisen Marktöffnung.
- Frontier und E-Bridge (2015) analysieren mögliche Varianten für die Ausgestaltung des Netzzugangsmodells, wobei ein Entry/Exit System (EES) mit einem gesamtschweizerischen Marktgebiet inklusive Transitleitung vorgeschlagen wird. Auch in dieser Studie ergeben sich Varianten bezüglich des Einbezugs der Transitleitung und dem Ausschluss der Verteilnetze (sog. City-Gate Lösung), letzteres in Abhängigkeit vom gewählten Marktöffnungsgrad.
- Weitere Varianten ergeben sich aus der Studie „Grundsatzfragen zum zukünftigen Gasbilanzierungsmodell in der Schweiz“ (DNV GL, 2015). Zentrale Empfehlungen der Studie sind die Schaffung einer integrierten Bilanzzone mit einem virtuellen Austauschpunkt (VAP) unter Leitung eines Marktgebietsverantwortlichen (MGV) sowie die vollständige Integration der Transitleitung.

Im Gegensatz zu den Empfehlungen der Studien schlägt der VSG im Entwurf für ein „Marktmodell Schweiz 2 Gas“³⁰ (nachfolgend: „MACH 2“) eine gesamtschweizerische Bilanzzone unter Ausschluss der Transitleitung (Ausnahme Binnenmarktanteil) vor. Die weiterentwickelte KDSL soll unter dem Namen „netpool“ die Marktgebietsverantwortung übernehmen.

Gestützt auf diese Arbeiten können **Eckwerte und Szenarien** abgeleitet werden, wie ein künftiges GasVG den Gasmarkt regeln könnte. Die Kenntnis dieser Eckwerte bzw. der relevanten Szenarien ist wesentlich, **um den künftigen Entflechtungsbedarf zu beurteilen** – beispielsweise ist der Entflechtungsbedarf mit grösserem Marktöffnungsgrad tendenziell höher, da das Diskriminierungspotenzial entsprechend steigt. Für die vorliegende Studie wird der Entflechtungsbedarf für folgende Eckwerte und Szenarien hiervon beurteilt:

- **Regulierungsbehörde:** Eine *unabhängige Regulierungsbehörde* wird installiert, welche u.a. die Einhaltung der Marktregeln inklusive den in dieser Studie diskutierten Nichtdiskriminierungsvorschriften überwacht und dort verfügen kann, wo sie von Gesetz und Verordnung entsprechend ermächtigt worden ist. Es wird davon ausgegangen, dass die zukünftige Regulierungsbehörde des Gasmarktes in etwa die gleichen Kompetenzen haben wird wie die ElCom heute.
- **Keine Anschluss- und Betriebspflicht:** Es besteht weiterhin *keine Anschlusspflicht* von Gaskunden ans Gasnetz und auch *keine Betriebspflicht*.³¹ Letzteres bedeutet, dass es auch in einem per GasVG teilweise oder ganz geöffneten Markt möglich bleibt, dass lokale Gasnetze z.B. durch Fernwärmenetze substituiert werden.
- Vorgabe eines nichtdiskriminierenden Zugangs zum Netz mit **Netzentgelten**, für welche die Anrechenbarkeit der Kosten geregelt werden wird:
 - **Gasleitungen:** Es wird davon ausgegangen, dass die anrechenbaren Kosten zur Bestimmung der Netzentgelte künftig im GasVG für die heute dem Rohrleitungsgesetz

³⁰ Präsentation vom September 2015, „MACH 2 Gas – Marktmodell Schweiz Gas.“

³¹ Der Begriff Betriebspflicht wird in Anlehnung an Kapitel 3 des Rohrleitungsgesetz verwendet.

unterstehenden Gasnetzleitungen geregelt werden wird und dass die Netzkosten analog zu Art. 15 StromVG grundsätzlich anrechenbar sein werden (z.B. im Rahmen einer Cost+ Regulierung ausgehend von NEMO).

- **Anschlussleitungen:** Von den Gasleitungen, die dem Rohrleitungsgesetz unterstehen, sind heute die Anschlussleitungen zu den Verbrauchern gemäss Art 3. Abs. 1 Lit. B RLV ausgenommen. Die Kostenanrechenbarkeit von Anschlussleitungen ist heute implizit durch NEMO Abschnitt 4.1 vorgegeben, wobei die Anschlussleitung mit Blick auf eine mögliche Diskriminierung nur soweit durch den Netzbetrieb subventioniert werden darf, als sich hieraus ein die Netznutzungsentgelte senkenden Effekt einstellt. Es wird vorliegend davon ausgegangen, dass diesbezüglich eine ähnliche Regelung gelten wird.
- **Marktöffnungsgrad:** Der Markt wird mindestens für diejenigen Kunden geöffnet, welche bereits heute gemäss Verbändevereinbarung netzzugangsberechtigt sind (ab 150 Nm³/h). Ob auch die übrigen Kunden im freien Markt Gas beschaffen können, ist noch unklar. Entsprechend werden bezüglich der Marktöffnung folgende zwei Varianten angenommen:
 - *Partielle Marktöffnung* mit Ausnahme der Haushaltskunden;
 - *Vollständige Marktöffnung*.
- **Transportpfadmodell und/oder EES mit VAP:** Das heutige Transportpfadmodell wird mindestens für den Bereich des Transports mit einem EES mit VAP und einem Marktgebiet ersetzt. Noch unklar ist, ob dies auch für das Verteilnetz der Fall sein wird. Falls nicht, erfolgt die Übergabe von Gas vom Transport-EES zu den Verteilnetzen in den City Gates. Grosskunden dürfen dabei von ihren Lieferanten verlangen, am City Gate für zugangsberechtigte und nicht netzzugangsberechtigte Kunden getrennte Buchungen vorzunehmen („Wahlmodell“). Die Varianten sind somit:
 - *EES nur beim Transport bis City Gates*, auf Wunsch von netzzugangsberechtigten Kunden getrennt für nicht netzzugangsberechtigte und netzzugangsberechtigte Endkunden, netzspezifische Entgelte auf Verteilnetzebene ab City-Gates;
 - *EES über alle Druckstufen hinweg* bis zu den Endkunden (Variante nur bei vollständiger Marktöffnung).
- **Bilanzzone und Einbezug der Transitleitung:** Die Transitgasleitung wird in einer der folgenden drei Ausgestaltungen in die Bilanzzone des EES integriert:
 - *Vollständige Integration*;
 - *Binnenmarktanteil*, bei dem das für den Binnenmarkt verwendete Gas in der Bilanzzone abgerechnet wird (Vorschlag VSG);
 - *Teilweise Integration*: Integration mit Grenze-zu-Grenze Kapazitätsprodukten (ohne Zugang zum VAP).
- **Marktgebietsverantwortung mit Betrieb des VAP:** Die Aufgaben im Rahmen der Marktgebietsverantwortung (Betrieb virtueller Austauschpunkt; Führung Bilanzkonten, ggf. netzseitige Lastprognosen, Beschaffung Ausgleichs- und Regelenergie, Kapazitätsvermarktung, Koordinationsfunktionen) werden gemäss den folgenden Varianten auf Akteure verteilt:
 - *Unabhängiger Marktgebietsverantwortlicher*: Eine unabhängige Akteurin nimmt die Marktgebietsverantwortung wahr ohne gleichzeitige Aufgaben als Betreiberin von Transportnetzen (ähnlich dem Mach 2 Modell mit netpool);

- *Nationaler Fernnetzbetreiber mit Marktgebietsverantwortung*: Die Marktgebietsverantwortung wird von einem Akteur wahrgenommen, welcher daneben alle Transportnetze betreibt (ähnlich dem Swissgrid Modell im Schweizer Strommarkt).

Zusammenfassend ergeben sich die Eckwerte und Szenarien gemäss **Abbildung 26** auf Seite 121, für welche der künftige Entflechtungsbedarf beurteilt wird.

2.6 Aktueller Entflechtungsgrad der Netzbetreiber

Wie in den vorangegangenen Abschnitten gezeigt, handelt es sich bei den Schweizer Gasnetzbetreibern in der Regel um integrierte Anbieter, welche die buchhalterischen Entflechtungsvorgaben gemäss Verbändevereinbarung zu erfüllen haben. Nachfolgend wird aufgezeigt, was diese Vorschriften im Wesentlichen bedeuten und inwieweit sich die Netzbetreiber darüber hinaus schon heute freiwillig weitergehend entflechtet haben.

2.6.1 Ebene Verteilnetz - Lokalnetze

Wie oben ausgeführt, verpflichtet die Verbändevereinbarung gemäss Art. 6 die über 100 Verteilnetze in der Schweiz zu einem „internen buchhalterischen Unbundling der Netzkosten von den Kosten der übrigen Aktivitäten, so dass jede Quersubventionierung unterbleibt.“ Die Details hierzu werden im Branchenstandard NEMO vorgegeben. Demnach bedeutet die buchhalterische Trennung im Wesentlichen die **Führung einer eigenen Kostenrechnung für das Netz** (Betriebsbuchhaltung), auf deren Basis die Netznutzungsentgelte festgelegt werden und die den folgenden Rahmen hat:

- Die Kosten des lokalen Erdgasnetzbetreibers müssen von den übrigen Geschäftsbereichen im Querverbundunternehmen und vom Erdgas-Handelsbereich getrennt ausgewiesen werden können. Hierzu werden für das Netz die Systemgrenzen zu Vorliegernetzen und Endkunden vorgegeben.
- Ein transparenter Nachvollzug der Überleitung der Informationen zu den laufenden Kosten aus der Finanzbuchhaltung zur Kostenrechnung des Netzes muss gewährleistet sein.
- Kostenbasis für die Bestimmung des Netzentgelts (anrechenbare Kosten) sind insbesondere die Kosten des Netzbetriebs auf kalkulatorischer Basis (namentlich kalk. Kapitalkosten/Zinsen, kalk. Abschreibungen, kalk. Steuern), die Betriebskosten des Netzes, Kosten vorgelagerter Lokalnetze, Steuern und Abgaben sowie die Kosten der Systemdienstleistungen (SDL).
- Zur Bestimmung der Kapitalkosten ist eine Anlagenrechnung zu führen, wobei empfohlen wird, die Kapitalkosten auf der Basis von historischen Anschaffungswerten und einem kalkulatorischen WACC mit 60% FK Anteil zu bestimmen.
- Für lokale Netzbetreiber, welche an nachgelagerte Netzbetreiber liefern, gilt die Vorgabe der Vermeidung von möglichen Doppelbelastungen der Endverbraucher des nachliegenden Gasnetzbetreibers („Pancaking“).

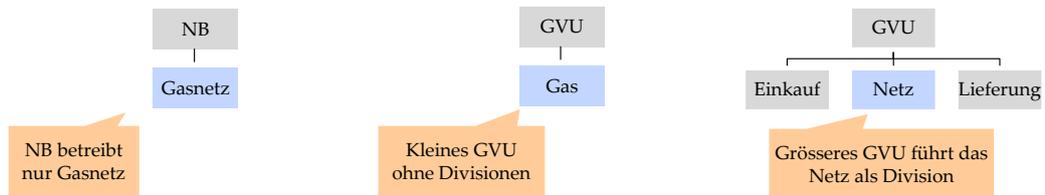
Es müssen also für die lokalen Gasnetze – anders als Strom-Verteilnetzbetreiber – keine separaten Jahresrechnungen (Bilanz und Erfolgsrechnung) geführt werden. Die effektiven Kapitalkosten, Abschreibungen oder teils Steuern werden durch kalkulatorische Grössen ersetzt.

Ausgehend von diesen organisationsneutralen Vorgaben sind vielfältige Organisationsformen denkbar. **Abbildung 13** fasst die wichtigen Möglichkeiten für Verteilnetzbetreiber zusammen,

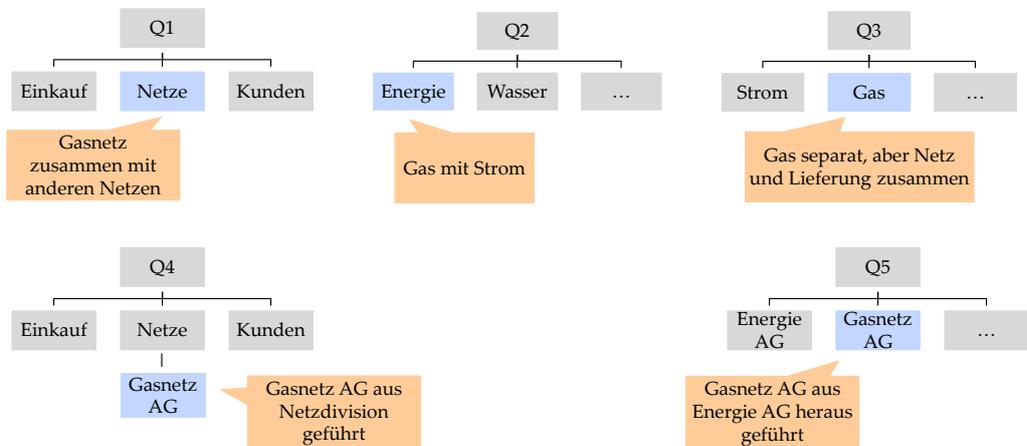
wobei die blau hinterlegte Box jeweils diejenige Einheit ist, in welcher die Kosten für das Gasnetz geführt werden. Im oberen Teil sind Beispielorganigramme für Unternehmen, welche nur erdgasbasierte Dienste anbieten. Der untere Teil illustriert Varianten für Querverbundunternehmen, welche in der Schweiz die Regel darstellen.

Abbildung 13: Organisationsformen

Reiner Netzbetreiber (NB) / reines Gasversorgungsunternehmen (GVU)



Querverbundunternehmen (Q)



Quelle: Swiss Economics

Die im Rahmen dieser Studie befragten fünf Lokalnitzbetreiber – alles Querverbundunternehmen – haben folgende **Organisation** gewählt:

- Buchhalterische Entflechtung gemäss VV/NEMO mit teilweise organisatorischer Trennung von Netz (Gasnetz in einer Division zusammen mit anderen Netzen) und Lieferung, Einkauf und anderen Einheiten. In Abbildung 13 entspricht dies Q1.
- Rechtliche Entflechtung, nicht aber organisatorische Entflechtung, indem die Gasnetz AG von der Energiesparte auf Auftragsbasis geführt wird (Fall Q5 in Abbildung 13).
- Rechtliche Entflechtung mit teilweise organisatorischer Trennung, bei der das Gasnetz einer Tochtergesellschaft zugeordnet ist und von der Netzdivision der Muttergesellschaft auf Auftragsbasis geführt wird (Fall Q4 in Abbildung 13).

Die buchhalterische Trennung gemäss NEMO wurde also in allen untersuchten (nicht repräsentativen) Fällen auf freiwilliger Basis mit zusätzlichen Entflechtungsinstrumenten bis hin zur rechtlichen Entflechtung ergänzt, wobei jedoch in keinem Fall eine vollständige organisatorische Trennung durchgeführt wurde.

Als Grund für die nicht vollständige organisatorische Entflechtung wurden von den Verteilnetzbetreibern **Synergien bzw. Kostenvorteile** der gewählten Lösung angegeben:

- Nutzung von Synergien beim Netzbau und –Unterhalt (z.B. Sanierung Gasrohre zusammen mit Strom- und Wasserleitungen, wenn neue Glasfaserleitungen gelegt werden);

- Vermeidung von Split Incentives (Rentabilisierung eines Neuanschlusses nur mit Netznutzungsentgelten schwieriger, bzw. Kostenbeiträge auf Ebene Lieferant fallen weg);
- Abstimmung Gaseinkauf auf vorhandene Kapazitäten;
- Nutzung von personellen Synergien in der Linie z.B. beim Rohr- und Leitungsbau oder beim Dispatch / Leitstelle;
- Nutzung von personellen Synergien im Overhead, z.B. Personal, Finanzen, Recht, Administration oder Geschäftsleitung. Dabei ist es so, dass auch die grössten befragten Unternehmen nicht so gross sind, dass diese für den Netzbereich eine eigene Finanz- oder Personalabteilung führen würden;
- Nur eine Ansprechperson gegenüber Neukunden für Gaslieferung und Netzanschluss.

Gemäss Umfrage ist die Grösse der meist lokal verankerten Unternehmen gemessen an Vollzeitäquivalenten im Gasbereich inkl. Verteilnetz überschaubar, oft sind es weniger als 10 Vollzeitäquivalente.

2.6.2 Ebene Transportnetz - Regionale Netze und Swissgas

Die Vorgabe der buchhalterischen Entflechtung nach Art. 6 der Verbändevereinbarung gilt auch für Regionalnetzbetreiber und Swissgas. Die Details sind im Manual „Entgelte für regionale und überregionale Zonen“ festgehalten. In Version 2.7, die vorliegenden analysiert wurde, sind die Ergebnisse einer einvernehmlichen Regelung mit dem Preisüberwacher vom Oktober 2014 bereits berücksichtigt. Die buchhalterische Trennung wird demnach so verstanden, dass mindestens eine **regulatorische Schattenrechnung** vorhanden sein muss, auf deren Basis die Netznutzungsentgelte festgelegt werden. Diese ergänzt die übliche finanzielle und betriebliche Buchhaltung und hat folgenden Rahmen:

- Die anrechenbaren Kosten müssen transparent hergeleitet werden. Zu diesem Zweck wird empfohlen, eine eigene Kostenrechnung für das regionale Gasnetz zu führen.
- Die anrechenbaren Kosten für das regionale Netznutzungsentgelt (NNE Regional) sind von den Kosten des Gashandels und den Kosten übriger Aktivitäten getrennt auszuweisen. Hierzu werden entsprechende Systemgrenzen definiert und die Kosten ergeben sich aus diesen Systemgrenzen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen.
- Eine Quersubventionierung der am Markt erbrachten Leistungen durch das NNE Regional ist auszuschliessen. Die Kostenbasis für das NNE Regional enthält nur die Kosten für Standardleistungen, die für den Netzbetrieb erforderlich sind und den Kunden oder Dritten nicht direkt in Rechnung gestellt wurden. Entsprechend sind Erlöse, die mit Ressourcen erwirtschaftet werden, die im Rahmen der Kostenrechnung dem Netz zugeordnet sind, von der Kostenbasis in Abzug zu bringen.
- Kostenbasis für die Bestimmung des Netzentgelts (anrechenbare Kosten) sind die Kosten der vorzuhaltenden Transportkapazität inkl. der standardmässigen Systemdienstleistungen auf kalkulatorischer Basis (namentlich kalk. Kapitalkosten/Zinsen, kalk. Abschreibungen, kalk. Steuern). Ebenfalls anrechenbar ist nach Vereinbarung mit dem Preisüberwacher die Einlage in die zweckgebundene Investitionsreserve.
- Zur Bestimmung der Kapitalkosten ist eine Anlagenrechnung auf der Basis von historischen Anschaffungswerten zu führen, der WACC wurde basierend auf dem aktuellen WACC für Stromnetze mit dem Preisüberwacher einvernehmlich auf 4.9% festgelegt. Sollte sich die

Kalkulation des WACC gemäss Stromversorgungsverordnung während der einvernehmlichen Regel ändern, so wird diese Kalkulation auch für die Gasnetze übernommen werden. Zuletzt hatte das BFE den WACC für Stromnetzte von 4.70% auf 3.83% gesenkt.

- Marketingkosten dürfen zu einem Teil auf das Netz geschlüsselt werden, „weil Marketingmassnahmen die Netzauslastung erhöhen und damit die Netznutzungsentgelte für sämtliche Netzkunden vergünstigen können.“

Transportnetzbetreiber müssen für ihre Gasnetze keine separaten Jahresrechnungen (Bilanz und Erfolgsrechnung) und auch nicht zwingend separate Kostenrechnungen führen. Die effektiven Kapitalkosten, Abschreibungen oder teils Steuern spielen wie bei den Lokalnetzen keine unmittelbare Rolle bei der Entgeltfestsetzung und die Vorgaben schränken die Transportnetzbetreiber in ihrer Organisationsformen nicht ein.

Gestützt auf eine Umfrage bei den vier Regionalgesellschaften sowie Swissgas gibt es heute folgende **Organisations- bzw. Entflechtungsmodelle** im Transportnetz:

- Buchhalterische Trennung gemäss Manual ohne eigenes Personal gesteuert aus einem Aktionär/Lokalnetzbetreiber heraus, wobei die Division Netz die Aufgaben im Bereich Netz wahrnimmt und insofern indirekt eine gewisse organisatorische Trennung vorhanden ist;
- Buchhalterische Trennung und teilweise organisatorische Trennung von Netz und Einkauf/Handel/Dispatch bzw. von Netzbetrieb, Transportmanagement und Energieeinkauf bzw. von Netz, SDL und Einkauf;
- Rechtliche und organisatorische Entflechtung in je eine Netz- und Energieunternehmung, wobei beide Gesellschaften die identische Aktionariatsstruktur aufweisen.

Die Transportnetzbetreiber haben somit sehr unterschiedliche Organisationsformen gewählt und wie die Verteilnetzbetreiber auf freiwilliger Basis zusätzliche Entflechtungsinstrumente eingeführt.

Die Netzbetreiber sehen in integrierten Organisationsmodellen folgende **Synergien bzw. Kostenvorteile**:

- Einkauf von Gas in Beachtung der Netzstabilität;
- Vermeidung von Aufbau von doppeltem Knowhow im Netz und Einkaufsbereich (stattdessen Verrechnung);
- Nutzung von personellen Synergien im Overhead, z.B. Personal, Finanzen, Recht, Administration oder Geschäftsleitung/Gremien. Dabei ist es so, dass die befragten Unternehmen nicht so gross sind, dass sich für den Netzbereich z.B. eine eigene Finanz- oder Personalabteilung lohnen würde;
- Steuerfolgen bei einer rechtlichen Entflechtung;
- Transportabwicklung.

Gemäss Umfrage sind die Unternehmensgrössen auch auf der Transportebene überschaubar – kein Unternehmen beschäftigt mehr als 100 Vollzeitäquivalente.

2.7 Künftige Aufgabenteilung im Entry/Exit System (EES)

Wie in Abschnitt 2.5 ausgeführt, wird künftig das heutige Transportpfadmodell mindestens für den Bereich des Transports mit einem EES mit einem einheitlichen Marktgebiet (integrierte Bilanzzone, welche die die Mehrheit der heutigen zusammenfasst) ersetzt, bei welchem der Austausch über einen virtuellen Austauschpunkt (VAP) erfolgt. Es stellt sich daher mit Blick auf

den künftigen Entflechtungsbedarf die Frage, welche Aufgaben vom Marktgebietsverantwortlichen inklusive Betrieb des VAP wahrgenommen werden.

Die **Marktgebietsverantwortung** umfasst beispielhaft folgende Aufgaben³²:

- In der neuen integrierten Bilanzzone, Führung der Bilanzkonten der Bilanzgruppen (Energienengibilanzierung);
- Betrieb eines virtuellen Austauschpunkts, bei dem Gasmengen zwischen Bilanzgruppen getauscht und abgewickelt werden inkl. Abrechnung von Ausgleichsenergie (Verrechnung der Abweichungen der Bilanzgruppen, Differenzmengenabrechnung);
- Sicherstellung der physischen Ausgeglichenheit der Bilanzzone, hierzu Beschaffung und Einsatz von Regelenergie, für Ersteres Koordination des Einsatzes der Netzpuffer in der integrierten Bilanzzone sowie geeignete Beschaffung von externer Regelenergie (vom Ausland oder von nachgelagerten Netzen via VAP, Verträge oder separater Ausschreibungen);
- Kapazitätsvermarktung im EES;
- Koordinationsfunktionen, z.B. Lieferantenwechsel.

Gestützt auf Abschnitt 2.5 wird angenommen, dass die Marktgebietsverantwortung entweder

- von einem **unabhängigen MGV** wahrgenommen werden wird, der nichts anderes macht (z.B. **netpool**), oder
- von einem **nationalen Fernnetzbetreiber (nFNB)**, der die der integrierten Bilanzgruppe zugrundeliegenden Transportnetze steuert.

Der Entflechtungsbedarf für diese beiden Akteure wird in Kapitel 5.3f diskutiert.

2.7.1 Implikationen für den Entflechtungsbedarf auf der Transportnetzebene

Im netpool-Modell wären die Regionalnetzbetreiber weiterhin für ihre Netzlastprognose und die Steuerung und Überwachung ihres Netzes verantwortlich, haben jedoch keinen Einblick in die einzelnen Bilanzkonten der Bilanzgruppen und erhalten für ihren Netzbereich nur aggregierte Fahrpläne von netpool. Der Marktgebietsverantwortliche hingegen hat Einblick in das Verhalten der einzelnen Bilanzgruppen, kennt die Preise für die Beschaffung von Regelenergie innerhalb der integrierten Bilanzzone und von extern und stellt durch seinen zentral durchgeführten Einsatz von Regelenergie eine Gleichbehandlung der Akteure sicher. Gleiches gilt für die Ausgleichsenergie, welche im gesamten Gebiet einheitlich abgerechnet wird.

Im Fernnetzbetreiber-Modell würden die Regionalgesellschaften und ggf. die Swissgas die Steuerung ihrer Netze an den Fernnetzbetreiber abgeben, selbst noch den physischen Unterhalt ihrer Netze verantworten und gemäss den Vorgaben des Fernnetzbetreibers ggf. Kapazitätsengpässe beseitigen. Denkbar wäre es, im Zeitablauf auch diese Funktion dem nationalen Fernnetzbetreiber zu übergeben und diesem ggf. die regionalen Netze zu verkaufen (analog Swissgrid).

Nachfolgend wird für die beiden Varianten aufgezeigt, welche Informationen die Transportnetzbetreiber auf den verschiedenen Ebenen in einem EES (noch) nach unserem Kenntnisstand haben werden im Vergleich zum heutigen System (Spalte links):

³² Gestützt auf Vorlage MACH 2 (Stand März 2016), DNV GL (2015) und Frontier/E-Bridge (2015)

Tabelle 3 Informationsverteilung bei verschiedenen Regulierungsszenarien

	Status quo	Netpool als MGV	Nationaler Fernnetzbetreiber als MGV
Verteilnetze	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ein- und Ausspeisungen im Netzgebiet 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ein- und Ausspeisungen im Netzgebiet 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ein- und Ausspeisungen im Netzgebiet
Regionalgesellschaften und Swissgas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grösse und Verhalten der Bilanzgruppen in der eigenen Bilanzzone ▪ Preise im eigenen Netz und von extern verfügbarer Regelenergie ▪ Für das Netzgebiet Kapazitätsengpässe, die kurz- und langfristig zu beseitigen sind 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Für das Netzgebiet aggregierte Nettoflüsse, die zu steuern sind ▪ Für das Netzgebiet Kapazitätsengpässe, die kurz- und langfristig zu beseitigen sind 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Für das Netzgebiet Kapazitätsengpässe, die kurz- und langfristig zu beseitigen sind
Netpool bzw. nationaler Fernnetzbetreiber		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grösse und Verhalten der Bilanzgruppen in der integrierten Bilanzzone ▪ Preise in der integrierten Bilanzzone und von extern verfügbarer Regelenergie 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grösse und Verhalten der Bilanzgruppen in der integrierten Bilanzzone ▪ Preise der in der integrierten Bilanzzone und von extern verfügbarer Regelenergie ▪ Für das Netzgebiet aggregierte Nettoflüsse, die zu steuern sind

Quelle: Swiss Economics

Die Überlegungen gelten dabei grundsätzlich für ein integriertes EES über alle Druckstufen hinweg wie auch für die Lösung gemäss VV-2, bei der das EES die Transportebene umfasst und die Verteilnetzbetreiber ab den City-Gates ihre eigene Bilanzzone (ohne VAP) betreiben.

Aus der Tabelle geht hervor, dass mit der Schaffung eines MGV für die integrierte Bilanzzone wesentliche Funktionen und Informationen von den Regionalgesellschaften und Swissgas an den MGV übergehen werden. Dadurch nehmen die bei den Regionalgesellschaften und Swissgas zusammenlaufenden marktsensiblen Informationen ab. **Als Konsequenz nimmt der Entflechtungsbedarf bei den Transportnetzbetreibern durch die Schaffung eines unabhängigen MGV (bzw. unter Annahme eines unabhängigen MGV) ceteris paribus ab.**³³

2.7.2 Implikationen für den Entflechtungsbedarf auf der Verteilnetzebene

Auf der Verteilnetzebene hat ein EES **nur beim Transport vorerst keine grösseren Auswirkungen** bzw. lässt die eigentlichen Aufgaben der Versorger unberührt. Gestützt auf die Szenarien in Abschnitt 2.5 besteht eine weitere Variante darin, dass im Falle einer vollständigen Marktöffnung ein EES **integriert über alle Druckstufen** eingeführt werden könnte.

³³ DNV GL (2015), S. 33 ff und 38 ff.

Ein integriertes Versorgungsunternehmen auf der Verteilnetzebene hätte im integrierten EES folgende Aufgaben:³⁴

Tabelle 4: Aufgaben eines integrierten Versorgungsunternehmens

Aufgabe	Als Lieferant	Als Netzbetreiber
Netzbetrieb und –unterhalt inkl. Messstellen		X
Bau und Unterhalt von Anschlussleitungen		X
Bereitstellung Netzzugang		X
Transport von Gas		X
Kapazitätskoordination mit vor- und nachgelagerten Netzbetreibern		X
Lastgangmessung und Netzsteuerung		X
Kostenwälzung Netzentgelt auf Endkunden		X
Akquise von Kunden	X	
Einkauf / Beschaffung von Gas	X	
Lieferung von Gas inkl. Produktgestaltung und Preissetzung	X	
Prognose des Verbrauchs des Belieferungsportfolios des Lieferanten bzw. Verteilnetzes (nicht netzzugangsberechtigte Kunden sowie netzzugangsberechtigte Kunden, die sich vom Lieferanten versorgen lassen)	X (Beliieferungsportfolio)	X (Beliieferungsportfolio aller Lieferanten im Netz)
Nominierung, d.h. Anmeldung einer Nutzung von Transportkapazität vor dem Gastag sowie allfallige Re-Nominierungen innerhalb bzw. bis zum Ende des Gastags	X	
Ggf. Berechnung der Ausgleichsenergie für lastganggemessene Kunden und Verrechnung z.B. anhand kumulierter Toleranzen und Pönalen	X	X
Ggf. Einsatz von Regelenergie zur Herstellung der Ausgeglichenheit des Belieferungsportfolios (das auch eine Bilanzgruppe sein kann) oder des Netzes, z.B. durch den Einsatz von Speichern oder Beschaffung am Markt	X	X
Ggf. Betrieb von eigenen Speichern mit registrierender Lastgangmessung	X	X

Aus der Tabelle geht hervor, dass der Verteilnetzbetreiber das Nutzungsverhalten aller lastganggemessenen Kunden kennt, welche im EES bis hin zu den Endkunden die einzelnen Exit-Punkte darstellen. Insofern reduziert ein EES bis zu den Endkunden die Informationen, welche der Verteilnetzbetreiber erhält, nicht oder nur geringfügig. Der Entflechtungsbedarf auf der Verteilnetzebene ist damit weitgehend unabhängig davon, ob ein EES bis zu City Gates oder Endkunden eingeführt wird.

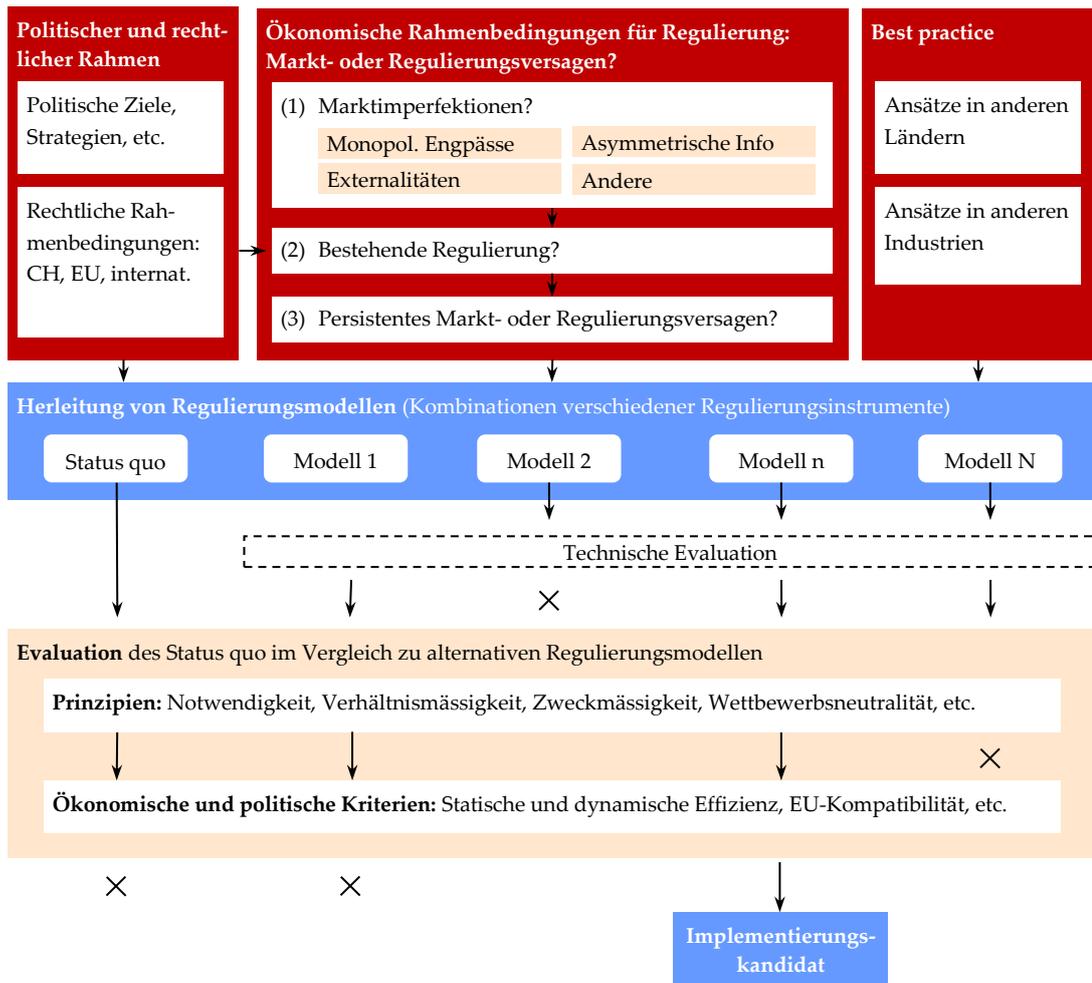
³⁴ Gestützt u.a. auf DNV GL (2015)

3 Ökonomische Grundlagen und Wettbewerbsverhältnisse

3.1 Ökonomischer Analyserahmen und Kriterien

Zur Beurteilung des Entflechtungsbedarfs im Gasmarkt wird der in **Abbildung 14** dargestellte generische Analyserahmen³⁵ angewendet, der von Swiss Economics zur Bestimmung des Regulierungsbedarfs seit 2009 eingesetzt wird und auch schon für die Beurteilung des Entflechtungsbedarfs im Telekommunikationsmarkt eingesetzt wurde³⁶.

Abbildung 14: Analyserahmen für die Evaluation von Regulierungen



Quelle: In Anlehnung an Jaag und Trinkner (2009)

Die **wesentlichen Elemente** des Ansatzes sind:

- **Schritt 1:** Der Regulierungsbedarf hängt zunächst von der rechtlichen Ausgangslage und den politischen Zielen ab (roter Block oben links in Abbildung).
- **Schritt 2:** Aus normativer ökonomischer Perspektive (mittlerer roter Block oben in der Abbildung) sollte staatliche (Re)Regulierung nur im Falle eines eingetretenen oder absehbaren

³⁵ Für eine detailliertere Beschreibung des Analyserahmens vgl. Jaag und Trinkner (2011).

³⁶ Trinkner et al. (2009)

Markt- oder Regulierungsversagens erfolgen. Am Anfang stehen daher die Feststellung eines Marktversagens und die Frage, ob die ökonomischen Grundvoraussetzungen hierfür überhaupt gegeben sind. Vorliegend stellt sich insbesondere die Frage, ob die Gasnetze einen monopolistischen Engpass darstellen.

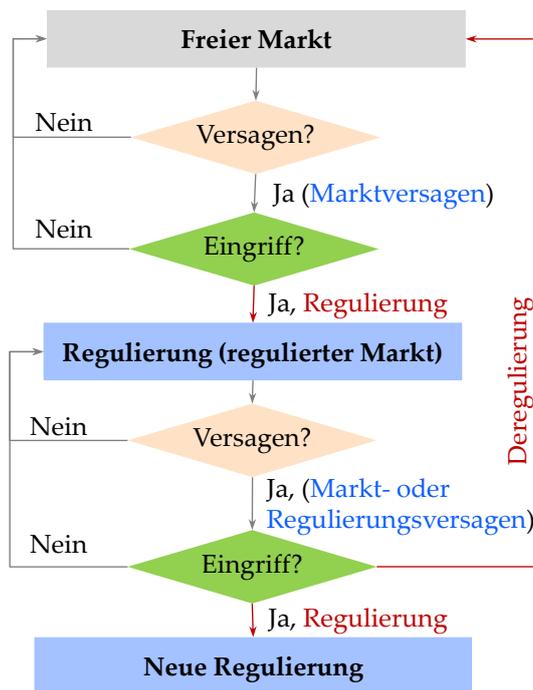
- **Schritt 3:** Oft wurde die betreffende Regulierungsfrage schon in anderen Ländern oder Sektoren beurteilt. Entsprechend ist zu verstehen, vor welchem Hintergrund Regulierungen in anderen Länder oder Sektoren gewählt worden sind (roter Block oben rechts).
- **Schritt 4:** Sofern sich die Anpassung einer bestehenden oder die Einführung einer neuen Regulierung aufdrängt, stehen verschiedene Varianten für deren Ausgestaltung zur Auswahl. Dabei werden verschiedene zur Auswahl stehende *Regulierungsinstrumente* zu in sich konsistenten *Regulierungsmodellen* kombiniert (hellblauer Block in der Mitte der Abbildung). Die Regulierungsmodelle werden soweit erforderlich einer technischen Evaluation unterzogen, um die Umsetzbarkeit zu beurteilen zu können. Nur umsetzbare Modelle werden weiterverfolgt
- **Schritt 5:** In einem nächsten Schritt werden die wesentlichen Grundmodelle der Entflechtung hergeleitet. Diese Grundmodelle werden anschliessend im Hinblick auf relevante Szenarien GasVG anhand der Ergebnisse aus Marktanalyse und Literaturlauswertung beurteilt.
- **Schritt 6:** Aus der Beurteilung der Grundmodelle wird im letzten Schritt eine Empfehlung für die Entflechtung der Schweizer Netzbetreiber hergeleitet. Diese Empfehlung berücksichtigt insbesondere auch die im Kapitel 2.5 aufgestellten Szenarien GasVG.

Die Ergebnisse von Schritt 1 (rechtliche Rahmenbedingungen) sind bereits in Kapitel 2, insbesondere Abschnitte 2.4 und 2.5 zusammengefasst worden. Abschnitt 3.2ff enthält die theoretischen Ergebnisse zu Schritt 2. Schritt 3 (Länder- und Sektorenvergleich) ist in Kapitel 4 festgehalten. Kapitel 5 enthält die Schritte 4 bis 6.

3.1.1 Normative Grundlagen zur Bestimmung des Regulierungsbedarfs

Den Schritten 2 und 6 liegt der in **Abbildung 15** illustrierte Zusammenhang zugrunde (Details vgl. Trinkner et al., 2009 und Jaag und Trinkner, 2011). Zentrale Erkenntnis ist, dass eine Regulierung nicht nur vor dem Hintergrund potenziellen oder eingetretenen Marktversagens zu beurteilen ist, sondern auch vor dem Hintergrund der bestehenden Regulierungen einerseits und einem möglichen Regulierungsversagen andererseits. Insofern ist eine eigentliche Abwägung zwischen festgestelltem gegenwärtigen oder potenziellen zukünftigen Marktversagen einerseits und möglichem Regulierungsversagen im Falle eines Regulierungseingriffs andererseits notwendig.

Abbildung 15: Grundansatz zur Bestimmung des Regulierungsbedarfs



Analyseebenen

- Beurteilung Versagen:
- Markt- oder Regulierungsversagen...
 - mit wesentlichem volkswirtschaftlichen Schadenspotenzial...
 - ohne Aussicht auf Besserung?

- Beurteilung Eingriff:
- Prinzipien: Verhältnismässig? Zielgerichtet? ...
 - Kriterien: Quantitative und qualitative Folgeeffekte

Quelle: In Anlehnung an Swiss Economics (2009)

Falls in einem Markt eine natürliche Marktmacht vorliegt, die durch die Wettbewerbskräfte alleine nicht beseitigt werden kann, entsteht ein Regulierungs- und ggf. Entflechtungsbedarf.³⁷ Natürliche Marktmacht liegt vor, wenn ein sogenannter stabiler monopolistischer Engpass vorhanden ist, den Dritte nicht rentabel duplizieren oder anderswie umgehen können. Damit ist für den Eigentümer des Engpasses die Möglichkeit gegeben, nachhaltig Monopolrenten abzuschöpfen und/oder die Marktmacht auf benachbarte Märkte auszudehnen mit entsprechend schädlichen volkswirtschaftlichen Effekten. Ist dies der Fall, ist der transparente, diskriminierungsfreie Zugang von Dritten zum Engpass sicherzustellen (unter Beachtung der Eigentumsrechte der Eigentümerin).

Monopolistische Engpässe treten in Netzindustrien in der Regel nur in einzelnen Wertschöpfungsstufen auf. Mit der Idee, dass in den übrigen Wertschöpfungsstufen Markt organisiert werden kann, wenn ein nichtdiskriminierender Zugang zum monopolistischen Engpass sichergestellt ist, wird bei der Bestimmung des Regulierungsbedarfs ein disaggregierter Ansatz angewendet, der die einzelnen Wertschöpfungsstufen separat betrachtet.³⁸ Einen solchen disaggregierten Ansatz wendet u.a. die EU in den Netzindustrien an. Vorliegend ist es relevant, einerseits vertikal zwischen Gaserzeugung, Handel, Vertrieb sowie Transport zu unterscheiden, andererseits aber auch zwischen Transport- und Verteilnetzen (vgl. z.B. Abbildung 8).

³⁷ Vgl. z.B. Jaag und Trinkner (2009). Natürliche Marktmacht ist abzugrenzen von strategischer oder rechtlicher Marktmacht. Die strategische Marktmacht ergibt sich z.B. bei Kollusion oder Fusion von Anbietern und wird durch das Wettbewerbsrecht kontrolliert. Die rechtliche Marktmacht entsteht, wenn rechtliche Monopole gewährt werden. Entsprechend gehen rechtliche Monopole in der Regel mit Preisregulierungen und Quersubventionierungsverboten einher (z.B. im Postmarkt).

³⁸ Vgl. z.B. Knieps (2008) im Gegensatz zur historischen Regulierung in Netzindustrien mit natürlichem Monopol, bei dem dem Staat über alle Wertschöpfungsstufen hinweg ein rechtliches Monopol gewährt wurde.

Stabile monopolistische Engpässe zeichnen sich durch die folgenden **drei Eigenschaften** aus, welche kumulativ zu erfüllen sind (vgl. auch **Abbildung 16**).

- i. **Natürliches Monopol:** Die fragliche Wertschöpfungsstufe hat die Eigenschaft eines natürlichen Monopols. Dieses charakterisiert sich durch eine subadditive Kostenfunktion im relevanten Teil der Produktion bzw. Nachfrage (vgl. z.B. Baumol 1977) und ist gegeben, wenn ein einziger Anbieter den Markt kostengünstiger bedienen kann als mehrere Anbieter. Im Einproduktfall ist die Eigenschaft der Subadditivität bei fallenden Durchschnittskosten gegeben, also dem Vorliegen von Grössenvorteilen und/oder Fixkosten. Im Mehrproduktfall (der Normalfall in der Praxis) reichen Grössenvorteile alleine noch nicht für das Vorliegen eines natürlichen Monopols aus, sondern es kommt an auf das Zusammenwirken von Grössen- und Verbundvorteilen im Vergleich zu alternativen Varianten der Produktionskombination. Beispielsweise bestehen bei der Gasverteilung Verbundvorteile mit Strom- und Wassernetzen (vgl. Abschnitt 4.2.4). Das Vorliegen eines natürlichen Monopols heisst nicht zwingend, dass nur ein Anbieter am Markt ist. Vielmehr bedeutet es, dass es am kostengünstigsten wäre, wenn lediglich ein Anbieter den ganzen Markt bedienen würde.³⁹

Baumol, Panzar und Willig (1982) haben ihn ihrem Konzept der bestreitbaren Märkte gezeigt, dass das Vorliegen eines natürlichen Monopols alleine noch keine problematische Marktmacht begründet. Dies ist erst dann der Fall, wenn zwei weitere Eigenschaften vorhanden sind.

- ii. **Massgebliche irreversible Kosten:** Die fragliche Wertschöpfungsstufe weist signifikante irreversible Kosten (sunk costs) auf. Irreversible Kosten sind finanzielle Aufwendungen, die getätigt wurden und für welche sich kein alternativer Verwendungszweck findet. Die Aufwendungen für die Errichtung von Schienennetzen etwa lassen sich im Falle einer Betriebsaufgabe nur zu geringen Teilen verwerten (Land, Bestandteile), während Projektierungs- und Baukosten abgeschrieben werden müssen. Dabei zu beachten, dass nicht nur auf die historischen irreversiblen Kosten abzustellen ist, sondern auch auf die Kosten von Neuinvestitionen. Diese können über die Zeit – je nach technologischer Entwicklung oder bspw. der Veränderungen von Bewilligungsverfahren – deutlich niedriger oder höher ausfallen.

Sind in einer Wertschöpfungsstufe neben der Eigenschaft des natürlichen Monopols massgebliche irreversible Kosten vorhanden, können im intramodalen Wettbewerb neue Anbieter vom bestehenden Anbieter wirksam vom Eintritt in den entsprechenden Markt abgehalten werden.⁴⁰

- iii. **Substituierbarkeit:** Die fragliche Wertschöpfungsstufe kann nicht unter zumutbarem Aufwand umgangen werden, um den Endkunden gleichwertige Dienstleistungen oder Produkte anbieten zu können. Dabei ist eine dynamische Perspektive einzunehmen, da sich die Wettbewerbssituation über die Zeit ändern kann. Beispielsweise ist das Kupfernetz von

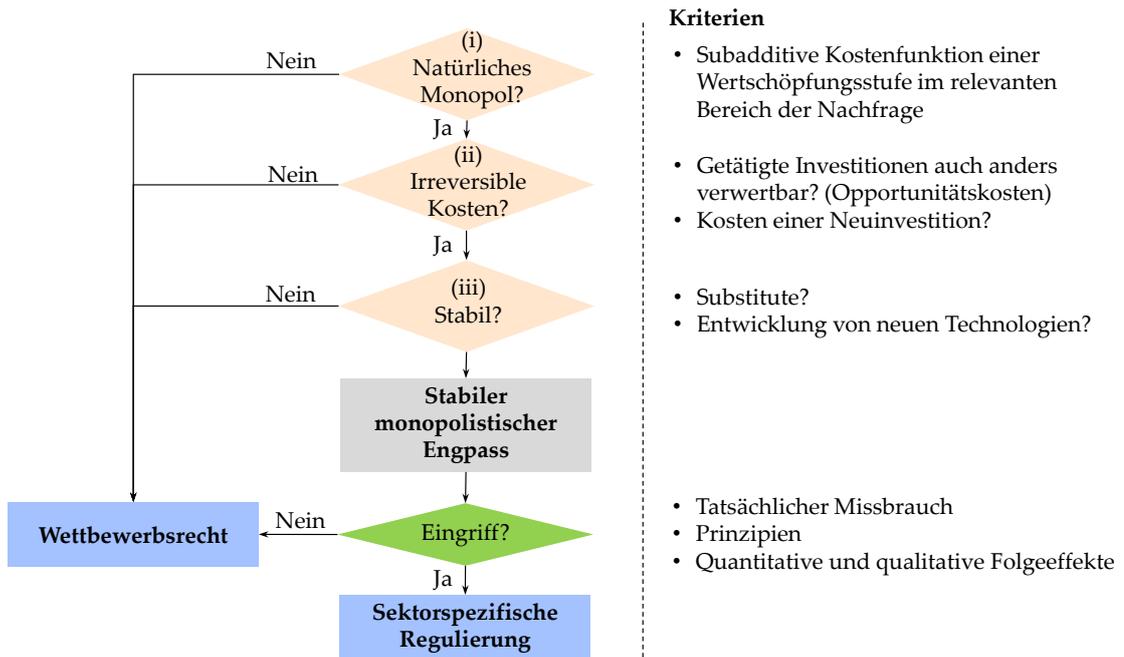
³⁹ Falls dieser Anbieter den Markt ohne Überschussrendite bei effizienter Leistungserbringung bedient, sollte dieser einen Marktanteil von 100% erreichen. Dies wäre auch volkswirtschaftlich optimal.

⁴⁰ Dem bestehenden Anbieter fallen lediglich die verbliebenen variablen Kosten an (inkl. verlebene Kapitalkosten), weshalb dieser entsprechend tiefere Preise setzen könnte. Dies antizipieren neue Anbieter, welche daher von einem Markteintritt absehen.

Fernmeldeanbietern heute mittels Mobilfunk in vielen Regionen weitgehend substituierbar.

Sind die drei Voraussetzungen (i), (ii) und (iii) kumulativ erfüllt, entsteht eine Marktmacht, deren Missbrauch nicht früher oder später vom Markt durch neue Markteintritte bestraft wird. Regulierungsbedarf im Sinne der Sicherstellung einer Nichtdiskriminierung vor- und nachgelagerter Akteure besteht spätestens dann, wenn von dieser Möglichkeit vom Eigentümer des Engpasses auch Gebrauch gemacht wird.

Abbildung 16: Bestimmung eines stabilen monopolistischen Engpasses



Quelle: In Anlehnung an Swiss Economics (2009)

3.1.2 Entflechtungsgrade

Das Diskriminierungspotenzial, das von einem monopolistischen Engpass ausgeht, kann sowohl preislicher wie auch technischer Natur sein, also z.B. überhöhte Preise oder bürokratische, langwierige Prozesse.⁴¹ Ist das Diskriminierungspotenzial gross und die Möglichkeiten, dieses zu überwachen klein, sind stärkere, weitgehendere Regulierungsmittel angezeigt.

Die Entflechtung ist dabei ein Mittel unter anderen und kann stark unterschiedliche Formen annehmen. **Box 3** stellt die in der Diskussion in Europa referenzierten Entflechtungsgrade dar, welche im obigen Ansatz (Schritt 4) einzelne Regulierungsinstrumente sind, welche in einem weiteren Schritt in konkreten Regulierungsmodellen berücksichtigt werden können.

Box 3: Entflechtungsgrade

⁴¹ Eine Diskussion zu möglichen Diskriminierungsformen findet sich in Abschnitt 3.4.

In der Entflechtungsdiskussion werden in der EU⁴² folgende grundlegenden Entflechtungsgrade unterschieden:

- **Buchhalterische Entflechtung:** Rechnerische Abgrenzung der Netzkosten;
- **Informatorische Entflechtung:** Trennung der Informationsflüsse und nichtdiskriminierende Verwendung von Informationen des Netzbereichs;
- **Funktionale Entflechtung:** Die organisatorische Trennung des Netzbereichs innerhalb einer Unternehmung;
- **Rechtliche Entflechtung:** Überführung des Netzbereichs in eine eigene juristische Person;
- **Eigentumsrechtliche Entflechtung:** Trennung des Eigentums am Netz von übrigem Eigentum.

Je Entflechtungsgrad sind verschiedenen Ausgestaltungen denkbar, sodass eine rechtliche Entflechtung nicht unbedingt einschränkender sein muss als eine funktionale Entflechtung. Die Entflechtungsgrade sind auch kombinierbar, z.B. wird meist die buchhalterische und informatorische Trennung kombiniert.

m Gas- und Strommarkt gelten.

Tabelle 5 bietet eine nicht abschliessende Übersicht über mögliche Elemente und Varianten der einzelnen Entflechtungsgrade sowie eine Angabe, welche Entflechtungsvorgaben heute in der Schweiz im Gas- und Strommarkt gelten.

Tabelle 5: Ausgestaltungsvarianten der Entflechtungsgrade

Entflechtungsgrad	Ausgewählte Varianten/Elemente	Anwendungen CH
Buchhalterische Entflechtung	Regulatorische Schattenrechnung	Gastransportnetze CH
	Eigene Kostenrechnung mit Anlagenbuchhaltung	Gasverteilnetze CH
	Eigene Jahresrechnung mit Bilanz und Erfolgsrechnung (FIBU und BEBU mit Anlagenbuchhaltung)	Stromnetze CH
Informatorische Entflechtung	Wahrung von Geschäftsgeheimnissen	Stromnetze CH
	Nichtdiskriminierende Nutzung	
	Keine Nutzung für andere Tätigkeitsbereiche	Stromnetze CH
Funktionale Entflechtung ⁴³	„Chinese Walls“	
	Keine Doppelanstellungen	
	Personen müssen beim Netzbetreiber angestellt sein	

⁴² Vgl. z.B. drittes Energiepaket. International werden auch andere Abstufungen verwendet, vgl. z.B. Cave (2006).

⁴³ Für eine besonders strenge Ausgestaltung vgl. ITO Modell in Europa, z.B. nachzulesen in Schmidt-Preuss (2009).

	Eigene Führungsstruktur / Anreizsysteme	Swissgrid teilw. ⁴⁴
	Eigene Stabsfunktionen (z.B. Personal, Finanzen, Rechtsdienst)	
	Eigene Räumlichkeiten	
	Eigener Markenauftritt des Netzbetreibers	
	Verfügungsgewalt über das Netz	
	Ausreichende finanzielle Mittel	
	Eigene IT Systeme	
Rechtliche Entflechtung	Nur Netzbetrieb in eigener juristischer Person	
	Netz in eigener juristischer Person	
	Netz mit Netzbetrieb in eigener juristischer Person	Swissgrid
Eigentumsrechtliche Entflechtung	Staatliches Mehrheitseigentum, staatliche Vorkaufsrechte.	Swissgrid ⁴⁵
	Nur Minderheitsbeteiligungen von juristischen Personen, die in Handel oder Vertrieb (oder ggf. Verteilung) tätig sind erlaubt	
	Keine Beteiligung von juristischen Personen, die in Handel oder Vertrieb (oder ggf. Verteilung) tätig sind	
	Keine Tätigkeit/Beteiligungen der Netzgesellschaft an Dritten mit Handel oder Vertrieb (oder ggf. Verteilung)	Swissgrid

Quelle: Swiss Economics

3.1.3 Beurteilungsprinzipien und Kriterien

Entflechtungsmassnahmen stehen Eigentumsrechten entgegen, welche eine zentrale ökonomische Forderung zur Erreichung statischer und dynamischer Effizienz inkl. Investitions- und Innovationsanreizen darstellen (vgl. z.B. Jaag und Trinkner, 2011). Die Eigentumsrechte sind darum bei der Wahl des Entflechtungsmittels soweit wie möglich zu wahren. Zudem sind die Eingriffe in das Marktgeschehen möglichst zu minimieren.⁴⁶

Die zentrale staatliche Aufgabe der Sicherung der Eigentumsrechte spiegelt sich in der Schweizer Bundesverfassung, welche ihrerseits die Eigentumsgarantie und Wirtschaftsfreiheit gewährleistet und bei deren Einschränkung die Vorgabe der Verhältnismässigkeit stellt:

⁴⁴ Nach Art. 18 Abs. 7 müssen die Mehrheit der Mitglieder und der Präsident des Verwaltungsrates sowie die Mitglieder der Geschäftsleitung nicht Organen von juristischen Personen angehören, die Tätigkeiten in den Bereichen Elektrizitätserzeugung oder -handel ausüben, oder in einem Dienstleistungsverhältnis zu solchen juristischen Personen stehen. Zudem bestimmt nach Art. 19 der Bundesrat die Statuten.

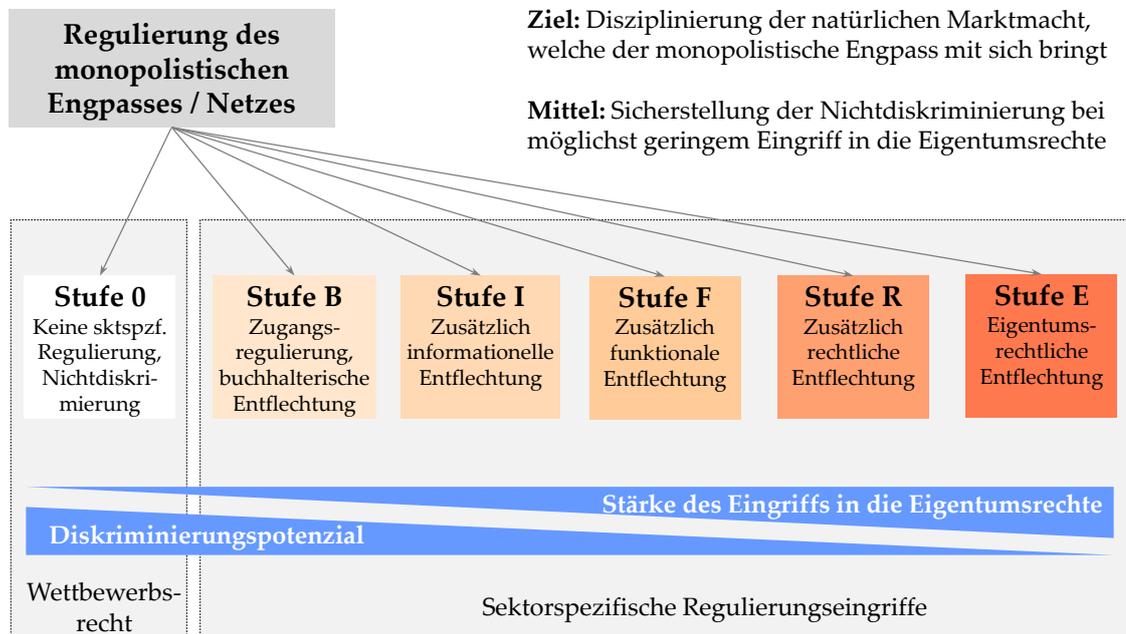
⁴⁵ Gemäss Art. 18 Abs.3 StromVG muss das Kapital von Swissgrid und die damit verbundenen Stimmrechte direkt oder indirekt mehrheitlich Kantonen und Gemeinden gehören. Nach Abs. 4 besteht zudem ein Vorkaufsrecht.

⁴⁶ So sieht z.B. Knieps (2007) in der Entflechtung einen massiven Eingriff in den Marktprozess, der einer besonders fundierten Rechtfertigung bedarf (Knieps, 2007).

- Grundrechte:
 - Eigentumsgarantie (Art. 26 BV): „Das Eigentum ist gewährleistet. Enteignungen und Eigentumsbeschränkungen, die einer Enteignung gleichkommen, werden voll entschädigt.“
 - Wirtschaftsfreiheit (Art. 27 BV): „Die Wirtschaftsfreiheit ist gewährleistet. Sie umfasst insbesondere ... den freien Zugang zu einer privatwirtschaftlichen Erwerbstätigkeit und deren freie Ausübung.“
- Einschränkung von Grundrechten (Art. 36 Abs. 3 BV): „Einschränkungen von Grundrechten müssen verhältnismässig sein.“

Das eigentliche Ziel bei der Entflechtung und der Zielkonflikt zwischen Entflechtungsgrad einerseits und Wahrung der Eigentumsrechte andererseits ist in **Abbildung 17** dargestellt.

Abbildung 17: Zusammenfassende Übersicht zur Fragestellung aus ökonomischer Sicht



In Anlehnung an Swiss Economics (2009)

Die Beurteilung des Entflechtungsbedarfs ist darum immer eine Abwägung, welche von Industrie zu Industrie und von Land zu Land variiert. Wie einleitend erwähnt, sind bei der Abwägung folgende Dimensionen von spezieller Relevanz:

- Effektiv vorhandenes **Diskriminierungspotenzial** (Grad der Marktöffnung und Stabilität des monopolistischen Engpasses);
- Vertikale und/oder horizontale **Verbundvorteile und Externalitäten** zwischen Netz und übrigen Bereichen;
- **Administrative Kosten** einer Entflechtung und insbesondere deren Zumutbarkeit (Grösse der Unternehmen entscheidend).

Die Entflechtung kann aufgrund dieser Effekte nicht eindimensional z.B. alleine anhand der Verhältnismässigkeit des Eingriffs gemäss Bundesverfassung beurteilt werden. Vor dem Hintergrund kommen in Schritt 5 verschiedene Prinzipien und Kriterien zur Anwendung. Die *Prinzipien* sind stark qualitativ orientiert mit indirekter Wohlfahrtswirkung. Demgegenüber sind die *Kriterien* stärker ökonomischer Natur.

Im Rahmen dieser Studie werden in Schritt 5 bzw. in Abschnitt 5.3.2 die folgenden Prinzipien und Kriterien angewendet, die summarisch in **Abbildung 18** zusammengefasst werden. Sie lehnen sich teilweise an Mandelkern (2001) an.

Prinzipien:

- *Verhältnismässigkeit:* Der Eingriff sollte im Verhältnis zum festgestellten bzw. drohenden Marktversagen stehen und inhaltlich auf dieses abgestimmt ein. Berücksichtigte Unterthemen sind hierbei:
 - *Notwendigkeit:* Der Eingriff sollte ökonomisch gerechtfertigt sein: Es liegt ein persistentes Marktversagen vor oder es droht ein allfälliges Marktversagen mit schwerwiegenden Konsequenzen.
 - *Zweckmässigkeit:* Der Eingriff muss dem Ziel der Linderung des Marktversagens möglichst direkt entsprechen und sollte keine anderen Ziele gefährden (z.B. Versorgungssicherheit). Kommt es zu Zielkonflikten, sind diese sorgfältig gegeneinander abzuwägen.
 - *Wettbewerbsneutralität:* Eingriffe sollten den Wettbewerb möglichst wenig verfälschen, hierzu sollte die Regulierung möglichst geringfügig und symmetrisch für alle Marktteilnehmer sein.
 - *Subsidiarität:* Regulierungsinstrumente der Behörden sollten nach Möglichkeit ex post statt ex ante angelegt werden, um den Marktteilnehmern die Möglichkeit zu geben, sich im Sinne der Selbstregulierung zu organisieren und so eine Regulierung vorwegzunehmen.
 - *Zeitliche Begrenzung und Überprüfbarkeit:* Falls möglich und sinnvoll, sollten Regulierungen zudem zeitlich begrenzt werden (durch sog. „sunset clauses“) und periodischen, unabhängigen Überprüfungen (inkl. der Arbeiten der Regulierungsbehörde) unterworfen werden, um das Fortbestehen der Notwendigkeit der Regulierung im Zeitablauf zu prüfen. Die zeitliche Begrenzung ist nicht möglich bei irreversiblen Eingriffen und schwierig realisierbar bei Regulierungen, bei denen Anbieter auf ebendieser Regulierungsgrundlage entstehen.
- *Transparenz:* Der Eingriff sollte transparent vollzogen werden könne, mit folgenden Unternehmen:
 - *Einfachheit:* Je einfacher und geringer die Informationsanforderungen bei der Umsetzung sind, desto eher kann das Regulierungsinstrument korrekt umgesetzt und überprüft werden.
 - *Kontrollierbarkeit:* Die Regulierung sollte durch die zuständige Behörde gut überprüft werden können.

Kriterien

- **Statische Effizienz**
 - *Höhe Zugangspreise:* Führt die Regulierung zu tieferen Zugangspreisen bzw. Netznutzungsentgelten?
 - *Produktive Effizienz:* Können durch die Regulierung bei den Anbietern Kosten gesenkt werden?
 - *Statische Regulierungs- und Koordinationskosten:* Senkt oder erhöht die Regulierung die Regulierungs- und Koordinationskosten? Bringt sie wesentliche einmalige Implementierungskosten mit sich?
- **Dynamische Effizienz**
 - *Effizienzreize:* Verbessert die Regulierung die Anreize zu Kosteneffizienz?
 - *Innovationsreize:* Verbessert die Regulierung die Anreize zu Innovationen?
 - *Investitionsreize:* Verbessert die Regulierung die Investitionsreize?
 - *Wettbewerb im Endkundenmarkt:* Verbessert die Regulierung den Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt?
 - *Dynamische Regulierungskosten:* Führt die Regulierung zu dynamischen Regulierungskosten?
- **EU-Kompatibilität:** Ist die Regulierung mit der allfälligen Übernahme von EU-Recht vereinbar?
- **Aufbauend auf Verbändevereinbarung:** Baut die Regulierung auf der das Rohrleitungsgesetz ergänzenden Verbändevereinbarung auf?

Abbildung 18: Beurteilungsprinzipien und -kriterien

Prinzipien	Ökonomische Kriterien	Weitere Kriterien
Verhältnismässigkeit mit Notwendigkeit Zweckmässigkeit Wettbewerbsneutralität Subsidiarität Zeitliche Begrenzung Transparenz mit Einfachheit Kontrollierbarkeit	Statische Effizienz Zugangsbedingungen Produktive Effizienz Regulierungskosten Dynamische Effizienz Effizienzreize Innovationsreize Investitionsreize Wettbewerb Regulierungskosten	EU-Kompatibilität Aufbauend auf Verbändevereinbarung

Quelle: Eigene Darstellung

3.2 Wettbewerbsverhältnisse im Schweizer Gasmarkt

Wie in Abschnitt 3.1 beschrieben ist die ökonomische Grundvoraussetzung für eine Entflechtung das Vorliegen eines stabilen monopolistischen Engpasses. Hierzu sind insbesondere auch die Wettbewerbsverhältnisse auf dem Schweizer Markt für Erdgas näher zu analysieren. Die Ergebnisse unserer Analyse, die u.a. auf einer Umfrage bei Gasnetzbetreibern und Industriekunden basieren, finden sich in **Anhang I**.

Tabelle 6 fasst unsere Beurteilung der Wettbewerbssituation zusammen.

Tabelle 6: Übersicht über die Wettbewerbsverhältnisse im Schweizer Gasmarkt

Markt	Wettbewerb intramodal CH	Wettbewerb intramodal CH – Ausland (“Standortwettbewerb”)	Wettbewerb intermodal mit anderen Energieträgern
Transport	nicht vorhanden	begrenzt vorhanden	-
Verteilung	nicht vorhanden	begrenzt vorhanden	<i>teils vorhanden (Substitution durch Fernwärmeleitungen)</i>
Lieferung an Wärmekunden	rechtlich nicht erlaubt / potenziell vorhanden im Falle Marktöffnung	nicht vorhanden	<i>vorhanden bei Heizungsanschaffung, z.B. Wärmepumpe</i>
Lieferung an Industriekunden	<i>vorhanden für netzzugangsberechtigte Kunden</i>	begrenzt vorhanden im Zeitpunkt der Standortwahl	teils vorhanden mit Öl

Quelle: Swiss Economics

Mit Blick auf die Stabilität des monopolistischen Engpasses sind die in der Tabelle kursiv dargestellten Erkenntnisse speziell relevant:

- Gasverteilnetze sind, sofern Fernwärmemöglichkeiten bestehen, anders als z.B. Stromverteilnetze situativ einem gewissen intermodalen Substitutionsdruck ausgesetzt, der i.d.R. politisch entschieden wird. Dies gilt jedoch nicht, wenn ein Substitutionsentscheid im integrierten Querverbundunternehmen gefällt würde, da so der intermodale Wettbewerbsdruck ausgeschaltet wäre.
- Für Wärmekunden besteht insbesondere im Zeitpunkt der Heizungsanschaffung bzw. Heizungsersatz ein intensiver intermodaler Wettbewerb mit anderen Energieträgern, der auch regulatorisch oder politisch entschieden werden kann (z.B. MuKEN, kommunale Richtlinien). Ein allfälliger disziplinierender Effekt im Falle von Querverbundunternehmen ist nur dann gegeben, wenn im Querverbundunternehmen der Preis für den alternativen Energieträger kompetitiv gesetzt wird, z.B. aufgrund von bestehenden Regulierungen im Strommarkt.
- Für netzzugangsberechtigte Industriekunden besteht bereits Wettbewerbsdruck, der sich mit dem Wechsel zu einem Entry/Exit-System weiter intensivieren wird.

Gleichwohl kommen wir gestützt auf unsere Analyse in Anhang I zum Schluss, dass das Transport- und Verteilnetze von Erdgas die Eigenschaft eines **stabilen, nicht-replizierbaren monopolistischen Engpasses** aufweisen. Der intermodale Wettbewerb im Wärmemarkt ist vorhanden, entfaltet aber keine ausreichende disziplinierende Wirkung insbesondere dann, wenn Versorger langfristig nicht auf ihre Gasnetze setzen sollten. Auf den Märkten für Gaslieferung ist der Wettbewerb dagegen grundsätzlich möglich, sofern alternative Gaslieferanten nicht gegenüber den historischen, vertikal integrierten Gasversorger diskriminiert werden (vgl. **Tabelle 7**).

Tabelle 7: Gasmarktöffnung in Europa und in der Schweiz

	Theorie	Stand EU	Stand Schweiz
Lieferung Industriekunden	Markt möglich	Geöffnet seit 2004	Möglich für Kunden ab 150 Nm ³ /h (Verbändevereinbarung)
Lieferung Wärmekunden	Markt möglich	Geöffnet seit 2007	Nicht geöffnet
Erdgastransport	Markt nicht möglich (monopolistischer Engpass)	Regulierter Zugang, mindestens rechtliche Entflechtung	Privatrechtlich geregelter Zugang seit 2012, buchhalterische Trennung (Verbändevereinbarung)
Erdgasverteilung	Markt nicht möglich (monopolistischer Engpass)	Regulierter Zugang, buchhalterische und informatorische Entflechtung, für Netze mit 100'000 Endkunden zwingend funktionale Entflechtung	Privatrechtlich geregelter Zugang seit 2012, buchhalterische Trennung (Verbändevereinbarung)

Quelle: Swiss Economics

Eine Regulierung des Netzbereiches ist daher aus ökonomischer Sicht notwendig. Dafür bieten sich verschiedene Varianten der Verhaltens- und Strukturkontrolle an, die insbesondere darauf ausgerichtet sind, eine Diskriminierung von alternativen Gaslieferanten zu verhindern.

Damit anschliessend eine umfassende Bewertung der verschiedenen Entflechtungsvarianten auf der Basis der aktuellen Literatur durchgeführt werden kann, werden im nächsten Abschnitt mögliche Diskriminierungspotentiale im Schweizer Gasmarkt beschrieben. Anschliessend werden mögliche Kosten der Entflechtung sowie die Auswirkung auf die Investitionsanreize der Netzbetreiber dargelegt. Schliesslich erfolgt eine Diskussion des Zusammenspiels von Verhaltens- und Strukturkontrolle, die insbesondere vor dem Hintergrund der vorgeschlagenen Zugangsregulierung im Rahmen des GasVG relevant ist.

3.3 Exkurs: Unterschiede zwischen Erdgas- und Strommarkt

Aufgrund der physikalischen Eigenschaften ergeben sich grundlegende Unterschiede zwischen Gas- und Strommarkt. Beim Gas erfolgt der Transport zwischen einem Einspeise- und einem Ausspeisepunkt. Bei Druckverlust muss Energie eingesetzt, die vom transportierten Gasvolumen und der Transportstrecke abhängig ist. Diese Energie bestimmt die kurzfristigen Grenzkosten des Gastransports (Knieps, 2009). Die langfristigen Grenzkosten der Kapazität (inklusive Investitionen in zusätzliche Kapazität) sind wesentlich höher und ebenfalls distanzabhängig. Der Gastransport weist daher im Gegensatz zum Stromtransport erhebliche Skaleneffekte auf (Cremer and Laffont, 2002).

Beim Strom hängt die Netzkapazität nicht vom Ausbau der Übertragungsleitung zwischen Einspeisung und Ausspeisung ab, sondern insbesondere von der gleichzeitigen Einspeisung und Nutzung der Energie. Ein Elektrizitätsmarkt kann daher ohne weiteres als Entry/Exit Modell ausgestaltet sein, da die Transportkosten in Höhe der Opportunitätskosten der Übertragung nur von den jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkt abhängig sind. Bei Gas hingegen hängen die Opportunitätskosten des Transports stark vom Transportweg ab (Knieps, 2009). Ein Entry/Exit-Modell kann diese Kosten nicht effizient abbilden.

Der Grund, weshalb bei Gasmärkten dennoch häufig ein Entry/Exit System gewählt und im Rahmen der Grundlagenarbeiten am GasVG auch vorgeschlagen wird⁴⁷, besteht schliesslich darin, dass jede Abhängigkeit vom Transportweg die Möglichkeiten zur Diskriminierung einzelner Anbieter ermöglicht. Ein Entry/Exit System „entflechtet“ den Gashandel von den physischen Gasflüssen, wodurch weniger Möglichkeiten bestehen beispielsweise durch Überbuchungen oder strategische Ausbau der Gasnetze, Wettbewerber bei der Gaslieferung zu benachteiligen.

Der bedeutendste Unterschied zwischen dem Erdgas- und dem Strommarkt in der Schweiz liegt aber in der fehlenden Gasproduktion. Während im Strommarkt eine Vielzahl von Stromproduzenten unterschiedlicher Grösse und vertikaler Integration Strom produzieren und einspeisen, erfolgt die Gasproduktion grundsätzlich nicht in der Schweiz und die Einspeisung erfolgt an wenigen Einspeisepunkten entlang der Landesgrenze. Sämtliche Wettbewerbsprobleme, die sich aufgrund vertikal integrierter Gasproduktion ergeben, können daher im Schweizer Gasmarkt keine wesentliche Rolle spielen. Ganz allgemein ist daher von einer etwas einfacheren vertikalen Struktur auszugehen, die von den Regulierungsbehörden unter Umständen besser kontrolliert werden kann. Zudem können die Lieferanten das Erdgas auf dem freien Markt zu gleichen Konditionen beziehen. In Zukunft könnten etwaige Anbieter von Gasspeichern Einspeisung nachfragen und dabei möglicherweise vom Netzbetreiber diskriminiert werden⁴⁸. Heute gibt es allerdings noch keine unabhängigen Gasspeicheranbieter. Ähnliches wäre auch für die lokale Biogasproduktion denkbar. Es ist allerdings auch in der mittleren Frist nicht zu erwarten, dass die Gaseinspeisung auch nur annähernd eine solche bedeutende Rolle spielt wie im Strommarkt.

Im Strommarkt müssen Produktion und Übertragung gut aufeinander abgestimmt sein, was häufig parallele Investitionen verlangt. Dies würde für eine weniger weitgehende Entflechtung im Strombereich sprechen. Gleichzeitig hat ein vertikal integrierter Stromproduzent starke Anreize, die Netzanbindung eines Konkurrenten zu vernachlässigen oder gar zu sabotieren. Der daraus folgende Zielkonflikt ist im Strombereich weit stärker ausgeprägt als beim Gas.

Schliesslich besteht ein Unterschied bezüglich der Bedeutung der Netzwerkstabilität und der möglichen Kosten. Aufgrund der besseren Speicherbarkeit ist im Gasnetz das Risiko eines Ungleichgewichts deutlich geringer als im Stromnetz, u.a. auch deshalb, weil dem Gasnetz innerhalb der möglichen Druckbandbreiten selbst eine wichtige Speicherfunktion zukommt.

3.4 Möglichkeiten zur Diskriminierung

Die schwerwiegendste Form der Diskriminierung in Netzindustrien ist die Verweigerung des Netzzugangs. Für die nachfolgende Analyse des Diskriminierungspotentials wird davon ausgegangen, dass der Netzzugang zukünftig grundsätzlich möglich ist bzw. von den Netzbetreibern gewährt wird.

Grundsätzlich können die preisliche und die nicht-preisliche Diskriminierung unterschieden werden.

⁴⁷ Frontier / E-Bridge (2015), S. 19 ff.

⁴⁸ Im einfachsten Fall bevorzugt ein Netzbetreiber einen Produzenten oder Anbieter von Speicherkapazität, dessen Gas eine möglichst lange Strecke im Netz des Netzbetreibers zurücklegen muss.

3.4.1 Preisliche Diskriminierung

In Netzwerkindustrien mit vertikal integrierten Unternehmen kann Preisdiskriminierung in vielfältigen Formen erfolgen. Die Zugangsregulierung verlangt zwar meist nichtdiskriminierende Zugangspreise, in der Realität stehen den Unternehmen aber verschiedene Strategien zur Verfügung, um Konkurrenten auf den Gaslieferungsmärkten in preislicher Hinsicht zu benachteiligen

- Die Preisdiskriminierung kann durch Mengen- oder sonstige Rabatte erfolgen, die zwar theoretisch für alle Marktteilnehmer erhältlich sind, aber in der Praxis nur vom vertikal verflochtenen Unternehmen beansprucht werden kann. Oft sind solche Rabatte noch an besonders langfristige Verträge gebunden, die unter Umständen die Transportkapazität künstlich einschränken. Diese Art der Rabattgewährung wurde von der Generaldirektion Wettbewerb der EU Kommission (DG COMP) im Hinblick auf die dritte Binnenmarktrichtlinie als eines der grössten Wettbewerbsprobleme im Gasmarkt identifiziert.⁴⁹
- Eine Preisdiskriminierung kann erfolgen, wenn ein Netzbetreiber die Entgelte für den vertikal integrierten Abnehmer anders berechnet, als für die übrigen Marktteilnehmer. Ende 2010 gelangte beispielsweise die EGZ an die WEKO, um ein Vertrag für die gebündelte Erdgasbeschaffung im Widerspruchsverfahren gemäss Art. 49a Abs. 3 Bst. a KG beurteilen zu lassen. Der Vertrag sah unter anderem vor, die Entgelte für Dritte gemäss den Vorgaben der Verbändevereinbarung zu berechnen, während die Aktionäre der EGZ (alles GVU) nur die Selbstkosten der EGZ plus einer „Risiko- und Gewinnmarge“ bezahlen sollten. Die WEKO erkannte darin eine potentielle Diskriminierung von Handelspartnern gemäss Art. 7 Abs. 2 Bst. b KG, da der Vertrag nach Intervention der WEKO nicht umgesetzt wurde, konnte die Vorabklärung eingestellt werden.⁵⁰
- Zur Verhinderung von Preisdiskriminierung müsste eine optimale Zugangsregulierung sicherstellen, dass die Kostenbasis für die Berechnung der Entgelte „richtig“ ausgewiesen wird (z.B. langfristige Grenzkosten der Netzbetreiber). Dafür ist eine einheitliche, transparente, diskriminierungsfreie und nachvollziehbare Kostenbasis Voraussetzung. Sobald bezüglich der Kostenzuweisung Handlungsspielraum und Unsicherheit besteht, kann der Netzbetreiber diese zu seinen Gunsten nutzen. Wenn beispielsweise der Regulator die Kosten nicht eindeutig den unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen zuordnen kann, hat ein vertikal integriertes Unternehmen Anreize, die Netzkosten aufzublähen. Sollte es dem vertikal integrierten Netzbetreiber möglich sein, zu hohe Netzkosten auszuweisen, entsteht eine Diskriminierung seiner Konkurrenten im Gaslieferungsmarkt.
- Eine Möglichkeit der preislichen Diskriminierung besteht in einer sogenannten Kosten-Preis-Schere. Diese entsteht, wenn die Marge zwischen dem Vorleistungspreis des Netzbetreibers und dem Endkundenpreis des vertikal integrierten Gaslieferanten, den Konkurrenten im wettbewerblichen Teil des Marktes kein wirtschaftliches Angebot ermöglicht (vgl. Exkurs im Abschnitt 3.7).

⁴⁹ DG Competition Report on Energy Sector Inquiry (2007). SEC(2006) 1724, Rz 116 ff.

⁵⁰ RWP 2013/3, Rz 74 ff, Erdgas Zentralschweiz AG.

3.4.2 Nicht-preisliche Diskriminierung

Vertikal integrierten Gasunternehmen stehen daneben nicht-preisliche Diskriminierungsmöglichkeiten zur Verfügung.

- Im einfachsten Fall besteht die Diskriminierung darin, dass ein vertikal-integriertes Unternehmen über bessere Informationen verfügt. Beispielsweise weiss der Netzbetreiber, welcher Kunde bei welchem Gaslieferant welche Menge an Gas bezieht. Informationen können daher einen erheblichen Wettbewerbsvorteil gegenüber den Konkurrenten auf dem Gaslieferungsmarkt zur Folge haben. Die EU Kommission hat dies beispielsweise im Hinblick auf das dritte Binnenmarktrichtlinienpaket bemängelt. Gemäss der Einschätzung der Kommission sind vertikal integrierte Unternehmen hinsichtlich der Informationen, die sie für die Gestaltung ihrer Handelsstrategie verwenden können, deutlich im Vorteil. Insbesondere kleinere Unternehmen würden meist zu spät von marktrelevanten Ereignissen erfahren, um sich darauf einstellen zu können.⁵¹
- Ein vertikal integrierter Gaslieferant verfügt unter Umständen über Informationen bezüglich freier Kapazitäten im Netz und Kapazitätsbuchungen von Konkurrenten. Das vertikal integrierte Unternehmen kann durch strategische Buchungen, Konkurrenten im Wettbewerb behindern. So hat die EU-Kommission die Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk AG (RWE) neben der Anwendung einer Kosten-Preis-Schwere (vgl. Kapitel 3.7) vorgeworfen, systematisch Transportkapazitäten für sich selbst gebucht zu haben, wodurch die Konkurrenten aufgrund der geringen zur Verfügung stehenden Kapazität nur in begrenztem Masse mit RWE in Wettbewerb treten konnten. Gemäss EU Kommission waren praktisch die gesamten Kapazitäten langfristig für RWE Energy gebucht, weshalb für RWE Energy die Gefahr gering war, dass im Falle einer Preiserhöhung Kunden abwandern würden. Die Konkurrenten hatten daher keine Möglichkeit, im nachgelagerten Belieferungsmarkt wirksam am Wettbewerb teilzunehmen.
- Ein Netzbetreiber hat zudem Anreize, Investitionen zugunsten eines vertikal integrierten Gaslieferanten zu tätigen.⁵² So wäre denkbar, dass ein Netzbetreiber insbesondere dort investiert, wo der Gaslieferant über langfristige Kundenverträge (bzw. Kundenbindung jeder Art) verfügt. Gleichzeitig werden Netzbereiche, die vor allem von Konkurrenten genutzt werden, vernachlässigt.
- Möglichkeiten zur Diskriminierung bestehen auch in technischer Hinsicht, wenn beispielsweise bei den Vorgaben und der Wartung der Netzanbindung oder dem Kundensupport das vertikal integrierte Unternehmen bevorteilt wird. Oft besteht technische Diskriminierung in einer Qualitätsreduktion oder einer verspäteten Kommunikation von technischen Veränderungen (Armstrong und Sappington 2006).
- Schliesslich können Querverbundunternehmen diskriminierend investieren. Wenn beispielsweise ein Gasnetzbetreiber sein Netz zugunsten von Fernwärme vernachlässigt oder stilllegt, können die Konkurrenten im Gaslieferungsmarkt zugunsten der querverbundenen Fernwärmesparte diskriminiert werden.

⁵¹ EU Kommission: Mitteilung an den Rat und das Europäische Parlament (KOM(2006)841). Aussichten für den Erdgas- und den Elektrizitätsbinnenmarkt.

⁵² Für ein Beispiel bei der Energieeinspeisung vgl. DG Competition Report on Energy Sector Inquiry (2007). SEC(2006) 1724, Rz 156 ff.

3.4.3 Ergebnis der Befragung von Erdgasbezügern

Swiss Economics befragte im Rahmen der vorliegenden Studie Schweizer Erdgasbezüger zur Verbreitung verschiedener Diskriminierungspraktiken im Schweizer Erdgasmarkt. Die Auswertung in **Tabelle 8** zeigt, dass die Unternehmen die aufgeführten Praktiken als verbreitet betrachten. Aufgrund der Uneinheitlichkeit der Antworten und der grossen Anreize der Unternehmen, strategisch zu antworten, sollte diesen Ergebnissen nicht zu viel Gewicht beigemessen werden. Die Resultate können aber zumindest dahingehend interpretiert werden, dass Diskriminierung von alternativen Erdgaslieferanten in der Schweiz vorkommt und gewisse Praktiken stärker verbreitet sind als andere. Dabei ist insbesondere auf die verschiedenen Informationsvorteile, die Gefahr der Quersubventionierung und die Aufblähung der Netzkosten hinzuweisen.

Tabelle 8: Antworten auf die Frage „Wie verbreitet sind gemäss Ihrer Einschätzung die folgenden Verhalten der Netzbetreiber“

Informationsvorteile Kunden-nachfrage	Informationsvorteile Kapazität	Quersubventionierung	Aufblähung der Netzkosten	Exklusivrabatte	Einschränkungen bei Kapazitätsbuchungen
immer	immer	nie	oft	oft	nie
oft	oft	immer	oft	oft	immer
oft	oft	gelegentlich	gelegentlich	gelegentlich	selten
oft	oft	immer	immer	nie	nie
gelegentlich	gelegentlich	oft	immer	gelegentlich	gelegentlich
gelegentlich	gelegentlich	gelegentlich	oft	gelegentlich	gelegentlich
oft	oft	oft	oft	oft	nie
gelegentlich	gelegentlich	oft	immer	immer	gelegentlich
selten	selten	gelegentlich	gelegentlich	oft	gelegentlich
oft	oft	immer	immer		oft
selten	selten	selten	selten	gelegentlich	gelegentlich

Quelle: Swiss Economics

3.5 Mögliche Kosten der Entflechtung

Ganz generell reduziert vertikale Integration die Transaktionskosten und verhindert Verbundeffekte in vertikal integrierten Unternehmen. Zudem führt die Entflechtung unter Umständen zu einem hold-up Problem bei Investitionen (vgl. dazu Abschnitt 3.6):

- Der bedeutendste Nachteil einer vertikalen Entflechtung ist der Verlust von Verbundeffekten zwischen Gasnetzbetreiber und Gaslieferant. Einerseits kann die Zentralisierung von Geschäftsbereichen (beispielsweise Buchhaltung oder Kundensupport) zu Kostenvorteilen führen. Verbundeffekte beziehen sich jedoch nicht nur auf finanzielle Synergien. So verbessert vertikale Integration beispielsweise auch den Informationsaustausch, was in der Regel zu besseren Angeboten und einer effizienteren Ressourcenallokation führt. Die vertikale Integration eines Unternehmens kann auf der anderen Seite auch negative Verbundeffekte verursachen. So muss das Management im integrierten Unternehmen immer mehrere Ziele vor Augen haben, zwischen denen es zu Zielkonflikten kommen kann (Pollit 2008).
- Die Koordination verschiedener Wertschöpfungsstufen kann erhebliche Transaktionskosten, Anreiz- und Kontrollprobleme verursachen. Vertikale Integration ist eine Möglichkeit,

diese Kosten zu senken (vgl. Perry 1989)⁵³. Nach einer regulatorischen Entflechtung wird ein komplexes Vertragswerk notwendig, das nur imperfekt und unter erheblichen Kosten durchgesetzt werden kann. Die Kosten der Entflechtung bestehen daher zum grossen Teil im Verlust der organisatorischen Effizienz eines vertikal integrierten Unternehmens.

- Finanzielle Kosten können sich auch aufgrund höherer Kapitalzinsen ergeben. Eine Entflechtung kann die finanzielle Basis der Unternehmen schwächen. Vertikale Integration kann zu einer besseren Risikodiversifizierung führen, da davon ausgegangen werden kann, dass Gaslieferanten höheren Risiken ausgesetzt sind als Netzbetreiber (z.B. aufgrund stärkerer Marktvolatilität). Ein besseres Risikoprofil verbessert die Kreditwürdigkeit und ermöglicht bessere Konditionen auf dem Kapitalmarkt (Mulder et al. 2005).
- Mit vertikaler Integration kann der Gefahr einer doppelten Marginalisierung vorgebeugt werden, die dann besteht, wenn auch bei der Gaslieferung unvollständiger Wettbewerb herrscht (OECD 2001, Rz 80 ff.). Bestehen sowohl für Gasnetzbetreiber als auch Gaslieferanten Preissetzungsspielräume, müssen Konsumenten einen zusätzlichen Preisaufschlag in Kauf nehmen, der über den Monopolpreis eines vertikal integrierten GVU herausgeht. Die doppelte Marginalisierung würde kein Problem darstellen, falls Grenzpreise den Grenzkosten entsprechen, was beispielsweise bei mehrteiligen Tarifen der Fall sein würde. Aufgrund der Vollkosten-basierten bei der Regulierung der Netztarife ist hiervon jedoch nicht auszugehen.
- Schlussendlich sind auch die einmaligen Kosten der Entflechtung zu berücksichtigen. Je nach Grad der Entflechtung sind Aufspaltung und Wiederaufbau von Unternehmen mit hohem Aufwand verbunden. Eine Vielzahl der Verträge muss neu verhandelt und allenfalls in unternehmensinternen (Infra-)Strukturen dupliziert werden. Zudem entstehen juristischen Kosten, insbesondere im Falle einer eigentumsrechtlichen Entflechtung. Es ist wahrscheinlich, dass beteiligte Firmen juristische Schritte unternehmen, falls Zwangsverkäufe von Anteilen verordnet werden. Dadurch entstehen nicht nur hohe Prozesskosten sondern auch zu Rechtsunsicherheiten, die wiederum negative Auswirkungen auf die Investitionsanreize haben kann (Haucap 2007).

3.6 Investitionsanreize

Der Zusammenhang zwischen Entflechtung und Investitionsanreizen ist nicht trivial. Dabei können verschiedene, teilweise gegenläufige Effekte auftreten:

- Das in der Industrieökonomie bekannte Ergebnis, dass für einen Monopolisten die Anreize für Innovationen mit der Höhe der Monopolgewinne abnehmen, gilt grundsätzlich sowohl auf der Infrastruktur als auch für die Lieferungs Märkte.⁵⁴ Sofern Entflechtung daher den Wettbewerb auf den Lieferungs Märkten ermöglicht, werden die dort aktiven Unternehmen grössere Anreize haben, innovative Produkte und Dienstleistungen anzubieten. Eine Entflechtung wird folglich mit grosser Wahrscheinlichkeit die Investitionen im Bereich der Gaslieferung erhöhen.
- Der Netzbetreiber wird als historischer Monopolanbieter versuchen, die Gewinnmöglichkeiten des bestehenden Netzes vollständig auszuschöpfen. Anreize zu Investitionen hat der

⁵³ Einen anderer Anreiz für vertikale Integration kann natürlich auch darin bestehen, die Marktmacht aus dem monopolistischen Engpass auf nachgelagerte Märkte zu übertragen.

⁵⁴ Auf diesen Effekt hat erstmals Kenneth Arrow (1962); vgl. Tirol 301 ff.

Netzbetreiber nur, wenn er dadurch den bestehenden Markt vergrössern kann. Dazu ist allerdings anzumerken, dass der Infrastrukturbereich vieler GVU unter Umständen auch nach einer allfälligen Entflechtung unter staatlicher Kontrolle stehen wird. In diesem Falle werden auch versorgungs- oder umweltpolitische Ziele die Investitionen in den Netzbereich beeinflussen.

- Grundsätzlich bestehen bei einer eigentumsrechtlichen Entflechtung geringere Anreize in den Netzausbau zu investieren, da die Netzbetreiberin die möglichen Effizienzgewinne mit den anderen Marktteilnehmern teilen muss. Solche vertikalen Externalitäten entstehen, weil ein alleinstehender Netzbetreiber die positiven Effekte im nachgelagerten Markt ignoriert (Buehler et al., 200x). Eine weniger weitreichende Entflechtung ist folglich unter Umständen einer eigentumsrechtlichen Entflechtung vorzuziehen, weil die Gewinne einer Infrastrukturinvestition noch abgeschöpft werden können (Crémer et al., 2006). Ähnliches ist im Hinblick auf einen allfälligen Ausbau von Smart Grids/Meters im Gasnetz zu erwarten. Flexible abschaltbare Kapazität kommt sowohl dem Netzbetreiber als auch dem Gaslieferanten zugute. Gemeinsam (bzw. vertikal integriert) hätten sie Anreize, zusätzliche Investitionen zu tätigen, während alleingestellt beide davon absehen (vgl. Schächtele und Uhlenbrock, 2012).
- Wie bereits oben kurz angesprochen (vgl. Abschnitt 3.5) kann die eigentumsrechtliche Entflechtung ein „hold-up“ Problem provozieren. Auch wenn es ex ante effizient erscheint, eine Investition zu tätigen, wird diese unter Umständen ausbleiben, wenn die Marktteilnehmer ein opportunistisches Verhalten des Netzbetreibers oder des Regulators erwarten. Das hold up Problem entsteht insbesondere in Märkten mit lokaler Produktion. Zusätzliche Produktionskapazität verlangt einen Netzausbau. Kaum steht die neue Anlage, kann der Netzbetreiber aber vom Vertrag zurücktreten. Sofern der Produzent ein solches Verhalten erwartet, wird keine Investition zu Stande kommen. Ein vertikal integriertes Unternehmen hat dagegen den Anreiz, einen koordinierten Ausbau von Produktion und Netzbetreibern zu betreiben. Die Überwindung dieses hold-up-Problems ist ein Grund für die vertikale Integration von Unternehmen.

3.7 Zusammenspiel von Verhaltens- und Strukturkontrolle

Für die Beurteilung des Entflechtungsbedarfs in der Schweizer Erdgasbranche ist von Bedeutung, dass Zugangsregulierung und Entflechtung unterschiedliche Regulierungsinstrumente darstellen, die sich gegenseitig ergänzen, aber auch in einem „Austauschverhältnis“ stehen. Bei einer optimalen Zugangsregulierung (inklusive Preisfestsetzung) erübrigt sich eine Entflechtung, da (ohne lokale Produktion) keinerlei Diskriminierungspotential besteht. Der Netzbetreiber kann allerdings für die Durchleitung von den Gasanbietern einen Monopolpreis verlangen.⁵⁵

Fast immer wird der Zugang zum Transport- und Verteilnetz in der einen oder anderen Weise reguliert. Dabei ist zu beachten, dass im Falle der Verhaltenskontrolle die Anreize zur Diskriminierung immer noch bestehen. Die konkrete Umsetzung der Zugangsregulierung verlangt daher umfangreiche Kontroll- und Durchsetzungsmechanismen, die detaillierte Informationen und Spezialwissen voraussetzen. Diesbezüglich wird aber die regulierte Firma gegenüber dem Regulator immer im Vorteil sein. Für die Regulierungsbehörde wird es beispielsweise schwierig

⁵⁵ OECD 2001, 16 ff.

sein, allfällige Falschinformationen zu identifizieren. Eine optimale Zugangsregulierung würde einen vollständig informierten Regulator voraussetzen.

Die Notwendigkeit für einen strukturellen Eingriff wie die Entflechtung besteht immer dann, wenn die Durchsetzung einer Verhaltenskontrolle zu hohe Kosten verursacht bzw. nicht möglich ist. Es ist beispielsweise einfach zu kontrollieren, ob Zugang zum Netz grundsätzlich gewährt wird oder ob tatsächlich alle Gaslieferanten (inklusive ein vertikal integrierten Unternehmensteil) auf dem Papier den gleichen Preis bezahlen müssen. Ob die Lieferanten aber tatsächlich die gleichen Kosten haben, ob das vertikal integrierte Unternehmen die Gaslieferung nicht quersubventioniert, oder ob die technischen Voraussetzung für die Durchleitung die gleichen sind, ist für den Regulator kaum zu eruieren.

Diese spezialgesetzliche und/oder wettbewerbsrechtliche Verhaltenskontrolle muss daher unter Umständen durch strukturelle Eingriffe wie die Entflechtung ergänzt werden. Die notwendige Tiefe der Entflechtung hängt dabei wesentlich von der konkreten Zugangsregulierung und deren Durchsetzbarkeit ab. Zugangsregulierung und strukturelle Eingriffe gehen daher meistens – wie nun auch in der Schweiz vorgesehen – Hand in Hand und müssen aufeinander abgestimmt werden. Der Umstand, dass in den meisten Ländern bei der Liberalisierung der Gasmärkte gleichzeitig die Zugangsregulierung und die Vorschriften bezüglich der Entflechtung angepasst wurden, stellt im Übrigen für empirischen Arbeiten zur Entflechtung vor Probleme, da der relative Effekt der Entflechtung auf verschiedene Zielgrössen (Preise, Investitionen etc.) in der Regel nicht isoliert werden kann (vgl. Abschnitt 4).

Im RLG ist bisher nur eine subsidiäre ex post Regulierung vorgesehen, gemäss welcher das BFE im Falle von Streitigkeiten über die Verpflichtung des Vertragsabschlusses sowie über die Vertragsbedingungen entscheidet. Eine ähnliche Regelung gilt auch im Fernmeldegesetz (FMG) für den Zugang zu Fernmeldediensten von marktbeherrschenden Telekommunikationsanbietern. Gemäss Art. 11 FMG müssen marktbeherrschende Anbieterinnen von Fernmeldediensten anderen Anbieterinnen auf transparente und nicht diskriminierende Weise zu kostenorientierten Preisen Zugang zu einem Katalog von Einrichtungen und Diensten geben. Die Erfahrungen aus dem Fernmeldebereich (und mittlerweile auch aus dem Strombereich) zeigen, dass diese Verfahren aufgrund der Komplexität der Kostenberechnung und des Instanzenweges mehrere Jahre dauern können. Zudem trägt die Gesuchstellerin ein hohes Risiko, da sie kaum in der Lage ist, das Standardangebot der marktbeherrschenden Anbieterin umfassend zu überprüfen bzw. das Prozessrisiko abzuschätzen. Schliesslich ist das gesamte Verfahren derart anspruchsvoll und aufwändig, dass die Einreichung eines Gesuchs bei der Eidgenössischen Kommunikationskommission (ComCom) gut überlegt sein muss. Das Bundesamt für Kommunikation kam deshalb bei einer Evaluation der Fernmeldemärkte zum Schluss, dass in einem subsidiären ex post System die Risiken ungleich zu Lasten der Gesuchstellerin verteilt sind und die langen Verfahren eine effiziente Marktöffnung verhindern.⁵⁶

Die Gasbranche hat diese Gefahr ebenfalls erkannt und deshalb, als die ersten Zugangsverfahren drohten, die Verbändevereinbarung abgeschlossen. Sie konnte sich damit aber nicht des kartellrechtlichen Sanktionsrisikos entledigen, da die vorgenommene „privatrechtliche Regulierung“ eine Diskriminierung zu Lasten einzelner Kundengruppen nicht ausschliesst. Grund-

⁵⁶ Bakom (2010), S. 69.

sätzlich können bei einer subsidiären ex post Regulierung die Zugangspreise zwar kostenorientiert und nicht-diskriminierend festgelegt werden, wobei die mögliche Anrufung des Regulators als Drohpunkt dient. Aufgrund der grossen Informationsasymmetrie zwischen Netzbetreiber und Gasbezüger resp. Regulator und der Möglichkeit, den Regulator zu beeinflussen (regulatory capture) kann aber eine Diskriminierung nicht ausgeschlossen werden. Zur Kontrolle der Entgelte sieht die Verbändevereinbarung einen Kostenvergleich mit vergleichbaren Netzen vor. Diese Art von Yardstick Regulierung (Shleifer 1985) kann zwar die Informationsasymmetrie zwischen Netzbetreiber und Erdgasbezüger teilweise überwinden, indem die Kosten vergleichbarer Netze als Vergleichswerte herangezogen werden. Wenn aber alle Netzbetreiber die gleiche Methode anwenden (bei den Schweizer Verteilnetzbetreibern beispielsweise der Branchenstandard NEMO⁵⁷), kann wiederum eine systematische Diskriminierung nicht ausgeschlossen werden.

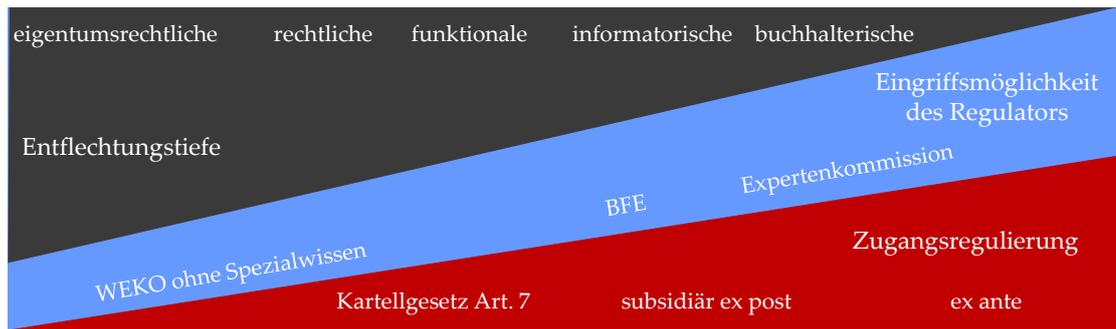
Alternativ können die Zugangsbedingungen ex ante durch den Regulator festgelegt werden. Im Energiebereich erfolgt dies häufig in Form einer Höchstpreisregulierung (price cap regulation), bei welcher jährlich Höchstpreise pro Netzbetreiber festgelegt und dynamisch angepasst werden. Dadurch bestehen weiterhin Anreize zur Kostensenkung und kurzfristigen Innovation. In den meisten Ländern wird die Höchstpreisregulierung mit einem regelmässigen Kostenvergleich ergänzt, um das Informationsproblem des Regulators zu entschärfen und ausreichende Anreize zur Kosteneffizienz zu bieten („Anreizregulierung“). Eine Anreizregulierung ist allerdings auf eine umfassende und belastbare Datenbasis angewiesen. Ein Regulator mit genügend Ressourcen, Erfahrung, Informationen und Befugnissen kann jedoch im Idealfall eine Diskriminierung Dritter verhindern.

Die Wahl der Entflechtungstiefe ist entscheidend von der Ausstattung und den Möglichkeiten des Regulators abhängig. Dabei ist auch der grundsätzliche Unterschied zwischen verschiedenen Formen der funktionalen und rechtlichen Entflechtung und einer eigentlichen eigentumsrechtlichen Entflechtung zu beachten. Sofern erwartet wird, dass der Regulator das Informationsproblem lösen kann, hilft die funktionale Entflechtung bei der Kontrolle von Preisen und der Qualität des Netzzugangs. Eine eigentumsrechtliche Entflechtung löst indessen nicht in erster Linie ein Informationsproblem des Regulators, sondern verändert die Anreize des Netzbetreibers, nachgelagerte Erdgaslieferanten zu diskriminieren. Bei einer weitgehenden beispielsweise eigentumsrechtlichen Entflechtung kann der Regulator in der Regel wesentlich schlanker ausgestattet werden als bei einer weniger weitgehenden Entflechtung (vgl. Armstrong und Sapington, 2006). Bei einer Marktregulierung ohne Entflechtungsvorgaben ist dagegen davon auszugehen, dass dem Regulator sehr weitgehende Kompetenzen bezüglich Verhaltenskontrolle eingeräumt werden müssen.

Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen zeigt sich, dass für die Beurteilung der notwendigen Entflechtungstiefe, die vorhandene bzw. vorgesehene Zugangsregulierung sowohl die Ausgestaltung bzw. Kompetenzen der zuständigen Regulierungsbehörde von grosser Bedeutung sind (vgl. **Abbildung 19**).

⁵⁷ Ein zusätzlicher Vergleich mit ausländischen Netzbetreibern enthält unter Umständen zu wenige Gemeinsamkeiten bzw. zu viele länderspezifische Eigenschaften, um einen aussagekräftigen Kostenvergleich durchführen zu können.

Abbildung 19: Zusammenhang von Zugangsregulierung und Entflechtungstiefe



Darstellung: Swiss Economics

Bei der nachfolgenden Beurteilung der Studien über die Auswirkungen der Entflechtung muss daher immer auch die Frage gestellt werden, vor welchem regulatorischen und institutionellen Hintergrund eine Entflechtung vorgenommen wurde. Es ist beispielsweise vorstellbar, dass die verhältnismässig strengen Entflechtungsvorgaben in der EU vor dem Hintergrund grosser Unterschiede bei der Umsetzung der Zugangsregulierung bzw. den unterschiedlichen Befugnissen der nationalen Regulierungsbehörden erfolgte: Nur strenge und nachvollziehbare strukturelle Eingriffe könnten dann einen europäischen Binnenmarkt mit vergleichbaren Marktzugangsmöglichkeit ermöglichen. Gleichermassen kann unter Umständen ein Kosten-Preis-Scheren-Test eine weitreichende Entflechtung obsolet machen, sofern die Regulierungsbehörden diesen effizient umsetzen könne.

3.8 Exkurs: Kosten-Preis-Schere

Preisdiskriminierungsstrategien resultieren in Netzindustrien häufig in einer sogenannten Kosten-Preis-Schere. Diese entsteht, wenn die Marge zwischen den Vorleistungspreis des Netzbetreibers und dem Endkundenpreis des vertikal integrierten Gaslieferanten, den Konkurrenten im wettbewerblichen Teil des Marktes kein wirtschaftliches Angebot ermöglicht. In diesem Fall ist der Wettbewerb in den Märkten für Gaslieferung beeinträchtigt, da Konkurrenten verdrängt bzw. am Markteintritt gehindert werden. Insgesamt ermöglicht eine Kosten-Preis-Schere dem vertikal integrierten Unternehmen einerseits auf dem Vorleistungsmarkt eine Monopolrendite für das Vorprodukt zu erzielen und andererseits die Konkurrenten auf dem Endproduktmarkt zu verdrängen.

Die europäischen und schweizerischen Wettbewerbsbehörden verfügen mittlerweile über eine gefestigte Praxis bezüglich der Kosten-Preis-Schere. Die meisten Fälle ereigneten sich bisher in der Telekommunikationsindustrie.⁵⁸ Ein Fall in der Gasindustrie betraf den Deutschen Energieversorgungskonzern RWE AG⁵⁹, bei dem die systematischen Fehlanreize eines vertikal integrierten Gaslieferanten und das daraus resultierende Diskriminierungspotential exemplarisch auftraten. RWE wurde von der EU Kommission verdächtigt, seine marktbeherrschende Stellung im Netzbereich zu missbrauchen, indem RWE die Netzentgelte künstlich hoch gehalten habe, so dass ein ebenso effizienter Wettbewerber im Gaslieferungsmarkt keine Möglichkeit habe, wirksamen Wettbewerb auszuüben. Typischerweise erzielte der Netzbereich von RWE

⁵⁸ In Europa z.B. Telefónica (Fall T-336/07) oder in der Schweiz Preispolitik Swisscom ADSL (RPW 2010/1, 116 ff.).

⁵⁹ Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG (RWE).

im Untersuchungszeitraum hohe Profite, während die Gaslieferungssparte von RWE (RWE Energy) ein Verlustgeschäft war. Dies obwohl der Netzbereich noch zusätzlich auf langfristige Verträge Rabatte gewährte, von denen nur RWE Energy profitieren konnte.⁶⁰

Als Abhilfe bot RWE eine strukturelle Entflechtung an, indem RWE anbot, ihr Deutsches Hochdrucknetz zu verkaufen. Ein Markttest bestätigte, dass diese Massnahmen die Bedenken der Kommission zerstreuen konnten. Schliesslich gab die Kommission bekannt, dass sie das Verfahren bei einem Verkauf des Gasübertragungsrechtes einstellen würde. Im Jahr 2010 wurde der Verkauf des Hochdrucknetzes von RWE an Thyssengas abgeschlossen (Koch et al. 2009). Die Entscheidung der Kommission ist auch insofern bemerkenswert, dass diese nur wenige Wochen vor Abschluss zu den Verhandlungen der dritten Binnenmarkttrichtlinie Gas getroffen wurde, die weniger weitgehende Entflechtungsmassnahmen verlangte.

In der Schweiz hat die WEKO im Fall Preispolitik Swisscom ADSL erstmals eine Kosten-Preis-Schere kartellrechtlich untersucht.⁶¹ Im September 2015 bestätigte das Bundesverwaltungsgericht (BVGer) eine Sanktion von CHF 186 Millionen und hat damit grundsätzlich die Praxis für ähnlich angelegte Fälle geschaffen.⁶² Die Anforderungen an den konkreten Nachweis sind aber auch im Schweizer Kartellrecht sehr hoch. So ist gemäss BVGer „die Ertragslage des Gross- und Einzelhandelsgeschäfts jeweils getrennt durch eine eigenständige Wirtschaftlichkeitsberechnung abzuklären. Diese Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind grundsätzlich anhand der für die Jahresabschlüsse massgeblichen Rechnungslegungsvorschriften zu erstellen.“⁶³ Es genügt auch nicht, die unzureichende Preisspanne nachzuweisen. Vielmehr muss die wettbewerbswidrige Beeinträchtigung durch eine Analyse der einzelfallbezogenen Auswirkungen bestätigt werden, um ein solches Vorgehen als missbräuchlich zu qualifizieren.⁶⁴

Damit wird deutlich, dass eine wettbewerbsrechtliche ex post Verhaltenskontrolle bei systematischen Fehlanreizen des vertikal integrierten Gasunternehmens, die Wettbewerbsprobleme kaum zu beheben vermag. In jedem Verdachtsfall müsste die Buchhaltung aller beteiligten Unternehmensteile umfassend untersucht werden und eine kausale Verknüpfung zwischen geringer Gewinnspanne und Wettbewerbsbeeinträchtigung hergestellt werden. Im Falle Swisscom ADSL vergingen dafür von Untersuchungseröffnung bis zur Verfügung der WEKO vier Jahre; weitere sechs Jahre dauerte es bis zum Urteil des BVGer, wobei das Urteil bis zum letztinstanzlichen Entscheid des Bundesgerichtes noch nicht rechtskräftig ist. Eine ex post Verhaltenskontrolle wird daher die Preisdiskriminierung durch vertikal integrierte Gaslieferanten nicht effizient verhindern können.

Ein weiteres Regulierungsinstrument, um eine Kosten-Preis-Schere abzuwenden, bestünde darin, ex ante die Tarife des vertikal integrierten Unternehmens einem Kosten-Preis-Scheren-Test zu unterziehen. Die EU Kommission ein solches Vorgehen beispielsweise in ihrer Empfehlung

⁶⁰ Entscheidung der EU Kommission vom 18.3.2008, Rz 29 ff.

⁶¹ Preispolitik Swisscom ADSL (RPW 2010/1, 116 ff.), Verfügung vom 19. Oktober 2009.

⁶² Insbesondere stellte das BVGer fest, dass die Kosten-Preis-Schere nicht einem der im Beispielskatalog von Art. 7 Abs. 2 aufgeführten Verhaltensweisen entspricht, sondern als eigenständige Fallgruppe der Generalklausel des Art. 7 Abs. 1 KG zuzuordnen ist. Urteil des BVGer (B-7633/2009), vom 14.9.2015, Rz 436.

⁶³ Urteil des BVGer (B-7633/2009), vom 14.9.2015, Rz 506.

⁶⁴ Urteil des BVGer (B-7633/2009), vom 14.9.2015, Rz 561.

bezüglich der Regulierung von Telekommunikationsnetzen der nächsten Generation (Next Generation Access Networks, NGA) empfohlen.⁶⁵ Dazu ist anzumerken, dass im Telekommunikationsbereich normalerweise ein oder wenige Netzbetreiber mit beträchtlicher Marktmacht pro Land wenige Vorleistungsprodukte anbieten (z.B. Dark Fiber). In der Gasbranche müsste dagegen für jeden Netzbetreiber und jeden Tarif ein aufwendiger Kostennachweis durchgeführt werden. Ein ex ante Kosten-Preis-Scheren-Test ist daher in der Energiebranche nicht verbreitet, er wäre aber im Falle einer nationalen Netzgesellschaft, an der auch Gaslieferanten beteiligt sind (analog zu Swissgrid), a prima vista durchaus geeignet, um Preisdiskriminierung zu verhindern. Für eine effiziente Durchführung des Tests müsste aber zumindest eine buchhalterische Entflechtung von Netzbetreiber und Gaslieferanten bestehen.

3.9 Fazit

Die Übertragungs- und Verteilnetze für Erdgas haben die Eigenschaft nicht-replizierbarer monopolistischer Engpässe, die einen regulatorischen Eingriff erfordern. In Gegenwart von vertikal integrierten GUV besteht die Gefahr, dass auch im Falle einer weitreichenden Verpflichtung, alternativen Gaslieferanten Netzzugang zu gewähren, der Netzbetreiber alternative Gaslieferanten diskriminiert (vgl. **Tabelle 9**).

Tabelle 9: Diskriminierungspotential vertikal integrierter GUV

Kategorie	Mögliche Massnahmen	Wettbewerbswirkungen
Preisliche Diskriminierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ selektive Entgelte ▪ selektive Rabatte ▪ diskriminierende Kostenallokation ▪ interne Quersubventionierung ▪ Verzicht auf Subventionen von Anschlussleitungen für Kunden fremder Lieferanten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verdrängung von (potentiellen) Konkurrenten ▪ Unterlassene Markteintritte ▪ Kosten-Preis Schere
Informationsvorteile	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vorteile beim Handel ▪ Anreize für Kampfpreise ▪ Künstliche Kapazitätsverknappung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verdrängung von (potentiellen) Konkurrenten ▪ Unterlassene Markteintritte
Technische Diskriminierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verzicht auf Investitionen ▪ Verzögerter Bau von Anschlussleitungen ▪ Verzögerte Information über Wartungsarbeiten und Umstellungen ▪ Diskriminierender Kundensupport 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verdrängung von (potentiellen) Konkurrenten ▪ Unterlassene Markteintritte
Politische Diskriminierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Förderung alternativer Energieträgers ▪ Selektive Gebühren ▪ Stilllegung von Netzen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Marktverzerrungen ▪ Marktschliessung

Quelle: Swiss Economics

Neben dem Nutzen, welche die Entflechtung mit sich bringt, verursacht sie in der Regel auch Kosten (vgl. **Tabelle 10**). Insbesondere der Verlust von Verbundeffekten und die steigende

⁶⁵ Recommendation by the EU Commission of 20 September 2010 on regulated access to Next Generation Access Networks (2010/572/EU)

Komplexität der benötigten Verträge können dazu führen, dass der Nettoeffekt einer Entflechtungsvorgabe für die Endkunden negativ ausfällt. Zudem haben Entflechtungsvorgagen nicht-triviale Auswirkungen auf die Investitionsanreize der Netzbetreiber.

Tabelle 10: Zusammenfassung der wichtigsten Kosten und Nutzen der Entflechtung

Effekt	Nutzen Entflechtung	Kosten Entflechtung
Wettbewerbseffekt	Geringeres Diskriminierungspotential. Möglichkeit für die Entwicklung eines wettbewerblichen Marktes auf der nachgelagerten Stufe	
Verbundeffekte	Strategischer Fokus; weniger Potential für Zielkonflikte	Verluste von Verbundvorteilen, z.B. zwischen Netzen, zwischen Einkauf und Netz oder Kostenvorteile durch Zentralisierung von Geschäftseinheiten (z.B. Buchhaltung); nicht-finanzielle Synergien, z.B. durch besseren Informationsaustausch
Koordinations-effekte		Erhöhte Koordinations- bzw. Transaktionskosten; Durchsetzung komplexer Vertragswerke
Doppelte Marginalisierung		Effizienzverlust aufgrund zusätzlicher Preismarge
Entflechtungsprozess		Aufwand für Aufspaltung und Wiederaufbau; juristische Kosten und Rechtsunsicherheit
Kapitalkosten	Kann zu besseren Konditionen für ein Unternehmen (z.B. Gasnetzbetreiber) führen, falls dieses tieferes Risikoportfolio aufweist als z.B. Gaslieferant	Verschlechterte Risikodiversifikation kann zu höheren Kapitalkosten führen
Investitionseffekt	Bessere Reaktion auf Anreize des Regulators	Nichtberücksichtigung positiver Externalitäten, hold-up Problem
Regulierungseffekt	Unter Umständen ist eine geringere Regulierungstiefe erforderlich.	

Quelle: Swiss Economics

Ob und in welchem Ausmass sich für die Schweizer GUV Entflechtungsvorgaben aufdrängen ist folglich eine empirische Frage. In den folgenden Kapiteln werden daher die wichtigsten Erfahrungen und Ergebnisse bezüglich der Auswirkung von Entflechtungsvorschriften anhand der aktuellen Literatur im Sinne einer Metastudie aufgearbeitet.

4 Ergebnisse der Literaturlauswertung

4.1 Einleitung

4.1.1 Vorgehen

Die Literaturlauswertung fasst gemäss Auftrag die relevante Literatur ab dem Jahr 2008 zusammen und besteht aus folgenden Arbeitsschritten:

- Umfassende Literaturrecherche und Erfassung der relevanten Literatur in einer Longlist;
- Formulierung der operationalisierten Fragestellung auf der Basis der Fragen und Themen aus dem Pflichtenheft; Zusammenfassen der Fragen in vier Fragekomplexen;
- Auswahl der relevanten Literatur und Zuordnung zu den einzelnen Fragekomplexen;
- Auswertung der Literatur im Hinblick auf die operationalisierte Fragestellung;
- Zusammenfassung der Ergebnisse für jeden Fragekomplex und Einschätzung der Relevanz für den Schweizer Gasmarkt;
- Zudem wurden die Eingangsfragen des BFE zusammenfassend beantwortet (vgl. Anhang III).

Da wesentliche Literatur zur Entflechtung bereits vor dem Jahr 2008 publiziert wurde, wird dieses Stichdatum grosszügig ausgelegt und bei Bedarf auch auf weiter zurückliegende Literatur zurückgegriffen. Dies betrifft insbesondere auch die theoretische Literatur, die grösstenteils aus den Jahren vor 2008 stammt, aber immer noch wichtige Resultate enthält.

4.1.2 Long List und operationalisierte Fragestellungen

Das BFE hat im Pflichtenheft für die vorliegende Metastudie im Abschnitt 3.5 „Themengebiete und relevante Fragestellung“ eine umfassende Liste von relevanten Fragen vorgegeben (vgl. Anhang III). Diese sind in fünf Oberkategorien mit mehreren Unterfragen eingeteilt. Diese Liste bildet den Ausgangspunkt für die nachfolgende Literaturlauswertung.

Die Fragen und Themen aus dem Pflichtenheft sind einerseits umfangreich und andererseits spezifisch. Eine erste Durchsicht der relevanten Literatur ergab, dass mehrere der aufgeworfenen Fragen (z.B. ob sich eine Börsenkotierung der Netzbetreibergesellschaften empfiehlt) in dieser Form in der Literatur nicht diskutiert werden. Die Fragestellungen wurden daher für die systematische Literaturlauswertung operationalisiert, um möglichst viele Fragen effizient adressieren zu können.

Für einen ersten Überblick wird eine „Longlist“ der relevanten Literatur erstellt, die ca. 100 Titel umfasst. Diese wurden für eine erste Übersicht in folgende fünf Kategorien unterteilt (**kategorisierte Longlist vgl. Anhang II**):

- Übersichtsstudien
- Ländervergleiche
- Einzelstudien
- Theoretische Artikel
- Berichte von Regulierungsbehörden

Eine erste Sichtung der Literatur auf der Longlist ergab, dass diese äusserst heterogen ist. Insbesondere bestehen erhebliche Unterschiede in Qualität und Methode der Analysen, die einen Vergleich der Ergebnisse – auch wenn sie das gleiche Thema betreffen – erschweren. Ein Ziel

der operationalisierten Fragestellung ist es deshalb, Fragen zu formulieren, zu deren Beantwortung eine einigermaßen homogene Literatur existiert.

Die meisten wissenschaftlichen Artikel untersuchen die Auswirkung der Entflechtung auf einen oder wenige zentrale Marktparameter (z.B. Preise). Die Ergebnisse der wissenschaftlichen Literatur sind in vielen Fällen auch die Grundlage für die Beantwortung weitergehender bzw. spezifischer Fragestellungen, wie sie auch in der vorliegenden Studien beantwortet werden sollen. Es bietet sich deshalb an, in einem ersten Abschnitt die wissenschaftliche Literatur hinsichtlich der Ergebnisse auf zentrale Marktparameter auszuwerten. Anschliessend werden spezifischere Fragen in drei weitergehenden Blöcken analysiert.

Vor dem Hintergrund wurden folgende **operationalisierte Fragestellungen** formuliert.

- 1. Welche Auswirkungen haben Entflechtung und Entflechtungsgrad auf zentrale Marktparameter?**
 - a) Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt bzw. Endkundenpreise
 - b) Kosten der Netzbetreiber
 - c) Administrative Kosten der Behörden
 - d) Investitionsanreize bzw. Netzqualität
- 2. Welcher Zusammenhang besteht zwischen verschiedenen Aspekten der Marktregulierung und dem Grad der Entflechtung?**
 - a) Marktöffnung (vollständig, nicht vollständig)
 - b) Marktmodell (EES oder Transportpfad)
 - c) Netzzugangstarif (kostenbasiert, Überprüfung durch Regulator)
- 3. Was sind die Vor- und Nachteile verschiedener Arten der Umsetzung einer Entflechtung?**
 - a) Transport- versus Verteilnetz
 - b) De minimis-Klausel Verteilnetz
 - c) Einmalig oder gestaffelt
- 4. Welches ist der optimale Entflechtungsgrad für Gasspeicheranlagen und Flexibilitäten?**
 - a) Investitionsanreize
 - b) Diskriminierungspotential

4.1.3 Analyseraster

Eine Metaanalyse erfordert, dass für die einzelnen Fragestellungen möglichst homogene Beiträge verglichen werden können. Dies bedingt ein Analyseraster, das die verschiedenen Methoden und Annahmen der Literatur abbilden kann.

Die Gliederung je Fragenkomplex erfolgt nach dem von den Autoren angewendeten Analyseverfahren, wobei sich grob die folgenden Kategorien unterscheiden lassen:

- *Qualitative Analysen:* Darunter fallen Artikel, die verschiedene Argumente basierend auf der vorhandenen Literatur diskutieren bzw. für die Herleitung der eigenen Argumente verwenden. Diese Studien haben oft schon den Charakter einer Metastudie, indem die existierende Literatur vor dem Hintergrund einer bestimmten Fragestellung ausgewertet und bewertet wird.

- *Theoretische Analyse:* Zu dieser Kategorie gehören alle ökonomischen Artikel, die bestimmte, oft sehr spezifische Mechanismen, in einem formalen (mathematischen) Modell untersuchen. Solche Modelle zeichnen sich dadurch aus, dass die Modellannahmen, die zu einem gewissen Ergebnis führen, explizit ausgewiesen werden. Die Formalisierung eines Problems erlaubt es zudem, einen Wirkungskanal eines Effektes zu identifizieren.
- *Empirische Analysen:* Die Artikel dieser Kategorie untersuchen den Effekt der Entflechtung mit anerkannten statistischen bzw. ökonometrischen Methoden. In den meisten Artikeln werden dafür Daten verschiedener Länder über einen längeren Zeitraum ausgewertet. Solche Panel-Daten erlauben die Identifikation differenzierter Effekte.
- *Fallstudien:* In dieser Kategorie werden Artikel zusammengefasst, die bereits eingetretene oder erwartete Effekte von Entflechtung in einem bestimmten Gebiet untersuchen. Dies geschieht meist narrativ und auf der Basis von anekdotischer Evidenz. Es wird also keine wissenschaftliche Analyse vorgenommen. Die Analyse wird aber unter Umständen mit beschreibenden Statistiken untermauert.

Dazu ist anzumerken, dass sich aus den verschiedenen Analyseverfahren eine unterschiedliche Vergleichbarkeit der Resultate ergibt. Während beispielsweise in empirische Artikel die Modellannahmen und Kontrollvariablen ausgewiesen werden, ist es bei qualitativen Analysen oftmals nicht möglich, die Herleitung der Ergebnisse nachzuvollziehen und mit anderen Arbeiten zu vergleichen. Die unterschiedlichen Analyseverfahren werden deshalb jeweils Gruppieren besprochen. Erst anschliessend erfolgt die Aufteilung nach den Unterfragen.

Ebenso wichtig ist die Beschreibung des weiteren Analyserahmens. Dabei ist insbesondere die Zuordnung zu den unterschiedlichen Netzindustrien von Bedeutung. Die meisten Artikel analysieren Entflechtung im Zusammenhang mit dem Strommarkt. Nur wenige Artikel fokussieren auf den Gasmarkt. Einige Artikel versuchen einen Überblick zu geben und diskutieren die Entflechtung in unterschiedlichen Netzindustrien. Dies betrifft insbesondere qualitative und theoretische Arbeiten, die aufgrund des methodischen Vorgehens normalerweise allgemeiner gehalten sind.

4.2 Auswirkungen der Entflechtung auf Marktparameter

Box 4: Fragenkomplex 1 – Auswirkungen

Welche Auswirkungen haben Entflechtung und Entflechtungstiefe auf die folgenden zentralen Marktparameter:

- Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt bzw. Endkundenpreise
- Kosten der Netzbetreiber
- Administrative Kosten der Behörden
- Investitionsanreize bzw. Netzqualität

4.2.1 Zuordnung der Literatur

Um eine Übersicht der vorhandenen Literatur zu erhalten, wird in einem ersten Schritt erfasst, zu welcher Kombination von Entflechtungsgrad und Marktparameter Untersuchungen vorhanden sind. Alle möglichen Kombinationen von untersuchten Marktparameter und Entflechtungstiefe sind in Abbildung 20 dargestellt.

Abbildung 20: Analyseraster und Verfügbarkeit von Studien für Fragenkomplex 1

	0. Allgemein	1. Buchhalterisch	2. Informationell	3. Funktional	4. Rechtlich	5. Eigentumsrechtlich
a. Wettbewerb/ Preise	✓	✓		✓	✓	✓
b. Kosten Netzbetreiber					✓	✓
c. Kosten Behörden		✓			✓	✓
d. Investitionen	✓	✓			✓	✓

Quelle: Swiss Economics

In Abbildung 20 sind die Felder ausgefüllt, denen ein relevanter wissenschaftlicher Artikel zugeordnet werden konnte. Die Kategorie „Allgemein“ umfasst alle Artikel, in denen die Entflechtungstiefe nicht explizit bezeichnet ist. Die meisten Artikel analysieren die rechtliche und eigentumsrechtliche Entflechtung, was in den Diskussionen um die angestrebte eigentumsrechtliche Entflechtung in der EU begründet liegt. Mit rechtlicher Entflechtung ist daher in der Literatur neben einer rein gesellschaftlichen Trennung auch eine weitreichende organisatorische/operationelle Trennung verbunden.

In Tabelle 11 werden die relevanten Artikel der einzelnen Feldern von Abbildung 20 aufgelistet. Wie einleitend eingeführt, werden die Artikel nachfolgend gegliedert in qualitative, theoretische und empirische Arbeiten sowie Fallstudien beschrieben. Zudem werden die so gegliederten Kapitel, soweit möglich, gemäss den verschiedenen Auswirkungsformen (Fragekomplex 1) untergliedert. Am Ende werden die wichtigsten Erkenntnisse zusammengeführt.

Tabelle 11: Zuordnung der Literatur

Markparameter	Entflechtungstiefe	Artikel
Wettbewerb/Preis	allgemein	Brau et al. (2010);
Investitionen	allgemein	Alesina et al. (2005); Brunekreeft (2015)
Wettbewerb/Preis	buchhalterisch	Haucap (2008); Cremer et al. (2008)
Kosten Behörden	buchhalterisch	Cremer et al. (2008)
Investitionen	buchhalterisch	Cremer et al. (2008)
Wettbewerb/Preis	funktional	Haucap (2008)
Wettbewerb/Preis	rechtlich	Baarsma et al. (2007); Haucap (2008); Pollitt (2008); Mulder et al. (2005); Buehler (2005); Cremer et al. (2006); Höffler und Kranz (2011); Growitsch und Stronzik (2014); Cavaliere (2007).
Kosten Betreiber	rechtlich	Baarsma et al. (2007); Pollitt (2008); Mulder et al. (2005)
Kosten Behörden	rechtlich	Baarsma et al. (2007); Pollitt (2008); Mulder et al. (2005)
Investitionen	rechtlich	Baarsma et al. (2007); Pollitt (2008); Cremer et al. (2006); Höffler und Kranz (2011)
Wettbewerb/Preis	eigentumsrechtlich	Baarsma et al. (2007); Haucap (2008); Pollitt (2008); Mulder et al. (2005); Nillesen und Pollitt (2011) ; Buehler et al. (2006); Höffler und Kranz (2011); Sappington (2006); Growitsch und Stronzik (2014); Schober (2013); Nooij und Baarsma (2009); Cremer et al. (2006); Cremer et al. (2008); Brunekreeft (2015)
Kosten Betreiber	eigentumsrechtlich	Baarsma et al. (2007); Haucap (2008); Pollitt (2008); Mulder et al. (2005); Nillesen und Pollitt (2011); Cremer et al. (2006); Meyer (2011); Fetz und Filippini (2010); Filippini und Farsi (2008); Nooij und Baarsma (2009);
Kosten Behörden	eigentumsrechtlich	Baarsma et al. (2007); Pollitt (2008); Mulder et al. (2005); Nillesen und Pollitt (2011); Nooij und Baarsma (2009);
Investitionen	eigentumsrechtlich	Baarsma et al. (2007); Haucap (2008); Pollitt (2008); Nillesen und Pollitt (2011); Buehler et al. (2004) ; Buehler (2005); Buehler et al. (2006); Cremer et al. (2006); Höffler und Kranz (2011); Sappington (2006); Gugler et al. (2013); Brunekreeft (2015); Cremer et al. (2008);
Wettbewerb/Preis	allgemein	Brau et al. (2010);
Investitionen	allgemeines	Alesina et al. (2005); Brunekreeft (2015)

4.2.2 Qualitative Analysen

Überblick

Da die qualitativen Analysen oft bereits den Charakter einer Übersichtsstudie haben, wird folgend festgehalten, was die einzelnen Artikel bezüglich den Unterfragestellungen aussagen. Die Studien werden daher, wo angebracht zur Beantwortung mehrerer (Unter)Fragen verwendet. Die Diskussion diesen Übersichtsartikeln folgt weitgehend der Entwicklung des europäischen regulierungs- bzw. Entflechtungsregimes. Um diese Entwicklung abzubilden, erfolgt die Diskussion der verschiedenen Artikel in chronologischer Reihenfolge.

Folgende Artikel werden berücksichtigt:

- Mulder et al. (2005) analysieren die Auswirkung verschiedener Formen der rechtlichen Entflechtung und der eigentumsrechtlichen Entflechtung im Hinblick den holländischen Strommarkt. Dabei werden der eigentumsrechtlichen Entflechtung drei unterschiedliche Formen der rechtlichen Entflechtungen gegenübergestellt: „legal-lean“, „legal-fat“, und „legal-fat plus“. Bei „legal-lean“ ist das Netzwerk als eigenständiges Unternehmen aufgestellt und befindet sich in einer Holdingstruktur mit den anderen Teilen der Wertschöpfungskette. In dieser Form ist es erlaubt gewisse strategische und operationelle Tätigkeiten im Verbund durchzuführen. Bei „legal-fat“ wird hingegen sichergestellt, dass der Vertrieb, bzw. die Produktion keinen Einfluss auf die strategischen Entscheide des Netzwerks hat. Zudem wird die Bilanzierung der Netzwerkinfrastruktur geregelt. Dies muss bei „legal-fat“ zwingend im Besitz des Netzwerkunternehmens sein. „Legal-fat plus“ beinhaltet zusätzlich einen sogenannten „financial ringfence“, welcher die finanzielle Unabhängigkeit des Netzbetreibers gegenüber der Holding festigt.
- Baarsma et al. (2007) untersuchen den Unterschied zwischen rechtlicher und eigentumsrechtlicher Entflechtung von vor- und nachgelagerten Marktstufen. Ziel ist ein effizientes Entflechtungsmodell für den holländischen Gas- und Strommarkt.
- Haucap (2007 und 2008) erläutert die wichtigsten Punkte der verschiedenen Entflechtungsarten zwischen dem Netz und den vor- und nachgelagerten Märkten und erarbeitet eine Entscheidungshilfe für die Beurteilung von Entflechtungen insbesondere in Bezug auf den deutschen Strommarkt.
- Pollitt (2008) untersucht die Vor- und Nachteile der eigentumsrechtlichen Entflechtung von den vor- und nachgelagerten Märkten des Gas- und Stromnetzes im Vergleich zur rechtlichen Entflechtung. Dabei geht er davon aus, dass weitere Liberalisierungsmassnahmen im Markt bereits implementiert wurden.
- Cremer et al. (2008) untersuchen den Einfluss der eigentumsrechtlichen Entflechtung hinsichtlich Auswirkungen auf den Wettbewerb sowie Investitionen und vergleicht sie mit der operationalen und buchhalterischen Entflechtung.
- Nillesen und Pollitt (2011) untersuchen die eigentumsrechtliche Entflechtung des Netzes von den restlichen Teilen der Wertschöpfungskette im neuseeländischen Strommarkt und dessen Einfluss auf Wettbewerb, Kosten und Qualität.
- Brunekreeft (2015) untersucht den Einfluss der Entflechtung auf den Wettbewerb hinsichtlich der Koordinierungsthematik. Der Schwerpunkt des Artikels liegt bei der Auswirkung der Entflechtung auf die Investitionsanreize.

a) Wettbewerb auf dem Lieferungsmarkt bzw. Endkundenpreise

Mulder et al. (2005) präsentieren eine Kosten-Nutzen Analyse für verschiedene Entflechtungsgrade der holländischen Strommarkt. Offensichtlich sehen sie den Hauptnutzen einer Entflechtung in der Verbesserung der Wettbewerbsverhältnisse. Als wichtigste Gefahren für den Wettbewerb nennen sie Quersubventionen, Informationsvorteile und eigentliche Sabotage. Die Autoren kommen zum Schluss, dass eine **stärkere rechtliche Entflechtung Markteintritte im Vertrieb fördere. Der verstärkte Wettbewerb würde die Gesamtwohlfahrt aber nicht markant steigern**: Der Wettbewerb im Vertrieb wird über ein zweistufiges Tarifsysteem betrieben, weshalb bei Markteintritten in erster Linie die Fixpreise reduziert werden. Der statische Effekt der Markteintritte besteht somit lediglich in einer Umverteilung. Zudem seien die Vertriebskosten

und –margen nur ein kleiner Teil der Gesamtkosten im Strommarkt. Den erwarteten Markteintritten steht aber ein gewisser Druck zu Marktkonsolidierung über Zusammenschlüsse entgegen.

Baarsma et al. (2007) identifizieren verschiedene wettbewerbsfördernde und wettbewerbsbehindernde Effekte. Die Autoren machen deutlich, dass ohne eine umfassende Kosten-Nutzen Analyse keine abschliessende Aussage bezüglich des Wohlfahrtseffekts der Entflechtung möglich ist. Ein integriertes Unternehmen hat einen Anreiz die Mitwettbewerber im Vertrieb zu diskriminieren, bzw. Markteintritte zu verhindern, indem es von den Lieferanten zu hohe Entgelte verlangt und Informationsvorteile ausnutzt. Ebenfalls kann das Unternehmen Quersubventionen vornehmen um im Vertrieb aggressiv aufzutreten (z.B. bei der Finanzierung des Vertriebs kann das Netz als Sicherheit geltend gemacht werden). Eine Entflechtung bringt diesbezüglich offensichtliche Vorteile. Eine Entflechtung kann aber auch zu (horizontalen) Zusammenschlüssen zwischen Produzenten und Lieferanten führen, was einen negativen Einfluss auf den Wettbewerb haben kann. Es besteht auch die Gefahr der doppelten Marginalisierung. Da in Holland jede Netzebene reguliert ist, betrachten Baarsma et al. (2007) den Effekt eher als vernachlässigbar und kommen zum Schluss, dass eine **eigentumsrechtliche Entflechtung grundsätzlich den Wettbewerb auf der Vertriebsstufe erhöhen würde**. Der Effekt hängt ab von (i) der aktuellen Verzerrung im Wettbewerb, (ii) der Art und Weise wie die Verzerrung mit der Entflechtung angegangen wird und (iii) anderen vorhanden alternativen Regulierungen. Da allerdings eine Entflechtung nicht mehr rückgängig gemacht werden kann und die Wohlfahrtseffekte noch nicht ausreichend analysiert sind, raten die Autoren von einer weitgehenden (eigentumsrechtlichen)-Entflechtung ab.

Haucap hat sich in zwei Artikeln (2007 und 2008) ausführlich zum Einfluss der Entflechtung auf den Wettbewerb geäussert. Der Vorteil einer buchhalterischen Entflechtung sieht er in der erhöhten Transparenz der Tätigkeiten des integrierten Netzbetreibers. So kann der Regulator besser überprüfen, ob eine Diskriminierung vorliegt. Die buchhalterische Entflechtung wird als notwendig aber nicht hinreichend angesehen. Die funktionale Entflechtung hat das Ziel, die Unabhängigkeit des Netzbetriebs zu erhöhen, um das Diskriminierungspotential bei konkurrierenden Lieferanten bei der Überlassung des Netzzugangs zu verringern. Dies lässt sich jedoch nicht vollständig durchsetzen, da der Netzbetreiber weiterhin der übergeordneten Unternehmensführung unterstellt ist. Auch bei der rechtlichen Entflechtung (mit funktionalen Elementen) soll die Unabhängigkeit des Netzes gestärkt werden. Hier wäre eine gemeinsame Führung mit anderen Unternehmenssegmenten (Erzeugung, Versorgung) durch Personalunion ausgeschlossen und der Informationsaustausch zwischen diesen Bereichen mit Hilfe von so genannten «Chinese Walls» erschwert. Aufgrund der Tatsache, dass die Netzbetriebsgesellschaft aber de facto dem Verwaltungsrat der Holding unterstellt ist, lässt sich auch hierbei das Diskriminierungspotential nicht gänzlich verhindern. Nur bei der eigentumsrechtlichen Entflechtung kann die Diskriminierungsproblematik komplett gelöst werden. Aufgrund asymmetrischer Informationen zwischen dem Regulator und dem integrierten Unternehmen wird der Netzbetreiber bei funktionaler und/oder rechtlicher Entflechtung weiterhin versuchen, Informationsvorteile zu nutzen, um seinen eigenen Dienstanbieter zu bevorzugen. Haucap kommt daher zum Schluss, dass eine **Entflechtung grundsätzlich einen positiven Einfluss auf den Wettbewerb hat**. Die konkrete Ausgestaltung ist allerdings fallspezifisch und in Abhängigkeit von der bestehenden Regulierung durchzuführen. Haucap (2007) behandelt in erster Linie die Entflechtung des deutschen Elektrizitätssektor, abschliessend weist er allerdings darauf hin, dass die

Notwendigkeit für eine umfassende Entflechtung des Gassektors weit weniger gegeben ist: Einerseits besteht beim Erdgas ein gewisser Plattformwettbewerb, andererseits erfolgt die erdgas-Produktion mehrheitlich ausserhalb der Europäischen Union. Sämtliche Effekte auf der Produktionsseite entfallen daher.

Pollitt (2008) sieht in der Verhinderung von Diskriminierung das Hauptargument für eine weitreichende eigentumsrechtliche Entflechtung. Er hält jedoch fest, dass die Entflechtung dazu führen kann, dass es vermehrt zu horizontalen Zusammenschlüssen zwischen Produzenten kommen kann, da der damit verbundene Verkauf der Vermögenswerte Kapital frei gibt. Der Autor erwähnt ebenfalls die Doppelte Marginalisierung. Sofern mehrteilige Tarife angewandt werden, sollte dies kein Problem darstellen. Nur falls die zweistufigen Tarife ineffizient ausgestaltet sind, könnte die doppelte Marginalisierung eine gewichtige Rolle spielen. Gesamthaft ist Pollitt (2008) der Meinung, dass **die eigentumsrechtliche Entflechtung einen positiven Effekt auf den Wettbewerb hat.**

Nillesen und Pollitt (2011) sehen insbesondere folgende Möglichkeiten für ein integriertes Unternehmen den Wettbewerb zu beeinträchtigen: (i) Verhinderung oder zumindest Restriktion des Netzzugangs, (ii) Quersubvention des Vertriebs durch das Netz und somit Möglichkeit eines aggressiven Auftretens im Vertrieb, (iii) Finanzierungsvorteil des Vertriebs durch Absicherung mittels des Netzes. **Eine Entflechtung kann diese Wettbewerbsprobleme beheben oder zumindest abschwächen und somit den Wettbewerb stärken.** Zudem argumentieren Nillesen und Pollitt (2011), dass die Konsumenten mehr Verhandlungsmacht erhalten und somit mehr Druck auf die Gaslieferanten ausüben können.

b) Kosten des Netzbetreibers

Mulder et al. (2005) gehen hinsichtlich der **einmaligen Kosten davon aus, dass diese nur bei „legal-fat plus“ und eigentumsrechtlicher Entflechtung erheblich auftreten.** Dies insbesondere aufgrund der notwendigen Neuverhandlungen von grenzüberschreitenden Verträgen. Grosse Veränderungen der Verbundvorteile zwischen den verschiedenen rechtlichen Entflechtungen und der eigentumsrechtlicher Entflechtung sind jedoch nicht zu erwarten. Die höchsten Kosten resultieren aus dem Verlust von Verbundvorteilen beim Übergang von „legal-lean“ zu „legal-fat“, d.h. wenn der Vertrieb vom Netz getrennt wird, damit er keinen Einfluss auf die strategischen Entscheide des Netzes mehr haben kann. Eine weitergehende Entflechtung verursacht allerdings keine signifikanten zusätzlichen Kosten. Gemäss Baarsma et al. (2007) entstehen für einen Netzbetreiber einmalige Ausgaben für Anwälte, Notare und Buchhaltung. Ebenfalls werden Kosten durch Neuverhandlungen von bereits abgeschlossenen Verträgen mit ausländischen Kunden erwartet. Hinsichtlich den Verbundvorteilen wird davon ausgegangen, dass diese prinzipiell vorhanden sein könnten. Da aber der Vertrieb und der Betrieb des Netzes zwei sehr unterschiedliche Geschäfte sind, könnten diese auch tief ausfallen. Es ist deshalb gemäss den Autoren **unsicher, ob Verbundvorteile relevant sind. Die Transaktionskosten betrachten die Autoren allerdings als relevante Kosten.**

Haucap (2008) argumentiert, dass ein integriertes Unternehmen von **erheblichen Verbundvorteilen profitiert, weshalb eine Entflechtung hohe Kosten verursacht.** Weitere Kosten können in Abhängigkeit von der Unsicherheit, der Häufigkeit und der Faktorspezifität von Transaktionen zwischen den Wertschöpfungsstufen entstehen. Der Autor erwähnt aber auch einen positiven Effekt der Entflechtung. Da ein Monopolist aufgrund des fehlenden Wettbewerbsdrucks weniger effizient arbeitet, **kann der erhöhte Wettbewerbsdruck ein entflochtenes Unternehmen auf der Vertriebsebene zu tieferen Kosten zwingen.**

Gemäss Pollitt (2008) kann die Entflechtung dazu führen, dass sich das Management besser auf die Netztätigkeiten fokussiert und folglich effizienter wirtschaftet. Einen negativen Einfluss haben jedoch die durch die Umstrukturierung verlorenen Verbundvorteile. Insgesamt gehen die Autoren davon aus, dass der **Effekt der besseren Fokussierung grösser ist, als der Verlust von Verbundvorteilen**. Die **hohen Transaktionskosten einer Entflechtung können mit effizienteren Preissignale verringert** werden. Der Autor diskutiert auch den Unterschied zwischen dem Gas- und dem Stromsektor, wobei er nicht davon ausgeht, dass **allfällige positive Effekte der Entflechtung im Gassektor schwächer ausfallen würden als im Strommarkt**. Die Transaktionskosten der Entflechtung sind beispielsweise im Gassektor tiefer, da die Wertschöpfungskette weniger komplex aufgebaut ist.

Nillesen und Pollitt (2011) argumentieren, dass eine Entflechtung in der Regel erheblichen Kosten verursacht: **Es entstehen einmalige Kosten (wie z.B. Anschaffung neuer IT Systeme, Neuverhandlungen von Verträgen sowie Beratungskosten), Synergien und Verbundeffekte gehen verloren und die Finanzierungskosten steigen aufgrund einer tieferen Kapitalisierung und der fehlenden Querfinanzierung**. Diesen Kosten stehen aber auch gewisse Einsparungen gegenüber, da sich ohne die Möglichkeit zur Quersubventionierung und Querfinanzierung in der Regel die Kostenstrukturen der Unternehmen verändert. **Durch den Verzicht auf den Vertrieb, kann ein Netzbetreiber sein Risiko vermindern und somit einfacher finanzieren**.

Im neusten Artikel analysiert Brunekreeft (2015) die Kosten der Entflechtung in der EU aus einer ex post Perspektive. **Er bezeichnet die Kosten, die auf verlorene Synergien zurückzuführen sind als beträchtlich**.

c) Kosten der Regulierungsbehörden

Mulder et al. (2005) argumentieren, dass die Regulierung mit zunehmender Einflechtung, effizienter wird, insbesondere aufgrund besserer Kontrollmöglichkeiten der Netzkosten und Erleichterungen beim Markt-Monitoring. Obwohl Regulierung bei einer eigentumsrechtlichen Entflechtung am effizientesten durchgeführt werden kann, gehen die Autoren davon aus, dass sich die grössten Kosteneinsparungen bereits bei einem „Legal_Fat“ und „Legal-Fat Plus“ Szenario einstellen.

Gemäss Baarsma et al. (2007) resultiert eine Entflechtung in einer einfacheren und überschaubareren Marktstruktur. Dies erlaubt eine effizientere Regulierung bzw. Kontrolle der Marktteilnehmer. Eine Entflechtung wird deshalb die Regulierungskosten senken.

Pollitt (2008) erwartet bei einer eigentumsrechtlichen Entflechtung eine höhere Kostentransparenz sowohl auf der Netzebene als auch in den kompetitiven Geschäftsfeldern. Sie hat daher geringere Kontrollkosten zur Folge. Dies gilt auch für allfällige Verstösse gegen das Wettbewerbsrecht, die aufgrund der einfacheren Struktur einfacher zu überführen sind.

d) Investitionsanreize bzw. Netzqualität

Mulder et al. (2005) sehen eine der wichtigen Vorteile einer Entflechtung in der Verbesserung der Netzwerk-Performance, aufgrund von stärkerem Focus des Management und einer besser Reaktion auf Regulierung. Diese Vorteile stellen sich mit zunehmender Unabhängigkeit des Netzbereiches ein. Die eigentumsrechtliche Entflechtung ist deshalb den übrigen Formen der rechtlichen Entflechtung diesbezüglich überlegen. In Bezug auf die Investitionsanreize erwarten die Autoren allerdings im Falle einer eigentumsrechtlichen Entflechtung ein „hold-up“-

Problem. Dies kann aber gemäss den Autoren mit einer Tarifregulierung abgeschwächt werden kann.

Baarsma et al. (2007) sehen insbesondere ein strategisches Anreizproblem: Da die holländische Regierung versprochen hatte, dass die inländischen Regulierungen nicht über die EU-Vorgaben hinausgehen würden, würde ein weiterergreifender staatlicher Eingriff eine starke Verunsicherung zur Folge haben. Solche Unsicherheit führt in der Regel zu tieferen Investitionen. Trotzdem gehen die Autoren davon aus, dass das **Investitionsvolumen mit einer stärkeren Entflechtung steigen wird**, da keine Quersubventionen mehr möglich sind und somit mehr Kapital für das Netz zur Verfügung steht. Davon würde auch die Versorgungssicherheit profitieren.

Haucap (2007 und 2008) unterstreicht insbesondere die investitionshemmenden Effekte von Entflechtung. Da viele Investitionen irreversible Kosten sind, ist ein entflochtener Netzbetreiber erheblichen Risiken ausgesetzt. Die resultierende Unsicherheit führt zu **tieferen Investitionen in das Netz**. Zudem hat ein Netzbetreiber keinen Einfluss auf die Endkundenpreise und ist nicht direkt am Gewinn beteiligt, was die **Investitionsbereitschaft zusätzlich verringert**. Ein **integriertes Unternehmen hat starke Anreize Systemunterbrüche zu vermeiden**, da in diesem Fall die ganze Wirtschaftskette betroffen ist.

Auch Pollitt (2008) unterstreicht sowohl positive wie auch negative Einflüsse einer eigentumsrechtlichen Entflechtung auf die Investitionsanreize. Die eigentumsrechtliche Entflechtung führt zu **kleineren Unternehmen und somit möglicherweise zu höheren Kapitalkosten**. Eine eigentumsrechtliche Entflechtung **erhöhe zudem die Informationsasymmetrien zwischen den verschiedenen Stufen**. Beide Entwicklungen können sich negativ auf die Investitionen auswirken. Wenn der Netzbetreiber jedoch einen besseren Zugang zum Kapitalmarkt erhält und wenn eine erleichterte Integration der Produktion und des Vertriebs möglich ist, so kann auch eine gegenteilige Entwicklung eintreten. Für ein entflochtene Unternehmen ist es auch möglich, sich horizontal auszudehnen oder sich zu diversifizieren, um günstigere Kapitalkosten zu erhalten. Eine eigentumsrechtliche Entflechtung führt zudem zu einer **effizienteren Allokation der Unternehmensrisiken**, was sich positiv auf die Gesamtwohlfahrt auswirkt. Eine weitgehende eigentumsrechtliche Entflechtung lenkt den **Fokus des Netzunternehmens zudem vermehrt auf die Versorgungssicherheit und somit auf die dazu notwendigen Investitionen**.

Der Artikel von Cremer et al. (2008) befasst sich mit den Auswirkungen von Entflechtung auf die Investitionsanreize. Die Autoren betonen insbesondere die **Bedeutung von Externalitäten der Gaslieferanten auf den Netzbetrieb**. Eine Entflechtung **verhindert die Internalisierung dieser Externalitäten**. Zudem kann eine Entflechtung zu **Koordinationsproblemen führen**, da Informationen zur langfristigen Planung nicht mehr frei zirkulieren können. Eine **buchhalterische Entflechtung hat keinen direkten Einfluss auf das Verhalten des integrierten Unternehmens**, da sie lediglich zur besseren Transparenz und somit zu einfacherer Regulierung des Netzbetreibers führt.

Auch Nillesen und Pollitt (2011) greifen das Argument auf, dass mit der Verhinderung von Quersubventionen und Querfinanzierung **zusätzliches Kapital frei wird, das die Netzbetreiber für zusätzliche Investitionen** verwenden können. Die **tiefere Kapitalbasis und die damit verbundenen schlechteren Finanzierungsmöglichkeiten, können unter Umständen aber einen gegenläufigen Effekt** auf die Investitionen haben.

Brunekreeft (2015) beschreibt wie eine Entflechtung **Externalitäten verursachen kann, die Investitionen in die Netze langfristig verhindern**. Eine Internalisierung der Externalitäten ist nur

möglich, indem die Netzbetreiber den Vertrieb selbst durchführen oder sich zumindest über eine Drittfirma am Vertriebsgewinn beteiligen können.

Fazit

Die in diesem Abschnitt analysierten Artikel geben einen Überblick über die wichtigsten Effekte von Entflechtung. In der Regel versuchen sie unterschiedliche Argumente aus der Literatur abzuwägen. Es ist daher wenig überraschend, dass die meisten Autoren sowohl Argumente für als auch gegen eine weitgehende Entflechtung vorbringen. Bei den Artikeln steht der Effekt einer eigentumsrechtlichen Entflechtung im Mittelpunkt. Dies erklärt sich damit, dass die meisten Artikel im Hinblick auf das dritte Energiebinnenmarktpaket der EU verfasst wurden. Daher betreffen die meisten Artikel sowohl den Gas- als auch den Strommarkt, wobei der Schwerpunkt der Analysen beim Strom liegt.

Die meisten Artikel weisen darauf hin, dass eine weitgehende (eigentumsrechtliche) Entflechtung nur in Abhängigkeit vom übrigen Regulierungsrahmen und mit einer langfristigen Perspektive beurteilt werden kann. Es besteht Einigkeit, dass eine weitgehende Entflechtung **viele Wettbewerbsprobleme zu lösen vermag** und die Diskriminierungsanreize nicht durch eine alleinige rechtliche Entflechtung gelöst können. Haucap (2008) findet beispielsweise, dass es aufgrund von asymmetrischer Informationen zwischen dem Regulator und dem Netzbetreiber ohne eigentumsrechtliche Entflechtung immer zu gewissen Diskriminierungen kommen wird.

Der **Verlust von Synergien** erfolgt aber bereits bei einem Übergang zu einer strukturellen Entflechtung, bei der sichergestellt ist, dass der Vertrieb keinen Einfluss auf die strategischen Entschiede des Netzwerks mehr haben kann. Ein wichtiger positiver Effekt der Entflechtung liegt gemäss mehrerer Autoren in einer stärkeren Fokussierung des Managements. Pollitt (2008) weist schliesslich darauf hin, dass insbesondere in **kleineren Ländern**, die Kosten einer zusätzlichen eigentumsrechtlichen Entflechtung deren Nutzen übersteigen können: in kleinen Ländern ist der Wettbewerb erfahrungsgemäss ohnehin limitiert und es mangelt an „managerial expertise“.

Entscheidend für die Beurteilung der Entflechtung ist bei gegebener Zugangsregulierung die **zusätzlich mögliche Verbesserung des Wettbewerbs**. Aus dieser Perspektive hat eine weitgehende eigentumsrechtliche Entflechtung gegenüber einer rechtlichen Entflechtung nur geringe und unsichere Vorteile. Aufgrund der starken Abhängigkeit vom Regulierungsrahmen bietet es sich daher an, eine weitreichende Entflechtung erst ins Auge zu fassen, wenn die vorgesehene Zugangsregulierung bereits wirksam ist aber immer noch weitreichende Wettbewerbsprobleme bestehen. Die Entflechtung bedeutet ein hohes Risiko, auch bezüglich der Investitionsstätigkeit der Unternehmen, und kann in der Regel nicht mehr rückgängig gemacht werden.

Verschiedene Autoren wie beispielsweise Cremer et al. (2008) weisen auf den investitionshemmenden Wirkung der Entflechtung hin, da bei einem hohen Entflechtungsgrad die Externalitäten aus dem Vertrieb nicht mehr internalisiert werden können. Der zusätzliche Fokus des Netzbetreibers kann aber auch dazu führen, dass auch bei einem hohen Entflechtungsgrad vermehrt Investitionen in die Netzqualität getätigt werden.

Zwei Autoren weisen schliesslich auf die bedeutenden Unterschiede zwischen Strom- und Gassektor hin. Sie kommen beide zum Schluss, dass eine Entflechtung im Gassektor weniger effektiv und weniger erforderlich ist.

4.2.3 Theoretische Analysen

Überblick

In den gesichteten formalen ökonomischen Modellen beschränkt sich die Analyse in der Regel auf ausgewählte, modellierbare spezifische Effekte. Bei den meisten Artikeln steht der Zielkonflikt zwischen Verbesserung des Wettbewerbs und Investitionen im Mittelpunkt, und es werden nur die Fragen a) und d) untersucht.

Die thematische Zuordnung der Studien in a) oder d) erfolgt aufgrund der zentralen Fragestellung, obwohl meistens mindestens zwei Zielgrössen untersucht werden.

a) Wettbewerb auf dem Lieferungsmarkt bzw. Endkundenpreise

Sappington (2006)

Die Autoren untersuchen mit Hilfe eines industrieökonomischen Modells die Auswirkungen einer eigentumsrechtlichen Entflechtung auf den Preis im Vergleich zu einem Markt mit einem vollständig integrierten Unternehmen, welches von Verbundvorteilen profitiert und Diskriminierungsmassnahmen ergreifen kann. Sie kommen zu folgenden Resultaten:

- *Wettbewerb / Preise:* Der integrierte Netzbetreiber hat grundsätzlich starke Anreize, alternative Lieferanten zu diskriminieren. Sind Verbundvorteile vorhanden und die Diskriminierungsmöglichkeiten gross, so stellen die anderen Lieferanten kaum eine Bedrohung für den integrierten Lieferanten dar. Dieser kann in diesem Fall den Monopolpreis verlangen. Wenn die Kosten der Lieferanten vergleichbar sind, ist zudem nicht zu erwarten, dass Verbundvorteile weitergegeben werden, selbst wenn diese hoch und die Diskriminierungsmöglichkeiten gering sind. **In einer solchen (extremen) Konstellation bringt die eigentumsrechtliche Entflechtung Vorteile.**
- *Investitionen:* Die Investitionsanreize des Netzbetreibers, seine marginalen Kosten zu senken, sind unter beiden Konstellationen identisch, da sie nur die Marge des Netzbetreibers verändern. **Wenn aber die Investitionen die Verbundvorteile des Netzbetreibers betreffen, kann die integrierte Konstellation zu höheren Investitionen führen.**

Gesamthaft zeigt der Artikel, dass **Wettbewerbsintensität und Marktstruktur auf Lieferantenebene essentiell für die Beurteilung der Entflechtung** sind. Ebenfalls zeigt der Artikel, dass Preiseffekte aufgrund von Verbundvorteilen nur unter gewissen Bedingungen (Investitionen, welche die Verbundvorteile des Netzes betreffen) relevant sind. Die zentralen Resultate seien mit Ausnahme der Investitionen gegenüber einer modifizierten Nachfrage robust.

Höffler und Kranz (2011)

Die Autoren untersuchen den Einfluss von eigentumsrechtlicher und rechtlicher Entflechtung auf den Wettbewerb, die Investitionsanreize und die Netzentgelte. Sie kommen zu folgenden Resultaten:

- *Wettbewerb/Preis:* In beiden Entflechtungskonstellationen wird der Netzbetreiber ausschliesslich seinen eigenen Gewinn berücksichtigen, indem er die Liefermenge maximiert. Folglich wird er nur bei vollständiger Integration Diskriminierungsmassnahmen ergreifen. Bei rechtlicher Entflechtung verkauft ein integrierter Lieferant mehr, weil er den Gewinn des Netzbetreibers mitberücksichtigt. **Somit führt eine rechtliche Entflechtung zu tieferen Preisen als eine eigentumsrechtliche Entflechtung.** Ein **vollständig integrierter Netzbe-**

treiber wird dagegen alternative Lieferanten diskriminieren, um selbst die Monopolumenge zu verkaufen. In dieser Konstellation sind die Preise am höchsten. Die Autoren prüfen die Robustheit des Modells, indem sie verschiedene Varianten darstellen und können zeigen, dass auch bei simultaner Mengenfestsetzung aller Lieferanten, bei Preiswettbewerb und bei kostspieliger Diskriminierung die rechtliche Entflechtung das beste Resultat liefert.

- *Investitionen:* Falls bei einer rechtlichen Entflechtung Investitionen auf Netzebene zu Markteintritten auf Vertriebsebene führen, **hemmt die doppelte Marginalisierung weitere Investitionen**. Ist nur der integrierte Lieferant auf der Vertriebsstufe tätig, so wird dieser keine doppelte Marginalisierung betreiben. Anders verhält es sich bei Investitionen zur Reduktion der marginalen Kosten des Netzbetreibers. Dabei wird nur die Marge des Netzbetreibers beeinflusst wird, **weshalb solche Investitionen weder bei rechtlichen noch bei eigentumsrechtlichen Entflechtung einen Einfluss auf die Preissetzung der Lieferanten haben**. Die Autoren zeigen zudem, dass **Investitionen in die Versorgungssicherheit reguliert werden müssen**, da bei einem Ausfall die sozialen Kosten höher sind als die Verluste des Netzbetreibers.
- *Netzentgelte:* Die Resultate gelten für verschiedene Arten der Entgeltregulierungen sofern der Gewinn des Netzbetreibers ausschliesslich von der gelieferten Menge abhängt und der Netzbetreiber keine Präferenzen bezüglich des Lieferanten hat. Sein Verhalten verändert sich jedoch erheblich, wenn er gar nicht oder mittels «rate-of-return» (der regulierte Preis orientiert sich an der marktüblichen Verzinsung des eingesetzten Kapitals) reguliert wird.

Das Modell **zieht die rechtliche Entflechtung gegenüber anderen Formen vor**, da diese insgesamt zu tieferen Preisen führt. Die rechtliche Entflechtung benötigt aber eine starke Regulierung und deren konsequente Durchsetzung. Der Artikel zeigt im Übrigen auf, dass die Art der Modellierung der rechtlichen Entflechtung erheblichen Einfluss auf das Resultat haben kann. Auch werden **Verbundvorteile von den Autoren nicht untersucht**. Somit können keine eindeutigen Schlüsse aus dem Paper gezogen werden.

d) Investitionsanreize bzw. Netzqualität (Zielkonflikt mit Wettbewerb)

Buehler et al. (2004)

Die Autoren untersuchen Investitionen im Rahmen eines industrieökonomischen Modells. Sie untersuchen, inwiefern die Schärfe der Entflechtung, die Form des Netzzugangs und die Ausgestaltung der Netzentgelte sich auf die Investitionsanreize auswirken. Sie kommen zu folgenden Resultaten:

- *Entflechtung (Monopol auf Vertriebsstufe) vs. Integration:* Zwei Effekte werden unterschieden: Einerseits hat das Qualitätslevel des Netzbetreibers einen externen Effekt auf den Lieferanten. Da er diesen nicht internalisieren kann, wählt er ein tieferes Investitionslevel als ein integriertes Unternehmen. Andererseits vermag die erhöhte Qualität bei hohen Preisen (Endkundenpreis bei Entflechtung) die Nachfrage stärker zu beeinflussen als bei tiefen Preisen (Endkundenpreis bei Integration). Somit kann unter Umständen der Anreiz des Netzbetreibers Investitionen zu tätigen bei Entflechtung höher sein als bei Integration. Unter üblichen Nachfragefunktionen ist aber der **Investitionsanreiz des Netzbetreibers bei Integration höher als bei Entflechtung**. Inwiefern sich das auf die Gesamtwohlfahrt auswirkt ist jedoch nicht klar und hängt vom optimalen Investitionslevel ab. Somit könnte ein integrierter Netzbetreiber sogar einen zu hohen Investitionslevel wählen.

- *Entflechtung (Wettbewerb auf Vertriebsstufe) vs. Integration:* Unter normalen Nachfragefunktionen **führt die Entflechtung zu tieferen Investitionen**. Diesbezüglich bleibt die Frage offen, ob bei Entflechtung der Wettbewerb zu höheren Investitionen führt. Das Modell kann hier keine abschliessende Antwort liefern.
- *Entflechtung: Monopol vs. Wettbewerb auf Vertriebsstufe:* Es ist **unklar, was der Einfluss des Wettbewerbs auf das Investitionslevel ist**. Zwar kann der Wettbewerb das Externalitätsproblem lösen, wie sich die Investitionen im Gleichgewicht verändern, hängt aber stark von der Ausgestaltung der Nachfrage ab.
- *Freie Gestaltung des Netzentgelts durch den Netzbetreiber:* Wenn der Netzbetreiber frei ist in der Gestaltung des Netzentgelts, so wird er einen Fixbetrag für den Netzzugang wählen, welcher genau dem Gewinn des Lieferanten entspricht. Somit kann er die externen Effekte der Investition vollständig internalisieren und die Situation entspricht dem Fall von vollständiger Integration.

Das vorgeschlagene Modell zeigt, dass die verbreitete Vorstellung, dass **integrierte Unternehmen höhere Investitionsanreize** haben, mehrheitlich zutrifft. Nur unter spezieller Nachfragespezifikation kann eine Entflechtung zu höheren Investitionen führen. Zudem wird gezeigt, dass Wettbewerb unter den Gaslieferanten und freier Entgeltsetzung der Netzbetreiber die Externalitäten der Investitionen internalisieren können. Die Studie zeigt daher, dass das Unterinvestitionsproblem von der konkreten Nachfragefunktion abhängig ist. Die Autoren weisen darauf hin, dass eine Analyse im Oligopol sowie Investitionen auf Vertriebsstufe sowie eine empirische Analyse der Nachfragefunktionen helfen könnte, um weitergehende Schlussfolgerungen zu ziehen.

Buehler (2005)

Der Autor analysiert die Effekte der vertikalen Integration auf die doppelte Marginalisierung, die Investitionen und die Diskriminierung bzw. vertikale Marktabschottung. Dabei wird zwischen einem integrierten Unternehmen mit monopolistischer Stellung auf allen Stufen, einem entflochtenen Markt mit imperfektem Wettbewerb auf Vertriebsstufe und einem Markt mit integriertem Netzbetreiber und imperfektem Wettbewerb auf der Vertriebsstufe (Liberalisierung) unterschieden.

Buehler (2005) zeigt, dass bei Märkten mit differenzierten Gütern, eine **Entflechtung oder eine Liberalisierung des Marktes negative Auswirkungen auf die Gesamtwohlfahrt haben kann, sofern die Netzentgelte oder die Endkundenpreise nicht reguliert sind**. Entgegen der üblichen Erwartungen zeigt das Modell, **dass ein integrierter Netzbetreiber unter Umständen keine Anreize zur Diskriminierung hat**. Der Autor zeigt sich daher über die weitgehenden Entflechtungsvorschriften, die zum Zeitpunkt der Publikation in der EU diskutiert wurden, sehr erstaunt. Er merkt aber auch an, dass Wettbewerb im Vertrieb zu einer Selektion der effizienteren Unternehmen führen könnte, was sich positiv auswirken könnte.

Eine Entflechtung ist daher nur sinnvoll, wenn auch gleichzeitig das Netzentgelt reguliert wird. Weitere Aussagen können mit den getroffenen Modellannahmen nicht getätigt werden. Es ist auch fragwürdig, ob die Annahmen von differenzierten Gütern auf den Gasmarkt übertragen werden kann.

Buehler et al. (2006)

Die Autoren untersuchen den Zusammenhang zwischen Entflechtung und Endkundenpreis bzw. Qualitätsmerkmalen des Netzes. Es wird zwischen einem integrierten Monopolisten, einem entflochtenen Markt mit mehreren Lieferanten und einem liberalisierten Markt mit mehreren Lieferanten unterschieden.

Die Analyse kommt zum Schluss, dass es **nicht möglich ist, gleichzeitig eine Qualitätserhöhung und eine Preissenkung mit einer Liberalisierung oder Entflechtung herbeizuführen**. Das Modell zeigt auch, dass **eine Entflechtung zu Wohlfahrtsgewinnen führen kann, sofern die Netzentgelte reguliert sind**. **Bei einer Liberalisierung sind die Risiken einer ineffizienten Netzentgeltsetzung allerdings geringer als bei einer Entflechtung**, da zu hohe Netzentgelte im schlimmsten Fall zu einer Marktsituation mit einem integrierten Monopolisten zurückführen können.

Cremer et al. (2006)

Der Artikel untersucht mit einem industrieökonomischen Modell den Einfluss einer eigentumsrechtlichen Entflechtung gegenüber jenem einer rechtlichen Entflechtung. Dazu werden verschiedene Konstellationen modelliert, mit unterschiedlich integrierten Unternehmen auf den beiden Netzebenen.

Für die meisten der analysierten Konstellationen können die Autoren zeigen, **dass Investitionen und soziale Wohlfahrt mit dem Grad der Entflechtung abnehmen**. Falls die Netzbetreiber Investitionen zur Kostenreduktion durchführen können, ergibt das Modell kein eindeutiges Resultat. Die analysierten Beispiele zeigen aber, dass auch in diesem Fall eine **starke Entflechtung die soziale Wohlfahrt reduziert**. Intuitiv begründen die Autoren das Resultat damit, **dass bei erhöhtem Grad der Entflechtung der Netzbetreiber weniger stark von seinen Investitionen profitieren kann und somit seine Anreize sinken, die Netzinfrastruktur auszubauen**. Der Artikel zeigt daher, dass eine rechtliche Entflechtung, bei der der Netzbetreiber die Kontrolle über den Vertrieb behält, aus Sicht der Gesamtwohlfahrt am besten ist.

Dazu ist allerdings anzumerken, dass die Modellierung der rechtlichen Entflechtung heikel ist. Wie die Studie von Höffler und Kranz (2011) zeigt, kann eine unterschiedliche Modellierung zu deutlich unterschiedlichen Ergebnissen führen. Auch die Annahme, dass die Netzbetreiber das Netzentgelt frei setzen können, ist eher unrealistisch.

4.2.4 Empirische Analysen

Überblick

Die Auswertung der empirischen Literatur lässt sich wiederum thematisch strukturieren. Die gesichtete empirische Literatur beschränkt sich in der Regel auf einen Sektor. Die Zuteilung der Artikel erfolgt in Tabelle 12 und umfasst die Themen a), b) und d).

Tabelle 12: Zuordnung der empirischen Artikel

Gasmarkt	Strommarkt	Diverse Netzindustrien
Brau et al. (2010)	Schober (2013)	Filippini und Farsi (2008)
Growitsch und Stronzik (2014)	Gugler et al. (2013)	Alesina et al. (2005)
	Meyer (2011)	
	Fetz und Filippini (2010)	

a) Wettbewerb auf dem Lieferungsmarkt bzw. Endkundenpreise

Brau et al. (2010)

Der Artikel untersucht den Einfluss der Entflechtung von Produktion, Netz und Vertrieb sowie anderer staatlicher Eingriffe auf den Marktpreis.

Daten und Methode: Als Datengrundlage wird ein Panel von 15 EU Staaten zwischen 1991 und 2007 benutzt. Es wurde jeweils der Einfluss von vier verschiedenen Regulierungsparameter untersucht: Entflechtung, Privatisierung, Marktöffnung und Marktstruktur. Es werden zwei Spezifikationen untersucht: (i) die Parameterdefinition der OECD und (ii) eine eigene Parameterdefinition. In (i) ist Entflechtung metrisch skaliert (von gar keiner bis vollständiger eigentumsrechtlicher Entflechtung aller Marktstufen), in (ii) wird zwischen der Entflechtungstiefe auf unterschiedlichen Marktstufen unterschieden und jeweils als Dummy-Variable kodiert.

Resultate: Die Studie kommt zum Schluss, dass die **Entflechtung keinen signifikanten Einfluss auf den Marktpreis** gehabt hat. Während für die Entflechtung keinen einziger signifikanten Zusammenhang gefunden werden konnte, verbesserte der Anteil der öffentlichen Beteiligung an der Produktion die Preise und die Konsumentenwohlfahrt leicht. Der Anteil an Drittunternehmen war ebenfalls ohne Einfluss. Die Autoren erklären dies damit, dass **allein der drohende Markteintritt einer Drittfirma bereits zu tieferen Preisen führt**.

Relevanz: Da Variablen fehlen, die es erlauben, langfristige und kurzfristige Effekte zu unterscheiden, sind die Resultate mit Vorsicht zu übertragen.

Growitsch und Stronzik (2014)

Die Studie untersucht den Einfluss der rechtlichen und der eigentumsrechtlichen Entflechtung des Netzes auf die vor- und nachgelagerten Märkte.

Daten und Methode: Für die Analyse wurde der Datensatz von Brau et al. (2010) erweitert (18 EU-Staaten zwischen 1989 und 2007). Wie Brau et al. (2010) nutzen die Autoren die Definition der OECD für die Beschreibung der regulatorischen Einschnitte, ergänzen sie aber so, dass eine Unterscheidung zwischen den Entflechtungsgraden möglich ist. Sie gehen dabei nicht von einer metrischen Einteilung aus, sondern weisen den Variablen kategoriale Werte zu. Die regulatorischen Variablen sind rechtliche und eigentumsrechtliche Netzentflechtung, Separation des Verteilungs- und Übertragungsnetzes, Drittfirmenzugang zum Netz, Endkunden Zugang zu verschiedenen Lieferanten, limitierter Zugang zu Importen bzw. Produktion sowie Privatisierung.

Resultate: Die Studie zieht folgende Schlüsse:

- Die eigentumsrechtliche Entflechtung hat (gegenüber einer rechtlichen Entflechtung) keinen Einfluss auf den Preis,
- Die rechtliche Entflechtung hat einen negativen Einfluss auf den Preis,
- Der ungehinderte Zugang zum Netz für Drittfirmen führt zu tieferen Preisen,
- Eine staatliche Beteiligungen am Transportnetz führt zu minimal tieferen Preisen,
- Eine Separation von Transport- und Verteilnetz führt nicht zu tieferen Preisen.

Daraus schliessen die Autoren, dass es für Länder, **die bereits eine rechtliche Entflechtung durchgeführt haben, nicht sinnvoll ist, weitere Entflechtungsmassnahmen zu ergreifen**. Die Autoren weisen jedoch darauf hin, dass die Entflechtungen teilweise erst kürzlich durchgeführt

wurden und sich einige Effekte erst langfristig in den Daten niederschlagen. Sie empfehlen daher die Studie in einigen Jahren zu wiederholen.

Relevanz: Die Resultate sind nicht über alle Modelle robust. Die Literatur zeigt jedoch, dass die LSDVC Methode am effizientesten ist.⁶⁶ Daraus ergeben sich die oben ausgeführten Resultate, die auch für die Schweiz relevant sind. Die Modellannahmen sind verhältnismässig realistisch, jedoch wird nicht zwischen der Entflechtung von Netz, Vertrieb und Produktion unterschieden.

Schober (2013)

Der Artikel vergleicht die Auswirkung der eigentumsrechtlichen Entflechtung mit weniger weitgehenden Entflechtungsformen wie rechtlicher, organisatorischer oder buchhalterischer Entflechtung (zusammengefasst nichtdiskriminierender Drittfirmenzugang) mit einem statischen und einem dynamischen Modell für den Strommarkt.

Daten und Methode: Der Artikel wertet Daten aus 9 verschiedenen südamerikanischen Ländern zwischen 1994 und 2007 aus. Der Preis wird versucht mit eigentumsrechtlicher Entflechtung, nichtdiskriminierendem Drittfirmenzugang, Privatisierung, Einführung von Elektrizitätsmärkten, Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde und weiteren Reformen zu erklären. Alle Modelle unterscheiden zwischen Industrie- und Privatkunden. Im dynamischen Modell wird zudem die Differenz von Industrie- und Konsumentenpreisen analysiert.

Resultate: Im statischen Modell führt die **eigentumsrechtliche Entflechtung zu höheren Preisen**. Die übrigen Variablen sind nicht signifikant. Im dynamischen Modelle ergibt sich, dass **eine im Vergleich zur eigentumsrechtlichen Entflechtung weniger weitgehende Entflechtung Vorteile** hat. Insbesondere können die hohen Kosten der Umsetzung einer eigentumsrechtlichen Entflechtung nicht durch eine langfristige Gewinnsteigerung (aufgrund höherer Preise) ausgeglichen werden. Dies steht im Gegensatz **zu Vorgaben, die den nichtdiskriminierenden Drittfirmenzugang betreffen, welche insgesamt zu tieferen Preisen führen**. Die Studie zeigt die Bedeutung von dynamischen Modellen, da langfristige Effekte die kurzfristigen übertreffen können.

Relevanz: Die Resultate scheinen teils den genannten Schlussfolgerungen zu widersprechen. Es ist fraglich, ob der südamerikanische Strommarkt wohl nur bedingt mit dem Schweizer Gasmarkt verglichen werden kann. Zudem wird keine Unterscheidung zwischen Entflechtung von Netz und Vertrieb sowie Netz und Produktion vorgenommen.

b) Kosten der Netzbetreiber

Meyer (2011)

Der Artikel untersucht den Einfluss verschiedener eigentumsrechtlicher Entflechtungsszenarien (Verteilung und Vertrieb, Transmission und Produktion) auf die Verbundeffekte, wobei die Entflechtung zwischen Stromnetz und Stromvertrieb betrachtet wird.

Daten und Methode: Der Artikel verwendet Daten zum US Strommarkt zwischen 2001 und 2008. Die Kosten werden anhand des Outputs der verschiedenen Stufen der Produktionskette, den

⁶⁶ Z.b. Vergleich von mehreren Schätzmethode für dynamische Panelmodelle: <https://www.federalreserve.gov/pubs/feds/1997/199703/199703pap.pdf>

Faktorpreisen sowie weiteren Kontrollvariablen modelliert. Zudem verwendet der Autor Interaktionsvariablen, die den Unterschied der verschiedenen Entflechtungsszenarien abbilden.

Resultat: Die Regressionsanalyse findet **signifikante Verbundeffekte für integrierte Unternehmen** (ohne Stromproduktion), d.h. zwischen Verteil- und Übertragungsebene. Für integrierte Unternehmen mit Stromproduktion ergeben sich keine signifikanten Verbundeffekte. Die Autoren erklären dies mit allfälligen Spezialisierungskosten, die Gründe können aber nicht empirisch identifiziert werden.

Relevanz: Der Artikel untersucht den US-Strommarkt, der nur bedingt mit dem Schweizer Gasmarkt vergleichbar ist. Zudem werden Verteilnetz und Vertrieb gemeinsam betrachtet.

Fetz und Filippini (2010)

Die Autoren untersuchen die Verbundvorteile und Skaleneffekte zwischen der Produktion und Stromnetzen im Schweizer Strommarkt.

Daten und Methode: Die Autoren verwenden Daten von 64 Unternehmen zwischen 1997 und 2005. Die Gesamtkosten werden anhand der Menge an produziertem sowie transportiertem Strom, den Faktorpreisen (Arbeit und Kapital), der Kundendichte und weiteren Variablen wie Kapazitätsnutzung erklärt. Im Modell wird ein Interaktionsterm der beiden Outputfaktoren sowie einen quadratischen Term für jeden Outputfaktor verwendet. Mit dem Interaktionsterm können die Verbundeffekte analysiert werden, mit dem quadratischen Term die Skalenerträge.

Resultat: Das Modell zeigt, dass für die meisten Schweizer Stromproduzenten **signifikante Verbund und Skalenerträge** vorhanden sind. Da zwischen den Unternehmen hinsichtlich der Verbund und Skalenerträge grosse Unterschiede bestehen, ist es wichtig, weitere Kostenfaktoren zu berücksichtigen. Daraus schliessen die Autoren, dass **Entflechtungsmassnahmen Verbundeffekte vermindern können und sorgfältig evaluiert werden müssen**.

Relevanz: Die Autoren konzentrieren sich auf die Entflechtung von Produktion- und Transportnetz. Die Resultate können daher nicht direkt auf den Schweizer Gasmarkt übertragen werden. Da allerdings die Struktur der Schweizer Stromkonzerne in vieler Hinsicht mit den Schweizer Gasunternehmen vergleichbar sind und sehr wahrscheinlich nicht alle Verbundeffekte aus der Produktion resultieren, lässt die Studie trotzdem gewisse Rückschlüsse auf die Verbundeffekte im Schweizer Gasmarkt zu.

Filippini und Farsi (2008) und Farsi, Fetz und Filippini (2008)

Die Studien analysieren verschiedene Schweizer Querverbundunternehmen (Wasser, Gas und Strom) in Bezug auf mögliche Verbundeffekte und Skalenerträge.

Daten und Methode: Als Grundlage dienen Daten von 34 Schweizer Unternehmen zwischen 1997 und 2005. Die Kostenfunktion enthält die gelieferte Menge der jeweiligen Ressourcen (Wasser, Gas und Strom), die Preise der Inputfaktoren (Arbeit, Kapital, Gas und Strom) und die Konsumentendichte. Für die Identifikation der Verbundeffekte werden Interaktionsterme verwendet. Diese geben an, wie die Lieferung eines Gutes die Kosten eines anderen Gutes beeinflussen. Anschliessend berechnen die Autoren die Verbundeffekte und die Skalenerträge für verschiedene Unternehmen.

Resultate: Die Autoren finden, dass **zwischen bzw. innerhalb des Gas-, Strom und- Wassermarkts signifikante Verbundvorteile bzw. Skalenerträge** bestehen. Der Betrieb der Netz-

werke stellt daher zusammen ein natürliches Monopol dar. Eine **Separation zwischen und innerhalb der Netzwerke verursacht daher hohe Opportunitätskosten**. Die Autoren weisen aber auch daraufhin, dass das Monitoring bei einem Multi-Netzwerkunternehmen schwierig ist.

Relevanz: Die Studie deutet darauf hin, dass ein einziger Multi-Netzbetreiber effizient ist. Im Zusammenhang mit der Entflechtung des Gasmarktes würde dies bedeuten, dass einerseits eine Separation von Transport- und Verteilnetze unter Umständen nicht sinnvoll ist und andererseits auf eine horizontale Trennung der Querverbundunternehmen verzichtet werden sollte bzw. Entflechtungsmassnahmen diese Verbundvorteile nicht tangieren sollten.

d) Investitionsanreize bzw. Netzqualität

Gugler et al. (2013)

Die Studie untersucht den Einfluss der eigentumsrechtlichen Entflechtung (Vertrieb, Netz und Produktion), der Preise und weiterer Regulierung auf die Investitionen im Strommarkt.

Daten und Methode: Der Artikel nutzt Daten von 16 europäischen Ländern über den Zeitraum von 1998 bis 2008. Sie verwenden ein Modell, das statische und dynamische Effekte unterscheiden kann. Die Investitionen können durch das vorhandene Kapital, Output, Preise, Zinsen, Jahres- und Länder-Dummies sowie einem Entflechtungs-Dummy und einer Regulierungsvariable erklärt werden.

Resultate: Die Schätzung ergibt, dass eine **eigentumsrechtliche Entflechtung sowie der Drittfirmenzugang einen negativen Effekt auf die Investitionen** haben. Das gleiche Resultat ergibt sich für öffentliche Beteiligung. Zudem zeigt die Analyse, dass es einen Unterschied zwischen kurz- und langfristigen Effekten gibt und dass die Investitionen im Strommarkt Pfadabhängig sind. Die Autoren gehen davon aus, dass die Schaffung eines Grosshandelsmarktes ohne regulierten Netzzugang den Wettbewerb stärkt, ohne die Investitionsanreize des integrierten Netzbetreibers negativ beeinträchtigen.

Relevanz: Es wird keine Unterscheidung zwischen Entflechtung von Vertrieb und Produktion vorgenommen. Eine Übertragung der Resultate auf den Schweizer Gasmarkt ist daher nicht unbeschweren möglich.

Alesina et al. (2005)

Der Artikel untersucht die Auswirkung der Entflechtung und weiterer Regulierungseingriffe auf die Investition für verschiedene Netzindustrien (Gas-, Strom- und Wassermarkt sowie verschiedene Transport- und Kommunikationsindustrien).

Daten und Methoden: Der Artikel nutzt Daten nutzt Investitions- und Regulierungsdaten von 21 OECD-Ländern zwischen 1975 und 1998. Für die Messung der Faktoren Entflechtungsgrad, rechtliche Marktzutrittsschranken, Anteil der öffentlichen Beteiligung und Marktkonzentration wurden verschiedene Variablen kreiert. Hierbei wurden Entflechtung und Netzzugang zusammengefasst. Geschätzt wurde das Modell mit einem dynamischem OLS Modell mit zeit-, länder- und sektorspezifischen Effekten. Zudem wurde das Modell mittels unterschiedlichen Kontrollvariablen und Modellspezifikationen auf ihre Robustheit überprüft.

Resultate: Die Autoren kommen zum Schluss, dass Reformen, die die Eintrittsbarrieren verkleinern (u.a. Entflechtungen) zu **mehr Investitionen führen**. Zudem gäbe es Hinweise, dass sich Privatisierung ebenfalls positiv auf die Investitionen auswirken.

Relevanz: Die Studie ist sehr allgemein gehalten und nicht spezifisch auf den Gasmarkt ausgerichtet. Die verwendeten Daten stammen aus einer Zeit, in der die Liberalisierung der Netzwerkmärkte noch nicht weit fortgeschritten war. Die Resultate sind daher nur sehr beschränkt auf die Schweiz übertragbar.

4.2.5 Fallstudien

Überblick

Auch die berücksichtigten Fallstudien können unterschiedlichen Sektoren zugeordnet werden (vgl. Tabelle 13). Da nur drei Fallstudien besprochen werden, erfolgt keine weitere Aufteilung nach Unterfragestellungen.

Tabelle 13: Zuordnung der empirischen Artikel

Gasmarkt	Strommarkt	Diverse Netzindustrien
Cavaliere (2007)	Nillesen und Pollitt (2011) Nooij und Baarsma (2009)	-

Cavaliere (2007)

Der Artikel untersucht die Entwicklung des italienischen Gassektors nach der rechtlichen Entflechtung des Vertriebs vom Netz. Der Artikel betrachtet weitgehend den Effekt des gesamten Liberalisierungspaketes, ohne den Effekt der Entflechtung isolieren zu können.

Ausgangssituation: Italien ist eine Importnation, die weder über relevante Gasförderung noch über substantielle Speichermöglichkeiten verfügt. Vor der Entflechtung gab es ein integriertes Unternehmen auf der Transportebene, welches als Monopolist oder zumindest als dominantes Unternehmen auf allen Stufen tätig war. Neben diesem integrierten Unternehmen gab es viele lokale, meist staatliche Verteilnetze, die ebenfalls vertikal integriert waren.

Wettbewerb: Trotz einer weitgehenden Umsetzung der EU-Regulierungsrahmen veränderten sich die Preise für Erdgas in Italien kaum. Liberalisierung hatte zur Folge, dass die Konzentration im Vertrieb grösser wurde und Quersubventionen zwischen Kunden ausblieben. Dies führte dazu, dass die **Entflechtung für einige Kunden zu höheren Preisen führte. Gesamthaft betrachtet hatte die rechtliche Entflechtung keine positive Auswirkung auf den Endkundenpreis**, da die Liberalisierung nicht in einem effizienten Gasmarkt resultiert habe. Grund dafür sei die Vormachtstellung des integrierten Incumbent Ente Nazionale Idrocarburi (ENI) beim Import. Die staatliche, vertikal integrierte ENI ist der wichtigste Gaslieferant der Konkurrenten auf dem Endkundenmarkt. Die Dominanz von ENI auf dem Grosshandelsmarkt verhindert daher den Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt. Die Vormachtstellung von ENI sollte zwar mit Hilfe von Marktanteilsbeschränkungen verringert werden, da das Unternehmen allerdings auch an den Transitleitungen nach Italien beteiligt war, konnte es andere Unternehmen mit höhere Importpreisen diskriminieren.

Obwohl die Entflechtung auf Ebene der Verteilnetze nur rechtlich erfolgte, resultierte sie in einem starken Konzentrationsprozess und einer Veränderung der Marktstruktur.

Relevanz: Relevanz für die Schweiz vorhanden, da der italienische Gasmarkt vor der Entflechtung in vieler Hinsicht mit dem aktuellen Schweizer Gasmarkt vergleichbar ist (nur Gasimport,

Import- und Transitleitung werden vom ENI dominiert, sehr fragmentierte Verteilnetze). Insbesondere gibt das Fallbeispiel wichtige Hinweise auf ein mögliches Zusammenspiel von lokalen (Verteilnetz) und nationalen (Transitnetz) Effekten.

Nillesen und Pollitt (2011)

In der Fallstudie werden die Auswirkungen einer eigentumsrechtlichen Entflechtung von Netz und Vertrieb sowie Netz und Produktion auf Wettbewerb, Netzqualität (Investitionen) und Kosten untersucht. Die Fallstudie betrifft den neuseeländischen Strommarkt.

Vorgehen: Die Autoren untersuchen graphisch und statistisch Unterschiede zwischen verschiedenen Parametern vor und nach der eigentumsrechtlichen Entflechtung. Hierzu benutzen sie Daten zwischen 1995 und 2007 aus dem neuseeländischen Strommarkt. Die Entflechtung in Neuseeland beinhaltete die eigentumsrechtliche Entflechtung des Netzes vom Vertrieb und von der Produktion. Zudem wurden während dem Untersuchungsraum weitere Regulierungsmassnahmen / Liberalisierungen des Strommarkts umgesetzt. Anzumerken ist, dass Neuseeland keine Stromimporte tätigt.

Wettbewerb / Preis: Die Autoren finden **keine signifikante Änderung des Preises vor und nach der Entflechtung. Dagegen stieg die Preisvolatilität.** Zudem sank die Anzahl Unternehmen im Strommarkt drastisch und **praktisch alle Lieferanten sind heute auch in der Produktion tätig.** Gleichzeitig kam es zu Markteintritten von Drittunternehmen, wobei nicht identifiziert werden kann, ob diese aufgrund der Entflechtung oder andere Faktoren erfolgten. Die Autoren zeigen, dass auch die **Marge von Lieferant und Netzbetreiber stark angestiegen** sind.

Investitionen / Qualität: Die Netzstabilität wurde anhand von drei Indikatoren bewertet: Die ersten beiden Indikatoren geben an, dass **nach der Entflechtung die Netzstabilität gestiegen** ist; der dritte ergibt keine signifikante Ergebnisse. Die Daten lassen ebenfalls den Schluss zu, dass die Volatilität der Stromlieferung zugenommen hat. Dies ist ein Hinweis auf eine schlechtere Netzqualität. Die Resultate gelten aber nur unter dem Vorbehalt der sehr schlechten Datenlage.

Kosten: Die Autoren zeigen, dass nach der Entflechtung die Netzverluste zuerst sanken, später aber wieder auf das alte Niveau anstiegen. Im Hinblick auf die Netzauslastung konnte kein signifikanter Effekt nachgewiesen werden. Anhand der Jahresberichte der drei grössten Netzbetreiber wurden die einmaligen Kosten der Entflechtung berechnet und auf den Gesamtmarkt hochgerechnet. Die Studie geht davon aus, dass die einmaligen Kosten ca. NZD 160 Mio. bzw. NZD 237 pro Konsument betragen (2007 Preise). Anhand einer rudimentären Regressionsanalyse wird auch die Kostenstruktur analysiert. Die Studie kommt zum Schluss, **dass nach der Entflechtung die Kosten sanken.**

Schlussfolgerungen / Diskussion: Die Autoren sind der Ansicht, dass der **Wettbewerb nicht in dem Masse zugenommen hat, wie dies vor der Entflechtung erwartet wurde.** Als Hauptgrund geben sie die Integration von Lieferanten und Produzenten an, was den Wettbewerb geschwächt hat. Die Autoren finden kurzfristige Effekte, wie beispielsweise eine stärkere Volatilität der Endkundenpreise und mehr Markteintritte. Die gewählten Indikatoren zeigen zudem, dass eine Entflechtung einen positiven Effekt auf die Versorgungssicherheit haben kann. Des Weiteren konnten essentielle einmalige Kosten gefunden werden. Gesamthaft zeigt die Studie, dass **Entflechtung kein allheiliges Mittel ist, um Wettbewerb zu fördern und, dass sie unter Umständen hohe Kosten mit sich bringt.** Es sei auch fraglich, ob eine strikte Regulierung nicht zu besseren Resultaten geführt hätte.

Relevanz: Die Fallstudie ist mit Vorsicht auf den Schweizer Gasmarkt zu übertragen. Wie die Studie zeigt, hat das Zusammenspiel von Produktion und Netzbetrieb einen grossen Einfluss auf die Auswirkungen einer Entflechtung. Dieses Zusammenspiel existiert in der Schweiz nicht. Zudem gibt es in Neuseeland keinen internationalen Markt, was die Abhängigkeit des Vertriebs von der Produktion verstärkt. Im analysierten Zeitraum gab es auch einige Reformen, die ebenfalls einen starken Einfluss auf die Wettbewerbsparameter gehabt haben könnten. Aus der Studie kann aber der Schluss gezogen werden, dass das Zusammenspiel innerhalb der Wertschöpfungskette für eine Beurteilung der Entflechtung berücksichtigt werden muss.

Nooij und Baarsma (2009)

Die Autoren führen ex-ante eine Kosten-Nutzen-Analyse im Hinblick auf die eigentumsrechtliche und rechtliche Entflechtung im holländischen Strommarkt durch. Dabei unterscheiden sie die Entflechtung von Netz und Vertrieb sowie von Netz und Produktion. Sie identifizieren und quantifizieren die wichtigsten Effekte aufgrund verschiedener Indikatoren. Als Datengrundlage bedienen sie sich der Ergebnisse existierender Analysen.

Resultate: Die Studie kommt zum Schluss, dass bei der Entflechtung nur im positiven Szenario die Vorteile die Nachteile überwiegen. Im negativen Szenario ist laut der Analyse mit einem Minus von ungefähr EUR 4870 zu rechnen und im positiven Szenario mit einem Plus von ca. EUR 940 Mio. **Im neutralen Szenario ist der Saldo einer Entflechtung negativ** und beträgt Minus EUR 1374 Mio. Während auf der Kostenseite die Kosten der langfristigen Reorganisation (insbesondere der Verlust von Verbundvorteilen) den grössten und einzigen relevanten Anteil ausmachen, ist der Nutzen auf mehrere Posten aufgeteilt. Die Autoren merken allerdings an, dass die Bewertung mit grosser Unsicherheit behaftet ist. Sie empfehlen deshalb die Entscheidung hinsichtlich einer eigentumsrechtlichen Entflechtung im holländischen Strommarkt aufzuschieben.

Relevanz: In der Schweiz gibt es keine inländische Gasförderung. Inwiefern diese Analyse übertragen werden kann ist unklar. Die Aussage, dass eine Kosten-Nutzen-Analyse hinsichtlich einer eigentumsrechtlichen Entflechtung mit grosser Unsicherheit behaftet ist, kann aber auf den Schweizer Gasmarkt übertragen werden.

4.2.6 Fazit und Relevanz für die Schweiz

Die Auswertung der mehrheitlich wissenschaftlichen Literatur ergab bezüglich der Auswirkung unterschiedlicher Entflechtungstiefen auf zentrale Marktparameter keine eindeutigen Ergebnisse. Die meisten Artikel entstanden im Kontext der Diskussion um die Regulierung der europäischen Energiemärkte, insbesondere dem dritten Energiebinnenmarktpaket. Die Literatur befasst sich daher vor allem mit dem Übergang von einer weniger weitgehenden rechtlichen Entflechtung zu einer eigentumsrechtlichen Entflechtung, die damals in der EU sehr kontrovers diskutiert wurde. Die Auswirkungen einer weniger weitgehenden informatorischen oder funktionalen Entflechtung werden praktisch nicht adressiert.

Die Beurteilung der Entflechtung wurde in den meisten Ländern – wie nun auch in der Schweiz vorgesehen – parallel zu umfassenden Regulierungspaketen für die Energiemärkte durchgeführt. Der zusätzliche Effekt der Entflechtung auf die relevanten Wettbewerbsparameter bei gegebener Zugangsregulierung kann daher in der Regel nicht isoliert werden. Dies ist einerseits ein Problem für die empirische Identifikation der Effekte, andererseits kann nicht ermittelt wer-

den, welches Diskriminierungspotential bei einer gewissen Regulierungstiefe langfristig überhaupt noch besteht. Der komplementäre Charakter von Marktregulierung als Verhaltenskontrolle und dem strukturellen Eingriff der Entflechtung kann daher in der Regel nicht analysiert werden.

Im diesem Abschnitt werden die wichtigsten Erkenntnisse nochmals zusammengefasst. Das Gros der Artikel analysiert die allgemeinen Effekte von Entflechtung, sowie den differenzierten Effekt zwischen rechtlicher und eigentumsrechtlicher Entflechtung. Für eine Unterscheidung zwischen buchhalterischer, informationeller und funktionaler Entflechtung konnte keine Literatur gefunden werden.

Einen guten Überblick erlauben die qualitativen Analysen, die häufig schon eine Art Metanalyse beinhalten. Diese Artikel fassen die verschiedenen Effekte der Entflechtung zusammen und versuchen unterschiedliche Argumente abzuwägen. Es ist daher wenig überraschend, dass die meisten Autoren **sowohl Argumente für als auch gegen eine weitgehende (eigentumsrechtliche) Entflechtung** vorbringen.

Die theoretischen Artikel betonen einen starken Zusammenhang zwischen Entflechtung und effizienter Regulierung: **Sofern ein Regulator über die notwendigen Instrumente und Informationen verfügt, ist eine niedriger Entflechtungsgrad vorteilhaft.** Dieser Effekt ergibt sich insbesondere aufgrund des zentralen **Zielkonfliktes zwischen wirksamen Wettbewerb auf dem Lieferungsmarkt und hohen Investitionsanreizen für die Netzbetreiber.** Ein zentrales Problem der theoretischen Artikel ist die Modellierung der unterschiedlichen Entflechtungstiefen.

Die empirischen Artikel versuchen differenzierte Effekte von Entflechtung auf zentrale Marktparameter nachzuweisen. **Die meisten Resultate sprechen gegen eine weitgehende Entflechtung.** Eine wichtige Erkenntnis dieser Literatur besteht darin, dass zwischen kurzfristigen (statischen) und langfristigen (dynamischen) Effekten unterschieden werden muss. Einige Autoren weisen deshalb darauf hin, dass sich die Auswirkungen einer Entflechtungsvorgabe erst mehrere Jahre nach deren Einführung einstellen werden, wenn beispielsweise eine Konsolidierung des Lieferantenmarktes erfolge oder sich getätigte oder unterlassene Investitionen auf die Netzqualität auswirken. **Für den Fall der Schweiz wurden insbesondere substantielle Verbundeffekte zwischen Wasser, Strom- und Gasnetzen von Querverbundunternehmen gemessen.**

Die Fallstudien erlauben einen vertieften Einblick in den Vorgang und die Auswirkungen der Entflechtung anhand spezifischer Beispiele.

a) Auswirkung der Entflechtung auf den Wettbewerb / Endkundenpreise

Das Hauptargument für eine weitgehende Entflechtung ist die Verhinderung von Diskriminierungen auf der Vertriebsstufe. Die integrierten Netzbetreiber haben einen Anreiz ihren eigenen Lieferanten besser zustellen um eine monopolähnliche Stellung auf der Vertriebsstufe zu erreichen. Im Gegenzug kann eine Entflechtung aber auch negative Auswirkungen auf den Preis haben, insbesondere aufgrund doppelter Marginalisierung oder nicht mehr internalisierter negativer Effekte haben. Diese zentralen Argumente können auf die Schweiz übertragen werden.

Die theoretischen Analysen zeigen, dass **bei einer wirksamen Regulierung der Netzentgelte eine rechtliche oder eigentumsrechtliche Entflechtung nicht zwingend zu einer höheren Wohlfahrt führen. Sofern ein Wohlfahrtseffekt besteht, wird üblicherweise die rechtliche**

Entflechtung der eigentumsrechtlichen Entflechtung vorgezogen. Werden nur die Endkundenpreise betrachtet, führt ein hoher Entflechtungsgrad in den meisten Modellen zu tieferen Preisen, wobei der Effekt bei dem Übergang zu einer strukturellen oder gar rechtlichen Entflechtung stärker ausfällt als bei eigentumsrechtlicher Entflechtung. Sappington (2006) zeigt zudem, dass Verbundvorteile kaum einen Einfluss auf den Endkundenpreis haben, da diese im integrierten Fall nur unter speziellen Bedingungen weitergegeben werden.

Brau et al. (2010) und Growitsch und Stronzik (2014) haben jeweils den Einfluss der eigentumsrechtlichen Entflechtung des Gasnetzes vom Vertrieb und der Produktion empirisch untersucht. Beide konnten **keinen signifikanten Einfluss der eigentumsrechtlichen Entflechtung** finden. Das Modell von Growitsch und Stronzik (2014) scheint besser aufgestellt zu sein und unterscheidet auch zwischen eigentumsrechtlicher und rechtlicher Entflechtung, wobei letztere einen tieferen Preis zur Folge hat. Da diese Studien auf Daten zu Preisen und Marktstrukturen verschiedener europäischer Länder über mehrere Jahre basieren, sind die Ergebnisse relevant für die Schweiz. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass die letzten Daten aus dem Jahr 2007 stammen. Deshalb konnten die Auswirkungen einer weitergehenden Entflechtung noch nicht analysiert werden. Viele empirische Untersuchungen mit Stromdaten beziehen auch die Stromproduktion mit ein, weshalb eine Übertragung der Resultate auf den Schweizer Gasmarkt nicht ohne weiteres möglich ist. Schober (2013) vergleicht die eigentumsrechtliche mit anderen Entflechtungsformen («nichtdiskriminierender Netzzugang») im südamerikanischen Strommarkt. Global betrachtet scheint der «nichtdiskriminierende Netzzugang» einen stärkeren Einfluss zu haben als die Entflechtung. Die Resultate bestätigen die Bedeutung von dynamischen Effekten, sie können aber aufgrund der vollkommen anderen Marktverhältnisse nicht ohne weiteres auf die Schweiz übertragen werden.

Von den Fallstudien ist insbesondere Cavaliere (2007) relevant für die Schweiz. Die Liberalisierung des italienischen Gasmarktes hatte zur Folge, dass die Gaslieferanten auf die Quersubventionen einiger Kunden verzichteten. Für diese stiegen deshalb die Preise. Problematisch erwies sich in Italien die Vormachtstellung des integrierten Incumbent beim Import. Dieser habe die Bildung eines effizienten Gaslieferungsmarktes verhindert.

b) Auswirkung der Entflechtung auf die Kosten der Netzbetreiber

In der Literatur wird zwischen einmaligen und wiederkehrenden Kosten unterschieden. Eine eigentumsrechtliche Entflechtung bringt im Gegensatz zu einer weniger weitgehenden Entflechtung **hohe einmalige Kosten** mit sich. Diese resultieren insbesondere aus Kosten der Reorganisation sowie der Neuverhandlungen bestehender Verträge. Bei den dynamischen Kosten sind vor allem der **Verlust von Verbundvorteile, Transaktionskosten und Kapitalkosten** von Bedeutung. Bei den Transaktionskosten handelt es sich unter anderem um Ausgaben für Computersysteme zur Koordinierung, Vertragskosten und Anschaffungskosten. Kapitalkosten entstehen durch die veränderte Position der Marktteilnehmer am Kapitalmarkt. Die Entflechtung kann aber auch kostensenkend wirken. So wird von mehreren Autoren argumentiert, dass sich die Netzbetreiber nach einer Entflechtung auf ihr **Kerngeschäft konzentrieren, was zu einer Effizienzsteigerung** führen kann. Zudem **sinken die die Diskriminierungsanreize und Quersubventionen**, wodurch die belasteten Kosten des Netzbetreibers ebenfalls sinken können.

In der empirischen Literatur finden sich wenige direkte Analysen allfälliger Verbundvorteile. Meyer (2011) untersucht die Verbundvorteile im US-Strommarkt und unterscheidet explizit

verschiedene Integrationsmöglichkeiten (Produktion-Transitnetz-Verteilnetz/Vertrieb). Er findet signifikante Verbundvorteile zwischen dem Transitnetz und dem Verteilnetz bzw. Vertrieb. Der Artikel untersucht allerdings den US-Strommarkt, der nur sehr bedingt mit dem Schweizer Gasmarkt vergleichbar ist. Zudem werden Verteilnetz und der Vertrieb gemeinsam betrachtet. Fetz und Filippini (2010) weisen **signifikante Verbundvorteile und Skalenerträge für die Schweizer Stromproduzenten** nach. Die Autoren konzentrieren sich dabei auf die Entflechtung von Produktion- und Transportnetz, weshalb die Resultate nicht direkt auf den Schweizer Gasmarkt übertragen werden können. Eine andere Dimension von Verbundeffekten untersuchen Filippini und Farsi (2008), indem sie Verbundvorteile in Querverbundunternehmen mit Gas, Strom und Wassernetzen betrachten. Sie zeigen, dass **zwischen den Netzen und innerhalb dieser signifikante Verbundvorteile und Skalenerträge vorhanden** sind. Eine Entflechtung von Querverbundunternehmen könnte sich deshalb negativ auswirken. Der Einfluss einer vertikalen Entflechtung zwischen dem Vertrieb und dem Netz im Gassektor wurde hingegen nicht untersucht.

In Bezug auf die Kosten der Netzbetreiber ist auch die Kosten-Nutzen-Analyse von Nooij und Baarsma (2009) relevant. Sie untersucht eine mögliche eigentumsrechtliche Entflechtung des holländischen Strommarktes (Produktion-Netz-Vertrieb) ausgehend von einer rechtlichen Entflechtung. Die Studie kommt zum Schluss, dass die **dynamischen Kosten die einmaligen Kosten überwiegen**. Hierbei sind vor allem Kosten für die Informations- und Kommunikationstechnik sowie den Support ausschlaggebend. Für den Schweizer Gasmarkt ist aus dieser Studie insbesondere die Bedeutung der dynamischen Kosten relevant. Ansonsten sind die Märkte kaum vergleichbar.

c) Auswirkung der Entflechtung auf administrative Kosten der Behörden

Die Auswirkung der Entflechtung auf die Kosten der Behörden wird nur in den qualitativen Studien erwähnt. Mit dem Grad der Entflechtung erhöht sich einerseits die Kostentransparenz und andererseits nehmen die Diskriminierungsmöglichkeiten ab. **Ersteres führt zu besserem Monitoring der Netzbetreiber während letzteres die Notwendigkeit von Interventionen durch den Regulator vermindert**. Eine eigentumsrechtliche Entflechtung führt deshalb generell zu tieferen Kosten für die Behörden. Bei einer rechtlichen Entflechtung ist dieser Effekt weniger stark, da Diskriminierungsanreize bestehen, die ein Monitoring durch den Regulator oder die Wettbewerbsbehörden erfordern. Diese Resultate können grundsätzlich auch auf den Schweizer Gasmarkt übertragen werden.

d) Auswirkungen der Entflechtung auf Investitionsanreize / Netzqualität / Versorgungssicherheit

Das zentrale Argument ist, dass **eine weitreichende Entflechtung die Investitionsanreize der Netzbetreiber reduziert, da für sie keine Gewinne auf dem Lieferantenmarkt resultieren können**. Je geringer der Einfluss des Netzbetreibers auf die Endkundenpreise ist, desto stärker ist dieser Effekt. Ein ähnliches Argument bezieht sich auch auf die Versorgungssicherheit: ein integriertes Unternehmen hat stärkere Interessen, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, da ein Netzünterbruch die gesamte Wertschöpfungskette trifft. Andererseits legt ein entflochtener Netzbetreiber seinen Fokus auf das Netz und misst deshalb der Netzqualität bzw. der Versorgungssicherheit eine grössere Bedeutung bei.

Der Effekt von Entflechtung auf die Investitionen wird in verschiedenen theoretischen Modellen untersucht. Die meisten Artikel finden, dass **mit einem höheren Entflechtungsgrad die Investitionen in die Netzqualität sinken**, solange die Externalitäten von Netzinvestitionen auf den Gaslieferungsmarkt nicht internalisiert werden können. Cremer et al. (2006), der die Investitionen in die Netzgrösse zwischen rechtlicher Entflechtung (der integrierte Lieferant maximiert nur seinen eigenen Gewinn) und eigentumsrechtlicher Entflechtung untersucht, kommt beispielsweise zum Schluss, dass bei rechtlicher Entflechtung die Investitionen höher sind als bei eigentumsrechtlicher Entflechtung. Inwiefern eine rechtliche Entflechtung modelliert werden kann, ist jedoch fraglich.

Es gibt nur wenige empirische Studien, die den Zusammenhang von Entflechtung und Investitionen in das Netz bzw. die Netzqualität untersuchen. Gugler et al. (2013) analysiert die Auswirkung der Entflechtungen in verschiedene europäischen Ländern zwischen 1998 und 2008. Er findet, dass die Veränderung der Marktstruktur **insgesamt einen negativen Einfluss auf die Investitionen hatte**. Die Studie untersucht allerdings den Strommarkt und nimmt keine Unterscheidung zwischen Entflechtung vom Vertrieb und Produktion vor. Eine Übertragung der Resultate auf den Schweizer Gasmarkt ist daher problematisch.

4.3 Marktregulierung und Entflechtung

Box 5: Fragenkomplex 2 – Marktregulierung und Entflechtung

Welcher Zusammenhang besteht zwischen verschiedenen Aspekten der Marktregulierung und dem Grad der Entflechtung?

- Marktöffnung (vollständig, nicht vollständig)
- Marktmodell (EES oder Transportpfad)
- Netzzugangstarif (kostenbasiert, Überprüfung durch Regulator)

4.3.1 Zuordnung der Literatur

Für eine Übersicht der vorhandenen Literatur und deren Zuordnung werden in einem ersten Schritt in Abbildung 21 die möglichen Kombinationen von Entflechtungsgrad und Aspekten der Marktregulierung dargestellt. Die roten Felder zeigen, für welche Kombinationen von Entflechtungsgrad und Aspekten der Marktregulierung Literatur vorlag.

Die Kategorie „Allgemein“ umfasst alle Artikel, in denen die Entflechtungstiefe nicht explizit bezeichnet ist. Die meisten Artikel analysieren die rechtliche und eigentumsrechtliche Entflechtung, da diese Diskussion in der EU für den Strom- und Gasmarkt geführt worden ist. Zu den untersuchten Aspekten der Marktregulierung (Marktöffnung, Marktmodell, Netzzugangstarif) ist anzumerken, dass die meisten Artikel den Zusammenhang zwischen Marktregulierung und Entflechtung in allgemeiner Form besprechen und kaum auf Details eingehen. Die Zuordnung zu den untersuchten Aspekten ist nicht eindeutig und erfolgt aufgrund des Schwerpunktes der jeweiligen Analyse.

Abbildung 21: Analyseraster und Verfügbarkeit von Studien für Fragenkomplex 2

	0. Allgemein	1. Buchhalterisch	2. Informationell	3. Funktional	4. Rechtlich	5. Eigentumsrechtlich
a. Marktöffnung	✓				✓	✓
b. Marktmodell	✓					
c. Netzzugangstarif	✓			✓	✓	✓

Quelle: eigene Darstellung Swiss Economics

In Tabelle 14 werden die identifizierten relevanten Artikel den einzelnen Feldern von Abbildung 21 zugeordnet. Für die Analyse wird wiederum im Hinblick auf die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zwischen qualitativen, theoretischen und empirischen Analysen sowie Fallstudien unterschieden.

Da die untersuchten Aspekte a – c in der gesichteten Literatur nicht separat und/oder differenziert behandelt werden, erfolgt die Auswertung der Literatur in erster Linie anhand der Analysemethode.

Tabelle 14: Zuordnung der Literatur

Markparameter	Entflechtungstiefe	Studie
Marktöffnung	allgemein	Talus (2014)
Marktmodell	allgemein	Cavaliere (2007)
Netzzugangstarif	allgemein	Cavaliere (2007); Haucap (2008); Boom (2012);
Netzzugangstarif	funktional	Boom (2012)
Marktöffnung	rechtlich	ACER / CEER (2013); ACER / CEER (2014)
Netzzugangstarif	rechtlich	Höffler und Kranz (2011); Cavaliere (2007)
Marktöffnung)	eigentumsrechtlich	Pollitt (2008);
Netzzugangstarif	eigentumsrechtlich	Boom (2012), Cavaliere (2007); Buehler (2004)

4.3.2 Qualitative Analysen

Haucap (2007) weist darauf hin, dass sich der Regulierungsrahmen des Deutschen Energiesektors seit 2005 drastisch verändert hat. Viele der Wettbewerbsprobleme, die durch eine Entflechtung gelöst werden, werden auch vom neuen Regulierungsrahmen adressiert. Die Notwendigkeit für eine weitergehende Entflechtung kann erst beurteilt werden, wenn die neue Regulie-

rung umgesetzt wurde. In diesem Zusammenhang kritisiert Haucap, dass die Analyse der Netzindustrien auf Daten bis 2005 abstützt, welche die Auswirkung des neuen Regulierungsrahmens noch nicht ausweisen können.

Eine weniger weitgehende Entflechtung (z.B. buchhalterisch) erfordert gemäss Haucap (2008) einen hohen Grad an Regulierung und Überwachung. Dies verlangt beispielsweise eine regulatorische Einschränkung des Ermessens bei der Bilanzierung und Bewertung von Anlagen. Daraus folgt, dass im Falle einer weniger weitgehenden Entflechtung der Regulator sicherstellen muss, dass die Festlegung der Netzentgelte nicht manipuliert werden kann.

Talus (2014) vergleicht die Entwicklung der Regulierung im amerikanischen, europäischen und asiatischen Gasmarkt. Für den europäischen Markt hält er fest, dass von einem staatlichen und monopolistischen Marktmodell zu einem Wettbewerbsmodell gewechselt wurde. Früher wurde die Gasversorgung über langfristige Verträge zwischen Gasproduzent und Abnehmer sichergestellt. Im heutigen Wettbewerbsmodell wird das Ziel dank einem flüssigen Grosshandelsmarkt, also einem Spotmarkt, erreicht. Damit das Wettbewerbsmodell erfolgreich ist, muss die Marktöffnung mit der Entflechtung, Wettbewerbsregulierung und der internationalen Zusammenarbeit einhergehen.

Boom (2012) untersucht die Vor- und Nachteile einer Entflechtung des Strommarkts im Zusammenhang mit der fortschreitenden Liberalisierung bzw. Regulierung. Die Autorin hält fest, dass eine funktionale Trennung von Netz und Gaslieferung weitreichende Kompetenzen des Regulators hinsichtlich der Entgeltfestsetzung und der Überwachung erfordert. Zudem muss der Regulator den Investitionsplan des Netzbetreibers beeinflussen und dessen Einhaltung überwachen können.

Auch bei eigentumsrechtlicher Entflechtung muss der Regulator die Netzentgelte insofern überwachen, dass der Netzbetreiber keine Monopolpreise setzen kann. Hat der Regulator nur beschränkte Kompetenzen diesbezüglich, kann gemäss Boom (2012) eine Verstaatlichung des Netzbetriebes Abhilfe schaffen. Welches die optimale Entflechtungstiefe ist, hängt somit entscheidend von den Kompetenzen und Ausstattung des Regulators ab.

Pollitt (2008) untersucht die Vor- und Nachteile der eigentumsrechtlichen Entflechtung des Gas- und Strommarkts im Vergleich zur rechtlichen Entflechtung. Er argumentiert, dass die eigentumsrechtliche Entflechtung eine Privatisierung staatlicher Betriebe vereinfacht, da somit die verschiedenen Wertschöpfungsstufen getrennt voneinander abgestossen werden können. Das Argument wird ebenfalls von Baarsma et al. (2007) und Mulder et al. (2005) vorgebracht. Zudem geht Pollitt (2008) davon aus, dass eine eigentumsrechtliche Entflechtung die Wahrscheinlichkeit von weiteren staatlichen Interventionen minimiert. Gemäss Pollitt (2008) ist die Implementierung der eigentumsrechtlichen Entflechtung effizienter und billiger, wenn andere Liberalisierungsreformen bereits durchgeführt sind.

Brunekreeft (2015) untersucht den Einfluss der Entflechtung auf den Wettbewerb hinsichtlich der Koordinierungsthematik. Der Artikel zeigt u.a., dass eine Internalisierung der Externalitäten von Investitionen in den Netzbereich nur möglich ist, wenn der Netzbetreiber die Lieferung selbst durchführen kann oder zumindest über eine Drittfirma am Lieferungsgewinn beteiligt ist. Deshalb muss gemäss Brunekreeft (2015) bei der Entflechtung darauf geachtet werden, dass für den Netzbetreiber eine dieser beiden Möglichkeiten besteht.

4.3.3 Theoretische Analysen

Von den in Abschnitt 4.2.3 vorgestellten theoretischen Artikel haben Höffler und Kranz (2011) sowie Buehler et al. (2004) die Netzentgeltregulierung explizit in ihren Modellen untersucht und werden deshalb an dieser Stelle nochmals kurz besprochen.

Höffler und Kranz (2011)

Der Artikel untersucht den Einfluss von eigentumsrechtlicher und rechtlicher Entflechtung auf den Preis.

Resultat: Die Autoren erläutern, dass die rechtliche Entflechtung zu tieferen Preisen führt, solange die Netzentgeltregulierung zur Folge hat, dass der Gewinn des Netzbetreibers ausschliesslich von der gelieferten Menge abhängt. **Keine oder eine «rate-of-return» Regulierung können in diesem Zusammenhang zu höheren Preisen führen.**

Buehler et al. (2004)

Der Artikel untersucht den Zusammenhang zwischen Entflechtung und Investition im Rahmen eines industrieökonomischen Modells.

Resultat: Die Autoren zeigen, dass ein entflochtener Netzbetreiber bei fehlender Entgeltregulierung einen Fixbetrag für den Anschluss verlangt, der exakt dem Gewinn eines Lieferanten entspricht. Somit kann das Unterinvestitionsproblem grundsätzlich gelöst werden. Zusätzlich erläutern die Autoren, **dass das Unterinvestitionsproblem auch unter eigentumsrechtlicher Entflechtung reduziert werden kann, wenn die Entgeltregulierung auch die Qualität berücksichtigt.** Eine Entgeltregulierung auf der Basis von Qualitätskriterien ist aber sehr schwer umzusetzen. Das Unterinvestitionsproblem kann damit zwar gelöst werden, es besteht jedoch die Gefahr, dass Netzentgelte wieder steigen.

4.3.4 Empirische Analysen

Es gibt keine empirischen Studien die explizit den Zusammenhang zwischen Marktregulierung und Entflechtung untersucht. Die in Abschnitt 4.2.4 besprochenen empirischen Modelle kontrollieren jedoch in der Regel für einzelne Aspekte der Marktregulierung.

4.3.5 Fallstudien

ACER/CEER (2013) und ACER/CEER (2014)

Die Berichte des Council of European Energy (CEER) beschreiben die Marktöffnung der europäischen Energiemärkte ausgehend von einer rechtlichen Entflechtung im Zusammenhang mit den dritten Energiebinnenmarktpaket der EU.

Relevanz: Der Bericht erläutert unter anderem die Bedeutung eines funktionierenden und liquiden Gasmarkts für die Förderung von Markteintritte im Lieferungsmarkt. Für die Berichte wurden Umfragen durchgeführt, die ergaben, dass Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger Regulierung den Markteintritt behindern. Die Frage der Entflechtung sollte deshalb parallel zur Marktöffnung geregelt und verbindlich entschieden werden.

Cavaliere (2007)

Cavaliere (2007) untersucht die rechtliche Entflechtung und die damit verbunden notwendigen Regulierungen am Beispiel des italienischen Gasmarktes. Dabei diskutiert er auch den Zusammenhang zwischen dem gewählten Marktmodell und der Entflechtung.

Falls keine eigentumsrechtliche Entflechtung durchgeführt wurde, muss das Netzentgelt unabhängig von der Gaslieferung ausgestaltet sein. Die Netzentgelte müssen aber immer den tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber entsprechen. Da die Netzkosten hauptsächlich von den Kapazitäten und den aktuellen Nutzungen der Pipeline abhängig sind, ist die Distanz kein guter Indikator für die Kosten. Der Autor zieht deshalb unabhängig von der gewählten Entflechtungstiefe ein **Entry/Exit-Modell** vor. In diesem Zusammenhang diskutiert Cavaliere (2007) auch das englische System, bei welchem die Exit Tarife durch den Regulator anhand der langfristigen inkrementellen Kosten berechnet werden, während die Entry Tarife in einer Auktion ermittelt werden.

Am Beispiel Italien zeigt der Autor auf, dass die verschiedenen Regulierungsmechanismen aufeinander abgestimmt werden müssen, damit eine rechtliche Entflechtung funktionieren kann. **Eine rechtliche Entflechtung kann demnach nur effizient sein, wenn der Grosshandelsmarkt funktioniert.** Somit muss auch die Produktion, die Speicherung und der Import in Betracht gezogen werden. In Italien sind Produktion und Speicherung – wie in der Schweiz – praktisch vernachlässigbar. In Italien zeigte sich, dass es nicht ausreichend ist, eine Marktanteilsbeschränkung für den Netzbetreiber aufzuerlegen, solange das Unternehmen auch im Transitgeschäft der Nachbarnländer tätig ist und eine dominante Stellung beim Import innehat: Es konnte konkurrierende Gaslieferanten (Importeure) auf den ausländischen Netzen diskriminieren.

Ebenfalls argumentiert der Autor, dass langfristige Gasverträge für den Grosshandelsmarkt problematisch sein können. **Für den Erfolg einer weitgehenden Entflechtung sei daher ein gut funktionierender Spotmarkt unabdingbar.**

Nillesen und Pollitt (2011)

Die Autoren untersuchen den Einfluss einer eigentumsrechtlichen Entflechtung der Netze im neuseeländischen Strommarkt auf Wettbewerb, Kosten und Qualität. Die Fallstudie zeigt, dass eine Entflechtung zu Zusammenschlüssen zwischen Lieferanten und Produzenten geführt hat. **Obwohl es einen Grosshandelsmarkt gab, waren diejenigen Lieferanten benachteiligt, die nicht mit einem Produzenten integriert waren.** Die Preisvolatilität im Grosshandelsmarkt hat dazu geführt, dass diese Lieferanten nicht konkurrenzfähig waren und aus dem Markt austreten mussten. Die Autoren folgern deshalb, **dass bei der Entflechtung die Marktverhältnisse der vor- und nachgelagerten Märkte und deren Regulierung beachtet werden muss.** Die Ergebnisse sind allerdings mangels nationaler Produktion nur bedingt auf den Schweizer Gasmarkt übertragbar.

4.3.6 Fazit und Relevanz für die Schweiz

Die Auswertung der relevanten Literatur hinsichtlich des Zusammenspiels von Marktregulierung und Entflechtung ergab einige für die vorliegende Fragestellung relevante Erkenntnisse.

Für diese Fragestellung wurden hauptsächlich qualitative, theoretische sowie Fallstudien berücksichtigt. Hingegen konnten keine empirischen Artikel gefunden werden, die explizit den Zusammenhang zwischen Entflechtung und Marktregulierung analysieren. Die wichtigsten

Resultate und ihre Relevanz für den Schweizer Gasmarkt werden in diesem Abschnitt zusammengefasst. Die Erkenntnisse bezüglich dem Zusammenhang zwischen Entflechtung und Netzmodell resp. Netzzugangstarife können aufgrund der vorliegenden Literatur nicht separat behandelt werden.

Ganz grundsätzlich wird von den meisten Autoren argumentiert, dass die Entscheidung über eine Entflechtung von der Art und Weise der Marktstruktur und der Regulierungs- und Überprüfungsmöglichkeit der Behörden abhängt. **Je stärker diese ist, desto weniger stark muss eine Entflechtung ausgestaltet sein damit sie erfolgreich ist (und umgekehrt).**

a) Zusammenhang zwischen Entflechtung und Marktöffnung

Die vorgestellte Literatur erläutert ausführlich, **dass eine Entflechtung nur dann sinnvoll ist, wenn gleichzeitig der Markt liberalisiert wird.** Dies erfordert einen **liquiden Grosshandelsmarkt**, den freien Drittfirmenzugang und freie Lieferantenwahl durch die Kunden.

b) Zusammenhang zwischen Entflechtung und Marktmodell bzw. Netzzugangstarif

Die Frage nach dem Zusammenspiel von Entflechtung und gewähltem Marktmodell wurde nur im Rahmen einer Fallstudie (für Italien) analysiert. Die Konstellation des italienischen Gassektors ist mit der Schweizer Konstellation in einigen Punkten vergleichbar.

Grundsätzlich ist bei allen **Entflechtungsgraden immer noch eine Netzentgeltregulierung notwendig.** Im Falle einer weniger weitreichenden Entflechtung, muss aber darauf geachtet werden, dass die Entgelte einerseits kostenorientiert und andererseits unabhängig von der nachgelagerten Stufe festgelegt werden. **Nur falls die Investitionsproblematik gross ist, kann eine freie Gestaltung der Netzentgelte optimal sein.**

c) Weitere Erkenntnisse

In der Literatur wird ausserdem der Zusammenhang zwischen Entflechtung und Privatisierung diskutiert. Es ist unbestritten, dass eine eigentumsrechtliche Entflechtung die Privatisierung vereinfacht. Falls die Behörden zu wenig Überwachungs- und Regulierungsmöglichkeiten besitzen, kann unter Umständen eine staatliche Beteiligung von Vorteil sein.

Cavaliere (2007) weist darauf hin, dass eine rechtliche oder schwächere Form der Entflechtung nur erfolgreich sein kann, wenn der Netzbetreiber den Wettbewerb auf keiner anderen Stufe beeinträchtigen kann. Diesbezüglich ist in der Schweiz insbesondere die **vertikale Integration der Transitleitung und des Imports zu beachten.** Die Fallstudie Nillesen und Pollitt (2011) zeigt zudem, dass auch bei einer eigentumsrechtlichen Entflechtung die Reaktion der Akteure auf den vor- und nachgelagerten Märkten berücksichtigt werden müsse. So haben Zusammenschlüsse zwischen Produzenten und Lieferanten nach einer eigentumsrechtlichen Entflechtung zu einer höheren Marktkonzentration geführt und **Lieferanten ohne eigene Produktion benachteiligt.**

4.4 Umsetzung der Entflechtung

Box 6: Fragenkomplex 3

Was sind die Vor- und Nachteile verschiedener Arten der Umsetzung einer Entflechtung?

- Transport- versus Verteilnetz
- De minimis-Klausel Verteilnetz
- Einmalig oder gestaffelt

4.4.1 Zuordnung der Literatur

Für diesen Abschnitt wurden wiederum primär wissenschaftliche Artikel berücksichtigt. Da es keine Artikel gibt, welche die aufgeworfenen Unterfragen direkt Beantworten, wird auf eine diesbezügliche Unterteilung verzichtet. Um wenigstens eine minimale Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewähren, werden die Artikel wiederum nach Analysetyp gruppiert. Die einzelnen Artikel werden kurz zusammengefasst und dann nach ihrer Relevanz bezüglich der Fragestellung beurteilt.

In Tabelle 15 werden die berücksichtigten wissenschaftlichen Artikel und Berichte aufgelistet und einzelnen Unterfragen zugeordnet.

Tabelle 15: Zuordnung der Literatur

Unterfragen	Artikel
Umsetzung allgemein	-
Transport- versus Verteilnetz	Tangeras (2012); Haucap (2008); ACER / CEER (2013 u. 2014)
De minimis-Klausel	Farsi, Fetz und Filippini (2008)
Einmalig oder gestaffelt	Growitsch und Stronzik (2014)

In einem zweiten Schritt werden Berichte von regulatorischen Behörden und Institutionen analysiert. In diesen Berichten werden teils Fragen bezüglich der Umsetzung von Entflechtung diskutiert, die wichtige Hinweise für eine Umsetzung in der Schweiz geben können. Die berücksichtigten Berichte werden kurz beschrieben und anschliessen hinsichtlich der Relevanz für die Fragestellung beurteilt. Die Ergebnisse werden wiederum in einem kurzen Fazit zusammengefasst.

4.4.2 Qualitative Analysen

Haucap (2008)

Der Autor erläutert die wichtigsten Punkte einer Entflechtung zwischen Netzeigentum und Dienstanbieter und erarbeitet eine Entscheidungshilfe für die Beurteilung von Entflechtungen von Netzwerkindustrien (vgl. Abschnitt 4.2.2).

Relevanz: Der Autor streicht heraus, dass bei der Beurteilung von Entflechtung, zwischen Märkten mit einem natürlichen Monopol und potentiell wettbewerbsfähigen Märkten unterschieden

werden muss. Bezüglich der hier relevanten Fragestellung könnte demnach argumentiert werden, dass ein unterschiedlicher Entflechtungsgrad der Netzebenen sinnvoll ist, sofern diese unterschiedliche Marktstrukturen aufweisen.

4.4.3 Theoretische Analysen

Tangeras (2012)

Der Artikel untersucht in einem industrieökonomischen Modell (mit zwei Ländern) die optimale Regulierung von Transportnetzwerken. Dabei stellt sich insbesondere die Frage, ob bei integrierten Gasmärkten ein gemeinsamer Regulator für das gesamte Transportnetzwerk sinnvoll ist. Die Alternative wären nationale Regulierungsbehörden (was dem Status quo entspricht). Der Artikel kommt zum Schluss, dass eine optimale Governance sowohl von politischen als auch technischen und wirtschaftlichen Faktoren abhängig ist. Bei ausgeglichenem politischem Einfluss der Länder kann ein gemeinsamer Regulator einen positiven Effekt auf die Wohlfahrt haben.

Relevanz: In diesem Zusammenhang wird die Frage diskutiert, unter welchen Bedingungen nationale Netzbetreiber oder ein einzelner aus nationalen Unternehmen fusionierter Netzbetreiber von Vorteil wäre. Daraus können gewisse Erkenntnisse bezüglich der unterschiedlichen Regulierungen verschiedener Netzebenen gezogen werden. Es stehen aber weniger die vertikalen Strukturen sondern vielmehr die horizontale Reichweite der Regulierungsbefugnisse im Vordergrund der Analyse. Die Relevanz für den Schweizer Gasmarkt ist daher als sehr gering zu betrachten.

4.4.4 Empirische Analysen

Growitsch und Stronzik (2014)

Der Artikel untersucht den Einfluss der rechtlichen und der eigentumsrechtlichen Entflechtung und anderer Regulierungsformen auf den Marktpreis (vgl. Abschnitt 4.2.4.).

Relevanz: Der Artikel ist insofern relevant, da zwischen rechtlicher und eigentumsrechtlicher Entflechtung unterscheidet, wobei letztere im Anschluss an eine rechtliche Entflechtung umgesetzt werden kann. Die Autoren kommen zum Schluss, dass im Falle einer bereits bestehenden rechtlichen Entflechtung keine Preisreduktion als Resultat einer weitergehenden eigentumsrechtlichen Entflechtung zu erwarten ist. Man könnte daher argumentieren, dass von einer schrittweisen Entflechtung ab einem gewissen Grad abzusehen ist.

Ein entfernter Bezug zu dieser Fragestellung besteht auch darin, dass eine Dummy-Variable für die Separation von Verteilungs- und Transportnetzwerk verwendet wird. Die Variable hat keinen signifikanten Einfluss auf den Preis. Dieses Resultat erlaubt allerdings keine Rückschlüsse bezüglich allfälliger Vor- oder Nachteile unterschiedlicher Entflechtungsgrade der Netzebenen.

Farsi, Fetz und Filippini (2008)

Der Artikel untersucht mit Hilfe von Daten zu 87 Unternehmen über einen Zeitraum von 1997-2005 das Vorkommen von Skalen- und Verbundvorteile bei Wasser-, Strom- und Gasversorgungsunternehmen. Die Resultate bestätigen die Existenz von Skalen- und Verbundvorteilen bei der Mehrheit der integrierten Versorgungsunternehmen, insbesondere auch für kleinere Unternehmen. Eine horizontale Entflechtung von Mehrsparten-Versorgungsunternehmen wäre demnach insbesondere aufgrund des Verlusts von Verbundvorteilen ineffizient.

Mit Blick auf die de-minimis Klausel in der EU, bei der Unternehmen mit weniger als 100 000 Kunden von gewissen Entflechtungsmassnahmen ausgenommen werden können, folgern die Autoren, dass eine solche Regel aufgrund der gemessenen Verbundeffekte auch in der Schweiz anzuwenden sei.

Relevanz: Die Studie ist direkt anwendbar auf die Schweiz und entsprechend von hoher Relevanz.

4.4.5 Berichte von Regierungsbehörden

Berichte internationaler Organisationen:

- ACER / CEER (2013 und 2014)
- ERGEF (2013) und ERGEF (2009)
- EU (2013) und EU (2005)
- OECD (2011)

Die Berichte geben einen Überblick zum Entflechtungsstand in verschiedenen Netzindustrien (Gas, Strom, Telekom und Bahn) in verschiedenen Ländern.

Relevanz: Die Berichte sind insgesamt wenig relevant für die Frage der Umsetzung, da keine Argumente bezüglich unterschiedlicher Entflechtung von Transport- und Verteilnetzwerke oder einer allfälligen de minimis-Klausel besprochen werden. Zudem wird der Gassektor oft nur am Rande und anhand einzelner ausgewählter Länder beschrieben. In den Marketmonitoring-Berichten von ACER/CEER wird zudem festgehalten, dass insbesondere Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Regulierungs- und Entflechtungsmassnahmen Markteintritte verhindern. In Bezug auf die Fragestellung könnte dies daher schliessen lassen, **dass eine schrittweise Entflechtung bei intransparentem Umsetzungsprozess nicht sinnvoll wäre.**

Berichte nationaler Regulierungsbehörden:

- CREG (2012) (Belgien)
- Bundesnetzagentur (2013/2014) (Deutschland)
- Danish Energy Regulatory Authority (2015)
- Ofgem (2014) (UK)
- Authority for Consumers & Markets (2012) (Niederlande)
- E-Control (2011) (Österreich)
- Swedish Energy Markets Inspectorate (2013 und 2014)

Relevanz: Geringe Relevanz, da die Entflechtung jeweils nur in einem kurzen Abschnitt erwähnt wird. Darin werden in erster Linie die Richtlinien der Entflechtung (bzw. die unterschiedlichen Modelle) im Rahmen des dritten Energiebinnenmarktpaket und deren nationale Umsetzung diskutiert. Wie in Abschnitt 2.4.4 gezeigt, stehen den Transportnetzbetreibern drei Entflechtungsmodelle zur Verfügung: 1) eigentumsrechtliche Entflechtung; 2) unabhängige Transportnetzbetreiber; und 3) unabhängige Systembetreiber. Einzelne Behörden (z.B. die Bundesnetzagentur) halten in ihren Berichten jeweils fest, wie viele Unternehmen sich für welches Entflechtungsmodell entschieden haben und eine entsprechende Zertifizierung beantragt haben. Für die Verteilnetzbetreiber ergeben sich aus dem dritten Energiebinnenmarktpaket keine ei-

gentumsrechtliche Entflechtungsverpflichtungen. Da die Berichte jedoch vorwiegend deskriptiver Natur sind, wird nicht auf die Vor- bzw. Nachteile unterschiedlicher Entflechtungsgrade für Transport- und Verteilnetz eingegangen.

4.4.6 Fazit und Relevanz für die Schweiz

Die wissenschaftliche Literatur enthält kaum Hinweise zur Umsetzung der Entflechtung im Sinne der Untersuchungsfragen. Es werden beispielsweise meist keine differenzierten Aussagen für unterschiedliche Netzebenen, sprich das Transport- und Verteilnetz, gemacht. Growitsch und Stronzik (2014) kontrollieren zwar für die Trennung der Netzebenen, sie finden allerdings keinen signifikanten Effekt. Es sind daher keine Aussagen über Vor- und Nachteile einer unterschiedlichen Entflechtungstiefe für verschiedene Netzebenen möglich.

Die meisten Autoren, beispielsweise von Filippini et al. (2008) oder Haucap (2008), weisen auf die Bedeutung der Marktstruktur für die optimale Umsetzung einer Entflechtung hin. Eine Entflechtung empfiehlt sich – soweit überhaupt isoliert möglich – insbesondere für wettbewerbliche Marktsegmente, da es ansonsten zu Effizienzverlusten aufgrund verlorener Skalen- und Verbundvorteile kommen kann.

Bezüglich dem zeitlichen Ablauf einer Entflechtung finden sich auch keine direkten Aussagen in der wissenschaftlichen Literatur. Growitsch und Stronzik (2014) finden, dass in Ländern, welche bereits eine rechtliche Entflechtung der Transportnetze vorgenommen haben, eine weitere (eigentumsrechtliche) Entflechtung nicht zu tieferen Preisen führt. **Dies könnte ein Indiz dafür sein, dass von einer Entflechtung ab einem gewissen Grad abgesehen werden sollte.**

Die wissenschaftliche Literatur lässt daher **kaum klare Antworten bezüglich der Vor- und Nachteile verschiedener Arten der Umsetzung von Entflechtung in der Schweiz zu**. Dies liegt einerseits daran, dass meist der Einfluss der Entflechtung auf gewisse Parameter und nicht die Art der Umsetzung im Vordergrund stehen und andererseits oftmals keine differenzierten Aussagen bezüglich Transport- und Verteilnetzwerken, bzw. für unterschiedlich grosse Verteilnetzbetreiber gemacht werden. Letzteres wird bei Farsi et. al (2008) kurz angesprochen. Gestützt auf ihre Resultate folgern die Autoren, **dass die Schweiz von der in der EU vorgesehenen de minimis Klausel Gebrauch machen sollte**, da im Gegensatz zu grossen Unternehmen, wo vor allem Skalenerträge eine wichtige Rolle spielten, kleine Firmen insbesondere von Verbundeffekten profitieren würden. In Bezug auf die vertikale Integration können solche Überlegungen durchaus auch eine Rolle spielen und sind insofern für die Schweiz relevant.

Weitere Überlegungen lassen sich ebenfalls auf die Schweiz übertragen. So wird beispielsweise oft betont, dass die Marktstrukturen ein wichtiger Faktor für die Wahl des Entflechtungsgrades darstellt. Dies kann ein Hinweis dafür sein, **dass bei unterschiedlichen Marktverhältnissen auf den Netzebenen unterschiedliche Entflechtungsgrade angebracht sind**. In Bezug auf die Frage der schrittweisen Implementierung finden sich in der analysierten Literatur vor allem Hinweise auf deren Nachteile, falls diese die Rechtsunsicherheit erhöhen sollte.

Die Berichte der Regulierungsbehörden geben ebenfalls wenig Aufschluss bezüglich der Vor- und Nachteile verschiedener Arten der Umsetzung einer Entflechtung. Dies liegt primär daran, dass die Berichte deskriptiver Natur sind und oftmals nur den Status-quo der Entflechtungsvorhaben bzw. die Umsetzung des dritten Energiebinnenmarktpakets beschreiben. Es wird zwar erwähnt, dass unterschiedliche Entflechtungsvorschriften für Transport- und Verteilnetze verlangt werden oder, dass kleine Verteilnetze (weniger als 100 000 Kunden) von einer Entflechtung ausgenommen sind, jedoch wird dieser Umstand weiter nicht diskutiert. Aussagen

bezüglich dieser Fragestellung lassen sich höchstens in Bezug auf den zeitlichen Ablauf der Entflechtung machen. Da Umfragen gezeigt haben, dass Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Regulierungs- bzw. Entflechtungsmassnahmen Markteintritte verhindern, könnte man dies als Argument gegen eine schrittweise Entflechtung auffassen.

4.5 Gasspeicher und Flexibilitäten

Box 7: Fragenkomplex 4

Welches ist der optimale Entflechtungsgrad für Gasspeicheranlagen und Flexibilitäten?

- Investitionsanreize
- Diskriminierungspotential

4.5.1 Zuordnung der Literatur

Die im Fragekomplex 4 aufgeworfenen Fragen werden nur in wenigen Artikeln direkt adressiert. Wiederum wird, um eine minimale Vergleichbarkeit der Resultate zu erreichen, eine (allerdings rudimentäre) Gruppierung nach Analysetyp vorgenommen. Die einzelnen Artikel werden kurz zusammengefasst und wird ihre Relevanz für die vorliegende Fragestellung dargestellt.

In Tabelle 16 werden die berücksichtigten Artikel und Bericht aufgelistet und den Analyseaspekten / Unterkategorien zugeordnet.

Tabelle 16: Zuordnung der Literatur Fragenkomplex 4

Unterfragen	Artikel
Allgemein	Le Fevre (2013)
Investitionsanreize	Schächtele und Uhlenbock (2012); REF4E, Mercados and E-Bridge (2015)
Diskriminierungspotential	Bertoletti et al. (2008); Breton und Kharbach (2008); Cavaliere et al. (2013)

4.5.2 Qualitative Analysen

Schächtele und Uhlenbock (2012)

Die Autoren untersuchen das Problem der *Split Incentives* im Zusammenhang mit der Finanzierung von Smart Grid Komponenten im Strommarkt. In einem offenen Markt mit weitergehenden Entflechtungsvorschriften, die verkürzte Wertschöpfungskette grundsätzlich erwünschte Investitionen (in diesem Falle Smart-Meter) unterlassen. Zum Beispiel fallen die Kosten eines Roll-Outs von Smart Meters für einen Netzbetreiber schwerer ins Gewicht als für einen vertikal integrierten Versorger, der den Nutzen der Smart Meters nicht auch als Lieferant und/oder Händler internalisieren kann (vgl. dazu auch Trinkner et al., 2015).

Relevanz: Der Artikel analysiert den Markt für Flexibilitäten als zweiseitigen Markt. Er kommt zum Schluss, dass das Unterinvestitionsproblem überwunden werden kann, wenn die Flexibilität dem Netz zugeordnet wird.

4.5.3 Theoretische Analysen

Bertoletti et al. (2008)

Der Artikel untersucht verschiedene Fragen im Zusammenhang mit Gasspeicherung in einem industrieökonomischen Modell. Insbesondere betrachten sie die strategischen Anreize in einem Gasspeichermarkt mit Kapazitätsbeschränkungen. Ausgangspunkt ist die Einsicht, dass bei Gasspeichern trotz Skaleneffekte kein natürliches Monopol vorliegt. Trotzdem kommen die Autoren zum Schluss, dass Gasspeicher aufgrund ihrer strategischen Bedeutung im Gaslieferungsmarkt, ihrer asymmetrischen Verteilung und der nur langfristig möglichen Kapazitätserhöhung *Essential Facilities* darstellen.

Der Zusammenhang von Entflechtung und Gasspeicher wird im theoretischen Modell nicht analysiert. Es wird aber kritisiert, dass nur eine buchhalterische Entflechtung von Gasspeichern vorgesehen war.⁶⁷ Gleichzeitig sei auch der Zugang meistens nur schwach reguliert. Der Artikel warnt davor, dass ohne weiterreichende Entflechtung von Gasspeichern und Gashändlern, integrierte Unternehmen starke Anreize haben, die Gasspeicher strategisch zu nutzen.

Relevanz: Wenn Gasspeicher eine *Essential Facilities* darstellen, müssen sie entsprechend reguliert oder ggf. entflechtet werden. Dabei müssen auch alternative Flexibilitäten für den Ausgleich von Gasangebot und Gasnachfrage beachtet werden (z.B. unterbrechbare Verträge mit Grosskunden oder die Gasspeicherung im Gasnetz).

Breton und Kharbach (2008)

Die Autoren untersuchen die mögliche strategische Nutzung von Gasspeichern vor dem Hintergrund verschiedener Entflechtungsvorgaben. Dafür modellieren sie einen Gasverteilungsmarkt mit vollständig kompetitivem Gasgrosshandel, vollständig entbündeltem Gasübertragungsnetz, einem Gaslieferungsduopol und zwei Phasen (hohe Nachfrage und geringe Nachfrage). Sie unterscheiden zwei typische Marktstrukturen: In der ersten Modellvariante verfügt ein integrierter Gaslieferant über eigene Gasspeicher und ist gesetzlich dazu verpflichtet, seinem Konkurrenten gegen Gebühr Zugang zu gewähren. In der zweiten Modellvariante ist der Gasspeicher in Besitz eines unabhängigen Drittanbieters. Der *Incumbent* wie auch der *Entrant* können gegen Gebühr Zugang zum Speicher erlangen und konkurrieren sich in der Folge auf dem Gaslieferungsmarkt.

Resultat: In der ersten Modellvariante mit integriertem Gasspeicher resultiert eine höhere totale Speicheraktivität als in der zweiten Modellvariante mit unabhängigem Gasspeicherbetreiber und Cournot-Wettbewerb. Entsprechend resultiert in der ersten Modellvariante eine höhere intertemporale Verschiebung des Gasangebots von der Periode mit tiefer Gasnachfrage in die Periode mit hoher Gasnachfrage. Damit resultiert auch ein entsprechend höherer Wohlfahrtsgewinn. Aus diesem Grund folgern die Autoren, dass **eine vertikale Integration von Gasspeichern gekoppelt mit Zugangsregulierung gegenüber einer vollständigen Entflechtung aus Wohlfahrtssicht vorteilhaft sein könnte.**

⁶⁷ Mit den dritten Binnenmarkttrichtlinie Gas vom Juli 2009 wurde schliesslich eine rechtliche Entflechtung der Speicher vorgenommen.

Relevanz: Die Autoren analysieren die wichtigsten strategischen Effekte im Zusammenhang von Gasspeicherung und Flexibilitäten. Diese sind auch für eine allfällige Regulierung in der Schweiz relevant.

Cavaliere et al. (2013)

Der Artikel untersucht die verschiedenen Modelle der Kapazitätszuteilung bei Gasspeichern. Die Entflechtung der Gasspeicher wird dabei nur am Rande behandelt. Das Gros der Analyse wird mit unabhängigen Gasspeicherunternehmen vorgenommen.

Relevanz: Ein integriertes Unternehmen, welches Gasspeicherung und Gaslieferungen anbietet, hat unter Umständen stärkere Anreize Kapazitäten zurückzuhalten. In Grossbritannien wurden deshalb Mengengrenzungen für den Bezug von Gasspeicherkapazitäten eingeführt, welche ein integriertes Unternehmen daran hindern, Kapazitäten zu horten.

4.5.4 Fallstudien

Le Fevre (2013)

Der Artikel analysiert die Veränderungen im britischen Gasspeichermarkt in Folge der Liberalisierung des Gasmarktes. Dabei werden insbesondere die negativen Auswirkungen einer verstärkten Nutzung von Handelsaktivitäten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage diskutiert (anstelle der Nutzung physischer Gasspeicher), die Investitionen in neue Gasspeicher stark abnahmen.

Relevanz: Die Frage der Entflechtung wird nur am Rande behandelt. Le Fevre (2013) erwähnt aber, dass die Entflechtung der Gasspeicher dazu führen kann, dass diese im Wettbewerb mit anderen Flexibilitäten an Wert verlieren bzw. dieser unter den eigentlichen Anlagenwert fällt. Dies kann die Netzsicherheit reduzieren. Der Wert der Gasspeicher kann vergrössert werden, wenn diese – wie in den USA – für Zwischenlagerung, den Ausgleich und im Verleih angeboten werden.

REF4E, Mercados und E-Bridge (2015)

Die Studie untersucht die Entwicklung des europäischen Gasspeichermarktes. Die Autoren kommen u.a. zum Schluss, dass ein wichtiger Grund für den Rückgang der Investitionen die Entflechtung der Gasspeicheranlagen war. Früher führten Angebotsunsicherheit und die Koordinierung der Investitionen zwischen Gasspeicherung, Lieferanten und Transport zu effizienten Investitionen.

Relevanz: Bei der Frage der Entflechtung der Gasspeicheranlagen von Netz und Lieferung muss berücksichtigt werden, dass eine Entflechtung zu einem Rückgang von Investitionen in Gasspeicheranlagen führen kann.

4.5.5 Fazit und Relevanz für die Schweiz

In der wissenschaftlichen Literatur konnten nur wenige Artikel gefunden werden, deren Schwerpunkt die Entflechtung von Gasspeicheranlagen und Flexibilitäten ist. Keine Aussagen können hinsichtlich der Entflechtungstiefen gemacht werden, da in den Artikeln die verschiedenen Entflechtungsgrade nicht unterschieden werden. Für die vorliegende Fragestellung werden hauptsächlich qualitative, theoretische sowie Fallstudien berücksichtigt. Hingegen konnten keine empirischen Artikel gefunden werden, die Entflechtungen der Gasspeicheranlagen und Flexibilitäten analysieren.

a) Einfluss der Entflechtung der Gasspeicheranlagen und Flexibilitäten auf Investitionsanreize

REF4E, Mercados and E-Bridge (2015) konnten für den europäischen Markt zeigen, **dass eine Entflechtung der Gasspeicheranlagen von Netz und Lieferung zu verminderten Investitionen in die Gasspeicherung geführt hat**. Schächtele und Uhlenbock (2012) argumentieren, dass das Unterinvestitionsproblem bei Flexibilitäten überwunden werden kann, **wenn es dem entflochtenen Netz zugeordnet wird**. Aus den zwei Artikeln lässt sich schliessen, dass bei einem entflochtenen Gasspeicheranbieter Unterinvestitionsprobleme entstehen können und dies deshalb bei einer Entflechtung von Speichern in Betracht gezogen werden muss.

b) Einfluss der Entflechtung der Gasspeicheranlagen und Flexibilitäten auf Diskriminierungspotential

Cavaliere et al. (2013) zeigen in einem industrieökonomischen Modell, dass Gasspeicheranbieter prinzipiell einen Anreiz haben, Kapazitäten zurückzuhalten. Die Autoren argumentieren zudem, dass dieser Effekt bei einem integrierten Gasspeicheranbieter grösser ist als bei einem entflochtenen Gasspeicheranbieter. Breton und Kharbach (2008) resultieren hingegen, dass eine vertikale Integration gekoppelt mit Zugangsregulierung gegenüber einer rechtlichen Entflechtung aus Wohlfahrtssicht vorteilhaft sein könnte. Bertolotti et al. (2008) argumentieren, dass der Zusammenhang zwischen Gasspeicheranlagen und weiteren Flexibilitäten berücksichtigt werden muss, um das Diskriminierungspotential abschätzen zu können. **Die theoretische Analyse kann also die Frage der Entflechtung hinsichtlich Diskriminierung und ihrer Wirkung auf den Markt nicht abschliessen beantworten.**

c) Weiteres

Le Fevre (2013) argumentiert, dass eine Entflechtung der Gasspeicheranlagen zu Versorgungsengpässen führen kann, wenn der stärkere Wettbewerb die physische Speicherung von Gas weniger lukrativ macht. Der Wert von Gasspeicheranlagen, und somit die Versorgungssicherheit, kann dadurch gesteigert werden, dass die Anlagen auch für die Zwischenlagerung, den Ausgleich und im Verleih angeboten werden.

5 Entflechtungsbedarf in der Schweiz

Ausgehend von den Analysen der vorangegangenen Kapitel werden in diesem Abschnitt Empfehlungen zum Entflechtungsbedarf im Schweizer Gasmarkt entlang der folgenden Schritte abgeleitet:

- Zusammenfassung der wichtigsten bisherigen Resultate;
- Herleitung von drei Grundmodellen zur Entflechtung:
 - Übersicht möglicher Regulierungsinstrumente;
 - Darstellung aktueller Entflechtungsmodelle in der Schweiz und der EU;
 - Ableitung von drei grundlegenden Entflechtungsmodellen mit Ausgestaltungsvarianten. Beim ersten Grundmodell (Stufe I) steht der Erhalt von Synergien im Fokus; beim zweiten (Stufe II) der Erhalt von Investitionsanreizen, und beim dritten (Stufe III) die möglichst konsequente Entflechtung.
- Für die drei in Kapitel 2.5 aufgestellten Szenarien GasVG, Beurteilung der drei Grundmodelle/Stufen für Verteilnetze, Transportnetze und die Marktverantwortung anhand der in Kapitel 3.1.3 erläuterten Prinzipien und Kriterien;
- Ableiten von Entflechtungsempfehlungen für folgende Akteure: Verteilnetzbetreiber, Regionalnetze, Swissgas, Transitgas sowie netpool bzw. integriertem nationalen Fernnetzbetreiber (nFNB).

5.1 Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse

5.1.1 Gegenwärtige Struktur

In der Schweiz besteht bislang eine fragmentierte, föderale, horizontal und vertikal in vielfältiger Weise integrierte Struktur über alle Druckstufen hinweg (Kap. 2.2). Ausgehend von der Verbändevereinbarung sind bereits verschiedene Modelle der Entflechtung vorhanden, die von buchhalterischer Trennung bis hin zu rechtlicher Trennung reichen (Kap. 2.6). Die Energieversorger begründen die in weiten Teilen integrierte Struktur mit unterschiedlichen Synergien:

- Beim Netzausbau, -unterhalt und -betrieb mit anderen Netzen;
- in der Administration;
- in der Kundenbetreuung;
- Abstimmung Gaseinkauf auf vorhandene Kapazitäten / Netzstabilität;
- Rentabilisierung über zwei Wertschöpfungsstufen hinweg (Subventionen für Hausanschlüsse können z.B. dem internen Lieferanten belastet werden);
- steuerliche Aspekte.

Auf der Verteilnetzebene ist die Grösse der meist lokal verankerten Unternehmen gemessen an Vollzeitäquivalenten im Gasbereich überschaubar, oft sind es weniger als 10 Vollzeitäquivalente. Auf der anderen Seite bestehen im Gasbereich Synergien mit anderen leitungsgebundenen Infrastrukturen (insb. Wasser, Strom), die auch wissenschaftlich bestätigt sind (vgl. Filipini und Farsi 2008). Somit dürften im Verteilnetz insbesondere Entflechtungsformen kostentreibend wirken, bei denen Mitarbeiter nur für das Gasnetz, nicht aber für andere Bereiche arbeiten dürfen.

Auch auf der Transportebene sind die Unternehmensgrößen überschaubar – kein Unternehmen beschäftigt mehr als 100 Vollzeitäquivalente. Aus diesem Grund können auch hier bei einer organisatorischen Entflechtung Synergien wegfallen. Für gewisse Leistungen scheinen heute selbst die integrierten Unternehmen nicht ausreichend gross zu sein: Oft werden Leistungen zwischen den Netzbetreibern verrechnet. Beispielsweise kauft Swissgas Leistungen im Bereich Dispatch bei nachgelagerten Netzen ein und mindestens eine Regionalgesellschaft beschäftigt selbst kein Personal, sondern lässt ihre Dienstleistungen durch einen nachgelagerten Verteilnetzbetreiber erbringen.

Demgegenüber vermuten Industriekunden in der Regel Diskriminierungen und aufgeblähte Netzkosten. Sie erhoffen sich durch die Entflechtung mehrheitlich tiefere Preise. Diskriminierungen können einerseits preislicher Natur sein, z.B. unterschiedliche Preise für gleiche Leistungen, und andererseits nicht-preislicher Natur, wie Ausnutzen von Informationsvorteilen, diskriminierende Kapazitätsbuchungen oder technische Diskriminierungen, indem z.B. der Bau eines Gasanschlusses für einen neuen Kunden eines Konkurrenten verzögert wird (vgl. Abschnitt 3.4).

5.1.2 Erkenntnisse aus der Marktanalyse

Dass die Voraussetzungen für nachhaltig erfolgreiches diskriminierendes Verhalten im Schweizer Gasmarkt gegeben ist, konnte im Rahmen einer Marktanalyse bestätigt werden (vgl. Abschnitt 3.2 mit Anhang I): Das Verteilnetz und das Transportnetz stellen je einen stabilen monopolistischen Engpass dar. Ein grundsätzlicher Regulierungsbedarf ist damit gegeben.

Es besteht jedoch ein gewisser Wettbewerbsdruck in unterschiedlicher Ausprägung. Einerseits kann ein direkter Wettbewerb zwischen Netzen bestehen (beispielsweise zwischen dem Erdgas- und dem Fernwärmenetz), andererseits kann Wettbewerbsdruck indirekt aus den Erdgaslieferungsmärkten auf den monopolistischen Engpass wirken:

- Verteilnetze sind, sofern Fernwärmemöglichkeiten bestehen, situativ einem gewissen Substitutionsdruck ausgesetzt, der i.d.R. politisch entschieden wird.
- Auf dem Markt für Erdgaslieferung an Wärmekunden besteht in einer langfristigen Perspektive intermodaler Wettbewerb mit anderen Energieträgern, insbesondere mit Erdöl, Wärmepumpen und Fernwärme. Ein allfälliger disziplinierender Effekt ist jedoch nur dann gegeben, wenn im Querverbundunternehmen der Preis für den alternativen Energieträger kompetitiv gesetzt wird, z.B. aufgrund von bestehenden Regulierungen im Strommarkt.
- Vom Markt für Erdgaslieferungen an Industriekunden aus besteht schwacher Wettbewerbsdruck auf die Verteil- und Transportnetze aufgrund des Standortwettbewerbs und des intermodalen Wettbewerbs mit anderen Energieträgern, insbesondere Erdöl. Die Möglichkeit auch kurzfristig den Energieträger zu wechseln haben nur die Zweistoffkunden, jedoch erfolgt ein Wechsel heute in der Regel aus Netzstabilitätsüberlegungen und nicht im Wettbewerb zwischen den Energieträgern.

Vergleichend betrachtet ist damit die Stabilität des monopolistischen Engpasses auf der Transportebene ausgeprägter als im Verteilnetz, zudem wären im Transportnetz im Falle einer Diskriminierung potenziell mehr Lieferanten und Kunden betroffen.

5.1.3 Erkenntnisse aus der Literaturlauswertung

Die Auswertung der mehrheitlichen wissenschaftlichen Literatur ergab kein eindeutiges Ergebnis. Die meisten Artikel entstanden im Kontext der Diskussion um die Regulierung der europäischen Energiemärkte, insbesondere dem dritten Energiebinnenmarktpaket. Die Literatur befasst sich daher schwerpunktmässig mit dem Übergang von einer rechtlichen Entflechtung mit funktionalen Elementen hin zu einer eigentumsrechtlichen Entflechtung. Der zusätzliche Effekt der Entflechtung auf die relevanten Wettbewerbsparameter bei gegebener Zugangsregulierung kann in der Regel nicht isoliert werden. Trotz dieser Problematik ergab die Literaturlauswertung wichtige Ergebnisse:

Effekt der Entflechtung auf den Wettbewerb auf der Dienstleistungsebene:

- Die Literatur ist sich einig, dass eine effiziente Zugangsregulierung das wichtigste Instrument für das Erreichen von wirksamen Wettbewerb ist. Der Schritt zu einer weitreichenden Entflechtung soll nur dann erfolgen, wenn Zugangsregulierung und Wettbewerbsrecht aufgrund von Informations- und/oder Durchsetzungsproblemen systematisch versagen. Die Entflechtung alleine kann ein Diskriminierungspotential nicht beseitigen.
- Eine Ergänzung der Zugangsregulierung mit funktionaler Entflechtung kann systematische Anreize zur Diskriminierung beheben und hat in der Regel einen positiven Einfluss auf den Wettbewerb auf der Dienstleistungsebene. Der zusätzliche Effekt einer weitergehenden (insb. eigentumsrechtlichen) Entflechtung ist kontrovers und empirisch nicht bestätigt.
- Ein EES bedingt eine weniger weitgehende Entflechtung sofern der MGV unabhängig ist. Beim Vergleich zwischen Gas- und Stromsektor besteht bei Ersterem aufgrund der weniger komplexen Struktur und der fehlenden inländischen Produktion ein etwas geringeres Diskriminierungspotential und damit auch ein geringerer Entflechtungsbedarf.

Effekt der Entflechtung auf Investitionsanreize:

- Bei hohem Entflechtungsgrad (insb. eigentumsrechtlich) rücken Investitionsanreize in den Vordergrund. Bei einer weitreichenden Entflechtung sinken die Investitionsanreize der Netzbetreiber aufgrund der fehlenden Möglichkeit, Gewinne aus dem Lieferantenmarkt abzuschöpfen. Diese Externalität kann zu geringeren Investitionen in Netzqualität und Netzausbau führen.
- Ein entflochtener Netzbetreiber hat aber auch Anreize, seinen Fokus genau auf diese Dimensionen zu legen, weshalb die Investitionen auch steigen können.
- Die empirischen Arbeiten finden eher einen negativen Einfluss einer weitergehenden Entflechtung auf Investitionen.

Kosten und Kosteneinsparungen der Entflechtung:

- Bei vertikal integrierten Gasversorgungsunternehmen können durch eine Entflechtung bedeutende Kosten entstehen. Diese Kosten der Entflechtung gehen auf den Verlust von Verbundvorteilen, auf Transaktionskosten und höhere Kapitalkosten zurück. Insbesondere die Verbundeffekte der vertikalen Integration gehen bei einer weitgehenden Entflechtung (Trennung der strategischen Entscheidungen von Netz und Vertrieb) verloren.
- Eine weitgehende, insbesondere eigentumsrechtliche Entflechtung verursacht hohe einmalige Kosten. Diese resultieren aus Notwendigkeit zur Reorganisation sowie der Neuverhandlung bestehender Verträge.

- Die Kosten der Behörden sinken mit zunehmendem Entflechtungsgrad. Dabei steigt die Kostentransparenz bei gleichzeitigem Rückgang des Diskriminierungspotentials.
- Die Entflechtung kann unter Umständen auch zu Kosteneinsparungen führen. In diesem Zusammenhang werden in der Literatur insbesondere Effizienzverbesserungen durch stärkeren Fokus des Managements vermutet.

Entflechtung von Speichern

- Vertikal integrierte Speicher können zwar dazu verwendet werden durch die Zurückhaltung von Kapazitäten, Mitbewerber zu diskriminieren; da aber ein gewisser Wettbewerb mit anderen Flexibilität besteht, kann die Frage der Wettbewerbswirkung einer Entflechtung von Gasspeichern nicht abschliessend beantwortet werden.
- Eine Entflechtung von Gasspeichern führt aber in der Regel zu geringeren Investitionen in Speicherkapazitäten. Die Wahrscheinlichkeit, dass in der Schweiz mittelfristig kommerzielle Gasspeicher im grösseren Stil betrieben werden, ist aufgrund der geologischen Gegebenheit und Rentabilitätsüberlegungen eher gering.

Die Erkenntnisse aus der Literaturlauswertung mit Blick auf die Ausgangsfragen des BFE sind in Anhang III zusammengefasst.

5.1.4 Zielkonflikte und Frage der Verhältnismässigkeit

Die erzielten Erkenntnisse zeigen, dass in der Frage der Entflechtung wesentliche Zielkonflikte bestehen. Übergeordnet steht aus volkswirtschaftlicher Sicht ein möglicher Effizienzgewinn, der sich aus der Stärkung des Wettbewerbs auf der Dienstleistungsebene durch Verhinderung von Diskriminierung ergibt, einem Effizienzverlust gegenüber, der aus einem regulatorischen Eingriff in private, optimierte Unternehmensstrukturen resultiert. Untergeordnet bestehen Zielkonflikte in folgenden Dimensionen:

- Eigentumsrechte: Eingriff in bestehende Eigentumsrechte ↔ Diskriminierungspotenzial des Eigentümers gegenüber Dritten (vgl. auch Abbildung 17)
- Investitionen und Innovationen: Renten auch auf vor- oder nachgelagerter Stufe als zusätzlicher Investitionsanreiz ↔ Wettbewerb auf der Dienstleistungsebene;
- Kosteneffizienz: Verbundvorteile und effiziente Internalisierung von Externalitäten ↔ Kostendruck auf der Dienstleistungsebene
- Planungssicherheit: Klare, längerfristig geltende Vorgaben zur Entflechtung ↔ situative Verschärfung der Vorgaben bei Bedarf
- Regulierung: Kontinuierliche Kontrolle ↔ Regulierung auf Vorrat

Die Wahl des Entflechtungsmodells wird von der Lösung dieser Zielkonflikte abhängen und kann somit je Akteur im Gasmarkt und je Regulierungsszenario unterschiedlich ausfallen. Bspw. ist das Potenzial für Wettbewerb auf der Dienstleistungsebene geringer, wenn keine vollständige Marktöffnung erfolgt. Auf der anderen Seite sind Synergieeffekte auf der Verteilnetzebene wichtiger als z.B. für die Rolle des (zentralen) Marktgebietsverantwortlichen.

In jedem Fall sind jedoch die Übergänge fließend und nicht scharf quantifizierbar. Nicht zuletzt hängt die Beurteilung vom spezifischen Verhalten der Netzbetreiber ab: Wird effektiv Diskriminierung betrieben oder wird diese nur befürchtet.⁶⁸ Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen wird nachfolgend insbesondere auch das Prinzip der Verhältnismässigkeit angewendet und das Ziel ist jeweils, die mit dem monopolistischen Engpass einhergehende natürliche Marktmacht mit möglichst geringfügigen Eingriffen in die Eigentumsrechte effektiv zu disziplinieren.

5.2 Herleitung von drei Grundmodellen für die Entflechtung

Aufgrund dieser Zielkonflikte werden nun drei unterschiedliche Grundmodelle der Entflechtung motiviert, welche bei der Lösung der Zielkonflikte unterschiedliche Schwerpunkte setzen:

- **Stufe I:** Im ersten Grundmodell steht der Erhalt von **Synergien** im Fokus. Es soll dann zur Anwendung kommen, wenn Synergien schwerer wiegen als Wahrscheinlichkeit und Ausmass von potenziellen Diskriminierungen. Für dieses erste Grundmodell werden damit Elemente der funktionalen und eigentumsrechtlichen Trennung wenig geeignet sein, soweit durch diese Synergien vernichtet oder Investitionsanreize geschmälert werden. Eine rechtliche Trennung ist denkbar, soweit diese im Effekt lediglich zu einer erhöhten Transparenz führt.
- **Stufe II:** Beim zweiten Grundmodell stehen die Synergien im Vergleich zum Diskriminierungspotenzial weniger im Vordergrund als in Stufe I, jedoch sollen die **Investitionsanreize** soweit wie möglich erhalten bleiben. Stufe II bedeutet, dass gewisse funktionale Entflechtungselemente angebracht sein können, setzt aber voraus, dass bei Investitionsentscheidungen des Netzbetreibers Renten auf der Wertschöpfungsstufe des Vertriebs ebenfalls berücksichtigt werden (d.h. Investitionen ins Netz auch als Lieferant kapitalisiert werden können). Für Stufe II ist damit eine eigentumsrechtliche Trennung nicht geeignet.
- **Stufe III:** Beim dritten Grundmodell steht das Anliegen der **Sicherstellung der Nichtdiskriminierung** klar im Vordergrund, und Synergien und Investitionsanreize sind untergeordnet. Entsprechend bietet sich in diesem dritten Grundmodell eine möglichst konsequente Entflechtung mit eigentumsrechtlichen Elementen an.

5.2.1 Regulierungsinstrumente

Die Grundmodelle können aus den in **Abbildung 22** dargestellten Regulierungsinstrumenten gebildet werden. Entflechtungsmassnahmen kommen in der Regel im Zusammenspiel mit anderen Regulierungsinstrumenten zur Anwendung, insbesondere Zugangsregulierung, wie auch die Literaturlauswertung zeigt.

Die verschiedenen Entflechtungsgrade wurden bereits in Abschnitt 3.1.2 eingeführt (vgl. insb. Box 3 auf Seite 53). Daneben gibt es – zusätzlich oder als Ersatz der allgemeinen Vorgaben an marktmächtige Unternehmen im Rahmen von Kartellgesetz (KG) und Preisüberwachungsgesetz (PÜG) – folgende sektorspezifischen Regulierungsinstrumente:

- **Zugangsregulierung (Preise, Bedingungen):** Gewährung des Zugangs für Dritte zu den Funktionen des Engpasses auf einer diskriminierungsfreien Basis. Dies beinhaltet sowohl preisliche wie auch nichttarifäre Bedingungen. Die Zugangsregulierung kann sowohl ex

⁶⁸ Dabei ist zu beachten, dass bereits die Befürchtung der Diskriminierung eine Firma effektiv vom Markteintritt abhalten kann und folglich dem Wettbewerb schaden kann.

post als auch ex ante ausgestaltet werden. Bezüglich der Preisbestimmung sind zahlreiche Ausgestaltungen (u.a. ECPR, Ramsey-Pricing, LRIC) mit jeweils unterschiedlichen Wirkungen möglich.

- **Margin Squeeze Test (Kosten-Preis-Schere Test):** Es wird getestet, ob die Marge zwischen dem Vorleistungspreis des Netzbetreibers und dem Endkundenpreis des vertikal integrierten Gaslieferanten, einem konkurrierenden Gaslieferanten ein wirtschaftliches Angebot ermöglicht. Als Kriterium kann beispielsweise die Marge eines ebenso effizienten Wettbewerbers herangezogen werden.
- **Quersubventionierungstest:** Es kann summarisch oder im Einzelfall geprüft werden, ob das wettbewerbliche Segment (z.B. Lieferung an Gaskunden) seine inkrementellen Kosten deckt. Eine Anwendung findet gegenwärtig im Schweizer Postmarkt statt.
- **Triggermechanismen:** Zudem kann z.B. eine Regulierungsbehörde ermächtigt werden, im Falle eines vorgängig bestimmten Ereignisses („Trigger“) eine Verschärfung der Entflechtungsvorgaben in einem zuvor festgesetzten Rahmen vorzunehmen.

Abbildung 22: Regulierungsinstrumente zur Bildung der Grundmodelle

		ex ante	ex post	für Stufe:
Preisvorgaben				
•	Z Zugangsvorgaben inkl. NNE	X	X	I-III
•	M Margin Squeeze Test	X	X	I-II
•	Q Quersubventionierungstest	X		I-II
Entflechtungsmassnahmen				
•	B Buchhalterische Entflechtung	X		I-II
•	I Informatorische Entflechtung			I-III
•	F Funktionale Entflechtung	X		II-III
•	R Rechtliche Entflechtung	X		I-III
•	E Eigentumsrechtliche Entflechtung	X		III
Dynamische Elemente				
•	T Triggermechanismen		X	I-II

Quelle: Swiss Economics

Von diesen Instrumenten wirken Entflechtungsvorgaben ex ante als Strukturkontrolle, während die Zugangsregulierung als Verhaltenskontrolle ex ante oder ex post ausgestaltet werden kann; Triggermechanismen sind per Definitionem ex post.⁶⁹

⁶⁹ Bei einer ex post Regulierung hat die zuständige Behörde dann das Recht bzw. die Pflicht in den Markt einzugreifen, wenn die gesetzlich vorbestimmten Tatbestände *eingetreten sind* (z.B. Verweigerung des Zugangs oder Diskriminierung durch eine marktbeherrschende Anbieterin). Dadurch werden nur diejenigen Tatbestände durch die Regulierungsbehörde behandelt, welche die Marktteilnehmer nicht von sich auf der Basis privatwirtschaftlicher Verträge lösen können (d.h. der Regulierungsbehörde wird die Kompetenz gegeben, sogenannte Fehler zweiter Ordnung zu korrigieren, d.h. ein nicht vorgenommener, nötiger Regulierungseingriff).

Das Regulierungsinstrument der Entflechtung stellt eine ex ante Strukturkontrolle dar, die anschliessend nur mit entsprechenden Kosten rückgängig gemacht werden kann. Die Entflechtung verändert die Marktstruktur, indem vertikal integrierte Unternehmen in mehr oder weniger unabhängige Einheiten aufgespalten werden. Sie bietet sich an, wenn die Marktstruktur systematische Anreize zur Diskriminierung bietet, die nicht über eine Regulierung des Verhaltens (ex ante oder ex post) verhindert werden können.

In Abbildung 22 zeigt die rechte Zeile, für welche Grundmodelle welche Regulierungsinstrumente in Frage kommen:

- Eine Zugangsregulierung ist aufgrund des Monopolcharakters des Engpasses für alle Grundmodelle ein wesentlicher Bestandteil zur Vermeidung einer Abschöpfung von Monopolrenten.
- Ein Margin Squeeze Test und die buchhalterische Trennung setzen ein integriertes Unternehmen voraus, welches bei Stufe III nicht mehr vorhanden ist, da hier bereits eigentumsrechtlich entflochten wurde und somit die Preissetzung und die Rechnungskreise getrennt sind. Ebenso erübrigen sich Triggermechanismen für Stufe III, da diese bereits sehr weitgehend entflechtet.
- Informatorische Entflechtungselemente können für alle Stufen vorgegeben werden.
- Funktionale Entflechtungselemente, welche Synergien verhindern oder vernichten, stehen für Stufe II und III im Vordergrund, nicht aber für Stufe I, wo Synergien erhalten werden sollen.
- Die rechtliche Entflechtung kann in allen Stufen vorgegeben werden, da sie für sich allein betrachtet keine wesentlichen organisatorischen Auswirkungen hat. Sie vergrössert jedoch die Transparenz, indem finanzielle Flüsse konsequent getrennt werden und zudem automatisch eine gewisse staatliche Kontrolle erfolgt durch gesetzliche Vorgaben zur Rechnungslegung, die sich mit der Betriebsgrösse verschärfen (z.B. Pflicht zur externen Revision, Rechnungslegungsstandards) und die regelmässig geprüft werden (z.B. Revisionen bezüglich Steuern, Mehrwertsteuern oder AHV).⁷⁰
- Die eigentumsrechtliche Trennung im obigen Sinn bedeutet automatisch Stufe III.

Bei einer **ex ante** Regulierung („Vorabregulierung“) kann die Regulierungsbehörde im Rahmen der gesetzlichen Bestimmungen *bereits vorgängig* verfügen. Damit ist potenziell ein schnelleres Vorgehen möglich, wobei eine eigentliche Rechtssicherheit für die Beteiligten wie bei ex post Regulierungen erst dann besteht, wenn die Entscheide der Regulierungsbehörde in letzter Instanz beurteilt worden sind. Der Nachteil von ex ante im Vergleich zu ex post Regulierungen ist, dass dadurch die Möglichkeit eines Fehlers ersten Ordnung geschaffen wird (unnötiger Regulierungseingriff mit schädlicher Wirkung). Sofern kein solcher schädlicher ex ante Eingriff stattfindet, haben ex post und ex ante Instrumente mittelfristig eine vergleichbar Wirkung.

⁷⁰ Für eine detaillierte Beschreibung der Anforderung vgl. Anhang III von Swiss Economics (2014b).

5.2.2 Regulierungsmodelle

Die oben aufgeführten Regulierungsinstrumente können in konkrete Regulierungsmodelle zusammengeführt werden, die anschliessend den drei Grundmodellen zugeordnet werden können.

Regulierungsmodelle in anderen Schweizer Netzindustrien

Abbildung 23 illustriert ausgewählte Regulierungsmodelle zur Sicherstellung der Nichtdiskriminierung aus anderen Schweizer Netzindustrien, namentlich dem Post-, Telekommunikations- und Strommarkt.

Die Modelle aus dem Post- und Telekommunikationsmarkt sind im Gasmarkt wenig praktikabel, da hier der Umsetzungsaufwand in keinem Verhältnis zu den Umsetzungskosten steht (Post bzw. Swisscom vs. über 100 Gasnetzbetreiber). Zudem befinden sich die New Generation Networks (NGN) in einem intensiven Infrastrukturwettbewerb (Swisscom vs. Cablecom vs. Stadtwerke), der im Gasmarkt so nicht vorhanden ist.

Die beiden Modelle aus dem Strommarkt eignen sich grundsätzlich für eine Übertragung auf den Gasmarkt, da das Gasnetz wesentliche Ähnlichkeiten zum Stromnetz aufweist (vgl. Kapitel 3.3), weshalb hier auch die EU die gleichen Modelle vorgibt (vgl. nachfolgend). Im Wesentlichen bestehen die beiden Regulierungsmodelle des Schweizer Strommarktes aus einer ex ante Zugangsregulierung mit Vorgaben, auf welcher Basis der Zugang zu erfolgen hat und entsprechenden nicht verhandelten Listenpreisen, kombiniert mit Entflechtungsvorschriften. Letztere sind für die für die FNB weit strikter gehalten mit eigentumsrechtlichen und funktionellen Elementen (vgl. auch in Gas- und Strommarkt gelten.

Tabelle 5).

Abbildung 23: Regulierungsmodelle in Schweizer Netzindustrien

Modelle		Modell Postmarkt	Modell Telecom klassisch	Modell Telecom NGN	Modell VNB Strom	Modell FNB Strom (Swissgrid)
		✗	✗	✗	✓	✓
Bausteine (übertragen auf Gasmarkt)		Nichtdiskriminierung Kartellgesetz	Z ex p Zugangsregulierung insb. bez. NNE	Z ex p Nichtdiskriminierender Zugang	Z ex a Zugangsregulierung ex ante insb. bez. NNE	Z ex a Zugangsregulierung ex ante insb. bez. NNE
		Qn QS Test integrierter Netzbetreiber		M Margin Squeeze Test Netzbetreiber		
			B Buchhalterische Entflechtung		B-I Funktionale Entflechtung	E mit F Eigentumsrechtliche Entflechtung
Kommentar		Recht teure Umsetzung (Berechnung und Prüfung von Nettokosten)	Recht teure Umsetzung (Überprüfung LRIC Kosten)	Nur bei intensivem, zukunftsgerichtetem Infrastrukturwettbewerb	Gesetzliche Vorgaben eher generisch gehalten	Minderheits-eigentum von EVUs an Swissgrid erlaubt

Quelle: Swiss Economics

Regulierungsmodelle der EU im Gas- und Strommarkt

Abbildung 24 stellt die Regulierungsmodelle, welche die EU im Gas- und Strommarkt vorsieht, anhand der obigen Regulierungsinstrumente dar (Details zu den EU-Entflechtungsvorschriften vgl. Abschnitt 2.4.4). Auch hier ist der Zugang ex ante vorgegeben. Die Entflechtungsmassnahmen sind nur für Verteilnetzbetreiber bis 100'000 Endkunden geringfügig. Die Regulierungsmodelle kommen grundsätzlich alle in Frage für den Schweizer Gasmarkt.

Abbildung 24: Regulierungsmodelle der EU für den Strom- und Gasmarkt

Modelle	VNB Klein	VNB Gross	FNB ITO	FNB ISO	FNB OU
	✓	✓	✓	✓	✓
Bausteine übertragen auf Gasmarkt	Z ex a (Zugangsregulierung ex ante insb. bez. NNE)				
	B				
	I	I	I		
		F	F strikt		
		R	R		
			E (Betrieb)	E	
Kommentar	Ähnlich wie Vorgaben StromVG für VNB	Weitgehende strukturelle Trennung; keine CH Betreiber in der Grösse	Besonders strikte funktionelle Trennung	ISO mit eigenen Ressourcen; Finanzierungspflicht für Netzeigentümer	Vollständige eigentumsrechtliche Trennung

Quelle: Swiss Economics

Ausgestaltungsvarianten der Grundmodelle

In **Abbildung 25** werden die sieben oben nicht verworfenen Schweizer und EU Modelle als Ausgestaltungsvarianten den eingangs in Abschnitt 5.2 eingeführten drei Grundmodellen für die Entflechtung zugeordnet. Das Swissgrid-Modell erachten wir bereits als Stufe III, da beim Netzausbauentscheid durch Swissgrid, Renten von nachgelagerten Netzen oder Lieferanten nicht ins Entscheidungskalkül einfließen. Aus dem gleichen Grund wurde das ITO Modell der EU der Stufe II zugeordnet. Dazu wurden drei weitere Regulierungsmodelle berücksichtigt:

- Das heute im Gasmarkt via VV vorgegebene Entflechtungsmodell als Modell Ia;
- Als Modell Ic ein Regulierungsmodell mit rechtlicher Trennung, bei der auf funktionale Entflechtungselemente weitgehend verzichtet wird, welche Synergien verhindern würden. Dieses Modell wurde von einigen Gasnetzbetreiber freiwillig gewählt. Da die rechtliche Entflechtung ohne funktionale Elemente hinsichtlich der Entflechtung keine wesentlichen Effekte hat, die über eine buchhalterische Entflechtung hinausgehen, wird dieses Modell der Stufe I zugeordnet.
- Als Drittes wurde ein neues Modell Iia mit funktionalen Elementen aufgenommen, welches Akteur-spezifisch gezielte funktionale Entflechtungsvorschriften vorgibt, welche Synergien teils negativ betreffen können und darum der Stufe II zugeordnet ist. Die Vorgaben müssen hier jedoch weniger weit gehen als z.B. in den EU-Modellen „grosse VNB“ oder „ITO“.

Abbildung 25: Grundmodelle und Ausgestaltungsvarianten

Entflechtungsstufe und -fokus		Ausgestaltungsvarianten		
Stufe I Entflechtung von Kosten und Infos	«Synergien erhalten»	 Ia Nur B (Modell VV)	 Ib  B + I (Modell StromVG / EU kVNB)	Ic Ia/b + rechtliche Entflechtg.
Stufe II Stufe I + Entflechtung v. Funktionen	«Investitionsanreize erhalten»	IIa Ib + teilw. funktionelle Entflechtg.	 IIb EU VNB gross Gas/Strom	 IIc EU ITO für FNB
Stufe III Entflechtung von Eigentum	«Möglichst weitgehend entflechten»	 IIIa ISO	 IIIb Modell Swissgrid	 IIIc OU - Volle eigentumsrechtliche E.

Quelle: Swiss Economics

5.3 Ableitung von Entflechtungsempfehlungen

5.3.1 Szenarien GasVG und Implikationen für die Entflechtung

Wie in Abschnitt 2.5 ausgeführt, soll der Entflechtungsbedarf für die in **Abbildung 26** dargestellten drei Regulierungsszenarien und Subvarianten hiervon beurteilt werden.

Abbildung 26: Eckwerte und Szenarien GasVG

Gemeinsame Grundelemente			
	<ul style="list-style-type: none"> • Unabhängige Regulierungsbehörde • Keine Anschluss- oder Betriebspflicht • Nichtdiskriminierender Zugang, Anrechenbarkeit Netzkosten aufbauend auf NEMO • Einführung Entry/Exit Modell (EES) mit virtuellem Austauschpunkt (VAP) 		
Szenarien			
	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Marktöffnung	Teilweise (ohne Haushalte)	Vollständig	Vollständig
Entry/Exit System	Transport bis City Gates	Transport bis City Gates	Transport & Verteilung bis Endkunden
Subvarianten			
	<ul style="list-style-type: none"> • Marktgebietsverantwortung: Unabhängiger Marktgebietsverantwortlicher (MGV) vs. nationaler Fernnetzbetreiber (nFNB) • Transitgasleitung: Integriert ins EES vs. Binnenmarktanteil vs. teilweise integriert 		

Quelle: Swiss Economics

Aus den Szenarien können zunächst folgende Schlüsse mit Bezug zur Entflechtung gezogen werden:

- **Höhe der Netzkosten:** Die Anrechenbarkeit der Netzkosten und somit die Höhe der Netzentgelte ist unabhängig von der Entflechtungsstufe. Bei starker Entflechtung können einerseits zusätzliche Kosten entstehen wenn Synergien wegfallen, andererseits bestehen geringere Möglichkeiten bei der Kostenallokation, d.h. eine Überhöhung der Kosten durch Allokation von netzfremden Kosten kann nicht stattfinden.
- **Entry/Exit System mit VAP:** Das geplante EES mit VAP und unabhängiger Marktgebietsverantwortung reduziert die Informationsvorteile insbesondere von Transportnetzbetreibern und damit ihr Diskriminierungspotenzial (vgl. Abschnitt 2.7). Ebenfalls werden die Transaktionskosten bei einem Lieferantenwechsel gesenkt und es ist z.B. bedeutend einfacher, einem Kunden mit mehreren Standorten ein Angebot zu unterbreiten, d.h. der Wettbewerb um Industriekunden wird intensiviert werden. Zentral hierfür ist die Wahrung der Unabhängigkeit des MGV, welchem nachfolgend spezielles Augenmerk gegeben wird.
- **EES bis City Gate vs. Endkunden:** Der Verteilnetzbetreiber kennt bei einem integrierten EES das Nutzungsverhalten aller lastganggemessenen Kunden bis hin zu den Endkunden, da die Exit-Punkte den einzelnen Kunden entsprechen. Insofern reduziert ein EES bis zu den Endkunden die Informationen, welche der Verteilnetzbetreiber erhält, nicht im wesentlichen Masse. Im Transportnetz besteht dagegen im EES ein geringerer Entflechtungsbedarf.
- **Transitgasleitung:** Die Subvariante, bei der die Vermarktung der Kapazitäten der Transitgasleitung vollständig ins EES eingebunden ist, eliminiert zusätzlich das Diskriminierungspotenzial Ausland – Schweiz bzw. Schweiz – Ausland. Eine Integration würde zudem die Liquidität in der integrierten Bilanzzone erhöhen. Eine unvollständige Integration der Kapazitäten der Transitgasleitung bringt somit ein grundsätzlich höheres Diskriminierungspotenzial mit sich.

Aus den verschiedenen bisher veröffentlichten **Grundlagenstudien zum GasVG** lässt sich mit Bezug zur Entflechtung Folgendes zusammenfassen:

- Gemäss der Studie Frontier / Infrac (2015) zur Vorgehensweise bei einer Öffnung des Schweizer Gasmarktes soll die Netzregulierung von Gasnetzbetreibern und die Entflechtung der Gasversorgung in der Schweiz derart ausgestaltet sein, dass Diskriminierungen und Quersubventionen zum Nachteil von alternativen Anbietern und Endkunden verhindert werden können. Dies entspricht den bisherigen Erkenntnissen.
- Frontier / BET (2015) zu den Netzkosten und Netztarifen: Die Frage der Entflechtung wird im Zusammenhang mit der Kostenabgrenzung innerhalb eines Versorgungsunternehmens behandelt. Die Autoren schlagen analog zum StromVG mindestens eine buchhalterische Entflechtung vor. Die Einhaltung der Entflechtungsbestimmungen soll durch die zuständige Regulierungsbehörde überprüft werden. Bezüglich des Entflechtungsbedarfs bei den Speichern stellt die Studie fest, dass eine Zuordnung zu Netz oder Vertrieb nur mit einer registrierten Lastgangmessung möglich ist. Da die Speicher heute über keine Leistungsmessung verfügen, wäre in der derzeitigen Situation eine Abgrenzung zwischen Systemdienstleistungen für das Netz bzw. für den Handel nicht sachgerecht. Eine Zuordnung von Speichern zum Handel oder Vertrieb kann nur erfolgen, wenn eine registrierende Lastgangmessung installiert ist.

- Frontier / E-Bridge (2015) zum Gasnetzzugang: Der Entflechtungsbedarf wird insbesondere im Zusammenhang mit der Kapazitätsermittlung im EES diskutiert. Diese soll grundsätzlich in der Verantwortung des Netzbetreibers liegen. Je umfassender eine Entflechtung durchgeführt werde, desto weniger Kontrolle der Kapazitätsermittlung sei seitens der Regulierungsbehörden erforderlich, da ein entflechteter Netzbetreiber stärkere Anreize habe, möglichst hohe und qualitativ hochwertige Kapazitäten auszuweisen.

In DNV GL (2015) zum Gasbilanzierungsmodell wird die Entflechtung nicht thematisiert, einzelne Erkenntnisse fliessen jedoch nachfolgend bei den Empfehlungen zur Entflechtung des MGV ein.

5.3.2 Evaluation der drei Grundmodelle

Die drei Grundmodelle werden nun hinsichtlich ihrer grundsätzlichen Eignung für Verteilnetze, Transportnetze und den Marktgebietsverantwortlichen gestützt auf die in Abschnitt 3.1.3 beschriebenen Prinzipien und –Kriterien bewertet.

Verteilnetze

Bei der *Verhältnismässigkeit* zielt Stufe I direkt auf das befürchtete Marktversagen, ohne dabei andere Ziele zu gefährden. Wirksam umgesetzt, vermag Stufe I Marktversagen zu verhindern. Die auf Stufe 1 verlangte buchhalterische, informatorische und ggf. rechtliche Entflechtung kann eine wirksame Umsetzung der Zugangsregulierung fördern, die Anreize Wettbewerber zu diskriminieren bleiben jedoch bestehen. Bezüglich *Transparenz* schneidet Stufe III am besten ab, da bei eigentumsrechtlicher Trennung weniger Tatbestände zu prüfen sind, da bspw. Finanzflüsse und Organisation automatisch getrennt sind.

Hinsichtlich der *statischen Effizienz* ist das Netzentgelt zunächst von der Entflechtung nicht direkt betroffen. Eine durch stärkere Entflechtung erzielte Transparenz kann die Wahrscheinlichkeit von unsachgerechten Kostenallokationen zu Lasten des Netzes vermindern. Jedoch ist davon auszugehen, dass insbesondere in Stufe III höhere Kosten bei den über 100 Netzbetreibern anfallen, da Synergien wegfallen, die auf der Verteilnetzebene am meisten ausgeprägt sind. Das gleiche gilt in Stufe II, kann jedoch weniger ausgeprägt sein, wenn eine milde Form gewählt wird, welche Synergien zu erhalten vermag. Demgegenüber fallen in Stufe III tiefere Regulierungskosten an. Mit Blick auf die *dynamische Effizienz* sind die Effizienzreize im Engpass von der Entflechtung kaum betroffen, wobei in einem integrierten Unternehmen ein zusätzlicher Kostendruck ausgehend vom Gasvertrieb entstehen kann, wenn sich dieser im Wettbewerb mit anderen Energieträgern behaupten will (in Stufe I oder II möglich). Bezüglich Investitionsreize sind diese gemäss der Literaturrecherche im integrierten Unternehmen höher (Stufe I oder II). In den Stufen II und III dürfte demgegenüber der Wettbewerb im Vertrieb intensiviert werden, wenn Stufe I Diskriminierung nicht ausreichend zu verhindern vermag.

Da in der Schweiz alle Gasnetzbetreiber weniger als 100'000 Endkunden haben, erachten wir bezüglich dem Kriterium *EU-Kompatibilität* alle Stufen als grundsätzlich mit EU Recht vereinbar (Ausnahme: Modell Ia). Stufe I baut am direktesten auf die *Verbändevereinbarung* auf.

Abbildung 27 fasst die Bewertung für die Verteilnetzebene zusammen.

Abbildung 27: Bewertung der Grundmodelle für Gasverteilnetze

	Stufe I	Stufe II	Stufe III
Verhältnismässigkeit	■ / ■	■	·
Transparenz	·	■	■
Statische Effizienz	■ / ■	· / ■	·
Dynamische Effizienz	■	■	· / ■
EU-Kompatibilität	■	■	■
Aufbauend auf VV	■	■	·

Quelle: Swiss Economics

Fazit: Für die Verteilnetzebene lösen daher Stufe I oder ggf. Stufe II in milder Ausgestaltung IIa (u.a. unter Erhaltung der netzseitigen Synergien zwischen Gas und anderen Netzen, z.B. Wasser) die genannten Zielkonflikte am effizientesten. Eine weitergehende Entflechtung ist nicht zu empfehlen. Mit Blick auf die Regulierungsszenarien leitet sich folgende Differenzierung ab:

- Stufe I (insb. Ib und Ic) empfiehlt sich insbesondere für den Fall der partiellen Marktöffnung (Szenario 1), da hier das Diskriminierungspotenzial geringer ausfällt.
- In den Szenarien 2 und 3 (vollständige Marktöffnung mit EES bis City Gate oder Endkunden) ist das Diskriminierungspotenzial entsprechend höher, weshalb hier auch Stufe IIa verhältnismässig wäre, dabei insb. die Vorgabe, dass der Netzbetrieb vom Gasvertrieb funktionell getrennt werden muss.

Ausgewählte Detailfragen für Verteilnetze, u.a. zu den genannten informatorischen und funktionalen Elementen, werden in 5.3.3 diskutiert.

Transportnetze

Bei Transportnetzen ist der monopolistische Engpass ausgeprägter. Bezüglich der *Verhältnismässigkeit* ist Stufe I falls wirksam umgesetzt weiterhin das präferierte Mittel. Im Vergleich zur Verteilnetzebene wären bei nicht wirksamer Umsetzung tendenziell mehr Endkunden betroffen, und die Synergien mit anderen Netzen sind deutlich geringer (Gastransportnetze werden nicht parallel mit Stromleitungen gelegt), weshalb hier funktionale Elemente als verhältnismässig erscheinen. Dem entgegen wirkt das EES, welches insbesondere weniger Anreiz für nicht-preisliche Diskriminierung gibt. Bezüglich der *Transparenz* bleibt die Beurteilung gleich wie beim Verteilnetz.

Bei der *statischen Effizienz* ist die Netzentgeltfestsetzung von der Entflechtung wiederum nicht direkt betroffen. Eine gewisse Kostenerhöhung kann sich durch den Wegfall von Synergien zwischen Einkauf und Netzbetrieb ergeben. Die Vollzugskosten wären wiederum in Stufe III am geringsten. Bezüglich der *dynamischen Effizienz* sind die Effizienzreize im Engpass von der Entflechtung kaum betroffen. Bezüglich Investitionsreize sind diese gemäss der Literaturrecherche im integrierten Unternehmen höher (Stufe I oder II); ein stärkerer Fokus auf die Netzqualität bei Stufe III kann aber auch Investitionen fördern. Der Wettbewerb auf der Vertriebsebene ist hier in der ganzen jeweiligen Region betroffen und würde in den Stufen II und III klar intensiviert, falls Stufe I eine Diskriminierung nicht ausreichend zu verhindern vermag.

Mit *EU Recht* wäre Stufe III sowie das Modell IIc vereinbar. Stufe I baut am direktesten auf die *Verbändevereinbarung* auf.

Abbildung 28 fasst die Beurteilung der Grundmodelle für Transportnetze zusammen.

Abbildung 28: Bewertung der Grundmodelle für Gastransportnetze

	Stufe I	Stufe II	Stufe III
Verhältnismässigkeit	■ / ■	■	■
Transparenz	·	■	■
Statische Effizienz	■	■	■
Dynamische Effizienz	■	■	■
EU-Kompatibilität	·	· / ■	■
Aufbauend auf VV	■	■	·

Quelle: Swiss Economics

Fazit: Gestützt auf die Beurteilung steht für die Transportnetzebene für alle drei Regulierungsszenarien für alle Akteure (Regionalgesellschaften, Swissgas, Transitgas) grundsätzlich Stufe II mit ausgesuchten funktionalen Entflechtungsinstrumenten im Vordergrund. Voraussetzung hierfür ist ein unabhängiger MGV. Bei Transitgas weicht die Empfehlung je nach Integration ins EES ab: Bei einer unvollständigen Integration entsteht ein neues Diskriminierungspotenzial Schweiz – Ausland bzw. Ausland – Schweiz, und beim Netzbetreiber verbleiben mehr Informationen. Deshalb werden im Fall einer unvollständigen Integration weitere Entflechtungselemente empfohlen. Weitere Details hierzu vgl. Abschnitt 5.3.3.

Marktgebietsverantwortlicher (MGV)

Da künftig im Rahmen eines Entry/Exit Systems die Rolle der Marktgebietsverantwortung wahrzunehmen ist, ist auch die angemessene Entflechtungsstufe für den MGV zu diskutieren.

Mit Blick auf die *Verhältnismässigkeit* laufen beim EES zentrale und sensible Informationen der gesamten integrierten Bilanzzone zusammen. Würde ein einzelner Akteur (z.B. ein Händler) diese Informationen erhalten, hätte dieser einen klaren Vorteil gegenüber anderen Akteuren. Die Separierung dieser Informationen von den übrigen Marktakteuren ist nur mit Stufe III oder einer strikten funktionalen Trennung (Modell IIc) möglich. Entsprechend erscheint ein solcher Eingriff verhältnismässig. Bezüglich *Transparenz* schneidet auch hier Stufe III am besten ab.

Hinsichtlich der *statischen Effizienz* werden die Kosten zur Wahrnehmung der Marktgebietsverantwortung in allen Stufen ähnlich hoch geschätzt, wobei die Verwaltungskosten bei Stufe I am geringsten ausfallen würden. Dem stehen tiefere Kontrollkosten in Stufe III entgegen. Die *dynamische Effizienz* dürfte sich in Stufe III mit Blick auf den Wettbewerb auf der Dienstleistungsebene optimal entfalten.

Mit Blick auf die *EU-Kompatibilität* ist die Rolle des MGV ist auf der Transportebene angesiedelt. Gemäss Verordnung 715/2009/EG ist es Mitgliedstaaten gestattet, eine Rechtspersönlichkeit oder Stelle (z.B. ein MGV) einzurichten, die eine oder mehrere der normalerweise dem Fernleitungsnetzbetreiber zugewiesenen Funktionen übernehmen. Für den MGV ist im europäischen Regulierungsrahmen eine eigentumsrechtliche Entflechtung unabdingbar. Entsprechend muss

Stufe III oder Modell 2c für den MGV gelten, um mit EU Recht kompatibel zu sein. Die neue *Verbändevereinbarung* sieht eine neue Gesellschaft netpool vor, wobei Eigentum und Betrieb der Transportnetze bei den bisherigen Netzbetreibern verbleiben würden. Unklar ist, ob netpool aus einer unabhängigen Gesellschaft geführt würde oder nicht.

Abbildung 29 fasst das Resultat der Beurteilung für den MGV zusammen.

Abbildung 29: Bewertung der Grundmodelle für den MGV

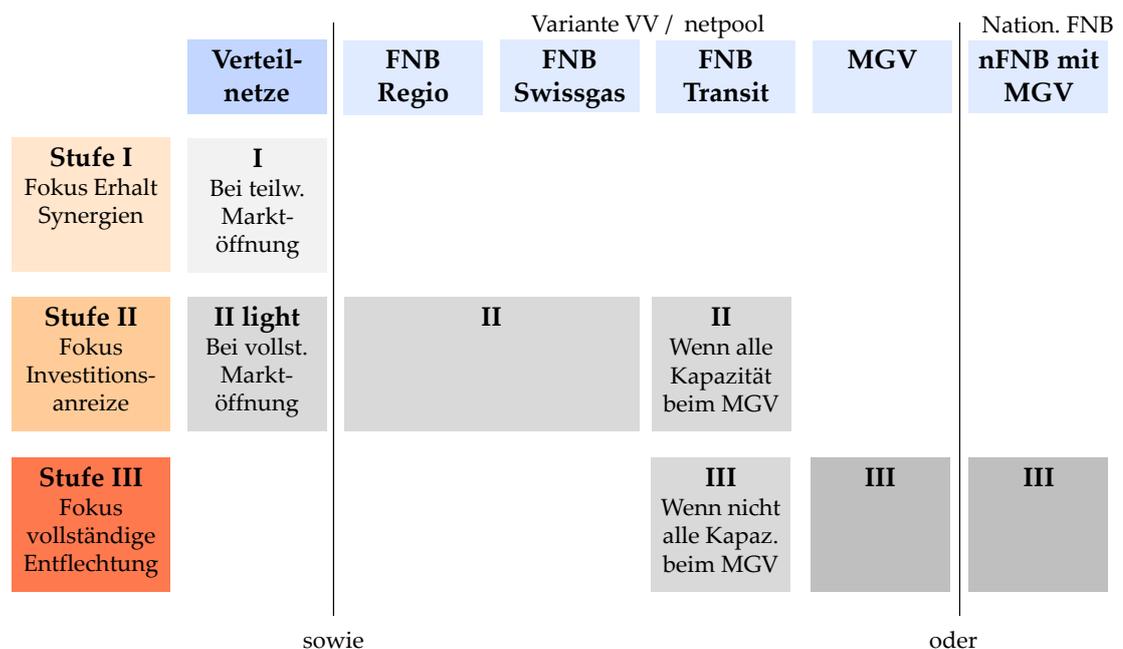
	Stufe I	Stufe II	Stufe III
Verhältnismässigkeit	·	▪	■
Transparenz	·	▪	■
Statische Effizienz	▪	▪	▪
Dynamische Effizienz	▪	▪	■
EU-Kompatibilität	·	▪	■
Aufbauend auf VV	▪	■	▪

Quelle: Swiss Economics

Fazit: Gestützt auf diese Beurteilung wird für den Marktgebietsverantwortlichen Stufe III empfohlen. Für die Subvariante eines nFNB, welcher die Transportnetze betreiben würde und daneben die Marktverantwortung wahrnehmen würde, gilt die Beurteilung gleichermassen.

Zusammenfassend für alle Akteure ergibt sich die in **Abbildung 30** dargestellte Empfehlung.

Abbildung 30: Entflechtungsempfehlungen



Quelle: Swiss Economics

5.3.3 Empfehlungen im Detail

Auf der Basis der obigen Resultate können für die wichtigsten Akteure folgende konkreten Empfehlungen formuliert werden.

Verteilnetze ohne vollständige Marktöffnung – Stufe I:

Ausgehend von einer Zugangsregulierung zum Netz mit ex ante regulierten Netznutzungsentgelten und -bedingungen durch die Regulierungsbehörde empfehlen wir im Falle einer unvollständigen Marktöffnung für VNB die nachfolgenden Entflechtungsregelungen.

- Ausgangspunkt: Generelle Nichtdiskriminierungsvorgabe:
 - Nichtdiskriminierende Behandlung des internen Lieferanten im Vergleich zu externen Lieferanten und netzzugangsberechtigten Kunden;
 - Nichtdiskriminierender Zugang zu Messdienstleistungen;
- Ausgestaltung buchhalterische Entflechtung:
 - Grundsatz: Analog dem Strombereich (Art. 11 Abs. 1 StromVG);
 - Finanzbuchhaltung: Für das Gasnetzgeschäft von anderen Gastätigkeiten und anderen Netzbetrieben (z.B. Strom, Wasser) getrennte Jahresrechnung nach Obligationenrecht (Bilanz, ER, Anhang);
 - Betriebsbuchhaltung / regulatorische Kostenrechnung: Ausgehend von der Finanzbuchhaltung, für den Netzbetrieb regulatorische Kostenrechnung mit entsprechenden Vorgaben zur Anrechenbarkeit und Überleitung bzw. Herleitung von anrechenbaren Kosten inklusive spezifizierter Minimalanforderungen an ein Anlagenregister. Grundsätze hierzu auf Stufe Gesetz, technische Vorgaben auf Stufe Verordnung und ggf. subsidiär Branchenstandard;
 - Ausreichende Kompetenzen der Regulierungsbehörde zur Einforderung finanzieller und betrieblicher Rechnungslegungsdaten.
- Ausgestaltung informatorische Entflechtung:
 - Grundsatz: Wahrung von Geschäftsgeheimnissen aus Netzbetrieb und nichtdiskriminierende Nutzung von Informationen;
 - Geschäftsgeheimnisse: Abgrenzung von finanziellen und operativen Informationen zwischen den Wertschöpfungsstufen (Gasverteilung ↔ Gaseinkauf, Gasvertrieb, Gashandel);
 - Nichtdiskriminierende Nutzung: Gleiche Informationen und Informationsprozesse gegenüber internen und externen Lieferanten.
- Netzanschluss- und Netzkostenbeiträge:
 - Kostenübernahme seitens der Netzbetreiber für Endkunden von internen und externen Lieferanten bzw. netzzugangsberechtigten Kunden nach gleichen, nichtdiskriminierenden Grundsätzen;
 - Verbuchung der Beiträge der Endkunden so, dass hierfür keine für die Netznutzungsentgelte anrechenbaren Kosten entstehen.
- Allgemeine Transparenz- und Offenlegungspflichten gegenüber Öffentlichkeit und/oder Regulierungsbehörde:

- Allgemeine Regelung auf Stufe Gesetz;
- Spezifische Punkte können auf Stufe Verordnung geregelt oder durch die Regulierungsbehörde unter Wahrung des Verhältnismässigkeitsprinzips spezifiziert und über die Zeit entwickelt werden (z.B. Netzzugangsbedingungen, Informationen zu geplanten Investitionen und Netzentwicklungsplänen, Informationen zum Engpassmanagement und erwartete Abweichungen von gebuchten Mengen, Kriterien der Kapazitätzuweisung, finanzielle Informationen, usw.).
- Substitution von Gasleitungen z.B. zugunsten von Fernwärmeleitungen nicht in eigener Kompetenz des integrierten Netzbetreibers, sondern gestützt auf politischen Beschluss der Gemeinde, um mögliche Diskriminierungen durch den integrierten Lieferanten zu vermeiden.⁷¹

Verteilnetze bei vollständiger Marktöffnung – Stufe IIa light:

Falls der Gasmarkt vollständig geöffnet würde, empfehlen wir für Verteilnetzbetreiber zusätzlich zu den im vorherigen Abschnitt umschriebenen Anforderungen folgende Entflechtungsregelungen:

- Informatorische Entflechtung zusätzlich:
 - Rechnungsstellung bei fremden Lieferanten gleich wie bei eigenem Lieferanten (d.h. separate Rechnung nur für Leistungen Netzbetrieb oder via Rechnung des Lieferanten).
- Funktionale Entflechtung light:
 - Personen, die für den Netzbetrieb- und Unterhalt tätig sind, dürfen nicht im Gasvertrieb, -handel oder -einkauf des integrierten Unternehmens arbeiten. Falls entsprechende Dienste extern ausgelagert wurden, gilt das gleiche für die beauftragten Personen mit Bezug auf das Dienstleistungsverhältnis mit dem integrierten Netzbetreiber;
 - Netz und Betrieb in eigener Organisationseinheit (ggf. zusammen mit anderen Netzen) mit Führungsanreizen, die für externe Lieferanten nicht nachteilig wirken im Vergleich zu internen Lieferanten;
 - Für die funktionale Entflechtung light wäre eine de minimis Klausel zu prüfen, um bei sehr kleinen Netzbetreibern keine übermässigen Kosten zu verursachen. Eine solche Grenze wäre bei einem deutlich tieferen Wert als in der EU anzusetzen.

Transportnetze – Stufe II:

Aufbauend auf Vorgaben für Verteilnetze im Fall einer vollständigen Marktöffnung (vgl. die vorherigen beiden Abschnitte) empfehlen wir folgende zusätzlichen Vorgaben unter der Annahme, dass durch die Einführung eines EES mit unabhängigem MVA eine weitgehende informatorische Entflechtung bereits erfolgt ist.

⁷¹ Wenn ein integriertes Unternehmen, welches seine Gas-Wärmekunden mehrheitlich an fremde Lieferanten verloren hat oder davon ausgeht, dass dies passiere könnte, bei Umstellung auf Fernwärme mehr verdient, entsteht ein entsprechender Anreiz, das Gasnetz zu substituieren. Auch wenn eine de facto Diskriminierung vorliegt, kann eine solche Substitution aus volkswirtschaftlicher Sicht gleichwohl wünschbar sein kann. Vor diesem Hintergrund empfehlen wir nicht eine reine Nichtdiskriminierungs-Vorgabe, sondern eine Kompetenz für die lokale politische Behörde. Sollten berechtigte Befürchtungen bestehen, dass die lokalen Behörden die Interessen des lokalen Versorgers übermässig berücksichtigen, könnte flankierend vorgesehen werden, dass der Ersatz von Gasleitungen mit Fernwärmeleitungen zusätzlich durch die Regulierungsbehörde zu genehmigen ist.

- Informatorische bzw. funktionale Entflechtung zusätzlich:
 - Investitionsplanung zur Behebung von Kapazitätsengpässen muss unabhängig vom eigenen Vertrieb und/oder Handel erfolgen;
 - Vorgabe zur Sicherung ausreichender finanzieller Ressourcen für den Netzteil.
- Rechtliche Entflechtung:
 - Überführung von Netzeigentum- und Betrieb in eine eigene rechtliche Gesellschaft, damit zusätzlich allgemeine Rechnungslegungsvorschriften mit entsprechenden Revisionsmechanismen gelten.

Transitgas – Stufe II bzw. III

Die Transitgasleitung wird ebenfalls als monopolistischer Engpass eingestuft, d.h. ein Regulierungsbedarf besteht auch hier. Heute verkauft die Eigentümerin Transitgas AG die Kapazität zur Vermarktung per Lease Agreement an die FluxSwiss und Swisssgas. Gestützt auf unsere Analysen empfehlen wir Folgendes:

- Da von einer Diskriminierung bei der Nutzung der Transitgasleitung potenziell sämtliche nachgelagerten Akteure betroffen wären, sollten grundsätzlich mindestens so strenge Vorgaben wie für die Regionalnetze zur Anwendung kommen. Welche zusätzlichen Entflechtungselemente sinnvoll sind, hängt vom Grad der Integration der Transitgasleitung ins EES ab.
- **Vollständige Integration ins EES – Stufe II:** Bei einer vollständigen Integration der Kapazitäten der Transitgasleitung in das EES werden grundsätzlich alle Nachfrager gleichbehandelt, solange Entry- und Exitpreise nach gleichen Grundsätzen festgelegt werden. Damit im Vergleich zu den Regionalgesellschaften nicht weitergehende Entflechtungsvorgaben notwendig werden, empfehlen wir Folgendes:
 - Vollständige Übergabe der Kapazitäten der Transitgasleitung an den MGV analog der Regionalgesellschaften;
 - Möglichst gleiche Vorgaben zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte bzw. der Entry- und Exitpreise für die Transitgasleitung wie für die Regionalgesellschaften und Swisssgas.
 - Allfällige Zusatzerträge aus Kapazitätsauktionen, die über den anrechenbaren Netzkosten liegen, sollen, wie beim Strom und gemäss EU Regeln, primär für Investitionen in den Netzausbau genutzt werden.
- **Binnenmarktanteil – Stufe III:** Wenn im EES nur das für den Binnenmarkt verwendete Gas in der Bilanzzone abgerechnet wird, enthält der MGV nur einen Teil der verfügbaren Kapazität und es entsteht für die Transporte ein erhöhtes Diskriminierungspotenzial⁷² mit einem entsprechend höheren Entflechtungsbedarf. Zusätzlich zu den Vorgaben im Fall einer vollständigen Integration empfehlen wir:

⁷² Bei den nicht vollständig integrierten Varianten entsteht im Vergleich zu den integrierten Transportnetzen (z.B. Regionalnetze) ein zusätzliches Diskriminierungspotenzial CH – Ausland bzw. Ausland – CH. D.h. die gleiche Kapazität erhält ggf. einen unterschiedlichen Preis. Diskriminierungspotenzial und –anreize sind dabei von der spezifischen Eigentümerstruktur abhängig. Beispielsweise würde eine effektive strategische Verknappung der Importkapazität den Preis für Kapazitätsbuchungen für den Import überhöhen.

- Damit Gesellschaften, die im Gaseinkauf oder -vertrieb tätig sind, keine Kontrolle auf die Transitgas ausüben können, ausgewählte eigentumsrechtliche Entflechtungselemente flankiert mit zusätzlichen funktionalen Elementen analog zu Swissgrid, d.h. kein Zwangsverkauf der Beteiligung von Swissgas notwendig;
- Vorgaben zur Preisbildung für die dem Transit zur Verfügung gestellten Kapazitäten. Diese Vorgaben müssen gleichermassen auch die Kapazitätsvermarktung durch FluxSwiss mit einschliessen und es sollten möglichst die gleichen Vorgaben gelten wie für den Teil der Kapazität, welcher im EES vermarktet wird.
- Allfällig gewünschte Zusatzerträge bei der Nutzung der Transitgasleitung (mit einer entsprechend von den Regionalnetzen abweichenden Kostenregelung) könnte in Anlehnung an den Strombereich und EU Vorgaben primär dem Netzbereich für Investitionen zukommen. Z.B. könnten hierzu, falls wie heute die Kapazitätsvermarktung für den Transit Dritten überlassen werden soll, die entsprechenden Vermarktungsrechte regelmässig kompetitiv ausgeschrieben werden.
- **Teilweise Integration ins EES – Stufe II:** Wenn die Kapazitäten der Transitgasleitung zwar vollständig dem MGV überlassen werden, dieser jedoch für den Transit ohne Zugang zum VAP gesonderte Grenze-zu-Grenze Produkte verkauft, wird das zusätzliche Diskriminierungspotenzial der Variante Binnenmarktanteil hin zum MGV verschoben. In dieser Konstellation empfehlen wir Folgendes:
 - Gleiche Entflechtungsvorgaben an die Transitgasleitung wie in der Variante 1 vollständige Integration, da das zusätzliche Diskriminierungspotential Schweiz – Transit nun beim (weitgehend entflechteten) MGV alloziert ist;
 - Je nachdem ob und falls ja inwieweit Transite Importe bzw. Importe Transite finanzieren sollen, entsprechend wirkende Vorgaben an den MGV.

MGV – Stufe III

Die Unabhängigkeit des Marktgebietsverantwortlichen spielt eine entscheidende Rolle für ein funktionierendes EES. Der MGV ist daher weitgehend von den übrigen Anbietern zu entflechten, z.B. nach dem Swissgrid Modell (wobei das Eigentum und der Netzbetrieb bei den bisherigen Gesellschaften verbleiben kann). Konkret sehen wir folgende Vorgaben:

- Funktionale Entflechtung:
 - Aufbauend auf Vorgaben Transportnetzbetreiber;
 - Unabhängige Führungsstruktur und Anreizsysteme;
 - Eigene IT.
- Rechtliche Entflechtung: MGV als eigene juristische Person.
- Eigentumsrechtliche Entflechtung analog Swissgrid:
 - Keine Tätigkeit/Beteiligungen des MGV an Dritten mit Handel, Vertrieb, Transport oder Verteilung;
 - Bei Beteiligungen von Gesellschaften mit Vertriebs-, Handels, Einkaufs- oder Verteilungsfunktion: Sicherstellung der Unabhängigkeit des Unternehmens analog Swissgrid (insb. Besetzung Verwaltungsrat, Geschäftsleitung und Genehmigung der Statuten);

- Ggf. Klausel analog Swissgrid zum Aktionariat, wonach das Kapital und die damit verbundenen Stimmrechte direkt oder indirekt mehrheitlich Kantonen und Gemeinden gehören sollen;
- Im Übrigen ist zu regeln, nach welchen Grundsätzen der unabhängige MGV die ihm überlassenen Kapazitäten am VAP vermarktet. Im Speziellen ist zu klären, wie der MGV mit der ihm zu Selbstkosten überlassenen natürlichen Marktmacht aus dem monopolistischen Engpass umgeht. In Anlehnung an die Studie von DNV GL (2015) kommen hierfür folgende Punkte in Frage, die zu klären sind:
 - Ggf. Trennung von Bestimmung von Regelenenergiebedarf und Wissen um Angebote;
 - Ggf. Gewährleistung der Anonymität der Angebote, solange diese nicht ausgewählt wurden. Hierzu im Extremfall Auslagerung der Durchführung der Auktionen (z.B. an eine Börse);
 - Ggf. Beanreizung zum kosteneffizienten Einkauf;
 - Ggf. Sicherstellung, dass Flexibilität nicht unter Wert eingekauft wird, um ausreichend Anreize zur Bereitstellung von Flexibilität zu setzen. Hierzu sind ggf. die zur Anwendung gelangenden Auktionsverfahren durch eine dritte Partei zu bestimmen oder zu prüfen (z.B. BFE oder Regulierungsbehörde).

Speicher – Stufe I light

Investitionen in Speichermöglichkeiten sind aus versorgungspolitischer Sicht sinnvoll, gleichzeitig sind Gasspeicher in Europa generell unter Druck. Daher sollte auf eine Regulierung weitgehend verzichtet werden, um positive Investitionsanreize zu setzen.

Mit Blick auf die nichtdiskriminierende Behandlung von alternativen Lieferanten sollte jedoch verhindert werden, dass, falls Netzspeicher vom internen Lieferanten bzw. Händler genutzt werden, die entsprechenden Leistungen auch anteilig bezahlt werden. Voraussetzung hierfür ist eine Lastgangmessung der Netzspeicher (vgl. Frontier und Bet, 2015).

- Ausgangspunkt: Generelle Nichtdiskriminierungsvorgabe;
- Buchhalterische Entflechtung: Zuordnungsvorgaben in Anlehnung an Frontier und Bet (2015):
 - Netzspeicher ohne registrierender Lastgangmessung: Zuordnung zum Netz ohne Zugang von Händlern sowie internen oder externen Lieferanten;
 - Netzspeicher mit registrierender Lastgangmessung: Zuordnung zum Vertrieb/Handel oder Dritten ebenfalls möglich, Zugang zum Speicher auf nichtdiskriminierender Basis.
- Eine solche Regelung könnte flankiert werden mit einer Informationspflicht, wo Speicheranlagen sind, zu welchen Konditionen Leistungen intern und extern angeboten werden und wie die entsprechenden Zugangsprozesse funktionieren.

nFNB – Stufe III

Beim nationalen Fernnetzbetreiber wäre erneut eine weitgehende Entflechtung notwendig. Hier empfehlen wir die Vorgaben zum MGV sinngemäss zu übertragen.

6 Referenzen

- ACER/CEER (2013). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012.
- ACER/CEER (2014). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013.
- Alesina, A., Ardagna, S., Nicoletti, G. und Schiantarelli, F. (2005). Regulation and investment. *Journal of the European Economic Association*, 3(4), 791-825.
- Armstrong, M. and D. E. Sappington (2006). Regulation, Competition, and Liberalization, *Journal of Economic Literature*, XLIC, 325-366.
- Asche, F., O. B. Nilsen, and R. Tveteras (2008). Natural Gas Demand in the European Household Sector. *The Energy Journal*, 29 (3), 27–oft6.
- Authority for Consumers & Markets (2012). National Report on energy regulation 2012.
- Baarsma, B., De Nooij, M., Koster, W., und van der Weijden, C. (2007). Divide and rule. The economic and legal implications of the proposed ownership unbundling of distribution and supply companies in the Dutch electricity sector, *Energy Policy*, 35(3), 1785-1794.
- Baumol, W. J. (1977). On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry, *The American Economic Review*, 67/5, 809-822.
- Baumol, W. J., J. C. Panzar and Robert D. Willig (1982). *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*. Saunders College Publishing/Harcourt Brace.
- Berkhout, P. H., Ferrer-i-Carbonell, A., & Muskens, J. C. (200oft). The ex post impact of an energy tax on household energy demand. *Energy Economics*, 26(3), 297-317.
- Bertoletti, P., Cavaliere, A., und Tordi, A. (2008), *The Regulation of Access to Gas Storage with Capacity Constraints*, University of Pavia, mimeo.
- Boom, A. (2012). Vertikale Entflechtung in der Stromwirtschaft. *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung*, 81, 57-71.
- Brau, R., Doronzo, R., Fiorio, C. V., und Florio, M. (2010). EU gas industry reforms and consumers' prices. *The Energy Journal*, 31(4), 163–178.
- Breton, M., und Kharbach, M. (2008). The welfare effects of unbundling gas storage and distribution. *Energy Economics*, 30(3), 732-747.
- Brunekreeft, G. (2015): Network unbundling and flawed coordination: Experience from the electricity sector. *Utilities Policy*, 34, 11-18
- Buehler, S., Schmutzler, A. und Benz, M. A. (2004). Infrastructure quality in deregulated industries: is there an underinvestment problem? *International Journal of Industrial Organization*, 22 (2), 253-267.
- Buehler, St. (2005). The Promise and Pitfalls of Restructuring Network Industries. *German Economic Review*, 6(2), 205-228.
- Buehler, St., Gaertner, D. und Halbheer, D. (2006). Deregulating network industries: dealing with price–quality trade-offs. *Journal of Regulatory Economics*, 30, 99–115.

- Buehlera, S, A. Schmutzler and M. Benza (2004). Infrastructure quality in deregulated industries: is there an underinvestment problem? *International Journal of Industrial Organization*, 22(2), 253-267.
- Bundesamt für Energie (BFE) (2010), Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz. Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr 990ft/2010.
- Bundesamt für Kommunikation (Bakom) (2010). Evaluation zum Fernmeldemarkt. Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulats KVF-S vom 13. Januar 2009 (09.3002).
- Bundesnetzagentur (2013). Monitoringbericht.
- Bundesnetzagentur (2014). Monitoringbericht.
- Cavaliere, A. (2007). The Liberalization of Natural Gas Markets: Regulatory Reform and Competition Failures in Italy, working paper.
- Cavaliere, A., Giust, V., Maggi M. (2013). Efficient mechanisms for access to storage when competition in gas markets is imperfect. *Energy Economics*, 36 ,481-490.
- Cave, M. (2006). Six Degrees of Separation: Operational Separation as a Remedy in European Telecommunications Regulation. *Communications & Strategies*. 1-15.
- Cave, M., U. Stumpf and T. Valletti (2006). A Review of certain markets included in the Commission's Recommendation on Relevant Markets subject to ex ante Regulation.
- CREG (2012). 2012 Annual Report.
- Cremer, H. and Jean-Jacques Laffont (2002). Competition in gas markets, *European Economic Review*, oft6, 928-935.
- Cremer, H., Cremer, J. und De Donder, P. (2006). Legal vs Ownership Unbundling in Network Industries (July 2006). CEPR Discussion Paper No. 5767.
- Cremer, H., Cremer, J. und De Donder, P. (2008). Costs and Benefits of Vertical Divestiture (2008). *Communications & Strategies*, 68 (4).
- Cremer, H., Cremer, J. und De Donder, P. (2006). Legal vs. Ownership Unbundling in Network Industries, University of Toulouse.
- Danish Energy Regulatory Authority (2015). 2015 National Report to the European Commission.
- DNV-GL (2015). Grundsatzfragen zum zukünftigen Gasbilanzierungsmodell in der Schweiz, Bericht für Bundesamt für Energie.
- Ecofys (2015). Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber. Studie in Zusammenarbeit mit Swiss Economics im Auftrag des Bundesamts für Energie [BFE].
- ERGEF (2009). Status Review of DSO Unbundling with Reference to Guidelines of Good Practice on Functional and Informational Unbundling for Distribution System Operators.
- ERGEF (2013). Status Review on the Transposition of Unbundling Requirements for DSOs and Closed Distribution System Operators.
- European Commission (2005). Study on Unbundling of Electricity and Gas Transmission and Distribution System Operators. Final Report.

- European Commission (2013). Market Functioning in Network Industries - Electronic Communications, Energy and Transport, Occasional Papers 129.
- European Commission. (2007). Inquiry pursuant to Article 17 of Regulation (EC) No 1/2003 into the European gas and electricity sectors (Final Report). Communication from the Commission, COM(2006) 851 final, 10.01.2007, Brussels.
- European Commission. (2008). Progress in creating the internal gas and electricity market, Report from the Commission to the Council and the European Parliament. COM(2008) 192 final.
- Farsi, M., A. Fetz and M. Filippini (2008). Economies of Scale and Scope in Multi-Utilities, *The Energy Journal*, 29/4.
- Fetz, A. und Filippini M. (2010). Economies of vertical integration in the Swiss electricity sector. *Energy Economics*, 32(6), 1325-1330.
- Filippini, M. and Farsi, M. (2008). Cost efficiency and scope economies in multi-output utilities in Switzerland, Strukturberichterstattung Nr. 39, SECO.
- Frontier Economics und E-Bridge (2015). Gasnetzzugang Schweiz, Bericht für das Bundesamt für Energie.
- Frontier Economics und Infrac (2015). Studie betreffend möglicher Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmarktes, Bericht für das Bundesamt für Energie.
- Frontier Economics und BET (2015). Studie betreffend Netzkosten und Netztarife, Bericht für Bundesamt für Energie.
- Growitsch, C. und M. Stronzik (2014). Ownership unbundling of natural gas transmission networks: empirical evidence. *Journal of Regulatory Economics*, 46(2), 207-225.
- Gugler, K., Rammerstorfer, M., und Schmitt, S. (2013). Ownership unbundling and investment in electricity markets—A cross country study. *Energy Economics*, 40, 702-713.
- Haucap, J. (2007). The costs and benefits of ownership unbundling. *Intereconomics*, oft2(6), 301-30oft.
- Haucap, J. (2008). Trennung von Infrastruktur und Betrieb – Königsweg öffentlicher Aufgabenerledigung? In: *Trennung von Infrastruktur und Betrieb – Königsweg öffentlicher Aufgabenerledigung? Beiträge zur öffentlichen Wirtschaft* 28.
- Höffler, F. und Kranz, S. (2011). Legal unbundling can be a golden mean between vertical integration and ownership separation. *International Journal of Industrial Organization*, 29(5), 576-588.
- Inderst, R. and T. M. Valletti (2007). Market Analysis in the Presence of Indirect Constraints and Captive Sales, *Journal of Competition Law & Economics*, 3(2), 203-201.
- Jaag, C. und U. Trinkner (2011). A General Framework for Regulation and Liberalization in Network Industries, in: *International Handbook of Network Industries*, Finger, M. and Künneke, R. (Hrs.), p26-53.
- Joutz, Frederick, Bruce McDowell, David Shin, and Robert Trost (2009). Estimating Regional Short-Run and Long-Run Price Elasticities of Residential Natural Gas Demand in the U.S.. Working Paper 09-021, USAEE 2009.

- Knieps, G. (2008). Wettbewerbsökonomie. Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik, Berlin / Heidelberg.
- Knieps, G. (2009). Sektorsymmetrische Regulierung in Netzsektoren: Ein Vergleich zwischen Gas und Elektrizität, Diskussionsbeitrag des Instituts für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik Nr. 126.
- Koch, O. , K. Nagy, I. Pucinskaite-Kubik and W. Tretton (2009). The RWE gas foreclosure case: Another energy network divestiture to address foreclosure concerns, *Competition Policy Newsletter*.
- Le Fevre, C. (2013). Gas storage in Great Britain, Oxford Institute for Energy Studies, mimeo.
- Mandelkern (2014). MAndelkern Group on Better Regulation. Final Report, 13. November 2001.
- Meyer, R. (2011). Vertical Economies and the Costs of Separating Electricity Supply – A Review of Theoretical and Empirical Literature. *Energy Journal*, 33 (4).
- Mulder, M., Shestalova, V. und Lijesen, M. (2005). Vertical separation of the energy-distribution industry; an assessment of several options for unbundling, CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis.
- Nillesen, P. H. L. und Pollitt, M. G. (2011). Ownership unbundling in electricity distribution: Empirical evidence from New Zealand. *Review of Industrial Organization*, 38(1), 61–93.
- Nooij, M. and Baarsma, B. (2009). Divorce comes at a price: An ex ante welfare analysis of ownership unbundling of the distribution and commercial companies in the Dutch energy sector. *Energy Policy*, 37(12).
- OECD (2001). Structural Separation in Regulated Industries. Report by the Secretariat, DAF/CLP(2001)11.
- OECD Competition Committee (2011). OECD Report on Experiences with Structural Separation.
- Ofgem (2014). 2014 Great Britain and Northern Ireland National Reports to the European Commission.
- Perry, M. K (1989). Vertical Integration: Determinants and Effects, *Handbook of Industrial Organization*, Volume 1, 183–255.
- Pollitt, M. (2008). The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks. *Energy policy*, 36(2), 704-713.
- Pollitt, M. (2008). The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks, *Energy policy*, 36(2), 704-713
- REF4E, Mercados and E-Bridge (2015). The role of gas storage in internal market and in ensuring security of supply. REF4E, Mercados and E-Bridge for DG Energy
- Sappington, D. (2006). On the Merits of Vertical Divestiture. *Review of Industrial Organization*, 29(3), 171-191.
- Schächtele, J. and J. Uhlenbrockyz (2012). How to regulate a market-driven rollout of smart meters? A multi-sided market perspective, *Competition and Regulation in Network Industries*, 13(3). 273-305.

- Schächtele, J. und Uhlenbrock, J. (2012). "How to Regulate a Market-Driven Rollout of Smart Meters? A Multi-Sided Market Perspective." *Competition and Regulation in Network Industries*, 13(3), 273-306.
- Schmidt-Preuss (2009). OU – ISO – ITO: Die Unbundling-Optionen des 3. EU-Liberalisierungspakets. *Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt*. 2009(9).
- Schober, D. (2013). Static vs. Dynamic Impacts of Unbundling – Electricity Markets in South America. ZEW – Centre for European Economic Research Discussion Paper No. 23.
- Shleifer, A. (1985). A theory of yardstick competition, *Rand Journal of Economics*, 16/3.
- Swiss Economics (2009). Angemessenheit und Folgen einer funktionalen oder strukturellen Trennung von Swisscom. Studie im Auftrag von Swisscom.
- Swiss Economics (2014a). Effizienzvergleich für Verteilernetzbetreiber Strom 2013 - Ergebnisdokumentation und Schlussbericht. Bericht zusammen mit SUMICSID im Auftrag der Bundesnetzagentur (BNetzA).
- Swiss Economics (2014b). Nutzen der Wirtschaftsprüfung. Bericht im Auftrag der Schweizerischen Treuhänderkammer.
- Talus, K. (2014). United States natural gas markets, contracts and risks: What lessons for the European Union and Asia-Pacific natural gas markets? *Energy policy*, 74, 28-34.
- Tangeras, T. P. (2012). Optimal transmission regulation of an integrated energy market. *Energy Economics*, 34(5), 1644-1655.
- Tirol, J. (2001). *The Theory of Industrial Organization*, The MIT Press, twelfth printing, 2001.
- Trinkner, U. und I Scherrer (2015). Erfahrungen mit der Strommarktöffnung in der EU / Les enseignements tirés de la libéralisation du marché de l'électricité dans l'UE. *Die Volkswirtschaft* 1/2-2015, pp. 58-61.
- Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) (2015). *Gas in Zahlen 2015*.
- Wettbewerbskommission (2013) Schlussbericht vom 16. Dezember 2013 in Sachen Vorabklärung gemäss Art. 26. KG betreffend Verbändevereinbarung Erdgas Schweiz.

I Anhang: Wettbewerbssituation auf den Schweizer Gasmärkten

Im Folgenden wird die Wettbewerbssituation auf dem Schweizer Gasmarkt analysiert um festzustellen, inwieweit es sich bei den Gasnetzen um stabile monopolistische Engpässe handelt. Wie oben gezeigt ist eine solche Eigenschaft eine Grundvoraussetzung dafür, überhaupt Entflechtungsinstrumente einzuführen.

I.1 Übersicht über die Marktverhältnisse

Obwohl sich eine wettbewerbspolitische Beurteilung der Wettbewerbssituation nicht zwingend mit einer regulatorischen Beurteilung decken muss, kann die Marktbeschreibung der WEKO als Ausgangspunkt für die vorliegende Analyse zu nehmen, bei der in einem ersten Schritt eine rein intramodale Betrachtung angestellt wird, d.h. bei Ausblendung des Wettbewerbs der Energieträger, bei der Gas ein Energieträger und anderen wie Erdöl ist.

In Übereinstimmung mit der Praxis der WEKO kann im Gasbereich zwischen infrastrukturbezogenen Märkten und Märkten für den Erdgasverkauf unterschieden werden.

Infrastrukturbezogene Märkte:

- Markt für Erdgastransport (über ein Hochdruck-Rohrleitungsnetz)
- Markt für Erdgasverteilung (über ein Niederdruck-Rohrleitungsnetz)
- Markt für Erdgasspeicherung

Märkte für den Verkauf von Erdgas:

- Markt für Erdgaslieferung an Wiederverkäufer
- Markt für Erdgaslieferung an Endkunden

I.1.1 Infrastrukturbezogene Märkte

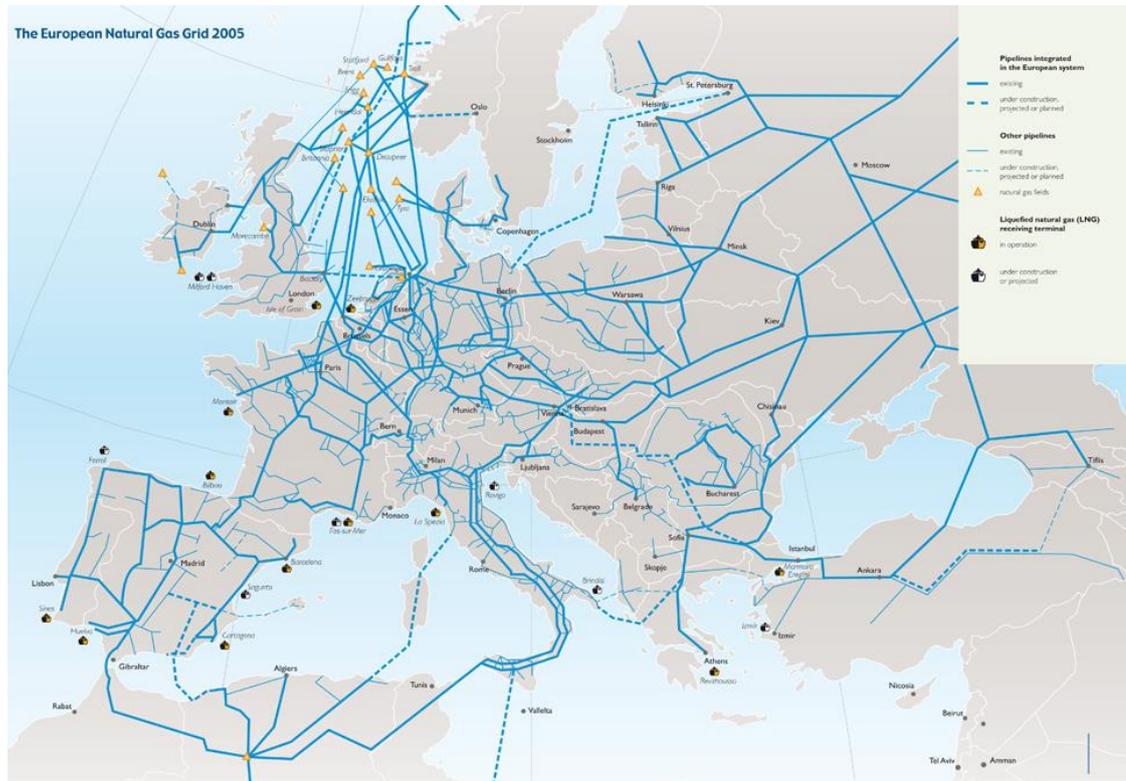
Es ist grundsätzlich unbestritten, dass der Netzbereich leitungsgebundener Energien (Strom und Gas) einen monopolistischen Engpass darstellt: Ein Gasversorgungsnetz ist ein natürliches Monopol (subadditive Kostenfunktion) mit hohen irreversiblen Kosten („sunk costs“). Da auch künftig nicht im grossen Stil strassengebundene Transportalternativen zur Durchleitung von Gas zu erwarten sind, ist dieser Engpass auch stabil. Gasversorgungsnetz stellen daher stabile monopolistische Engpässe dar.

Bei ihrer wettbewerbsökonomischen Einschätzung ist daher u.a. die WEKO zum Schluss gekommen, dass die Gasnetzbetreiber in den Märkten für den Erdgastransport (über ein Hochdruckrohrleitungsnetz) und Erdgasverteilung (über ein Niederdruckrohrleitungsnetz) eine marktbeherrschende Stellung haben.⁷³ Auch die Transitgasleitung wurde von der WEKO bisher als monopolistischer Flaschenhals eingeschätzt.⁷⁴ Mit Blick auf das Europäische Erdgas-Transportnetz ist auch nicht ersichtlich, über welcher Route der alpenüberschreitende Erdgastransport von Transitgas substituiert werden könnte (vgl. Abbildung 31).

⁷³ WEKO (2013), Schlussbericht.

⁷⁴ RPW 2011/4, Rz. 84 ff, S. 675, Fluxys/Swissgas/Transitgas.

Abbildung 31: Das europäische Erdgas-Transportnetz



Quelle: VSG (www.erdgas.ch)

In der Schweiz gibt es keine nennenswerten Speicherkapazitäten für Erdgas. Aus geologischen Gründen werden in absehbarer Zukunft auch keine grösseren Speicherkapazitäten gebaut werden können. Die wenigen vorhandenen Speicher dienen dem Tagesausgleich, saisonale Speicher, die einen langfristigen Ausgleich erlauben würden, sind nicht vorhanden. Der Markt für Erdgasspeicherung ist daher in der Schweiz (noch) nicht ausgeprägt.⁷⁵

I.1.2 Märkte für Erdgaslieferung

Aufgrund der vertikalen Struktur der Erdgaslieferungen, gemäss welcher die Regionalgesellschaften ihr Gas bei Swissgas bzw. die regionalen GVU bei den Regionalgesellschaften beziehen, kann aktuell zwischen Erdgaslieferung an Endkunden und einem Markt für Erdgaslieferung an Wiederverkäufer unterschieden werden. Je nach Ausgestaltung des künftigen GasVG kann letzterer in der Schweiz obsolet werden. Die wesentlichen Wettbewerbskräfte spielen jedenfalls innerhalb der Endkundenmärkte und zwischen Endkunden- und Infrastrukturmärkten. Der Markt für Erdgaslieferungen an Wiederverkäufer kann daher für die weiteren Analysen vernachlässigt werden.

Bei der Erdgaslieferung an Endkunden geht die WEKO von einheitlichen regionalen Märkten aus. Da sich aber Nachfrage und Wettbewerbsverhalten verschiedener Kundengruppen im

⁷⁵ Frontier / Infras (2015).

Schweizer Markt erheblich unterscheiden, wird nachfolgend in Anlehnung an die wettbewerbsrechtliche Praxis der EU eine weitere Unterteilung nach der Art der Endkunden vorgenommen⁷⁶:

- Wärmekunden: Haushaltskunden und Dienstleistungsunternehmen nutzen Erdgas in erster Linie für Raumheizung, Warmwasseraufbereitung und Kochen. Die Marktgegenseite der Gaslieferanten besteht aus atomistischen Haushalten, deren Gasnachfrage konstant und zeitlich wenig sensibel ist. Der Anteil der Gaskosten ist zudem in der Regel gering.
- Für Industriekunden steht dagegen die Nutzung von Erdgas als Prozessenergie in Produktions- und Fertigungsverfahren im Vordergrund. Neben der offensichtlich grösseren Bezugsmengen und der längeren Nutzungsdauer, unterscheiden sich die Industriekunden auch bezüglich der Sensibilität gegenüber zeitlichen Verzögerungen von den Haushaltskunden. Schliesslich bestehen langfristig unterschiedliche Möglichkeiten bezüglich der Substitution von Energieträgern.

Die Erdgasbranche hat gezeigt, dass sie die Preise zwischen den Kundengruppen deutlich zu differenzieren vermag. Dies kann ein Hinweis darauf sein, dass neben unterschiedlicher Kosten auch eine unterschiedliche Verhandlungsmacht zwischen grossen Industriekunden im Vergleich zur atomistischen Struktur der Haushalts- und Dienstleistungskunden vorliegt. Vor diesem Hintergrund rechtfertigt es sich, diese Kundengruppen unterschiedlichen Märkten zuzuordnen. Es wird daher zwischen einem Markt für die Erdgaslieferung an Wärmekunden und einem Markt für die Erdgaslieferung an Industriekunden unterschieden. In der EU wird zusätzlich noch ein Markt für Erdgaslieferungen für Gaskraftwerke abgegrenzt. Dies ist in der Schweiz aufgrund des geringen Anteils solcher Nachfrager allerdings nicht opportun. Eine Unterscheidung von industriellen Wärme- und Prozessgaskunden ist daher nicht angezeigt.

Es besteht ein breiter Konsens, dass in den Märkten für Erdgaslieferung Wettbewerb möglich ist. Die WEKO hat deshalb im Schlussbericht zur Verbändevereinbarung die Frage der Marktbeherrschung auch offen gelassen.⁷⁷ Eine allfällige Marktbeherrschung bei der Erdgaslieferung wäre insbesondere aus dem natürlichen Monopolcharakter des Netzes für vertikal integrierte Netzbetreiber abzuleiten. Der Einkauf und Verkauf von Erdgas selbst bildet aber weder ein natürliches Monopol noch verursachen sie hohe irreversible Kosten. Die Erdgaslieferung an Endkunden ist daher grundsätzlich im Wettbewerb möglich, sofern ein nichtdiskriminierender Zugang zum Netz gewährleistet ist.

Die Frage, ob diskriminierungsfreie Zugangsbedingungen zu den Transport- und Verteilnetzen in der Schweiz gewährt wird, kann nicht abstrakt beantwortet werden. Gestützt auf Art. 13 RLG und Art. 7 KG können netzfremde Erdgaslieferanten zwar grundsätzlich einen Anspruch auf Durchleitung von Erdgas geltend machen, eine eigentliche Regulierung der Netzzugangsbedingungen und des Netznutzungsentgelts ergibt sich aber weder aus dem Rohrleitungsgesetz noch aus dem Kartellgesetz.⁷⁸ Ein Netzbetreiber, der nicht-diskriminierenden Zugang gewährt,

⁷⁶ Entscheid der EU-Kommission vom 29.09.2010 im Fall COMP/39.315 – ENI, Rz 23.

⁷⁷ WEKO (2013), Schlussbericht.

⁷⁸ WEKO (2013), Schlussbericht.

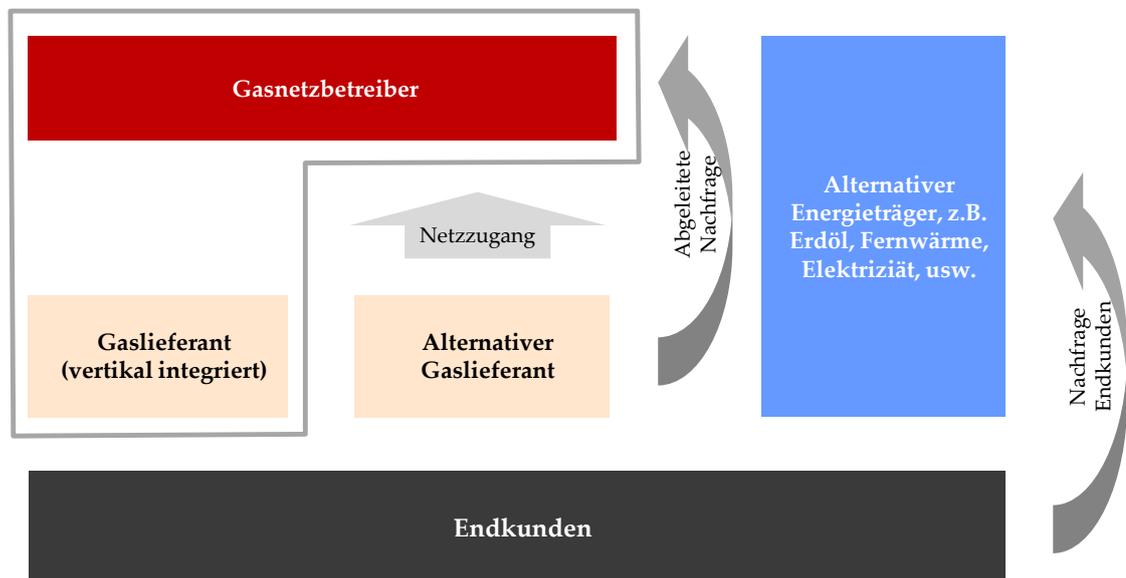
befindet sich bei der Erdgaslieferung für Industriekunden im Wettbewerb mit andern Erdgaslieferanten und ist in diesem Markt höchstwahrscheinlich nicht marktbeherrschend.⁷⁹ Mit einer weitergehenden Marktöffnung im Rahmen des GasVG ist davon auszugehen, dass die Wettbewerbsintensität (weiter) ansteigen wird.

I.2 Intermodaler Wettbewerb und Standortwettbewerb

Obwohl es sich bei Gasnetzen grundsätzlich um stabile monopolistische Engpässe handelt, besteht potenziell die Möglichkeit, dass die Netzbetreiber durch Anbieter anderer Energieträger im Wettbewerb diszipliniert werden. Sofern dieser **intermodale Wettbewerb** (auch Plattformwettbewerb genannt) zwischen den Energieträgern stark ausgeprägt ist, können sich die Netzbetreiber unter Umständen nicht mehr unabhängig verhalten. Dahinter steht die Überlegung, dass sich die Nachfrage nach Erdgastransport und -verteilung aus der Nachfrage nach Erdgaslieferung ableite. Sofern nun genügend Endkunden glaubwürdig drohen können, den Energieträger zu wechseln, kann ein Netzbetreiber seine Preise nicht mehr beliebig (auf Monopolniveau) anheben. Letztendlich wäre sogar eine Marktsituation denkbar, in der intermodaler Wettbewerb eine Regulierung eines monopolistischen Engpasses obsolet macht.

Entscheidend für die Wirksamkeit des intermodalen Wettbewerbs sind die Intensität des Wettbewerbs auf dem Markt für Energielieferung und der Anteil der Netzkosten am Endkundenpreis. Je stärker der Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt und je grösser der Anteil der Netzkosten, umso grössere ist die Elastizität der abgeleiteten Nachfrage auf dem Netzzugangsmarkt.⁸⁰

Abbildung 32: Schematische Darstellung des intermodalen Wettbewerbs



Darstellung: Swiss Economics

⁷⁹ Das Vorliegen einer Marktbeherrschung wird dann insbesondere von den konkreten Markteintrittskosten der Anbieter und den Wechselkosten der Nachfrager abhängen.

⁸⁰ Diese Diskussion ist in erster Linie im Bereich der Telekommunikationsmärkte geführt worden; vgl. z.B. Inderst and Valletti (2007) oder Swiss Economics (2009) für den Fall der Swisscom im Zusammenhang mit FTTH.

Einen ähnlich disziplinierenden Effekt könnte ausreichend starken **Standortwettbewerb** haben, wenn nämlich insbesondere Industriekunden hohen Energiekosten (aufgrund hoher Netzkosten) ins grenznahe Ausland ausweichen könnten. Der Markt für Erdgaslieferungen an Industriekunden müsste in diesen Fall überregional abgegrenzt werden. Sofern dieser Wettbewerb stark genug ausgeprägt wäre, könnte auch ein vertikal integrierter Netzbetreiber diszipliniert werden.

I.2.1 Markt für Energielieferung an Wärmekunden

Privathaushalte und Dienstleistungsunternehmen, die bereits Erdgas für die Wärmeproduktion nutzen, können in der Regel nicht ohne Weiteres auf einen anderen Energieträger wechseln. Kurzfristig sind sie an ein Heizsystem gebunden, das sich nur unter erheblichem Aufwand ersetzen lässt. Die kurzfristigen Wechselkosten und die irreversiblen Kosten sind daher sehr hoch.

Langfristig stellt sich allerdings im Rahmen der periodischen Erneuerung des Heizsystems durchaus die Frage, inwieweit die Erdgaslieferanten Wettbewerbsdruck anderer Energieträger ausgesetzt sind. Neben Erdölheizungen spielen heute in der Schweiz insbesondere Wärmepumpen und Fernwärme wichtige Rolle. Dazu ist anzumerken, dass die Anzahl der Wärmepumpen und Gasheizungen seit dem Jahr 2000 einen starken Anstieg verzeichneten. Jedoch ist kein klares Substitutionsverhalten (Austausch alter Gasheizungen zugunsten moderner Wärmepumpen) festzustellen.⁸¹ Es ist aber festzuhalten, dass der Preis der Wärmepumpen für viele Haushalte grundsätzlich sehr attraktiv erscheint.⁸²

Lange war in der Schweiz ein grosser Anteil der Erdgas-Beschaffungsverträge an den Ölpreis gekoppelt. Es lohnte sich für die Endkunden daher nicht, aufgrund eines Preisanstieges beim Erdgas auf Erdöl umzusteigen, da die Preise parallel verliefen. Die Anzahl der langfristig gebundenen Beschaffungsverträge ist in der Schweiz in den letzten Jahren allerdings von über 90% in 2009/2010⁸³ auf unter 40% in 2013/14 deutlich zurückgegangen, und die Gasversorger deckend sich vermehrt direkt oder über Swissgas an den Spotmärkten ein.⁸⁴

Abbildung 33 zeigt, wie sich die Preise für Heizöl und Erdgas für Haushalte seit dem Jahr 2014 deutlich unterschiedlich entwickelt haben. Aufgrund dieser zunehmenden Entkoppelung von Erdöl- und Erdgaspreis sowie aufgrund der zunehmenden Verbreitung neuer Technologien im Bereich der fossilen und erneuerbaren Energie deutlich mehr Alternativen für die Wärmeproduktion im Privatkundenbereich. Zudem ist der Erdölpreis zuletzt deutlich gesunken. Der Wettbewerbsdruck auf die Erdgaslieferanten sollte folglich im Privatkundenbereich in den letzten Jahren zugenommen haben.

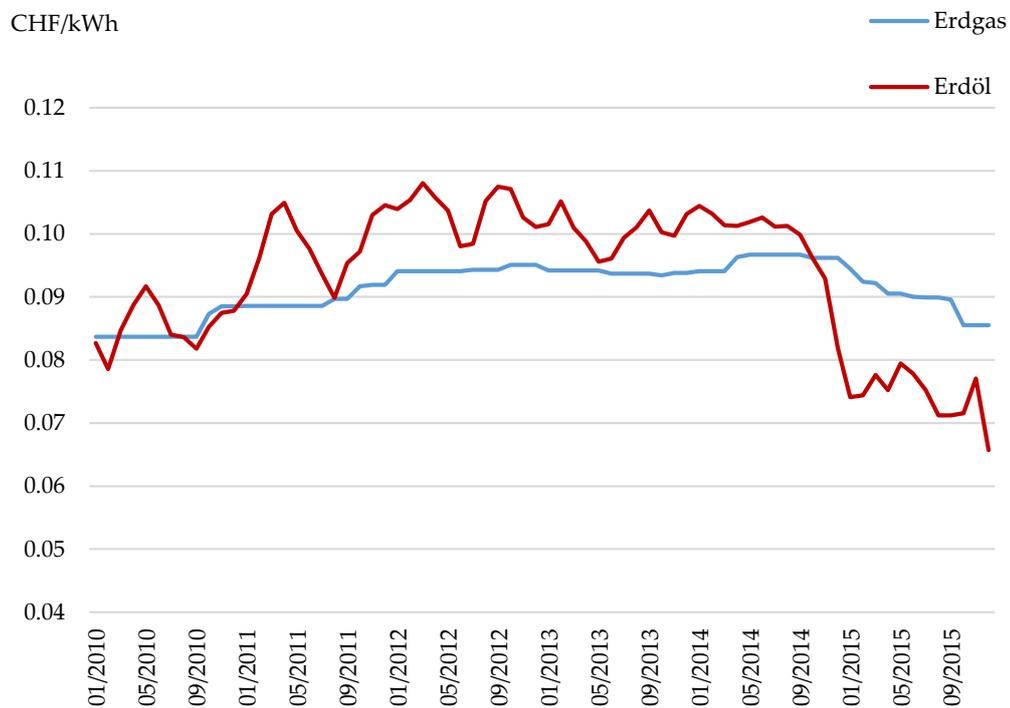
⁸¹ BFS Gebäude nach Heizungsart bzw. Energieträger der Heizung, 2015

⁸² Vgl. Aufstellung der Homepage www.Energie.ch. [Bessere Quelle => Feedback BFE]

⁸³ Pro Gasjahr.

⁸⁴ Swissgas Generalversammlung 2015.

Abbildung 33: Entwicklung der durchschnittlichen Heizenergiepreise für Heizöl extra-leicht und Erdgas⁸⁵



Quelle: BFS - Durchschnittspreise für Energie, Stand Ende 2015.

Der Ausbau der Fernwärme in den vergangenen Jahren ist nicht zuletzt auch auf politische Initiativen zurückzuführen. Fernwärme wird oft vom gleichen staatlichen Versorgungsunternehmen angeboten wie Erdgas, insbesondere mit dem Verweis auf die teilweise bessere Energiebilanz. Da diese bei der Fernwärme im Wesentlichen von den starken Netzwerkwerkeffekten abhängt, lohnt es sich für ein lokales Energieversorgungsunternehmen, die Fernwärme auf Kosten von alternativen Energieträgern wie Gas zu fördern. In einigen Gebieten, wie beispielsweise in Zürich Nord, wurde gar politisch festgelegt, die Erdgasversorgung zu Gunsten der Fernwärme einzustellen.⁸⁶ Dass Erdgas und Fernwärme in der Regel vom gleichen regionalen Versorgungsunternehmen angeboten werden, schränkt jedoch den direkten, von den Konsumenten entschiedenen Wettbewerb der beiden Energieträger ein bzw. der Ausgang dieses Wettbewerbs wird zumindest teilweise von der Entscheidung des lokalen EVU bzw. der sektorspezifischen Regulierung vorgespurt. Dies bedeutet wiederum nicht zwingend, dass der Energieträger im Kalkül des lokalen Versorgers nicht dem Wettbewerb mit anderen Energieträgern ausgesetzt ist.

Eine wichtige Grösse für die Beurteilung der Wettbewerbsintensität ist die Preiselastizität der Erdgasnachfrage. Dabei muss aufgrund der oben dargelegten Gründe zwischen der kurzfristigen und der langfristigen Preiselastizität unterschieden werden. Bernstein und Madlener (2011) schätzen die kurzfristige Preiselastizität für 12 OECD-Länder in den Jahren 1980 bis 2008 auf

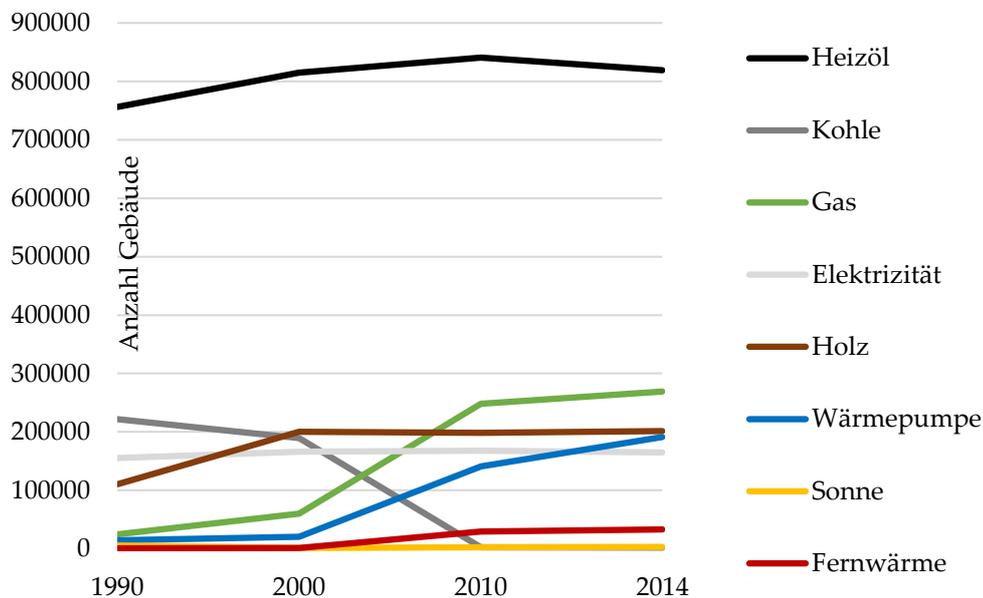
⁸⁵ Berechnung analog zu: BFE, Marktentwicklung fossiler Energieträger 3/2015.

⁸⁶ Auszug aus dem Protokoll des Stadtrates von Zürich vom 21. Dezember 2011

durchschnittlich -0.24 und die langfristige Preiselastizität auf -0.51. Letztere Zahl bedeutet, dass bei einem langfristigen Preisanstieg von einem 1% die nachgefragte Menge um 0.51% zurückgeht. Asche et al. (2008) schätzen die Preiselastizität für die Nachfrage nach Erdgas in 12 Länder der EU. Auch ihre Resultate; eine kurzfristige Preiselastizität von -0.03, bzw. eine langfristige Preiselastizität von -0.1, zeigen, dass die Nachfrage der Haushalte sowohl langfristig wie auch kurzfristig unelastisch ist. Diese Aussage wird auch von Untersuchungen in anderen Ländern unterstützt. So schätzten beispielsweise Joutz et al. (2009) die kurzfristige, bzw. langfristige Preiselastizität auf -0.09 bzw. -0.18 für die USA und Berkhout et al. (2004) auf -0.19 (langfristig).

Dazu ist anzumerken, dass diese Elastizitäten alle für einen Zeitraum berechnet wurden, in dem Wärmepumpen für Privathaushalte noch keine signifikante Rolle spielten. **Abbildung 34** zeigt die tatsächliche Entwicklung bei den Neuinstallationen der letzten Jahre. Demnach war der Energieträger Gas insbesondere zwischen 2000 und 2010 erfolgreich, während seit 2010 absolut gesehen Wärmepumpen am stärksten zulegen.

Abbildung 34: Gebäude nach Heizungsart bzw. Energieträger der Heizung



Quelle: Swiss Economics gestützt auf BFS - Gebäude nach Heizungsart bzw. Energieträger der Heizung, 2015

I.2.2 Markt für Energielieferungen an Industriekunden

Industriekunden haben mindestens zwei Möglichkeiten, einem hohen Gaspreis auszuweichen: (1) Sie treffen eine Standortentscheidung und (2) sie wählen die Art des Energieträgers. Ein Teil der Gaskunden verfügt zudem (3) über Zweistoffanlagen, wodurch sie grundsätzlich in der Lage sind, bei Bedarf auch kurzfristig von Erdgas auf Mineralölprodukte (meistens „Heizöl extraleicht“) umzusteigen.

(1) Standortentscheidung

Für die energieintensive Industrie wichtige Faktoren bei der Standortwahl sind der zuverlässige Zugang zu einer zuverlässigen Energiequelle sowie der Preis der Energie. Sofern die Betriebe genügend flexibel auf eine unilaterale Preiserhöhung reagieren können, können sich die Netzbetreiber nicht unabhängig von Netzbetreibern in anderen Regionen bzw. im nahen europäischen Ausland verhalten. Der Markt für die Erdgaslieferung an Industriekunden wäre dann überregional abzugrenzen. Dabei sind zwei Fälle zu unterscheiden:

- Ein bereits etablierter Industriebetrieb wird aufgrund seiner hohen Wechselkosten (u.a. irreversible Kosten und Personal) nicht ohne weiteres auf eine Preiserhöhung reagieren können. Zudem hat er mögliche Preiserhöhungen bei seiner Standortwahl bereits berücksichtigt. Die grosse Mehrheit der Unternehmen in Markt wird daher einer Preiserhöhung nicht ausweichen können.
- Ein Industrieunternehmen, das gerade vor einer Standortwahl steht, wird die Energiekosten und die antizipierte künftige Entwicklung berücksichtigen. Langfristig höhere Energiepreise in der Schweiz gegenüber dem nahen Ausland können zu einem negativen Entscheid führen, insbesondere dann, wenn der Energieanteil an den Gesamtkosten ausreichend hoch ist. Dies kann auch auf die Netzbetreiber in der Schweiz einen Wettbewerbsdruck ausüben, insbesondere dann, wenn der potenzielle Kunde in Verhandlungen einsteigt und glaubwürdige Standortalternativen aufzeigt. Es müsste allerdings ein signifikanter Anteil von Standortentscheiden allein vom marginalen Energiepreis abhängen, um tatsächlich einen disziplinierenden Einfluss auf die regionalen und lokalen Netzbetreiber ausüben zu können.

Es ist daher fraglich, ob vom Standortwettbewerb insgesamt ein ausreichender disziplinierender Einfluss auf die Gasnetzbetreiber ausgehen kann.

(2) Wahl des Energieträgers

Ähnlich wie Privatkunden können auch Industriekunden den Energieträger langfristig wechseln, insbesondere im Rahmen der periodischen Erneuerung der Produktionsanlagen. Ein Wechsel würde sich aus heutiger Sicht nur lohnen, wenn es zu einem markanten, beständigen Anstieg des Gaspreises verglichen mit dem Preis der Ersatzenergie käme. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Verschärfung geltender Emissionsvorschriften den Ersatz des vergleichsweise emissionsarmen Erdgases erschwert. Gewisse industrielle Produktionsprozesse werden auch überhaupt erst durch die Verwendung von Erdgas möglich.⁸⁷

Eine nicht repräsentative Umfrage, die Swiss Economics für die vorliegende Studien bei industriellen Erdgasbezüger durchführte, bestätigt dieses Ergebnis: zwei von acht Bezüger sehen Erdgas im starken Wettbewerb mit der Alternative Fernwärme; und nur jeweils ein Bezüger mit den alternativen Energieträgern Erdöl, Strom und Erdwärme. Alle übrigen Unternehmen bezeichneten den Wettbewerb mit anderen Energieträgern als nicht vorhanden oder schwach.

Schliesslich ist noch darauf hinzuweisen, dass es nach unseren Kenntnissen keine etablierte empirische Untersuchung zur Preiselastizität der Erdgasnachfrage von Industriekunden gibt.

(3) Zweistoffanlagen

Gemäss Einschätzung des BFE hat heute ein bedeutender Teil der Industriekunden die Möglichkeit, kurzfristig den Energieträger zu wechseln. Etwa 30% des Erdgasverbrauchs der Schweiz wird gemäss BFE von Kunden bezogen, die über eine Zweistoffanlage, die in der Lage ist, bei Bedarf von Erdgas auf Mineralölprodukte (meistens Heizöl extraleicht) umzusteigen.⁸⁸

⁸⁷ Vgl. WEKO Schlussbericht 2013.

⁸⁸ BFE Risikobewertung, 16. Gemäss Protokoll Sitzung Zweistoffkunden vom 1.12.2015 stammen die Zahlen wohl aus einer internen Umfrage des VSG.

Es handelt sich dabei praktisch ausschliesslich um Industriekunden. Bei einem Anteil des industriellen Gasverbrauchs von 37.5% ergibt sich deshalb, dass heute ca. 80% aller Industriekosten ohne signifikanten Wechselkosten den Energieträger Wechslen können. Die Anzahl der der Zweistoffkunden im Schweizer Gasnetz ist vergleichsweise sehr hoch.⁸⁹

Die Zweistoffanlagen werden von den Industrieunternehmen selbst finanziert, sie erhalten als Gegenleistung vergünstigte Tarife von den Gasversorgern. Die Gasversorger erhalten dank der Zweistoffanlagen zusätzliche Flexibilität, was ihnen die Preisoptimierung bei Gasbezugs ermöglicht. Zweistoffkunden tragen daher im Falle von Netzengpässen auch zur Netzstabilität bei. Die Umschaltung geschieht in enger Kooperation zwischen Gasversorger und Industriekunden. Es kann allerdings nicht gesagt werden, ob diese aufgrund der Bedürfnisse der Netzbetreiber oder Lieferanten veranlasst wird (d.h. netzdienlich oder marktdienliche Nutzung, vgl. hierzu z.B. auch ecofys (2015), da diese vertikal integriert sind und dies auch nicht ausgewiesen wird.

Für die Einschätzung der Wettbewerbssituation bedeutet die Existenz der Zweistoffkunden allerdings, dass ein substantieller Anteil der Industriekunden grundsätzlich den Energieträger wechseln kann. Gemäss Angaben des BFE sind allerdings nur wenige Zweistoffkunden dazu berechtigt, Erdgas auf dem freien Markt einzukaufen. Sofern die Gaskunden die Hoheit über die Energienutzung haben, könnten diese bei hohen Gaspreisen entsprechend früher ausweichen. Der Rückgang der Liefermenge würde dann entsprechend auch die Netzbetreiber treffen und allenfalls in ihre Preissetzung disziplinieren.

Gemäss Schlussbericht der WEKO können allerdings die meisten der Zweistoffkunden nicht den gesamten Energiebedarf mit einem alternativen Energieträger decken. Die Ersatzlösung ist meistens nur als Behelfslösung konzipiert bzw. ein Kunde ist grundsätzlich auf den Bezug von Erdgas eingerichtet. Eine Umschaltung geschieht nur in Peak-Zeiten und nicht aufgrund von langfristig überhöhten Netznutzungsentgelten. Eine vollständige Substitution wäre somit für alle Industriekunden – auch für die meisten mit Zweistoffanlagen – nur langfristig im Zuge der periodischen Erneuerung der Anlagen realisierbar.⁹⁰ Ein Umstieg würde sich z.B. dann lohnen, wenn es zu einem markanten Anstieg des Gaspreises, verglichen mit dem Preis der Ersatzenergie, käme oder zu rechnen wäre.

6.1.1 Wirkung Wettbewerbs auf dem nachgelagerten Markt auf den Vorleistungsmarkt

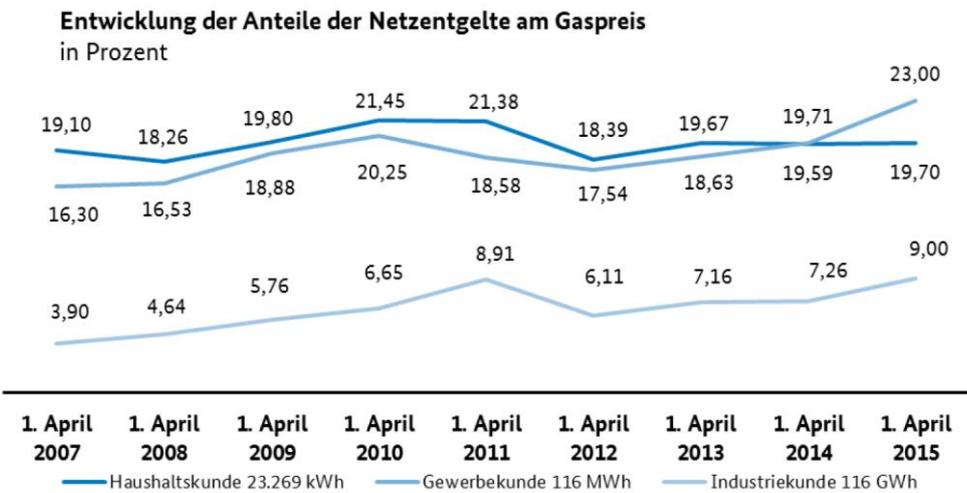
Cave et al. (2006) gehen davon aus, dass im Telekommunikationsbereich der Vorleistungsanbieter erst ab einem Vorleistungsanteil von 50% und hoher Preiselastizität auf dem Endkundenmarkt diszipliniert werden kann. Die abgeleitete Elastizität der Nachfrage auf dem Vorleistungsmarkt, kann nur disziplinierend wirken, wenn der Netzbetreiber tatsächliche signifikante Einbussen aufgrund des intermodalen Wettbewerbs erwartet. Dies gilt grundsätzlich auch bei den Energiemärkten.

Mangels exakter Daten für den Schweizer Erdgasmarkt kann für eine erste Einschätzung auf die Situation in Deutschland verwiesen werden. Gemäss dem jährlichen Monitoring der Bundesnetzagentur (BNetzA) beträgt dieser Anteil für Industriekunden unter 10% (vgl. Abbildung 35).

⁸⁹ BFE: Protokoll Sitzung Zweistoffkunden vom 1.12.2015.

⁹⁰ Vgl. WEKO (2013), Schlussbericht.

Abbildung 35: Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gaspreis in Deutschland.



Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2015.

In einer von Swiss Economics durchgeführten Umfrage, gaben die Industriekunden den Anteil der Netzkosten mit 10-40% an. Wäre dies repräsentativ, würde der Vorleistungsanteil gemäss dem Kriterium von Cave et al. (2006) also deutlich unter 50% liegen. Gleichzeitig ist die Wettbewerbsintensität auf den Energiemärkten wie oben festgehalten nicht sehr stark ausgeprägt. Es ist auch nicht zu erwarten, dass die Preiselastizität der Schweizer Gasnachfrager signifikant von den Werten in Europa abweicht. Der intermodale Wettbewerb dürfte daher keinen ausreichenden disziplinierenden Einfluss auf die Netzbetreiber haben.

Diese Überlegungen deuten daher darauf hin, dass der intermodale Wettbewerb im Endkundenmarkt die Marktmacht vom monopolistischen Engpass im Netzbereich nicht hinreichend zu disziplinieren vermag.

Das Fazit zur Wettbewerbssituation im Schweizer Gasmarkt findet sich in **Kapitel 3.2**

II Anhang: Long List Literaturlauswertung

Übersichtsstudien

1. Chawla, M. und Pollitt, M. (2013). Global Trends in Electricity Transmission System Operation: Where Does the Future Lie? *The Electricity Journal*, 6(5),65-71.
2. Haucap, J. (2007). The costs and benefits of ownership unbundling. *Intercomics*, 42(6), 301-304.
3. Haucap, J. (2008). Trennung von Infrastruktur und Betrieb – Königsweg öffentlicher Aufgabenerledigung? In: Trennung von Infrastruktur und Betrieb – Königsweg öffentlicher Aufgabenerledigung? Beiträge zur öffentlichen Wirtschaft 28.
4. Joskow, P. (2008). Lessons Learned From Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal*, Special Issue. The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery.
5. Pollitt, M. (2008). The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks. *Energy policy*, 36(2), 704-713.

Ländervergleiche

6. Alvarado, F., Gross, G. und Oren, S. (2002). Alternative Business Models for Transmission Investment and Operation, DOE National Transmission.
7. Boom, A. (2012). Vertikale Entflechtung in der Stromwirtschaft. *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung*, 81, 57-71.
8. Brau, R., Doronzo, R., Fiorio, C. V., und Florio, M. (2010). EU gas industry reforms and consumers' prices. *The Energy Journal*, 31(4), 163–178.
9. Cambini, C. und Rondi, L. (2010). Incentive regulation and investment: evidence from European energy utilities, *Journal of Regulatory Economics*, 38(1), 1-26.
10. Growitsch, C. und M. Stronzik (2014). Ownership unbundling of natural gas transmission networks: empirical evidence. *Journal of Regulatory Economics*, 46(2), 207-225.
11. Gugler, K., Rammerstorfer, M., und Schmitt, S. (2013). Ownership unbundling and investment in electricity markets—A cross country study. *Energy Economics*, 40, 702-713.
12. Gugler, K., Liebensteiner, M. und Schmitt, S. (2014). Vertical Disintegration in the European Electricity Sector: Empirical Evidence on Lost Synergies, working paper.
13. Hattori, T., Jamasb, T. und Pollitt, M. (2006). Relative Performance of US and Japanese Electricity Distribution: A Comparative Efficiency Analysis, *Journal of Productivity Analysis*, 18, 269-284.
14. Hattori, T., und Tsutsui, M. (2004). Economic impact of regulatory reforms in the electricity supply industry: A panel data analysis for OECD countries. *Energy Policy*, 32(6), 823–832.
15. Jamasb T., Pollitt, M. und Triebs, T. (2008). Productivity and efficiency of US gas transmission companies: A European regulatory perspective. *Energy Policy*, 36(9), 3398-3412.
16. Lyon, T.P. und Mayo, J.W. (2005). Regulatory opportunism and investment behavior: evidence from the U.S. electric utility industry. *RAND Journal of Economics*, 36(3), 628–644.
17. Meyer, R. (2012). Economies of scope in electricity supply and the costs of vertical separation for different unbundling scenarios. *Journal of Regulatory Economics*, 42(1), 95-114.
18. Meyer, R. (2011). Vertical Economies and the Costs of Separating Electricity Supply – A Review of Theoretical and Empirical Literature. *Energy Journal*, 33 (4).

19. Meyer, R. (2011). Vertical Economies of Scope in Electricity Supply – Analysing the Costs of Ownership Unbundling, Dissertation.
20. Nardi, P. (2012). Transmission network unbundling and grid investments: Evidence from the UCTE countries. *Utilities Policy*, 23, 50-58.
21. Schober, D. (2013). Static vs. Dynamic Impacts of Unbundling – Electricity Markets in South America. ZEW – Centre for European Economic Research Discussion Paper No. 23.
22. Talus, K. (2014). United States natural gas markets, contracts and risks: What lessons for the European Union and Asia-Pacific natural gas markets? *Energy policy*, 74, 28-34.

Einzelstudien

23. Arocena, P. (2008). Cost and quality gains from diversification and vertical integration in the electricity industry: A DEA approach. *Energy Economics*, 30(1), 39–58.
24. Arocena, P., Saal, S. und Coelli, T. (2009). Measuring economies of horizontal and vertical integration in the U.S. electric power industry: How costly is unbundling? Working Paper Aston Business School, UK.
25. Baarsma, B., De Nooij, M., Koster, W., und van der Weijden, C. (2007). Divide and rule. The economic and legal implications of the proposed ownership unbundling of distribution and supply companies in the Dutch electricity sector, *Energy Policy*, 35(3), 1785-1794.
26. Brandstätta, C., Brunekreefta, G. und Friedrichsena, N. (2011). Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: What works and what not? *Utilities Policy*, 19(4), 244–254.
27. Brown, S. P. A. und Yücel, M. K. (2007). What Drives Natural Gas Prices? Working Paper.
28. Brunekreeft, G. (2008). Ownership Unbundling in Electricity Markets. A Social Cost Benefit Analysis of the German TSO's. EPRG Discussion Paper 08-15.
29. Brunekreeft, G. (2015): Network unbundling and flawed coordination: Experience from the electricity sector. *Utilities Policy*, 34, 11-18
30. Brunekreeft, G., Goto, M., Meyer, R., Maruyama, M. und Hattori, T. (2014). Unbundling of electricity transmission system operators in Germany – An experience report, Energy Working Papers No. 16, Jacobs University Bremen.
31. Casarin, A. (2007). Efficient Industry configurations in downstream gas markets. An empirical assessment, *Energy Economics*, 29. 312-328.
32. Cavaliere, A. (2007). The Liberalization of Natural Gas Markets: Regulatory Reform and Competition Failures in Italy, working paper.
33. Çetin, T. und Oguz, F. (2007). The reform in the Turkish natural gas market: A critical evaluation. *Energy Policy*, 35(7), 3856-3867.
34. Chao, H-P., Oren, S. und Wilson, R. (2008). Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling in Restructured Electricity Markets, Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance. A volume in Elsevier Global Energy Policy and Economics Series, 27-64.
35. Farsi M., Filipini, M. und Kuenzle, M. (2007). Cost Efficiency in the Swiss Gas Distribution Sector, *Energy Economics*, 29(1), 64-78.
36. Farsi, M., Fetz, A. und Filippini, M. (2007). Economies of Scale and Scope in the Swiss Multi-Utilities Sector, CEPE Working Paper No. 59.

37. Fetz, A. (2008). Untersuchung von vertikalen Integrationsvorteilen, Verbundvorteilen und Skalenerträgen in der Stromwirtschaft, Eine mikroökonomische Analyse mit empirischen Anwendungen für die Schweiz, Dissertation.
38. Fetz, A. und Filippini M. (2010). Economies of vertical integration in the Swiss electricity sector. *Energy Economics*, 32(6), 1325-1330.
39. Filippini, M. and Farsi, M. (2008). Cost efficiency and scope economies in multi-output utilities in Switzerland, Strukturberichterstattung Nr. 39, SECO.
40. Hawdon, D. und Stevens, N. (2001). Regulatory Reform of the UK Gas Market: The Case of the Storage Auction Fiscal Studies, *Fiscal Studies*, 22(2), 217–232.
41. Hollas, D. R. (1999). Gas Utility Prices in a Restructured Industry. *Journal of Regulatory Economics*, 16, 167-185.
42. Künneke, R. und Fens, T. (2007). Ownership unbundling in electricity distribution: The case of The Netherlands, *Energy policy*, 35(3), 1920-1930.
43. Kwoka, J. (2008). Restructuring the U.S. Electric Power Sector. A Review of Recent Studies, *Review of Industrial Organization*, 32(3), 165-196.
44. Le Fevre, C. (2013). Gas storage in Great Britain, Oxford Institute for Energy Studies, mimeo.
45. Mulder, M., Shestalova, V. und Lijesen, M. (2005). Vertical separation of the energy-distribution industry; an assessment of several options for unbundling, CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis.
46. Nillesen, P. H. L. und Pollitt, M. G. (2011). Ownership unbundling in electricity distribution: Empirical evidence from New Zealand. *Review of Industrial Organization*, 38(1), 61–93.
47. Nooij, M. and Baarsma, B. (2009). Divorce comes at a price: An ex ante welfare analysis of ownership unbundling of the distribution and commercial companies in the Dutch energy sector. *Energy Policy*, 37(12).
48. Van Koten, S. und Ortmann, A. (2008). The unbundling regime for electricity utilities in the EU: A case of legislative and regulatory capture? *Energy Economics*, 30(6), 3128-3140.
49. Westphal, K. (2014). Institutional change in European natural gas markets and implications for energy security: Lessons from the German case, *Energy Policy*, 74, 35-43.

Theoretische Artikel

50. Abegg, P., Brinkmann, M., Brunekreeft, G., Götz, G., Krancke, J., Müller, C. und Schmidt, C. (2014). Entflechtung in Netzsektoren: Ein Vergleich. Bremen Energy Working Papers, No. 19.
51. Alesina, A., Ardagna, S., Nicoletti, G. und Schiantarelli, F. (2005). Regulation and investment. *Journal of the European Economic Association*, 3(4), 791-825.
52. Arellano, S. und Serra, P. (2008). The competitive role of the transmission system on price regulated power industries. *Energy Economics*, 30(4), 1568-1576.
53. Armstrong, M. und Sappington, D. (2006). Regulation, Competition, and Liberalization. *Journal of Economic Literature*, XLIV.
54. Balmert, D. und Brunekreeft, G. (2010). Deep ISO's and Network Investment. *Competition and Regulation in Network Industries*, 11(1), 27-49.
55. Bertoletti, P., Cavaliere, A., und Tordi, A. (2008), The Regulation of Access to Gas Storage with Capacity Constraints, University of Pavia, mimeo.

56. Bolle, F. und Breitmoser, Y. (2006). On the allocative efficiency of ownership unbundling. Working Paper No. 255, Europa University Viadrina Frankfurt (Oder).
57. Borenstein, S., Bushnell, J. und Stoft, S. (2000). The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry. *The RAND Journal of Economics*, 31(2), 294-325.
58. Boyce, J. R. und Hollis, A. (2005). Governance of electricity transmission systems. *Energy Economics*, 27(2), 237-255.
59. Breton, M., und Kharbach, M. (2008). The welfare effects of unbundling gas storage and distribution. *Energy Economics*, 30(3), 732-747.
60. Brown, S. P. A. und Yücel, M. K. (2007). What Drives Natural Gas Prices? Working Paper.
61. Brunekreeft, G. und Friedrichsen, N. (2010). Vertical unbundling, the coordination of investment and network pricing. Bremen Energy Working Papers, No. 3.
62. Brunekreeft, G., Goto, M., Meyer, R., Maruyama, M. und Hattori, T. (2014). Unbundling of electricity transmission system operators in Germany – An experience report, Bremen Energy Working Paper No. 16.
63. Buehler, S. (2005). The Promise and Pitfalls of Restructuring Network Industries. *German Economic Review*, 6(2), 205-228.
64. Buehler, S., Gaertner, D. und Halbheer, D. (2006). Deregulating network industries: dealing with price–quality trade-offs. *Journal of Regulatory Economics*, 30, 99–115.
65. Buehler, St., Schmutzler, A. und Benz, M. A. (2004). Infrastructure quality in deregulated industries: is there an underinvestment problem? *International Journal of Industrial Organization*, 22 (2), 253-267.
66. Chao, H-P., Oren, S. und Wilson, R. (2008). Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling in Restructured Electricity Markets, Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance. A volume in Elsevier Global Energy Policy and Economics Series, 27-64.
67. Cremer, H., Cremer, J. und De Donder, P. (2006). Costs and Benefits of Vertical Divestiture (2008). *Communications & Strategies*, 68(4).
68. Cremer, H., Cremer, J. und De Donder, P. (2006). Legal vs Ownership Unbundling in Network Industries (July 2006). CEPR Discussion Paper No. 5767.
69. Farsi, M., Fetz, A. und Filippini, M. (2007). Economies of Scale and Scope in the Swiss Multi-Utilities Sector, CEPE Working Paper No. 59.
70. Farsi, M., Filipini, M. und Kuenzle, M. (2007). Cost Efficiency in the Swiss Gas Distribution Sector, *Energy Economics*, 29(1), 64-78.
71. Fetz, A. (2008). Untersuchung von vertikalen Integrationsvorteilen, Verbundvorteilen und Skalenerträgen in der Stromwirtschaft, Eine mikroökonomische Analyse mit empirischen Anwendungen für die Schweiz, Dissertation.
72. Fetz, A. und Filippini M. (2010). Economies of vertical integration in the Swiss electricity sector. *Energy Economics*, 32(6), 1325-1330.
73. Filippini, M. und Farsi, M. (2008). Cost efficiency and scope economies in multi-output utilities in Switzerland, Strukturberichterstattung Nr. 39, SECO.
74. Friedrichsen, N. (2015). Governing smart grids: the case for an independent system operator. *European Journal of Law and Economic*, 39(3), 553-572.

75. Höffler, F. und Kranz, S. (2011). Legal unbundling can be a golden mean between vertical integration and ownership separation. *International Journal of Industrial Organization*, 29(5), 576-588.
76. Hollas, D. R. (1999). Gas Utility Prices in a Restructured Industry. *Journal of Regulatory Economics*, 16, 167-185.
77. Künneke, R. und Fens, T. (2007). Ownership unbundling in electricity distribution: The case of The Netherlands, *Energy policy*, 35(3), 1920-1930.
78. Kwoka, J. (2008). Restructuring the U.S. Electric Power Sector. A Review of Recent Studies. *Review of Industrial Organization*, 32(3), 165-196.
79. Mulder, M., Shestalova, V. und Lijesen, M. (2005). Vertical separation of the energy-distribution industry; an assessment of several options for unbundling, CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis.
80. Nillesen, P. H. L., und Pollitt, M. G. (2011). Ownership unbundling in electricity distribution: Empirical evidence from New Zealand. *Review of Industrial Organization*, 38(1), 61–93.
81. Nooij, M. und Baarsma, B. (2009). Divorce comes at a price: An ex ante welfare analysis of ownership unbundling of the distribution and commercial companies in the Dutch energy sector. *Energy Policy*, 37(12).
82. Sappington, D. (2006). On the Merits of Vertical Divestiture. *Review of Industrial Organization*, 29(3), 171-191.
83. Schächtele, J. und Uhlenbrock, J. (2012). "How to Regulate a Market-Driven Rollout of Smart Meters? A Multi-Sided Market Perspective." *Competition and Regulation in Network Industries*, 13(3), 273-306.
84. Tangerås, T. P. (2012). Optimal transmission regulation of an integrated energy market. *Energy Economics*, 34(5), 1644-1655.
85. Van Koten, S. und Ortman, A. (2008). The unbundling regime for electricity utilities in the EU: A case of legislative and regulatory capture? *Energy Economics*, 30(6), 3128-3140.
86. Westphal, K. (2014). Institutional change in European natural gas markets and implications for energy security: Lessons from the German case, *Energy Policy*, 74, 35-43.

Berichte von und für Regulierungsbehörden

87. ACER/CEER (2013). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012.
88. ACER/CEER (2014). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013.
89. Authority for Consumers & Markets (2012). National Report on energy regulation 2012.
90. Bundesnetzagentur (2013). Monitoringbericht.
91. Bundesnetzagentur (2014). Monitoringbericht.
92. Copenhagen Economics (2005). Market Opening in Network Industries: Part II: Sectoral Analyses. Copenhagen Economics for DG Internal Market.
93. Danish Energy Regulatory Authority (2015). 2015 National Report to the European Commission.
94. E-Control (2011). 10 Jahre Energiemarkt-Liberalisierung.

95. ERGEF (2009). Status Review of DSO Unbundling with Reference to Guidelines of Good Practice on Functional and Informational Unbundling for Distribution System Operators.
96. ERGEF (2013). Status Review on the Transposition of Unbundling Requirements for DSOs and Closed Distribution System Operators.
97. Ernst and Young (2006). Final Report Research Project on “The Case for Liberalisation”. Ernst and Young for UK Department of Trade and Industry.
98. European Commission (2005). Study on Unbundling of Electricity and Gas Transmission and Distribution System Operators. Final Report.
99. European Commission (2013). Market Functioning in Network Industries - Electronic Communications, Energy and Transport, Occasional Papers 129.
100. REF4E, Mercados and E-Bridge (2015). The role of gas storage in internal market and in ensuring security of supply. REF4E, Mercados and E-Bridge for DG Energy
101. OECD Competition Committee (2011). OECD Report on Experiences with Structural Separation.
102. Ofgem (2014). 2014 Great Britain and Northern Ireland National Reports to the European Commission.
103. Swedish Energy Markets Inspectorate (2013 u 2014). The Swedish Electricity and Natural Gas Markets 2013, 2014.

III Anhang: Eingangsfragen BFE und Erkenntnisse hierzu

In diesem Abschnitt werden die Einzelfragen aus dem Pflichtenheft des BFE nochmals detailliert aufgegriffen und möglichst kurz und prägnant beantwortet. In der Spalte „LR“ wird angegeben, ob die Frage in der gesichteten Literatur (vgl. Kapitel 4) behandelt wird.

Tabelle 17: Übersicht über die Eingangsfragen und die gewonnenen Erkenntnisse

Liegen Erkenntnisse darüber vor ...	LR	Erkenntnis
Allgemeines		
...wie die verschiedenen Instrumente und Formen der Entflechtung auf andere Aspekte der Marktregulation (v.a. Marktöffnung, Netzzugang und Netznutzungstarife) abzustimmen sind?	✓	Entflechtung immer ergänzend zu Netzzugangsregulierung.
...wie die Entflechtung idealerweise auszugestalten ist, wenn eine möglichst vollumfängliche Marktöffnung gewollt ist?	~	Vollständige Marktöffnung erhöht den Entflechtungsbedarf c.p.
...wie sich einzelne Entflechtungsinstrumente auf den Vollzugsaufwand seitens der Behörden auswirken?	✓	Ein höherer Entflechtungsgrad, insbesondere die eigentumsrechtliche Entflechtung, resultiert c.p. in einem geringeren Vollzugsaufwand
...ob sich zur Entflechtung ein schrittweises Vorgehen empfiehlt, indem zunächst nur eine milde Entflechtung vorgesehen wird, diese dann aber etappenweise zusehends verschärft wird?	~ bis ✓	Schaffung von Rechtssicherheit zentral. Verhältnismässigkeit ebenfalls. Notwendigkeit weitgehender Entflechtung kann erst nach Umsetzung der Zugangsregulierung beurteilt werden. Darum im Zweifelsfall die mildere Form und weitergehend nur im Bedarfsfall
...empfiehlt es sich, im Gesetz nur die zentralen Eckpfeiler festzuhalten und der Regulationsbehörde die Kompetenz zum Erlass weitergehenden Vorschriften einzuräumen? Lassen sich hierzu aus der Literatur gewisse Handlungsempfehlungen ableiten?	✓	Ja, so können Erkenntnisse aus dem Vollzug angemessen berücksichtigt werden (siehe oben)
...ob es sinnvoll ist, die Entflechtungsanforderungen für kleinere Verteilnetzbetreiber im Sinne einer <i>De minimis</i> -Klausel etwas abzuschwächen?	✓	Ja, Synergien insb. auch bei kleineren Anbietern vorhanden.
...wie wären gegebenenfalls die entsprechenden Schwellenwerte zu definieren	*	Schwellenwerte in Abhängigkeit der spezifischen Vorgaben und Struktur
Differenzierung Netzebenen		
... ob es ratsam ist, für das Transportnetz und das Verteilnetz jeweils unterschiedlich weitreichende Entflechtungsvorgaben zu machen? Lassen sich hierzu aus der Literatur allgemeine Handlungsempfehlungen ableiten? Ausserdem ist in diesem Zusammenhang von Interesse, wie die Abgrenzung zwischen den Netzebenen vorgenommen wird (z.B. je nach Druckstufe).	~	Unterschiedlich weitreichende Vorgaben für FNB u. VNB: geringerer intermodaler Wettbewerb und grössere Auswirkung bei FNB Abgrenzung dort, wo Querverbundunternehmen enden (d.h. zwischen Verteil- und Transportnetzen)

<p>... ob sich für grosse Transitgasleitungen besondere Entflechtungsvorgaben aufdrängen?</p>	<p>~ Mögliche Diskriminierung beim Gasimport, wirkt sich auf allen Netzebenen aus. Grundsätzlich kein Unterschied Regionalnetze und Transitgasnetze Differenzierung wenn im EES unterschiedlich integriert</p>
<p>... ob es gesamtwirtschaftlich oder aus Sicht der Versorgungssicherheit von Vorteil ist, wenn das gesamte Transportnetz aus einer Hand geführt, sprich von einem einzigen TSO betrieben wird?</p>	<p>~ Skalenerträge sind vorhanden</p>

Unterschied Strommarkt

<p>... inwieweit sich die Erkenntnisse zu den verschiedenen Entflechtungsinstrumente bzw. einer mehr oder weniger weitreichenden Entflechtung zwischen dem Erdgas- und dem Elektrizitätsmarkt unterscheiden?</p>	<p>✓ Eher höherer Entflechtungsbedarf im Elektrizitätsmarkt wegen inländischer Produktion und komplexerer Struktur</p>
--	--

Buchhalterische, informationelle und funktionelle Entflechtung

<p>... inwieweit und unter welchen Voraussetzungen eine buchhalterische Entflechtung sinnvoll ist und welche Massnahmen sich dazu (nicht) bewähren?</p>	<p>✓ Eine buchhalterische ist immer sinnvoll und Voraussetzung für effiziente Zugangsregulierung</p>
<p>... inwieweit und unter welchen Voraussetzungen eine informationelle Entflechtung sinnvoll ist und welche Massnahmen sich dazu (nicht) bewähren?</p>	<p>* Sog. Chinese Walls sind in kleinen Unternehmen kaum möglich durchzusetzen</p>
<p>... inwieweit und unter welchen Voraussetzungen eine personelle Entflechtung als Teilaspekt der funktionellen Entflechtung sinnvoll ist und welche Massnahmen sich dazu (nicht) bewähren?</p>	<p>* Insbesondere bei kleinen VNB führt eine personelle Entflechtung zum Verlust von Verbundeffekten</p>
<p>... inwieweit und unter welchen Voraussetzungen andere „funktionelle“ Entflechtungsvorgaben sinnvoll sind und welche Massnahmen sich dazu jeweils (nicht) bewähren?</p>	<p>~ Eine funktionelle Entflechtung kann in wesentlichen Verlusten von Verbundeffekten resultieren</p>

Rechtliche und eigentumsrechtliche Entflechtung

<p>... welche Rechtsformen sich zum Netzbetrieb besonders bzw. nicht eignen? Worin bestehen die Vor- und Nachteile der verschiedenen Rechtsformen?</p>	<p>* Hauptkriterium: Rechnungslegungsvorschriften und damit finanzielle Transparenz, die mit Gesellschaftsform einhergeht. Vorteil einer Aktiengesellschaft: Anforderungen steigen mit Unternehmensgrösse</p>
<p>... ob es sinnvoll ist, mit einer Vorgabe zur rechtlichen Entflechtung gleichsam auch eine Pflicht zur Übertragung des Eigentums auf die Netzbetriebsgesellschaft zu statuieren oder ob stattdessen auch sog. Pachtmodelle zulässig sein sollen?</p>	<p>* Je nachdem was bezweckt wird. Ggf. sind bei Pachtmodellen komplementäre funktionale Elemente zu prüfen.</p>
<p>... inwieweit eine rechtliche Entflechtung parallel auf eine funktionelle Entflechtung angewiesen ist?</p>	<p>~ Eine rechtliche Entflechtung allein bewirkt v.a. eine wirksamere buchhalterische Entflechtung. Soll eine rechtliche Entflechtung strenger als eine funktionale Entflechtung</p>

<p>... ob und unter welchen Voraussetzungen sich eine vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung empfiehlt, indem den übrigen Unternehmen der Erdgaswirtschaft untersagt ist, (massgebende) Beteiligungen an Netzbetriebsgesellschaften zu halten?</p>	<p>sein, ist diese mit zusätzlichen funktionalen Elementen zu kombinieren.</p> <p>✓ Keine empirische Evidenz für zusätzlichen Effekt.</p> <p>Wesentlich sind die Kontrollrechte und -möglichkeiten. Bestehen keine, z.B. aufgrund funktionaler Entflechtungselemente können Beteiligungen erlaubt sein.</p>
<p>... ob und inwieweit sich eine Verstaatlichung des Netzbetriebs empfiehlt, indem der Betrieb der Zentralverwaltung oder einem dezentralen Verwaltungsträger anheimgestellt wird?</p>	<p>~ Verhältnismässigkeit des Eingriffs wäre zu prüfen.</p> <p>Bei staatlichen Querverbundunternehmen kaum Intermodalwettbewerb möglich</p>
<p>... ob sich eine Börsenkotierung der Netzbetreibergesellschaften empfiehlt?</p>	<p>* Ggf. zu prüfen bei Finanzierungsproblemen.</p>
<p>... inwiefern sich beim Betrieb des Transportnetzes durch Kapitalgesellschaften Vorgaben zur „nationalen Beherrschung“ empfehlen oder ob ein „offenes“ Aktionariat grundsätzlich vorteilhafter ist?</p>	<p>* Unabhängiges Aktionariat hätte noch höheren Anreiz, Monopolpreise zu setzen.</p>
<p>... ob und unter welchen Voraussetzungen es sich empfiehlt, den Betrieb des Transportnetzes zu monopolisieren, d.h. bewusst einer einzigen Betreibergesellschaft zu übertragen?</p>	<p>~ Literatur unterstreicht Skalenerträge beim Netzbetrieb. Sofern solche auch in der Schweiz bestehen, könnte sich eine einzige Netzbetreiberin anbieten.</p>
<p>... wie aus Sicht der Entflechtung mit sog. Marktgebietsverantwortlichen umzugehen ist, die Vornahme gewisser Netzbetriebsaufgaben also einem zentralen Akteur übertragen wurde?</p>	<p>~ Weitgehende Entflechtung, da beim MGV wesentliche marktsensible Informationen zusammenkommen.</p>
<p>Speicher</p>	
<p>... welche Entflechtungsmassnahmen sich im Umgang mit Gasspeicheranlagen (nicht) bewähren?</p>	<p>~ Keine eindeutige Aussage zum Entflechtungsbedarf möglich. Trade-off Diskriminierungs- versus Investitionsanreize.</p> <p>Zuordnung zum Vertrieb nur falls lastganggemessen.</p>

swiss economics

Swiss Economics SE AG
Weinbergstrasse 102
CH-8006 Zürich

T: +41 (0)44 500 56 20
F: +41 (0)44 500 56 21

office@swiss-economics.ch